



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique



Université Ahmed Draya d'ADRAR

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIE

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

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Commande Electrique

Thème

*Analyses de la performance de système PV connecté à
réseau étude de cas, la centrale PV 9MW à Timimoune*

Présenté par :

- Chenafi safa
- Laabed azza

Membres de jury :

Examineur : Dr.Chabani.S.B

Université d'ADRAR

Examineur : Mr.Genfoud.M

Université d'ADRAR

Université d'ADRAR

2020/2021

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République algérienne populaire et démocratique

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

UNIVERSITE AHMED DRAYA - ADRAR

BIBLIOTHEQUE CENTRALE

Service de recherche bibliographique

N°.....B.C/S.R.B//U.A/2021



جامعة احمد دراية ادرار

المكتبة المركزية

مصاحفة البحث bibliographique

الرقم.....م/م/م/ب/ب/أ/أ/2021

شهادة الترخيص بالإيداع

انا الأستاذة(ة): الدكتورة حصة

المشرف مذكرة الماستر.

الموسومة بـ: Etude d'analyses de performance d'un systeme PV connecté au réseau, étude de cas: la centrale PV 9MW a Timimoun.

من إنجاز الطالب(ة): الطالب عزة

و الطالب(ة): سنائي

كلية: العلوم والتكنولوجيا

القسم: علوم التكنولوجيا

التخصص: تحكم كهربائي

تاريخ تقييم / مناقشة: 2021/06/20

أشهد ان الطلبة قد قاموا بالتعديلات والتصحيحات المطلوبة من طرف لجنة التقييم / المناقشة، وان المطابقة بين النسخة الورقية والإلكترونية استوفت جميع شروطها. وبإمكانهم إيداع النسخ الورقية (02) والأليكترونية (PDF).

- امضاء المشرف:

ادرار في:

مساعد رئيس القسم:

09 JUN 2021

د. هجر باوي الياس
رئيس القسم للتكنولوجيا بكلية
العلوم والتكنولوجيا



ملاحظة: لاتقبل أي شهادة بدون التوقيع والمصادقة.

Dédicace

*Toutes les lettres ne sauraient trouver
les mots qu'il faut... Tous les mots ne sauraient exprimer la
gratitude, L'amour, le respect, la reconnaissance... Aussi,
c'est tout simplement que Je dédie ce travaille ...*

*À mes très chers parents,
Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous
me portez depuis mon enfance et j'espère que votre
bénédictioin m'accompagne. Puisse Dieu, le Très Haut, vous
accorder santé, bonheur et longue vie et faire en sorte que
jamais je ne vous déçoive*

*À mes chères et adorable sœurs, Marwa, Anfel et mon seul
frère et unique Marwen*

*En témoignage de mon affection fraternelle, de ma profonde
tendresse et reconnaissance.*

*À toute la famille Chenafi et la famille Labdi
À tous les enseignants qui m'ont encouragée à se cultiver
durant ces longues années d'études.*

À tous mes amies étudiantes d'e commande électrique

... Safa

Dédicace

A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études,

A mes chères sœurs pour leurs encouragements permanents, et
leur soutien moral

A mes chers frères pour leur appui et leur encouragement,

A toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon
parcours universitaire

*Q*ue ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués,

et le fruit de votre soutien infailible

*M*erci d'être toujours là pour moi

*E*t avant tous mercis *ALLAH* je dis *AHAMDOLILLAH*

... *Azza*

Remerciements

Louange à Dieu qui nous a donné le courage et la force pour bien mener ce modeste travail.

Nos grands remerciements vont à tous ceux qui nous ont présentés leur aide, notamment à notre encadreur Mr Dahbi Hassan qui a manifesté son entière disponibilité pour mon encadrement et sa compréhension.

Mes enseignants qui ont participé à notre formation....

Sans oublier :

L'ingénieur et les techniciens, de la centrale du Timimoune qu'ils ont supervisé notre escorte pour explorer la station.

Et nous souhaitons bon courage à tous les étudiants de la deuxième 2 année Master commande électrique

Promotion 2020/2021.

Résumé :

Ce projet étudie les performances d'un système photovoltaïque (PV) de 9 MW situé dans le sud-ouest de l'Algérie.

Les données de surveillance sur une période de Cinq ans sont utilisées pour évaluer la moyenne mensuelle des rendements, des pertes et de l'efficacité énergétiques (le ratio de performance et le facteur de capacité ; L'efficacité moyenne annuelle du système, tandis que les pertes de capture et de système. L'estimation d'énergie moyenne injectée dans le réseau).

Les résultats peuvent être utilisés pour améliorer la prévision de la performance des systèmes photovoltaïques futurs des systèmes sous climat désertique chaud et constituent également un ensemble de données utile pour des études comparatives.

Mots clés : Performance, Connecte au Réseau, Rendement Final, Efficacité, Rapport de Performance, Pertes Totales, Désert, Algérie

Abstract:

This project studies the performance of a 9 MW photovoltaic (PV) system located in south west Algeria.

Monitoring the data of five years is used to assess monthly average yields, energy efficiency (performance ratio and capacity factor; annual average system efficiency, with capture losses and the estimate of the average energy injected into the power grid).

The results can be used to improve the prediction of the performance of future photovoltaic systems that are located in hot desert climates and also constitute a useful data set for comparative studies.

Keywords: Performance, Connects to the Grid, Final Yield, Efficiency, Performance Report, Total Losses, Desert, Algeria

ملخص

يدرس هذا المشروع أداء نظام الطاقة الكهروضوئية بقدرة 9 ميغاوات الواقع في جنوب غرب الجزائر . تُستخدم بيانات المراقبة على مدى فترة خمس سنوات لتقييم متوسط الإنتاجية الشهرية، وكفاءة الطاقة (نسبة الأداء وعامل السعة، والمتوسط السنوي لكفاءة النظام، أثناء التقاط الخسائر وتقدير متوسط الطاقة المحقونة في الشبكة) يمكن استخدام النتائج لتحسين التنبؤ بأداء الأنظمة الكهروضوئية المستقبلية للأنظمة في مناخات الصحراء الحارة وتشكل أيضًا مجموعة بيانات مفيدة للدراسات المقارنة.

الكلمات المفتاحية: الأداء ، التوصيل بالشبكة ، العائد النهائي ، الكفاءة ، تقرير الأداء ، إجمالي الخسائر ، الصحراء ، الجزائر

Table des matières

Décidas

Remercîment

Résumé

Liste de tableaux

Liste de figure

Introduction générale

Chapitre I : Généralité sur énergie photovoltaïque

I-2-L'Énergie solaire :.....	5
I-2-1-Définition :.....	5
I-2-2- Les filières d'exploitation d'énergie solaire :.....	6
a-La transformation du rayonnement en chaleur	6
b-La transformation du rayonnement en électricité	6
I-2-3-Rayonnement solaires :.....	7
I-3- L'énergie photovoltaïque :.....	7
I-3-1-Définition d'énergie photovoltaïque :.....	7
I-3-2-Historique d'énergie photovoltaïque.....	8
I-3-3- Principe de L'effet photovoltaïque :.....	9
I-3-4- Cellules photovoltaïque :.....	9
I-3-5- Matériau semi-conducteur :.....	10
I-3-6-conversion photovoltaïque :.....	11
I-3-7- les différentes technologies de cellules photovoltaïques.....	14
I-3-7-1--Comparaison du rendement entre les différentes technologies :.....	15
I-4 Domaines d'application d'énergie photovoltaïque :.....	16
I-5- Modes d'utilisation d'un système solaire photovoltaïque :.....	16

I-6- Les critères de choix d'une centrale photovoltaïque	18
I-7- énergie photovoltaïque dans le monde :	18
I-7-1- La production d'électricité photovoltaïque :	18
I-8- énergie photovoltaïque en Algérie :	20
I-8-1- Historique d'énergie photovoltaïque en Algérie :	20
I-8-2- Développement d'énergie photovoltaïque en Algérie	21
I-8-3- les centrales photovoltaïques en l'Algérie :	22
I-9- L'avenir du photovoltaïque :	23
I-10- LES AVANTAGES ET LES INCONVENIENTS	24
I-10-1- Les avantages	24
I-10-2- Les inconvénients	24
Conclusion :	24

Chapitre II: Système photovoltaïque connectée au réseaux

II-1- Introduction	27
II-2-Eléments constitutifs d'une installation connectée au réseau :	27
II-2-1- Le générateur photovoltaïque	27
II-2-2- Organes de sécurité et de raccordement :	29
II-2-3- Le comptage de l'énergie injectée et soutirée au réseau	30
II-2-4- L'onduleur :	30
II-3- Technologies des onduleurs couplés au réseau	31
II.4. Classifications des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau	33
II-5- <i>Structureur PV connecté directement au réseau</i> :	34
II-5-1 Les systèmes à connexion directe au réseau :	34
II-6- Dégradation d'un module photovoltaïque	36
II-7- Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques :	36
II-7-1- La corrosion :	36

II-7-2-Délaminage :.....	37
II-7-3- La décoloration :.....	38
II-7-4. Les fissures et bris de verre:.....	38
II-7-5-BULLES :.....	39
II-7-6. Les points chauds ou Hot-spots	39
II.7.7- Le PID - Potentiel Induced Degradation	40
II.7. Les moyens de détection de la dégradation du module photovoltaïque :.....	40
II-7-1-Inspection visuelle :.....	40
II-7-2-Mesure de la puissance :.....	41
II-7-3- Imagerie infrarouge :.....	41
II-7.4. Thermographie :.....	41
II-7-5- Imagerie par électroluminescence et photoluminescence	42
II-7-6-Résonance de vibrations ultrasoniques.....	43
II-8 -Avantages et inconvénients des systèmes connectés au réseau.....	43
II-8-1 Avantages	44
II-8-2 Inconvénients	44
Conclusion :	45

CHPITRE III : Presentation de central Pv 9Mw el-Wajada Timimoune

Introduction :.....	53
III-1- Situation géographique de la centrale PV EL-WAJaDA :.....	53
III-2- Développement de la centrale PV EL_WAJDA :.....	54
III-3-Description de la centrale PV EL-OUAJDA(Timimoune).....	54
III-3-1 Les champs solaires PV	55
III-3-2-Les boites de jonctions :.....	58
III-3-3-les boites parallèles :	58
III-3-4-Les onduleurs :.....	59
III-3-5-Les transformateurs :.....	61

III-3-6-La salle d'évacuation :.....	62
III.3.7 La salle de contrôle.....	63
III.3.8 Dispositif de mesures environnementales.....	65
III-3-9-Système de surveillance et de commande.....	66
III-4-Fonctionnement de la centrale PV d'EL_WAJADA (Timimoune).....	66
III-5- Opération d'entretien et de maintenance.....	66
III-5-1 Présentation et classification de la maintenance.....	66
III-5-2 Répartition des tâches.....	67
III-5-3 Plan d'entretien annuel.....	67
III-5-4 Contrôle courant.....	67
III-5-5 Contrôle périodique.....	67
III-5-6 Anomalies et réparations.....	68
III-5-7 Le Nettoyage.....	68
III-6- LES Types de dégradations dans la centrale :.....	69
Conclusion :	70

Chapitre IV: Analyses des performance de central 9MW Elwajda Timimoune

Introduction :.....	76
IV-1-Paramètres de performance des systèmes PV.....	77
IV-1-1- Rendement du tableau (<i>Array yield</i>) (Y_a) :.....	77
IV-1-2-Rendement final (<i>Final yield</i>) (Y_F).....	77
IV-1-3-Rendement de reference (<i>Reference yield</i>) (Y_R).....	78
IV-1-4-Ratio de performance (<i>performance ratio</i>) (PR):.....	78
IV-1-5-Facteur de capacité (<i>capacity factor</i>) (CF) :.....	78
VI-1-6-Efficacité du système (<i>system efficiency</i>) :.....	79
IV-2-Résultats et discussion.....	79
IV-2-1-Analyse de performance du l'année 2017 :.....	79
IV-2-1-1-Paramètres météorologiques et énergie Sortie :.....	79

IV-2-1-2-Les rendements énergétiques :.....	80
IV-2-1-3-Facteur de capacité et efficacité de système :	81
IV-2-1-4-Ratio de performance :.....	82
IV-2-1-Analyse de performance de l'année 2020 :.....	85
IV-2-2- Paramètres météorologiques et énergie Sortie :.....	84
IV-2-2- Les rendements énergétiques :.....	85
IV-2-2- Facteur de capacité et efficacité de système :.....	81
IV-2-2-Ratio de performance :... ..	82
IV-3- Comparaison de performance entre deux années (2017-2020).....	87
Conclusion :.....	88
Bibliographie	

Liste de figure :

Chapitre I : Généralité sur énergie photovoltaïque

Figure (I-1) : énergie solaire.....	6
Figure (I-2) : énergie thermique solaire.....	7
Figure (I-3) : centrale d'énergie photovoltaïque.....	8
Figure (I-4) : Cellules photovoltaïque.....	10
Figure(I-5) : Représentation schématique d'une cellule solaire.....	12
Figure (I-6) : Absorption de la lumière	13
Figure (I-7) : Schéma d'un système hybride.....	18
Figure(I-8) : Schéma d'un système autonome.....	18
Figure (I-9) : Le mode d'exploitation d'un système PV (connectée au réseau)	19

Chapitre II: Système photovoltaïque connectée au réseaux

Figure(II.1) : Caractéristique d'un groupement de N_p cellules en parallèle	27
Figure(II-2) : Caractéristique d'un groupement de N_p cellules en parallèle.....	28
Figure(II-3) : Caractéristique résultante d'un groupement Hybride de cellules identiques.....	29
Figure(II-4) : Schématisations d'une association de deux générateur PV	30
Figure (II-5) : Le comptage d'énergie produite de système PV.....	31
Figure (II-6) : Typologie des systèmes Onduleur Module	32
Figure (II-7) : Typologie des systèmes Onduleur string.....	33
Figure(II-8) : Typologie des systèmes Onduleur centralisé.....	34
Figure(II-9) : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque.....	34
Figure(II-10) : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec stockage.....	34
Figure(II-11) : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque à couplage direct.....	35
Figure(II-12) : Convertisseur de type forward alimentant le bus continu.....	38

Figure (II-13) : Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé.....	39
Figure (II-14) : Plusieurs modules PV en série à un seul onduleur	40
Figure(II-15) : Bus à basse tension alternative.....	40
Figure(II-16) : Module PV atteint par la corrosion.....	42
Figure (II-17) : Module PV présentant une délamination.....	43
Figure (II-18) : Modules PV avec des cellules décolorées	44
Figure (II-19) : Module PV présentant des bris de verre.....	45
Figure (II-20) : Bulles présentes sur la face arriéré d'un module PV.....	45
Figure (II-21) : Dégradation du module PV par des points chauds sur les bords des coins supérieurs	46
Figure (II-22) : Image thermographique d'une cellule PV en silicium.....	48
Figure (II-23) : Image par électroluminescence d'un module PV.....	48

Chapitre III : Présentation de central PV 9MW Elwajda Timimoune

Figure (III-1) : Plan de situations de central.....	53
Figure(III-2) : Le schéma général de centrale PV Elwajda Timimoune.....	54
Figure(III-3) :la Centrale PV d'Elwajda Timimoune.....	55
Figure(III-4-a) : Les champs PV de la centrale d'Elwajda Timimoune.....	56
Figure(III-4-b) : Poteaux d'éclairage dans central.....	56
Figure(III-5) : Boit de Jonctions.....	58
Figure(III-6) : Boit parallèle.....	59
Figure (III-7) : Schéma d'Onduleur.....	60
Figure (III-8) : L'onduleur.....	60
Figure(III-9) : Transformateur.....	62
Figure (III-10-a) : Salle d'évacuation.....	63

Figure (III-10-b) : Transformateur auxiliaire	64
Figure (III-11) : La salle de control de la centrale d'Elwajda	65
Figure(III-12) : Diapositive de masseur environnement dans la centrale.....	68
Figure(III-13) : Machine de nettoyage dans la centrale.....	74
Figure(III-14) : Module PV présentant des bris de verre et corrosion.....	75
Figure(III-15) : Dégradation du module des points chauds dans le centrale Elwajda.....	75
Figure(III-16) : Brulure de fil due à une forte chaleur.	76

Chapitre IV : Analyses des performances de central 9mw Elwajda Timimoune

Figure (IV.1) :Énergie moyenne mensuelle d'DC, T°,G de 2017.....	81
Figure(IV-2) : l'irradiation solaire et la température ambiante pendant l'année 2017.....	81
Figure (IV.3) :Rendements énergétiques mensuels moyens au cours de 2017.....	82
Figure (IV.4) : Efficience moyen mensuel de système et facteur de capacité.....	83
Figure(IV-5) :Ratio de rendement au cours de l'année 2017.....	84
Figure(IV-6) : Pr moyenne mensuelle de la période surveillée par rapport à une T° et G.....	85
Figure (IV.7) : Énergie moyenne mensuelle d'DC, T° G de 2020.....	87
Figure(IV-8) : l'irradiation solaire et la T° G pendant l'année 2020.....	87
Figure (IV.9) : Rendements énergétiques mensuels moyens au cours de l'année 2020.....	88
<i>Figure (IV-10) : Efficience moyen mensuel de système et facteur de capacité.....</i>	<i>89</i>
<i>Figure (IV-11) : Ratio de rendement au cours de l'année 2020.....</i>	<i>90</i>
<i>Figure(IV-12) : Pr moyenne mensuelle période surveillée par rapport à une T) G.....</i>	<i>91</i>
<i>Figure(IV-13) :L'énergie de sortie de deux période surveillé (2017-2020)</i>	<i>92</i>
<i>figure(IV-14) : la rapport de performance de 2017 et 2020.....</i>	<i>92</i>
<i>figure (IV-15) :Les rendements énergétiques Ya Yf Yr en les deux périodes surveillés.....</i>	<i>93</i>

Liste de tableau :

Chapitre I : Généralité sur énergie photovoltaïque

Tableau(I-1) : Comparaison du rendement entre les différentes technologies.....	16
Tableau(I-2) : certain système PV dans le monde.....	21
Tableau(I-3) : Le potentiel solaire en Algérie.....	22
Tableau(I-4) : Les centrales dans le nord de L'Algérie.....	24
Tableau (I-5) : Les centrales dans le Sud de L'Algérie.....	26

Chapitre II: Système photovoltaïque connectée au réseau

Tableau(II-1) : Caractéristiques techniques des différents systèmes de configuration.....	34
Tableau (II-2) : Comparaison des méthodes de détection des dégradations d'un module PV.....	50

Chapitre III : Présentation de central Pv 9Mw el-Wajda Timimoune

Tableau (III-1) : Les caractéristiques de panneaux PV de Centrale Elwajda Timimoune	57
Tableau (III-2) : Les caractéristiques de L'onduleur.....	61

Chapitre IV : Analyses des performances de central 9MW el-Wajda Timimoune

Tableau (IV-1) : Paramètres des performances moyennes mensuelles sur l'année 2017.....	80
Tableau (IV-2) : Paramètre de performance moyennes mensuels sur l'année 2020.....	86

Tables de symboles :

Symbole	Signification
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
CEA	Central Electricity Authority
CNRS	Centre National de la Recherche Scientifique
AIE	l'Agence Internationale d'Énergie
UE	Union Européenne
SKTM	Shariket Khahraba wa Taket Moutadjadida
GRTE	Société Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Électricité
MPPT	Maximum Power Point Tracking
CPCR	Classifications des centrales photovoltaïques connectées au réseau
EVA	Acétate de Ethylène Vynil
PID	Proportionnelle-Intégrale-Dérivée
CCD	Détecteur couplé à la charge
PV	Photovoltaïque
GPV	Générateurs photovoltaïques
E_g	Energie de gap (eV)
AC	Courant alternatif (A)
DC	Courant continue(A)
E_{AC}	L'énergie journalière fournie au réseau de distribution (KW)
E_{DC}	L'énergie journalière générée par le champ PV(KW)

IP	Indice de protection
STC	Test de conditions standards (25 °C et 1000 W/m ²).
E _{nPdc}	La production d'énergie DC (MWh)
I _{CC}	Courant court de circuit(A)
V _{CO}	Tension de circuit ouvert(V)
n _s	Nombre de cellules en série.
n _p	Nombre de cellules en parallèles.
I _{PV}	Courant au banc de panneaux photovoltaïques (A)
V _{PV}	Tension au banc de panneaux photovoltaïques (V)
η _{CONV}	Rendement de conversation du l'onduleur (%)
P _p	Puissance Maximale (W)
V _p	Tension pour puissance Maximale (V)
I _p	Courant pour puissance maximale (A)
I _{sc}	Courant de court-circuit l'entrée du l'onduleur (A)
V _{MPPmin}	Tension Minimale de l'entrée du l'onduleur(V)
V _{MPPmax}	Tension Maximale l'entrée du l'onduleur (V)
G	Le rayonnement solaire (W/m ²)
T _a	La température ambiante (°C)

T_m	La température du module ($^{\circ}\text{C}$)
v	La vitesse du vent
Y_f	Rendement final (h/jour).
Y_r	Rendement de référence (h/jour).
Y_a	Rendement du champ PV (h/jour).
P_{rated}	Puissance totale de la station (MW)
τ	L'intervalle d'enregistrement ($\tau=15$ min).
H_{STC}	Rayonnement solaire sous STC (1 KW/m^2)
PR	Ratio de performance (%)
CF	Facteur de capacité (h/jour)
EFF	Efficacité du système

Introduction Générale :

Introduction Générale :

Les besoins en énergie de tout sorte sont en croissance partout sur les planètes terre, l'Algérie ne fait pas exception à cette règle en présentant une hausse de la consommation énergétique d'environ 5.68% entre 2000 à 2005 (www.sktm.dz), d'environ 30% en 2019.

On développe sans cesse des moyens de l'énergie électrique malgré ses contraintes liées à ce type d'énergie renouvelables (rareté de ressources fossile et fissile, pollution atmosphérique) d'où le recours aux énergies renouvelables, essentiellement énergie solaire surtout en vue de sa disponibilité dans notre région.

L'Algérie dispose d'un des plus grands gisements solaires au monde, la durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara), cette énergie considère comme une opportunité et un levier de développement économique et social.

Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 MWc d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MWc par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030. Parmi 23 centrales photovoltaïques sur le territoire national on distingue la centrale photovoltaïque d'ElWajda (Timimoune).

Le but de notre travail est l'étudier cette centrale PV de 9MWc en présentant ces différents constituants et son principe de fonctionnement, d'évaluer et de comparer les performances du champ photovoltaïque selon les normes standardisées (Commission Electrotechnique Internationale) CEI 61724[1] et en fin de réaliser une analyse des performances de ce système P.V connecté au réseau pendant deux années (2017-2020).

Alor notre mémoire de fin d'étude du cycle Master 2 comporte quatre chapitres répartir comme suit :

Le premier chapitre présente une généralité sur l'énergie photovoltaïque, il est composé de trois parties. La première partie est consacrée à l'énergie photovoltaïque, la deuxième partie est réservée au système photovoltaïque et la dernière partie est réservée aux centrales photovoltaïques, leur type et leur composition.

Le deuxième chapitre est contient à la présentation générale de système photovoltaïque connectée au réseau, il est compris : la conception des systèmes

photovoltaïques, leurs types et les problèmes de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau, les dégradations dans les modules panneaux PV et leur détection.

Le troisième chapitre est consacré à la présentation générale de la centrale photovoltaïque d'Elwajda Timimoune à savoir : sa situation géographique, son développement, sa composition (les champs solaires, les boîtes de jonctions, les onduleurs, la salle de contrôle, l'armoire de communication des charges et le dispositif de mesures environnementales) et le fonctionnement de cette centrale. Une partie sur l'opération d'entretien et de maintenance a été également effectuée.

Le dernier chapitre est construit à l'analyse et l'étude de performance de la centrale photovoltaïque d'Elwajda Timimoune 9 MW que nous avons réalisée. Il permet de Notre analyse a été réalisée en utilisant le logiciel Excel.

Enfin, une conclusion générale vient terminer ce mémoire.

Chapitre I : Généralité sur l'énergie photovoltaïque

I-1-Introduction :

Dans ce chapitre on présente une généralité sur l'énergie photovoltaïque, il est composé de trois parties. La première partie est consacrée à l'énergie solaire, elle comporte les filières d'exploitation de l'énergie solaire (thermodynamique et photovoltaïque) le rayonnement solaire La deuxième partie est réservée à l'énergie photovoltaïque à savoir ; les principes et l'effet photovoltaïque, la conversion photovoltaïque, la composition d'une cellule photovoltaïque et sa technologie, mode d'utilisation d'un système solaire photovoltaïque. La dernière partie est réservée aux centrales photovoltaïques, leurs types et leur composition. Enfin le développement du photovoltaïque au monde et en Algérie et les avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque.

I-2-L'Energie solaire :

I-2-1-Définition :

Le soleil émet un rayonnement électromagnétique dans lequel se trouvent notamment les rayons cosmiques, gamma, X, la lumière visible, l'infrarouge, les micro-ondes et les ondes radios en fonction de la fréquence d'émission. Tous ces types de rayonnements électromagnétiques véhiculent de l'énergie. Le niveau d'irradiante (le flux énergétique) mesuré à la surface de la Terre dépend de la longueur d'onde du rayonnement solaire.



Figure (I-1) : énergie solaire

I-2-2- Les filières d'exploitation d'énergie solaire : [3]

Actuellement, il existe deux voies d'utilisation directe de l'énergie solaire.

- **La transformation du rayonnement en chaleur :**

Cette énergie, dite solaire thermique, produit de la chaleur à partir du rayonnement solaire infrarouge afin de chauffer de l'eau ou de l'air, dans ce cas on utilise des capteurs thermiques.

- **La transformation du rayonnement en électricité :** l'énergie produite dans ce cas se présente sous deux formes.

a- L'énergie thermique solaire : permettant de produire de l'énergie électrique par voie thermodynamique, dans ce cas, la conversion de l'énergie solaire en électricité n'est pas directe, mais passe par l'intermédiaire des centrales thermiques solaires. Le principe de base utilisé, est l'obtention de la température élevée par la concentration du rayonnement solaire en un seul foyer. Cela rend possible le réchauffement de fluides caloporteurs à des températures allant de 250 à 1000° c. Ces fluides transportent la chaleur vers un réservoir d'eau ; il y a alors production de vapeur d'eau qui entrainera un alternateur pour produire de l'électricité comme dans les centrales thermiques conventionnelles.

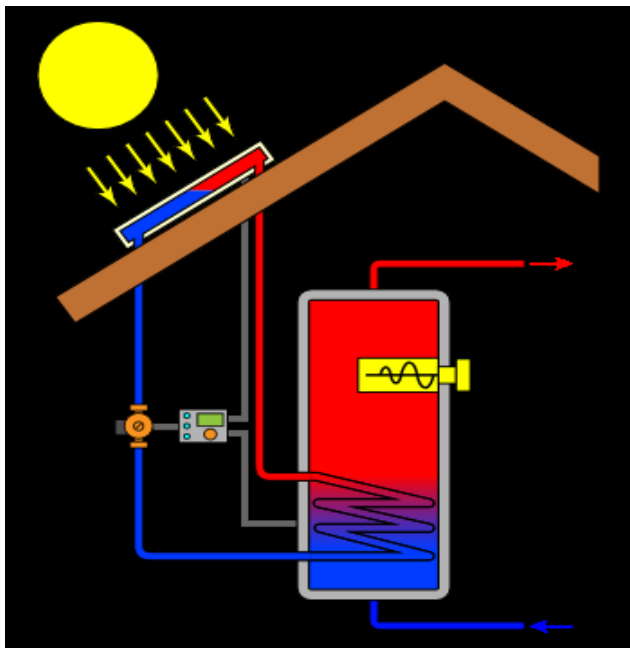


Figure (I-2) : énergie thermique solaire [3]

b- L'énergie solaire photovoltaïque : Où la conversion de la lumière du rayonnement en électricité est directe par le biais des cellules ou photopiles.

C'est donc cette forme d'énergie qui sera traitée dans notre travail.

I-2-3-Rayonnement solaires :

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. On distingue donc :

- Le rayonnement direct qui est reçu du soleil, directement sans diffusion par l'atmosphère. Ces rayons sont parallèles entre eux. Ils forment donc des ombres et peuvent être concentrés par les miroirs.
- Le rayonnement diffus qui est constitué de la lumière diffusée par l'atmosphère, ce rayonnement est isotrope c'est-à-dire qu'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste.
- L'albédo est la partie réfléchi par le sol dépendant de l'environnement du site.

I-3- L'énergie photovoltaïque :

I-3-1-Définition d'énergie photovoltaïque :

L'énergie photovoltaïque se base sur l'effet photoélectrique pour créer un courant électrique continu. Cette source de lumière peut être naturelle (soleil) ou artificielle (une ampoule). Une installation photovoltaïque connectée à un réseau d'électricité se compose généralement de plusieurs panneaux photovoltaïques, leur nombre pouvant varier d'une dizaine à plusieurs milliers.



Figure (I-3) : centrale d'énergie photovoltaïque

I-3-2-Historique d'énergie photovoltaïque :

Quelques dates importantes dans l'histoire du photovoltaïque :

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

1954 : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à rendement acceptable au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.

1959 : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

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

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

En 2001, Schmidt-Mende réalisèrent une cellule solaire auto-assemblée à base de cristaux liquides de hexabenzocoronene et pérylène, et quelques années plus tard, les avancées scientifiques et technologiques sont telles **2008**, l'entreprise Fuji Kura (fabriquant de composés électroniques) est parvenue à faire fonctionner une cellule photovoltaïque organique de type DSSC (Dye-

SensitizedSolarCell ou cellule Gratzel) en continu à une température et à un taux d'humidité de 85% pendant 1000 heures

I-3-3- Principe de L'effet photovoltaïque :

C'est un phénomène physique qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température et de vieillissement de la cellule.

I-3-4- Cellules photovoltaïque :

La cellule ou photopile photovoltaïque est un composant opté-électrique, composé d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en énergie électrique. Le principe de fonctionnement de cette cellule fait appel aux propriétés du rayonnement solaire et à celles des semi-conducteurs



Figure (I-4) : Cellules photovoltaïque

I-3-5- Matériau semi-conducteur :

Un semi-conducteur est une structure cristalline intermédiaire entre la structure du conducteur et celle de l'isolant du moins pour ce qui concerne ses propriétés électriques. Le semi-conducteur le plus utilisé est le silicium. Sous forme très pure, le silicium présente une conduction dite intrinsèque c'est-à-dire une conduction par l'intermédiaire d'électrons libres fournis par les atomes même de la structure. [14]

En arrivant sur la cellule solaire, le rayonnement se repartit en trois, dont une partie sera réfléchiée, une autre absorbée et la dernière passera au travers de la cellule. Lors du rayonnement, il y a distribution des photons (gains de lumière) et les photons absorbés vont libérer les électrons fournis par l'atome. Pour que les électrons libérés sous illumination soient générateurs d'énergie, il faut les attirer hors du matériau semi-conducteur dans un circuit électrique. Sinon ils se recombinent. Lorsqu'un électron se libère, il laisse un trou chargé positivement qui sera neutralisé par l'électron chargé négativement d'un autre atome. Autrement dit, les électrons retrouveraient leurs états initiaux à la périphérie de leurs atomes.

De ce fait, on réalise l'extraction des charges au sein d'une jonction créée volontairement dans le semi-conducteur et le but est celui d'engendrer un champ électrique à l'intérieur du matériau qui va entraîner les électrons (charges négatives) d'un côté et les trous (charges positives) de l'autre côté. C'est donc le dopage du silicium.

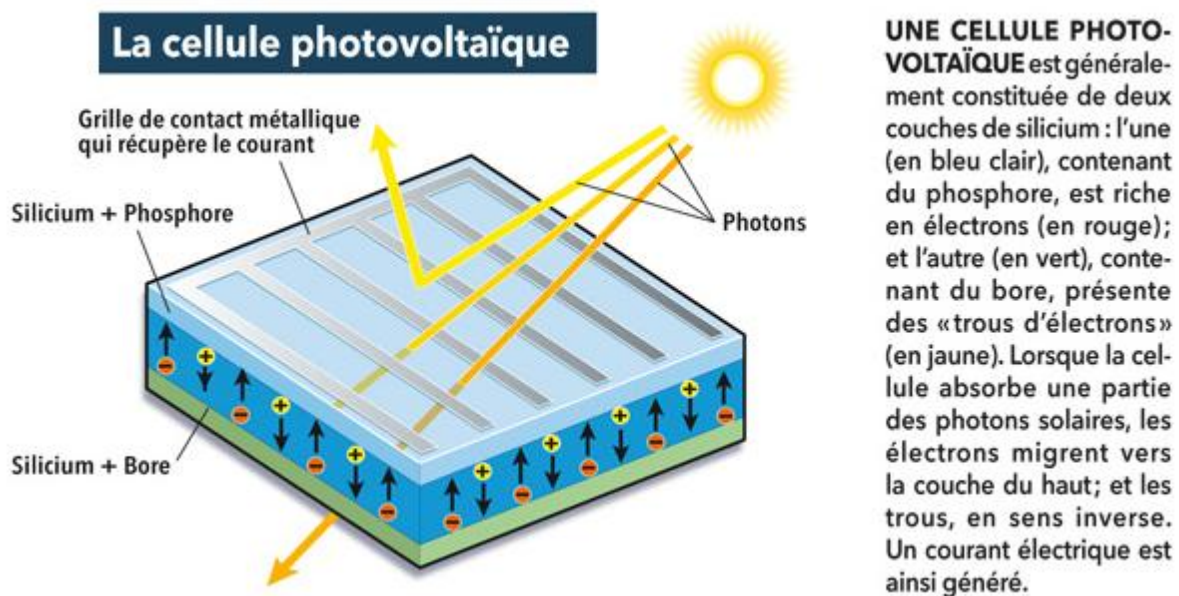
Dopage du silicium :

Le dopage est l'apport des impuretés en vue de détruire la parfaite symétrie électron-trou suivant le cas et de là le cristal sera caractérisé par un excès d'électrons libres ou par un excès de trous selon que le dopage se fait au phosphore(P) ou au bore(B).

En dopant le cristal avec des atomes étrangers de phosphore ayant cinq électrons à leurs couches externes, un électron par atome de phosphore ne pourra pas se lier à ses correspondants du silicium, il y aura alors un excédent d'électrons (charges négatives) dans le cristal. Le matériau sera donc potentiellement «donneur» d'électrons disponibles pour la conduction électrique et le silicium ainsi dopé est dit de type «n».

Par symétrie, on peut également doper le silicium avec du bore n'ayant que trois électrons dans sa bande de valence. Il y aura donc, apparition d'un excédent de trous (charges positives) et dans ce cas, il y a manqué d'électron à chaque atome de bore pour compléter les quatre électrons du silicium. Le matériau est dit « accepteur » d'électrons et il est de type « P ». La mise ensemble de deux zones de dopage opposées, constitue la diode (jonction p-n).

La jonction d'une cellule au silicium est donc constituée d'une partie dopée au phosphore accolée à celle dopée au bore et c'est à la frontière de ces deux parties que se crée un champ électrique pour séparer les charges positives des négatives.[6]



Figure(I-5) : Représentation schématique d'une cellule solaire

I-3-6-conversion photovoltaïque :[3]

La conversion de la lumière en électricité rassemble trois phénomènes physiques intimement liés et simultanés :

- L'absorption de la lumière dans le matériau
- Le transfert d'énergie des photons aux charges électriques
- La collecte des charges

1-Absorption de la lumière

- La lumière se compose des photons (gains de lumière) et chacun porteur d'une énergie dépendante de sa longueur d'onde ;
- Le rayon lumineux qui arrive sur un solide peut donc subir trois événements optiques ;
- La réflexion : la lumière est renvoyée par la surface de l'objet ;
- La transmission : la lumière traverse l'objet ;
- L'absorption : la lumière pénètre dans l'objet et n'en sort plus, l'énergie est restituée sous une autre forme.

Dans un matériau photovoltaïque, une partie du flux lumineux absorbé sera restitué sous forme d'énergie électrique. Donc au départ, il faut que le matériau ait la capacité d'absorber la lumière visible. Ce qui fait qu'on prendra soin de minimiser les pertes purement optiques par la réflexion ou par transmission

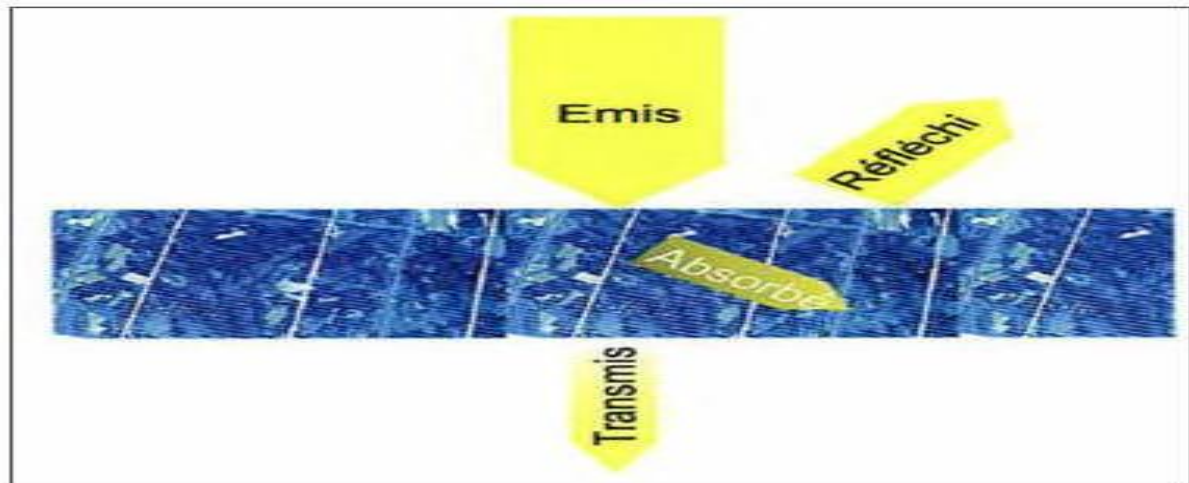


Figure (I-6) : Absorption de la lumière

2-Transfert d'énergie des photons aux charges électriques

- Dans ce paragraphe on va s'intéresser à la lumière absorbée dans le matériau photovoltaïque et expliquer comment l'énergie contenue dans le photon est convertie en électricité.

- Les charges élémentaires qui vont produire le courant électrique sous illumination sont des électrons, charges négatives élémentaires, contenues dans la matière semi-conductrice. Tout solide est en effet constitué d'atomes qui comprennent chacun un noyau (constitué de protons et neutrons) et un ensemble d'électrons gravitant tout autour.
- Les photons absorbés vont transférer leur énergie aux électrons périphériques (les plus éloignés du noyau), leur permettant ainsi de se libérer de l'attraction du noyau. Ces électrons libérés sont susceptibles de produire un courant électrique si on les attire ensuite vers l'extérieur.

En régime permanent, l'électron libéré laisse un trou qui se traduit par une charge positive. Si cet électron est attiré au dehors, c'est l'électron d'un atome voisin qui viendra combler ce trou, laissant à nouveau un trou, lui-même comblé par un électron voisin et ainsi de suite. On génère ainsi une circulation de charges élémentaires d'électrons dans un sens et de trous dans l'autre sens, ce qui donne un courant électrique. Il existe dépendant du matériau, un seuil d'énergie minimum nécessaire à cette libération des électrons par les photons. On appelle ce seuil, le gap optique du matériau ou la largeur de bande interdite. En effet si le photon a une énergie inférieure, il ne pourra pas créer la paire électron-trou et ne sera pas absorbé. Les propriétés optiques et électroniques sont intimement liées. Si un photon a une énergie supérieure ou égale au gap optique, ce qu'il a une longueur d'onde inférieure à une certaine valeur puisque ces deux grandeurs sont inversement proportionnelles

Tous les photons d'énergie supérieure à ce seuil et donc de longueur d'onde inférieure, sont opérationnels pour la conversion photovoltaïque. Dans le domaine d'énergie situé sous le gap optique se trouvent les électrons de valence du matériau, c'est-à-dire ceux qui sont liés aux atomes. Dans la bande de conduction se trouvent ceux qui en ont été extraits et sont libres de circuler dans le matériau. Elle est donc vide quand le semi-conducteur n'est pas illuminé. Lorsqu'un photon a une énergie suffisante, il est absorbé et fait passer un électron de la bande de valence à la bande de conduction. Lorsqu'il a une énergie supérieure à E_g , *le photon* de la figure I.3.b génère une paire électron-trou à un niveau, mais l'excédent est perdu par un processus de désexcitation spontané qui produit de la chaleur et ramène son énergie à E_g . Donc quel que soit son énergie, pourvu qu'elle soit supérieure à E_g , chaque photon absorbé ne crée qu'une paire électron-trou d'énergie E_g .

3-Collecte des charges

- Pour que les charges libérées par la lumière soient génératrices d'énergie, il faut qu'elles circulent et donc il faut les attirer hors du semi-conducteur dans un circuit électrique pour que les électrons ne retrouvent pas leurs états initiaux à la périphérie de leurs atomes. Sinon cela libérera de l'énergie thermique au lieu de celle électrique. On doit donc engendrer un champ électrique à l'intérieur du semi-conducteur grâce au dopage de ce dernier.

I-3-7- les différentes technologies de cellules photovoltaïques

Il existe plusieurs types des panneaux photovoltaïques selon le type de matériaux utilisé dans les constructions : [16]

- Silicium monocristallin ;
- Silicium poly cristallin;
- Silicium amorphe ;
- Arséniure de gallium ;
- Tellurure de cadmium ;
- Silicium en ruban ;

I-3-7-1--Comparaison du rendement entre les différentes technologies :[16]

Tableau(I-1) : Comparaison du rendement entre les différentes technologies

Type de cellule	Rendement de cellule photovoltaïque			Domaines d'applications
	Théorique	En laboratoire	Disponibles	
Silicium monocristallin	27,0 %	24,7 %	14,0-16,0 %	Modules de grandes dimensions pour toits et façades, appareils de faibles puissances, espace (satellites)
Silicium polycristallin	27,0 %	19,8 %	12,0-14,0 %	Modules de grandes dimensions pour toits et façades, générateurs de toutes tailles (reliés réseau ou sites isolés)
Silicium amorphe	25,0 %	13,0 %	6,0-8,0 %	Appareils de faible puissance production d'énergie embarquée (calculatrice montres...) modules de grandes dimensions (intégration dans le bâtiment)
Arséniure de gallium	29,0 %	27,5 %	18,0-20,0 %	Systèmes de concentrateur, espace (satellites).
Tellure de cadmium	28,5 %	16,0 %	8,0 %	Modules de grandes dimensions (intégrations dans le bâtiment)
Silicium en ruban	27,0 %	27,0%	9,0-11,0 %	Module non spécifique

I-4 -Domaines d'application d'énergie photovoltaïque :

L'énergie photovoltaïque est exploitée dans une large gamme d'applications :

- Électrification rurale (Eclairage, réfrigération...).
- Télécommunications (Relais hertzien, relais T.V., relais radiotéléphone...).
- Pompage d'eau ;
- Signalisation (Routière, aérienne, maritime...), détection.
- Protection (Commandes de vannes de sécurité, système d'alarme...).
- Stations de mesures (Stations automatiques météorologiques, mesures de débit, de Niveau, comptage de trafic), ...etc. ;

I-5- Modes d'utilisation d'un système solaire photovoltaïque :

On distingue trois modes d'exploitation d'un système PV : Autonome, connecté au réseau et hybride.

I-5-1-système hybride :

Un système d'énergie hybride comporte plus qu'une source d'électricité tel que les Panneaux photovoltaïques, les piles à combustibles, les générateurs éoliens, les Batteries de stockage, les groupes électrogènes...etc. Ce type d'installation est utilisé Pour l'électrification des régions loin du réseau. Il existe plusieurs configurations de ces systèmes : PV/thermique, PV/batterie, PV/piles à combustibles, PV/éolienne/batterie, PV/éolienne, PV/groupe électrogène. Le choix se base essentiellement selon les caractéristiques météorologiques du site d'implantation. Les systèmes hybrides connectés au réseau ont pour but de renforcer la source principale d'électricité alimentant le réseau. Ils sont généralement à base de sources d'énergie renouvelable

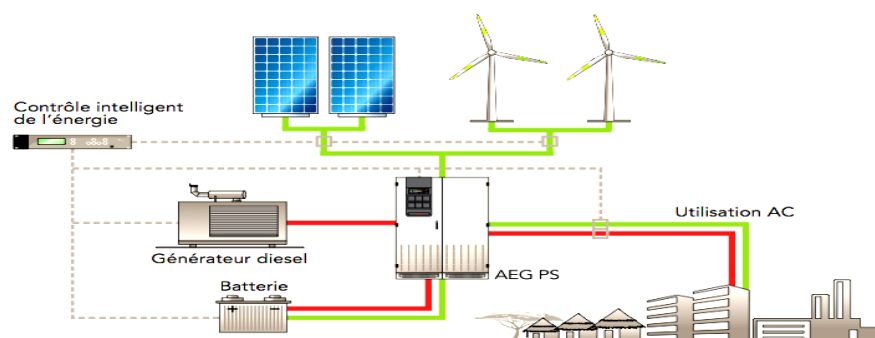


Figure (I-7) : Schéma d'un système hybride

I-5-2- système autonome

En mode autonome, le générateur photovoltaïque représente la seule source d'énergie électrique pour alimenter des récepteurs. Ce mode est adopté lorsque le réseau n'est pas disponible ou lorsque le fonctionnement des récepteurs dépend uniquement du fil de soleil (Pompage, éclairage, climatisation, chauffage, etc.). La figure (I-8) explique ce mode.



Figure (I-8) : Schéma d'un système autonome

I-5-3-Système connectée au réseau :

Dans ce mode, le panneau PV est connecté au réseau électrique. Le système photovoltaïque est muni de convertisseurs de puissance pour adapter l'énergie produite par les panneaux PV. Ces convertisseurs sont composés d'un hacheur muni d'un MPPT, d'un filtre, d'un onduleur et d'une électronique appropriée pour assurer l'adaptation en amplitude et en fréquence avec le réseau (Accrochage au réseau) Comme le montre la figure(I-9)

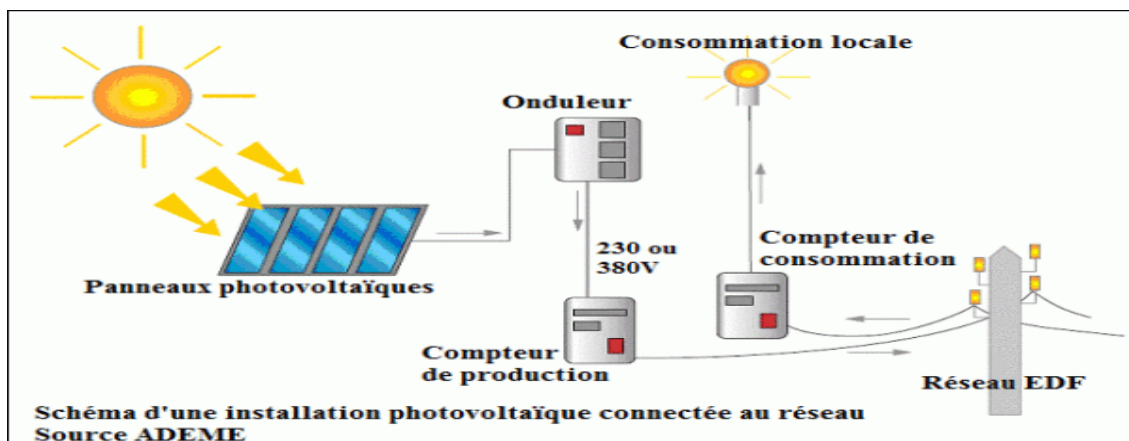


Figure (I-9) : Le mode d'exploitation d'un système PV (connectée au réseau)

I-6-Les critères de choix d'une centrale photovoltaïque

Trois critères peuvent être pris en compte dans le classement en fonction de la structure du système.

- Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique. Cette source conventionnelle peut être un générateur diesel, une micro turbine à gaz, et dans le cas d'une étude du réseau électrique complet, une centrale toute entière.
- Un second critère possible est la présence ou non d'un dispositif de stockage. La présence d'un stockage permet d'assurer une meilleure satisfaction des charges électriques pendant les périodes d'absence d'une ressource primaire à convertir en électricité. Les dispositifs de stockage peuvent être des batteries rechargeables, des électrolyseurs avec réservoirs d'hydrogène, des volants d'inertie, ...etc.
- La dernière classification possible est celle relative au type de sources d'énergie renouvelables utilisées. La structure du système peut contenir un système photovoltaïque, une éolienne, un convertisseur d'énergie hydraulique (centrales hydroélectrique ou utilisation des vagues) ou une combinaison de ces sources. Un critère important pour la sélection de la source utilisée est le potentiel énergétique disponible qui dépend de l'endroit d'installation du système hybride. Un autre facteur déterminant est le consommateur électrique alimenté. Son importance détermine le besoin d'une source supplémentaire, d'un dispositif de stockage et/ou d'une source conventionnelle.

I-7- énergie photovoltaïque dans le monde :

I-7-1- La production d'électricité photovoltaïque :

Le marché mondial du photovoltaïque a continué sa progression en 2009 avec près de 23 GW (7 GW en 2006 et 1,4 GW en 2001), soit une production d'électricité multipliée par 16 en 10 ans. Même si elle demeure encore marginale l'énergie solaire progresse rapidement avec des projections de l'ordre de 2% de la production mondiale d'électricité en 2020. Quatre pays dominent le marché mondial du photovoltaïque, avec 78% de la production d'électricité. L'Allemagne, qui tire depuis plus de dix ans la croissance mondiale, reste le premier marché avec 3,8 GW de nouvelles installations et une puissance totale installée de près de 10 GW. L'Espagne en deuxième position grâce à une croissance exponentielle entre 2007 et 2008 (5 fois plus). Hors union européenne, les marchés japonais et américains se situent en troisième et quatrième position.

Tableau(I-2) : certain système PV dans le monde

	Puissance installée A fin 2008(en Gw)	Puissance installée A fin 2009(en Gw)	Puissance installée Sur l'année 2009(en Gw)
Monde	15	23	7.2
Europe (global)	10.34	16	5.6
Allemagne	5.35	10	3.8
Espagne	3.31	3.38	0.069
Japon	2.149	2.633	0.484
Chine	0.145	0.305	0.160
Etats-unis	1.173	1.650	0.477
Italie	0.456	1.186	0.730
France	0.175	0.425	0.250

Avec 7,2 GW installés en 2009, les prévisions projections à l'horizon 2014 sont revues une fois de plus à la hausse : elles devraient passer à 13,8 GW, selon les prévisions modérées de l'EPIA, mais pourraient atteindre 30 GW si les stratégies d'incitation aux installations Photovoltaïques restent en place.

I-8- énergie photovoltaïque en Algérie :

Vue de sa localisation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. 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). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700KWh/m²/an au Nord et 2263 KWh/m²/An au Grand Sud.

- **Production CSP** : estimé à 169 440 MWh/An
- **Production PV** : estimé à 14 MWh/An

Tableau(I-3) : Le potentiel solaire en Algérie

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

I-8-1- Historique d'énergie photovoltaïque en Algérie :[15]

Depuis le projet de construction de l'Héliodyne entre 1952 et 1954, une entité située à Bouzaréah sur les hauteurs d'Alger, actuellement le "Centre de Développement des Energies Renouvelables", assure jusqu'à aujourd'hui la continuité des activités scientifiques dans le domaine des Energies Renouvelables. Néanmoins, cette entité a subi plusieurs changements de statuts et de tutelle. Sommairement, elle a suivi l'évolution ci-après :

1959-1962 : Institut de l'énergie solaire de l'Université d'Alger (IESUA) ;

1962-1972 : Institut de l'Energie Solaire (IES) ;

1972-1981 : Station de l'Energie Solaire (SES) ;

1981-1982 : Centre de Recherche des Energies Nouvelles (CRENO) ;

1982-1988 : Station d'Expérimentation des Equipements Solaires (SEES) ;

1988 : Création du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). Il est placé sous la tutelle du Haut-Commissariat à la Recherche ;

1988 : Rattachement de l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES), située à Tipaza, au CDER ;

2002 : Création de l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables à Ghardaïa, rattachée au CDER ;

2003 : Le CDER devient un Etablissement Public à Caractère Scientifique et Technologique (EPST) à vocation intersectorielle. Il est placé sous la tutelle du Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique. Le siège de l'EPST CDER est situé à Bouzaréah, Alger ;

2004 : Création de l'Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (URERMS) à Adrar, rattachée au CDER ;

2007 : Création de la filiale commerciale Etudes et Réalisations en Energies Renouvelables (ER2), rattachée au CDER .[15]

I-8-2-Développement d'énergie photovoltaïque en Algérie

L'Algérie est en effet l'un des plus importants gisements d'énergie solaire au monde avec une durée d'insolation de 2.000 à 3.900 heures par an, et une irradiation journalière de 3.000 à 6.000 Wh/M2, soit l'équivalent de 10 fois la consommation mondiale.

Le gouvernement Algérie a décidé de lancer un programme destiné à la production d'électricités à partir d'énergie renouvelables en 2011 ms ce programme à débute réellement en 2015 sa capacité de productions de 10.575 MW d'énergie photovoltaïques. Ce programme a été accompagné d'un cadre juridique favorable à la promotion d'énergie renouvelables et d'un industriel des équipements de production y afférents Entre 2015 et 2017 Ila été réalisé une capacité 354 MW d'énergie photovoltaïques

En 2018 le programme commencé à la faveur d'un appel d'offre portant réalisation durant les deux prochaines années d'une première tranche de 4050 MW. La composante énergétique du programme prévoit la création d'un partenariat destiné à financer, construire et

exploiter plusieurs centrales photovoltaïques de 1030 MW chacune. Pour ce faire, Sonatrach tout comme Sonelgaz, privilégient la formule du partenariat avec des sociétés nationales et étrangères qui maîtrisent le mieux la fabrication des équipements et les métiers divers des énergies renouvelables.

I-8-3- les centrales photovoltaïques en l'Algérie :

a) Les centrales dans le nord de L'Algérie :

Tableau(I-4) : Les centrales dans le nord de L'Algérie

	Localité	Capacite installée en MW	Mise en service
Laghouat	EL-khnag(I)	20	08/04/2016
Laghouat	El-khnag(I)	40	26/04/2017
Djelfa	Ain-EL-Bel(I)	20	08/04/2016/
Djelfa	Ain-EL-Bel(II)	33	06/04/2017
Souk Ahras	Oued EL Keberit	15	24/04/2016
NAAMA	Sedrate Leghzal	20	03/05/2016
SAIDA	Ain-Skhouna	30	05/05/2016
SIDI-BEL-ABBES	Telagh	12	29/09/2016
Elbayadh	Abide-sidi-chikhe	23	26/10/2016
M'SILA	Ain-el-melh	20	26/01/2017
BATANA	Oued EL-Ma	02	16/01/2018

b) Les centrales dans le Sud de L'Algérie :

Tableau (I-5) : Les centrales dans le Sud de L'Algérie

Wilaya	localité	Capacité installée en (MW)	Mise en service
Illizi	Djanet	03	19/02/2015
ADRAR	Adrar	20	28/10/2015
Adrar	Kaberten	03	13/10/2015
Tamanrasset	Tamanrasset	13	03/11/2015
Tindouf	Tindouf	09	14/12/2015
Adrar	Zaoiet Kounta	06	11/01/2016
Adrar	Reggane	05	28/01/2016
Adrar	Timimoun	09	07/02/2016
Tamrasset	In-salah	05	11/02/2016
Adrar	Aoulef	05	07/03/2016
Lagouat	El-khnag	20	08/04/2016
Laghouat	El-Khnag	40	26/04/2017
ouargla	El-Hdijra	30	16/02/2017

I-9- L'avenir du photovoltaïque :

Dans le monde, des projets de centrales électriques voient le jour presque partout. Selon Patrick Jourde et Jean-Claude Muller, chercheurs au Commissariat de l'énergie atomique (CEA) et au CNRS, 5% de la surface des déserts permettraient de produire toute l'électricité dont a besoin la planète. L'électricité d'origine solaire (solaire photovoltaïque et thermodynamique confondus) pourrait représenter jusqu'à 20% à 25% de la production mondiale d'électricité d'ici 2050, estimait l'AIE en mai 2010 lors de la Conférence plan solaire méditerranéen organisée par la présidence espagnole de l'UE.

I-10-LES AVANTAGES ET LES INCONVENIENTS

I-10-1-Les avantages

La technologie photovoltaïque présente un grand nombre d'avantages.

- D'abord, une haute fiabilité – elle ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux ;
- Ensuite, le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers ;
- Leurs coûts de fonctionnement sont très faibles vu les entretiens réduits et ils ne nécessitent ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé ;
- Enfin, la technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu ;

I-10-2-Les inconvénients

- Le système photovoltaïque présente toutefois des inconvénients ;
- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologique et requiert des investissements d'un coût élevé ;
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible ;
- Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs Diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée ;

Conclusion :

Ce chapitre nous permet de retenir les points suivants :

- L'application d'énergie solaire dans les domaines d'électricité et chaleur ;
- Les différentes sortes de l'énergie solaire photovoltaïque, thermodynamique ;
- Dans les statistiques de l'énergie photovoltaïque dans le monde montre que l'énergie est assez forte par rapport aux autres énergies renouvelables
- Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 MWc d'ici 2020. Actuellement on compte 23 centrales photovoltaïques sur le territoire national. Elles ont été installées par la société SKTM ;

Chapitre I : Généralités sur l'énergie photovoltaïque

- Le système photovoltaïque repose sur la conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique car l'effet photovoltaïque est une propriété électrique du semi-conducteur ;
- Il y'a trois types d'installations PV une est autonome (non raccordées au réseau), une deuxième est hybride et une troisième qui est raccordée au réseau (transporter par les lignes de la tension). Cette dernière sera abordée dans le chapitre suivant .

Chapitre II : système photovoltaïque connectée aux réseaux

II-1-Introduction :

Dans ce chapitre, une étude descriptive générale des systèmes photovoltaïques reliés au réseau électrique est présentée. Cette étude comprend : la conception des systèmes photovoltaïques, leurs types et les problèmes de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau, les dégradations dans les modules panneaux PV et leur détection.

II-2-Eléments constitutifs d'une installation connectée au réseau :

II-2-1-Le générateur photovoltaïque : [20]

Pour satisfaire aux besoins de la plupart des applications domestique ou industriels, il faut produire d'avantage de puissance, alors plusieurs cellules doivent être assemblées afin de crée un module photovoltaïque complet (générateur d'énergie).

De ce fait le générateur PV est réalisé par association d'un grand nombre de cellules élémentaires, soit en série soit en parallèle.

II-2-1-1-Mise en série :

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. La caractéristique d'un groupement de ns cellules PV identiques est présentée sur la figure suivante :

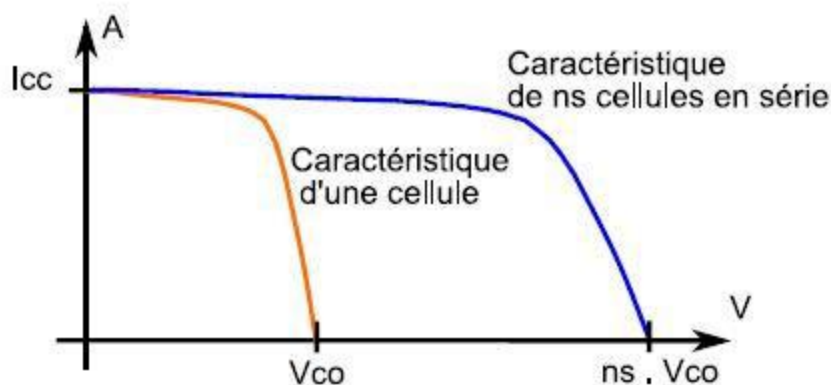
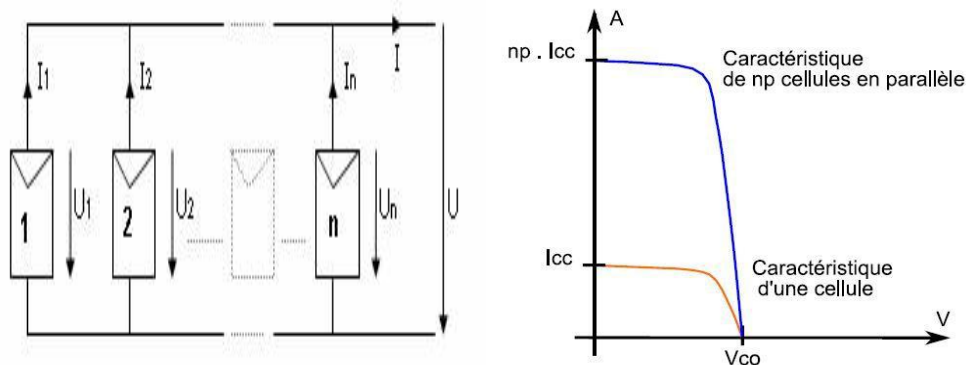


Figure (0-1) : Caractéristique d'un groupement de N_s cellules identiques en série

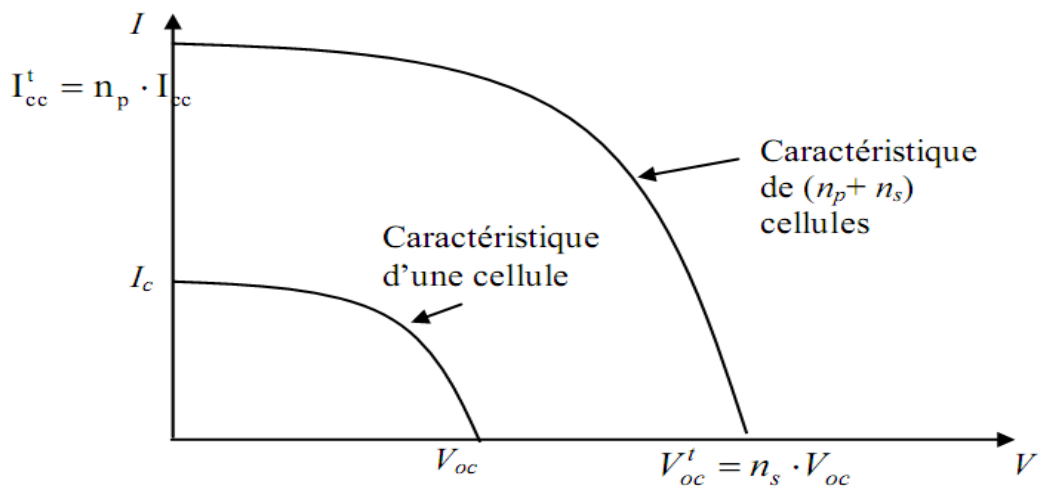
II-2-1-2-Mise en parallèle : Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. La caractéristique

résultant d'une mise en parallèle de N_p cellule PV identiques en série est présentée sur la figure suivante :



Figure(II-2) : Caractéristique d'un groupement de N_p cellules en parallèle

II-2-1-3-Mise (série et parallèle) : Ce type d'association utilise généralement pour en tirer une tension importante puisque l'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule. La caractéristique d'un groupement de deux modules solaires est représentée ci-dessous, ce qui peut être généralisé sur une gamme de N_s modules solaires en série. Ce genre de groupement augmente le courant. Afin d'obtenir des puissances de quelques kW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de monter les panneaux en rangées de panneaux série et parallèle pour former ce que l'on appelle un générateur photovoltaïque.

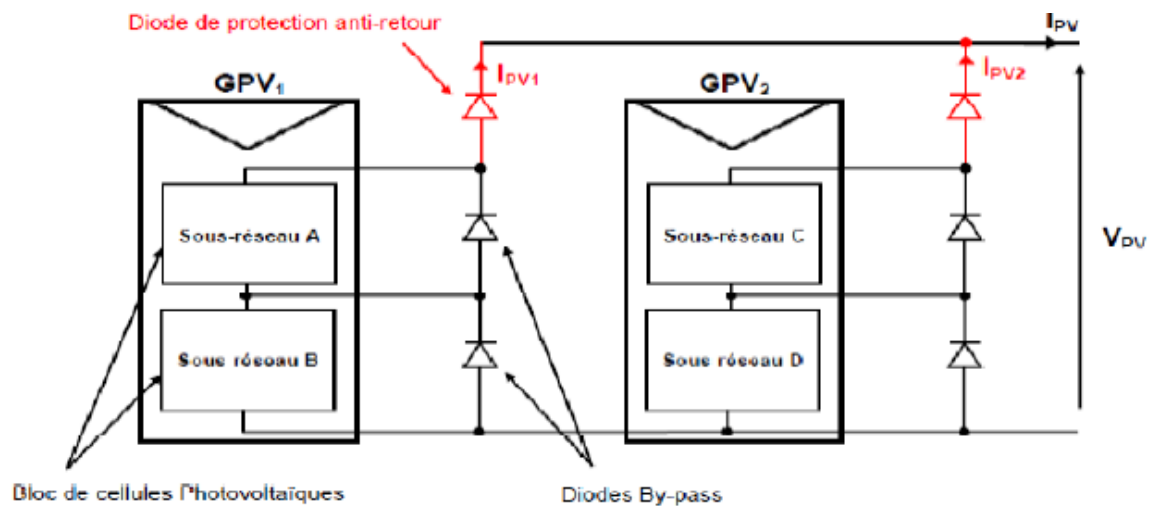


Figure(II-3) : Caractéristique résultante d'un groupement Hybride de cellules identiques

II-2-1-4-. Protection du module PV :

Lorsqu'une cellule PV d'un groupement est masquée, elle voit l'intensité qui la traverse diminuer. De ce fait, elle bloque la circulation de l'intensité normale produite par les autres cellules. La tension à ses bornes augmente et provoque l'apparition d'une surchauffe qui risquerait de l'endommager. Une telle cellule est dite « Hot Spot ».

Pour lutter contre ce problème et protéger la cellule masquée, on place des diodes « By-pass » en antiparallèle sur un certain nombre des cellules en série de sorte à court-circuiter les cellules ombrées (ou défectueuses). Autre défaut, c'est celui des branches en parallèle, étant donné que ces branches ne peuvent jamais avoir exactement la même tension, il faut donc éviter que les unes ne débitent dans d'autres. D'où l'utilité d'utiliser des diodes dites « Anti-retour »



Figure(II-4) : Schématisations d'une association de deux générateur PV en parallèle avec leurs diodes de protection (by-pass et anti-retour)

II-2-2-Organes de sécurité et de raccordement :

Les organes de sécurité et de raccordement assurent des fonctions de protection vis-à-vis de l'utilisateur, de l'installation photovoltaïque et du réseau. Ils se déclinent sous 3 formes :

- La protection de découplage : lorsqu'il y a un problème technique en réseau, on fait la coupure automatique de tension produite par le système PV, à le réseau.

- La protection contre la foudre : qui vise à protéger au maximum le générateur PV des effets direct (effet du bâtiment) et induits (impacts au sol et surtension transmise par le réseau électrique) de foudre.
- La mise à terre à but de la protection des personnes et les dispositifs, d'assurer la fiabilité des équipements et de réduire les risques de détérioration en cas de foudre

II-2-3-Le comptage de l'énergie injectée et soutirée au réseau

L'un des principes du photovoltaïque raccordé étant de soutirer et de revendre l'électricité au réseau de distribution, un comptage de l'énergie injectée et soutirée doit être réalisé. Ce comptage s'effectue par l'intermédiaire d'au moins deux compteurs, l'un situé aux bornes aval du disjoncteur, l'autre au point de livraison, c'est-à-dire en entrée du réseau.



Figure(II-5) : Le comptage d'énergie produite de système PV

- **Compteur de production** : ce comptage s'effectue par intermédiaire entre le réseau et le système de production, pour compte de l'énergie produite et injecte au le réseau.
- **Compteur de consommation** : il est utilisé pour compter l'énergie qui (la station, bâtiment ou centrale) la consomme de le réseau.

II-2-4-L'onduleur :

L'onduleur est le dispositif électrique qui permet de convertir du courant continu à un courant alternatif pour les charges alternatives ou l'injection au réseau. Il doit faire la synchronisation de tension alternative qu'il est fourni de l'onduleur, avec le réseau

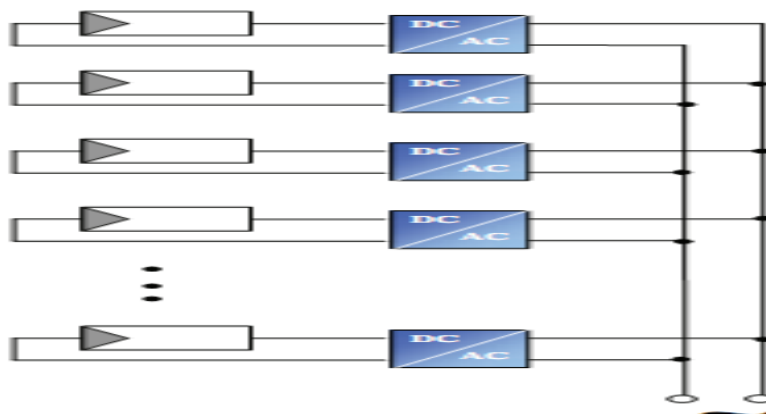
(l'amplitude, defaçage et la fréquence) (30KV ,120° et 50 Hz) respectivement. en utilisant le passage à zéro du réseau pour se synchroniser. Ils sont dotés d'un transformateur

II-3-Technologies des onduleurs couplés au réseau

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau ont les différentes topologies selon la connexion du générateur PV avec le réseau électrique

II-3-1-Les onduleurs « module » :

Ce sont les modèles les plus petits (100-200 W). Ils se fixent derrière le panneau solaire qui produit directement du 230 VAC. Ses avantages sont un câblage réduit uniquement en alternatif, une liaison simplifiée au bâtiment et une moins grande sensibilité aux ombrages.[12] ses inconvénients : remplacement de l'onduleur jusqu'à en cas de défaut pas facile, Durée de vie des composants électroniques réduite à cause des thermiques additionnelle[7]



Figure(II-6) : Typologie des systèmes Onduleur Module

II-3-2 Topologie d'onduleur string

La topologie de l'onduleur string consiste à utiliser un onduleur au bout de chaque chaîne de modules PV. Les onduleurs sont ensuite connectés en parallèle au réseau électrique comme indiqué sur la Figure(II-7). Ses avantages : Réduction des pertes d'énergie qui en résultent de l'ombrage partie, Les pertes dans les diodes de string sont éliminées, Bonne fiabilité et configuration flexible .il subsiste des inconvénients à cette topologie. Tout d'abord, le coût du système est supérieur à l'onduleur central en raison des onduleurs supplémentaires. En outre, la présence d'un onduleur sur chaque string limite les problèmes de couplage entre les modules et les onduleurs de même que la réduction des performances causée_[7]

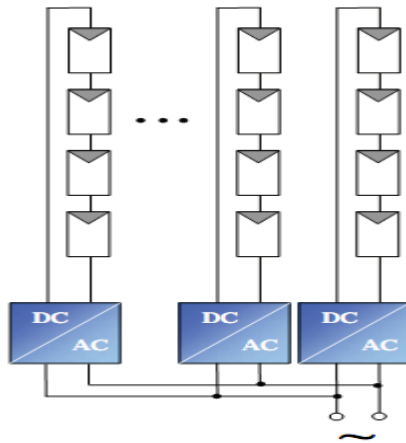
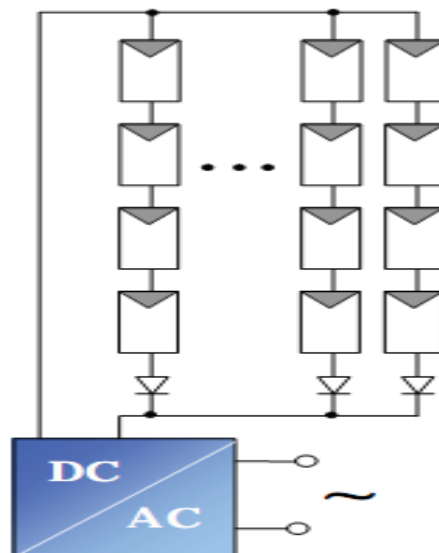


Figure (II-7) : Typologie des systèmes Onduleur string

II-3-3-L'onduleur central : c'est le modèle de taille intermédiaire (1 à 5 kW). En général monophasé et destiné aux villas et petits bâtiments, il a l'avantage de séparer de façon claire la partie DC de la partie AC. Il présente aussi une maintenance simplifiée. Les inconvénients sont la grande complexité du câblage et une sensibilité accrue aux ombrages. Les modèles type « centrale solaire » sont en triphasés pour des puissances pouvant dépasser plusieurs centaines de kW. Ils sont réservés à des installations de production installées en pleine nature [7][12].



Figure(II-8) : Typologie des systèmes Onduleur centralisé

. **Tableau(II-1) :** Caractéristiques techniques des différents systèmes de configuration

	Onduleur Central	Onduleur String	Onduleur Intégré
Tension PV	340-800V	150-800V	17-90V
Pertes DC (Ohmique)	~1-5% en fonction de la tension et de la distance	~1% en fonction de la tension et de la distance	Négligeable
η_{CONV}	95-97%	92-96%	87-93%
Maintenance et réparation	Simple	Difficile (recherche dysfonctionnement)	Difficile (recherche dysfonctionnement)

II.4. Classifications des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau

Une première classification des (CPCR) en fonction de leur taille peut être faite de la manière suivante :

II.4.1. Centrales de grande taille ($P_w \geq 500$ KW)

Ce sont des systèmes centralisés et sont de la propriété de compagnies d'électricité. On peut également classer ces systèmes selon qu'ils soient munis de batteries de stockage ou non [14].

II.4.2 Centrales de taille moyenne ($P_w = 10$ à 100 KW)

Ce type de système peut se trouver installé et intégré sur un édifice, sur un toit ou une façade. Il peut être connecté à la basse ou à la moyenne tension du réseau de distribution électrique selon sa taille [14].

II.4.3 Centrales de petite taille ($P_w = 1$ à 10 KW)

Pour des applications sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings,... Elles se connectent au réseau basse tension [14].

II-5-Structure de Systèmes PV connecté directement au réseau :

a) Les systèmes à connexion directe au réseau :

Cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque connecté directement, à l'aide d'un onduleur au réseau électrique

b) Structure à convertisseur unique :

Le dispositif représenté à la figure (II.14) est le plus simple, car il comporte le moins de composants possibles. on associe plusieurs modules en série pour obtenir la tension continue désirée Cette solution est une alternative à un hacheur élévateur de tension.

La tension continue obtenue alimente directement un onduleur central, qui fournit la tension sinusoïdale 230v. Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système photovoltaïque du réseau. Inconvénients peuvent être associés à cette structure à savoir

- un problème survenant en amont de l'onduleur provoquera l'arrêt total de la production
- le contrôle du point de puissance maximum est voisin, car toutes les cellules ne délivrent pas le même courant en raison de leurs différences structure interne et d'ensoleillement

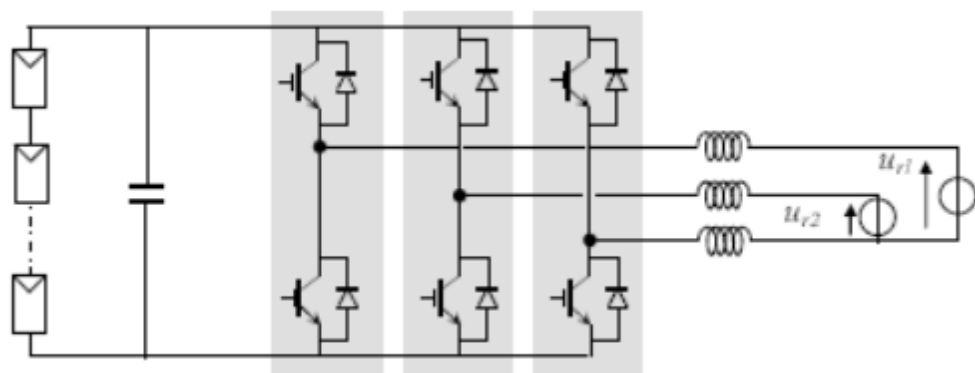
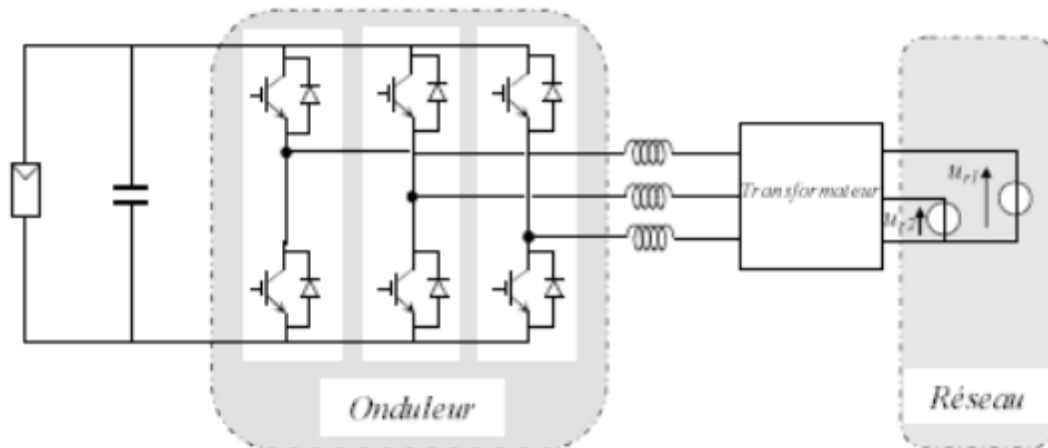


Figure (II-14) : Plusieurs modules PV en série à un seul onduleur

c) Structure avec bus à basse tension alternatif

La figure (II.15) montre un onduleur associé à un circuit de commande qui est connecté directement au module photovoltaïque qui transforme la tension continue en une tension alternative de faible amplitude Cette tension est transporté grâce à un bus alternatif vers un transformateur central qui élève le niveau désiré. L'avantage majeur de ce type de montage Le faible niveau de tension dans le bus puisqu'il assure la sécurité du personnel



Figure(II-15) : Bus à basse tension alternative

II.6. les Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau : [17]

Les problèmes majeurs du réseau électrique sont les perturbations, facteurs entachant la qualité des grandeurs électriques. L'énergie électrique est fournie sous forme de tension Constituant un système triphasé dont les paramètres caractéristiques sont les suivants :

- La fréquence ;
- L'amplitude des trois tensions ;
- La forme d'onde qui doit être la plus proche possible d'une sinusoïde ;
- La symétrie du système triphasé (égalité des modules des trois tensions, leur déphasage et l'ordre de succession des phases) ;

Ces perturbations sont caractérisées par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et fréquences associées.

La variation de fréquence et tension peut résulter : [3]

- D'un court-circuit proche ou loin d'une source, dû à la foudre ou aux manœuvres internes ;
- D'une très grosse variation de puissance de la source due à un appel fort de courant

par la charge Du passage sur une source de remplacement ou de secours ;

- Le débrogage de système photovoltaïque si le réseau présente une défaillance (le problème d'islanding) ;
 - La protection contre la foudre ;
 - La qualité de puissance fournie au réseau ;
 - Les effets des systèmes multiples sur une partie du réseau, en particulier monophasé non équilibré ;
 - Le dosage fiable des flux de puissance ;
 - Risques techniques et financiers ;
-
- Problématique du stockage associé aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau .

II-7-Dégradation d'un module photovoltaïque :

La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée suite à plusieurs facteurs à savoir ; la température, l'humidité, l'irradiation, la poussière et les chocs mécaniques. Cette dégradation se traduit par le dommage progressif des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut modifier son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service.

L'état dégradé du module photovoltaïque peut s'avérer problématique lorsque la dégradation dépasse un seuil critique. Les constructeurs des modules photovoltaïques considèrent qu'un module photovoltaïque est dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau inférieur à 80% de sa valeur initiale

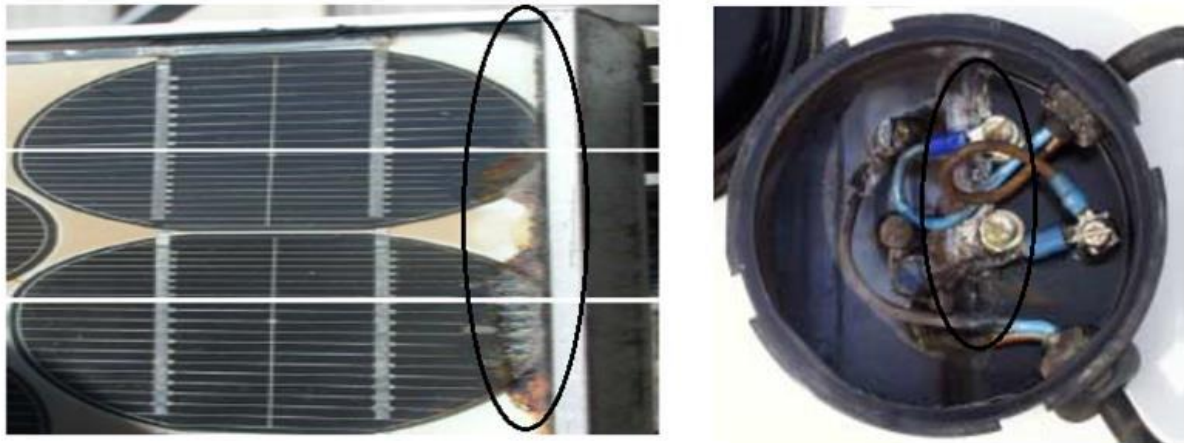
II-8-. Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques :

La dégradation du module photovoltaïque peut affecter les différentes parties qui sont :le verre les interconnexions entre les cellules, le matériau capsulant (Ethylène Vynil Acétate (EVA), le film polymère de protection (Tedlar et les colles).

II-8-1-La corrosion :

La corrosion est provoquée par la pénétration de l'humidité dans les module photovoltaïque à travers les bords stratifiés, ce qui provoque l'augmentation de la conductivité électrique du martiaux. La corrosion attaque les connexions métalliques des

cellules du module PV cela mène augmentation de fuite puis une perte de performance. Elle dégrade aussi l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique. La Figure (II-16) [23]



Figure(II-16) : Module PV atteint par la corrosion

- D'après Wolghemuth et Kurtz, la corrosion est le mode de dégradation le plus fréquent
- Carlson avec NREL a montré que le sodium contenu le vitrage réagit avec l'humidité constitue un facteur majeur de corrosion au niveau de bord de module PV figure II
- Osterwald affirme l'oxygène est le premier facteur de corrosion des jonctions en silicium ce genre de dégradation s'évalue le plus rapidement dans module PV
- Kemp a montré que l'humidité dans le module PV présente un fort impact sur le taux de dégradation. Selon Kemp a montré que

II-8-2-Délaminage :

C'est décollement du polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et le verre avant cela entraîne deux effets :

L'augmentation de la réflexion lumineuse et la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure du module. Ce problème s'avère lorsque la délamination est produite sur les bords du module (dégradation de puissance et le risque électrique du module Figure (II.17) [23]

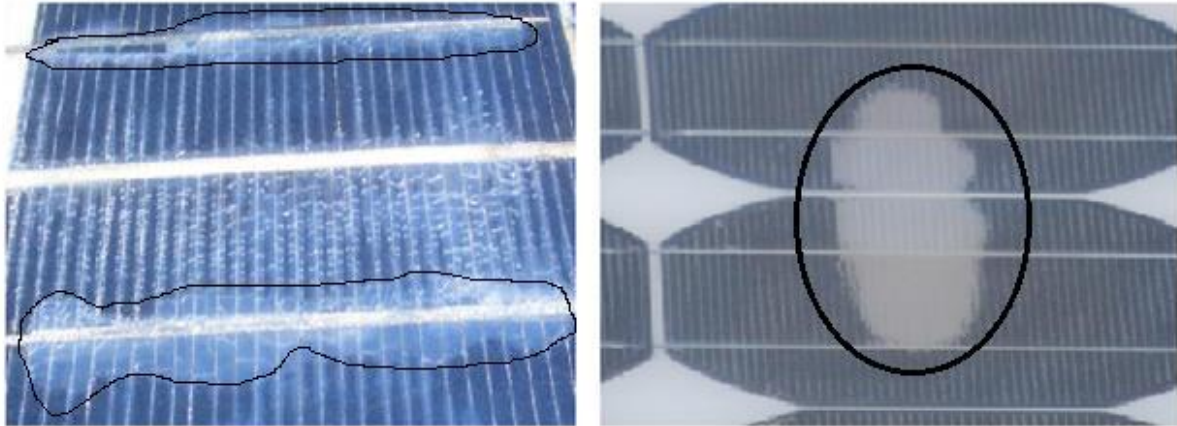


Figure (II-17) : Module PV présentant une délamination

II.8.3. La décoloration :

La décoloration du module photovoltaïque se traduit par un jaunissement ou un brunissement de l'encapsulation qui est en généralement en Ethylène Vinyl Acetate (EVA) ou du matériau adhésif entre le verre et les cellules ce qui diminué la puissance.

D'après Oreski et Wallner a montré que les causes principales de la décoloration de l'EVA sont les rayons ultraviolets combinés à l'eau sous température d'eu position supérieure à 50°C provoquant ainsi un changement de la structure chimique du polymère la collection des module [23]



Figure (II-18) : Modules PV avec des cellules décolorées

II-8-4. Les fissures et bris de verre:

la dégradation du module PV causée par les bris de verre et fissure lors de installation et la maintenance peut provoquer le choc électrique et la pénétration de l'humidité ce facteur

est généralement suivie d'un autre type de dégradation, tels que la corrosion, le décoloration et la délamination. Ces fissures sont invisibles à l'œil nu, la détection peut se faire à l'aide des méthodes optiques figure(II-19)



Figure (II-19) : Module PV présentant des bris de verre

II-8-5-BULLES :

Les bulles sont le résultat des réactions chimiques qui dégagent des gaz dans le module et qui y sont piégées à l'intérieur. La perte d'adhérence de l'EVA affecte uniquement une petite surface de module, combinée à un gonflement de la surface dont l'adhérence a été dégradée, un encombrement apparaît sur le polymère encapsulant formant ainsi les bulles. Lorsque cela se passe sur la partie arrière du module, cela rend plus difficile la perte de chaleur des cellules, augmente leur réchauffement et accélère leur vieillissement figure (II-20)

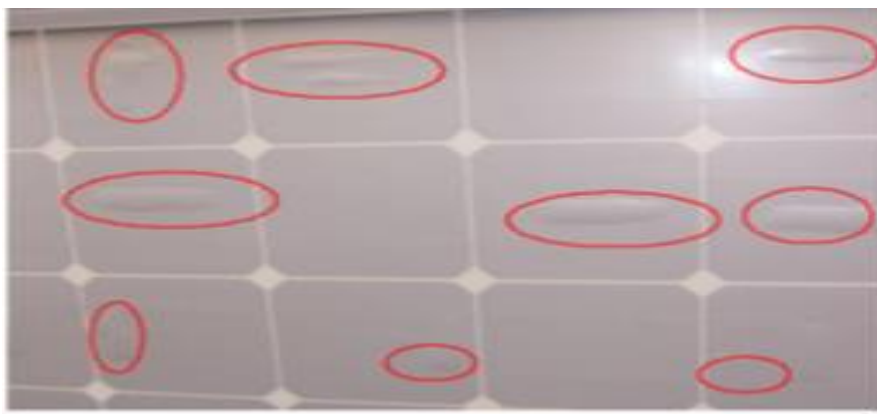


Figure (II-20) : Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV

II.8.5. Les points chauds ou Hot-spots

Lorsqu'une partie ou la totalité de la cellule solaire est ombrée, la cellule crée une résistance interne. La cellule se transforme alors en consommatrice d'électricité. Doc la cellule surchauffe et peut endommager le matériau d'encapsulation (EVA) et la feuille arrière (TPT) pouvant même provoquer un incendie d'origine électrique, c'est le phénomène du point chaud ou « hot-spot ». Un exemple est noté sur la Figure (II.20)



Figure (II-21) : Dégradation du module PV par des points chauds sur les bords des coins supérieurs

II.8.6 Le PID - Potentiel Induced Degradation

Ce mode de dégradation des modules photovoltaïques connu sous le nom de Potentiel Induced Dégradation (PID) se caractérise par une dégradation progressive des performances des modules photovoltaïques (diminution du rendement des modules, pouvant atteindre plus de 20% en quelques mois) à base de silicium cristallin, due à la présence d'un courant électrique induit au coeur même du module Ce phénomène a été plus fréquent dans les climats humides que dans les milieux chauds et secs

II.9. Les moyens de détection de la dégradation du module photovoltaïque :

Il est toujours l'importance pouvoir détecter les différents types de dégradation lorsqu'ils affectent le module

II-9-1-Inspection visuelle :

C'est la première technique de détection certaine des dégradations d'un module photovoltaïque. Tell que la décoloration, la délamination, les bulles, les fissures dans les cellules et les points chauds cette technique nécessite la lumière du soleil éclairage d'au moins 1000 lux, doit être effectuée à partir de plusieurs angles pour avoir à une interprétation correcte

II-9-2-Mesure de la puissance :

La diminution de la puissance est la principale indication de la dégradation d'un module PV un test de puissance doit être appliqué individuellement aux module PV suspects. le masseur peut être intérieur au extérieur

II.9.3. Imagerie infrarouge :

C'est une technique permet de détecter des zones à haute température la conséquence du phénomène de Hot-spot (point chaud). En examinant la distribution de la température du module, des anomalies peuvent être détectées

II.9.4. Thermographie :

Une autre technique similaire à la méthode infrarouge présentée précédemment c'est la technique de la thermographie. Elle est également non destructive et permet d'identifier les pertes de puissance à l'aide d'une injection de courant. Le courant n'est pas continu mais plutôt pulsé. Ainsi la température augmente chaque fois qu'un court-circuit ou circuit-ouvert est détecté.

La thermographie peut être effectuée à l'obscurité ou sous éclairage. Dans le cas du test à l'obscurité, les cellules sont généralement en condition de circuit ouvert (V_{co}). Grâce à cette technique, les petits défauts peuvent être détectés. Le détecteur utilisé est de type CCD (Charge Coupled Detector) comme dans la technique infrarouge. La gamme de longueurs d'onde correspondante va de $3\mu\text{m}$ à $5\mu\text{m}$. La Figure II-. Montre l'image obtenue par thermographie d'une cellule photovoltaïque au silicium.

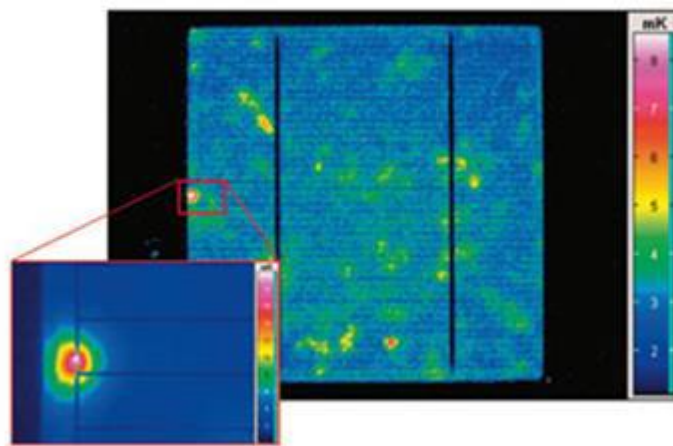


Figure (II-22) : Image thermographique d'une cellule PV en silicium

II.9.5. Imagerie par électroluminescence et photoluminescence.[23]

L'imagerie par électroluminescence et photoluminescence est une technique qui permet de détecter les fissures situées dans les zones de la cellule difficilement explorables par la plupart des autres techniques. Les images obtenues par cette technique présentent un aspect sombre comme indiqué sur la **Figure (II-23)**. Elle permet de détecter les premiers signes d'une dégradation future tels que les fissures partielles et les lignes ou zones sombres des cellules. Contrairement aux images obtenues par la détection du rayonnement infrarouge due à l'effet thermique, une image par électroluminescence est obtenue à partir des photons émis par la recombinaison des porteurs excités dans une cellule solaire.

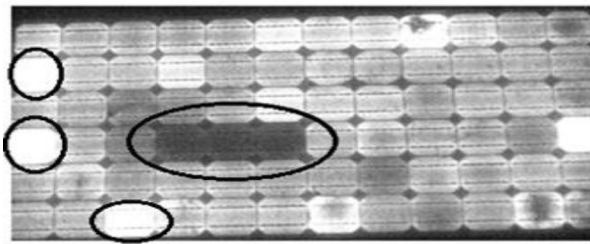


Figure (II-23) : Image par électroluminescence d'un module PV avec des cellules dégradées .

II-8-6-Résonance de vibrations ultrasoniques :

La technique par résonance de vibrations ultrasoniques est basée sur l'analyse des vibrations ultrasoniques suite à une excitation du module. Elle permet de détecter les microfissures dans les cellules PV isolées Cette technique détecte les variations de la fréquence caractéristique de la réponse après une excitation par ultrasons de la cellule. Le détecteur utilisé est réalisé autour d'un transducteur piézoélectrique et placé à la périphérie de la cellule. Il a été démontré que la fréquence de résonance décroît alors que la bande passante de la fréquence de résonance augmente quand une fissure apparaît dans une cellule. [23]

Tableau (II-2) : Comparaison des méthodes de détection des dégradations d'un module PV

Méthode	Dégradations détectables	Contrôles	Spécificités
Inspection visuelle	Décoloration - Délamination - Bulles - Fissures - points chauds	Aspect général du module	-Test à l'oeil nu sous un éclairage d'au moins 1000 Lux. -Plusieurs vues sont requises sous différents angles. - Images réfléchies à éviter
Mesure de puissance	Puissance - Courants - Tensions - Facteur de forme	Puissance Courants Tensions Facteur de forme	Mesures à réaliser dans les conditions standards de test. -Difficulté à contrôler les conditions standards. - Adaptée au module
Imagerie infrarouge	Point chaud (Hot-spot)	Images	- Caméra CCD. - Technique assez précise et non-destructive. - Adaptée pour cellule et module.
Thermographie	-Court-circuit - Circuit-ouvert	Images	- Injection de courant. - Adaptée pour la cellule. - Détecteur CCD
Électroluminescence et photoluminescence	- Fissures	Images	- Injection de courant. - Rayonnement incident. -Image sombre
Résonance de vibrations ultrasoniques	Microfissures	Variation de la fréquence de la réponse	- Excitation par ultrasons de la cellule. - Transducteur piézo-électrique

II-9-Avantages et inconvénients des systèmes connectés au réseau

II-9-1-Les avantages :

- N'ont pas besoin de stockage d'énergie et éliminent donc le maillon le plus problématique (et plus cher) d'une installation autonome. C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie.
- Pas de gaspillage - tout excédent est livré au réseau - particulièrement intéressant pendant les périodes d'absence de son domicile, pendant le week-end, pendant les vacances quand les modules continuent à travailler. On évite les pertes d'énergie associées au stockage en batterie lorsque la batterie est complètement chargée par exemple.
- On n'est pas obligé de calculer méticuleusement ses besoins en électricité, et de prévoir des niveaux de demande exceptionnellement très élevés, même si très rares.
- On peut commencer petit et agrandir par la suite sans problèmes de dimensionnement compliqués.
- On peut satisfaire à une partie ou à la totalité de ses besoins.[4]

II-9-2-Inconvénients

C'est vraiment la voie royale qui permettra au photovoltaïque de faire sa percée dans nos vies. Cependant...

- La consommation risque de redevenir relativement "invisible," et on pourrait retomber dans le piège de la consommation irréfléchie.

- Les contraintes électriques imposées par les sociétés d'électricité peuvent être rigoureuses, et les onduleurs synchrones doivent répondre aux exigences techniques des compagnies de production et de transport d'énergie. Par exemple, il faut un mécanisme de coupure automatique du courant au réseau dans l'éventualité d'une panne pour éliminer tout risque à ceux qui font les travaux de réparation. Mais le plus important, c'est la question du prix payé pour les kWh livrés au réseau... [4]

Conclusion :

L'installation connectée au réseau est constitué d'un générateur PV réalisé par un grand nombre de cellules élémentaires, soit en série ou en parrèle ou les deux en même temps, d'un onduleur en module ou en central ou en string, l'organe de sécurité et de raccordement et les compteurs (consommation et productions) ,les types de centrale connectée au réseau (petit moyenne et grande).

Les problèmes majeurs du réseau électrique sont les perturbations, les dégradations dans le module PV et les moyens de détection de ces dégradations .

Dans la chapitr suivant nous présenté une central PV connectée au résau .

Chapitre III : Présentation de central PV 9Mw el-WAJADA

Timimoune

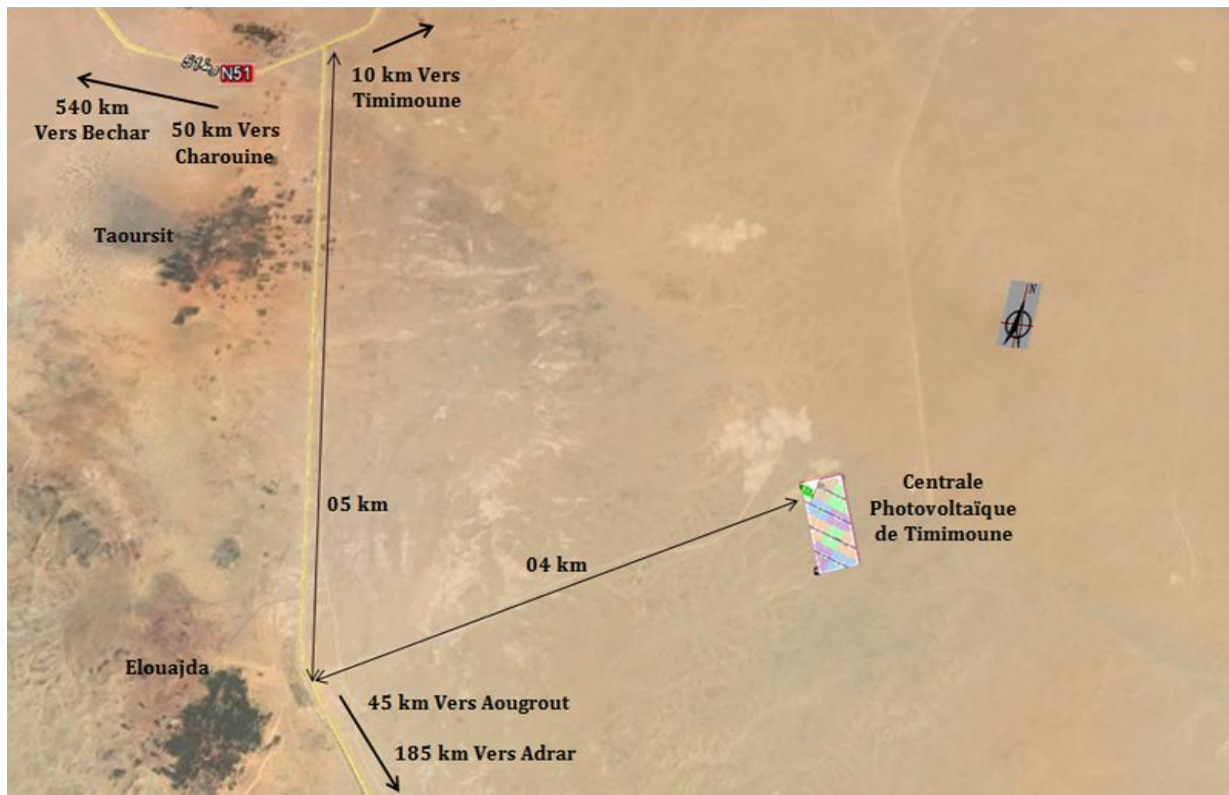
III-1-Introduction :

Dans ce chapitre constitue une présentation générale de la centrale photovoltaïque El wajda de TIMIMOUN savoir : sa situation géographique, son développement, sa composition (les champs solaires, les boites de jonctions, les onduleurs, la salle de contrôle, l'armoire de communication des charges et le dispositif de mesures environnementales) et le fonctionnement de cette centrale. Notant qu'une partie sur l'opération d'entretien et de maintenance a été également effectuée

III.2. Situation géographique de la centrale PV Elwajda :

La centrale photovoltaïque d'Elwajda 9MWc illustrée sur la Figure (III.1a) est située dans la Willaya de Timimoune à une distance 15 km au sud du la capital de wilaya et à 185 km au nord du la willaya d'Adrar. Ce mégaprojet couvre une superficie de 18 ha, coordonnées géométriques : $29^{\circ}10'15.04''N - 0^{\circ}14'39.21''E$.

Elle a été réalisée par Shariket Khahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM), le schéma général de cette centrale est illustré sur la Figure III.1b.



Figure(III-1) : Plan de situations de central

III-3- Développement de la centrale PV Elwajda :

La stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires Photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 M_{Wc} d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 M_{Wc} par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030. Actuellement on compte 23 centrales photovoltaïques sur le territoire national.



Figure(III-2) : Le schéma général de centrale PV Elwajda Timimoune

La centrale photovoltaïque d'Elwajda 9M_{Wc} a été installée en 2015, elle s'inscrit dans le cadre du programme national des énergies renouvelables. Cette centrale injecte sa puissance produite directement dans le réseau national 30KV. Elle a été réalisée par Yingli energy-Sinohydro-Hydrochina YSH groupe chinois

III-4-Description de la centrale PV EL-OUAJDA(Timimoune)

La centrale solaire photovoltaïque d'Elwajda a été construite en 9 mois et mise en service en 11/02/2016, elle s'inscrit dans le cadre du programme national des énergies renouvelables et elle fait partie de 23 stations similaires construites à travers les hauts plateaux et le sud-ouest du pays pour produire 400 mégawatts. On peut noter les constituants suivants dans cette centrale



Figure(III-3) : Centrale PV d'Elwajda Timimoune

III-4-1-Les champs solaires PV

Le champ solaire de la centrale d'EL_WAJADA occupe une superficie de 60766.20 m² avec 36828 panneaux photovoltaïques (YL245P-29b poly-cristallin) installés comme illustré sur la Figure(III.4. a)

Cette centrale se compose de 9 sous champs, 837 matrices, 22 modules dans chaque matrice, deux chaînes sont raccordées en parallèle et les deux rangées d'une chaîne sont raccordées en série. Chaque rangée est composée de 11 modules en série .Tous les sous-champs sont identiques chacun avec une puissance crête de 1MW Les sous champs PV sont dirigés vers l'est et inclinés de 27°. Le courant produit par chaque 4 matrice est collecté par les boîtes de jonction. Ainsi que pour les poteaux d'éclairage des panneaux en silicium monocristalline sont installés, Sur la figure(III.4.b).Les caractéristiques des panneaux photovoltaïques sont résumées dans le tableau (III.1)



Figure(III-4-a) : Les champs PV de la centrale d'EL-Wajda Timimoune



Figure(III-4-b) : Poteaux d'éclairage dans central

Chapitre III : Présentations de la centrale PV 9Mw el Wajda Timimoune

Tableau (III-1) : Les caractéristiques de panneaux PV de Centrale Elwajda Timimoune

Paramètres	Spécifications
Producteur	Yingli energy-Sinohydro-Hydrochina YSH groupe chinois
Type de cellules	Poly-cristallin
PV Model	YL245P-29P
Puissance Maximale, Pp (W)	245
Tension pour puissance Maximale, Vp (V)	29.6
Courant pour puissance maximale , Ip (A)	8.28
Tension à l'ouverture , Voc (V)	37.5
Courant de court-circuit, Isc (A)	8.83
Nombre de cellules	60
Module dimensions (mm)	1600*1000*35
Fusible série max (A)	15.1
Tension système max (V)	1000
Rendement de module :	15%

III-4-2-Les boites de jonctions :

La centrale dispose de boîtiers de jonctions. Ces boîtiers sont placés à l'amont de l'onduleur photovoltaïque (section 2.2.4) et permettent la mise en parallèle des chaînes Photovoltaïques. Chaque boîtier de jonction est composé de cinq disjoncteurs. Quatre disjoncteurs sont reliés aux quatre chaînes et un disjoncteur principal à la sortie. Ces disjoncteurs (inter-sectionneurs) disposent d'un pouvoir de coupure et de sectionnement.

Ces boîtiers sont équipés de parafoudre permettant la protection contre les surtensions. Les bornes Positives et les bornes négatives des boitiers de jonction sont raccordées respectivement aux Bornes positives et négatives des modules PV en série.

les boites Jonction nommées comme suite (4-A-4-2) signifié : le sous-champ N°4, l'onduleur A, la boite parallèle N°4 et la boite jonction N°2.



Figure(III-5) : Boit de Jonctions

III-4-3-les boites parallèles :

Cette dernière est conduite à la boite parallèle qu'elle rassemble 3 boites de jonctions, on peut d'ajouter en autre boite jonction, comme elle contient de sectionneurs de chaque boite de jonction et un sectionneur de la coupure totalement figure (III 5).

les boites parallèles nommées comme suite (1-B-1) signifié : le sous-champ N°1 l'onduleur B et la boite parallèle N°1. Figure (III. 6)



Figure(III-6) : Boit parallèle

III-4-4-Les onduleurs :

Dans une installation photovoltaïque, l'onduleur (ou inverseur de courant) appelé aussi l'appareil de conditionnement de la puissance occupe une place essentielle, il a le rôle principal de transformer le courant continu délivré par les panneaux solaires photovoltaïques en un courant alternatif comme illustré sur la Figure (III.7-a).

En chaque sous champs il ya deux armoires d'onduleurs (onduleur centralisé), (figure III.8.) qu'ils transforment le courant continu délivré par les panneaux solaires photovoltaïques en un courant alternatif. Dans une installation raccordée au réseau, l'appareil de conditionnement de la puissance, onduleur est l'élément clé, le plus délicat de l'installation. Situé à l'interface entre le champ PV et le transformateur élévateur puis le réseau de distribution et chacun armoire d'onduleur à côté d'une boite générale (figure III.8) qu'elle consiste de 4 sectionneurs de les 4 boites parallèles. Les caractéristiques de l'onduleur sont dans le tableau (III. 2)

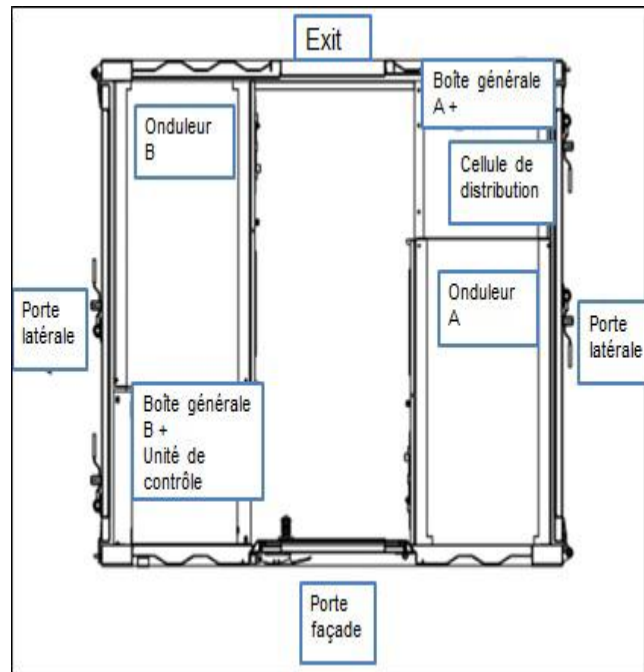


Figure (III-7) : Schéma d'Onduleur



Figure (III-8) : L' onduleur

Tableau(III-2) : les caractéristique de L'onduleur

Paramètres	Spécification
Fabricante	SUNGROW
Type	SG500MX
Entrée CC	
Tension maximale (V)	1000
I_{sc} (A)	1344
Courant maximal (A)	1120
Tension minimale, V_{MPPmin} (V)	500
Tension maximale, V_{MPPmax} (V)	850
Sortie CA	
Puissance nominale (kW)	500
Tension nominal (V)	3-315
Courant maximal (A)	1008
Température de fonctionnement (°C)	-30 to +55
Efficacité	
Max. Efficacité	99.0%
Euro. Efficacité	98.7%

III-4-5-Les transformateurs :

L'énergie électrique ainsi produite est évacuée vers un Le transformateur élévateur triphasé (3.15/30KV) puis vers un poste de distribution avant départ sur des réseaux isolés. Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système photovoltaïque du réseau. L'inconvénient majeur de ce dispositif est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur. 09 MW la puissance installée, est divisée de manière égale en neuf sous-champs d'une capacité de 01 mégawatts chacun, Chaque sous-champ est connecté à deux onduleurs, ce qui équivaut à 18 onduleurs dans la station PV, par suite la puissance transformée en alternative est dissipée sur 9 transformateurs couplant en parallèle dans le même jeu de barres de 30 kV. Comme nous explique en la figure (III.9).



Figure(III-9) : Transformateur

III-4-6-La salle d'évacuation :

Salle d'évacuation (Figure II.10) qui est isolée de la chaleur extérieure. De ce fait, elle est équipée des climatiseurs fonctionnant en alternance permettant de garder une température convenable dans cette salle où la puissance fournie par les transformateurs s'évacue aux cellules vues dans la figure (III.10-a).

La puissance de 9MW est reçue par deux cellules, l'une prend 5MW et l'autre prend 4MW puis les deux puissances divisées sont versées à la cellule « Arrivé » après la cellule de « Départ » pour partir au réseau de distribution.

La centrale photovoltaïque sera complète des services auxiliaires nécessaires à son correct fonctionnement et à la sécurité des équipements et des personnes, L'alimentation des services auxiliaires est fournie à travers le transformateur auxiliaire. Telle qu'on voit au figure (III.10-b) : le transformateur abaisseur pour alimenter la centrale au l'électricité (l'éclairage intérieur, Prises de courant, les climatiseurs, les ventilateurs, alimentation auxiliaire pour tous les équipements électriques et de contrôle commande et aussi le système télésurveillance et le système protection incendie)



Figure(III-10-a) : Salle d'évacuation



Figure(III-10-b) : Transformateur auxiliaire

III.4.6 La salle de contrôle

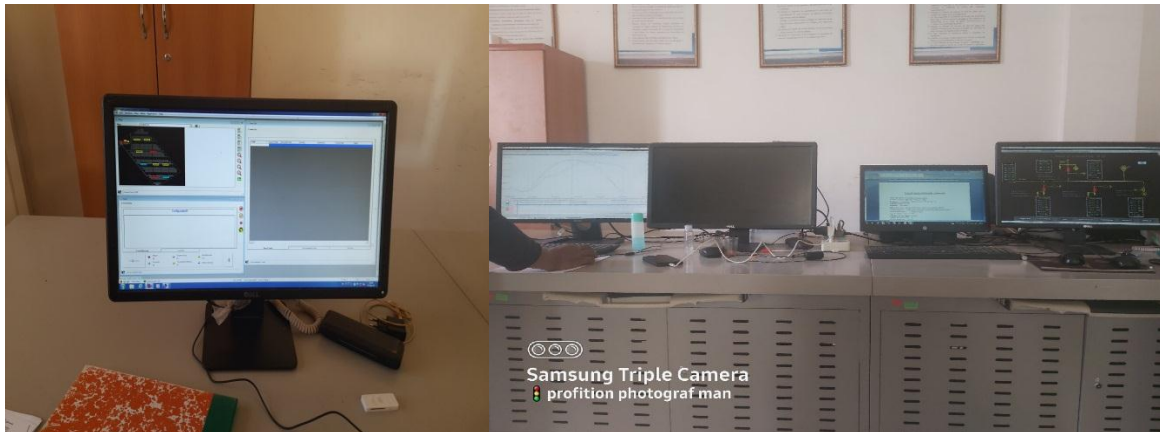
Les équipements de la centrale solaire PV (hormis l'armoire de commutation des Charges et les panneaux d'affichages) sont connectés à une cabine de type salle de contrôle (Figure III.11-a) qui est isolée de la chaleur extérieure. De ce fait, elle est climatisée permettant de garder une température convenable dans la salle de contrôle.

La salle de contrôle contient trois ordinateurs, deux pour l'acquisition des données de la centrale et le contrôle des systèmes (onduleurs, les connecteurs, les panneaux...etc.) et la

Chapitre III : Présentations de la centrale PV 9Mw el Wajda Timimoune

deuxième pour la surveillance du réseau électrique GRTE (Société Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Électricité) dans le but d'assurer le bon fonctionnement des onduleurs photovoltaïques. Utilise les systèmes SCADA et PV SYSTEME pour la commande et FIREWORKS SYSTEM CONTROL pour la détection des défauts, dans le but d'assurer le bon fonctionnement de système photovoltaïques.

Dans cette salle, à la droite de leur porte il y a une cabine contient aux : les cellules de comptage, cellule commune de mesure et de commande, cellule de communication GPS, cellule de téléphone et d'internet + TNP , cellule de serveurs OPC , cellule de batterie d'accumulateur , cellule d'arrivée AC , cellule de feeder AC , cellule de recharge DC (Figure III-11-b). Le système de surveillances des données a été conçu suivant la norme IEC61724[1]. Les Paramètres tels que : le rayonnement solaire (G), la température ambiante (Ta), la température du module (Tm), la vitesse du vent(v), l'énergie générée DC et AC (EDC et EAC) sont mesurés instantanément chaque 15 minutes durant la journée. La salle de contrôle respecte la norme standardisée CEI 60529 [1] avec un indice de protection IP 54. Cet indice correspond à une protection contre la pénétration de corps étrangers (tel que le dépôt de poussière) et les effets nuisibles dus à la pénétration de l'eau.



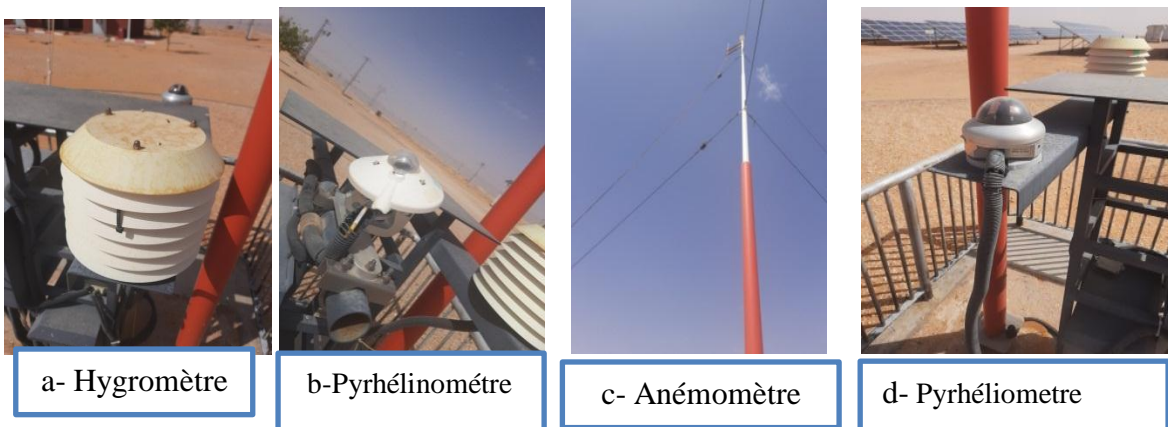
Figure(III-11) : La salle de control de la centrale Elwajda



Figure (III-11-b) : LES cellules de comptage et les cellules des batteries

III.4.6 Dispositif de mesures environnementales

La centrale d'Elwajda est équipée des appareils de mesures environnementales, comportant des instruments de mesures des rayonnements solaires pyromètres, un capteur de mesure de température, un capteur de mesure d'humidité et d'un anémomètre pour la mesure de la vitesse du vent. Ces instruments illustrés sur la Figure III.8 permettent d'enregistrer les conditions climatiques dans la zone de l'installation des modules PV. Les données collectées sont enregistrées dans un des ordinateurs d'acquisition des données de la centrale installée dans la salle de contrôle.



Figure(III-12) : Diapositive de masseur environnement dans la centrale

III-3-Système de surveillance et de commande

Au niveau du poste de commande et de contrôle la surveillance de tous les équipements installés dans la centrale (Onduleurs, Transformateurs, Boite de raccordement, Station météorologique, Transformateurs auxillaires) est assurée. Le système de commande est la partie principale de l'automatisation de la centrale avec la fonction de contrôle et mesure, communication à distance et protection. Le système fonctionne avec le logiciel SCADA fournis par la société chinoise NARI

III.4 Fonctionnement de la centrale PV d'Elwajda (Timimoune)

La centrale fonctionne par le mode connecté au réseau. Dès le lever du soleil, les panneaux commencent à produire de l'électricité qui sera convertie le courant continue au courant alternatif à l'aide des onduleurs. Envoyé vers la poste d'évacuation puis vers le réseau. On élève la tension alternative de 3.15 à 30 KV à l'aide des transformateurs .on fait la synchronisation de tension alternative avec le réseau en les trois paramètres (amplitude, déphasage et fréquence) de l'onduleur. En général, le système fonctionne sur ce mode, l'énergie produite est injecté totale au réseau de distribution de l'GRTE (Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité). Pendant le ciel était nuageux, la puissance fournit de système est diminué, jusqu'à l'apparition du soleil. Et quand on apparaitre un problème en le réseau, on fait le détachement automatique entre le système PV et le réseau pour protéger le système de ce problème (les harmoniques, le creux de tension...etc.)

III.5 Opération d'entretien et de maintenance

III.5.1 Présentation et classification de la maintenance

La maintenance est définie comme "la combinaison de toutes les actions techniques, administratives et de gestion pendant le cycle de vie d'un élément destiné à maintenir ou à le restaurer, un état dans lequel il peut effectuer la fonction requise" L'entretien se divise en maintenance préventive et corrective L'objectif du premier est de conserver la fonctionnalité d'un élément et d'éviter ainsi les échecs, alors que la maintenance corrective a lieu après la survenue d'une défaillance et rétablit la fonctionnalité de l'élément. La maintenance corrective est lancée après la reconnaissance des défauts. L'action corrective peut avoir lieu immédiatement ou elle peut être reportée conformément aux règles données. La maintenance périodiquement programmée est une forme de maintenance corrective différée, puisque les fonctionnalités de l'élément ne seront pas restaurées immédiatement mais la prochaine fois qu'un événement de maintenance est programmé

III.5.2 Répartition des tâches

La société chinoise a établi un planning qui permet de suivre toute les taches dans les centrales et les représentants de différentes organisations en charge du projet de la centrale solaire photovoltaïque. Il contient certains éléments tels que : le nettoyage, les équipements, L'inspection, les pièces de rechange, le budget... etc.

III.5.3 Plan d'entretien annuel

Le plan d'entretien comporte les prévisions annuelles des différents contrôles à effectuer sur la centrale solaire : à savoir les contrôles courant, périodique et les nettoyages. Une fiche technique a été élaborée, elle comporte les dates de déroulement de différentes inspections de la centrale, le planning et les résultats. Ces derniers consistent à observer si le planning s'est bien déroulé à la date mentionnée. Ce planning est renouvelable chaque année

III.5.4 Contrôle courant

Le contrôle courant consiste à l'inspection visuelle des différentes installations de la centrale solaire. Ce contrôle s'effectue dans chaque jour on contrôle élément de la centrale visualisé par l'ordinateur et il sert à observer le bon fonctionnement du système et à anticiper d'éventuels problèmes. Il est réalisé par les techniciens en charge de la centrale. Une fiche qui est rempli journalier récapitulative détaillée sert à noter les constatations de ce contrôle. Elle comprend les sections à inspecter, les points de contrôle et les résultats (présence ou absence de défaut) de l'inspection. En cas de présence d'un quelconque défaut observé lors de ce contrôle, il sera signalé dans cette ordinateur pour permet d'intervenir, le type d'anomalie et le numéro de la composante en panne. Les sections à contrôler sont :

- Les rangées des modules photovoltaïques
- Les centraux box
- Les armoires dans la salle de contrôle
- Le commutateur de charge

III.5.5 Contrôle périodique

C'est un contrôle qui se déroule une fois tous les deux mois et il consiste à réaliser une inspection visuelle et électrique des différents composants de la centrale solaire photovoltaïque. Au cours de ce contrôle, il s'agit d'intervenir sur les différentes sections qui composent la centrale solaire photovoltaïque. Ce contrôle s'effectue sur les différents points de contrôle des mesures et des essais tels que :

- La mesure des résistances d'isolement et de la tension d'ouverture des boîtes de jonctions ;
- L'essai de fonctionnement de la minuterie d'arrêt et d'injection.
- En cas de défaillance d'une des composantes de la centrale, nous le signalons dans la fiche de contrôle périodique chaque jour sur un registre afin de procéder au remplacement. Par comparaison au contrôle courant, le contrôle périodique est effectué comme mesures préventives à long terme pour se saisir de l'état de l'installation photovoltaïque avec plus de précision.

III.5.7 Anomalies et réparations

Au cours de son fonctionnement, la centrale peut être sujette à une défaillance engendrant une panne. Par conséquent, dans le même registre du Contrôle périodique et Plan d'entretien annuel on doit enregistrer tout répertoriant les anomalies détectées ainsi que les réparations effectuées. Une fiche a été élaborée, elle comprend :

- La date de détection de la panne ;
- Les intervenants ;
- Les équipements utilisés ;
- La nature de l'anomalie ;
- Les causes de l'anomalie ;
- La date de réparation ;

III.5.8 Le Nettoyage

D'une manière générale, les méthodes de nettoyage de la surface des modules photovoltaïque n'ont pas été au centre de l'attention des chercheurs, Les méthodes de nettoyage des modules PV peuvent être classées comme suit :

- Nettoyage par la pluie : Cette méthode de nettoyage est très volatile et dépend de la pluviométrie du site.
- Nettoyage par une machine mobile : Cette méthode utilise des machines (Figure II.10) pour effectuer le nettoyage et un stockage pour l'approvisionnement en eau ou un système d'arrosage est l'une des meilleures façons de nettoyer la surface des modules



Figure(III-13) : Machine de nettoyage dans centrale

Au centrale d'Elwajda Timimoune le nettoyage se fait grâce à un camion (figure-III-10) équipé de citerne d'eau et accessoires de nettoyage, cette opération se réalise 2 fois par année au mois de mars et moins de septembre

III-6- LES Types de dégradations dans la centrale :

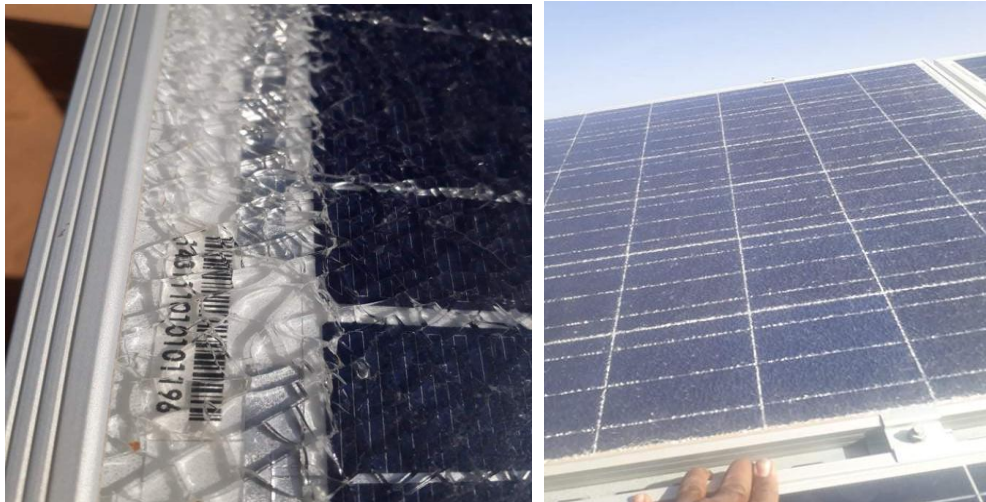
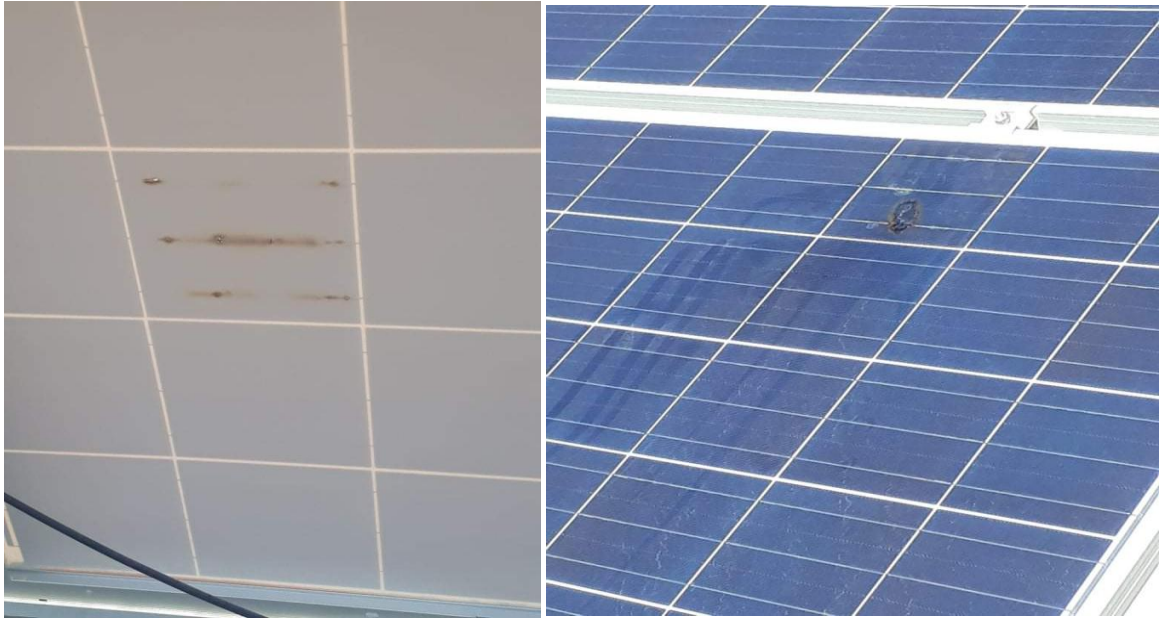


Figure (III-14) : Module PV présentant des bris de verre et corrosion



Figure(III-15) : Dégradation du module Photovoltaïque par des points chauds dans le centrale Elwajda

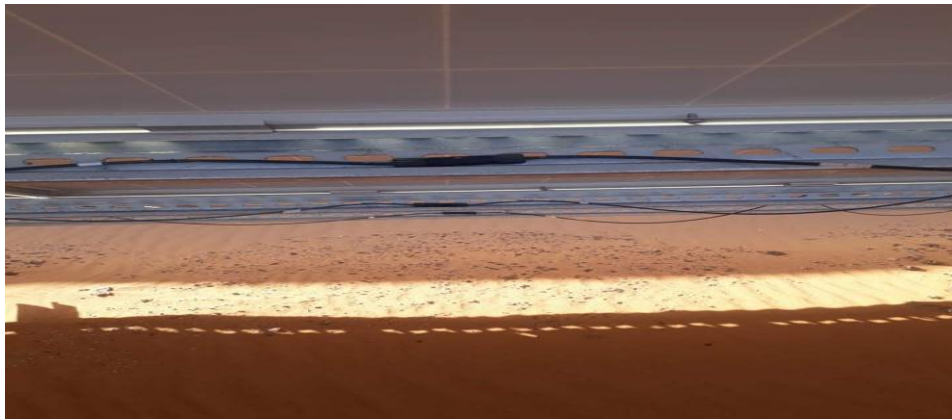


Figure (III-16) : Brulure de fil due à une forte chaleur, à la pluie ou à la formation d'argile dessus

Conclusion:

Ce chapitre est basé sur des données réelles acquises lors d'une visite d'étude au Sein de la centrale solaire d'Elwajda Timimoune (SKTM). Le site de la centrale a été choisi pour sa capacité 9MW qui est en raison de la proximité d'une poche importante de consommation. Dans le chapitre suivant, nous analyserons les différents paramètres de performances de la centrale solaire, ensuite nous allons comparais les paramètres de performance de années (2017 et 2020).

CHPITER IV : Analyses de performance de centrale PV d'Elwajda
Timimoune 9MW

Introduction :

Des récentes estimations ont montré qu'actuellement plusieurs agglomérations ne sont pas raccordés aux grands réseaux d'électricité pour la plupart sont situés au tiers du monde y compris le sud algérien. L'énergie renouvelable offre la possibilité de produire l'électricité propre dans une moindre dépendance des ressources, cependant elle est caractérisée par ses fluctuations naturelles est parfois aléatoires.

Les systèmes PV sont très appréciés des utilisateurs pour leur silence, pour l'absence d'odeurs générées et aussi pour leur faculté de fournir de l'éclairage sans chaleur, un atout dans les régions chaudes, comme la wilaya de Timimoune dans le sud algérien.

Timimoune a un climat désertique chaud, typique de la zone saharienne hyper-aride avec un été torride, très long et un hiver court, tempéré chaud. Les températures moyennes maximales sont de 36 - 38 °C en juillet (le mois le plus chaud), ce qui fait Timimoune est une des villes les plus chaudes du monde, c'est pourquoi, elle a été choisie comme une plate-forme pour la centrale Photovoltaïque, notamment la centrale 9 MW de Elwajda où on a fait Cette étude.

Notre étude est basée sur la performance des systèmes PV, malgré que La performance des systèmes photovoltaïques connectés au réseau dans différents endroits et avec différentes caractéristiques a été analysée par les chercheurs, qui ont surveillé les performances des systèmes PV dans des conditions climatiques spécifiques de différentes zones géographiques. Ainsi que la complexité de la prévision des performances instantanées, Il convient également de noter que les performances des systèmes PV diminuent en raison de la dégradation dans le temps des composants du système. Pour étudier la dégradation il faut calculer les Paramètres de performance des systèmes PV telle que :

- Rendement final (Y_f) et rendement de référence (Y_r) et rendement du champ PV Y_a ;
- Efficacité énergétique(%) et facteur de capacité(%);
- Le rapport de performance PR (%) .

IV-1-Paramètres de performance des systèmes PV

Les paramètres de performance d'un système connecté au réseau, suggéré par la CEI 61724: 1998[1] et par la base de données de la tâche II de l'agence internationale de l'énergie sur les systèmes d'alimentation photovoltaïque [31,32] et les performances environnementales.

IV-1-1- Rendement du champ PV : Y_a

Le rendement du champ PV est défini comme le rapport entre l'énergie totale générée E_{DC} (kWh) par les rangées PV pour une période définie (jour, mois ou année) et la puissance nominale P_0 (k_{wC}) des rangées sous les conditions standard (STC : irradiation : 1000 W/m², 25°C température ambiante et spectre de référence AM 1.5-G).

$$Y_a = \frac{E_{DC,d} \left[\frac{kWh}{day} \right]}{P_{rated} [kW]} \left[\frac{h}{day} \right] \quad [25,26] \quad (3.1)$$

IV-1-2-Rendement final (*Final yield*) (Y_F):

Le rendement final (Y_F) est l'énergie AC totale produite par le système PV au cours de la période surveillée divisée par la puissance de sortie nominale du système PV :

$$Y_{F,d} = \frac{E_{AC,d}}{P_{rated}} \quad (3.2)$$

$$Y_{F,m} = \frac{1}{N} \sum_1^N Y_{F,d} \quad [27,28] \quad (3.3)$$

L'énergie AC quotidienne et mensuelle totale produite par le système a été obtenue comme :

$$E_{AC,d} = \tau \cdot \sum_1^{24} P \quad (3.4)$$

$$E_{AC,m} = \sum_1^N E_{AC,d} \quad (3.5)$$

Où :

- N est le nombre de jours par mois,
- τ est l'intervalle d'enregistrement ($\tau=15mn$)
- P_p est la puissance AC en KW
- EAC est exprimé en kWh. Les termes d et m indiquent la période quotidienne et mensuelle.

IV-1-3-Rendement de référence (Y_R) :

Le rendement de référence est le rapport entre l'irradiation solaire totale en plan HT (kW/m²) et l'irradiante de référence HSTC (=1 kW/m²). Il peut être calculé comme suit

$$Y_{R,d} = \frac{\tau \sum G_t}{G_{STC}} \quad [26,27,28] \quad (3.6)$$

Le rendement quotidien mensuel moyen de référence est obtenu comme :

$$Y_{R,m} = \frac{1}{N} \sum_1^N Y_{R,d} \quad (7)$$

IV-1-4-Ratio de performance (performance ratio) (PR):

Le rapport de performance est une quantité sans dimension qui donne des informations importantes concernant les pertes du système (modules, onduleurs, câbles, conditions météorologiques, perte due à la température non-STC) dans les systèmes PV. Cette quantité définie comme le rapport entre le rendement final (YF) et le rendement de référence (YR). Où, il indique le pourcentage de l'énergie réelle fournie par le système [13,14]. Il peut être exprimé comme suit :

$$PR(\%) = \frac{Y_F}{Y_R} \quad [29,30,31] \quad (8)$$

IV-1-5-Facteur de capacité (capacity factor) (CF) :

Le facteur de capacité (CF) est le rapport entre la production d'énergie réelle du système PV et l'énergie du système PV générer si elle fonctionne à pleine puissance nominale. Les facteurs de capacité annuels et mensuels ont été calculés par équation (9) et (10), respectivement :

$$CF_y = \frac{E_{AC,y}}{P_{PV, rated} \times 8760} \quad [29] \quad (9)$$

$$CF_m = \frac{E_{AC,m}}{P_{PV, rated} \times 24 * N} \quad (10)$$

Où : le terme (y) indique la période de l'année.

VI-1-6-Efficacité du système (system efficiency) :

L'efficacité mensuelle du système est donnée comme :

$$\eta_{sys,m} = \frac{E_{AC,m}}{H_{t,m} \times A_a} \quad [26,32,33] \quad (11)$$

Où $H_{t,m} = \sum_1^N (\tau \sum_1^{24} G_t)$

où : Htm total mensuel insolation en avion (kWh/m²)

IV-2-Résultats et discussion

Nous avons étudié, analysé et traité les données Énergétiques et Météorologique fourni par le service technique de l'ASKTM pour les années 2017 et 2020.

IV-2-1-Analyse de performance de l'année 2017 :

Tableau (IV-1) : Paramètres des performances moyennes mensuelles sur l'année 2017

mois	Tamb mois	GkWh/m2 mois	PR(%) 2017	Yf (h/day)2017	YR (h/day)2017	Ya (h/day) 2017	Eff (%)	Cf(%)	EnPdc MWh 2017
Jan	10,45	7,26	72,84	5,27	7,26	5,34	10,99	34,04	48,05
Fév	18,34	7,23	73,96	5,38	7,23	5,45	11,16	32,25	47,05
Mar	21,09	8,26	70,53	5,79	8,26	5,87	10,64	35,00	52,83
Avr	25,19	8,20	71,22	5,80	8,20	5,88	10,75	33,76	52,90
Mai	33,02	8,37	60,68	5,04	8,37	5,10	9,16	30,47	45,94
Juine	35,01	8,37	63,11	5,27	8,37	5,34	9,52	32,91	48,02
Juillet	37,38	8,56	62,07	5,31	8,56	5,38	9,37	31,05	48,43
Aout	36,87	8,43	64,36	5,42	8,43	5,49	9,71	37,51	49,43
Sept	32,40	7,51	68,61	5,15	7,51	5,22	10,35	33,38	46,96
Octo	23,93	8,54	65,17	5,37	8,54	5,45	9,83	33,59	49,01
Novo	17,59	7,07	73,14	5,16	7,07	5,23	11,04	33,41	47,07
Déce	11,81	6,54	75,53	4,93	6,54	5,00	11,40	29,80	44,97
moyenne	25,26	7,86	68,43	5,33	7,86	5,40	10,33	33,10	48,39

IV-2-1-1-Paramètres météorologiques et énergie Sortie :

Cette section traite de la production d'énergie DC (E_{nPdc}), température ambiante ($T^{\circ}C$), et l'irradiation solaire inclinée(G) sur la surface du module photovoltaïque sur 12 mois, comme le montre la figure (IV-1). Les performances du module/système PV sont affectées par de nombreux facteurs tels que la température ambiante, rayonnement solaire incident, Sur

un an, la température ambiante mesurée la plus basse a été observé en Janvier à 10,45 °C, et la plus élevée a été en Juillet à 37,38 °C, avec une température ambiante moyenne mensuelle de 25,26 °C. Pour l'irradiation solaire, les valeurs moyennes les plus élevées et les plus basses ont été observées en Juillet de 8,54 kWh/m², et 6,54 kWh/m² en Décembre 2017, respectivement, avec une irradiation solaire moyenne mensuelle de 6,87 kWh/m². D'autre part, les productions de E_{nPdc} les plus faibles et les plus élevées ont été enregistrés en Avril de 52.9 MWh et en Décembre de 44.49MWh, respectivement, avec une énergie DC moyenne mensuelle de 48,38 MWh.

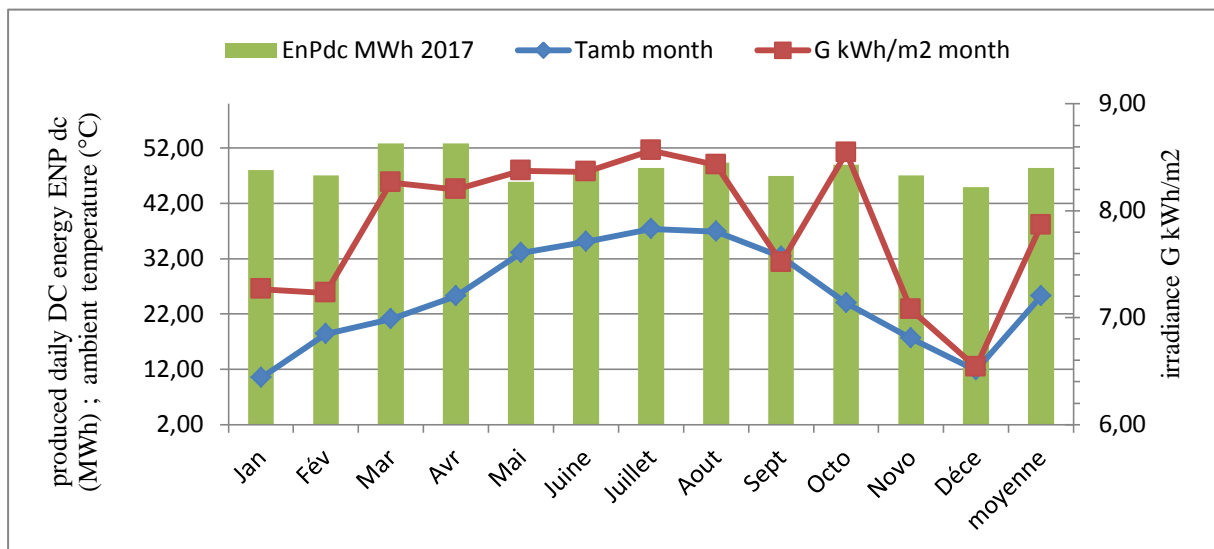


Figure (IV.1) : Énergie moyenne mensuelle d'DC, température ambiante, et solaire irradiation de 2017

Il est noté que les mois les plus élevés en énergie sont Mars et Avril ce qui a été caractérisées par les températures ambiantes, les bilans montrent une baisse spectaculaire de l'énergie en Décembre par rapport aux autres mois. La baisse est principalement due à quelques jours partiellement nuageux en Décembre. En outre, quelques problèmes ont conduit à l'absence de certains enregistrements de données.

VI-2-1-2-Les rendements énergétiques :

Les rendements énergétiques Y_R , Y_A et Y_F sur la période surveillée sont illustrés à la figure(IV-3). Les rendements de référence minimal et maximal Y_R sont de 6,54 h / jour en Décembre 2017 et de 8,56 h / jour en Juillet 2017, respectivement. Le rendement de référence Y_r moyen mensuel est de 7,86 h / jour sur l'ensemble de la période étudiée.

Ya mesuré le plus bas est obtenu en Décembre 2017 (5.00 h / jour) et le maximum valeur en Avril 2017 (5.88 h / jour). Le Ya moyen est de 8.07 h / jour.

La valeur de rendement final la plus haute est de 5.80 h / jour (Avril 2017) et la plus faible de 4.93 h / jour (Décembre 2017). La moyenne mensuelle est de 5.33 h / jour sur l'ensemble de la période surveillée.

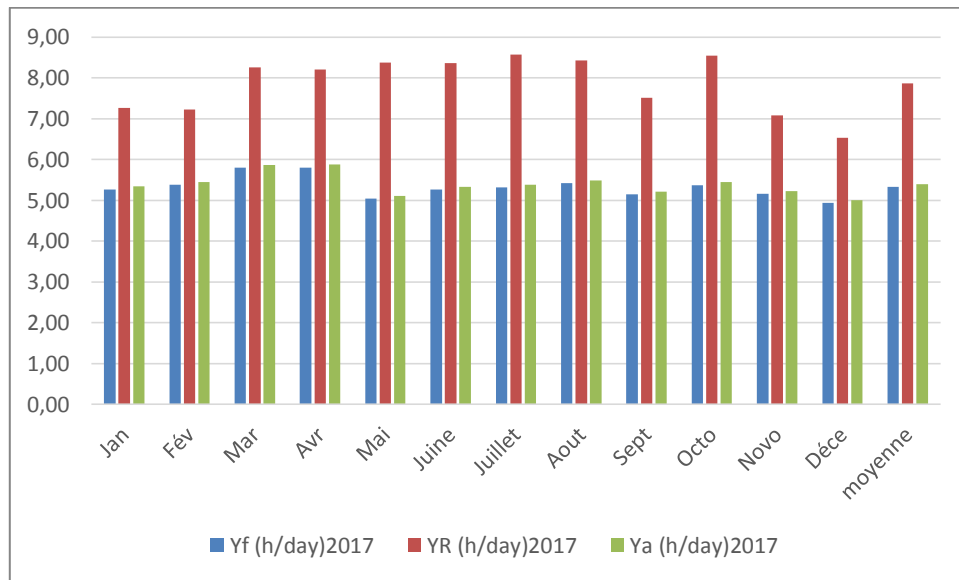


Figure (IV.3) : Rendements énergétiques mensuels moyens au cours de 2017

Cette différence entre les valeurs de rendement final est due aux pertes d'énergie, quelques problèmes ont conduit à l'absence de certains enregistrements de données.

IV-2-1-3-Facteur de capacité et efficience de système :

Figure (IV.4) montre l'efficience moyenne mensuelle du système et facteur de capacité pour le suivi de douze mois. La capacité a enregistré une valeur inférieure (29.8 %) en décembre et a atteint sa maximum valeur en août (37.51 %). De même, l'efficience du système PV a enregistré un minimum de 9.16% en Mai et un maximum de 11.40% en Décembre, comme indiqué dans le tableau 1.

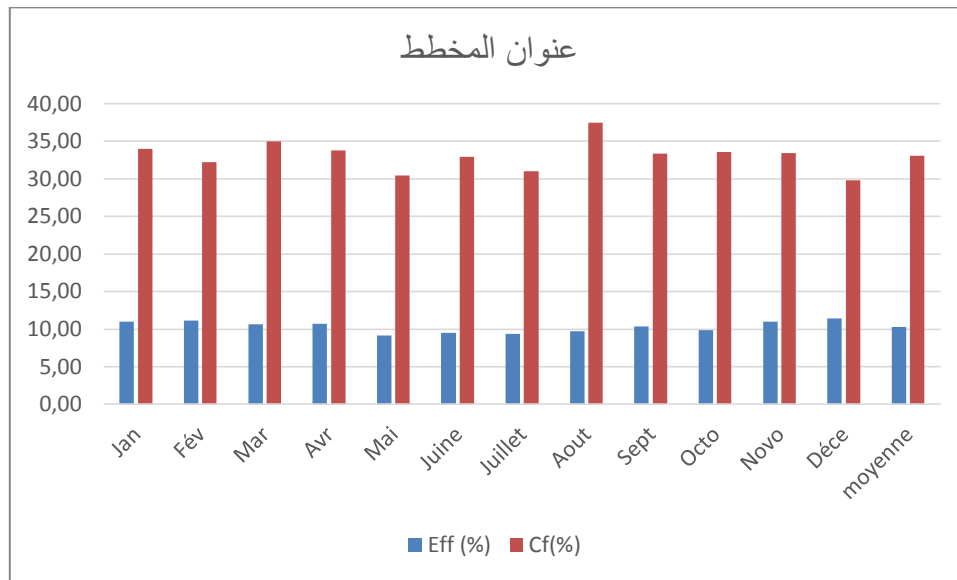


Figure (IV.4) : Efficience moyen mensuel de système et facteur de capacité

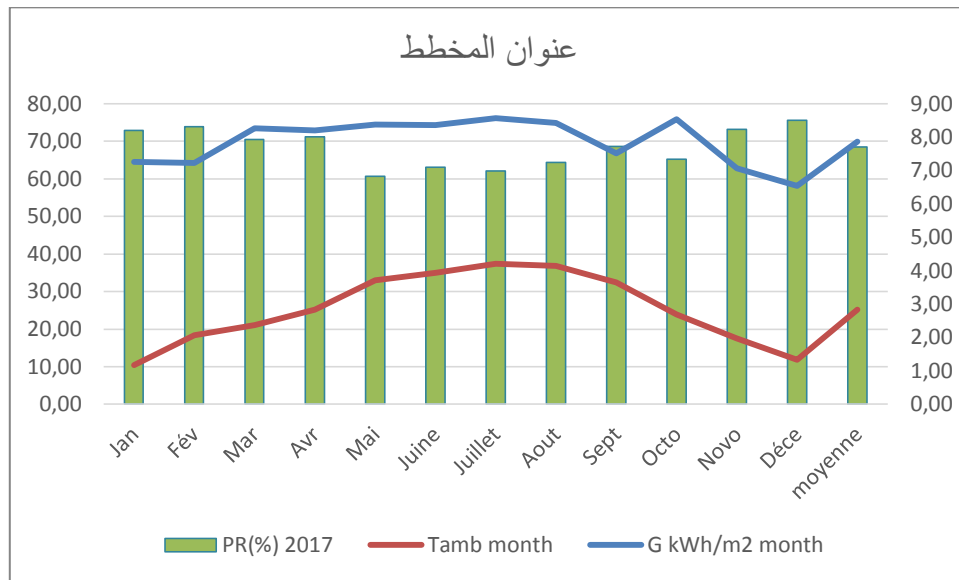
L'énergie produite DC est affectée par divers facteurs tels que la température ambiante élevée, le rayonnement solaire, et les dépôts de poussière sur les surfaces des modules photovoltaïque, ce qui peut provoquer les pertes.

IV-2-1-4-Ratio de performance :

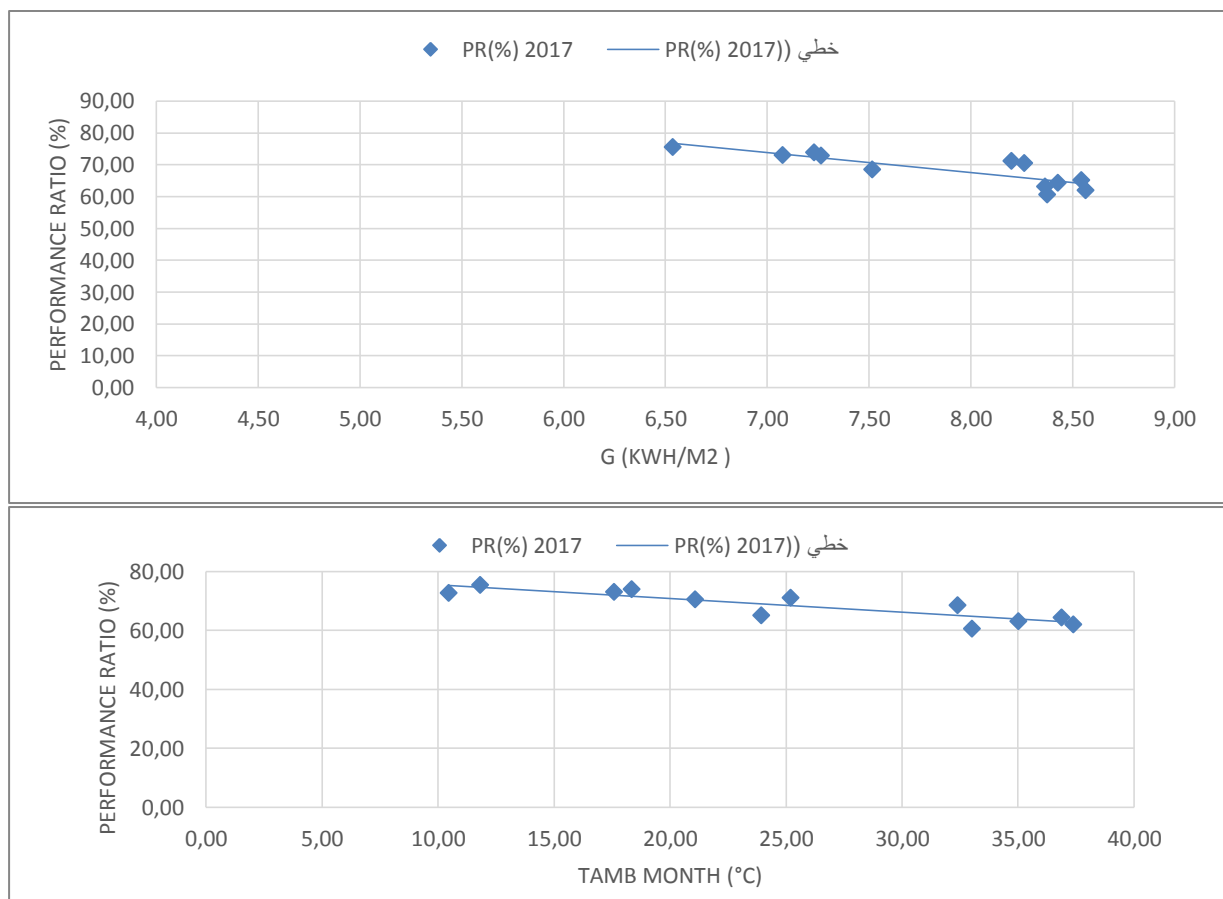
La figure(IV-5) indique le ratio de rendement moyen mensuel pendant la période de surveillance. Les moyennes mensuelles des courbes de température et de rayonnement solaire sont ajoutées pour faciliter le lecteur de son effet sur le facteur de rapport de performance. Le ratio de performance moyen mensuel varie de 60.68% en Mai à 75.53% en Décembre, avec une moyenne mensuelle de 68.43 %. Il semble que le PR réponde inversement à la température ambiante et au rayonnement solaire. Les valeurs PR le plus faibles ont été observées au cours des mois les plus chauds (Mai à Août) pendant une plage de température ambiante de 33,02 °C en Mai à 38.69 °C en Juillet. En outre, solaire l'irradiation varie entre 7,51 kWh/m² en Septembre et 8,37 kWh/m² en Juin

De Mai à Septembre, le climat de la région de Timimoune est par des vents secs et chauds (Le siroccos) qui contribuent au chauffage des panneaux solaires. À mesure que la température ambiante plus élevée chauffe les cellules photovoltaïques, dans la puissance de sortie, et donc à une diminution de la valeur du rapport de performance

CHPITER IV : Analyses de performance de centrale PV d'Elwajda Timimoune 9MW



Figure(IV-5) : Ratio de performance au cours de l'année 2017



Figure(IV-6) : Pr moyenne mensuelle au cours de la période surveillée par rapport à une température ambiante et le rayonnement solaire

CHPITER IV : Analyses de performance de centrale PV d'Elwajda Timimoune 9MW

Les corrélations entre les performances moyennes mensuel par rapport à la température ambiante et au l'irradiation solaire sont illustrées à la Figure(IV-6) On peut clairement voir du chiffre selon lequel le rapport de performance diminue linéairement avec augmentation de la température ambiante ou de l'irradiation solaire.

Selon au graphique, une augmentation de la température ambiante moyenne mensuelle une température de 1°C entraîne une diminution du PR jusqu'à 0.68%. De même, une augmentation du rayonnement solaire moyen mensuel de 10 (kwh/m²) entraîne une diminution du PR jusqu'à 6.8 %

IV-2-2-Analyse de performance de l'année2020 :

Tableau (IV-2) : Paramètre de performance moyenne mensuelle sur l'année 2020

mois	Tamb month	GkWh/m2 month	Yf (h/day)	YR (h/day)	PR (%)	Ya (h/day)	EFF(%)	EnPdc MWh	Cf
Jan	11,34	5,91	5,09	5,91	86,41	5,16	13,04	46,43	32,89
Fév	16,90	6,77	5,63	6,77	86,30	5,86	12,32	50,67	37,20
Mar	20,64	7,15	5,68	7,15	79,36	5,75	11,98	51,77	34,25
Avr	25,45	7,41	5,52	7,41	74,52	5,59	11,24	49,41	35,03
Mai	30,44	7,78	5,40	7,78	69,49	5,47	10,46	48,08	32,61
Juin	34,64	8,21	5,26	8,21	64,35	5,33	9,71	46,94	25,74
juillet	38,25	8,53	5,19	8,53	60,85	5,26	9,18	47,35	9,42
aout	37,47	7,78	5,15	7,78	66,20	5,22	9,99	46,96	34,48
Sept	33,26	7,17	5,29	7,17	73,78	5,36	11,13	48,20	36,71
Octo	25,66	6,69	5,37	6,69	80,29	5,44	12,12	48,95	33,54
Novo	19,36	5,80	4,78	5,80	82,25	4,84	12,41	43,60	33,54
Déce	14,72	5,75	4,71	5,75	81,96	4,77	12,37	42,93	30,41
moyenne	25,68	7,08	5,26	7,08	75,48	5,34	11,33	47,61	31,32

IV-2-2-1-Paramètres météorologiques et énergie Sortie, année 2020 :

Ce figure(IV-7) présente la section de la production d'énergie (E_{nPdc}), température ambiante (T_a), et l'irradiation solaire inclinée(G) sur la surface du module photovoltaïque chaque mois sur l'année étudiée. Les performances du système PV sont affectées par des facteurs naturels tels que la température ambiante, rayonnement solaire incident.

La plus basse température ambiante a été observé en Janvier est de 11,34 °C, et la plus haute est de 38,25 °C en Juillet, avec une température ambiante moyenne mensuelle de 25,67 °C. Cependant les valeurs moyennes l'irradiation solaire les plus élevé et la plus basse ont été enregistré en Juillet est qui sont 8,53 kWh/m², et 5,75 kWh/m² en Décembre, respectivement, avec une

irradiation solaire moyenne mensuelle de 7,08 kWh/m², d'autre part il enregistrés les valeurs de la production de EnPdc la plus élevée en Mars de 51,77 MWh et la plus basse 42,93 MWh en Décembre, avec une énergie EnPdc moyenne mensuelle de 47,56 MWh

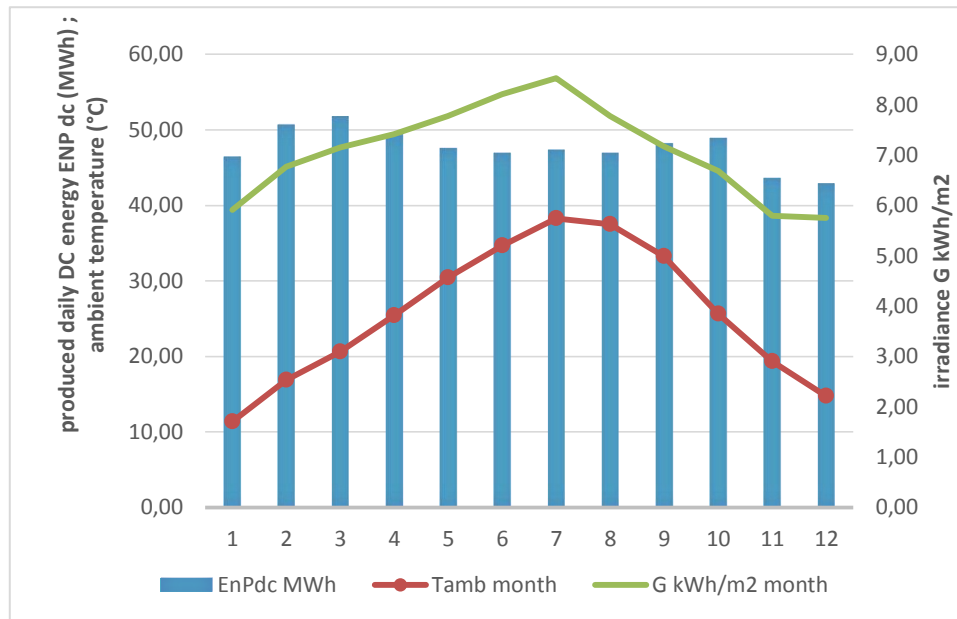


Figure (IV.7) : Énergie moyenne mensuelle d'DC, température ambiante, et solaire irradiation de 2020

Il est noté que le mois le plus élevé en énergie est Mars ce qui a été caractérisées par la température ambiante, les bilans montrent une baisse spectaculaire de l'énergie en Décembre par rapport aux autre mois. La baisse est principalement due à quelques jours partiellement nuageux en Décembre. En outre, quelques problèmes ont conduit à l'absence de certains enregistrements de données (21 jours pour le mois de Juillet et 5 jours pour le mois du Juin).

IV-2-2-2-Les rendements énergétiques :

Les valeurs les plus faibles des rendements Y_f , Y_a ont été indiqué en Décembre, qui sont respectivement de 4.71 h/jour et 4.77 h/jour. En revanche, les valeurs les plus élevées ont été observées en Mars avec 5.68 h/jour et 5.75 h/jour. Avec une moyenne mensuelle final de 5.26 h/jour et moyenne mensuelle Y_a est de 5.34 h/jour. Pour le rendement de référence Y_r indiqué en Décembre, la valeur la plus basse est de 5,75 h/jour, et la plus élevée enregistrée en Juillet est de 8.53 h/jour, avec une moyenne mensuelle de 7,08 h/jour

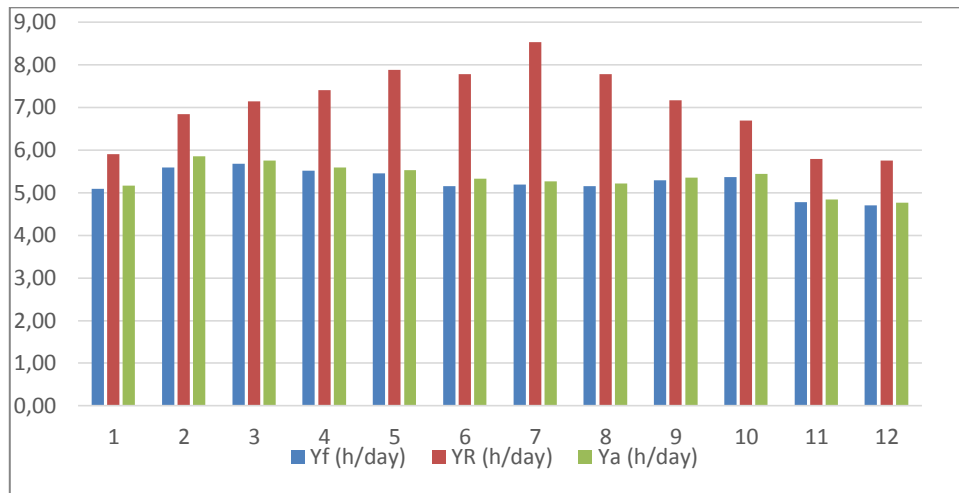
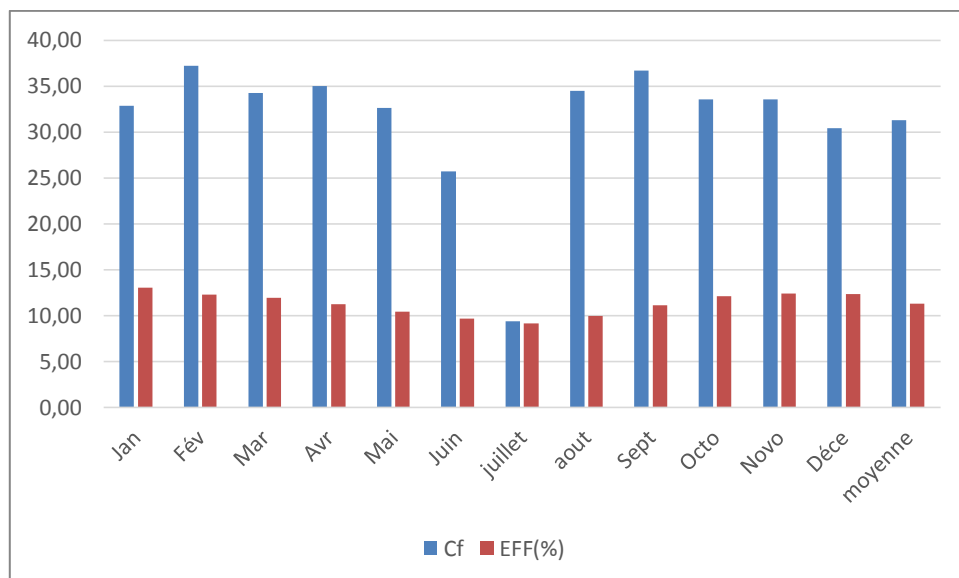


Figure (IV-8) Rendements énergétiques mensuel moyens au cours de l'année 2020

Cette différence entre les valeurs de rendement final est due aux pertes d'énergie, quelques problèmes ont conduit à l'absence de certains enregistrements de données.

IV-2-2-3-Facteur de capacité et efficience de système :

Figure(IV-9) illustre l'efficience du système et facteur de capacité enregistrée pour 12 mois, comme il été obtenu une valeur inférieure du facteur de capacité de 9.42% en Juillet et une valeur élevée en Septembre de 36,71 %, l'efficience du système PV a enregistré un minimum de 9.18% en Juillet et un maximum de 13.04% en Janvier, comme indiqué dans le tableau.2. Avec une efficience moyenne mesurée de système photovoltaïque d'AC était 11.33%.



figure(IV-9) : Efficience moyen mensuel de système et facteur de capacité

L'énergie produite par DC est affectée par divers facteurs tels que la température ambiante élevée, le rayonnement solaire, et les dépôts de poussière sur les surfaces des modules photovoltaïque, ce qui peut provoquer les pertes

IV-2-2-4-Ratio de performance :

La figure(IV-10) montre le ratio de performance moyen mensuel pendant la période de surveillance. Les moyennes mensuelles de la température ambiante des courbes de température et de rayonnement solaire sont ajoutées pour faciliter le lecteur de son effet sur le facteur de rapport de performance.

Le ratio de performance moyen mensuel varie de 60.85% en Juillet à 86.41% en Janvier, avec une moyenne mensuelle de 75.48%. Il semble que le PR répond inversement à la température ambiante et au rayonnement solaire. les valeurs PR les plus faibles ont été observées pendant les mois les plus chauds (Juin et Juillet) dans une plage de température ambiante de 34,76 ° C en Juin à 38,69 ° C en Juillet. En outre, solaire l'irradiation varie entre 5.75 kWh / m2 en Décembre et 8.53 kWh / m2 en Juillet .

De mai à septembre, le climat de la région de Timimoune est caractérisé par des vents secs et chauds (Le scirocco) qui contribuent pour chauffer les panneaux solaires. Comme température ambiante plus élevée chauffe les cellules photovoltaïques, cela entraîne une diminution dans la puissance de sortie, et donc à une diminution des performances valeur du rapport

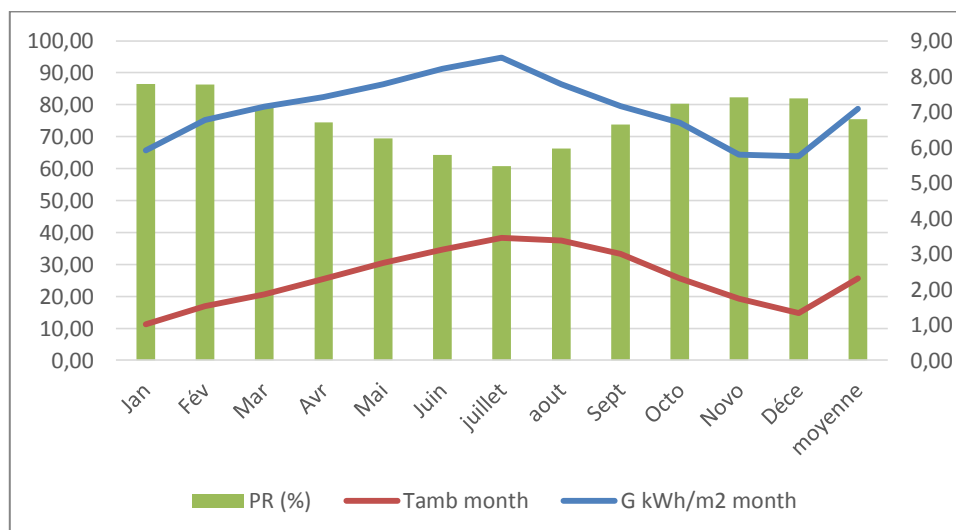


figure (IV-10) : Ratio performance au cours de l'année 2020

CHPITER IV : Analyses de performance de centrale PV d'Elwajda Timimoune 9MW

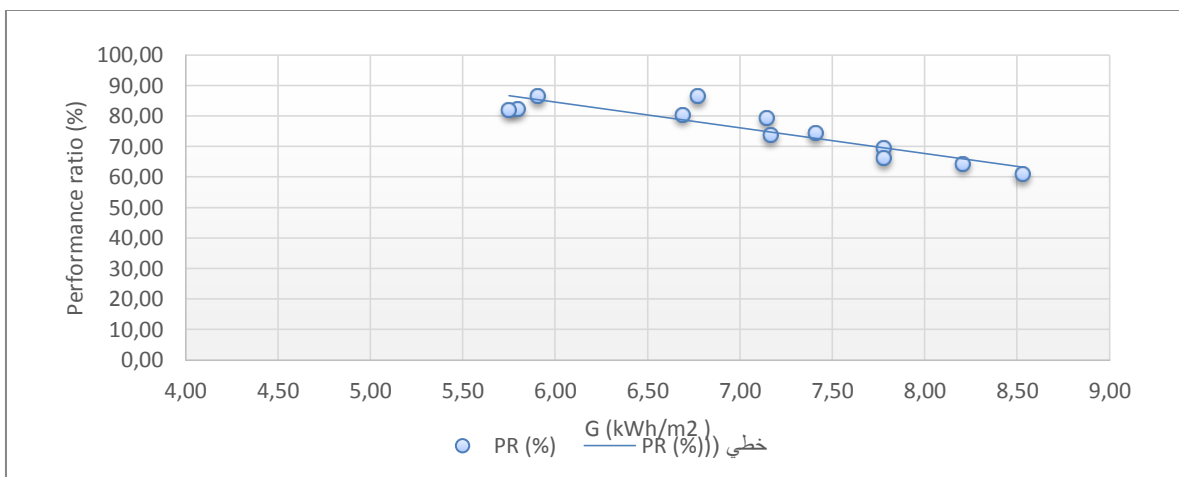
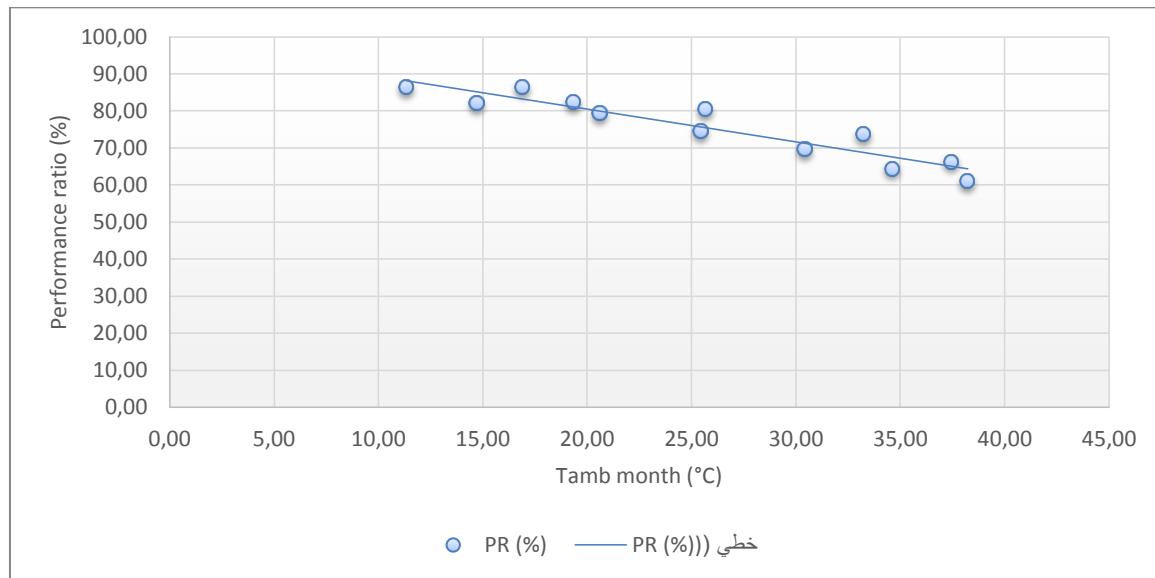


figure (IV-11) : Pr moyenne mensuelle au cours de la période surveillée par rapport à une température ambiants et rayonnement solaire

Les corrélations entre les performances moyennes mensuel par rapport à la température ambiante et au l'irradiation solaire sont illustrées à la Figure (IV-11) On peut clairement voir du chiffre selon lequel le rapport de performance diminue linéairement avec augmentation de la température ambiante ou de l'irradiation solaire.

Selon au graphique, une augmentation de la température ambiante moyenne mensuelle une température de 1°C entraîne une diminution du PR jusqu'à 0.75% .De même, une augmentation du rayonnement solaire moyen mensuel de 10(kwh/m²) entraîne une diminution du PR jusqu'à 7.54 %

IV-3-Comparaison entre les deux périodes surveillées :

IV-3-1- comparaison de l'énergie de sortie EnPdc de l'année 2017 avec l'année 2020 :

Dans la figure(IV-12) l'énergie de sortie EnPdc de deux ans est dégradé aux mois chauds et plus élevé en Avril et Mars 2017 et Mars 2020 et plus basse en Décembre des deux ans. Ce que l'année 2017 c'est le plus élevée que celle de l'année 2020, La différence des moyennes mensuelle de deux années 0.78 MWh.

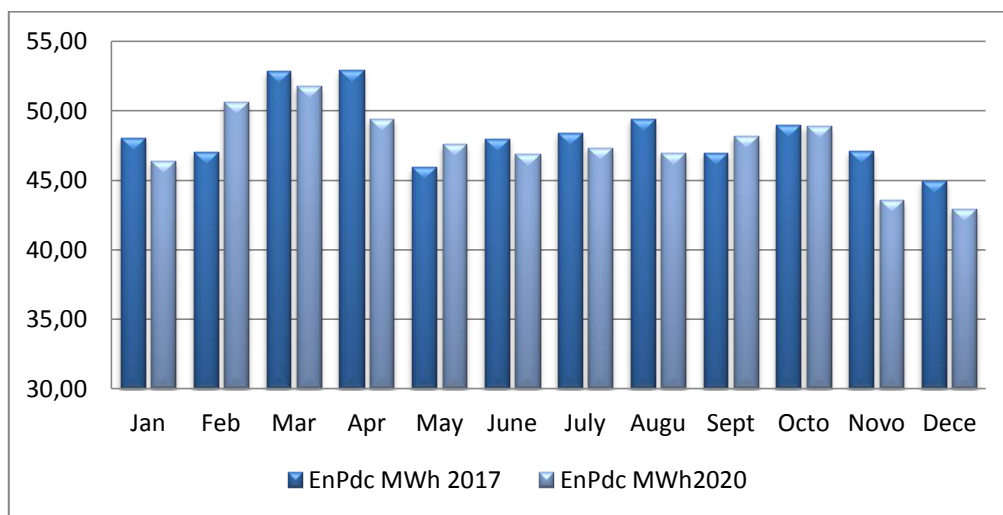
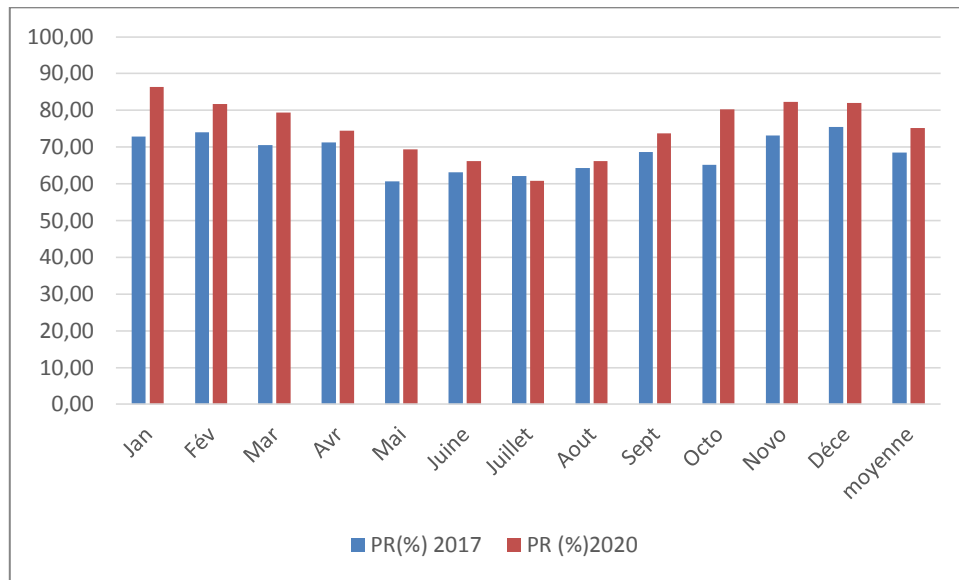


Figure (IV-12) :L'énergie de sortie de deux périodes étudiée (2017-2020)

IV-3-2-Comparison de PR entre deux années 2017et 2020 :

Nous observons une différence claire entre les performances de deux années, lorsque la meilleure performance a été enregistrée par le système en l'année 2020, où la moyenne du rapport de performance du l'année 2020 est supérieure que la performance de l'année2017 au rapport de 6.8%. La performance de l'année2020 est plus élevée que l'autre à septembre jusqu'à Mai, mais les deux sont égaux en Juillet. L'augmentation de la température ambiante et la diminution de l'irradiation solaire sont les responsables de cette dégradation du la performance



figure(IV-13) : la rapport de performance de 2017 et 2020

IV-3-3- les rendements énergétiques Y_A , Y_F et Y_R :

Le figure(IV-14) résume les rendements énergétiques des deux périodes surveillées. Le rendement final le plus élevé est en Mars pour les deux années par contre le Y_F le plus faible est en Décembre, en outre nous noterons que le Y_F de 2017 est plus élevé que le Y_F de 2020 pour tous les mois sauf pour les trois mois (Février, Mai et Septembre) , du même pour le rendement de champ PV (Y_a). Les hautes valeurs de Y_A en 2017 et 2020 sont en Avril et Mars respectivement, et les basses valeurs sont en Décembre. Les Y_A, Y_f moyennes mensuelles de l'année 2017 sont compensées aux Y_A, Y_f de 2020 avec une valeur de 0,11 h/jour et 0.07h/jour . Encore il y a une supériorité de l' Y_R en 2017 que 2020 en tous les mois. La Y_R moyenne mensuelle de 2017 est plus élevé que Y_R de 2020 de différence du 0.78 h/jour.

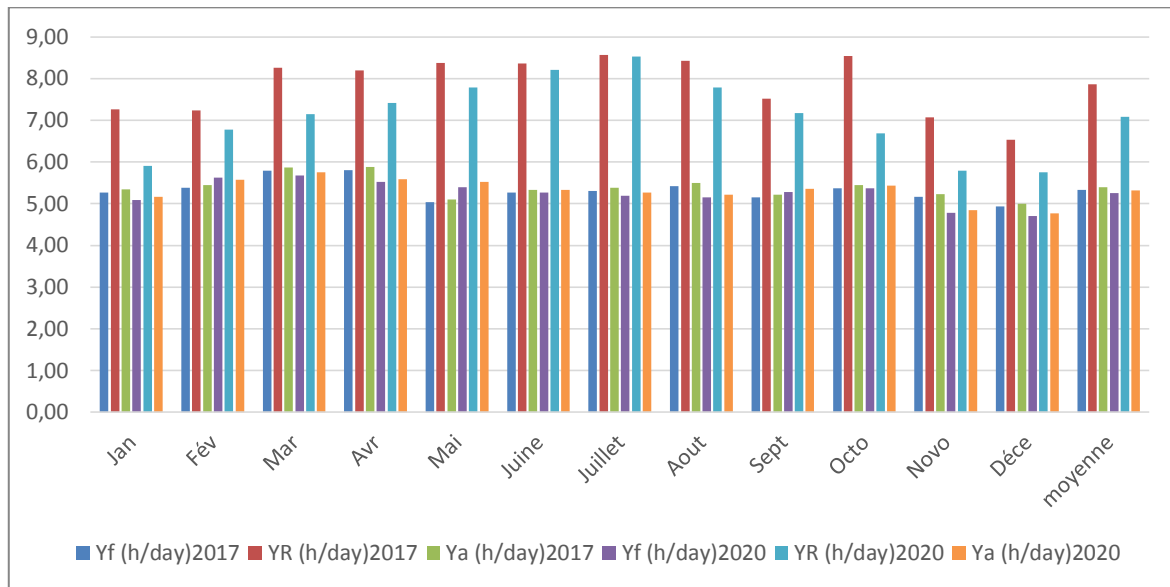


figure (IV-14) :Les rendements énergétiques Ya Yf Yr en les deux périodes étudiée

Conclusion :

Le présent document étudie l'analyse des performances de systèmes photovoltaïques connectés au réseau de la centrale 09 MW de Timimoune. Les données météorologiques du site ont été délivrées de la base de SKTM, en utilisant des données réelles de production pour deux années (2017 et 2020) d'exploitation. On peut dire qu'après une année de l'installation de la centrale PV, Le ratio de performance et le facteur de capacité étaient respectivement de 68.43% et 33.10%. Ainsi que l'efficacité moyenne annuelle du système était faible (10.33%), après 4ans d'exploitations Le ratio de performance et le facteur de capacité étaient respectivement de 75.48% et 31.32%. Ainsi que l'efficacité moyenne annuelle du système était faible (11.33%). En comparant les résultats des paramètres de performance de l'année 2017 à ceux de l'année 2020, on conclue que EnPdc et les rendements (Ya, Yf, Yr) en 2017 étaient plus élevés que ceux de l'année 2020, contrairement à la moyenne de performance PR qui était plus élevée en 2020 qu'en 2017. En raison de plusieurs facteurs, notamment le fait que les panneaux solaires n'ont pas été lavés régulièrement, et que les données que nous avons reçues des autorités concernées (SKTM) étaient incomplètes, puisque les appareils s'arrêtaient d'enregistrer les informations plusieurs heures par jour et pendant plusieurs jours de la semaine. Comme peu d'études antérieures portaient sur l'analyse des performances des systèmes PV situés dans la zone saharienne hyper-aride, elles visent à approfondir cet aspect. Les travaux visent également à soutenir les recherches futures visant à réduire le coût de l'électricité photovoltaïque et à améliorer ses performances, compte tenu des conditions climatiques dans lesquelles les systèmes sont situés.

Conclusion Générales

Conclusion générale :

La technologie photovoltaïque a montré son potentiel significatif comme source d'énergie renouvelable.

Ce mémoire est centré sur Analyse de performance de système photovoltaïque connectée aux réseaux du la centrale PV 9MW Elwajda Timimoune, le système raccordé aux réseaux permet de réduire la consommation d'électricité provenant du service public.

L'effet PV constitue la conversion directe de énergie du rayonnement solaire en énergie électrique au moyen de cellules à bas de semi-conducteur, pour obtenir une puissance suffisante les cellules sont reliées entre elles et constituaient le module solaire.

L'installation connectée au réseau est constitué d'un générateur PV réalisé par un grand nombre de cellules élémentaires, soit en série ou en parallèle ou les deux en même temps, d'un onduleur en module ou en central ou en string, l'organe de sécurité et de raccordement et les compteurs (consommation et productions) ,les types de centrale connectée au réseau (petit moyenne et grande). Les problèmes majeurs du réseau électrique sont les perturbations, les dégradations dans le module PV et les moyens de détection de ces dégradations .

La centrale photovoltaïque d'Elwajda (Timimoune) d'une capacité de 9 M_{wc} est un Programme national de production de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Elle s'étale sur une superficie de 18 ha dans 60766.20 m² occupée de 36828 panneaux photovoltaïques (YL245P-29b poly-cristallin) . Elle comporte également boîtes de jonctions,

onduleurs de type SG500MX, une armoire de communication des charges et une salle de contrôle. En plus d'une mini station pour la mesure des données météorologiques.

L'analyse de performance du champ photovoltaïque Elwajda d'une capacité de 9MWc durant les deux années 2017-2020 selon les normes standardisées (Commission Electrotechnique Internationale) CEI 61724[1], nous a permis de constater que :

- L'énergie E_{nPdc} des deux années 2017 et 2020 est respectivement 48.39MWh et 47.61MWh. Elles sont proportionnelles à l'insolation.
- Les rendements de référence (Y_r), du champ photovoltaïque (Y_a) et final (Y_f) de l'année 2017 sont 7.86h/d, 8.07h/d et 5.33h/d respectivement et de l'année 2020 sont 7.08h/d, 5.43h/d et 5.26h/d. Ils sont également proportionnels à l'insolation.
- L'indice de performance normalisé (PR) des deux années présente une valeur moyenne de 66.43% pour l'année 2017 et 75,48% pour l'année 2020.

Ce qui est inférieur à 80 % cela ne correspond pas à un système dont les performances approchent des performances idéales dans les conditions STC mais ces résultats restent toujours acceptables de moment qu'ils s'améliorent d'une année à l'autre. Donc la centrale d'Elwajda présente un indice de performance acceptable qui confirme la nécessité d'entretien.

- L'efficacité moyenne de l'année 2017 de 10.33 % et de l'année 2020 de 11.33%, est faible

Comme peu d'études antérieures portaient sur l'analyse des performances des systèmes PV situés dans la zone saharienne hyper-aride, elles visent à approfondir cet aspect. Les travaux visent également à soutenir les recherches futures visant à réduire le coût de l'électricité photovoltaïque et à améliorer ses performances, compte tenu des conditions climatiques dans lesquelles les systèmes sont situés.

Bibliographies

[1] : International Standard IEC 61724, Photovoltaic system performance monitoring guide lines for measurement, Data exchange and analysis. 1998.

[]Chadlia Hanene et Baghana Chems Edine. INSTALLATION D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE DANS LE RESEAU ISOLE D'ADRAR (P.I.A.T)-mémoire de master juin 2019 UNIVERSITE BADJI MOKHTAR-ANNABA

[2] : Takout Nacira. « Optimisation des systèmes photovoltaïque connecté au réseau par la logique flou » .mémoire de magister 2004-universite de Biskra

[3] : ABBASSEN Lyes. » Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque ». mémoire de magister-2011-UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI OUZOU

[4] : CHEBANA Abdelkrim « control d'un système photovoltaïque connectée au resau-mémoire de master2014- Université Mohamed Khider Biskra

[5] : Rapport. Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques Fonctionnement, Etat de l'Art et Etude des Performances- Août 2007 –

[6] : M. SLAMA Fateh. « Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique ». Mémoire de magister 2011- UNIVERSITE FERHAT ABBAS - SETIF

[7] :XUEYANG JIANG. « ÉTUDE COMPARATIVE DE STRUCTURES DE CONVERTISSEURS POUR LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTÉS À UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE MOYENNE TENSION. »2019- L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

[8] : [http : //www.iufmrese.cict.fr/.../A.../Energie solaire photovoltaïque](http://www.iufmrese.cict.fr/.../A.../Energie_solaire_photovoltaïque)

[9] : Y. Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisé dans un réseau basse tension». Thèse de doctorat de l'école National supérieure d'Art et Métiers, décembre 2004

[10] AMRANI Abderrahim et BEN GLIA Ramdane. « Modélisation et Optimisation d'un système photovoltaïque interconnecté au réseau électrique »mémoire de master2017- Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

[11] : Melle Atmani hanane.la stratégie d'implantation des énergies renouvelables en Algérie cas de photovoltaïque 2015-univesité d'Oran

[12] : <https://www.lepanneausolaire.net/les-onduleurs-reseau.php>

[13] : BOUCHAKER Amir Abderaouf. BENBRINIS Mouad. « Structure et Commande d'une installation photovoltaïque en site isolé »- mémoire de master 2018- ANNABAMOKHTAR BADJI U

[14] F. HEROGUEL, "les cellules photovoltaïques," Ecole Normale Supérieure, Lyon Epreuve de projet, 2007.

[15] : <https://www.cder.dz/spip.php?rubrique34>

[16] : Bendali Braham Mounir Khelif Mahdi. « Etude et simulation d'un chaîne de production photovoltaïque » mémoire master 2018- UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA

[17]Y. Riffonneau^{1,2}, F. Barruel² and S. Bacha¹. Problématique du stockage associé aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau. *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 11 N°3 (2008) 407 – 422

[18] : MAKHLOUFI SALIM. « CONTRIBUTION A L'OPTIMISATION DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAIQUES PAR DES COMMANDES INTELLIGENTES ».Thèse de doctorat -19 janvier 2013- l'Université Hadj Lakhdar Batna

[19] : Sofiane FELLOUAH.Siham MESBAHI. « ETUDE D'UN SYSTEMEPHOTOVOLTAIQUE CONNECTE AU RESEAU »mémoire de master 2015 UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU

[20] : W. Hoffmann, "PV on the way from a few lead markets to a world market," in *Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC-4*, 2007, vol. 2, pp. 2454–2456.

[21]: E. Molenbroek, D. W. Waddington, and K. A. Emery, "Hot spot susceptibility and testing of PV modules," in *Photovoltaic Specialists Conference, 1991., Conference Record of the Twenty Second IEEE*, 1991, pp. 547–552 vol.1.

[22]: G. Oreski and G. M. Wallner, "Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions," *Sol. Energy*, vol. 83, no. 7, pp. 1040–1047, Jul. 2009.

[23]: Ababacar Ndiaye. Étude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques-Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance

[24]: Chadlia Hanene et Baghana Chems Edine. INSTALLATION D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE DANS LE RESEAU ISOLE D'ADRAR (P.I.A.T)-mémoire de master juin 2019 UNIVERSITE BADJI MOKHTAR-ANNABA

- [25]. Adaramola, M.S., Vågnes, E.E.T.: Preliminary assessment of a small-scale rooftop PV-grid tied in Norwegian climatic conditions. *Energy Convers. Manag.* 90, 458–465 (2015). <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.11.028>
- [26] : . Sundaram, S., Babu, J.S.C.: Performance evaluation and validation of 5 MWp grid connected solar photovoltaic plant in South India. *Energy Convers. Manag.* 100, 429–439 (2015). <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.04.069>.
- [27] : . Al-Otaibi, A., Al-Qattan, A., Fairouz, F., Al-Mulla, A.: Performance evaluation of photovoltaic systems on Kuwaiti schools' rooftop. *Energy Convers. Manag.* 95, 110–119 (2015). <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.02.039>.
- [28] :Allouhi, A., Saadani, R., Kousksou, T., Saidur, R., Jamil, A., Rahmoune, M.: Grid-connected PV systems installed on institutional buildings: technology comparison, energy analysis and economic performance. *Energy Build.* 130, 188–201 (2016). <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.08.054>
- [5] : Ayompe, L.M., Dufy, A., McCormack, S.J., Conlon, M.: Measured performance of a 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland. *Energy Convers. Manag.* 52, 816–825 (2011). <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.08.007>
- [29] : . Shiva Kumar, B., Sudhakar, K.: Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India. *Energy Rep.* 1, 184–192 (2015). <https://doi.org/10.1016/j.egy.2015.10.001>.
- [30] : . Rehman, S., El-Amin, I.: Performance evaluation of an of-grid photovoltaic system in Saudi Arabia. *Energy* 46, 451–458 (2012). <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2012.08.004>.
- [31] : Sharma, V., Chandel, S.S.: Performance analysis of a 190kWp grid interactive solar photovoltaic power plant in India. *Energy* 55, 476–485 (2013). <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.03.075>.
- [32] : . Quansah, D.A., Adaramola, M.S.: Assessment of early degradation and performance loss in five co-located solar photovoltaic module technologies installed in Ghana using performance ratio time-series regression. *Renew. Energy.* 131, 900–910 (2019). <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.117>
- [33] : PVsyst help documentation. <http://www.PVsyst.com/en/>.
- [34] : Sundaram S, Babu JSC. Performance evaluation and validation of 5 MWp grid connected solar photovoltaic plant in South India. *Energy Convers Manage* 2015;100:429–39. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.04.069>.

[35] : Adaramola, M., Vagnes, E., 2015. Preliminary assessment of a small-scale rooftop PV grid tied in Norwegian climatic conditions. *Energy Convers. Manage.* 90, 458–465.