

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté De Technologie

Thèse de Doctorat

Présentée par :

DERICHE Mohammed Amine

En vue de l'obtention du diplôme de **DOCTORAT** en :

Filière : Génie Mécanique

Option : Modélisation et Simulation en Mécanique

TITRE

**CONTRIBUTION A L'ANALYSE DES
PERFORMANCES D'UNE CENTRALE
PHOTOVOLTAÏQUE. ETUDES DE CAS**

Devant le jury composé de :

Mme Bouchra NADJI	Professeur Université de Boumerdès	Présidente
Mr Ahmed HAFAIFA	Professeur Université de Djelfa	Directeur de thèse
Mr Kamal MOHAMMEDI	Professeur Université de Boumerdès	Co-Directeur de thèse
Mr Hamid AKNOUCHE	Professeur Université de Boumerdès	Examineur
Mr Mouloud GUEMANA	MCA Université de Médéa	Examineur

Année Universitaire 2020/2021

Le travail de Doctorat présenté dans cette thèse a été réalisé à la Division MESO/URMPE, Université M. Bougara, Boumerdès 35000 Algérie, Laboratoire d'automatisation appliqué et de diagnostic industriel, Université de Djelfa 17000 Algérie et SKTM Sonelgaz à Ghardaia 47000 Algérie

Boumerdes : 31 Mai 2021
Mohammed Amine DERICHE

DEDICACE

Je dédie cette thèse

- ❖ *A mes parents qui n'ont jamais cessé de prier pour moi, que Dieu les protège ;*
- ❖ *A ma femme ;*
- ❖ *A mes enfants Nour Assil et Mohamed Zakaria ;*
- ❖ *A mes frères ;*
- ❖ *A mes sœurs ;*
- ❖ *A ma belle-mère et à la mémoire de mon beau-père ;*
- ❖ *A toute la famille du plus grand au tout petit et à tous mes amis. Vous vous êtes dépensé pour moi sans compter, en reconnaissance de tous les sacrifices consentis par tous et chacun pour me permettre d'atteindre cette étape de ma vie.*

REMERCIEMENTS

Je remercie avant tout Dieu le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience qui m'ont permis d'accomplir ce modeste travail.

Avant tout propos, je tiens à remercier profondément Pr. **Ahmed HAFIFA**, Directeur de thèse, Professeur à l'Université de Djelfa d'avoir été durant cette période de recherche mon superviseur, pour m'avoir encadré et encouragé tout au long de cette recherche. Je tiens également à remercier le responsable de notre formation doctorale et co-directeur de Thèse, Pr. **Kamal MOHAMMEDI**, professeur à l'Université de Boumerdes, pour son aide et ses encouragements et pour ses précieux conseils lors de la préparation de cette Thèse de Doctorat.

Je remercie Pr. **Bouchra NADJI** d'avoir accepté de présider ce jury.

J'exprime encore ma gratitude à Pr. **Hamid AKNOUCHE**, Professeur à l'université de Boumerdes et à Dr. **Mouloud GUEMANA** Maître de Conférences classe A à l'université de Médéa pour avoir accepté de faire partie du jury en qualité d'examineurs.

Je tiens également à remercier toutes les personnes qui m'ont facilité l'accès aux centrales solaires opérationnelles de SKTM pour effectuer un stage pratique, en particulier Monsieur **Chahar BOULAKHRAS** Président Directeur Général de SONEGAS, Ex PDG de SKTM/SONEGAS et à Madame **Baya BELARBI** Directrice de l'Engineering des Energies Renouvelables (KDER-CEEG).

Mes remerciements particuliers à mes parents qui ont été les premiers à m'encourager à faire mes études post-graduées, à ma femme, mes frères, mes sœurs, à toute ma famille, mes amis. Enfin, mes remerciements vont à tous ceux qui ont contribué directement ou indirectement à la réussite de ce projet.

ملخص: يعد التوجه لاستخدام تقنية الطاقة الشمسية كهروضوئية ضرورة، خاصة بالنسبة للبلدان التي لديها جميع الوسائل اللازمة من المواد الخام والطاقة الشمسية، ويرتبط أداء المحطة كهروضوئية بشكل أساسي بأداء الألواح كهروضوئية. هذا هو سبب تركيز موضوع أطروحتنا على محور البحث والذي يتكون من جزأين رئيسيين: دراسة حول تحليل الأداء ودورة الحياة لأربع تقنيات كهروضوئية، بما في ذلك التقنيات البلورية للسيليكون (أحادي البلورية ومتعدد البلورات) والطبقات الرقيقة (السيليكون غير المتبلور وتيلوريد الكاديوم) مثبتة في بيئة صحراوية (غرداية-الجزائر)، والجزء الآخر يركز أساسا على التحليل الطاقوي والاجزيجي الذي تم إجراؤه في هذه الأطروحة.

أظهرت النتائج التي تم الحصول عليها في هذه الدراسة أن تقنيات الأغشية الرقيقة (السيليكون غير المتبلور وتيلوريد الكاديوم) تعمل بشكل أفضل في البيئة الصحراوية مقارنة بالتقنيات البلورية الأخرى. نفس النتيجة التي تم الحصول عليها فيما يتعلق بوقت استعادة الطاقة (2,8 سنة لأجل تيلوريد الكاديوم، 3,39 سنة بالنسبة لسيليكون غير المتبلور، 4,86 سنة للسيليكون متعدد البلورات و5,73 للسيليكون أحادي البلورية) وبالنسبة لانبعاثات ثاني أكسيد الكربون بوحدة الطن في السنة (تيلوريد الكاديوم: 13,24، السيليكون غير المتبلور: 20,19، السيليكون متعدد البلورات: 25,11 والسيليكون أحادي البلورية: 32,03).

يعتبر هذا العمل مصدرا أساسيا للاستخدام من أجل تحسين سلوك الوحدات كهروضوئية، ولا سيما تلك المثبتة في بيئة مماثلة لتلك التي درسناها (البيئة الصحراوية).

الكلمات المفتاحية: كهروضوئية، الطاقة، الاجزيجي، المردود، الحرارة، الشعاع الشمسي، سرعة الرياح، دراسة مقارنة، وقت استعادة الطاقة، تقييم دورة الحياة، غازات الاحتباس الحراري.

Abstract

The number of renewable energy installations based on solar photovoltaic technologies has increased exponentially in the last years where the levelised cost of electricity has reached 1ct USD/kWh. The performances of a PV installation are mainly linked to the characteristics of the photovoltaic panels. This is the subject of our thesis which focuses on the one hand, on the performance and life cycle analysis of four photovoltaic technologies, namely, crystalline technologies (monocrystalline "m-Si", multi crystalline "mc-Si") and thin layers (amorphous silicon "a-Si" and cadmium telluride "CdTe") installed in a desert environment (Ghardaia-Algeria). On the other hand, energy and exergy analyzes were carried out in order to reinforce the technological choice decision making.

The results obtained in this study showed that thin film technologies (a-Si and CdTe) exhibit better behavior in a desert environment compared to other crystalline technologies. The same observation is made concerning the energy recovery time (2.8 years for CdTe, 3.39 years for a-Si, 4.86 years for mc-Si and 5.73 years for m-Si) and CO₂ emissions in tonnes of CO₂ / year (CdTe 13.24; a-Si 20.19; mc-Si 25.11 and m-Si 32.03).a study on the performances and the life cycle analysis of four photovoltaic technologies, among which crystalline technologies (monocrystalline "m-Si", multi crystalline "mc-Si") and thin layers (amorphous silicon "a-Si" and cadmium telluride "CdTe") installed in a desert environment (Ghardaia-Algeria), and another based on the energetic and exergetic analysis were carried out in this present thesis.

The results obtained in this study showed that thin-film technologies (a-Si and CdTe) behave better in a desert environment compared to other crystalline technologies. The same result obtained concerning the energy payback time (2.8 years for CdTe, 3.39 years for a-Si, 4.86 years for mc-Si and 5.73 years for m-Si) and CO₂ emissions in tonnes of CO₂ / year (CdTe 13.24; a-Si 20.19; mc-Si 25.11 and m-Si 32.03).

Keywords: photovoltaic; energy; exergy; efficiency; temperature; solar radiation; EPBT, LCA, GHG.

Résumé

Le nombre d'installations en énergies renouvelables basées sur les technologies solaires photovoltaïques a connu une croissance exponentielle ces dernières années qui ont vu le coût du kWh produit baisser avantageusement. Les performances d'une centrale PV sont principalement liées aux caractéristiques des panneaux photovoltaïques. C'est l'objet de notre sujet de thèse qui se focalise d'une part, sur les performances et l'analyse de cycle de vie de quatre technologies photovoltaïques, à savoir, les technologies cristallines (monocristalline « m-Si », multi cristalline « mc-Si ») et de couches minces (silicium amorphe « a-Si » et tellurure de cadmium « CdTe ») installées dans un environnement désertique (Ghardaia-Algérie). D'autre part, les analyses énergétique et exergétique ont été effectuées afin renforcer le choix technologique effectué.

Les résultats obtenus dans cette étude ont montré que les technologies à couche mince (a-Si et CdTe) présentent un meilleur comportement dans un environnement désertique par-rapport aux autres technologies cristallines. Le même constat est fait concernant le temps de récupération de l'énergie (2,8 ans pour CdTe, 3,39 ans pour a-Si, 4,86 ans pour mc-Si et 5,73 ans pour m-Si) et les émissions de CO₂ en tonnes de CO₂/an (CdTe 13,24 ; a-Si 20,19 ; mc-Si 25,11 et m-Si 32,03).

Mots-clés : Photovoltaïque; énergie; exergie; rendement; température; radiation solaire; EPBT; LCA; GHG.

Liste des travaux

Publications

[1] Mohammed Amine DERICHE, Ahmed HAFAIFA, Ali TAHRI, Kamal MOHAMMEDI, Fatima TAHRI, “Energy and environmental performance analysis of gridconnected photovoltaic systems under similar outdoor conditions in the Saharan environment”, Diagnostyka, 2020;21(2):13-23. <https://doi.org/10.29354/diag/122035>

[2] Mohammed Amine DERICHE, Ahmed HAFAIFA, Kamal MOHAMMEDI, “Performance evaluation of A-Si and CdTe solar photovoltaic using energy and exergy analysis”, International journal of Exergy, Int. J. Exergy, Vol. 32, No. 4, 2020. DOI: [10.1504/IJEX.2020.108947](https://doi.org/10.1504/IJEX.2020.108947)

Conférences

[1] DERICHE M.A., HAFAIFA A., MOHAMMEDI K., « EPBT and CO2 emission from solar PV monocrystalline silicon », ICASS 2018, International Conference On Applied Smart Systems, Medea On 24-25 November 2018, Algeria. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8652055>

[2] DERICHE M.A., HAFAIFA A., MOHAMMEDI K., « Performance comparison of PV technology with single axis tracker versus fixed structure », ICAAID 2017, The Second International Conference On Applied Automation And Industrial Diagnostics, Djelfa On 16-17 September 2017, Algeria. URL : <http://www.univ-djelfa.dz/icaaid17>

[3] Mohammed Amine DERICHE, Ahmed HAFAIFA, K. MOHAMMEDI, « Analyse des performances d’un système photovoltaïque installé dans le réseau électrique du sud algérien », NCEEE 2016, The 1st National Conference On Electronics And Electrical Engineering, Bouira on November 14-15, 2016, Algeria. URL : <http://ic3e.univ-bouira.dz/NCEEE%202016/index.html>

[4] DERICHE Mohammed Amine, K MOHAMMEDI. « Conception et dimensionnement d’un système photovoltaïque couple au réseau électrique de Ghardaia ». The first International Conference on Solar Energy, INCOSOLE 2015, Bordj Bou Arreridj on May 4-5, 2015, Algeria.

[5] DERICHE Mohammed Amine, Ahmed HAFAIFA, K MOHAMMEDI. « Overview of PV Power Plants Projects in Algeria ». The 1st International Conference on Applied Automation and Industrial Diagnostics (ICAAID 2015), Djelfa on 29-30 March 2015, Algeria. URL : <http://www.univ-djelfa.dz/icaaid>

Table des matières

Liste des travaux.....	i
Introduction générale.....	1
Nomenclature.....	4
Chapitre I : Généralités sur la Production de l'électricité et le solaire PV	7
1. Introduction	8
2. Moyens de production de l'électricité	8
2.1. Production de l'énergie électrique par des ressources fossiles	10
2.2. Production de l'énergie électrique par des sources renouvelables	15
3. Technologies photovoltaïques "perspective et développement"	19
3.1. Histoire	19
3.2. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	19
3.3. Technologies de cellules photovoltaïques	21
3.3.1. Les cellules photovoltaïques au silicium cristallin	22
3.3.2. Les cellules photovoltaïques en couches minces.....	23
4. Evolution du rendement des technologies photovoltaïques.....	25
5. Modèles mathématique d'une cellule photovoltaïque	26
6. Architecture et constitution d'un module photovoltaïque	29
6.1. Architecture d'un module photovoltaïque.....	29
6.2. Constitution d'un panneau photovoltaïque.....	30
7. Différents types de systèmes photovoltaïques.....	31
8. Les paramètres environnementaux influençant sur les performances d'un module photovoltaïque.....	32
9. Conclusion.....	33
Chapitre II : Rayonnement solaire	34
1. Introduction	35
2. Le soleil et le mouvement de la terre.....	35
3. Trajectoire apparente du soleil	36
3.1. Coordonnées du soleil	37
3.1.1. Coordonnées équatoriales.....	37
3.1.2. Coordonnées horizontales	40
3.2. Coordonnées terrestres	41
3.2.1. Latitude.....	41
3.2.2. Longitude.....	41
4. Ressource solaire - potentiel solaire en Algérie	41

5.	Orientation et inclinaison	43
6.	Rayonnement solaire	45
6.1.	Masse atmosphérique	45
6.2.	Différentes composantes du rayonnement solaire	47
7.	Instruments de mesure du rayonnement solaire	48
7.1.	Pyranomètre.....	49
7.2.	Pyrhéliomètre	49
7.3.	Héliographe	50
8.	Conclusion.....	50
Chapitre III : Performances Energétiques et Evaluation du Cycle de Vie des Technologies Photovoltaïques.....		51
1.	Introduction	52
2.	Description de la centrale photovoltaïque de Oued N'echou	52
2.1.	localisation des systèmes PV	52
2.2.	Caractéristiques techniques des équipements.....	54
3.	Méthode d'analyse	56
3.1.	Paramètres de performance	56
3.2.	Analyse du cycle de vie de l'installation (LCA)	58
3.3.	Temps de récupération de l'énergie (EPBT) et émissions de gaz à effet de serre (GHG)	62
3.3.1.	Temps de récupération de l'énergie (EPBT)	62
3.3.2.	Emissions de gaz à effet de serre (GHG)	63
4.	Résultats et discussion.....	64
4.1.	paramètres météorologiques	64
4.2.	paramètres de performance.....	66
4.3.	Temps de récupération de l'énergie (EPBT) et émissions de gaz à effet de serre (GHG)	70
5.	Conclusion.....	70
Chapitre IV : Évaluation des Performances Energétique et Exergétique de Modules Photovoltaïques A-Si et CdTe		72
1.	Introduction	73
2.	Méthode d'analyse	73
2.1.	Localisation des systèmes PV	73
2.2.	Analyse énergétique et exergétique.....	75
2.2.1.	Analyse énergétique	75
2.2.2.	Analyse exergétique	77
3.	Résultats et discussion.....	80
4.	Conclusion.....	85

Conclusion générale	86
Références	88

Liste des figures

Figure I.1	La production d'électricité mondiale de toute forme de source d'énergie 2014.....	9
Figure I.2	Principales sources d'énergies pour la production de l'électricité en Algérie 2015.....	10
Figure I.3	Centrale électrique diesel fonctionnant au gas-oil, avec un moteur thermique à combustion et alternateur.....	11
Figure I.4	Schéma fonctionnel d'une turbine à gaz mono-arbre.....	12
Figure I.5	Principe de fonctionnement d'une Centrale électrique thermique (turbine à vapeur).....	13
Figure I.6	Schéma global de fonctionnement d'une centrale électrique à cycle combiné et leurs principaux équipements.....	14
Figure I.7	Schéma illustratif de principe de fonctionnement d'une centrale électrique nucléaire.....	14
Figure I.8	Schéma principal d'une centrale électrique à biomasse.....	15
Figure I.9	Centrale électrique hydraulique.....	16
Figure I.10	(a) la ferme éolienne de Kabertène (b) principaux équipements d'une éolienne.	16
Figure I.11	Principe d'une centrale électrique hydro-éolienne.....	17
Figure I.12	Centrale solaire thermique, (a) à tour et (b) cylindro-parabolique.....	18
Figure I.13	Centrale pilote de 1.1 MW à Ghardaïa.....	19
Figure I.14	(a) Principe de génération de la paire électron trou d'une cellule PV.....	20
	(b) Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	21
	(c) Représentation schématique des diagrammes de bandes d'un isolant, semi-conducteur et conducteur.....	21
Figure I.15	Cellule des trois technologies PV (a) monocristallin, (b) multi-cristallin et (c).....	23
Figure I.16	Cellule de tellure de cadmium (CdTe).....	24
Figure I.17	Module di-séléniure de cuivre indium et galium.....	24
Figure I.18	Cellules PV organiques.....	25
Figure I.19	Evolution des meilleurs rendements de toutes les technologies des cellules photovoltaïque en laboratoire.....	26
Figure I.20	Schéma électrique équivalent d'une cellule en silicium cristallin.....	27

Figure I.21	Exemple de la caractéristique I-V et P-V d'une cellule PV.....	28
Figure I.22	Caractéristique électrique I-V pour les cellules en parallèles.....	29
Figure I.23	Caractéristique électrique I-V pour les cellules en séries.....	29
Figure I.24	(a) Architecture classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protection.....	31
	(b) Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant de circulation IPV.....	31
Figure I.25	Principe d'un système photovoltaïque autonome.....	31
Figure I.26	Schéma d'une centrale photovoltaïque connecté au réseau électrique.....	32
Figure II.1	Trajectoire de la terre autour du soleil.....	36
Figure II.2	Trajectoire du soleil.....	37
Figure II.3	Méthodes de repérage de la position apparente du soleil.....	37
Figure II.4	Déclinaison solaire, en fonction du jour de l'année.....	38
Figure II.5	Système de coordonnées équatoriales.....	39
Figure II.6	Système de coordonnées plan horizontales.....	40
Figure II.7	Coordonnées terrestres	41
Figure II.8	La carte de potentiel solaire dans le monde.....	42
Figure II.9	Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale, période 1992-2002 [Wh/m ²].....	43
Figure II.10	Structure porteuse de panneaux PV avec deux axes de rotation.....	44
Figure II.11	Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.....	46
Figure II.12	Spectres solaires AM0 et AM1.5, avec différentes molécules provoquant les principales atténuations.....	47
Figure II.13	Composantes du rayonnement solaire.....	48
Figure II.14	Exemple d'une station météorologique.....	49
Figure III.1	Situation de la Wilaya de Ghardaia dans l'Algérie.....	53
Figure III.2	Implantation des quatre technologies PV testées dans la centrale photovoltaïque de Ghardaïa.....	53
Figure III.3	Station météorologique de la centrale PV.....	55

Figure III.4	Cadre d'analyse de cycle de vie.....	58
Figure III.5	Étape de processus de fabrication de cristaux et module en silicium à couche mince (m-Si, mc-Si et a-Si).....	60
Figure III.6	En pourcentage la distribution de l'irradiation annuelle journalière sur plan reçue au niveau des panneaux photovoltaïques.....	65
Figure III.7	En pourcentage la distribution de l'irradiation annuelle sur plan reçue au niveau des générateurs PV.....	65
Figure III.8	Moyenne mensuelle journalière de ratio de performance.....	68
Figure III.9	Moyenne mensuelle journalière de rendement final et de rendement de référence.....	68
Figure III.10	Moyenne mensuelle journalière de l'énergie produite en AC.....	69
Figure III.11	Rendement moyen mensuel journalier des systèmes.....	69
Figure IV.1	Variation du rayonnement solaire et de la température ambiante au cours du 21 décembre 2015 à Ghardaïa.....	81
Figure IV.2	Rayonnement global et l'apport d'exergie solaire le jour sélectionné pour les panneaux photovoltaïques A-Si et CdTe à Ghardaia, Algérie.....	82
Figure IV.3	Exergie solaire d'entrée et l'exergie électrique de panneaux photovoltaïques A-Si et CdTe le 21 décembre 2015 à Ghardaia, Algérie.....	83
Figure IV.4	Exergie solaire d'entrée, exergie électrique, exergie thermique et destruction exergétique d'un générateur photovoltaïque de l'amorphe et de tellure de cadmium le 21 décembre 2015 à Ghardaia, Algérie.....	83
Figure IV.5	Rendement énergétique et exergétique horaire pour deux technologies du générateur photovoltaïque le jour du test.....	84

Liste des tableaux

Tableau II.1	La durée moyenne d'ensoleillement et l'énergie moyenne reçue selon les régions en Algérie.....	42
Tableau III.1	Caractéristiques principales des panneaux photovoltaïques.....	54
Tableau III.2	Caractéristiques principales des panneaux photovoltaïques.....	54
Tableau III.3	Énergie requise par les principaux composants des quatre technologies des centrales photovoltaïques.....	62
Tableau III.4	La moyenne mensuelle journalière et la moyenne annuelle journalière des paramètres météorologiques ainsi que leurs écarts types.....	66
Tableau III.5	Moyenne annuelle journalière de ratio de performance, rendement final, énergie de sortie – AC et le rendement de système, avec leurs écarts-types respectifs.....	69
Tableau III.6	Le temps de récupération de l'énergie pour chaque système PV et les résultats sur CO ₂	70

Introduction générale

La consommation mondiale d'énergie électrique n'a pas cessé d'augmenter depuis des décennies, à cause de l'explosion des besoins des populations et le développement industriel entraînant une élévation sans précédent des niveaux d'émissions de Gaz à effet de serre (GES). Les sources d'énergie comme le charbon, le pétrole, le gaz ou l'uranium utilisées pour la production d'électricité conventionnelle sont épuisables et constituent la source principale des changements climatiques. De plus, durant ces dernières années le monde a connu des perturbations des approvisionnements énergétiques engendrées par différents facteurs, comme la fluctuation des prix du pétrole, la pandémie COVID19, la multiplication des zones de conflits, etc. Ces principales causes ont entraîné un avancement remarquable dans le développement technologique des énergies propres avec une courbe décroissante des coûts. Afin de se conformer aux contraintes nées de la Conférence des parties (CoP 21), les pays développés ont beaucoup investi dans le développement et la réalisation de méga projets pour la production d'électricité à travers des énergies renouvelables comme le photovoltaïque et le thermique, l'éolien, l'hydraulique, etc.

L'Algérie, pour sa part, et afin de faire face aux différentes transformations mondiales concernant la diversification de ses exportations énergétiques et les engagements liés à la réduction de ses émissions de gaz à effet de serre de 7% à 20% d'ici 2030, a adopté un programme de développement pour la réalisation de plusieurs centrales de production d'électricité par des sources renouvelables notamment photovoltaïque. La capacité mise en service en 2018 avoisine les 344,1 MWc [1], alors qu'un appel d'offre à investisseur pour la réalisation d'un projet d'une puissance totale de 4000 MWc en photovoltaïque à l'horizon 2024 avec un coût estimatif de 3,6 milliards de dollars [2] a été lancé en 2021. La technologie solaire PV devient une nécessité pour diminuer les dégagements des gaz à effet de serre, préserver nos ressources fossiles, diversifier nos sources de production d'électricité et de renouveler notre parc de centrales électriques.

En termes de gisement solaire, l'Algérie dispose d'une durée moyenne d'ensoleillement qui dépasse les 2000 heures annuelles, avec 3500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara.

En Algérie, la majorité des centrales solaires photovoltaïques installées et les futurs projets de centrales PV prévues dans le programme des énergies renouvelables sont situées dans le sud algérien dont les conditions environnementales sont sévères. L'objectif de notre travail de recherche est d'étudier les performances et le comportement de plusieurs technologies solaires photovoltaïques dans un environnement désertique, afin d'aider au choix de la technologie photovoltaïque à utiliser. Une étude des performances de plusieurs technologies selon le site

et l'environnement d'installation est indispensable. Dans notre cas, on a étudié les performances de (04) quatre technologies PV, monocristallin (m-Si), multi-cristallin (mc-Si), silicium amorphe (a-Si) et le tellure de cadmium (CdTe). A noter que, compte tenu du fait que l'énergie produite par le module photovoltaïque est supérieure à celle consommée au moment de sa production, on introduit la notion de remboursement énergétique EPBT (Energy PayBack Time) qui diffère selon la technologie PV et le lieu.

Le présent manuscrit est structuré en quatre chapitres et une conclusion générale. Premier chapitre porte sur des généralités sur les différents moyens de production de l'énergie électrique conventionnelle comme les centrales diesel, turbine à gaz, à cycle combinée (gaz et vapeur) et le nucléaire... et renouvelable comme les centrales à biomasse, hydraulique, éolienne, hydro éolienne, solaire thermique et le solaire photovoltaïque. Cette dernière technologie est la plus utilisée dans le monde et notamment en Algérie à cause de plusieurs facteurs favorables. En deuxième partie on présente le développement et les perspectives de cette filière, dont l'évolution des rendements, la modélisation, l'architecture et la constitution d'un module PV, et les principaux paramètres influant sur les performances de la technologie photovoltaïque ont été abordés.

Le deuxième chapitre est consacré au rayonnement solaire. Ce chapitre est entamé par une description des principales caractéristiques du soleil et son mouvement par rapport à la Terre, de sa trajectoire apparente, une synthèse sur les ressources solaires, notamment le potentiel solaire en Algérie, ainsi que les différents instruments de mesure du rayonnement solaire.

Le troisième chapitre porte sur l'analyse des performances énergétiques et l'évaluation du cycle de vie de quatre technologies photovoltaïques, avec une description détaillée de la centrale photovoltaïque de Oued Nechou située dans la wilaya de Ghardaia (Algérie). Les résultats de cette étude sont discutés à la fin de ce présent chapitre.

Le dernier chapitre est consacré à l'évaluation des performances des technologies à couche minces (a-Si et CdTe) à l'aide des méthodes d'analyse d'énergie et d'exergie basées sur le premier et le second principe de la thermodynamique respectivement. En fin de chapitre, on trouvera une discussion des résultats obtenus dans cette étude.

Nomenclature

Paramètres

c	vitesse de la lumière (3,108 m/s)
m	Masse de soleil
E	Energie dégagé par le soleil
h	Constante de Planck ($h = 6,62.10^{-34} \text{J.s}$)
M_s	Densité de flux égale
r_s	Rayon du soleil
d_{s-T}	Distance moyenne soleil-terre
P	Pression de l'air
y	Altitude
FF	Facteur de forme
G	Eclairement incident (W/m^2)
Δ_t	Correction de l'équation de temps
I_{sc}	Courant de court-circuit (A)
I_{cell}	Courant généré par la cellule PV (A)
I_{pan}	Courant de panneau PV
V_{pan}	Tension de panneau PV
I_m	Courant maximum (A)
I_{sat}	Courant de saturation de la jonction (A)
K	Constante de Boltzmann ($K = 1,38.10^{-23} \text{ J.K}^{-1}$)
N_p	Nombre de cellules PV connecté en parallèle
N_s	Nombre de cellules PV connecté en en série
P_m	Puissance maximale délivrée par la cellule photovoltaïque (W)
PR	Ratio de performance (%)
Y_f	Rendement final (AC)
Y_r	Rendement de référence
G_{mea}	Eclairement mesuré (W/m^2)

G_{STC}	Eclairement sous condition standard de test (W/m^2),
τ	Intervalle d'enregistrement.
P_{ACi}	Puissance sortie onduleur (kW)
E_{AC}	Energie AC (kWh)
η_{sys}	Rendement de système
E_{input}	L'apport énergétique pour tous les équipements de la centrale PV
E_{output}	Electricité produite annuellement par le système PV
E_{PV}	Le besoin énergétique des panneaux PV au cours de cycle de vie
E_{BOS}	L'apport énergétique pour tous les équipements de la centrale PV sauf les panneaux PV
L_t	Durée de vie de système
$R_{série}$	Résistance série (Ω)
R_{shunt}	Résistance shunt (Ω)
S_A	Surface active du générateur photovoltaïque (m^2)
T	Température de la cellule en Kelvin
q	Charge d'électron
V_{cell}	Tension de la cellule PV (V)
V_m	Tension maximale (V)
V_{oc}	Tension de circuit ouvert (V)
V_t	Tension thermique ($V_t = KT/q$) ($J.C^{-1}$)
η_{en}	Rendement énergétique
η_{pce}	Rendement de conversion de puissance
S_T	Rayonnement solaire total mesuré
$\dot{E}_{Xel}$	Exergie électrique
$\dot{E}_{Xth}$	Exergie thermique
$\dot{E}_{Xdst}$	Exergie de destruction
$\dot{E}_{Xsolar}$	Exergie solaire

T_{amb}	Température ambiante
T_{sun}	Température effective de soleil
ψ	Rendement exergetique
ψ_{PV}	Rendement exergetique du système PV
η	Rendement de la cellule PV
ν	Fréquence (Hz)
λ	Longueur d'onde (m)
α	Facteur d'idéalité

Abréviations

AM	Air Masse
TU	Temps universel
TL	Temps légal
EVA	Ethylène-Vinyl-Acétate
PV	Photovoltaïque
W_c	Watt crête
STC	Standard Test Condition
GHG	Green House Gas
LCA	Life cycle assessment
EPBT	Energy PayBack Time
BOS	Balance Of System
SKTM	Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida

Chapitre I

Généralités sur la Production de l'électricité et le solaire PV

1. Introduction

La production de l'énergie électrique à l'échelle mondiale, est essentiellement basée sur des ressources fossiles (pétrole, gaz, charbon,...) et encore peu sur des ressources renouvelables (Solaire, Hydraulique, Vent, Géothermie,...) qui néanmoins connaissent une croissance importante ces dernières années. Les moyens de production conventionnels basés sur des technologies robustes et matures présentent plusieurs inconvénients notamment : Emissions de GES, pollution de l'environnement et exploitation excessive de ressources naturelles énergétiques hypothéquant ainsi l'avenir de la planète et des générations futures. Les sources d'énergies renouvelables sont propres et durables mais présentent cependant des fluctuations et des indisponibilités qui nécessitent le recours à des systèmes de stockage d'énergie coûteux et encombrants.

2. Moyens de production de l'électricité

L'électricité est considérée comme l'un des facteurs principaux nécessaires pour le développement d'un pays, où une large utilisation que ce soit domestique ou industrielle représente un indice de bien-être des populations. La puissance électrique d'une centrale de production doit être faite sur la base de la demande des consommateurs et une planification pour des futurs besoins, car l'énergie électrique de grande puissance n'est pas stockable. En effet, toute la puissance à la borne de la centrale doit être injectée dans le réseau électrique soit de transport pour des niveaux de tension élevés ou de distribution pour des niveaux de tension inférieurs. La Figure I.1 montre la production mondiale d'électricité produite par différentes sources d'énergie primaire conventionnelle ou renouvelable. La plus grande partie est assurée par des installations conventionnelles selon les proportions suivantes : 39% charbon, 22% gaz, 11% nucléaire 5% pétrole et plus de 17% de renouvelable dont l'hydroélectrique est majoritaire.

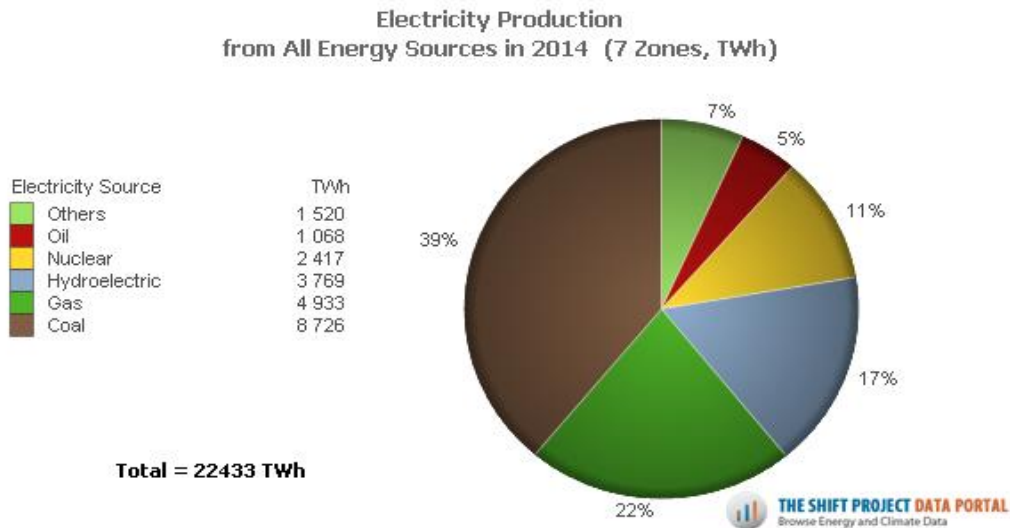


Figure I.1. Sources de production mondiale d'électricité 2014 [3]

L'Algérie possède différents types de centrales électriques selon la ressource primaire pour son fonctionnement : gaz, charbon, pétrole, etc... En 2015, les centrales à turbine à gaz étaient majoritaires avec 56% de la production électrique totale pour 26% de la production à partir de cycles combinés (turbine à gaz et turbine à vapeur), 14% à partir de turbines à vapeur et 2% pour les groupes diesel. A noter l'hydraulique qui représente 1% du total alors que les énergies renouvelables restent marginales avec 0,2% comme l'indique la Figure I.2. La puissance totale installée des différents types de centrales jusqu'à l'année 2015 était de 17,24 GW [4].

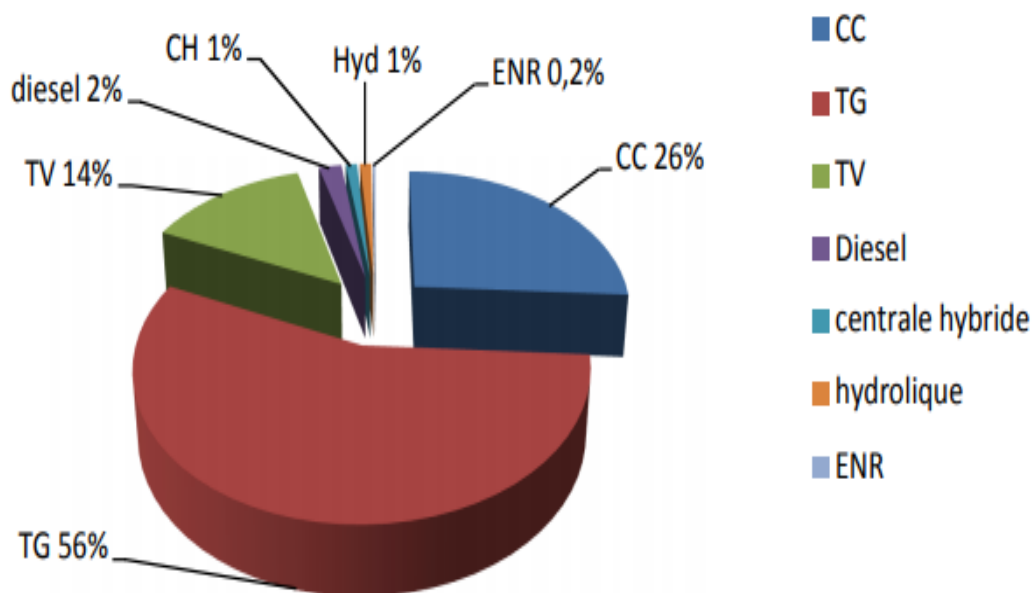


Figure I.2. Principales sources d'énergies pour la production électrique en Algérie 2015 [4]

2.1. Production de l'énergie électrique par des ressources fossiles

➤ *Centrale diesel (gas-oil)*

Elle est constituée principalement d'un seul groupe qui fonctionne au gasoil avec des petites puissances de l'ordre de quelques kilowatts jusqu'au mégawatt. Les groupes diesel, sont généralement installés dans des régions isolées (loin du réseau électrique), afin de satisfaire les besoins de quelques localités faiblement peuplées (ex. en Algérie généralement dans des régions éloignées du sud). L'utilisation des groupes diesel est aussi destinée pour faire face à des programmes d'urgence (provisoire) pour compenser un déficit en électricité temporaire, le temps de procéder à un remplacement par une autre source de production d'électricité plus rentable et mieux adaptée.

Le principe de fonctionnement d'une centrale diesel est basé sur la transformation de l'énergie mécanique en énergie électrique à travers une machine tournante synchrone ou asynchrone. L'énergie mécanique est obtenue à partir d'un moteur à combustion (thermique) en consommant du fuel (gasoil) dont le prix reste cher et dépendant du transport pour l'approvisionnement et la maintenance.



Figure I.3. Centrale électrique diesel fonctionnant au gas-oil, avec un moteur thermique à combustion et un alternateur

➤ *Centrale turbine à gaz (gaz)*

Ce type de centrale est largement utilisé dans les pays riches en gaz naturel comme ressource naturelle. Leur puissance est de l'ordre de quelques mégawatts. Elle est constituée

des groupes turbo-alternateur (Turbine à gaz et Alternateur), leur principe de fonctionnement est basé sur la transformation de l'énergie thermique en énergie mécanique par la turbine sous forme d'un mouvement de rotation. La conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est assurée par un alternateur. Ce dernier est connecté avec une turbine à gaz qui consomme du gaz naturel ou du gas-oil qui est généralement utilisé comme combustible de secours qui passe dans la chambre de combustion avec l'admission d'air comme l'indique le schéma de la Figure I.4, avec:

CO : Compresseur axial.

CC : Chambre de combustion.

T : Turbine.

CH : Charge.

Les turbines à gaz à cycle simple, sont les plus utilisés en Algérie. Dans ces TAG, les gaz brûlés passent de la chambre de combustion et se détendent à la sortie vers l'échappement, produisant une énergie mécanique qui met en rotation l'axe de la turbine. Ces dernières années, l'Algérie a investi dans les centrale à cycle combiné dont les gaz d'échappement sont récupérés pour l'exploiter dans le processus de la turbine à vapeur.

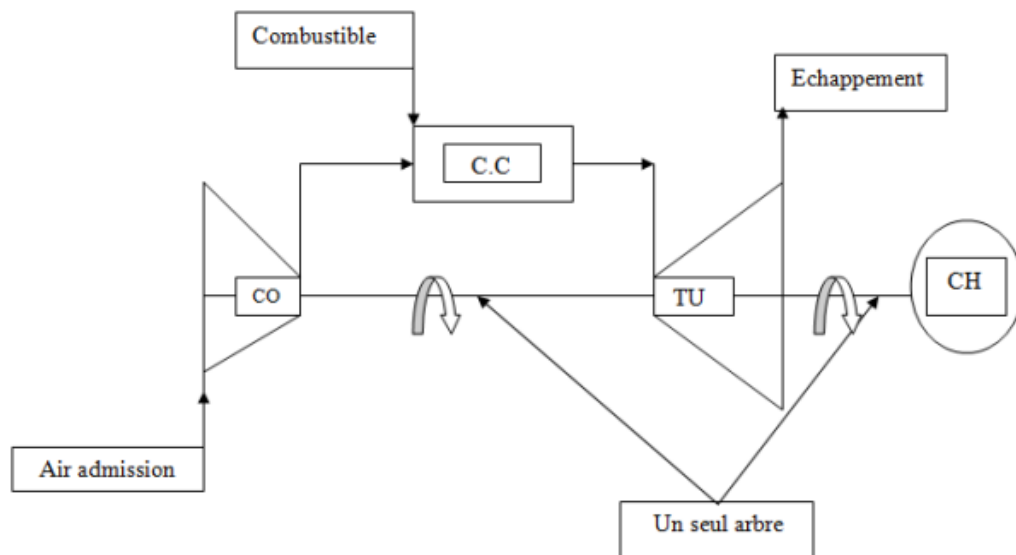


Figure I.4. Schéma fonctionnel d'une turbine à gaz mono-arbre

➤ Centrale thermique à vapeur :

Ce type de centrale est généralement installé à côté d'une source d'eau (en bord de mer ou barrage d'eau). Elle est constituée d'une turbine à vapeur et d'un alternateur, dont le principe de fonctionnement est basé sur la détente de vapeur sèche produite par des

chaudières fonctionnant à partir de sources primaires. L'énergie de la vapeur entraîne l'alternateur d'où la production de l'électricité. La Figure I.5 montre le processus de fonctionnement d'une centrale électrique thermique à turbine à vapeur qui se compose de trois équipements principaux dont **la chaudière** qui produit de l'énergie calorifique sous forme de vapeur, **la turbine à vapeur** qui est une simple turbine mais elle a la spécificité pour un fonctionnement à vapeur et **l'alternateur** qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique.

L'inconvénient de la turbine à vapeur est qu'elle est polluante à cause du dégagement des gaz lors de la combustion par des ressources fossiles et non renouvelables. Par contre la turbine à vapeur fonctionne aussi en utilisant les ressources dites renouvelables comme le solaire thermique (ex. CSP). Dans ce cas, on parle de centrale électrique à source renouvelable.

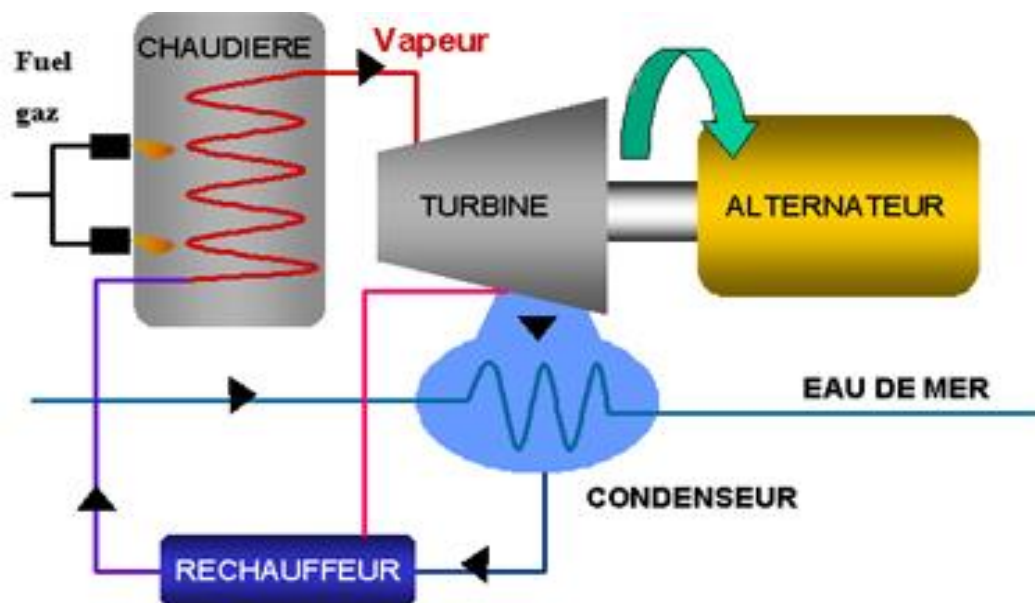


Figure I.5. Principe de fonctionnement d'une Centrale électrique thermique (turbine à vapeur)

➤ *Centrale en cycle combiné (gaz et vapeur)*

La centrale électrique à cycle combiné est dédiée pour les grandes puissances de l'ordre du Gigawatt. Ce type de centrale est la plus rentable et a un aspect favorable à l'environnement par rapport aux autres types, car elle récupère l'échappement des turbines à gaz avec une température qui dépasse les 500°C pour l'acheminer vers la chaudière de récupération pour la production de la vapeur pour l'entraînement d'une turbine à vapeur. Donc une centrale électrique à cycle combiné est constituée principalement, selon la typologie d'installation de deux turbine à gaz et une turbine à vapeur pour l'entraînement des alternateurs qui vont générer du courant électrique et qui par la suite sera connecté avec des

transformateurs principaux (T.P) pour l'évacuation de l'énergie à travers des gaines à barres coaxial, et une chaudière de récupération des gaz d'échappement des turbine à gaz pour la production de la vapeur. La Figure I.6, montre le principe de fonctionnement d'une centrale électrique à cycle combiné avec leurs principaux équipements.

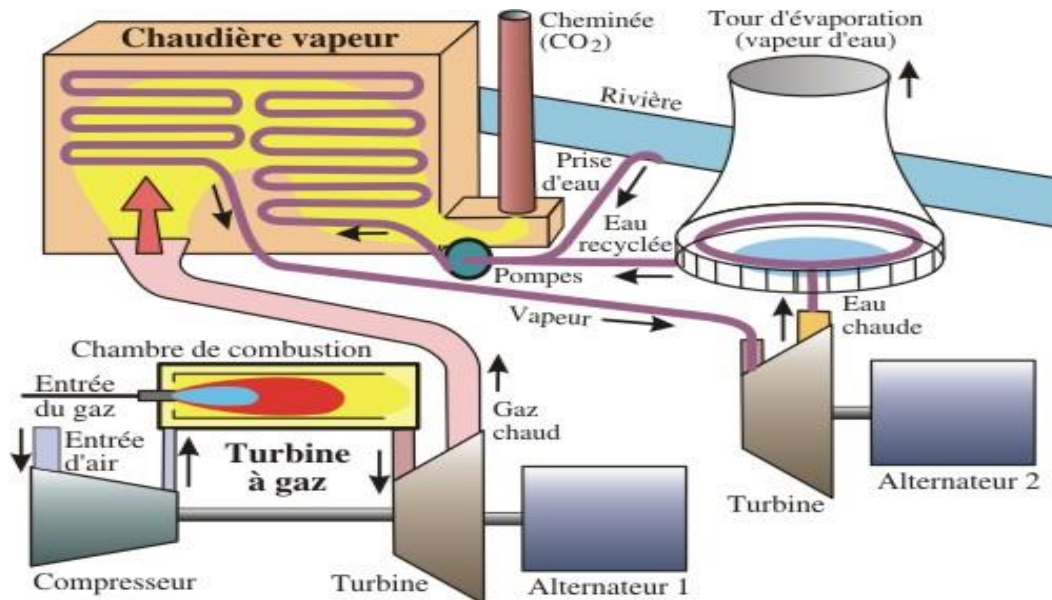


Figure I.6. Schéma global de fonctionnement d'une centrale électrique à cycle combiné et leurs principaux équipements

➤ Centrale électrique nucléaire

Une centrale électrique nucléaire est une centrale électrique thermique dont l'énergie primaire (chaleur) pour la production de la vapeur (circuit primaire) se base sur la fission du noyau d'un atome lourd dans le cœur du réacteur au lieu de l'obtenir par la combustion d'un combustible classique. La vapeur produite par l'évaporation d'un fluide caloporteur par la chaleur produite de la fission d'un noyau atomique et l'énergie de cette vapeur va entraîner la turbine à vapeur qui à son tour va entraîner l'alternateur qui va produire de l'électricité.

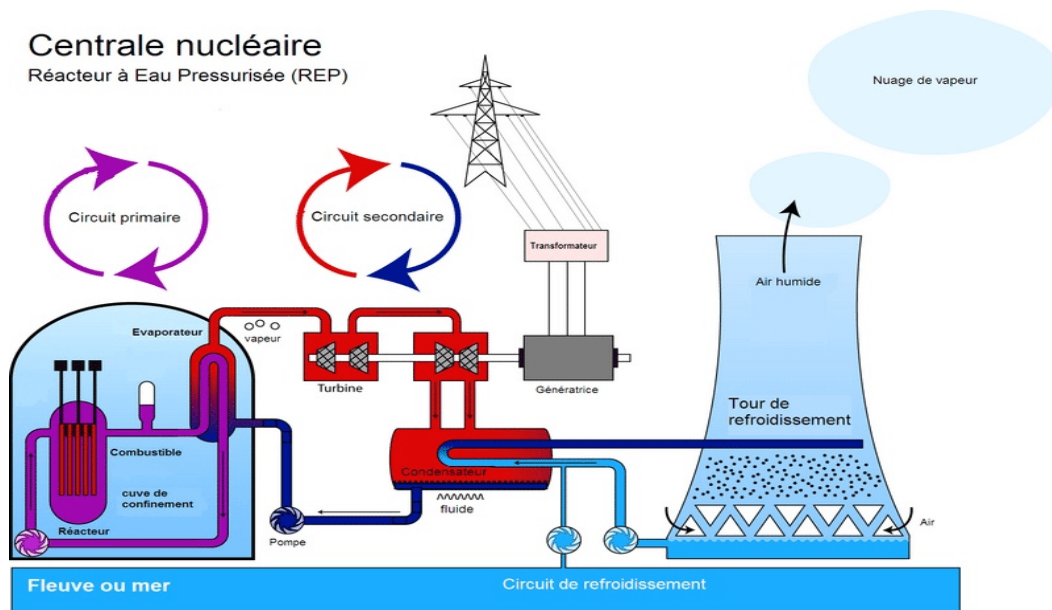


Figure I.7. Schéma illustratif de principe de fonctionnement d'une centrale électrique nucléaire

Une centrale électrique nucléaire est constituée de trois (03) compartiments principaux, comme l'indique la Figure I.7, le premier circuit est la partie réacteur, le deuxième est le circuit secondaire qui contient la salle des machines et le troisième circuit concerne la partie refroidissement.

2.2. Production de l'énergie électrique par des sources renouvelables

La production de l'énergie électrique par des sources dites renouvelables, inclut toute source d'énergie qui est ni épuisable ni polluante, et se régénère de façon durable, à l'exemple du vent pour l'éolien, le solaire pour le photovoltaïque et le thermique (CSP), etc.

➤ Centrale à biomasse

Une centrale à biomasse a le même principe de fonctionnement qu'une centrale électrique thermique. La différence se situe dans la partie production de la chaleur par la combustion de la biomasse (matières organiques) dans une chaudière. Cette chaleur contribue à l'évaporation d'un fluide caloporteur, la vapeur surchauffée entraînant une turbine à vapeur et le rotor d'un alternateur pour la production d'un courant électrique alternatif au borne de cet alternateur qui sera transformé à des niveau de tension plus élevé pour leur transport sur de longues distances. La vapeur à la sortie de la turbine va être dirigée vers un échangeur de chaleur pour le condensé et d'être dans son état liquide, comme l'illustre la Figure I.8.

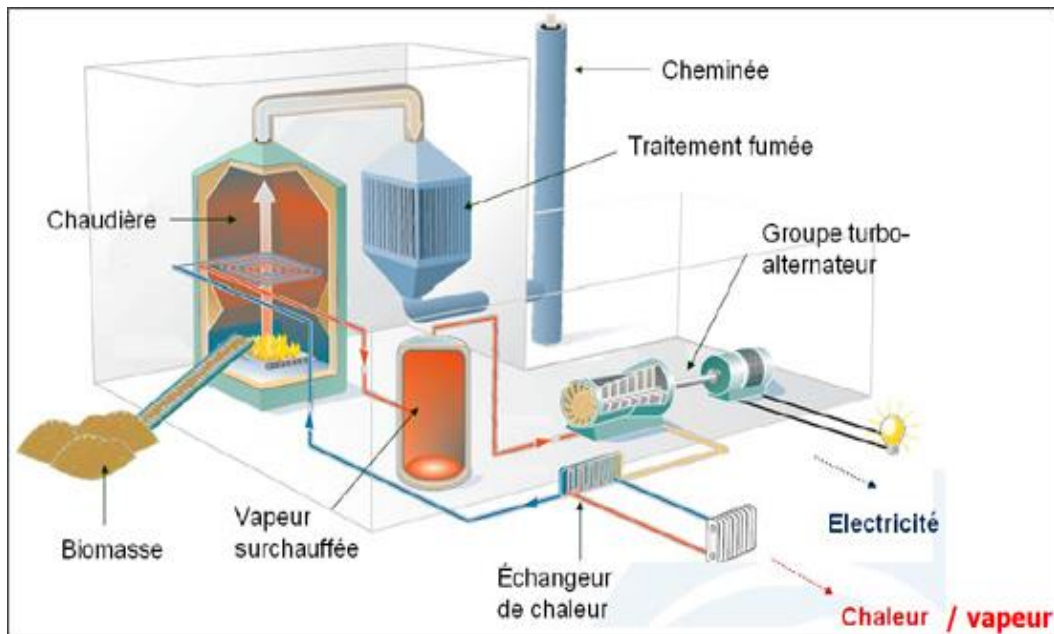


Figure I.8. Schéma principal d'une centrale électrique à biomasse

➤ Centrale hydraulique

La Figure I.9. Présente une centrale électrique hydraulique qui se base sur la retenue de l'écoulement naturel de l'eau dans ce qu'on appelle les barrages (lac de retenue), l'eau retenue s'écoule vers la turbine située en bas, dans des longs tuyaux qui s'appelle une conduite forcée qui sont commandés par des vannes automatisées. La turbine va être entraînée par la force d'eau.

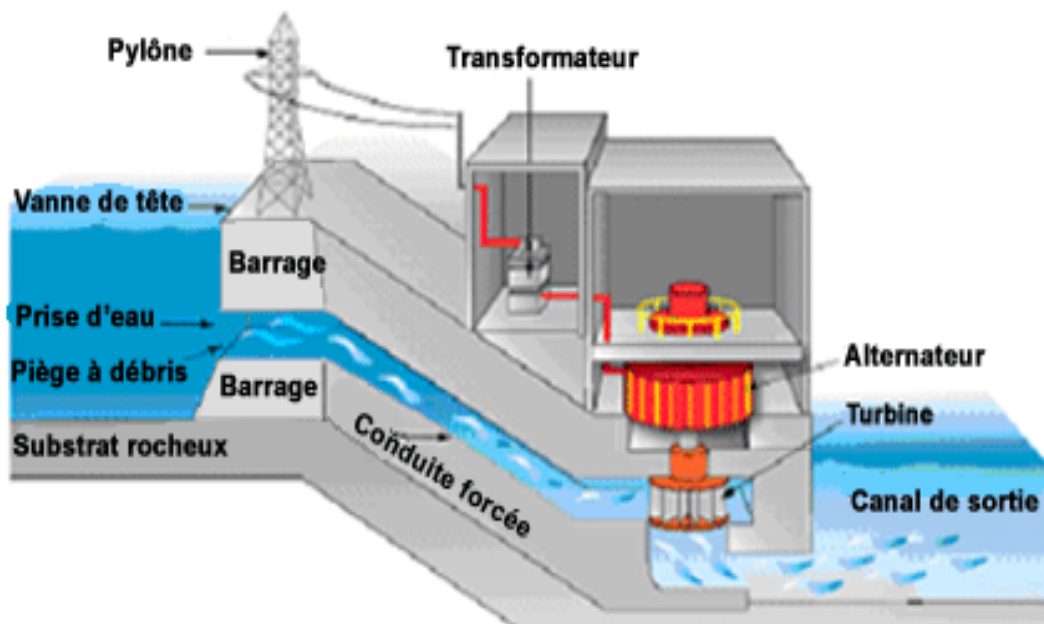


Figure I.9. Centrale électrique hydraulique

➤ Ferme éolienne

L'éolienne, est une machine fonctionnant sous l'effet du vent qui généralement placé à une hauteur de 10m à 100m où la vitesse du vent est importante, la vitesse de démarrage des éolienne est environ de 4m/s, avec une vitesse d'arrêt d'urgence qui est environ de 25m/s. l'éolienne est composé principalement d'une nacelle, les pales (généralement trois (03) pales), un mât et un kiosque pour les autres auxiliaires.

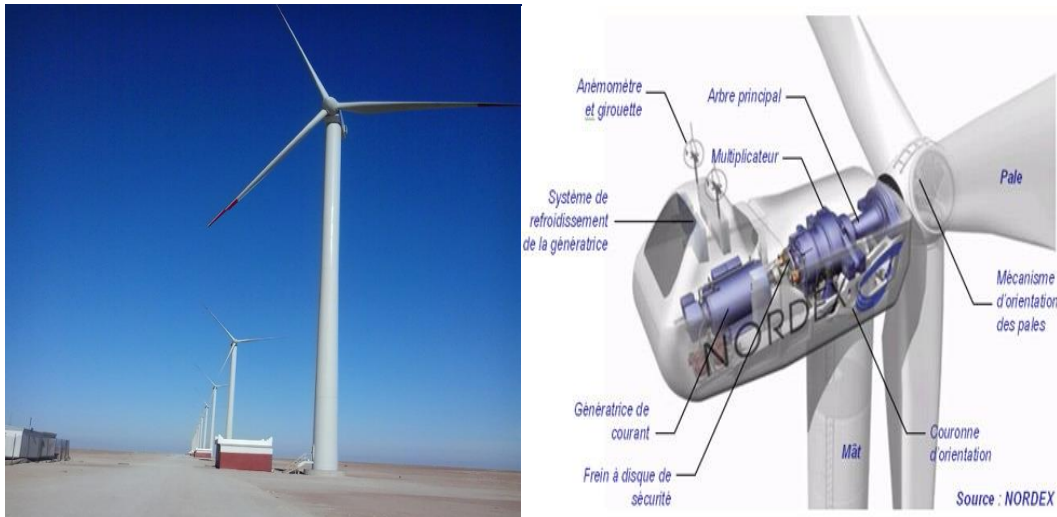


Figure I.10. (a) la ferme éolienne de Kabertène **(b)** principaux équipements d'une éolienne

La turbine de l'éolienne transforme l'énergie cinétique du vent (captée par les pales) en énergie mécanique (éolienne) en entraînant la génératrice de l'éolienne qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. La Figure I.10, montre la première centrale électrique éolienne en Algérie d'une puissance unitaire de 850 kW et d'une puissance totale de 10 MW situé au sud à Kabertene, wilaya d'Adrar, ainsi que les principaux équipements constituant les éoliennes.

➤ Centrale hydro-éolienne

La Figure I.11, montre le principe général de fonctionnement d'une centrale électrique hydro-éolienne et qui est la combinaison de deux types de générateur d'électricité. L'énergie électrique est produite principalement par l'éolienne, qui va alimenter le réseau électrique régional, et l'excès de l'électricité va alimenter une pompe d'eau pour faire monter de l'eau d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur, donc une turbine hydro-électrique est installé en bas et qui fonction par la force d'eau qui vient de bassin supérieur à travers une conduite forcé, cette centrale hydroélectrique est fonctionnelle au moment où la vitesse du vent diminue, donc les vannes des conduites forcés seront ouvertes.

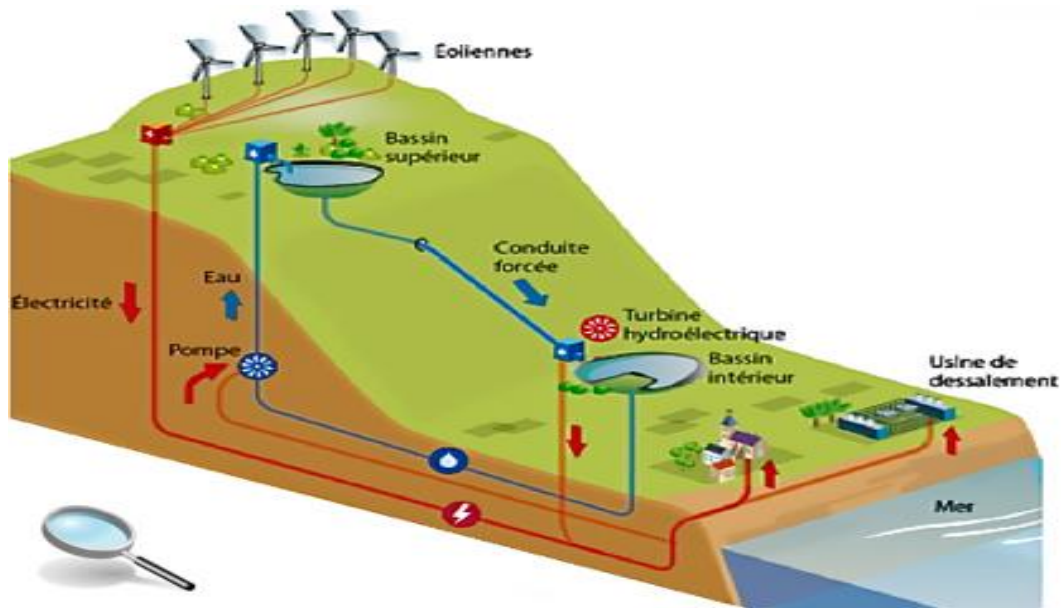


Figure I.11. Principe d'une centrale électrique hydro-éolienne

➤ Centrale solaire thermique

La centrale solaire thermique a un fonctionnement qui est pareil à celle des centrales électrique thermique (à vapeur), la partie production de vapeur qui défère par-rapport autres types des centrales thermique, dans ce type de centrale la vapeur est produite par l'énergie solaire thermique selon la technologie, (solaire thermique à concentration, ou solaire héliothermodynamique). Centrale à collecteur cylindrique, ce type de centrale concentre les rayonnements solaire sur un tube dans lequel un fluide caloporteur circule pour la production de la chaleur dont la rotation ce faites autour d'un axe horizontal pour suivre la trajectoire du soleil (voir Figure I.12. (a)), un autre type qui est la centrale à tour, il existe des miroirs (héliostats) motorisés qui concentre les rayonnements solaire vers un point (chaudière) installé en haut sur une tour pour produire de la vapeur (Figure I.12. (b)).

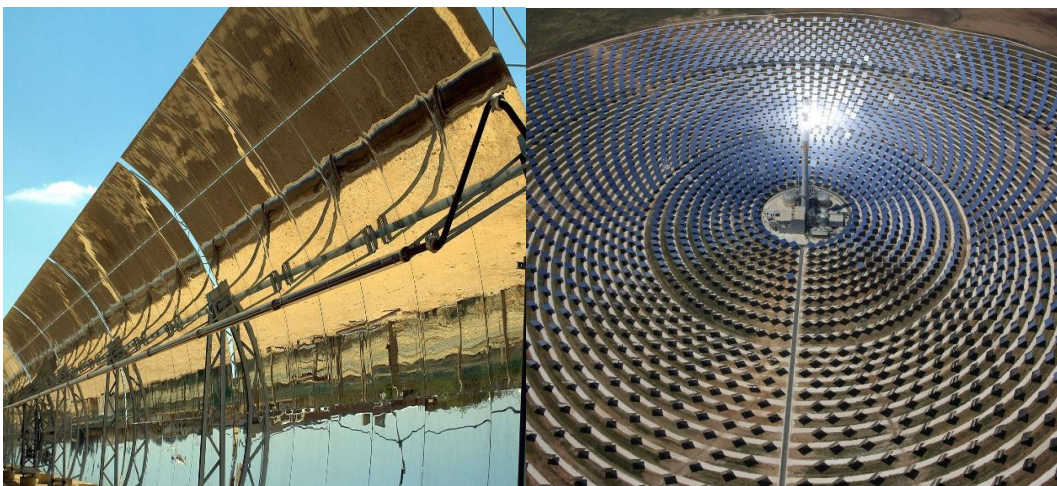


Figure I.12. Centrale solaire thermique, (a) à tour et (b) cylindro-parabolique

➤ *Centrale solaire photovoltaïque*

Une centrale PV est différente par rapport aux autres centrales qu'on a vues précédemment, car la technologie photovoltaïque ne contient pas des machines tournantes pour produire de l'électricité mais, la production de cette énergie est faite par une conversion directe du rayonnement solaire (photons) à travers des cellules photovoltaïques ; cette technologie PV n'a pas besoin d'un alternateur et une turbine comme les autres technologies, il n'existe pas de machines tournantes, c'est un système statique, donc peu de maintenance.

Une centrale PV est constituée de plusieurs équipements principaux, comme la partie champs PV qui constitue de plusieurs panneaux PV branchés en série et/ou en parallèle cette partie qui produit de l'électricité, mais en courant continu, d'où la nécessité d'installer un onduleur solaire pour la conversion du courant continu en courant alternatif et pour son injection au réseau électrique il faut ajouter des transformateurs élévateurs de tension.

La Figure suivante montre une centrale photovoltaïque installée à Ghardaïa



Figure I.13. Centrale pilote de 1.1 MW à Ghardaïa

3. Technologies photovoltaïques "perspective et développement"

3.1. Histoire

En 1839, E. Becquerel a découvert que lorsqu'on expose certains matériaux à la lumière, on aura de l'électricité. Albert Einstein expliqua le phénomène photoélectrique en 1912, mais il fallut attendre le début des années 50 pour sa mise en application

pratique dans la réalisation d'une cellule PV en silicium d'un rendement de 4,5% [6]. Avant l'apparition de silicium la première cellule PV qui existait c'était oxyde cuivreux (CuO), puis le sélénium (Se).

La connexion au réseau électrique de ce type de production est réalisée à l'aide d'un interfaçage d'électronique de puissance, cette connexion est surtout envisagée sur des réseaux BT [6]

3.2. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est l'élément principal de l'effet photovoltaïque qui est un semi-conducteur qui est généralement de silicium qui convertit l'énergie de soleil (photon) en énergie électrique à courant continu, la cellule PV est constituée de deux (02) semi-conducteurs dopés différemment à une jonction p-n, une négative et l'autre positive, donc l'énergie de photon lorsque elle est sur la surface de ce matériau elle se compare avec l'énergie de gap qui est égale à l'énergie minimum requise pour que un électron de la bande de valence pour accéder à la bande de conduction. Et dans ce cas-là, on aura les trois cas suivants :

- Si l'énergie de photon est inférieure à l'énergie de gap, nous n'aurons pas de l'électricité
- Si l'énergie de photon est égale à l'énergie de gap on aura de l'électricité.
- Si l'énergie de photon est supérieure à l'énergie de gap on aura de l'électricité et l'excès de cette énergie se transformera en chaleur.

L'énergie de photon du soleil est exprimée en (eV), elle est caractérisée par sa longueur d'onde (λ) et la relation (I.1) décrit son calcul.

$$E = h \nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (I.1)$$

Avec :

h : constante de Planck ($6,62 \cdot 10^{-34}$ J.s),

ν : Fréquence (Hz),

c : vitesse de la lumière ($3 \cdot 10^8$ m/s),

λ : Longueur d'onde (m).

Les électrons excités de la bande de valence vers la bande de conduction ce qui crée ce qu'on appelle la paire électron trou comme l'illustre la Figure I.14.a, d'où un mouvement

d'électrons, donc l'obtention de l'électricité à courant continu qui est dirigé par des contacts et des filles métalliques soudé en surface, ce qui est illustré dans la Figure I.14.b.

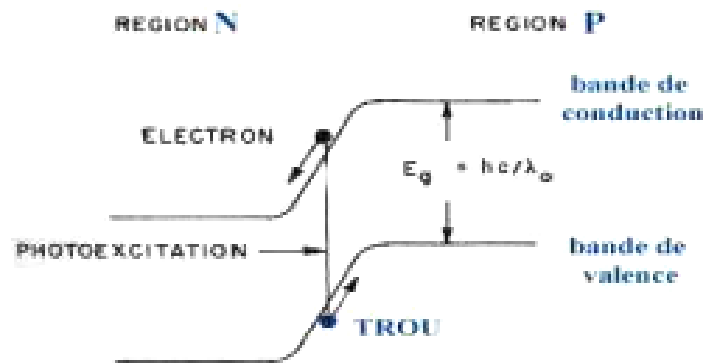


Figure I.14.a. Principe de génération de la paire électron trou d'une cellule PV

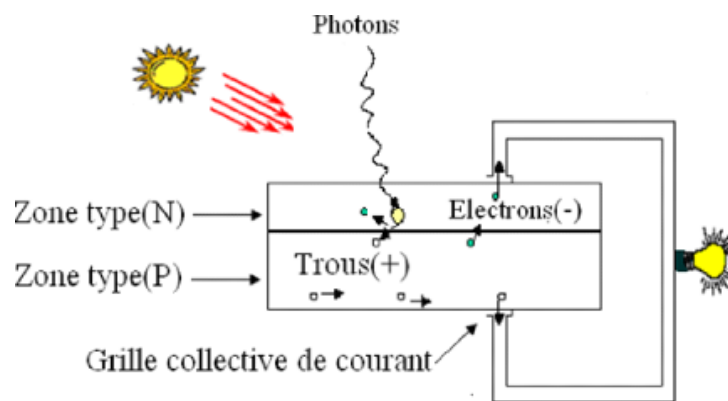


Figure I.14.b. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

L'énergie de gap est la bande interdite qui présente la différence d'énergie entre les deux bandes, elle varie selon le matériau solaire Germanium (Ge), Silicium (Si), Arséniure de Gallium (GaAs), Phosphure de Gallium (GaP), Sulfure de Cadmium (CdS) et Tellurure de Cadmium (CdTe), de 0.67, 1.12, 1.42, 2.26, 1.03 et 1.5 ev respectivement. Les cellules photovoltaïque à base de silicium sont les plus utilisées à ce jour, à cause de coût le moins chère de silicium, il est largement disponible sur notre planète et qu'il n'est pas polluant, la cellule en silicium a une différence de potentiel de 0.6V.

La Figure I.14.c. Schématise les diagrammes de bandes d'un isolant, semi-conducteur et conducteur, montrant la bande de conduction, la bande de valence ainsi que le gap.

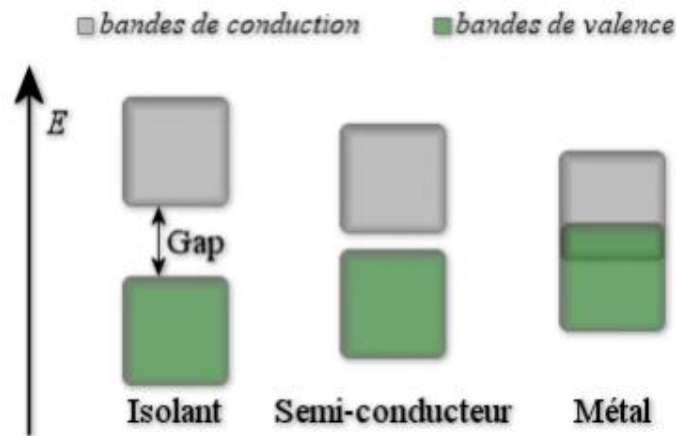


Figure I.14.c. Représentation schématique des diagrammes de bandes d'un isolant, semi-conducteur et conducteur [7]

3.3. Technologies de cellules photovoltaïques

Il existe plusieurs technologies photovoltaïques selon les matériaux utilisés dans la fabrication, et leur processus de traitement. Chaque technologie a leurs propre caractéristiques, d'où leurs comportement change d'un site d'installation à un autre site selon les conditions du site, les technologies qu'on dispose dans notre thèse, sont le silicium monocristallin (m-si) et multi-cristallin (mc-Si) pour les la famille des matériaux solaires cristallisés, et pour la famille des matériaux solaires photovoltaïques les couches minces sont le silicium amorphe (a-Si) et tellurure de cadmium (CdTe), comme on trouve aussi d'autre technologies PV, mais sont dans la phase de test, en citant les cellules organiques et les cellule à technologie de pérovskite. Dans notre étude, la centrale contient quatre technologies photovoltaïques, silicium cristalline dont (monocristalline, multi-cristalline) et la technologie des couches minces (silicium amorphe et Telluride de cadmium).

3.3.1. Les cellules photovoltaïques au silicium cristallin

Les modules photovoltaïques basés sur silicium cristallin dominent depuis toujours le marché avec plus de 90% des ventes [8]. Comme nous avons déjà parlé précédemment que, le silicium monocristallin est plus cher que le silicium multi-cristallin mais permet d'obtenir un rendement plus élevé, avec près de 24.7% contre 19.8% de rendement record sur petite cellule en laboratoire [9]

➤ *Cellule à silicium monocristallin*

Elle est fabriqué à partir d'un seul cristal, et elle a un aspect uniforme bleu foncé à noir, après la cristallisation du silicium pur en lingots, Le matériau supérieur est le silicium monocristallin, typiquement produit par la méthode de Czochralski, consistant à introduire

un germe préformé monocristallin dans le lingot de silicium en fusion [8-10] (I.Figure 15.a).

La cellule PV à silicium monocristallin (m-Si), elle est couteuse on comparant avec le poly cristallin à cause de son processus de fabrication, car les lingots sont préparés à partir de silicium pur. Il demande une grande quantité d'énergie pour l'obtention de cristal pur, mais avec un rendement meilleur (15 à 25%).

➤ **Cellule à silicium multi-cristalline**

Elle présente plus de 57% du marché mondial, elle un rendement intéressant (12 à 20%), mais restera toujours moins que celle de monocristallin, mais avec un coût de fabrication modéré, elle fabriquée à partir de déchets de silicium lors de la fabrication de la technologie PV monocristallin. Le procédé de fabrication est basé sur la récolte des déchets de silicium monocristallin et de la refonte et après sa solidification, l'opération de sciage de blocs de cristaux et à la fin on aura le silicium multi-cristallin, qui hétérogène, comme la montre la Figure I.15.b.

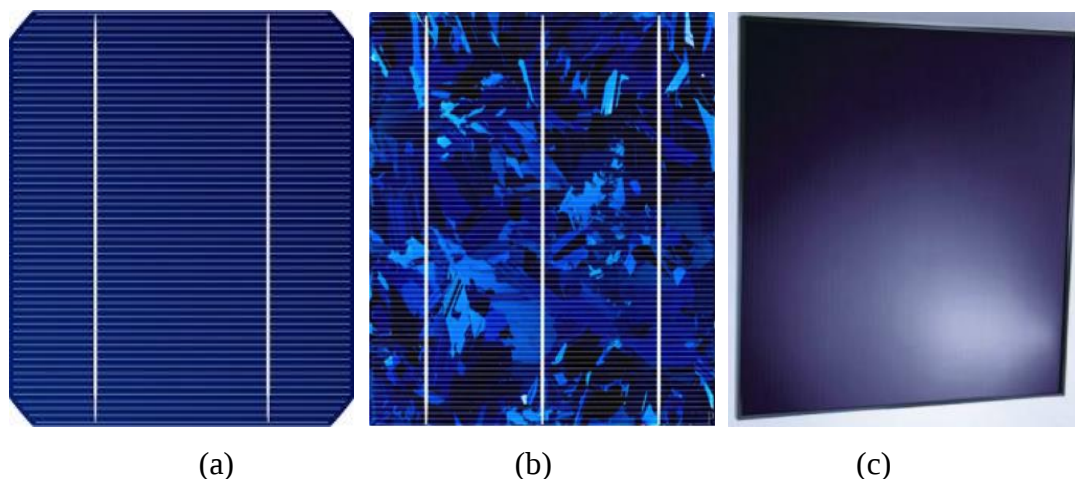


Figure I.15. Cellule des trois technologies PV **(a)** monocristallin, **(b)** multi-cristallin et **(c)** Si-Amorphe

3.3.2. Les cellules photovoltaïques en couches minces

Ces dernières années, les technologies photovoltaïques en couches minces ont connues un développement remarquable de côté coût et aussi rendement. Elles ont été utilisées auparavant dans des petites applications et appareils comme les calculatrices. Mais aujourd'hui, elles sont destinées à être installées dans des grands systèmes PV comme les installations sur façade. Les principales technologies PV des couches minces, on cite le

silicium amorphe (a-Si), tellurure de cadmium (CdTe) et le CIGS (hétéro jonction de disélénure cuivre indium et galium)

➤ *Cellule à silicium amorphe*

Il appartient à la famille des couches minces, ce type de cellule n'a pas passé par le procédé de cristallisation comme le silicium cristallin (m-Si et mc-Si), il a une structure atomique désordonnée, ce phénomène de désorganisation lui permet d'avoir un meilleur coefficient d'absorption de la lumière, mais aussi un faible coefficient de conversion, c'est l'objectif de la nécessité d'une hydrogénation afin de limiter que les électrons de valence des atomes de silicium ne forme pas de liaisons covalentes dans le semi-conducteur. Elle procède un rendement de conversion entre (5% et 8%) pour les cellules industrielles, et plus de 13% pour les cellules en laboratoire. Ce type de technologie PV Figure I.15.c est vraiment utile surtout dans des endroits de faible intensité de lumière, à cause de son meilleur coefficient d'absorption par rapport au silicium cristallin.

➤ *Cellule à tellurure de cadmium (CdTe)*

Lorsque on parle de rendement d'une technologie d'une cellule PV à CdTe (Figure I.16), qu'elle record 18.7% en 2013, ce que nous pousse à dire que la technologie CdTe à connait un essor important ces dernières années. Elle possède d'un meilleur coefficient d'absorption, pour les moments de faible luminosité, avec un bas coefficient thermique, ce qui donne un avantage pour des sites chaud. Il a l'empreinte de carbone la plus basse pour son cycle de vie on la comparant avec d'autres technologies. Avec tous ces avantages, la cellule CdTe a des inconvénients, il n'est pas trop disponible dans la nature comme le silicium, et il faut signaler aussi que malgré qu'il contient dans sa composition des petites quantités de cadmium (Cd) qui est toxique et elle pollue de l'environnement. Pour éviter ce problème, il est indispensable de procéder à leur recyclage.



Figure I.16. Cellule de tellurure de cadmium (CdTe)

➤ ***Cellules au CIGS (hétéro jonction de diséléniure cuivre indium et galium)***

La cellule hétéro jonction de diséléniure cuivre indium et galium (Figure I.17), donc c'est un mélange de cuivre, de gallium, d'indium et de sélénium, elle est prometteuse à cause de son rendement élevé par rapport aux autres technologies de couches minces environ de 13% pour les modules commerciaux, avec un coût de fabrication moins élevé, elle n'est pas dangereuse ni pour la santé des personnes ni pour l'environnement.



Figure I.17. Module di-séléniure de cuivre indium et galium

➤ ***Cellules organiques***

La première cellule photovoltaïque organique a fait son apparition en 1985, ce type de cellules sont au stade recherche avec un développement très rapide, elles peuvent être mis en forme par voie sèche (évaporation sous vide) ou par voie humide (Tournette, jet d'encre). Ces modules solaires organique présentent un haut rendement (c'est-à-dire supérieur à 15%), une durée de vie augmentée et des coûts de production abaissés [11] parmi les avantages qu'elle possède on cite : la flexibilité, la facilité d'intégration, coût réduit et un aspect écologique.

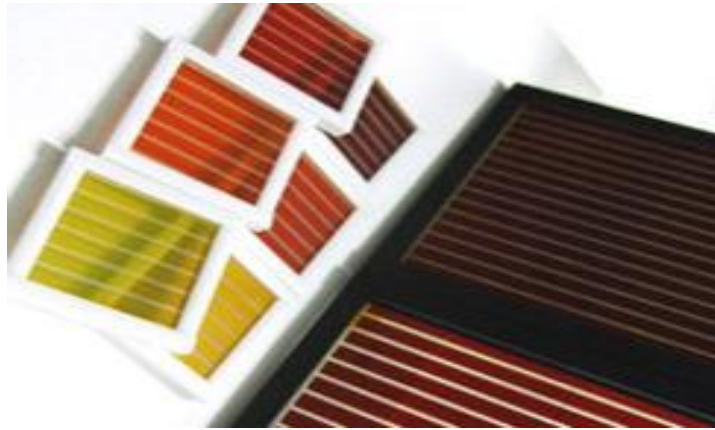


Figure I.18. Cellules PV organiques

4. Evolution du rendement des technologies photovoltaïques

La puissance photovoltaïque mondiale installée, a connu un essor important, à cause de l'évolution du rendement des différentes technologies photovoltaïques, et la diminution de leurs coûts. Pour mieux observer l'évolution du rendement des technologies photovoltaïques, NREL (National Renewable Energy Laboratory, USA) a publié une carte d'évolution des meilleurs rendements des cellules photovoltaïques en laboratoire, depuis l'année 1975 (Figure I.19) [12]. Le photovoltaïque, avec les différentes filières, améliore continuellement ses records annuels en laboratoire et gardera une bonne tendance pour les futures années.

De la Figure présentée par NREL, on conclut que les filières de multi-jonction et single jonction présentent un meilleur rendement qui variait de 30 à 46% entre l'année 2015 et 2016. Il vient en deuxième position la filière des cellules cristallines, où, après 39 ans, la technologie mono-jonction a connu une évolution dans le rendement de 10%, ce qui reste toujours peu, et idem pour la technologie multi-cristalline son rendement est amélioré d'environ 6% de l'année 1984 à 2016. Malgré cette courbe évolutive de rendement, le silicium cristallin reste toujours la première filière commercialisée dans le marché mondial avec 94% de la production photovoltaïque mondiale pour l'année 2016, avec 70% de production pour le multi-cristallin [13]. En comparant avec la filière des couches minces, qui ont connu une évolution importante de rendement d'environ 3% en 1979 pour le silicium amorphe à plus 22% pour le CdTe et le CIGS en 2016, qui restent encore peu commercialisés, avec une part de marché de toutes les technologies des couches minces représentant environ 6% de la production annuelle totale mondiale [13]

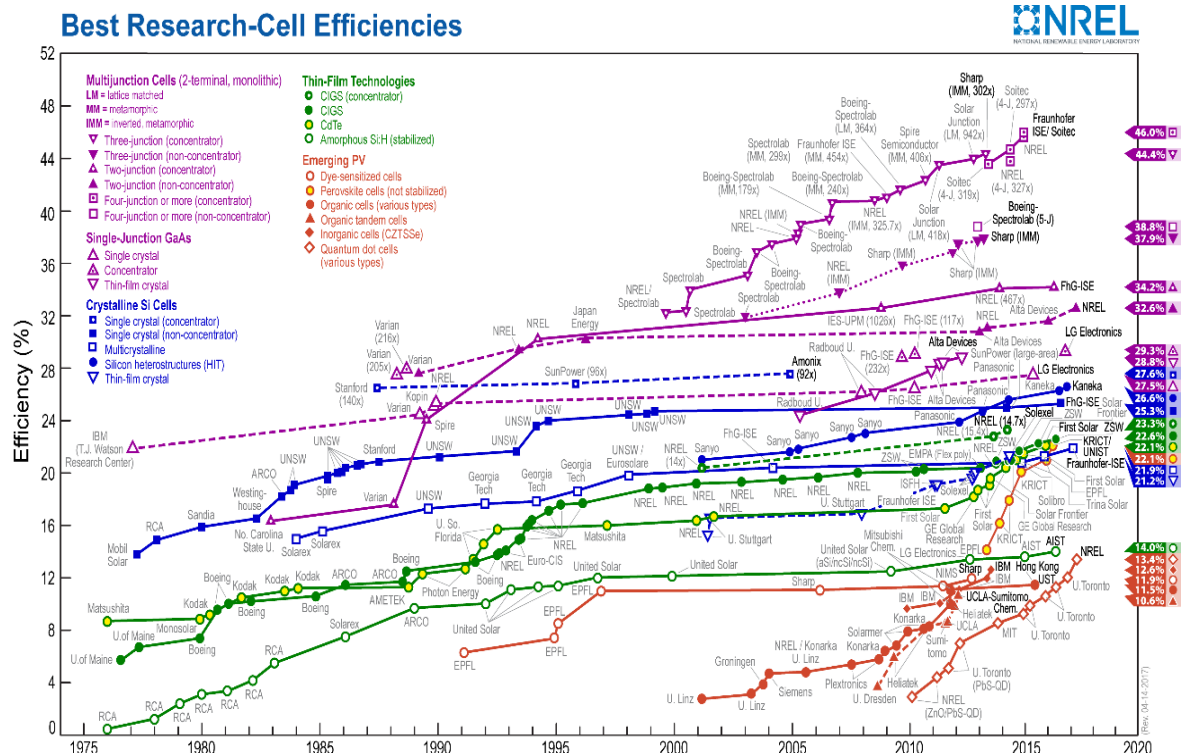


Figure I.19. Evolution des meilleurs rendements de toutes les technologies des cellules photovoltaïques en laboratoire [12]

5. Modèles mathématique d'une cellule photovoltaïque

➤ *Modèle électrique équivalent d'une cellule PV*

La cellule photovoltaïque peut être représentée par un modèle électrique équivalent, afin de simplifier son étude. Plusieurs chercheurs ont schématisé ce modèle selon les paramètres à étudier. On trouve principalement dans le schéma simplifié du modèle le plus utilisé des cellules cristallines une jonction p-n , une source du courant qui génère un courant qui est proportionnel à l'éclairement, une diode caractérisant la jonction PN de la cellule PV et deux (02) résistances, une (01) série qui représente les pertes ohmiques au niveau de la cellule avec le métal de contact et de connexions, et l'autre qui s'appelle une résistance parallèle ou shunt qui modélise les courants de fuites de la jonction (voir Figure I.20).

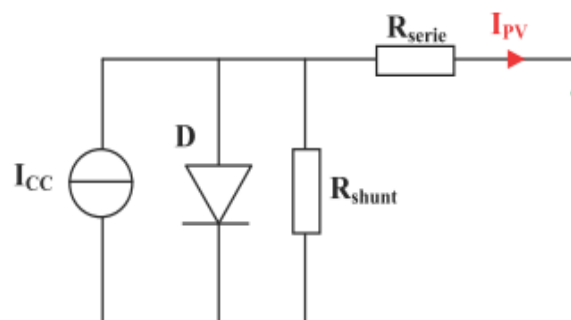


Figure I.20. Schéma électrique équivalent d'une cellule en silicium cristallin [8]

A partir de la Figure I.20. Schéma électrique équivalent d'une cellule PV en silicium, on peut sortir l'équation mathématique suivante :

$$I_{cell} = I_{sc} - I_{sat} \left[e^{\frac{V_{cell} + (I_{cell} \times R_{série})}{nV_t}} - 1 \right] - \frac{V_{cell} + (I_{cell} \times R_{série})}{R_{shunt}} \quad (I.2)$$

Avec

I_{cell} : le courant généré par la cellule PV (A),

I_{sc} : le courant de court-circuit (A),

I_{sat} : le courant de saturation de la jonction (A),

V_{cell} : la tension de la cellule PV (V),

$R_{série}$: la résistance série (Ω),

R_{shunt} : la résistance shunt (Ω),

V_t : tension thermique, elle égale à $\frac{kT}{q}$ (J.C⁻¹)

K : la constante de Boltzmann (= 1,38.10⁻²³ J.K⁻¹)

T : température de la cellule en Kelvin

➤ *Caractéristiques électriques d'une cellule PV*

La cellule photovoltaïque est caractérisée par ces caractéristiques électriques du courant (I), de tension (V) et de puissance P, pour tracer la courbe I-V d'une cellule PV, on applique la formule (I.3). La Figure I.21, présente les deux caractéristiques courant tension (I-V) et puissance tension (P-V) d'une cellule photovoltaïque.

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left(e^{\left(\frac{qV}{kT} \right)} - 1 \right) \quad (I.3)$$

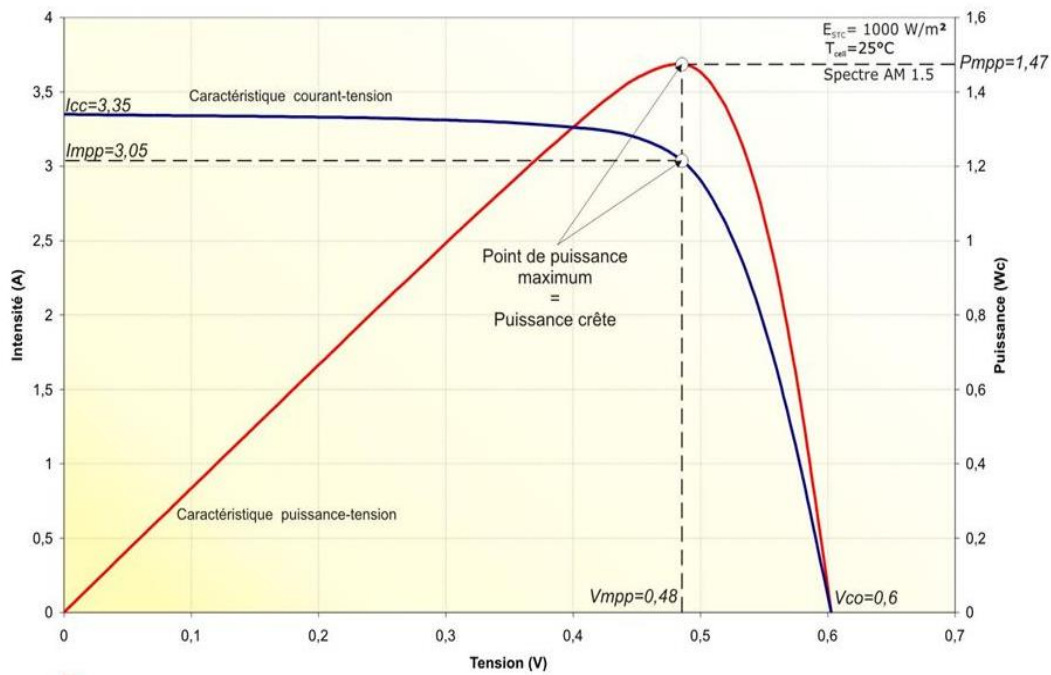


Figure I.21. Exemple de la caractéristique I-V et P-V d'une cellule PV

La caractéristique électrique I-V, nous permet de déterminer plusieurs paramètres essentiels :

Le courant de court-circuit I_{sc} , la tension de circuit ouvert V_{oc} , le point de puissance maximale P_m ainsi que le facteur de forme FF [14, 15]. La tension de la cellule PV est maximale correspond à un courant nul, ce que signifie que l'éclairement est presque nul aussi et lorsque le courant égale au courant de court-circuit s'explique que la tension est nul, le point de puissance maximale P_m , indique que la cellule photovoltaïque travaille dans son maximum, et l'intersection de point de puissance maximale avec l'axe des abscisses (tension) et l'axe de ordonnée (courant), nous donne la tension maximale (V_m) et le courant (I_m) maximale respectivement. Le facteur de forme (FF) est le rapport de la puissance maximale P_m et la tension den circuit ouvert (V_{oc}) avec le courant de court-circuit (I_{sc}) (équation I.4), comme on peut calculer le rendement énergétique (η) d'une cellule photovoltaïque qui est le rapport entre la puissance maximale généré est la puissance incidente sur sa superficie [16].

$$FF = \frac{P_m}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (I.4)$$

$$\eta = \frac{P_m}{G \times S_A} \quad (I.5)$$

De l'équation (I.4) et (I.5) on peut calculer aussi le rendement, comme l'indique l'équation (I.6) :

$$\eta = \frac{F \times V_{oc} \times I_{sc}}{G \times S_A} \quad (I.6)$$

Avec :

P_m : la puissance maximale délivrée par la cellule photovoltaïque (W),

G : l'éclairement incident (W/m^2),

S_A : la surface active du générateur photovoltaïque (m^2).

6. Architecture et constitution d'un module photovoltaïque

6.1. Architecture d'un module photovoltaïque

La Figure I.22, montre le regroupement parallèle des cellules solaires photovoltaïques (N_p) et la variation de la caractéristique électrique I-V, dont le courant et le cumul des courants des cellules connectées en parallèles, et la tension de panneau est la même que la tension de la cellule.

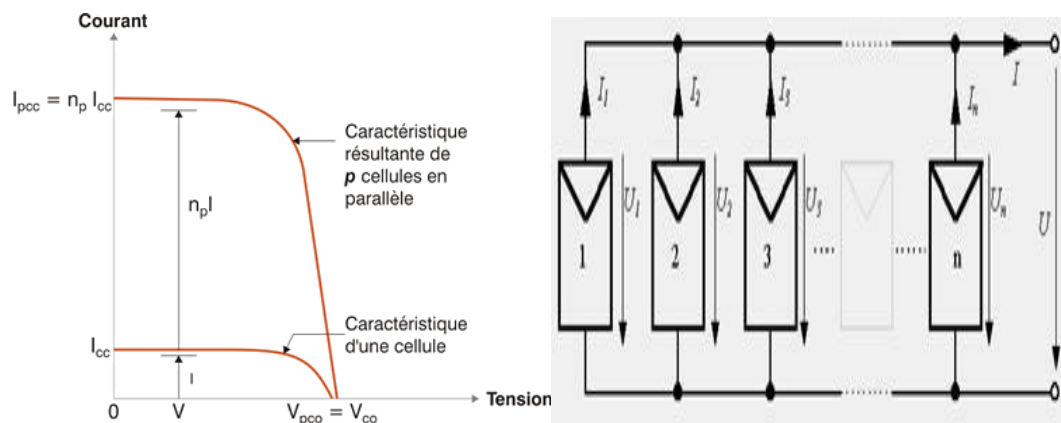


Figure I.22. Caractéristique électrique I-V pour les cellules en parallèles

Les cellules solaires photovoltaïques qui sont connecté entre eux en série (N_s), où la tension de panneau sera la somme des tensions de cellules connecté en série, et le courant du panneau reste le même, que le courant de la cellule (Figure I.23).

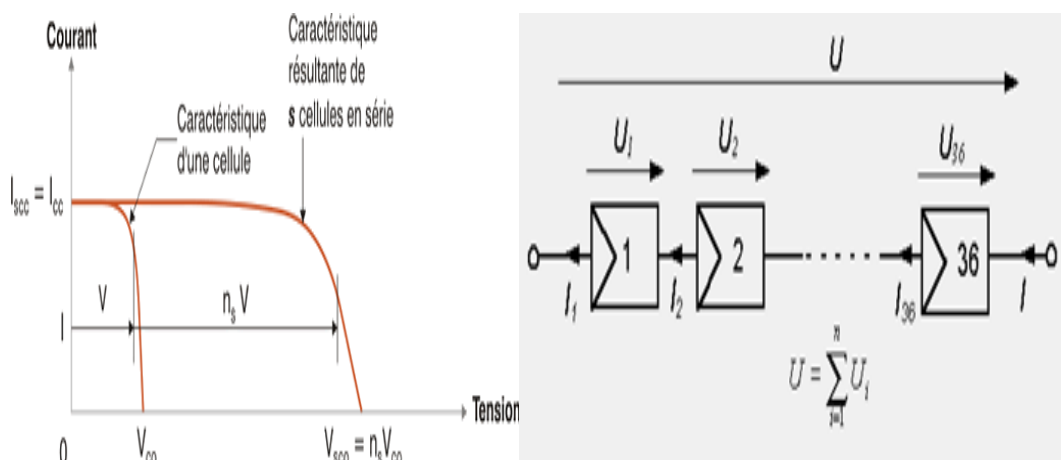


Figure I.23. Caractéristique électrique I-V pour les cellules en séries

$$I_{\text{pan}} = (\sum_{i=1}^n I_{\text{cell}}) = (N_p \times I_{\text{cell}}) \quad (I.7)$$

$$V_{\text{pan}} = (\sum_{i=1}^n V_{\text{cell}}) = (N_s \cdot V_{\text{cell}}) \quad (I.8)$$

Avec :

I_{pan} , V_{pan} : sont le courant et la tension d'un panneau photovoltaïque respectivement.

N_p , N_s : le nombre de cellules PV connecté en parallèles et en série.

6.2. Constitution d'un panneau photovoltaïque

Un panneau photovoltaïque est constitué de plusieurs éléments, principalement de cellules PV, un cadre métallique, boîte de jonction avec un indice de protection de IP65, cette dernière contient au minimum deux (02) diodes by-pass et une borne négatif et une borne positif.

Les cellules PV sont généralement connectés en série, le nombre selon la tension et la puissance de sortie, les plus utilisés sont 36 ou 72 cellules en séries, sont soudées entre eux avec un fil d'argent, dont le contact (-) dans la face de la cellule est connecté avec le contact (+) en face arrière de la cellule, ensuite la totalité de cellule formant le panneau seront encapsulées dans un polymère transparent qui peut être laminé sur du verre[15,17] ou une résine comme l'EVA (éthylène-vinyle-acétate), avec un indice optique proche à celui de verre, cet enrobage est mis entre un verre en face avant pour assurer une protection et une rigidité mécanique du module et permettre la pénétration de la lumière. Le verre doit, normalement, contenir une petite quantité de fer pour réduire la transmission de la lumière dans la bande de longueur d'onde de 350 à 1200 nm, actuellement les modules PV utilisent du verre avec du cérium qui absorbe les rayons ultra-violets pour augmenter la fiabilité il est généralement trempé (chimiquement ou thermique) afin d'augmenter sa résistance mécanique, particulièrement contre la grêle et les grains de sable [15,17]. Pour la partie inférieure, sa peut être, l'aluminium anodisé, le verre ou un polymère comme le mylar ou le tedlar [14]. Un joint en caoutchouc est généralement utilisé, afin d'empêcher toute pénétration de l'humidité et de toutes agression atmosphériques.

Association de plusieurs cellules PV dans un panneau est réalisée par l'ajout des protections en série, qui s'appelle Diode anti-retour, cette dernière protège contre les courants inverse voir Figure I.24.a. La diode by-pas, est une diode qui est installé au borne d'une partie des cellules, elle limite les défauts ou la dégradation d'une cellule dans la partie défectueuse, et le courant se produira hors la limite de cette diode, comme l'indique la Figure I.24.b.

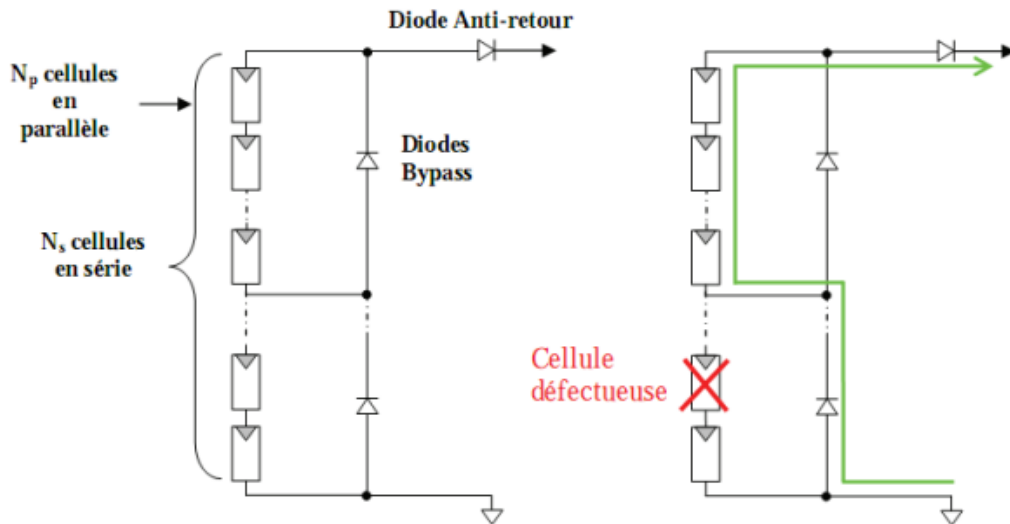


Figure I.24. (a) Architecture classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protection. **(b)** Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant de circulation IPV [8].

7. Différents types de systèmes photovoltaïques

Il existe deux types principaux des systèmes photovoltaïques, selon son mode de connexion et d'utilisation de l'énergie produit.

➤ *Système photovoltaïque autonome*

Les systèmes photovoltaïques autonomes, sont des systèmes de production d'électricité qui son éloigné du réseau électrique (Isolé), ce système alimente une ou plus qu'un consommateur. Il est généralement, constitué de générateur photovoltaïque, boites de raccordement, onduleur solaire, et de batteries, en plus des appareils de protection et de coupure.

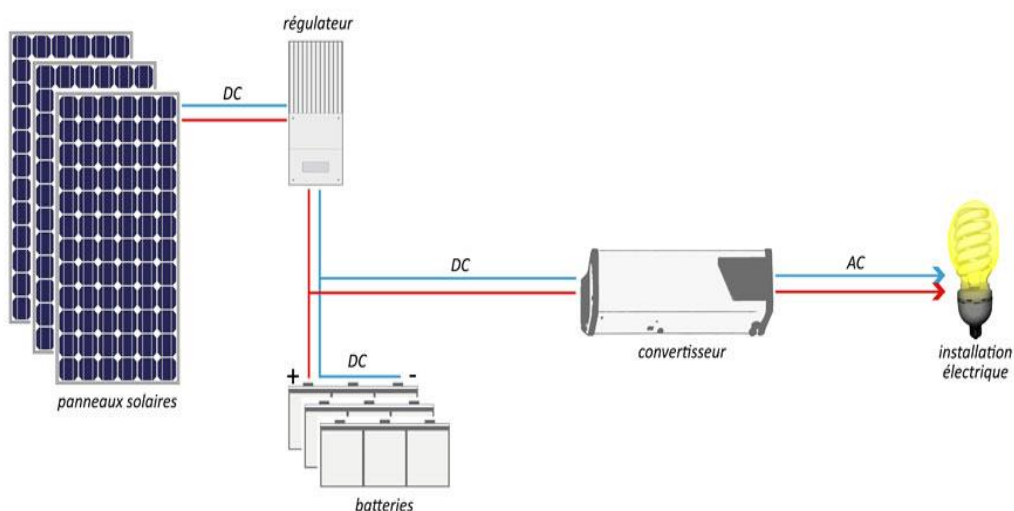


Figure I.25. Principe d'un système photovoltaïque autonome

➤ *Système photovoltaïque connecté au réseau*

Ce genre de système, a les mêmes composant que d'un système photovoltaïque autonome, la différence entre ces deux types de système est que le système PV raccordé au réseau, n'a pas besoin de batteries de stockage, et il est installé à proximité d'un réseau électrique. L'énergie produite par la partie champ photovoltaïque, est à travers un onduleur solaire, le courant électrique à courant continu sera converti en courant alternatif, qui passera par un transformateur élévateur de tension qui sera directement injecté dans le réseau électrique (dans le cas de l'Algérie soit le réseau national interconnecté nord, soit le réseau électrique sud isolé comme la région d'Adrar In-Salah, Timimoune), elle destiné aux consommateurs.

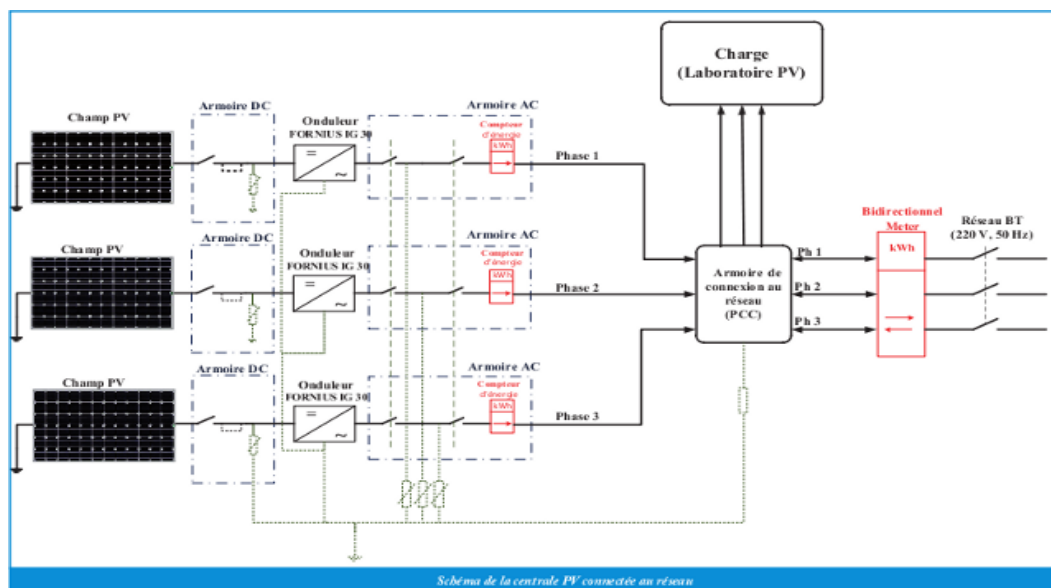


Figure I.26. Schéma d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau électrique [18].

8. Les paramètres environnementaux influençant sur les performances d'un module photovoltaïque

Pour qu'un module photovoltaïque pu produire de l'électricité, il est nécessaire qu'il doit être exposé aux rayonnements solaires. C'est la raison que le type d'installation des modules PV est extérieur, dont il exposé aux différents facteurs environnementaux, ce qui dégrade ces caractéristiques ainsi que leurs performances au cours de temps [20,21], à savoir la température, le rayonnement, l'humidité, le vent, la neige et la grêle etc.

Les facteurs environnementaux, influent sur les performances d'un système photovoltaïque de chaque technologie de la même façon, mais avec une sensibilité différente d'une technologie à une autre, dans ce qui suit on discutera sur l'influence de chaque facteur sur les performances des systèmes photovoltaïques d'une façon générale :

- **Le rayonnement** : La technologie photovoltaïque est vraiment besoin aux rayonnements solaires pour qu'elle produise de l'électricité, mais le rayonnement solaire est composé de plusieurs longueurs d'ondes, dont les rayonnements Ultra-Violet et les rayonnements dont la longueur d'onde Infra-Rouge, ont une influence négative sur la surface des panneaux, et qui amplifie aussi la température, qui est un facteur dégradant.
- **La température** : le rendement de toutes les technologies photovoltaïques sont influencées par la température, mais avec un pourcentage différent d'une technologie à une autre selon le coefficient de température (Ex. les couches minces ont un son coefficient de température est moins que celle de silicium cristalline). Puisque la température est le facteur qui affecte directement les caractéristiques électriques du module, Les fabricants indique dans la fiche technique de chaque module le coefficient de température.
- **Le sable et la poussière** : ces deux éléments minimisent l'absorption de module au rayonnement solaire, non seulement, il couvre une partie ou la totalité de la surface actif de module mais aussi, il fait des rayures sur la surface de module ce qui lui diminue leur rendement, et par conséquence, il accélère dans sa dégradation.
- **La neige, la grêle et la pluie** : la neige peut endommager les modules PV et/ou la structure porteuse, à cause de son poids sur les modules (charge mécanique), aussi elle couvre la surface active de module, ce qui lui rend non productif. La grêle peut dégrader un module à cause de la destruction partielle ou totale de module, par-contre, la pluie et le vent sont deux facteurs positifs pour le nettoyage de la surface de module, mais il faut que dans la phase d'ingénierie que la structure porteuse des modules est bien calculée, afin que le vent ne peut plus l'arraché.

9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents moyens de production électrique, conventionnels et renouvelables, notamment, l'énergie solaire photovoltaïque qui fait l'objet de notre étude. Nous avons développé et présenté plusieurs détails, à savoir, le principe de fonctionnement d'un système photovoltaïque, ainsi que la constitution des cellules PV, les différentes technologies d'une cellule photovoltaïques, les éléments constituant un panneau photovoltaïque, et enfin, nous avons présenté l'influence des paramètres environnementaux sur les performances d'un système photovoltaïque.

Chapitre II. Rayonnement solaire

1. Introduction

Le développement de l'énergie solaire photovoltaïque est dû à la disponibilité et la durabilité d'une énergie primaire émise par le soleil, sous forme de rayonnement de photons avec différentes longueurs d'ondes qui varient entre un minimum de 0.2 μm pour l'ultraviolet et un maximum de 2.5 μm pour l'infrarouge.

Le soleil est constitué principalement de gaz, (75%) d'hydrogène, (23%) d'hélium et le reste sous forme d'autres matières. La réaction selon la Formule d'Einstein (II.1) dégage une énergie, et elle garde la température moyenne au niveau de la surface de soleil à 5777 K, elle est due à la transformation de sa masse en énergie selon la Formule suivante :

$$E = mc^2 \quad (\text{II.1})$$

Malgré tous les avantages de la technologie solaire photovoltaïque concernant l'énergie primaire émis par le soleil (photons), la terre reçoit en une (01) heure une énergie du soleil pourrait suffire les besoins énergétique mondiaux pour une année [22]. Exploitation de cet énorme gisement reste toujours insuffisante.

Le rayonnement solaire qui nous intéresse, est celle de la constante solaire (rayonnement qui atteint la terre en traversant l'atmosphère) avec une densité extraterrestre de 1367W/m².

Dans ce deuxième chapitre, nous présenterons quelques notions sur le gisement solaire, notamment, mouvement terre-soleil, trajectoire apparente terre- soleil dont on discutera des coordonnées du soleil (coordonnées équatoriales et coordonnées horizontales) et ainsi que des coordonnées terrestres (Latitude et longitude), potentiel solaire en Algérie, orientation et inclinaison, les rayonnements solaires et leurs caractéristiques et on terminera par quelques aux instruments de mesure des rayonnements solaires.

2. Le soleil et le mouvement de la Terre

Le soleil est une étoile de forme pseudo-sphérique. Il est considéré comme un corps noir d'un diamètre de 1391000km, avec une distance moyenne par-rapport à la Terre de 149,6 millions de km. La température de cœur atteint 10 millions de kelvins.

Le mouvement de la Terre autour du soleil décrit une trajectoire éclipitique dont le Soleil occupe un foyer (Figure II.1).

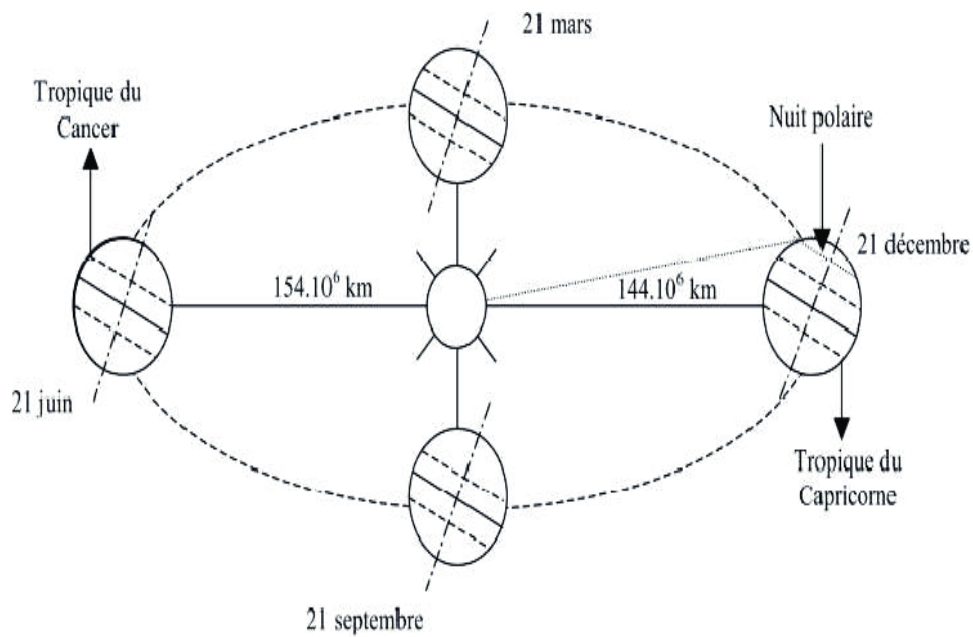


Figure II.1. Trajectoire de la Terre autour du soleil

La Terre tourne autour de son axe qui incliné de $23^{\circ}27'$ par rapport au plan de l'orbite terrestre, avec une vitesse moyenne de rotation de 29,77 km/s, cette vitesse varie entre un minimum de 29,77 km/s en été et un maximum de 30,27 km/s en hiver. La rotation de la Terre avec son angle d'inclinaison montre que l'énergie disponible n'est pas la même, et elle varie selon la latitude de lieu, l'heure et la saison. La durée de rotation de la Terre autour du Soleil est de 365 jours 5h 48 mn.

3. Trajectoire apparente du Soleil

Les pays qui sont sur la même latitude auront les mêmes hauteurs et même trajectoire du soleil comme l'indique la Figure II.2. Selon la trajectoire apparente du soleil, le parcours d'été est le plus long et celui d'hiver est le plus court.

Afin de localiser un astre avec une précision, des méthodes de repérage avec les coordonnées citées ci-dessous sont souvent utilisées.

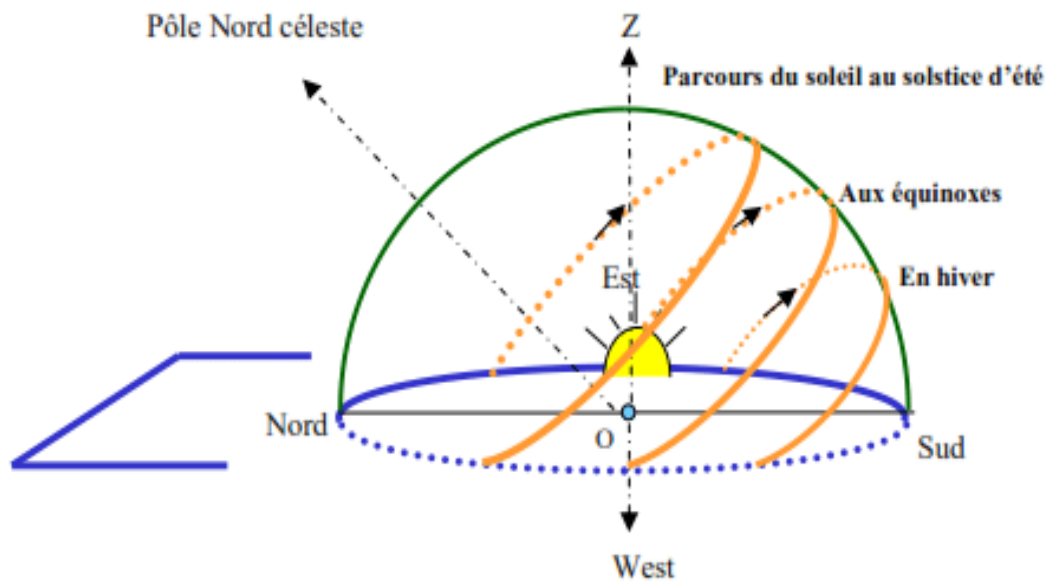


Figure II.2. Trajectoire du Soleil

3.1. Coordonnées du soleil

Les coordonnées équatoriales et les coordonnées horizontales sont deux systèmes différents qui permettent de repérer la position de soleil à partir d'un lieu (voir Figure II.3).

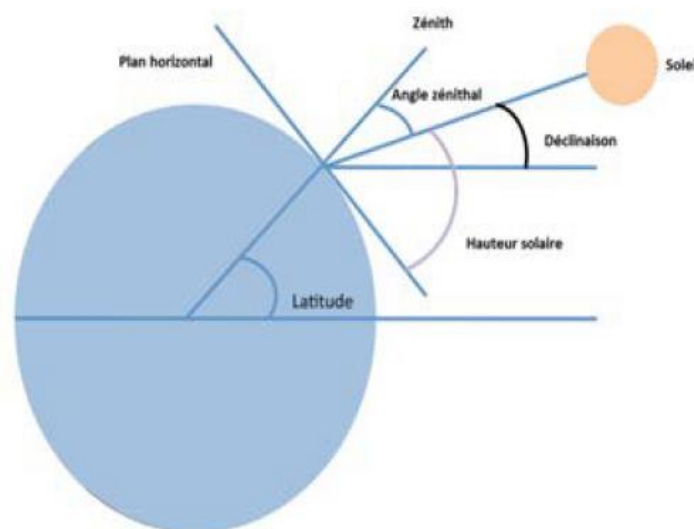


Figure II.3. Méthodes de repérage de la position apparente du soleil

3.1.1 Coordonnées équatoriales

Ce système de coordonnées permet le repérage d'un astre à travers sa hauteur angulaire par rapport au plan équatorial (voir Figure II.5) qui s'appelle la déclinaison solaire « δ » et qui est définie par l'équation de Cooper (II.2) [23,24], ou (II.3), elle varie de jour en jour sauf au voisinage des solstices et de son angle horaire, H , qui représente l'angle sur le plan formé par

la projection de la trajectoire du soleil et la direction de méridien de référence, il se calcul selon l'équation (II.5).

➤ **Déclinaison solaire**

$$\delta = 23.45 \times \sin\left(2. \pi \frac{284+n}{365}\right) \quad (\text{II.2})$$

Pour un calcul avec un maximum d'erreur qui est de 6.10^{-4} rad de la déclinaison solaire, on utilise la Formule de Spencer [25] exprimée par:

$$\delta = 0.006918 - 0.399912.\cos(\Gamma) + 0.070257.\sin(\Gamma) - 0.006758.\cos(2\Gamma) + 0.000907.\sin(2\Gamma) - 0.002697.\cos(3\Gamma) + 0.001480.\sin(3\Gamma) \quad (\text{II.3})$$

avec:

$$\Gamma = \frac{2.\pi.(n-1)}{365} \quad (\text{II.4})$$

n : est le jour de l'année, qui varie de 1 à 365 ou 366 selon le nombre de jour de l'année (du 1 janvier au 31 décembre).

La Figure ci-dessous montre la variation de la déclinaison du soleil en fonction du jour de l'année (du 1 janvier au 31 décembre), elle varie de (-23.45°) le 21 décembre au $(+23.45^\circ)$ le 21 juin, en passant par 0° deux fois dans l'année le 23 septembre et le 21 mars qui s'appelle équinoxes dans lequel le soleil travers le plan équatorial, l'équinoxe automnal, le 23 septembre, et l'équinoxe printanier le 21 mars.

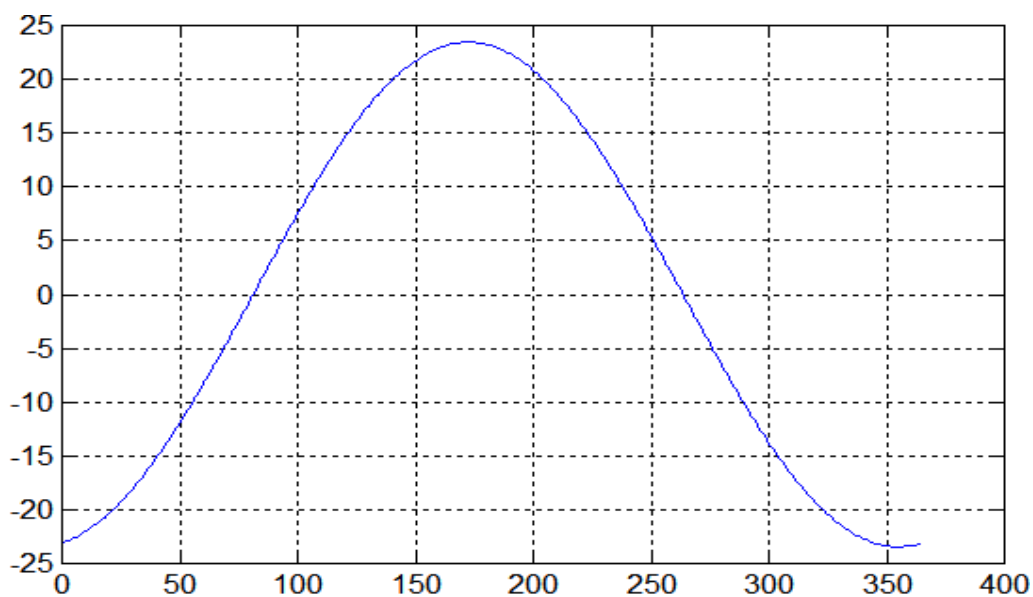


Figure II.4. Déclinaison solaire, en fonction du jour de l'année

➤ Angle horaire du soleil H

L'angle horaire du soleil (H), représente le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire de l'est à ouest, par rapport au méridien de lieu. La valeur de l'angle horaire augmente de 15° par heure. [24,26]

$$H = 15 \left[\left[TL - \left(TU - \frac{\lambda}{15} \right) + \frac{\Delta t}{60} \right] - 12 \right] \quad (\text{II.5})$$

Avec :

$$\Delta t = 9,87 \times \sin 2 \left(\frac{360}{365} (J - 81) \right) - 7,35 \times \cos \left(\frac{360}{365} (J - 81) \right) - 1,5 \times \sin \left(\frac{360}{365} (J - 81) \right) \quad (\text{II.6})$$

TU : Temps Universel, pour notre cas TU = +1,

TL : Temps légal,

Δt : Correction de l'équation de temps,

λ : Longitude de lieu,

$H > 0$: après midi,

$H < 0$: le matin,

$H = 0$: midi STV.

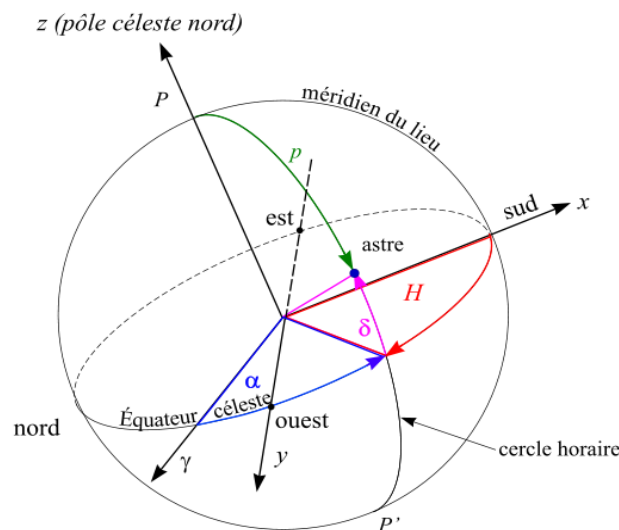


Figure II.5. Système de coordonnées équatoriales

3.1.2 Coordonnées horizontales

La position du Soleil à un instant donnée est donnée par l'azimut, (Ψ), qui est l'angle entre la direction nord-sud et la direction de l'objet, et sa hauteur solaire (hauteur angulaire au-dessus de l'horizon) (voir la Figure II.6).

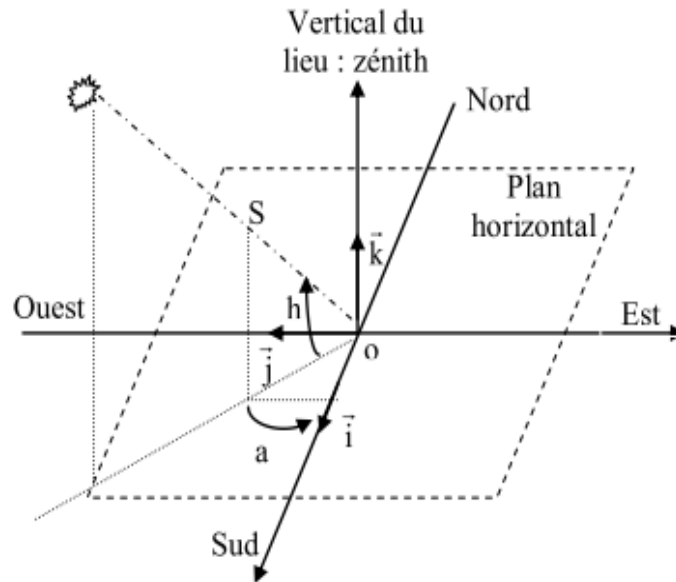


Figure II.6. Système de coordonnées plan horizontales

➤ Azimut

Représente l'angle formé par la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud.

L'azimut peut se calcul à partir de la Formule suivante :

$$\sin \alpha = \frac{\cos \delta \times \sin H}{\cos h} \quad (\text{II.7})$$

Avec :

$$-180^\circ < \alpha < +180^\circ.$$

➤ Hauteur (h)

Selon la Formule (II.8), c'est l'angle entre la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal.

$$\sin(h) = \cos(\delta) \times \cos(\varphi) \times \cos(H) + \sin(\varphi) \times \sin(\delta) \quad (\text{II.8})$$

Avec :

$$-90^\circ < h < +90^\circ$$

3.2. Coordonnées terrestres

Les coordonnées terrestres sont valables sur Terre, pour repérer un lieu défini par ses coordonnées géographiques de la latitude, longitude et altitude, comme l'illustre la Figure II.7.

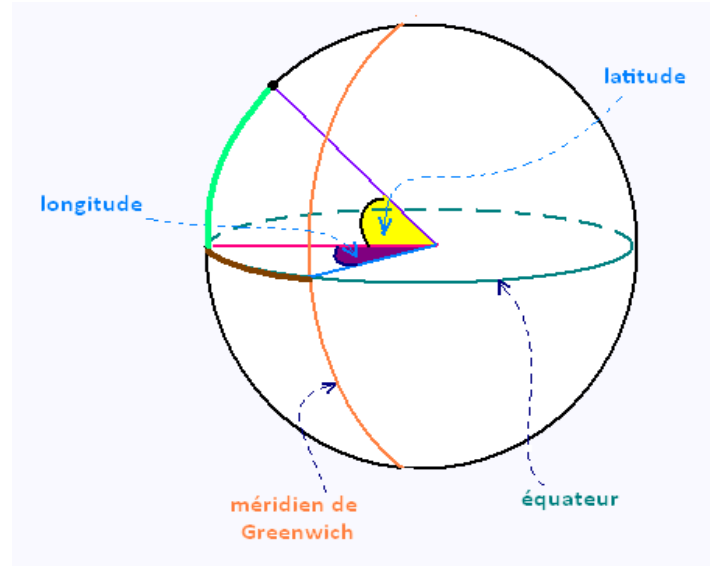


Figure II.7. Coordonnées terrestres

3.2.1. Latitude

Il est défini par des lignes imaginaires parallèles à l'équateur terrestre.

Il est en degré et il varie de -90° pour le pôle sud à $+90^\circ$ pour le pôle nord.

3.2.2. Longitude

Elle est caractérisée par une parallèle des lignes imaginaires du pôle nord au pôle sud, avec le méridien d'origine qui est placé arbitrairement à Greenwich (voir Figure II.9).

Elle en degré, de 0° à 180° pour Est et de 0° à 180° pour Ouest

4. Ressource solaire - potentiel solaire en Algérie

Le gisement solaire varie d'une région à une autre et d'un pays à l'autre (Figure II.8). Selon la carte globale d'ensoleillement, l'Algérie, suite à son meilleur emplacement dans le monde, possède un gisement solaire important. L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m^2 est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie de territoire national. Aussi la durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara).

La Figure II.9, montre la moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale, sur une période de 10 ans (1992-2002) [Wh/m^2], dont la moyenne annuelle maximale de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale sur cette période dépasse les $6,9 \text{ kWh/m}^2$ au sud Algérien.



Figure II.8. La carte de potentiel solaire dans le monde

L'Algérie est partagée en trois régions principales : régions côtières, régions hauts plateaux et le Sahara, et chaque région est définie par sa durée moyenne d'ensoleillement en (Heures/an) et de son énergie moyenne reçue en ($\text{kWh/m}^2/\text{an}$), comme il est indiqué dans le Tableau II.1. On remarque que le plus grand gisement solaire en Algérie est situé dans le sud algérien (Sahara) qui représente 86% de la surface totale du pays.

Tableau II.1. La durée moyenne d'ensoleillement et l'énergie moyenne reçue selon les régions en Algérie [27]

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie	4%	10%	86%
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue ($\text{kWh/m}^2/\text{an}$)	1700	1900	2650

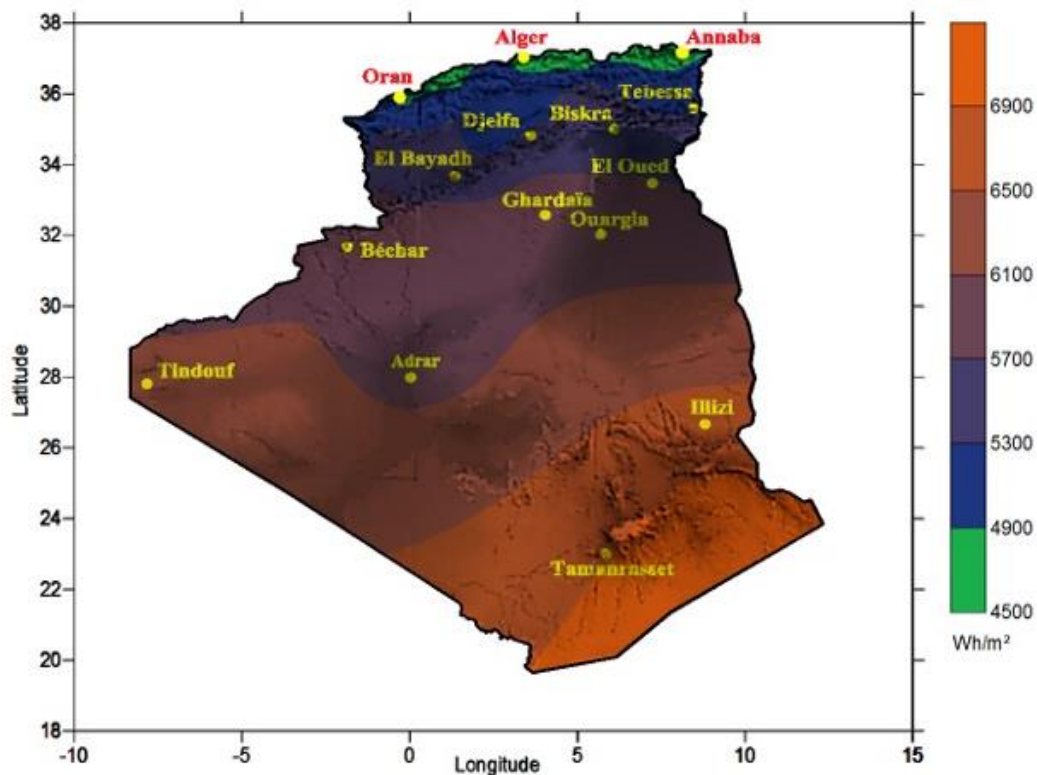


Figure II.9. Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale, période 1992-2002 [Wh/m^2] [28,29]

Compte tenu de cet important gisement solaire, l'Algérie a investi dans les installations photovoltaïques connectées au réseau ou autonomes. Un total de 18 centrales photovoltaïques d'une puissance électrique totale installée de 219.10 MWc, ont été réparties sur tout le territoire national. Leur exploitation a été confiée à la société SKTM (Shariket Kahraba waTaket Moutadjadida) filiale de groupe SONELGaz. [30]

5. Orientation et inclinaison

Dans chaque installation photovoltaïque, l'étude de l'orientation et de l'inclinaison par rapport au plan horizontal du champ PV (panneaux PV), est nécessaire afin de capter le maximum de rayonnement solaire.

Pour qu'un panneau PV fonctionne avec un meilleur rendement, il est indispensable qu'il soit perpendiculaire aux rayons solaires. La meilleure orientation des panneaux PV pour l'hémisphère nord est à plein sud et pour l'hémisphère sud est à plein nord.

L'inclinaison des panneaux PV dépend du lieu d'installation et de la hauteur du Soleil : plus l'angle d'inclinaison du panneau PV est importante pour permettre d'avoir la perpendicularité du rayonnement solaire avec la surface active de panneau PV plus la production d'électricité est maximale.

Il existe deux types principaux de structure porteuse de panneaux PV, une fixe et l'autre mobile avec système de poursuite du soleil.

La structure fixe, est caractérisée par une orientation et une inclinaison annuelle optimale fixe pour les quatre saisons. Par contre, les structures mobiles, sont conçues d'une façon qu'on puisse modifier par exemple l'inclinaison des panneaux PV selon la hauteur de soleil qui varie d'une saison à une autre (Ex : été et hiver).

Afin de maximiser la production d'un panneau PV en termes de puissance, il faut bien suivre la position de soleil et pour que les rayonnements du soleil soient perpendiculaires à la surface du panneau PV, il est indispensable d'installer un système de poursuite solaire, appelé suiveur et en anglais appelé tracker. D'où, la structure porteuse est dotée :

- ✓ Un seul degré de liberté (un seul axe de rotation), la structure porteuse est fixé à un angle d'inclinaison bien définie, mais avec une rotation est-ouest (de lever au coucher du soleil).
- ✓ De deux degrés de liberté (deux axes de rotation), une horizontale pour l'azimut et une rotation verticale pour l'inclinaison (voir Figure II.10). Cette variation d'angle d'inclinaison et d'orientation se faites d'une façon continue tout au long de la journée et de l'année, car la trajectoire du soleil n'est plus stable ni dans la journée ni dans l'année.

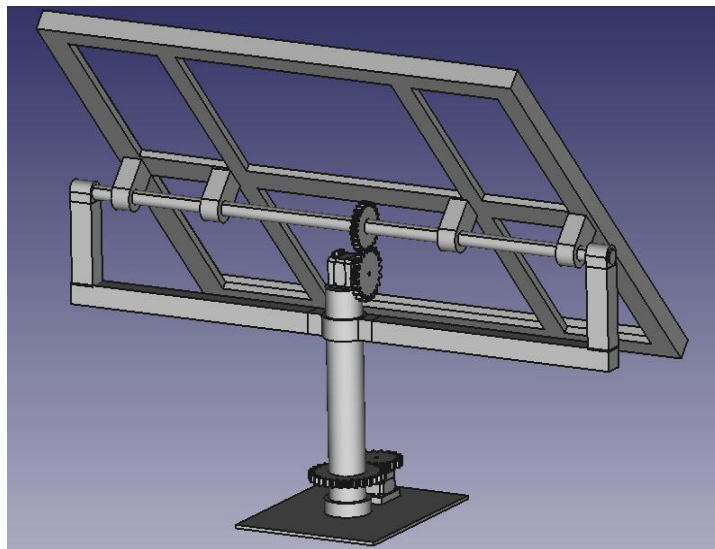


Figure II.10. Structure porteuse de panneaux PV avec deux axes de rotation

6. Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est constitué principalement de plusieurs ondes magnétiques de différente longueur d'onde qui varie de l'ultraviolet (0,2 μm) à l'infrarouge (2,5 μm) en passant par le visible. Il est émis par le soleil sous forme d'énergie (E) qui est proportionnelle à sa fréquence (ν), comme l'indique la Formule suivante :

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (\text{II.9})$$

Où :

h : La constante de Planck ($6.62607004 \cdot 10^{-34} \text{ m}^2 \cdot \text{kg} \cdot \text{s}^{-1}$),

c : La vitesse de la lumière,

λ : la longueur d'onde.

La Terre reçoit continuellement une quantité d'énergie qui est émise par le Soleil. Cette quantité d'énergie est susceptible à des différentes transformations en traversant la couche atmosphérique. Le rayonnement solaire atteint l'orbite terrestre avec une densité de flux de 1367 W/m^2 (constante solaire), donné par la Formule suivante :

$$E_s = M_s \frac{A_s}{A_E} \quad (\text{II.10})$$

Avec :

$$A_s = \pi r_s^2 = 1.521 \cdot 10^{18} \text{ m}^2 \quad (\text{II.11})$$

$$A_E = \pi d_{s-T}^2 \quad (\text{II.12})$$

Où :

M_s : Densité de flux égale à $63.2 \cdot 10^6 \text{ W/m}^2$,

r_s : Rayon du Soleil : $6.96 \cdot 10^8 \text{ m}$,

d_{s-T} : Distance moyenne soleil-terre égale à $1.496 \cdot 10^{11} \text{ m}$. [31]

Actuellement, 1360 W/m^2 , est la meilleure valeur de la constante solaire (Frochlich et 1981 Werhli) [26]. La trajectoire que fait la terre autour de soleil qui est elliptique signifie que la distance terre-soleil n'est pas uniforme, la chose qui montre que la constante solaire varie.

6.1. Masse atmosphérique

La masse atmosphérique ou la masse d'air, AM, est définie comme le rapport entre l'épaisseur de l'atmosphère traversé par le rayonnement solaire direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu, la Formule (II.13), montre comment calculer l'air mass, dans les conditions normales de température et de pression.

La couche atmosphérique, se compose de plusieurs molécules, gaz, atomes,..., notamment, Azote (78%), Oxygène (21%), de l'Argon, du CO₂ de H₂O la couche d'ozone de la stratosphère [32]. La composition de la couche atmosphérique, ainsi que les nuages et la poussière ont une influence importante sur la diffusion du rayonnement solaire.

L'épaisseur de la couche atmosphérique traversée par le rayonnement solaire, varie selon la position du soleil, plus le soleil est bas sur l'horizon, plus l'épaisseur atmosphérique est très importante, comme l'indique la Figure suivante.

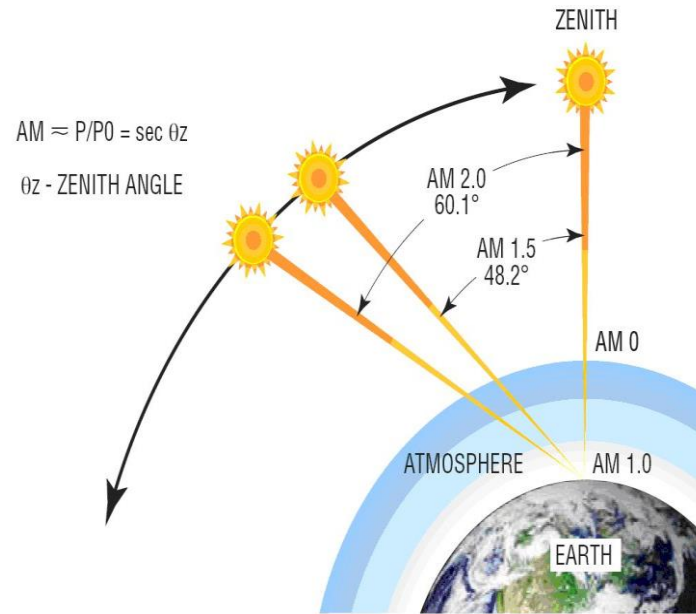


Figure II.11. Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.

$$AM = \frac{p}{1013} \frac{1}{\sin(h)} e^{\left(-\frac{y}{7.2}\right)} \quad (\text{II.13})$$

Avec :

p : pression de l'air (N/m²),

h : hauteur solaire, sur l'horizon,

y : altitude (km).

Dans des conditions normales de pression (1013 N/m²) avec une altitude nulle (niveau de la mer (y=0)), l'équation (II.13), devient :

$$AM = \frac{1}{\sin(h)} \quad (\text{II.14})$$

AM1, correspond lorsque le soleil est au zénith (90°), car les rayons lumineux traversent une épaisseur d'atmosphère unité (7.8 Km).

AM2, lorsque le soleil à 30° sur l'horizon.

AM0, est définie à haute altitude, hors atmosphère.

La Figure II.12, se compose de deux courbes représentant le spectre solaire pour différentes valeurs de la masse atmosphérique (AMX) avec les principaux obstacles provoquant son atténuation, l'indice X représente un chiffre qui signifie le nombre d'atmosphère traversée par le spectre solaire. Par convention AM0 signifie que le spectre solaire n'a pas traversé l'épaisseur atmosphérique (hors atmosphère) et le spectre AM1.5, correspond à un angle du soleil de 48.19° par rapport au zénith.

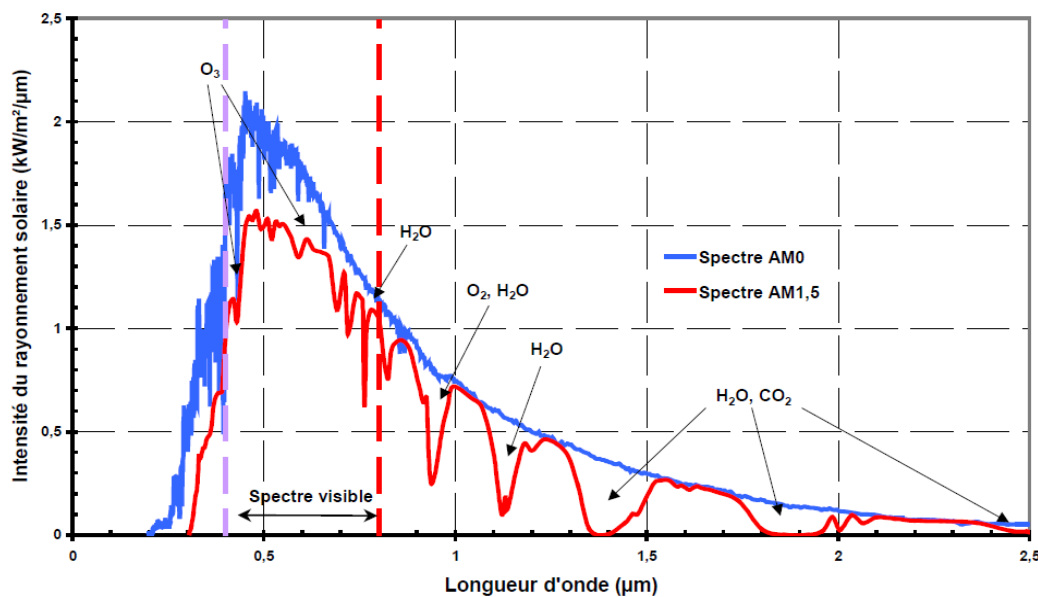


Figure II.12. Spectres solaires AM0 et AM1.5, avec différentes molécules provoquant les principales atténuations [33]

Les conditions standards de test ou de qualification de modules photovoltaïques (STC), en anglais Standard Test Conditions d'une cellule photovoltaïque, sont un spectre AM1.5, rayonnement incident 1000W/m^2 et une température de 25°C . Il est remarquable que le spectre AM1.5 le plus couramment utilisé.

6.2. Différentes composantes du rayonnement solaire

Le rayonnement solaire subi des atténuations dès son arrivée à la couche atmosphérique, il est absorbé et diffusé. L'ensoleillement prend la valeur zéro au lever et au coucher de soleil et il atteint son maximum au midi solaire. Le rayonnement solaire au sol est composé de (voir Figure II.13) :

- **Rayonnement direct** : c'est un rayonnement qui vient directement de soleil au sol, sans diffusion par l'atmosphère, la trajectoire de ces rayons sont parallèles entre eux et peuvent être concentré et utilisé par la technologie solaire thermique.
- **Le rayonnement diffus** : est l'absorption et la diffusion d'une partie de rayonnement solaire par l'atmosphère, et à sa réflexion par des gouttelettes d'eau, les poussières, le ciel et les molécules d'air, ce type de rayonnement constitue 20% de l'énergie globale.
- **Albédo** : c'est la partie de rayonnement solaire réfléchi par la surface réceptrice (le sol ou par des objets disponible au niveau de sol), comme la neige. L'Albédo est le rapport de l'énergie réfléchi sur l'énergie reçue. ce type de rayonnement dépend de l'environnement de site.
- **Rayonnement global** : c'est la résultante ou l'ensemble du rayonnement solaire reçu au sol de rayonnement diffus et de rayonnement direct, qui parvient du globe terrestre.

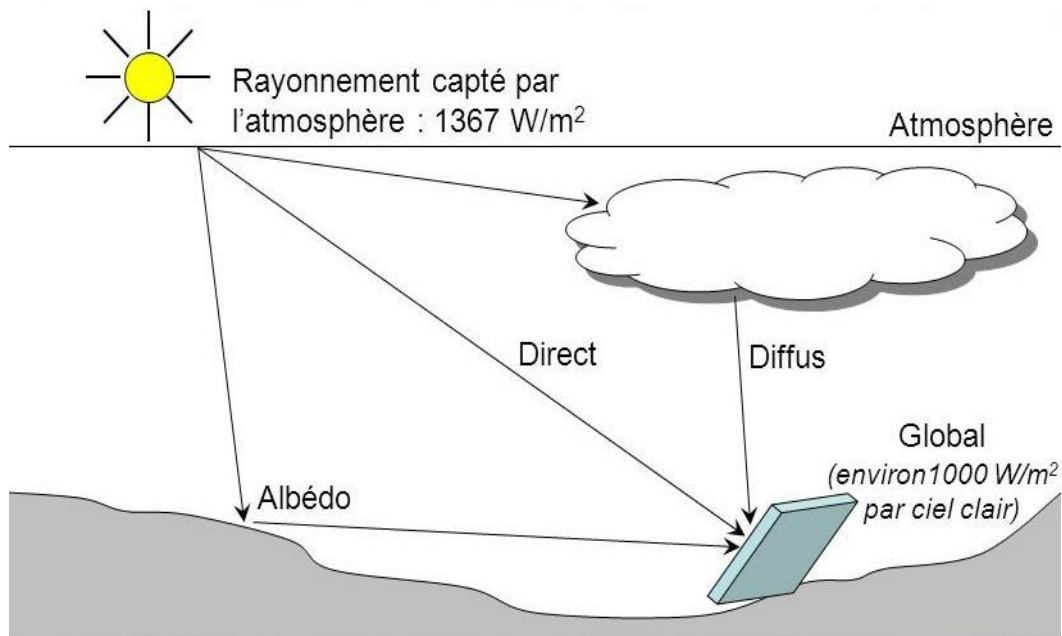


Figure II.13. Composantes du rayonnement solaire

7. Instruments de mesure du rayonnement solaire

L'énergie électrique produite par la technologie solaire photovoltaïque, dépend de données météorologiques du site d'installation, c'est la raison qu'il est nécessaire d'installer une station météorologique, afin de mesurer les données météorologiques et notamment les rayonnements solaires avec leurs différentes composantes, ces données va nous permettre aussi de définir les gisements solaires en Algérie avec plus de précision.

Dans ce qui suit, quelques instruments de mesure du rayonnement solaire. La Figure II.14 donne un exemple d'une station météorologique de différents paramètre météo qui installée à Ghardaia.



Figure II.14. Exemple d'une station météorologique

7.1. Pyranomètre

Cet instrument est destiné à la mesure du rayonnement global sur une surface plane, comme il peut être utilisé pour mesurer le rayonnement diffus en lui ajoutant un dispositif pare-soleil (écran masquant le soleil).

7.2. Pyréliomètre

Il mesure l'irradiation solaire directe. Il est généralement muni d'une thermopile peinte en noir, afin d'augmenter l'absorption. Il est orientable pour qu'il suive le soleil, afin que les rayonnements solaires soient perpendiculaires à la surface réceptrice.

7.3. Héliographe

C'est un instrument mesurant le nombre d'heures d'ensoleillement sur le site d'installation, ou la durée pour laquelle le rayonnement solaire a une intensité suffisante, par rapport à un seuil donné.

8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons passé en revue les notions fondamentales pour l'évaluation du gisement solaire sur les rayonnements solaires, notamment la trajectoire apparente du soleil, le rayonnement solaire et leurs caractéristiques et les instruments de mesure. La bonne connaissance des paramètres de calcul du rayonnement solaire combinée à une exploitation rationnelle des installations, conduit à un rendement optimal et une meilleure production pour un capteur solaire photovoltaïque.

Chapitre III.

***Performances Energétiques et
Evaluation du Cycle de Vie
des Technologies
Photovoltaïques***

1. Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons une description de la centrale PV de Oued N'Chou. La méthode d'analyse utilisée pour évaluer les performances des installations PV et l'analyse de cycle de vie de l'installation, et les principaux résultats obtenus ainsi que les discussions sur les performances de chaque système PV connecté au réseau selon la technologie sont présentés dans la section 4. Enfin, les conclusions les plus pertinentes sont résumées dans la section 5.

2. Description de la centrale photovoltaïque de Oued N'echou

Mise en service en juillet 2014, la centrale photovoltaïque pilote de Oued N'echou/Ghardaïa occupe une superficie de 10 hectares pour une capacité de production installée de 1 MWc. Elle est dotée de 6032 panneaux solaires (fixes et orientables) répartis en 8 sous-champs, intégrant quatre (04) technologies différentes de modules photovoltaïques et 2 types de structures. D'un coût total de 744 millions de dinars, cette centrale pilote a été délocalisée de Tindouf vers Ghardaïa afin de soutenir le programme énergies renouvelables Algérien et aussi dans un souci d'optimisation des ressources humaines et matérielles et de collaboration avec l'URAER du centre de recherche en énergies renouvelables (CDER) de Ghardaïa.

2.1. localisation des systèmes PV

La Figure III.1, montre le site d'implantation des panneaux photovoltaïques de la centrale solaire SKTM de Oued N'echou dans la wilaya de Ghardaïa, dans le sud Algérien (coordonnées géographiques: latitude 32°36'2.43"N, longitude 3°42'6.32"E et altitude 574 m).

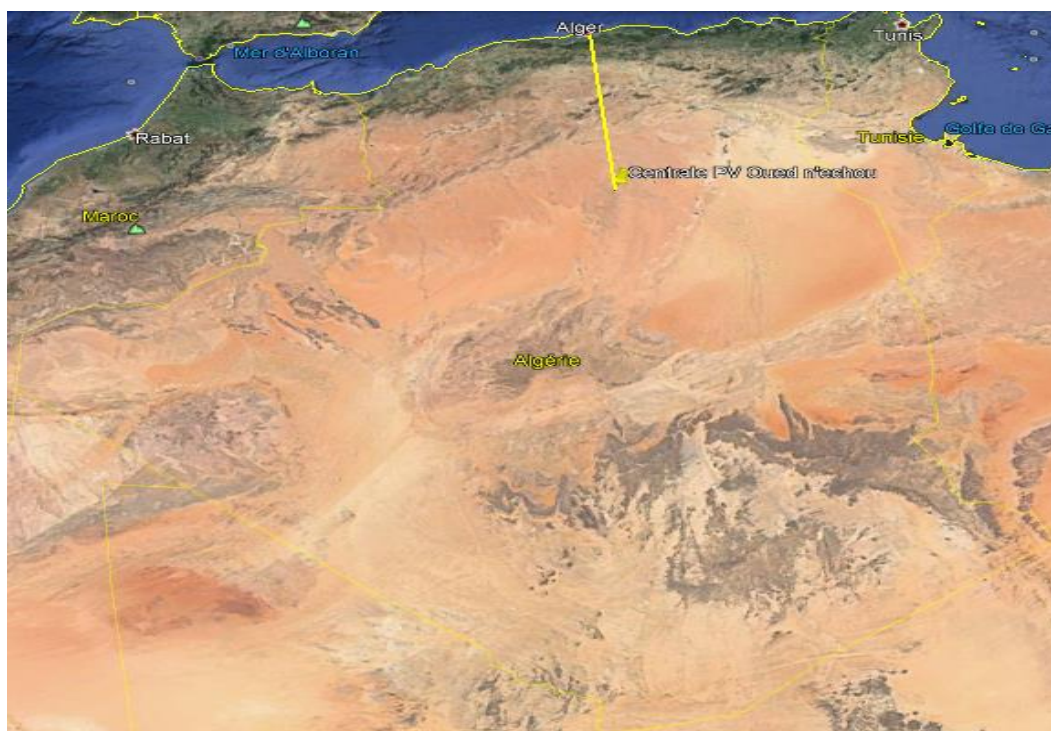


Figure III.1. Localisation de la centrale PV de Oued N'echou Ghardaia, Algérie

La Figure III.2. Montre la centrale photovoltaïque, avec quatre (04) technologies de panneaux PV, installés sur des structures porteuses fixes avec un angle d'inclinaison de 30° et une orientation plein sud.



Figure III.2. Implantation des quatre technologies PV testées de la centrale solaire de Ghardaïa

2.2. Caractéristiques techniques des équipements

La centrale PV est constituée de 6032 panneaux photovoltaïques avec quatre technologies (m-Si, mc-Si, CdTe et a-Si), plusieurs équipements auxiliaires et panneaux de conversion : Onduleurs, d'évacuation : Tableaux HTA, Transformateur, etc..., de monitoring et de contrôle commande : pour le suivi et l'enregistrement de données de la centrale, de sécurité : groupe électrogène de secours, anti incendie et anti intrusion et de télésurveillance : caméras de surveillance...etc. Les caractéristiques techniques de chaque technologie de panneaux photovoltaïques et de chaque système PV sont indiquées dans les Tableaux 1 et 2 respectivement. Les quatre technologies photovoltaïques testées portent essentiellement sur deux (02) types, à savoir le silicium cristallin et les couches minces, avec d'une part le silicium monocristallin (m-Si) et le silicium multi-cristallin (mc-Si), et d'autre part, le tellure de cadmium (Cd-Te) et le silicium amorphe (a-Si) respectivement.

Tableau III.1. Caractéristiques principales des panneaux photovoltaïques

Technologie des panneaux PV	m-Si	mc-Si	Cd-Te	a-Si
Puissance maximale P_{max} (Wc)	250	235	80	103
Courant de court-circuit I_{cc} (A)	8.79	8.64	1.88	4
Tension de circuit ouvert V_{co} (V)	37.62	36.94	60.8	41.1
coefficient de température I_{sc} (%/°C)	0.03	0.04	0.04	0.08
coefficient de température V_{oc} (%/°C)	-0.34	-0.32	-0.27	-0.33
P_M coefficient température (%/°C)	-0.43	-0.43	-0.25	-0.20
Rendement (%)	15.35	14.43	11.1	7.1
Surface (m ²)	1.63	1.63	0.72	1.45
Poids (KG)	21.5	21.5	12.0	20.8

Tableau III.2. Caractéristiques principales des panneaux photovoltaïques

	Type	m-Si	mc-Si	CdTe	a-Si
Système	Nombre de modules	420	420	1260	972
	En séries	20	20	12	18
	En parallèles	21=[(8*2)+5]	21=[(8*2)+5]	105=[(8*13)+1]	54=[(8*6)+6]
	P_{max} (W _p)	105000	98700	100800	100116
	I_{pm} (A)	173.04	170.1	173.25	200.88
	V_{pm} (V)	607	580.8	582	608.4
	I_{sc} (A)	184.59	181.44	197.4	222.48

	V_{oc} (V)	752.4	738,8	729.6	813
	Surface (m ²)	684.6	684.6	907.2	1409.4
Onduleur	Capacité (kW _{ac})	96	96	96	96

Plusieurs données relatives à la production, la météorologie, etc. sont enregistrées par un système de monitoring afin d'étudier les performances de chaque technologie photovoltaïque de la centrale.

La Figure III.3. Montre la station météorologique installée au niveau de la centrale PV de Oued n'echou, afin de suivre en continu les paramètres météorologiques, notamment, l'ensoleillement, la température ambiante, l'humidité, la vitesse et la direction du vent ainsi que la pression atmosphérique.



Figure III.3. Station météorologique de la centrale PV.

Quel que soit la technologie adoptée, les performances d'une installation PV sont directement liées aux fluctuations météorologiques du site. C'est la raison pour laquelle, il est indispensable d'installer une station météorologique avec un système de monitoring dans une centrale PV pour mesurer et enregistrer, les paramètres météorologiques ainsi que les paramètres électriques, avec un pas de mesure bien défini (dans notre cas une (01) heure).

Tous les instruments et les capteurs de mesure des paramètres météorologiques de la station météorologique de la centrale PV de Ghardaïa sont fabriqués par LSI LASTEM à l'exemple du :

- Pyranomètre DPA053 qui assure la mesure de l'irradiance avec une précision totale de 5 W/m^2 pour une journée de mesure.
- Thermo-hygromètre DMA672.1 qui mesure la température ambiante ainsi que l'humidité relative simultanément, avec une précision de $\pm 0.15^\circ\text{C}$ et de $\pm 3\%$ respectivement.
- Thermomètre PT100 attaché au verso de panneau pour la mesure de la température de module avec une marge de mesure comprise entre $(-50 \text{ et } 80^\circ\text{C})$ et une précision de 0.15°C .
- Anémomètre DNA 121#, mesure la vitesse du vent avec une précision de $\pm 0.07 \text{ m/s}$ et de ± 0.3 degrés pour la direction du vent.
- Manomètre DQA240.1#C, mesure la pression atmosphérique, 1 hPa représente l'incertitude de la mesure.

Toutes les mesures sont enregistrées en continu et stockées.

Chaque système PV est connecté au réseau électrique à travers un onduleur avec une tension de sortie de 400 V et via un transformateur de puissance la tension sera élevée de 400 V à 30 kV, tension du réseau HTA (30kV).

3. Méthode d'analyse

3.1. Paramètres de performance

Les données électriques et météorologiques enregistrées pour les quatre (04) systèmes PV sont utilisés, afin d'étudier leurs performances ainsi que leur comportement dans un milieu saharien. La mesure et l'enregistrement des paramètres pour les quatre systèmes PV a été pendant une période de douze (12) mois, du mois de Mai 2015 au mois d'Avril 2016.

Le système d'acquisition de données permet de collecter les paramètres mesurés, et qui sont l'irradiance dans le plan, la température du générateur photovoltaïque, la tension de sortie du système PV, le courant et la puissance, la puissance de sortie onduleur. Les paramètres de performance utilisés pour étudier et analyser les performances des centrales photovoltaïques et leur évaluation sont calculés conformément aux recommandations de la norme CEI 61724 [34].

Le ratio de performance est défini comme le rendement final Y_F divisé par le rendement de référence Y_R [34, 35] :

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \times 100 \quad (III.1)$$

Y_f est défini comme l'énergie journalière en sortie de l'onduleur (AC) par la puissance nominale installée de la partie champ PV en condition standard de test (PSTC). Le calcul de Y_f en kWh/kWc [34] est donné par l'équation suivante :

$$Y_f = \frac{E_{AC}}{P_{STC}} \quad (III.2)$$

Y_R représente le nombre d'heures par jour pendant lesquelles le rayonnement solaire devrait être à des niveaux d'éclairement de référence afin de fournir la même énergie incidente que celle qui a été surveillée [34]. Il peut être calculé comme suit:

$$Y_r = \frac{\tau \sum G_{meas}}{G_{STC}} \quad (III.3)$$

Avec :

G_{mea} : éclairement mesuré (W/m^2),

G_{STC} : éclairement sous condition standard de test (W/m^2),

τ : Intervalle d'enregistrement.

L'énergie en AC générée par le système PV est obtenue comme suit:

$$E_{AC} = \tau \sum P_{ACi} \quad (III.4)$$

Avec :

P_{ACi} : puissance fournie par l'onduleur au réseau électrique de distribution en kW,

E_{AC} : Energie AC générée par le système PV, exprimée en kWh.

Le rendement du système est calculé comme suit:

$$\eta_{sys} = \frac{E_{AC}}{S_A \tau \sum G_{meas}} \quad (III.5)$$

Avec:

S_A : surface du générateur photovoltaïque.

3.2. Analyse du cycle de vie de l'installation (LCA)

La centrale photovoltaïque produit de l'électricité à partir de l'énergie solaire, mais consomme de l'énergie tout au long de son cycle de vie. De nombreux chercheurs et fabricants ont recueilli différentes données sur tous les composants du système PV (modules et tous les équipements de système sauf les modules PV « Balance Of System » BOS) pour mettre à jour la base de données. La méthode d'Analyse de cycle de vie ACV (ou LCA : Life Cycle Analysis) est utilisée pour étudier les performances de récupération d'énergie du système PV, ainsi que les effets sur l'environnement tout au long du cycle de vie. Selon l'Organisation internationale de normalisation (ISO), conformément aux normes ISO 14041-1998, ISO 14042-2000 et ISO 14043-2000, la méthodologie LCA contient la définition de l'objectif et de la portée, l'analyse de l'inventaire, l'évaluation de l'impact et l'interprétation des résultats comme indiqué sur la Figure III.4. Les besoins énergétiques du transport des équipements ne sont pas pris en compte dans cette étude.

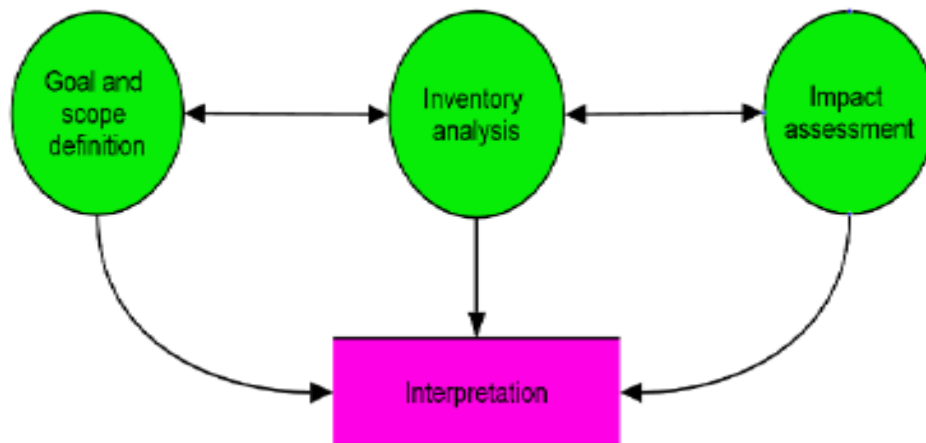


Figure III.4. Cadre de l'analyse de cycle de vie

Objectif et portée

Le but de l'Analyse de Cycle de Vie est de faire une évaluation de l'impact environnemental de la production d'électricité par différents systèmes PV connectés au réseau composés de différentes technologies de modules, comme détaillé dans la section 2.

Les modules photovoltaïques en silicium monocristallin et les modules en silicium multicristallin sont constitués de 60 cellules avec une surface totale de la cellule de 1,46 m² (0,156 x 0,156 x 60), une surface totale de 1,63 m² (1,645 x 0,990) et une surface totale des cellules photovoltaïques (m-Si et mc-Si) mesurent 613,27 m² pour chaque système PV. Pour la surface des modules photovoltaïques au tellure de cadmium et au silicium amorphe sont de 0,72 m² et 1,45 m² avec une surface totale des cellules des centrales photovoltaïques de 907,2 m² (0,72 x 1260) et 1409,4 m² (1,45 x 972) respectivement.

Analyse d'inventaire - limites de LCA

Chaque centrale photovoltaïque est composée de deux parties principales, la première étant les modules photovoltaïques solaires et BOS comme deuxième partie. Les détails des différentes étapes de production ont été rapportés dans la littérature [36, 37, 38]. La cellule de silicium cristallin (m-Si et mc-Si) est fabriquée à partir d'extraction de quartz, puis introduite dans un four à arc au silicium de qualité métallurgique (Mg-Si), et après cette étape, elle sera purifiée en qualité solaire silicium (SoG-Si) les lingots de mc-Si seront coulés et sciés dans des plaquettes, et le m-Si passe par une étape supplémentaire qui est la recristallisation Czochralski (CZ) [36, 39] comme le montre la Figure III.5. Les cellules sont encapsulées entre des panneaux de verre et assemblées par cadre en tant que module PV, et le nombre de cellules PV est fonction de la puissance du module PV. Pour la technologie du module CdTe, il est fabriqué à partir de la matière première des minerais Cu et Zn pour Te et Cd respectivement, et à la fin du processus de traitement, nous obtenons un module [36].

Les modules PV se connectant en série et ou en parallèle sont placés sur une structure métallique, et le reste de la centrale « BOS » (Onduleur, transformateur, boîte de jonction, câblage, support de réseau, béton etc...), nous avons obtenu une centrale photovoltaïque.

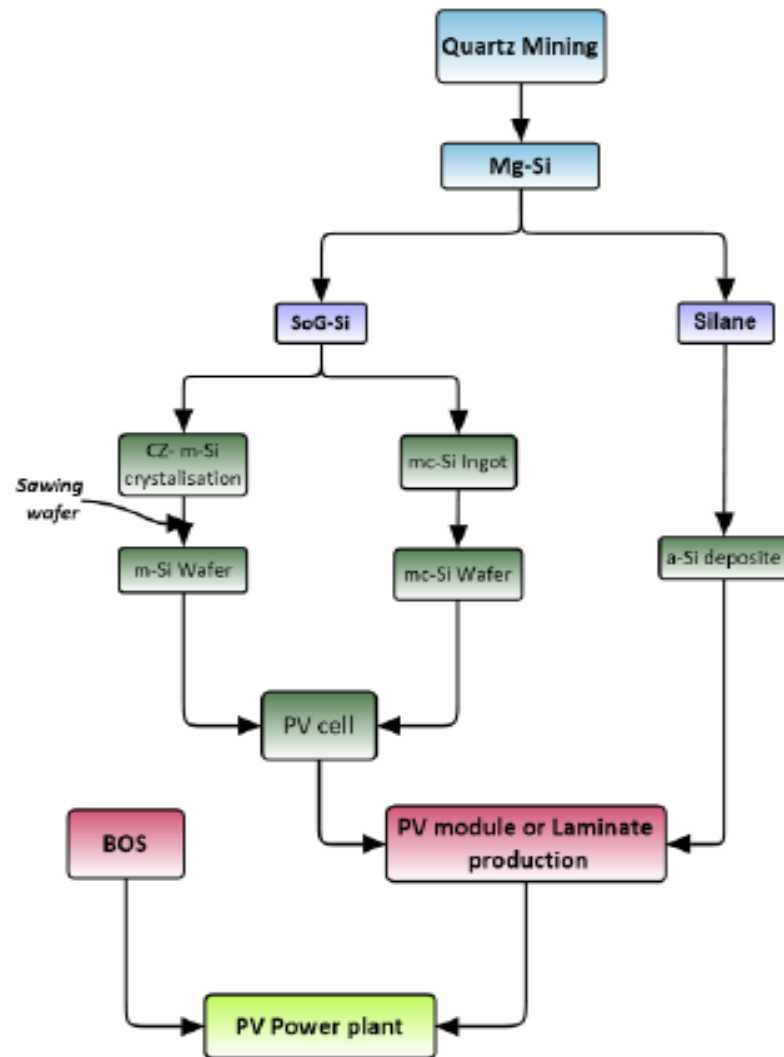


Figure III.5. Étapes du processus de fabrication de cristaux et modules en silicium à couche mince (m-Si, mc-Si et a-Si)

Besoins énergétiques dans le cycle de vie des systèmes PV

De nombreux chercheurs et fabricants recherchent les besoins énergétiques des centrales photovoltaïques et créent une base de données pour différentes raisons, entre autres pour réduire l'énergie nécessaire à la production de modules, et par conséquent, pour diminuer les délais de récupération d'énergie (EPBT).

- **Les modules PV**

Jinqing et Honxing [40], après l'étude comparative des besoins énergétiques entre différentes technologies photovoltaïques, silicium monocristallin, silicium multi cristallin, tellure de cadmium et silicium amorphe, la revue des besoins énergétiques pendant le cycle de vie peut varier de 2860 à 5253 MJ/m², 2699 à 5150 MJ/m², 790 à 1803 MJ/m² et 710 à 1990 MJ/m² respectivement.

Le besoin en énergie pour la technologie PV au silicium cristallin (m-Si et mc-Si) est pris tel qu'il est estimé dans [39, 40]. Une moyenne de 3860 MJ/m² et 5253 MJ/m², et une moyenne de 3065 MJ/m², 3120 MJ/m², et 3940 MJ/m², respectivement. Il y a une étape de plus dans le processus de production du module photovoltaïque monocristallin par rapport à la technologie multi cristalline appelée recristallisation Czochralski (CZ), cette étape donne un rendement plus élevé mais consomme plus d'énergie dans leur processus de fabrication, c'est raison pour laquelle le besoin énergétique est plus dans le monocristallin en comparant avec le multi cristallin. Pour les technologies photovoltaïques de couches minces, dans notre cas tellurure de cadmium et le silicium amorphe, le besoin en énergie est considéré de 918 MJ/m², and 1202 MJ/m² respectivement [41]. Chaque technologie PV a ses propres besoins en énergie, différents d'une technologie à l'autre, cette différence est remarquable et surtout entre le silicium cristallin et les couches minces. La différence est due au processus de fabrication et aux matériaux utilisés pour chaque technologie. Nous avons sélectionné cette valeur car ce besoin en énergie comprenait un cadre.

- ***Les équipements de la centrale à l'exception des modules PV (BOS)***

Le BOS, définit tous les équipements existants dans la centrale photovoltaïque, sauf les modules PV, tels que les structures porteuses de panneaux PV, onduleurs, transformateur, boîtes de jonction, câbles, etc... , il est nécessaire de connaître les besoins énergétiques des composants BOS, et d'ajouter celui des modules PV, afin de trouver les besoin énergétiques de toute la centrale PV. Par conséquent, l'évaluation de l'énergie requise pour chaque composant de BOS en MJc / kWc est, le câblage 248 MJ / kWp, la structure porteuse 4459 MJ / kWc, le béton de fondation 2352 MJ / kWc et 88402.17 MJ pour l'onduleur de 100 kW, l'énergie incorporée de l'onduleur comprend le remplacement de 10% de l'équipement un tous les 10 ans [42].

Les besoins énergétiques de chaque composant de BOS et pour les quatre technologies de modules PV pour chaque centrale photovoltaïque sont indiqués dans le Tableau III.3.

Tableau III.3. Énergie requise par les principaux composants des quatre technologies des centrales photovoltaïques

Composant	Energie requise (GJ)				Pourcentage (%)			
Technologie	m-Si	mc-Si	CdTe	a-Si	m-Si	mc-Si	CdTe	a-Si
PV modules	3119,38	2310,52	832,81	1694,099	87,99	74,64	51,01	68,06
Onduleur	88,40	88,40	88,40	88,40	2,24	2,86	5,41	3,55
Conducteur (Câbles)	26,04	24,48	25	24,83	0,66	0,79	1,53	0,99
Structure support	468,19	440,10	449,47	446,42	11,86	14,22	27,53	17,93
Fondation-Béton	246,96	232,14	237,08	235,47	6,25	7,50	14,52	9,46
Total	3948,98	3095,65	1632,76	2489,22	100	100	100	100

3.3. Temps de récupération de l'énergie (EPBT) et émissions de gaz à effet de serre (GHG)

3.3.1. Temps de récupération de l'énergie (EPBT)

EPBT est défini comme les années de fonctionnement du système PV pour compenser la consommation d'énergie provenant de la fabrication des panneaux PV et des équipements de système PV sauf les panneaux PV (BOS). *EPBT* est exprimé comme suit:

$$EPBT = \frac{E_{input}}{E_{output}} \quad (III.6)$$

Où :

$$E_{input} = E_{PV} + E_{BOS} \quad (III.7)$$

E_{PV} est le besoin en énergie des panneaux photovoltaïques au cours du cycle de vie, contenant de nombreux processus tels que la fabrication, l'installation, l'exploitation et la maintenance, ainsi que l'énergie nécessaire au déclasserment. E_{BOS} est l'apport énergétique du reste des composants du système PV, y compris les besoins énergétiques de tous les autres composants, à l'exception des panneaux photovoltaïques. E_{output} présente l'électricité produite annuellement par un système PV, en terme d'énergie primaire (MJ) [36, 43].

3.3.2. Emissions de gaz à effet de serre (GHG)

La centrale photovoltaïque produit de l'électricité à partir du rayonnement solaire. Cette technologie est écologique et conviviale à l'environnement car elle ne consomme plus de combustibles fossiles. Par conséquent, aucune émission de GES ne se produit. Mais si nous prenons en considération l'analyse du cycle de vie de chaque composant de la centrale photovoltaïque (modules PV et BOS), nous constatons que la centrale photovoltaïque consomme de l'énergie et émet des gaz à effet de serre pendant leur durée de vie.

Dans cette étude, les émissions de gaz à effet de serre (GHG) sont considérées comme équivalent de CO₂.

Les émissions de CO₂ par kWh d'électricité consommée sont d'environ 0,73 kg de CO₂/kWh [44]. Les émissions de CO₂ (kg de CO₂ par an) peuvent être exprimées comme suit:

$$CO_2 \text{ emissions per year} = \frac{E_{input} \times 0.73}{L_t} \quad (III.8)$$

Avec:

L_t : durée de vie du système (en années).

Les émissions totales de CO₂ (kg de CO₂) sur la durée de vie peuvent être calculées comme suit:

$$Total \ CO_2 \text{ emissions} = E_{input} \times 0.73 \quad (III.9)$$

Pour calculer l'atténuation du CO₂ (kg de CO₂) par an:

$$The \ annual \ CO_2 \text{ mitigations (kg of CO}_2) = E_{output} \times 0.73 \quad (III.10)$$

L'atténuation totale des émissions de CO₂ (kg de CO₂) sur la durée de vie est exprimée comme suit:

$$Total \ CO_2 \text{ mitigations over lifetime} = E_{output} \times L_t \times 0.73 \quad (III.11)$$

En utilisant les équations (III.9) et (III.11), on obtient:

$$Net \ CO_2 \text{ mitigation over lifetime (kg of CO}_2) = (E_{output} \times L_t - E_{input}) \times 0.73 \quad (III.12)$$

4. Résultats et discussion

4.1. paramètres météorologiques

Pour comprendre le comportement des systèmes PV connectés au réseau, les paramètres météorologiques enregistrés lors de la période de surveillance sont analysés. Pour analyser clairement les conditions météorologiques où les systèmes PV ont été installés, les paramètres météorologiques ont été calculés pendant les heures d'ensoleillement sur la base des valeurs moyennes mensuelles.

La Figure III.6, montre la distribution en pourcentage de l'irradiation annuelle journalière sur plan reçue au niveau des panneaux photovoltaïques. Les 85,46% de l'irradiation journalière sur plan se situent entre 5,5 kWh/m² et 8,5 kWh/m². Il est clair que les valeurs les plus fréquentes de l'irradiation journalière sur plan sont concentrées autour des valeurs d'irradiation élevées, typiques du climat saharien.

La Figure III.7, illustre la distribution en pourcentage de l'irradiation annuelle sur plan reçue au niveau des générateurs PV en fonction de la moyenne journalière de la température ambiante. Les 67,66% de l'irradiation journalière sur plan se situent entre 22,5 °C et 47,7 °C de la température ambiante.

Le Tableau III.4 résume la moyenne journalière mensuelle et la moyenne journalière annuelle des paramètres météorologiques ainsi que leurs écarts types. L'irradiation moyenne journalière mensuelle varie de 5,29 kWh/m² en septembre à 7,56 kWh/m² en mai. Les panneaux photovoltaïques ont reçu une irradiation moyenne journalière annuelle de 6,38 kWh/m² par an. La température ambiante et l'irradiation ont une influence cruciale sur les sorties des installations PV, sachant qu'elles sont étroitement liées à la température des modules. La température ambiante moyenne journalière mensuelle varie de 17,81 °C en décembre à 44,70 °C en août avec une valeur moyenne journalière annuelle de 29,57 °C. La vitesse moyenne journalière mensuelle du vent atteint la valeur la plus basse de 1,07 m/s en Novembre, atteignant la valeur maximale de 5,51 m/s en Avril, avec une valeur annuelle moyenne de 3,56 m/s. L'humidité relative à la moyenne journalière mensuelle varie de 9,48% en Mai à 47,49% en Novembre, avec une valeur moyenne annuelle de 29,91%. La pression atmosphérique de la moyenne journalière mensuelle varie de 943,08 hPa en Avril à 964,74 hPa en Décembre, avec une valeur moyenne annuelle de 954,17 hPa.

Les valeurs élevées d'irradiation et de température ambiante sont enregistrées dans les mois de mai et d'août. L'environnement saharien est réputé pour ses faibles valeurs d'humidité relative, l'irradiation élevée et la température ambiante élevée enregistrées habituellement en août, qui peuvent dépasser la valeur maximale de 45 °C.

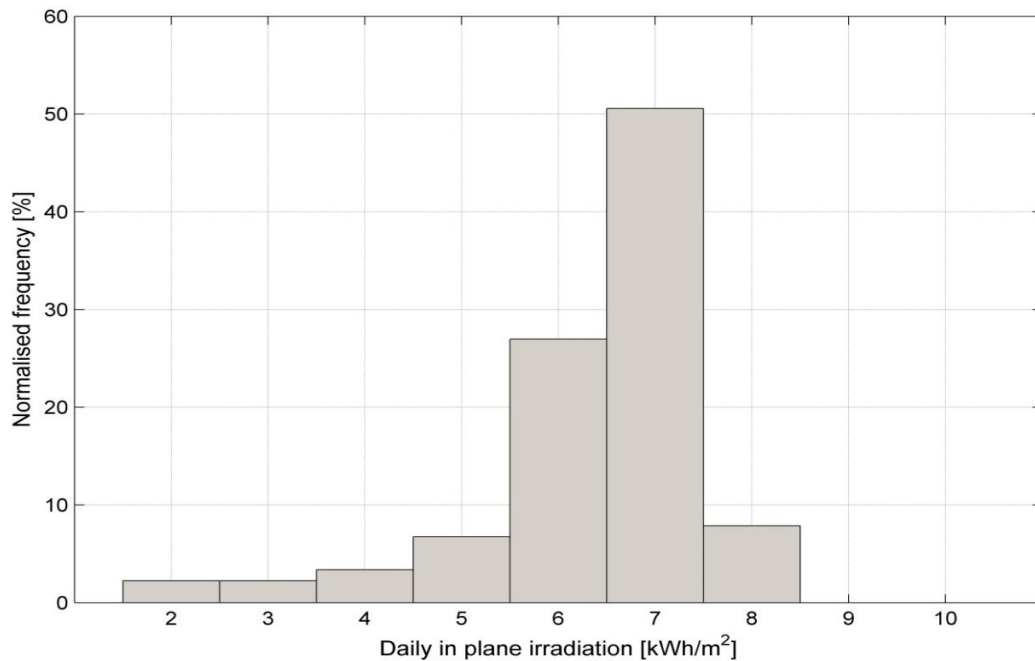


Figure III.6. Distribution de l'irradiation annuelle journalière sur plan reçue au niveau des panneaux photovoltaïques

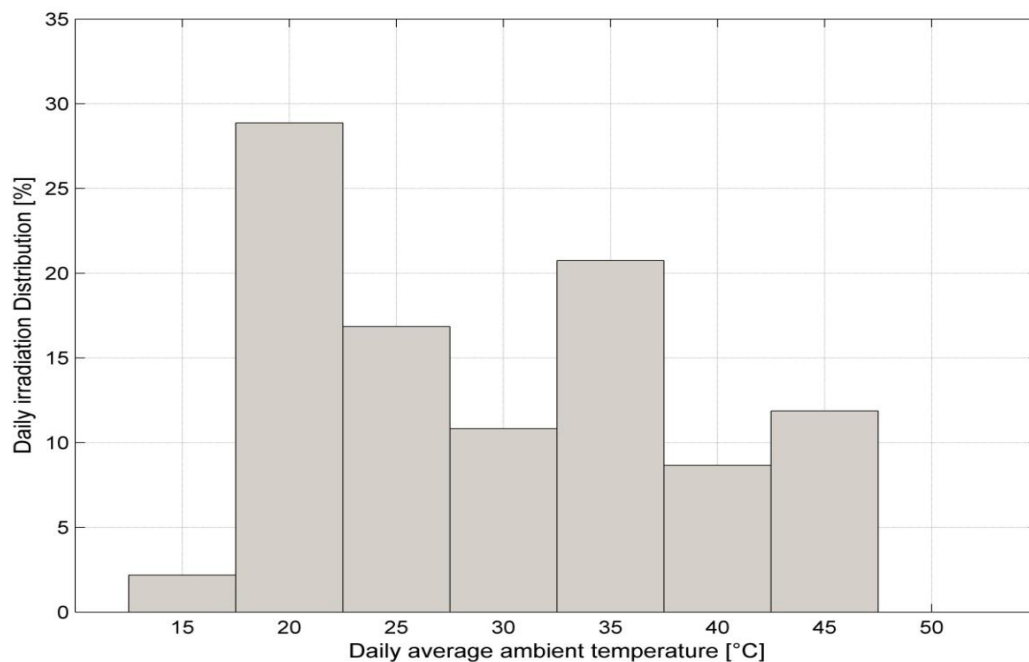


Figure III.7. Distribution de l'irradiation annuelle sur plan reçue au niveau des générateurs PV

Tableau III.4. Moyenne journalière mensuelle et moyenne journalière annuelle des paramètres météorologiques et leurs écarts types

Mois/Année	Irradiation (kWh/m ²)		Température ambiante (°C)		Vitesse du vent (m/s)		Humidité relative (%)		Pression atmosphérique (hPa)	
	Moy	E.T	Moy	E.T	Moy	E.T	Moy	E.T	Moy	E.T
05/2015	7.56	0.10	39.48	6.77	3.40	1.46	9.48	6.54	954.34	3.15
06/2015	6.95	0.46	34.06	4.78	5.44	2.10	22.43	6.40	953.63	1.42
07/2015	7.11	0.10	38.70	4.66	3.96	1.73	20.31	6.60	954.28	2.06
08/2015	6.50	0.69	44.70	5.54	3.51	3.32	12.94	6.08	951.29	1.71
09/2015	6.06	0.54	35.04	3.77	3.03	1.98	20.64	8.48	951.17	1.15
10/2015	7.09	0.28	33.38	5.69	3.53	2.05	31.81	12.11	955.05	3.52
11/2015	5.29	1.45	25.68	3.67	1.07	37.79	47.49	11.98	957.67	2.58
12/2015	6.06	0.55	17.81	5.44	1.66	1.05	48.22	17.25	964.74	1.26
01/2016	5.50	0.86	20.68	5.47	4.06	2.81	34.32	12.39	954.25	4.56
02/2016	6.03	1.18	20.19	5.23	2.89	2.17	38.63	10.74	961.12	2.42
03/2016	6.90	0.89	21.33	5.71	4.43	2.09	29.07	14.96	948.69	4.88
04/2016	5.88	2.23	24.32	5.76	5.51	2.75	39.09	18.00	943.08	5.12
Moy Annuelle	6.41	0.78	29.61	5.21	3.54	5.11	29.54	10.96	954.11	2.82

4.2. paramètres de performance

Les données enregistrées du mois de Mai 2015 au mois d'Avril 2016 ont été utilisées pour calculer les paramètres de performance moyenne journalière mensuelle de chaque technologie du système PV. La Figure III.8, montre la moyenne journalière mensuelle du ratio de performance des systèmes PV connectés au réseau. Le système PV de la technologie m-Si a un ratio de performance qui varie de 74,77% en Août à 82,95% en Mars. Le ratio de performance du système photovoltaïque mc-Si varie de 76,06% en Septembre à 87,92% en Février. Pour les systèmes photovoltaïques basés sur les technologies des couches minces, Cd-Te et a-Si, leurs ratios de performance varient respectivement de 79,81% en Août à 88,37% en Février et de 82,02% en Avril à 89,99% en Juillet.

Les systèmes photovoltaïques utilisant les technologies à couches minces sont plus performants au cours de l'année où la technologie mc-Si donne de meilleurs résultats en hiver. On peut observer une tendance saisonnière de la moyenne journalière mensuelle des ratios de performance des systèmes PV connectés au réseau et que celle-ci diffère d'une technologie à l'autre. Cette tendance saisonnière de ratio de performance a également été observée dans les conditions climatiques du désert tropical par Daher et al. [45] et au sud du climat méditerranéen par Phinikarides et al. [46].

Dans la Figure III.9, la moyenne journalière mensuelle de rendement final et le rendement de référence sont représentés. Le rendement de référence varie de sa valeur maximale de 7,56 heures en mois de Mai à sa valeur minimale de 5,29 heures en mois de Septembre. Le rendement final de toutes les technologies suit la même tendance que le rendement de référence. Les technologies des couches minces Cd-Te et a-Si ont un meilleur rendement final en toutes saisons. La technologie a-Si a un meilleur rendement final en été lors du Cd-Te au printemps et en hiver.

La production moyenne journalière mensuelle d'énergie en courant alternatif (AC) est illustrée à la Figure III.10. Les deux technologies en couches minces ont une production d'énergie en AC variant de leurs valeurs les plus basses en Septembre à leurs valeurs les plus élevées en Août. Le rendement final de la technologie PV Cd-Te varie de 452,16 kWh à 627,49 kWh et pour le silicium amorphe (a-Si) varie de 437,56 kWh à 665,59 kWh.

Les systèmes PV connectés au réseau avec des modules PV à technologies de couches minces génèrent plus d'énergie que les systèmes PV basés sur les technologies au silicium cristallin tout au long de l'année, sauf en mois de Décembre et Janvier où le système m-Si génère plus d'énergie que toutes les autres technologies.

La Figure III.11 montre le rendement des systèmes PV. Le rendement du système PV de la technologie m-Si varie de 12,10% en Août à 13,43% en Mars, et le rendement de système photovoltaïque mc-Si varie de 11,57% en Septembre à 13,38% en Février. Pour les technologies à couches minces Cd-Te et a-Si, le rendement de leurs systèmes PV varie de 8,87% en Août à 9,82% en Février et de 5,83% en Avril à 6,39 en Juillet respectivement.

Les technologies de panneaux PV Cd-Te, m-Si et mc-Si ont un meilleur rendement en hiver et, d'autre part, la technologie a-Si son rendement est meilleure en été.

Le Tableau III.5 résume la moyenne journalière annuelle des paramètres de performance ainsi que leurs écarts types respectifs. Le système PV avec la technologie de panneaux PV a-Si présente le meilleur moyen annuel journalier de ratio de performance qui est de 87,17%, le rendement final le plus élevé de 5,58 kWh/kW_c et une énergie de sortie en AC maximale de 558,64 kWh.

Le ratio de performance du système PV de la technologie a-Si est environ 3,17% supérieur à celui du Cd-Te, 6,13% supérieur à celui du mc-Si et 8,90% supérieur à celui du m-Si.

L'énergie AC produite avec le système PV a-Si est 13,32% supérieure à celle produite par le système mc-Si.

Malgré son faible rendement, le système PV a-Si donne de meilleurs résultats que les autres technologies dans les conditions climatiques sahariennes de la ville de Ghardaia.

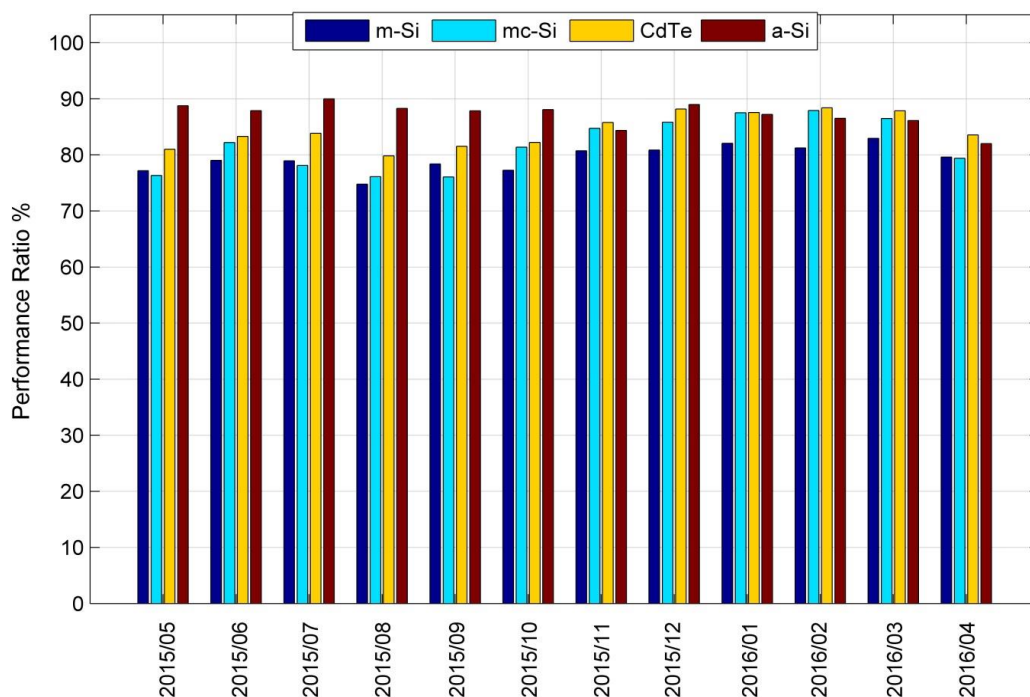


Figure III.8. Moyenne journalière mensuelle de ratio de performance.

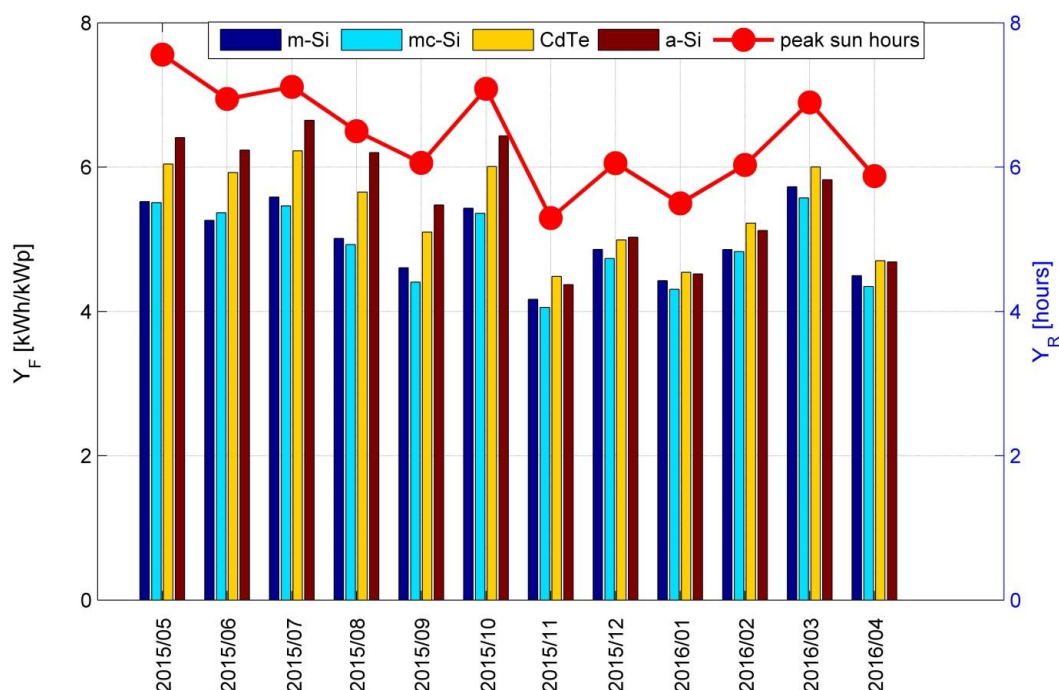


Figure III.9. Moyenne journalière mensuelle de rendement final et de rendement de référence

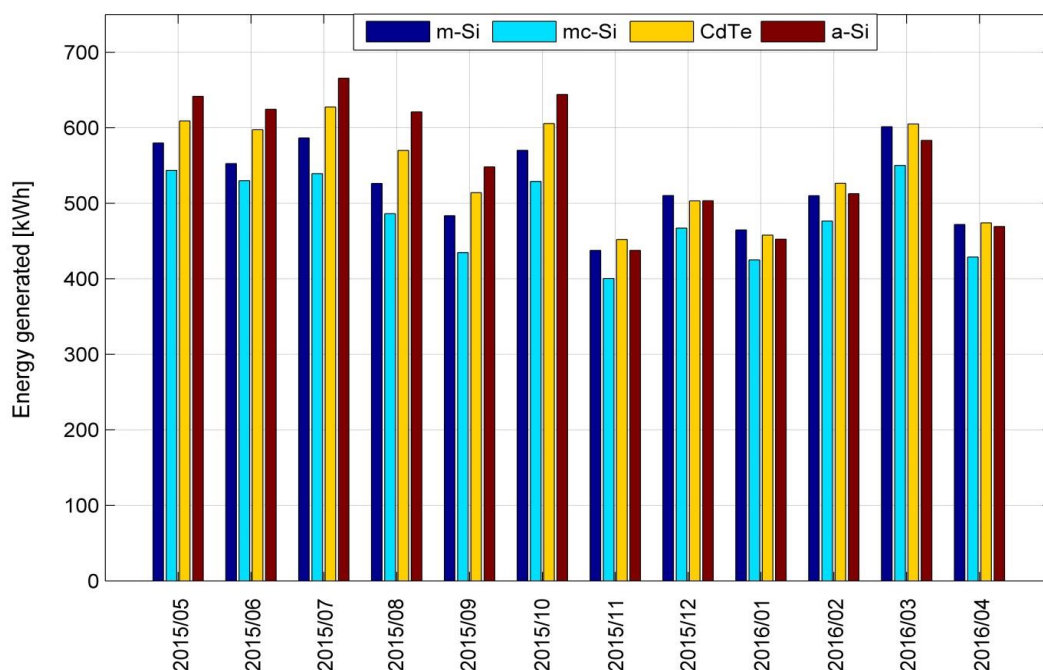


Figure III.10. Moyenne journalière mensuelle de l'énergie produite en AC

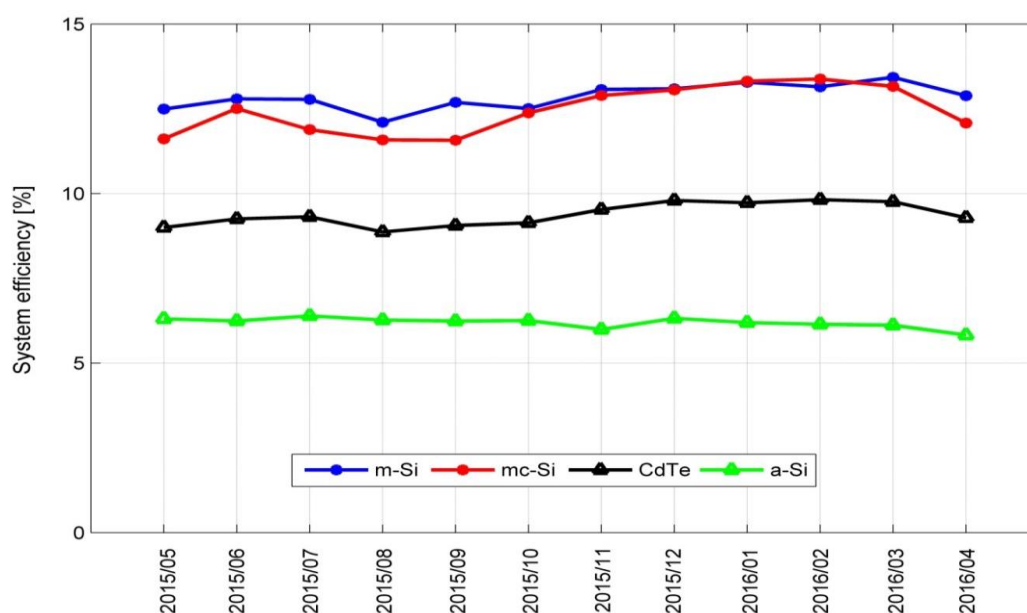


Figure III.11. Rendement moyen mensuel journalier des systèmes

Tableau III.5. Moyenne journalière annuelle de ratio de performance, rendement final, énergie de sortie – AC et le rendement de système, avec leurs écarts-types respectifs

système PV	PR Journalier (%)		Rendement final journalier (kWh/kW _c)		Energie AC - journalier (kWh)		Rendement journalier de système (%)	
	Moy	E.T	Moy	E.T	Moy	E.T	Moy	E.T
m-Si	79.41	2.69	5.00	0.58	524.56	60.50	12.86	0.43
mc-Si	81.83	2.42	4.91	0.60	484.25	59.31	12.45	0.37
CdTe	84.41	2.36	5.41	0.65	545.17	65.61	9.38	0.26
a-Si	87.17	2.17	5.58	0.65	558.64	65.08	6.19	0.15

4.3. Temps de récupération de l'énergie (EPBT) et émissions de gaz à effet de serre (GHG)

Le Tableau III.6. Indique le temps de récupération de l'énergie pour chaque système PV raccordé au réseau électrique et les différents paramètres des émissions de CO₂. Les résultats obtenus dans la présente étude concernent, le calcul de l'EPBT à l'aide des équations (6) et (7) et les équations de (8) à (12) sont utilisées pour calculer les émissions de CO₂, les émissions totales de CO₂, l'atténuation du CO₂, l'atténuation du CO₂ sur la durée de vie, l'atténuation nette du CO₂ sur la durée de vie, respectivement.

Tableau III.6. Temps de récupération de l'énergie pour chaque système PV et résultats sur CO₂.

système PV	EPBT (année)	émissions CO ₂ (tonnes de CO ₂ /an)	Atténuation annuelle du CO ₂ (tonnes de CO ₂)	Atténuation nette du CO ₂ sur la durée de vie (tonnes)
m-Si	5,73	32,03	139,77	2693,5
mc-Si	4,86	25,11	129,03	2598
CdTe	2,8	13,24	145,26	3300,5
a-Si	3,39	20,19	148,85	3216,5

D'après les résultats obtenus dans le Tableau III.6. Nous observons que l'EPBT est faible pour la technologie PV CdTe avec une valeur de 2,8 ans par rapport aux autres technologies PV de 3,39 ans, 4,86 ans et 5,73 ans pour a-Si, mc-Si et m-Si respectivement. Cette différence entre les différentes technologies PV est principalement due à la quantité d'énergie consommée pendant le processus de fabrication, lorsque le m-Si consomme plus d'énergie que le mc-Si et la technologie des couches minces (a-Si et CdTe). Les émissions de CO₂ (tonnes de CO₂/an) sont inversement proportionnelles à l'atténuation du CO₂ (tonnes de CO₂), lorsque la technologie CdTe PV a une faible valeur des émissions de CO₂ de 13,24 (tonnes de CO₂/an) avec une valeur nette d'atténuation du CO₂ élevée de 3300,5 (tonnes).

5. Conclusion

L'évaluation des systèmes photovoltaïques connectés au réseau avec les quatre (04) technologies de modules photovoltaïques, est effectuée dans des conditions climatiques de l'environnement saharien près de Ghardaïa (Algérie). Notre étude a inclut deux technologies photovoltaïques à base de silicium cristallin suivantes: silicium monocristallin (m-Si) et mc-Si (multi cristallin) et deux autres technologies à base de couches minces, le tellure de cadmium (Cd-Te) et l'amorphe (a-Si).

Les panneaux photovoltaïques raccordés au réseau sont confrontés à une moyenne journalière annuelle d'irradiation élevée de 6,38 kWh/m² et à une moyenne journalière annuelle de température ambiante élevée de 29,57 °C. La température ambiante dans cette zone peut atteindre 45 °C en Août. Il n'a été observé que 67,66% de l'irradiation journalière sur plan qui se produit entre 22,5 °C et 47,7 °C de température ambiante.

Les données enregistrées lors de la période de surveillance du mois de Mai 2015 au mois d'Avril 2016 ont été utilisées pour évaluer les performances des sous champs photovoltaïques. Les systèmes PV basés sur les technologies à couches minces ont un meilleur ratio de performance tout au long de l'année cependant que le ratio de performance de la technologie mc-Si est meilleur en hiver. Les technologies Cd-Te et a-Si ont un meilleur rendement final en toutes saisons. La technologie a-Si a un meilleur rendement final en été lors du Cd-Te au printemps et en hiver.

Les technologies Cd-Te, m-Si et mc-Si ont un rendement supérieur en hiver et, d'autre part, le rendement de la technologie a-Si est meilleur en été. Le système PV avec panneaux a-Si présente la meilleure moyenne journalière annuelle du ratio de performance avec 87,17%, le rendement final le plus élevé de 5,58 kWh/kW_c et la plus grande énergie de sortie en AC de 558,64 kWh.

Le système PV a-Si a un ratio de performance d'environ 3,17% supérieur à celui du Cd-Te, 6,13% meilleur que le mc-Si et 8,90% meilleur que le m-Si.

L'électricité produite en courant alternatif par le système PV a-Si est de 13,32% supérieure à celle produite par le système mc-Si. Malgré son faible rendement, on peut en conclure que le système PV a-Si donne de meilleurs résultats que les autres technologies dans les conditions climatiques sahariennes de la ville de Ghardaïa.

L'EPBT est meilleur pour les couches minces par-rapport aux technologies PV cristalline : sa valeur varie entre 2,8 et 5,73 ans (2,8 ans pour CdTe, 3,39 pour a-Si, 4,86 ans pour mc-Si et 5,73 pour m-si). Par conséquent, l'EPBT sera plus élevé si le processus de fabrication du BOS du système PV connecté au réseau, et en particulier des modules PV, consommait plus d'énergie.

Les émissions de CO₂ sont estimées à 13,24 tonnes de CO₂/an pour le CdTe à 32,03 (tonnes de CO₂/an) pour le m-Si.

Chapitre IV

**Évaluation des Performances
Énergétique et Exergétique
de Modules Photovoltaïques
A-Si et CdTe**

1. Introduction

Dans ce dernier chapitre, des analyses énergétique et exergétique sont réalisées pour les deux technologies photovoltaïques à couches minces de silicium amorphe et de tellure de cadmium installées à Oued N'echou/Ghardaïa. Basée sur la première et la deuxième loi de la thermodynamique, l'évaluation des rendements énergétique et exergétique, dont on discutera les principaux résultats obtenus permet de faire une étude comparative entre les deux technologies et de cibler les sources d'irréversibilités. Enfin, dans la dernière section on trouvera les principales conclusions tirées de cette étude.

2. Méthode d'analyse

Bien que la littérature regorge de nombreux travaux sur les performances des technologies solaires PV, peu d'études se sont concentrées sur l'analyse exergétique des performances des systèmes photovoltaïques installés dans des conditions extérieures réelles et notamment les technologies de couches minces qui sont peu utilisées dans le monde en comparaison avec le silicium cristallin. La mise en œuvre des analyses et exergétique de deux technologies solaires photovoltaïques (silicium amorphe et tellure de cadmium) énergétique permettra de consolider l'aide à la décision en rapport avec le choix technologique. Les rendements énergétiques et exergétique sont évalués et comparés. Enfin, un modèle réaliste pour prédire les performances d'une installation solaire PV est proposé.

2.1. Localisation des systèmes PV

La centrale solaire photovoltaïque, objet de cette étude, est localisée à Oued N'echou à Ghardaia dans le sud de l'Algérie (Coordonnées géographiques : 32° 36'2.43''N de latitude, 3° 42'6.32''E de longitude et 574 m d'altitude). Cette centrale fournit au réseau électrique algérien 200 kWc d'électricité. Cette puissance est produite par deux technologies de panneaux solaires photovoltaïques connectés à deux onduleurs différents avec une puissance nominale égale à 96 kWc. Le premier champ photovoltaïque est composé de 972 modules (54 chaînes et chaque chaîne contient 18 modules) et occupe une superficie de 1409,4 m². La puissance crête en courant continu générée par ce générateur photovoltaïque est de 100,1 kWc composé de modules silicium amorphe (A-Si). Dans des conditions de test standard (STC), ce module PV A-Si (SCHOTT PROTECT ASI 103) génère 103 Wc, à une tension de point de puissance maximale de 30,43 V et un courant de point de puissance maximal de 3,39. Ces paramètres électriques sont modifiés par la température et peuvent être estimés en utilisant

trois facteurs fournis par le fabricant, à savoir le coefficient de température ($0,08\%/^{\circ}\text{C}$), le coefficient de température de tension ($-0,33\%/^{\circ}\text{C}$) et le coefficient de température de puissance ($-0,20\%/^{\circ}\text{C}$). Le second générateur photovoltaïque, connecté au réseau via un autre onduleur de 96 kWac, est composé de 1260 modules photovoltaïques. Il couvre une superficie de $907,2\text{ m}^2$ et dispose de 105 chaînes constituées chacune de 12 modules PV. L'ensemble de ces générateurs photovoltaïques fournissent une puissance de 100,8 kWc au STC tandis que chaque module PV (le premier solaire FS-380) délivre 80 Wc avec un rendement de 11,1%. Le point de puissance maximale de ce module se produit lorsque la tension aux bornes est de 48,5 V et le courant du module est de 1,88 A. Un seul module la technologie a-Si pèse 20,8 kg tandis qu'un module PV en CdTe ne pèse que 12 kg, c'est-à-dire que la dernière technologie a une meilleure densité de puissance. Le fabricant du module fournit trois coefficients ($0,04\%/^{\circ}\text{C}$, $-0,27\%/^{\circ}\text{C}$ et $-0,25\%/^{\circ}\text{C}$) pour évaluer ses paramètres électriques, courant, tension et puissance respectivement lorsque le module de température varie.

Les deux onduleurs sont connectés à un transformateur d'huile élévateur 400 V / 30 kV pour l'évacuation de l'énergie électrique produite par les deux champs photovoltaïque (a-Si et CdTe) en courant alternatif dans le réseau électrique de distribution. L'onduleur est équipé d'un contrôleur MPPT pour récolter la puissance maximale de chaque générateur photovoltaïque. Le contrôleur est autorisé à faire varier la tension de 430 à 760 V côté courant continu en recherchant le point de puissance maximale du générateur photovoltaïque. Toutes ces mesures et autres paramètres de centrale électrique tels que l'irradiance solaire, la température ambiante et du module, la vitesse du vent, la pression atmosphérique, la puissance DC, etc. sont surveillés et enregistrés par un DCS fourni par la société LSI LASTEM. Par exemple, l'irradiance est mesurée en utilisant le pyromètre DPA053 et la pression atmosphérique par DQA240.1. Le capteur DNA 121 est utilisé pour mesurer la vitesse du vent et sa direction. La température ambiante est mesurée à l'aide du thermohygromètre DMA672.1 tandis que la température de la cellule ou du module est estimée par PT100 fixé à la surface arrière du module PV.

La section suivante présente les analyses d'énergie et d'exergie et leur application aux deux technologies de panneaux solaires photovoltaïques.

2.2. Analyse énergétique et exergétique

Afin d'évaluer les rendements énergétique et exergétique d'une technologie photovoltaïque, on applique la première et la deuxième loi de la thermodynamique, dans notre cas pour les deux technologies de couches minces (a-Si et CdTe).

2.2.1. Analyse énergétique

L'analyse énergétique d'un module ou d'un champ photovoltaïque nécessite l'identification des composants du système. Un système PV est naturellement formé de cellules solaires qui sont essentiellement configurées par une jonction p-n. Par conséquent, les cellules solaires sont les éléments constitutifs des modules PV et elles facilitent la compréhension du modèle de circuit équivalent du système.

Pour un aperçu plus facile de la courbe courant-tension (I-V), les cellules solaires sont généralement représentées par le modèle à une seule diode qui est assez simple à appliquer et adapté à l'analyse du comportement électrique de la cellule réelle. Selon ce modèle, le circuit électrique équivalent le plus simple d'une cellule solaire peut être obtenu en considérant la loi de Kirchhoff :

$$I = I_l - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_S}{\frac{qKT_{cell}}{q}} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_{Sh}} \quad (IV-1)$$

où I représente le courant de sortie généré par la cellule solaire PV, I_l pour le photocourant, I_0 pour le courant de saturation inverse de la diode, V pour la tension de sortie, q pour un taux de charge d'électrons, k pour la constante de Boltzmann, T_{cell} pour la température de fonctionnement de la cellule, α pour le facteur d'idéalité modifié, R_{Sh} pour la résistance de shunt et enfin R_S pour la résistance série de la cellule solaire PV.

Dans un module PV composé d'un certain nombre de cellules en série N_s , en supposant que toutes les cellules sont identiques et sous un rayonnement et une température uniformes et égaux, le courant et la tension de sortie deviennent:

$$\begin{aligned} I_M &= I \\ V_M &= N_s \cdot V \end{aligned} \quad (IV-2)$$

Ainsi, l'équation (IV-1) peut être élaborée pour déterminer l'expression de diode unique pour un module, et l'équation peut être développée en fonction du nombre de modules connecté en série [47]

$$I_M = I_l = I_0 \left[\exp \left(\frac{V_M + I_M N_S R_S}{\frac{q n_s K T_{cell}}{q}} \right) - 1 \right] - \frac{V_M + I_M N_S R_S}{N_S R_{sh}} \quad (IV-3)$$

I_M et V_M représentent respectivement le courant et la tension du module.

Dans des conditions idéales, si la résistance shunt d'une cellule solaire PV est très grande ($R_{sh} = \infty$), l'équation (IV-1) peut être réécrite comme:

$$I = I_l - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I R_S}{\frac{q n_s K T_{cell}}{q}} \right) - 1 \right] \quad (IV-4)$$

Les caractéristiques de sortie d'une cellule photovoltaïque à courbe I-V sont une fonction non linéaire et donnent un indice de la tendance générale de trois paramètres importants: le courant de court-circuit I_{sc} , la tension en circuit ouvert V_{oc} et le point de puissance maximale P_{max} . Afin de déterminer ces paramètres, certaines conditions de référence telles que celles ci-dessous sont nécessaires [48]:

$$\text{Pour } I_{sc} : I_l = I_{sc,ref} \text{ et } V = 0 \quad (IV-5)$$

$$\text{Pour } V_{oc} : I = 0 \text{ et } V = V_{sc,ref} \quad (IV-6)$$

$$\text{Pour } P_{max} : I_{max} = I_{max,ref} \text{ et } V_{max} = V_{max,ref} \quad (IV-7)$$

$$\text{Donc, pour } P_{max} \text{ aussi : } \left[\frac{d(I V_{max})}{d(V_{max})} \right] = 0 \quad (IV-8)$$

$$\text{Et pour } I_{sc} : \left[\frac{d I_{sc}}{d V_{sc}} \right] = - \frac{1}{R_{sh,ref}} \quad (IV-9)$$

En plus des conditions mentionnées ci-dessus, les STC sont également pris en compte pour la cellule solaire. Dans cette optique, en substituant les équations (IV-5) - (IV-9) à l'équation (IV-4), trois paramètres peuvent être trouvés comme:

$$I_{sc} = I - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I R_s}{\frac{q n_s K T_{cell}}{q}} \right) - 1 \right] \quad (IV-10)$$

$$V = -I R_s + \frac{q n_s K T_{cell}}{q} \ln \left[\frac{I_{sc} - I + I_0}{I_0} \right] \quad (IV-11)$$

En considérant les équations (IV-6) et (IV-11), V_{oc} peut être déterminé comme suit:

$$V_{oc} = \frac{q n_s K T_{cell}}{q} \ln \left(\frac{I_{sc}}{I_0} + 1 \right) \quad (IV-12)$$

Outre ces paramètres, le facteur de forme (FF), qui est une mesure de la qualité de la cellule, peut également être identifié. Le FF est le rapport de la puissance maximale produite par une cellule solaire au produit d'Isc et Voc.

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} I_{sc}} = \frac{V_{max} I_{max}}{V_{oc} I_{sc}} \quad (IV-13)$$

- **Rendement énergétique:** le rendement énergétique d'un système photovoltaïque, η_{en} est défini comme le rapport entre l'énergie de sortie (En_{output}) et l'énergie d'entrée (En_{input}) et peut s'exprimer comme ci-dessous :

$$\eta_{en} = \frac{En_{output}}{En_{input}} = \frac{V_{oc} \times I_{SC}}{G_{mea} \times S_A} \quad (IV-14)$$

Où G_{mea} et S_A représentent respectivement le rayonnement solaire total mesuré pour chaque heure et la partie active de la surface de champ PV.

- **Rendement de conversion de puissance:** Le Rendement de conversion de puissance d'une cellule, η_{pce} , est le rapport entre la puissance de sortie réelle maximale et la puissance incidente.

$$\eta_{en} = \frac{V_{max} \times I_{max}}{G_{mea} \times S_A} \quad (IV-15)$$

Le rendement de conversion de puissance, η_{pce} est également connue comme un rendement électrique réelle et elle peut également être définie par le FF comme ci-dessous:

$$\eta_{pce} = \frac{FF \times V_{oc} \times I_{SC}}{G_{mea} \times S_A} \quad (IV-16)$$

2.2.2. Analyse exergétique

L'exergie peut être définie comme la quantité maximale de travail générée par un système ou un flux de masse ou d'énergie à l'équilibre avec un environnement de référence [49]. L'exergie peut également être expliquée comme la combinaison de la première et de la deuxième loi de la thermodynamique dans lesquelles la qualité et la quantité d'énergie sont considérées ensemble. Par conséquent, l'exergie est un concept important utilisé pour analyser les processus et les systèmes sièges d'irréversibilités, et qui fournit plus d'informations que le concept énergétique.

En tant que méthode efficace et prometteuse, l'analyse exergétique permet de mieux comprendre le comportement du système qui ne peut être obtenu à partir de l'analyse énergétique seule. Cette analyse révèle les emplacements et l'ampleur réelle des déchets et des pertes des systèmes et des processus. Ainsi, il aide à déterminer des directions plus pratiques pour améliorer le rendement des systèmes énergétiques. Par conséquent, l'exergie contribue de manière majeure à la conception de meilleurs systèmes en réduisant les inefficacités et en rapprochant un processus du cas idéal [50].

Pour les calculs exergétique, l'identification des composants exergétique d'un système PV est importante. Les expressions physiques et chimiques de l'exergie pour un tel système associé aux concepts d'enthalpie, d'entropie et de conversion d'énergie dans les limites de Carnot ont été clarifiées ci-dessus [51]. Par conséquent, dans cet article, ces concepts ne seront pas pris en considération. Au lieu de cela, l'exergie électrique et thermique, deux principaux composants exergétique seront analysés. Le bilan exergétique global du solaire PV peut s'écrire:

$$\dot{E}x_{input} = \dot{E}x_{el} + \dot{E}x_{th} + \dot{E}x_{dst} = \dot{E}x_{el} + \dot{I} \quad (IV-17)$$

Avec :

$$\dot{I} = \sum \dot{E}x_{dst} = \dot{E}x_{dst,th} + \dot{E}x_{dst,el} \quad (IV-18)$$

Dans notre cas (système PV), $\dot{E}x_{dst,th}$ est numériquement le même que $\dot{E}x_{th}$ donc l'équation (IV-17) peut être exprimée comme suit:

$$\dot{E}x_{input} = \dot{E}x_{el} + \dot{E}x_{th} + \dot{E}x_{dst,el} \quad (IV-19)$$

Étant donné que l'électricité est produite par l'effet PV et peut être utilisée à des fins utiles via l'utilitaire de réseau. L'énergie électrique produite peut être définie comme l'exergie électrique du PV. Sur la base de cette approche, pour calculer l'exergie électrique $\dot{E}x_{el}$, il devrait y avoir une hypothèse de principe correspondant au contenu exergétique qui est reçu par la surface PV et qui est complètement utilisable pour produire de l'électricité. A savoir, le taux d'exergie utile est considéré comme la puissance électrique maximale produite fournie par le produit du courant et de la tension lorsqu'il fonctionne dans des conditions de puissance maximale.

$$c = W_{PV} = V_{max} I_{max} \quad (IV-20)$$

L'autre composante exergétique importante est l'exergie thermique; la chaleur rayonnée par le module solaire PV. En cas de baisse des radiations solaires sur les cellules solaires, les modules photovoltaïques s'échauffent lors de la production d'électricité grâce à l'énergie thermique présente dans l'irradiance solaire. Puisque les cellules solaires sont fabriquées par des circuits électroniques, elles perdent leurs rendements en raison de la chaleur et des résistances internes qui se produisent dans le processus. Pour un meilleur rendement électrique, l'évacuation de la chaleur sur la surface du module solaire PV est donc nécessaire.

L'exergie thermique n'est pas utilisée à des fins utiles telles que l'exergie électrique, car elle ne fonctionne que sur la surface PV. Par conséquent, il est appelé perte de chaleur dans l'ambiant. À cet égard, l'exergie thermique du système, $\dot{E}x_{th}$ couvre la perte de chaleur de la surface du module vers l'atmosphère [52], et elle peut être formulée comme suit:

$$\dot{E}x_{th} = \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{cell}}\right) \dot{Q} \quad (IV-21)$$

Avec :

$$\dot{Q} = h_{ca} A (T_{cell} - T_{amb}) \quad (IV-22)$$

Où T_{amb} représente la température ambiante et h_{ca} le coefficient de transfert de chaleur convectif et radiatif entre la cellule solaire et l'atmosphère et il peut être donné par l'équation suivante :

$$h_{ca} = 5,7 + 3,8 v \quad (IV-23)$$

Les systèmes photovoltaïques ne comportant que deux composants exergétique et la composante thermique, ce dernier composant n'est pas pris en compte car il n'est pas vraiment exploité et il est considéré comme une déperdition calorifique à l'environnement. L'expression exergétique totale d'un système PV peut être dérivée en tenant compte des expressions exergétique électriques et thermiques:

$$\dot{E}x_{PV} = \dot{E}x_{el} - \dot{E}x_{th} \quad (IV-24)$$

Ainsi il devient :

$$\dot{E}x_{PV} = V_{max} I_{max} - \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{cell}}\right) [h_{ca} A (T_{cell} - T_{amb})] \quad (IV-25)$$

Pour évaluer le rendement exergétique, il est nécessaire de mesurer l'irradiation solaire totale. Le rayonnement solaire incident avec ses composants directs et diffus affecte le

courant et la puissance de sortie du module PV. Étant donné que l'ampleur du rayonnement solaire global n'est pas complètement convertie en électricité dans la pratique, les limites de Carnot et les effets environnementaux doivent être mentionnés ici. À cet égard, l'exergie de l'irradiation solaire, $\dot{E}x_{solar}$ (également connue sous le nom de $\dot{E}x_{input}$) dépend de l'intensité de l'irradiance solaire et de la surface de module solaire PV [53]:

$$\dot{E}x_{solar} = \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{sun}}\right) S_T A \quad (IV-26)$$

Ici, T_{sun} représente la température effective du soleil, que Holmberg et al. [54] l'estimait à 5777 K.

Le rendement exergétique ψ est fondamentalement basé sur le rapport du paramètre de sortie au paramètre d'entrée. À cet égard, l'exergie totale du PV est considérée comme la sortie exergétique. L'apport exergétique est considéré comme l'exergie du rayonnement solaire formulé comme suit:

$$\psi = \frac{\dot{E}x_{output}}{\dot{E}x_{input}} = \frac{\dot{E}x_{input} - \sum \dot{E}x_{dst}}{\dot{E}x_{input}} = 1 - \frac{\dot{I}}{\dot{E}x_{output}} \quad (IV-27)$$

Après avoir substitué les équations (IV-20) et (IV-21) dans l'équation (IV-27), l'expression finale de rendement exergétique pour un système PV peut être obtenue comme ci-dessous:

$$\psi_{PV} = \frac{V_{max} I_{max} - \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{cell}}\right) [h_{ca} A (T_{cell} - T_{amb})]}{\left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{cell}}\right) S_T A} \quad (IV-28)$$

3. Résultats et discussion

Pour évaluer les performances du système PV, le rendement exergétique a été analysé. Il a été calculé sur la base de la deuxième loi de la thermodynamique basée sur l'énergie du rayonnement solaire. L'énergie et l'exergie du système PV (100,116 kWc de silicium amorphe et 100,8 kWc de tellure de cadmium des technologies solaires photovoltaïques) ont été calculées pour le 21 décembre 2015 à Ghardaïa/Algérie, où les données météorologiques telles que le rayonnement solaire, la température et la vitesse du vent ont été enregistrées de 9h00 à 17h00 en temps réel sur site.

La Figure IV.1 montre la variation du rayonnement solaire et de la température ambiante du système PV installé dans la région aride objet de la présente étude le jour

sélectionné. Le rayonnement solaire varie entre une valeur minimale de $156,07 \text{ W/m}^2$ à 17h00 et un maximum de $991,42 \text{ W/m}^2$ à 12h00. La température ambiante maximale et minimale (T_{amb}) était de 301,01 K et 289,30 K respectivement. La vitesse du vent qui oscille entre 2,56 et 3,63 m/s, affecte le coefficient de transfert de chaleur convectif entre la surface du générateur photovoltaïque et l'air ambiant.

Le rayonnement solaire et l'exergie solaire entrante pour les panneaux photovoltaïques amorphes et de tellure de cadmium pour le jour testé sont illustrés à la Figure IV.2. L'évolution de l'exergie solaire d'entrée des panneaux PV A-Si et CdTe mesurée le jour du test suit la courbe du rayonnement solaire. Plus la valeur de l'irradiance est grande, plus la différence des valeurs d'exergie entre les deux technologie PV (A-Si et CdTe) est importante. L'apport d'exergie solaire est élevé en raison de la température élevée du soleil.

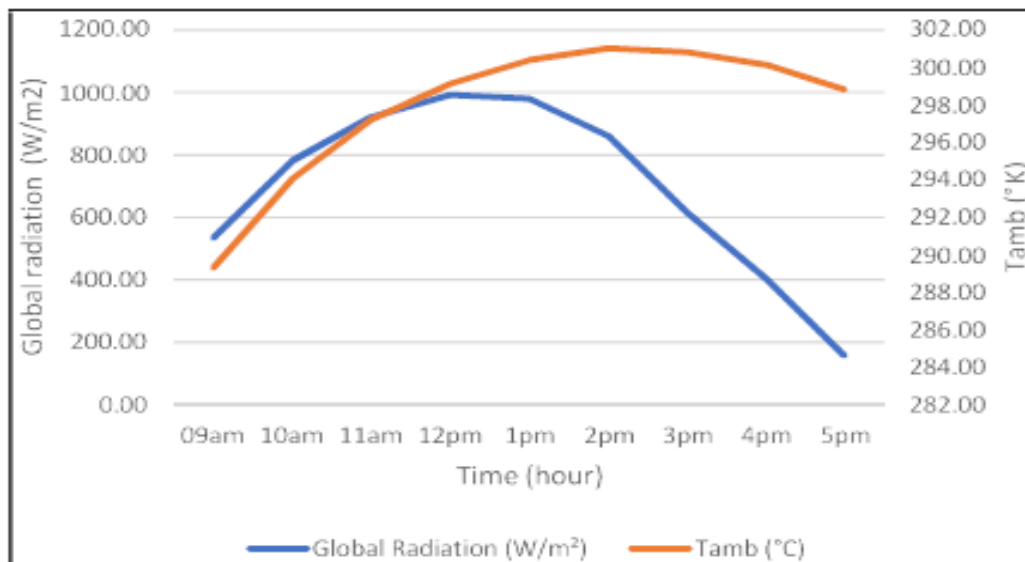


Figure IV.1 Variation du rayonnement solaire et de la température ambiante le 21 décembre 2015 à Ghardaïa

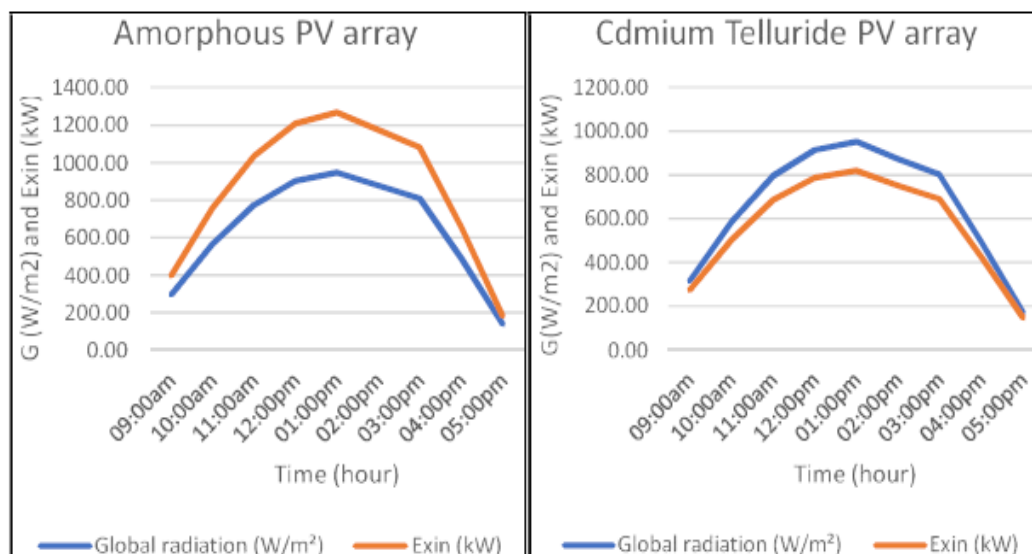


Figure IV.2 Rayonnement global et apport d'exergie solaire le jour sélectionné pour les panneaux photovoltaïques A-Si et CdTe à Ghardaia

La valeur du rayonnement solaire varie d'un minimum de $137,37 \text{ W/m}^2$ à 17h00 à un maximum de $948,20 \text{ W/m}^2$ à 13h00 tandis que l'apport d'exergie solaire pour la technologie des panneaux photovoltaïques A-Si varie d'une valeur minimale de $183,59 \text{ kW}$ à 17h00 jusqu'à un maximum de $1266,90 \text{ kW}$ à 13h00 pour la technologie des panneaux photovoltaïques CdTe, le rayonnement solaire varie entre une valeur minimale de $170,30 \text{ W/m}^2$ et le maximum de $953,70 \text{ W/m}^2$ et l'apport d'exergie solaire varie de la valeur minimale de $146,50 \text{ kW}$ à la valeur maximale de $820,21 \text{ kW}$. Selon l'équation (IV-26), l'exergie solaire d'entrée du générateur photovoltaïque est proportionnelle au rayonnement solaire, de l'autre côté, avec l'augmentation de l'irradiance, la différence entre les deux augmente, cela est dû à la température élevée du soleil.

La Figure IV.3 montre la variation de l'apport d'exergie solaire et de l'exergie électrique produite du générateur photovoltaïque amorphe et de tellurure de cadmium tout au long de la journée du 21 décembre 2015. Il est clair que l'exergie électrique produite pour les deux panneaux photovoltaïques est beaucoup plus faible que l'exergie solaire du générateur photovoltaïque. Cette valeur réduite de l'exergie électrique est due à l'irréversibilité.

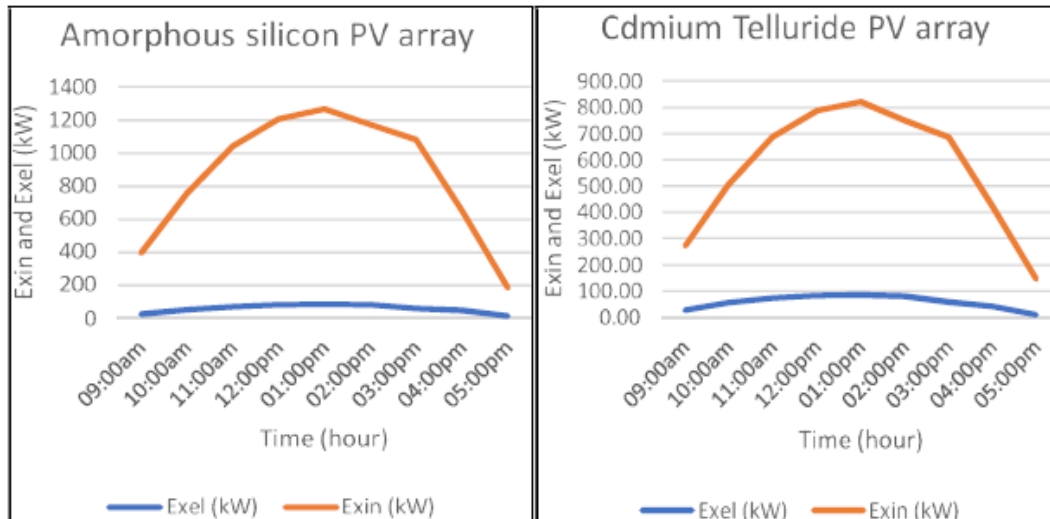


Figure IV.3 Exergie solaire d'entrée et exergie électrique de panneaux photovoltaïques A-Si et CdTe le 21 décembre 2015 à Ghardaia

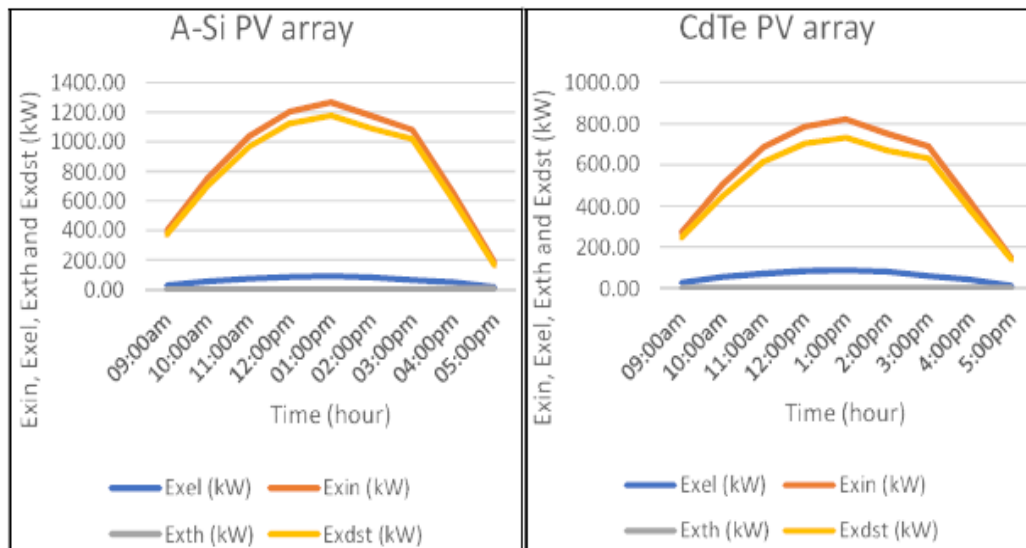


Figure IV.4 Exergie solaire d'entrée, exergie électrique, exergie thermique et destruction exergétique d'un générateur photovoltaïque Si-amorphe et tellure de cadmium le 21 décembre 2015 à Ghardaia

La Figure IV.4 montre la variation de l'exergie d'entrée, de l'exergie électrique, de l'exergie thermique et l'exergie de destruction pour les deux technologies de panneaux photovoltaïques, le jour sélectionné. La valeur maximale de l'apport d'exergie solaire, de l'exergie électrique, de l'exergie thermique et d'exergie de destruction pour les panneaux photovoltaïques de silicium amorphe et de tellure de cadmium pour le jour de teste est de 1266,90 kW, 87 kW, 6,11 kW et 1179,80 kW et 820,21 kW, 86 kW, 1,20 kW et 733,79 kW respectivement. L'exergie d'entrée pour le générateur PV amorphe s'est avérée supérieure à

celle du générateur PV au tellurure de cadmium. Cela pourrait s'expliquer par le fait que la surface du module A-Si est plus grande par rapport à celle du CdTe pour la même puissance.

La Figure IV.5 montre la variation de rendement de conversion d'énergie et de rendement exergétique par rapport à la température du module pour les deux panneaux photovoltaïques. Le rendement exergétique moyen et le rendement de conversion énergétique de 6,43% et 6,57% pour les panneaux photovoltaïques amorphes respectivement, et de 9,68% et 9,30% pour les panneaux photovoltaïques au tellurure de cadmium respectivement.

Le maximum de rendement de conversion d'énergie et le maximum de rendement exergétique pour les panneaux PV amorphes de 7,75% et 6,90% respectivement. Pour le tellurure de cadmium, la valeur maximale de rendement de conversion énergétique et de rendement exergétique est de 10,36% et 10,85% respectivement et correspondant à la température du module PV de 291,80 ° K.

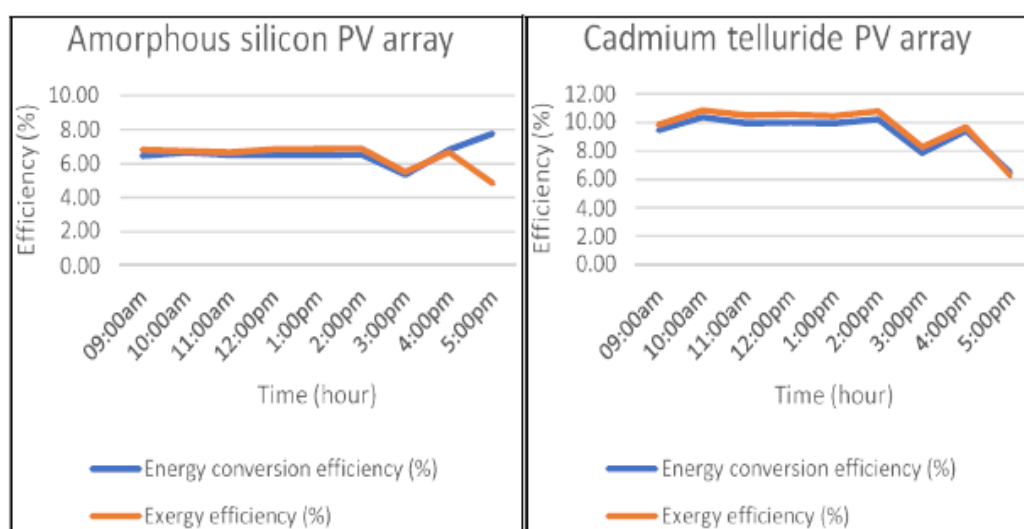


Figure IV.5 Rendement énergétique et exergétique horaire pour deux technologies du générateur photovoltaïque le jour du test

À partir des résultats expérimentaux obtenus dans cette étude, le rendement de la conversion énergétique et exergétique pour les deux technologies de panneaux photovoltaïques (A-Si et CdTe) le jour sélectionné à Oued N'echou à Ghardaia, montrent que le panneau photovoltaïque au tellurure de cadmium est plus performant que le générateur photovoltaïque au silicium amorphe. Les caractéristiques électriques et exergétique des panneaux solaires photovoltaïques obtenus dans cette étude sont en bon accord avec les résultats expérimentaux de Shukla et al. (2015) et Sudhakar et Srivastava (2014).

4. Conclusion

Les performances des deux technologies solaire photovoltaïques de silicium amorphe et de tellure de cadmium d'environ 100 kWc installées à Ghardaia, en Algérie, sont étudiées et comparées expérimentalement dans cette étude. Les analyses énergétiques et exergétique ont été réalisées à partir des données enregistrées et obtenus grâce à des mesures précises. Les principales conclusions tirées des résultats de la présente étude sont les suivantes:

- L'analyse des résultats expérimentaux obtenus a montré que le rendement exergétique moyen pour les panneaux PV amorphes est inférieur à celui du tellure de cadmium. L'analyse exergétique des deux panneaux photovoltaïques tire très peu parti de la forte teneur exergétique du rayonnement solaire.
- Le rendement exergétique des deux panneaux photovoltaïques diminue à mesure que le rayonnement solaire et la température ambiante augmentent, car ces deux facteurs ultérieurs augmentent à la fois la température du module et l'irréversibilité.
- L'analyse exergétique permet d'optimiser la conception et l'exploitation des panneaux photovoltaïques en tenant compte à la fois des paramètres de conception et de fonctionnement. En d'autres termes, pour maximiser le rendement exergétique, la température du générateur photovoltaïque doit être maintenue proche de la température de fonctionnement des cellules solaires en utilisant l'une des différentes méthodes pour refroidir la surface du module PV.

Conclusion générale

Nous nous sommes intéressés dans ce travail de recherche à deux volets principalement, à savoir d'une part l'évaluation des performances électriques et thermiques pour différentes technologies photovoltaïques installées dans un environnement désertique et d'autre part, l'évaluation du cycle de vie pour chaque technologie PV (m-Si, mc-Si, a-Si et CdTe).

Dans la première partie de cette thèse, nous avons étudié et analysé le comportement de quatre technologies photovoltaïques cristalline (Monocristalline « m-Si » , Multi cristalline « mc-Si »), couches minces (silicium amorphe « a-Si » et tellure de cadmium « CdTe »), installées dans un milieu désertique dans le sud Algérien. les temps de récupération de l'énergie et les émissions de des gaz à effet de serre ont été évalués afin de mieux appréhender l'empreinte carbone réelle de ces technologies photovoltaïques. Cette première partie d'étude a été finalisé par une étude comparative entre ces quatre technologies PV. Pour Cela, nous avons utilisé les différentes équations permettant d'étudier leurs performances en utilisant les mesures de différents paramètres électriques et météorologiques qui ont été mesuré à l'aide de différents instruments existant au niveau de la centrale PV. Cette étude nous a montré que les technologies à couche mince ont un meilleur comportement par rapport aux technologies cristallines dans un milieu qui a les mêmes conditions que celle de la centrale PV qui fait objet de notre étude. La technologie PV en silicium amorphe a un ratio de performance d'une moyenne annuelle journalière de 87,17% qui est supérieur de 3,17 à celui de la technologie tellurure de cadmium et de 6,13% par rapport à la technologie mc-Si et de 8,90% par rapport à la technologie m-Si. La technologie tellurure de cadmium a montré qu'elle possède un meilleur temps de récupération de l'énergie qui de 2,8 ans et un minimum de dégagement des gaz à effet de serre (13,24 Tonnes de CO₂/an) par rapport aux autres technologies PV (m-Si, mc-Si et a-Si).

Dans la deuxième partie de cette thèse, nous avons effectué une étude comparative basée sur l'analyse énergétique et exergétique des technologies photovoltaïques à couches minces (a-Si et CdTe), dont, nous avons déterminé les principaux paramètres influençant le rendement énergétique et exergétique des panneaux photovoltaïques. Nous concluons qu'il faudrait maintenir la température au niveau de la surface des panneaux photovoltaïques en dessous de la température nominale de fonctionnement, en utilisant les différent méthodes et moyens de refroidissement.

Références

- [1] <https://www.sonelgaz.dz/fr/790/energies-renouvelables>
- [2] <https://portail.cder.dz/2020/05/21/lalgerie-se-lance-dans-un-mega-projet-denergie-solaire/>
- [3] <http://www.tsp-data-portal.org/Breakdown-of-Electricity-Generation-by-Energy-Source#tspQvChart>
- [4] <http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Energie/electricite-gaz-maj.pdf>
- [5] <https://www.e-education.psu.edu/emsc470/node/608>
- [6] G. Rami, «Contrôle de tension auto adaptif pour des productions décentralisées d'énergie connectées au réseau électrique de distribution». Thèse de doctorat L'INP Grenoble, Novembre 2006
- [7] Thomas Mambrini, « Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies ». Thèse de doctorat Université Paris-Sud, Décembre 2014.
- [8] Petibon Stéphane, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques ». Thèse de doctorat Université de Toulouse, Janvier 2009.
- [9] Jianhua Zhao; Aihua Wang; Campbell, P.; Green, M.A.; « A 19.8% efficient honeycomb multicrystalline silicon solar cell with improved light trapping », Electron Devices, IEEE Transactions on Volume 46, Issue10, Oct.1999, Page(s):1978–1983
- [10] Chenlei Wang, Hui Zhang, Tihu Wang, Lili Zheng, « Solidification interface shape control in a continuous Czochralski silicon growth system », Journal of Crystal Growth, Volume 287, Issue 2, 25 January 2006, Pages 252-257
- [11] <https://www.techniques-ingenieur.fr/actualite/articles/avancees-photovoltaïque-organique-40248/>
- [12] <http://www.nrel.gov/>
- [13] <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.
- [14] Overstraeten R. van and Mertens R.P (1986), Physics, Technology and Use of

Photovoltaics, Adam Hilger, Bristol.

[15] T. Markvart & Luis Castaner (2003), Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications, Elsevier Ltd.

[16] D. Rekioua. E. Matagne, Optimization of photovoltaic power systems: Modelization, Simulation and Control, Green Energy and Technology, 2012.

[17] Antonio Luque and Steven Hegedus (2003), Photovoltaic Science and Engineering, John Wiley & Sons Ltd, Chichester, England.

[18] <https://portail.cder.dz/spip.php?article3469>

[19] T. Fogelman, Système photovoltaïque pour les pays en développement, manuel d'installation et d'utilisation, Agence Française pour la Maîtrise de l'énergie, AFME.

[20] C.R. Osterwald, A. Anderberg, S. Rummel and L. Ottoson (2002), Degradation Analysis of Weathered Crystalline-Silicon PV Modules, Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic specialists Conference (PVSC), New Orleans, USA, pp. 1392-1395.

[21] Meyer E.L. and van Dyk E.E (2004), Assessing the reliability and degradation of photovoltaic module performance parameters, IEEE Transactions on Reliability, Vol 53, pp. 83-92.

[22] Bouden Abdelmalek, Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque, Université Mentouri Constantine, Algeria, 2008.

[23] Capderou M. Atlas solaire de l'Algérie. Office des publications universitaires, T1-3, 1988.

[24] Viorel Badescu. Modeling solar radiation at the earth's surface, Springer 2008.

[25] J.W. Spencer, Fourier Series Representation of the position of the Sun, Search, Vol.2, N°5, p.172, 1971.

[26] Zekai ,Sen. Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques, Springer 2008

[27] <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=potentiels-national-des-energies-renouvelables>

[28] Yaiche M R, Bouhanik A. Atlas solaire algérien. Portail des Energies Renouvelables, Centre de Développement des Energies Renouvelables, 2002, pp. 16, 28.

- [29] M. Ghodbane, B. Boumeddane, N. Moummi, S. Largot, H. Berkane. Study and numerical simulation of solar system for air heating, University of Saad DAHLAB, 1 Blida, Algeria, 2016.
- [30] <http://www.sktm.dz/?page=article&id=64> chiffres clés 31 Décembre 2016
- [31] Laurene Jouve, “Modélisation du magnétisme solaire : de son origine interne à ses manifestations en surface” Astrophysics. Université Paris-Diderot - Paris VII, 2008. French.
- [32] A. Labouret, M. Viloz, “Énergie solaire photovoltaïque”, Éditions le Moniteur, 2005.
- [33] Sébastien Quoizola, « Epitaxie En Phase Vapeur De Silicium Sur Silicium Mesoporeux Pour Report Sur Substrats Economiques Et Application Photovoltaïque Bas Coût », Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, 2003.
- [34] IEC 61724: Photovoltaic System Performance Monitoring - Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis.
https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?gid=CFKUCAAAAAAAAAAAAAA. Access: Feb. 5 2018.
- [35] Khalid AM, Mitra ., Warmuth W, Schacht V. Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2016; 65: 1139–1158.
- [36] Kim HC, Fthenakis VM. Life Cycle Energy Demand and Greenhouse Gas Emissions from an Amonix High Concentrator Photovoltaic System. IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference 2006; 628–631.
- [37] Sherwani AF, Usmani JA, and Varun. Life cycle assessment of solar PV based electricity generation systems: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2010;14: 540–544.
- [38] Van Overstraeten R J. Advances in Silicon Solar Cell Processing. In Photovoltaic Solar Energy Conference: Proceedings of the International Conference, Held at Cannes, France, 1980, W. Palz, Ed., Dordrecht: Springer Verlag; 2013: 257–262.
- [39] Leccisi E, Raugei M, Fthenakis V. The Energy and Environmental Performance of Ground-Mounted Photovoltaic Systems—A Timely Update. Energies 2016; 9: 622.
- [40] Peng J, Lu L, Yang H. Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2013; 19: 255–274.

- [41] Ito M, Kato K, Komoto K, Kichimi T, Kurokawa K. A comparative study on cost and life-cycle analysis for 100 MW very large-scale PV (VLS-PV) systems in deserts using m-Si, a-Si, CdTe, and CIS modules. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 2008; 16: 17–30.
- [42] Alsema EA, Frankl P, Kato K. Energy pay-back time of photovoltaic energy systems: Present status and prospects. <https://dspace.library.uu.nl/bitstream/1874/7943/1/98053.pdf>, 1998.
- [43] Wu P, Ma X, Ji J, Ma Y. Review on Life Cycle Assessment of Energy Payback of Solar Photovoltaic Systems and a Case Study. *Energy Procedia* 2017; 105: 68–74.
- [44] Brander M, Sood A, Wylie C, Haughton A, Lovell J. Technical Paper| Electricity-specific emission factors for grid electricity. *Ecometrica, Emissionfactors. com*, 2011.
- [45] Daher DH, Gaillard L, Amara M, Ménézo C. Impact of tropical desert maritime climate on the performance of a PV grid-connected power plant. *Renewable Energy* 2018; 125: 729–737.
- [46] Phinikarides A, Makrides G, Zinsser B, Schubert M, Georgiou GE. Analysis of photovoltaic system performance time series: Seasonality and performance loss. *Renewable Energy* 2015; 77: 51–63.
- [47] Adrian, B. (2016) *Advanced Engineering Thermodynamics*, John Wiley & Sons.
- [48] Boutana, N., Mellit, A., Haddad, S., Rabhi, A. and Massi Pavan, A. (2017) ‘An explicit I-V model for photovoltaic module technologies’, *Energy Conversion and Management*, Vol. 138, pp.400–412.
- [49] Quansah, D.A. and Adaramola, M.S. (2018) ‘Comparative study of performance degradation in poly- and mono-crystalline-Si solar PV modules deployed in different applications’, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 43, No. 6, pp.3092–3109.
- [50] El Fathi, A., Nkhaili, L., Bennouna, A. and Outzourhit, A. (2014) ‘Performance parameters of a standalone PV plant’, *Energy Conversion and Management*, Vol. 86, pp.490–495.
- [51] Joshi, A.S., Dincer, I. and Reddy, B.V. (2009) ‘Thermodynamic assessment of photovoltaic systems’, *Solar Energy*, Vol. 83, No. 8, pp.1139–1149.

- [52] Kalinci, Y., Dincer, I. and Hepbasli, A. (2017) 'Energy and exergy analyses of a hybrid hydrogen energy system: a case study for Bozcaada', *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 42, No. 4, pp.2492–2503.
- [53] Jozef, K.T. (2013) *The Exergy Method of Thermal Plant Analysis*, Elsevier Book.
- [54] Chenche, L.E.P., Mendoza, O.S.H. and Filho, E.P.B. (2018) 'Comparison of four methods for parameter estimation of mono- and multi-junction photovoltaic devices using experimental data', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 81, Part 2, pp.2823–2838.
- [55] Shukla, A., Khare, M. and Shukla, K.N. (2015) 'Experimental exergetic performance evaluation of solar PV module', *International Journal of Scientific and Research Publications*, Vol. 5, pp.1–9.
- [56] Sudhakar, K. and Srivastava, T. (2014) 'Energy and exergy analysis of 36 W solar photovoltaic module', *International Journal of Ambient Energy*, Vol. 35, No. 1, pp.51-57.