

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DEL'ENSEIGNEMENTS SUPERIEUR ET DELA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF -M'SILA

FACULTE DE TECHNOLOGIE
DÉPARTEMENT DE MÉCANIQUE
N°:.....



DOMAINE : Science et Technologie
FILIERE : Mécanique
OPTION : Energétique

**Mémoire présenté pour l'obtention
Du diplôme de Master Académique**

Présenter par :

-Aad Abdullah Ahsan AL-qamadi

Intitulé

*Etude de la centrale photovoltaïque de
Dhaya (Sidi Bel Abbés).*

Soutenu devant le jury composé de :

Présidente:	Ihaddadene Nabila	Pr	Université de M'sila
Encadreur	Ihaddadene Razika	MCA	Université de M'sila
Examineur :	Bedda Abdelmalik	MAA	Université de M'sila

Année universitaire : 2019 /2020



Remerciement



Remerciements

Avant tout nous tenons nos remerciements à notre Dieu de nous avoir donné la force et le courage pour la réalisation de cet ouvrage.

J'adresse mes plus vifs remerciements à mon encadreur «Dr. Ihaddadene Razika» d'abord pour l'aide qu'elle m'a apportée durant toutes les années de spécialité, pour sa disponibilité constante.

Mes vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à ma recherche en acceptant d'examiner ce travail. Et de l'enrichir par leurs propositions.

Mes remerciements s'étendent également à mon professeur, Ghani Mohammed, directeur de la centrale PV Dhaya (Sidi Bel Abbés) Par ailleurs, je tiens à exprimer mes vifs remerciements à l'ingénieure, Tariq, directeur de la centrale PV Oued elma (Batna).

Je tiens à remercier toutes les membres de la société (SKTM) qui ont contribué au succès de mon stage et qui m'ont aidé lors de déroulement de stage.

Nous adressons notre plus sincère remerciement à notre famille particulièrement à mon défunt père que dieu ait son âme et à ma mère qui m'ont aidé et encouragé et pour leur patience à notre égard sans jamais douter de nos capacités.

Je remercie mes sœurs Saba et Zuhor et Shahrazad, et mes frères Dr/Hemyar, et Anwar, Mohammed pour leurs encouragements.

Je tiens à remercier spécialement, Nina, Kahlan, Majid, Alaa, Sameh, Maher, Eyas, almoualed, qui m'ont apporté leur soutien moral et intellectuel tout au long de ma démarche

Nous remercions aussi tout le corps enseignant et administratif qui a contribué à notre formation universitaire.

Et tout ce qui est cher du moi de près ou de loin et qui m'aide à réaliser ce travail et me donne la volonté et l'envie de faire le possible pour réussir.



Dédicaces



*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 cette
Thèse ...*

À MA CHÈRE MÈRE

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être.

Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours.

Que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit de vos innombrables sacrifices, bien que je ne vous en acquitterai jamais assez.

Puisse Dieu, le Très Haut, vous accorder santé, bonheur et longue vie et faire en sorte que jamais je ne vous déçoive.

A Mes CHERS ONCLES

Harban, Mohammed, Khalid, Mogahed

*Je te suis très reconnaissante, et je ne te remercierai jamais assez pour tes amabilités,
ta générosité, tes aides précieuses*

*UNE SPECIALE DEDICACE A CETTE PERSONNE QUI COMPTE DE JA
ENORMEMENT POUR MOI, ET POUR QUI JE PORTE BCP DE TENDRESSE
ET DE RESPECT.*

A TOI ENG/ABO OMAR

À MES CHÈRES ET ADORABLES FRÈRES ET SŒURS

*Saba, la prunelle de mes yeux, Zuhor, la douce, au cœur si grand,
Dr/ Hymiar mon grand frère que j'adore, Shahrazad l'aimable, Anwar le
généreux, brave, Dr/Mohammed mon petit frère que j'aime profondément.*

*En témoignage de mon affection fraternelle, de ma profonde tendresse et
reconnaissance, je vous souhaite une vie pleine de bonheur et de succès et
que Dieu, le tout puissant, vous protégé et vous garde.*

À MES CHÈRES PETITS NEVEUX ET NÉCESS

*Jawaher, Malak, Mansour, Aya, Ayman, Asmaa, Mohsen, Janat, Ali,
Hamza, Abdulaziz, Saba, Jana*

*Aucune dédicace ne saurait exprimer tout l'amour que j'ai pour vous,
Votre joie et votre gaieté me comblent de bonheur.*

*Puisse Dieu vous garder, éclairer votre route et vous aider à réaliser à votre
tour vos vœux les plus chers.*

A MA GRAND MÈRE CHÈRE

*Qui m'a accompagné par ses prières, sa douceur, puisse Dieu lui prêter
longue vie et bcp de santé et de bonheur dans les deux vies.*

À MES CHÈRES ONCLES, TANTES, LEURS ÉPOUX ET ÉPOUSES

A MES CHÈRES COUSINS COUSINES

*Veillez trouver dans ce travail l'expression de mon respect le plus profond
et mon affection la plus sincère.*

À MES AMIS DE TOUJOURS

Nina, Sameh, Ahmed, Maher, Djoudi, Alaa, Shareef

*En souvenir de notre sincère et profonde amitié et des moments agréables
que nous avons passés ensemble.*

*Veillez trouver dans ce travail l'expression de mon respect le plus profond
et mon affection la plus sincère.*

*UNE SPECIALE DEDICACE A CETTE PERSONNE QUI COMPTE DE JA
ENORMEMENT POUR MOI, ET POUR QUI JE PORTE BCP DE TENDRESSE
ET DE RESPECT.*

A TOI Majid

*À TOUTES LES PERSONNES QUI ONT PARTICIPÉ À L'ÉLABORATION DE
CE TRAVAIL À TOUS CEUX QUE J'AI OMIS DE CITER*



Sommaire

Sommaire

Introduction Générale	2
Chapitre I : Etat de l'art sur l'énergie photovoltaïque.....	5
Partie 1 : Système photovoltaïque.....	5
I.1 La conversion photovoltaïque	5
I.1.1 Matériau semi-conducteur.....	5
I.1.2 Formation de la jonction PN	6
I.1.3 Principe de la conversion photoélectrique	6
I.1.4 Composition d'une cellule photovoltaïque	7
I.1.5 Les différentes technologies photovoltaïques	8
I.1.5.1 Le silicium.....	9
I.1.5.1 Les couches minces	10
I.1.6 Association des modules Photovoltaïques	11
I.1.6.1 Mise en série	11
I.1.6.1 Mise en Parallèle	12
I.1.7 Avantages et Inconvénients des Panneaux Solaire	13
I.1.7.1 Les Avantage	13
I.1.7.2 Les Inconvénients	13
Partie 2 : Les centrales photovoltaïques	14
I.2.1 Principaux composants d'une centrale PV.....	14
I.2.1.1 Générateur photovoltaïque	14
I.2.1.2 Les convertisseurs.....	15
I.2.1.3 Les batteries	15
I.2.2 Analyse des performances journalières	15
I.2.2.1 Energie généré et énergie cumulé.....	16
I.2.2.2 Rendement de référence	18
I.2.2.3 Rendement du champ PV.....	18
I.2.2.4 Rendement final du système PV.....	19
I.2.2.5 L'indice de performance normalisé	19
I.2.2.6 Les pertes du système par conversion	19
I.2.2.7 Les pertes diverses	20
I.2.2.8 L'efficacité du champ PV	20
I.2.2.9 L'efficacité du système PV	21
I.2.2.10 L'efficacité de L'onduleur PV	21

I.2.3 Les centrales photovoltaïque en Algérie	21
I.3. Conclusion	25
Chapitre II : Présentation de la centrale PV de Dhaya.....	27
II.1 Situation géographique de la centrale PV Dhaya	27
II.2 Développement de la centrale PV Dhaya	28
II.3 Description de la centrale PV Dhaya	28
II.3.1 Les champs solaires PV	29
II.3.2 Les boîtes centrales (les centraux box)	31
II.3.3 Les onduleurs photovoltaïques « Power Conditionner »	31
II.3.4 Les transformateurs	32
II.3.5 La boîte auxiliaire	33
II.3.6 Le sonser box	33
II.3.7 Le SMU (SCADA MAIN UNIT)	34
II.3.8 La salle de contrôle	35
II.3.9 Dispositifs de mesure environnementale	36
II.4 Fonctionnement de la centrale PV de Dhaya	37
II.5 Opération d’entretien et de maintenance	37
II.6 Conclusion	40
Chapitre III : Analyse de performances réelles de la centrale PV de	
Dhaya.....	42
II.1 Analyse des données météorologiques du site de Dhaya	42
II.1.1 Evolution de l’insolation journalière	42
II.1.2 Evolution des températures journalières	44
II.1.3 Evolution de la vitesse du vent journalière	44
II.2 Analyse des performances journalières.....	46
II.2.1 Energie générée et énergie cumulée	46
II.2.2 Les rendements : de référence (Yr), du champ PV (Ya) et final du système PV (Yf).....	47
II.2.3 Indice de performance normalisé (PR)	48
II.2.4 Les pertes (LS) et (LC)	49
II.2.5 Les efficacités du champ (η_{champ}), du système ($\eta_{\text{système}}$) et de	
L’onduleur(η_{onduleur})	50
II.3 Conclusion	52
Conclusion générale	55
Annexe 1	58
Annexe 2	59
Annexe I.A Spécification techniques des boîtes centrales	59
Annexe I.B Spécification techniques des onduleurs	60

Annexe I.C Spécification techniques des transformateurs	62
Annexe I.D Spécification techniques de la boîte auxiliaire	63
Annexe I. E Spécification techniques du sonser box	64
Références bibliographiques	67
Résume	71



Liste des figures

Liste des figures

Chapitre I

Figure I. 1: Exemple de semi-conducteur [web1].....	6
Figure I. 2: Le principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque Photovoltaïque [web2].	7
Figure I. 3: Composition d'une cellule photovoltaïque [web3].....	8
Figure I. 4: Evolution de la production mondiale des différentes technologies de cellules PV [4].....	8
Figure I. 5: Evolution des rendements des cellules de différentes technologies de 1975 à 2017[5].	9
Figure I. 6: Photos de cellules monocristalline (a) et multi cristalline (b) [web4].	10
Figure I. 7: Deux exemples de modules utilisant le Sia (Silicium amorphe) [web4].	11
Figure I. 8: Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série [web4].	12
Figure I. 9: Caractéristiques résultant d'un groupement de N_p cellules en parallèle [web4].	13
Figure I. 10: Situation géographique des centrales EnR relevant de SKTM. [10].	22
Figure I. 11: Répartition des centrales photovoltaïques en Algérie Selon la région [web7].....	23

Chapitre II

Figure II. 1a: Situation de la société SKTM de Dhaya (Sidi Bel Abbés).....	27
Figure II. 1b: Le schéma général de centrale photovoltaïque Dhaya de Sidi Bel Abbés [web8]..	28
Figure II. 2a: :Les champs photovoltaïques de la centrale de Dhaya.....	30
Figure II. 2b : Panneaux de type HSL60P6 - PB -1-250 utilisé dans la centrale de Dhaya.	30
Figure II. 3: les centraux box utilisés dans la centrale PV Dhaya.	31
Figure II. 4: L'onduleur utilisé dans la centrale PV Dhaya.	32
Figure II. 5: Le transformateur de puissance utilisé dans la centrale PV Dhaya.	33
Figure II. 6: La boîte auxiliaire utilisée dans la centrale PV Dhaya.....	34
Figure II. 7: Le sonser box utilisée dans la centrale PV Dhaya.....	34
Figure II. 8: Le SMU utilisée dans la centrale PV Dhaya.	35
Figure II. 9: La salle de contrôle et de commande de la centrale PV Dhaya.....	36
Figure II. 10: Mini station météorologique de la centrale de Dhaya.	36
Figure II. 11: Machine mobile pour le nettoyage des panneaux PV [14].....	39

Chapitre III

Figure III. 1: Evolution de l'insolation (Ht) journalières de la centrale PV de Dhaya (a : Mars, b : Avril c : Mai, d : Juin, e : Juillet).	43
Figure III. 2: Evolution des températures journalières (Tam, Tmod) de la centrale PV de Dhaya (a : Mars, b : Avril c : Mai, d : Juin, e : Juillet).....	45

Liste des figures

Figure III. 3: Evolution journalière de la vitesse du vent de la centrale PV de Dhaya (a : Mars, b : Avril c : Mai, d : Juin, e : Juillet).	46
Figure III. 4: Les énergies mensuelles Eac et Edc de la centrale PV Dhaya (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet).....	47
Figure III. 5: Evolution mensuelle de rendement Yr, Ya, Yf de la centrale PV de Dhaya (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet de l'année 2019).....	48
Figure III. 6: Evolution mensuelle de l'indice de performance PR de la centrale PV de Dhaya (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet).	49
Figure III. 7 : Evolution mensuelle des pertes du système(Ls) et des pertes diverse(Lc) de la centrale PV (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet de l'année 2019).	10
Figure III. 8a: Evolution mensuelle de l'efficacité du champ et du système de la centrale PV de Dhaya (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet de l'année 2019).	10
Figure III. 8b: Evolution mensuelle de l'efficacité des onduleurs de la centrale PV de Dhaya (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet de l'année 2019).	51



Liste des tableaux

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I. 1:La puissance des centrales photovoltaïques en Algérie [10].....24

Chapitre II

Tableau II. 1: Caractéristiques électriques des modules PV de la centrale de Dhaya.29

Tableau II. 2: Répartition des panneaux photovoltaïques dans un Skid Dans la centrale PV de DHAYA.31

Annexe .1

Tableau 1: Caractéristique du module photovoltaïque à $T=25^{\circ}\text{C}$ et $E=1000\text{W}/\text{m}^2$ [12].58



Nomenclature

Nomenclature

Nomenclature

<i>Unité</i>	<i>Désignation</i>	<i>Symbole</i>
V_{co}	La tension du circuit ouvert	[V]
I_{cc}	le courant de court-circuit	(A)
IGPV	Le courant du générateur photovoltaïque	(A)
VGPV	La tension du générateur photovoltaïque	[V]
E_{dc,d}	L'énergie journalière générée par le champ PV	[kWh]
E_{ac,d}	L'énergie journalière fournie au réseau de distribution	[kWh]
I_{POA}	Le rayonnement solaire arrivant à la surface	(kWh/m²)
P₀	Puissance nominale	(W)
Y_r	Rendement de référence	(h)
Y_a	Rendement du champ PV	(h)
T_{mod}	Température de module mesurée	(°C)
V_{mp}	Tension au point de puissance maximale	(V)
VOC	Tension à circuit ouvert	(V)
Y_f	Rendement final	(h/j)
W_s	Vitesse du vent	(m/s)
H_{pv}	Rendement des modules PV	(%)
H_{sys}	Rendement du système PV	(%)
H_{inv}	Rendement de l'onduleur	(%)

Nomenclature

T	Température de la jonction des cellules PV	[°K]
Tn	Température de référence des cellules PV	[°K]
B	Facteur d'idéalité de la jonction	
Eg	Énergie de gap	[ev]
Vd	La tension aux bornes de la diode	[V]
Vt	La tension thermique	[V]
N	Facteur d'idéalité de la photopile	
Iph	Le photo-courant dépendant de l'éclairement (G)	(A)
G	L'éclairement absorbé par la cellule photovoltaïque	[W/m ²]
Icc	Courant de court-circuit du panneau	(A)
Ki	Courant de court-circuit divisé par le coefficient de température du panneau	[A/K]
Ta	Température ambiante	[K]
V	La tension mesurée aux bornes du module photovoltaïque	[V]
Vdc	La tension produite par le champ PV	[V]
Idc	Le courant produit par le champ PV	[A]



Introduction générale

Introduction générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement.

De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures. À ce propos, il est devenu nécessaire de réfléchir et de faire recours aux alternatives développées et adoptées pour réduire l'impact énergétique sur l'environnement.

L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5KWh sur la majeure partie du territoire national. Dans le cadre de sa stratégie énergétique, l'Algérie accorde une priorité au développement d'énergies renouvelables et au développement durable. Et une position stratégique au cœur d'un carrefour énergétique, l'Algérie offre ainsi plusieurs opportunités d'investissements dans le secteur de l'énergie solaire thermique et photovoltaïque, notamment avec le lancement des programmes structurants.

Actuellement, la stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le solaire photovoltaïque présente un intérêt particulier ce qui est visible par la présence de 23 centrales photovoltaïques sur le territoire national et d'autres projets d'une capacité de 200 MWc par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030.

Notre mémoire s'inscrit dans le cadre d'un projet de recherche intitulé « Etude des centrales Photovoltaïque en Algérie ». Suite à l'étude de la centrale d'Ain Skhouna de Saida comme projet de fin d'étude pour l'année 2018/2019, notre étude s'intéresse à la centrale photovoltaïque de Dhaya de Sidi Bel Abbas. Le but de notre étude est d'étudier cette centrale PV de 12MWc en présentant ces différents constituants, son principe de fonctionnement et d'évaluer les performances de toute la centrale photovoltaïque selon les normes standardisées (Commission Electrotechnique Internationale) CEI 61724 pour cinq mois (Mars, Avril, Mai, Juin et Juillet) de l'année 2019.

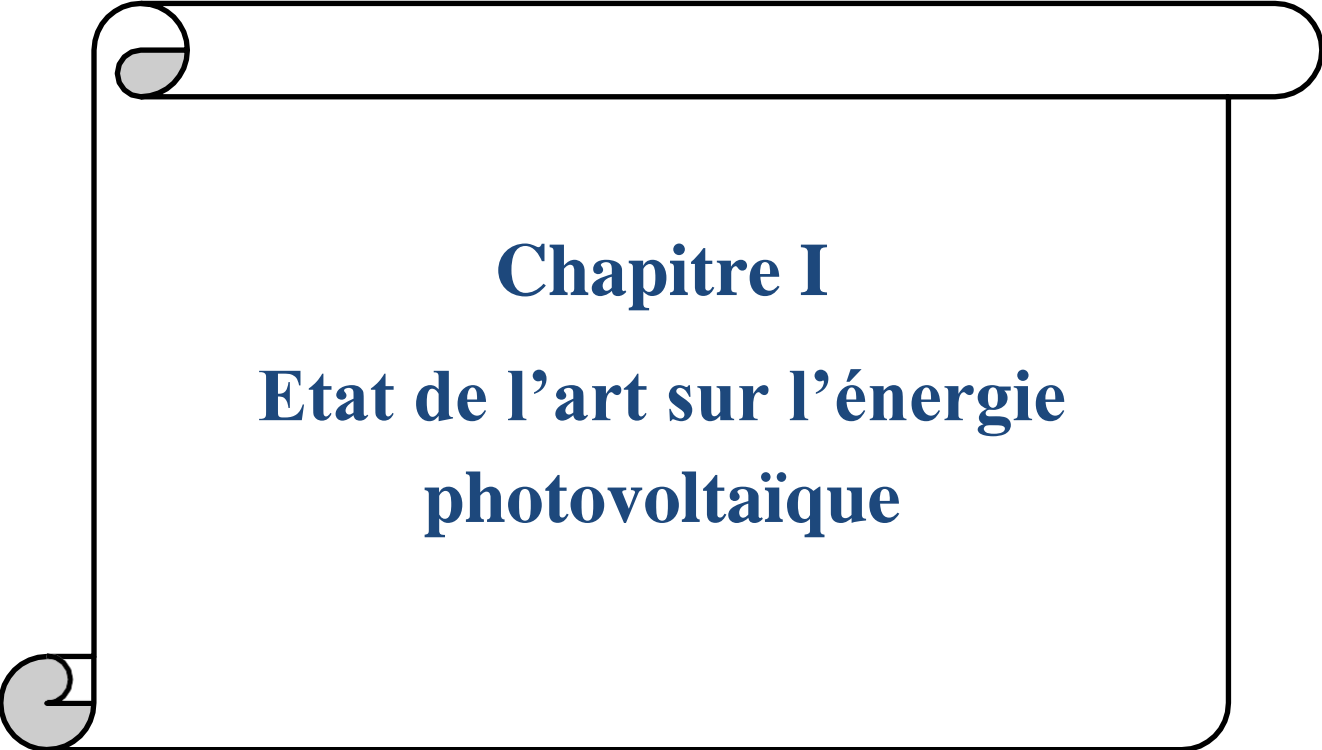
Notre mémoire de fin d'étude se compose de trois chapitres répartis comme suit:

Un état de l'art sur l'énergie photovoltaïque est réservé au premier chapitre, il est divisé en deux parties ; la première est consacrée au système photovoltaïque et la deuxième aux centrales photovoltaïques.

Le deuxième chapitre est consacré à la présentation générale de la centrale photovoltaïque de Dhaya de Sidi Bel Abbes à savoir : sa situation géographique, son développement, sa composition (les champs solaire, 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. Une partie sur l'opération d'entretien et de maintenance a été également effectuée.

Le troisième chapitre traite l'analyse des performances de la centrale photovoltaïque de Dhaya durant les mois de (Mars-Avril-Mai-Juin-Juillet) de l'année 2019. Il est divisé en deux parties ; la première traite l'analyse des données météorologiques du site de Dhaya et la deuxième est consacrée à l'analyse des performances mensuelles de la centrale photovoltaïque de Dhaya selon les normes standardisées (Commission Electrotechnique Internationale) CEI61724.

A la fin une conclusion générale clôtura ce mémoire.



Chapitre I
**Etat de l'art sur l'énergie
photovoltaïque**

Ce chapitre est composé de deux parties. La première partie est réservée au système photovoltaïque à savoir ; la conversion photovoltaïque, la composition d'une cellule photovoltaïque, les technologies photovoltaïques, la modélisation d'une cellule photovoltaïque, les caractéristiques d'un module photovoltaïque et en fin l'association des modules(en série, en parallèle).

La deuxième partie est réservée aux centrales photovoltaïques et particulièrement à l'étude de performance d'une centrale photovoltaïque.

Partie 1 : Système photovoltaïque

I.1 La conversion photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque utilise le soleil comme source de lumière en transformant l'énergie des photons arrivant à la surface de la terre en électricité. La lumière solaire (photons) transmet son énergie aux électrons contenus dans un semi-conducteur (qui constitue une cellule photovoltaïque). Cette transformation (effet photovoltaïque) est sans action mécanique, sans bruit, sans pollution et sans combustible. L'effet photovoltaïque a été découvert par le physicien français A. Becquerel en 1839. Le mot « photovoltaïque » vient du mot « photo » (du grec « phos » qui signifie « lumière ») et du mot « Volt » (patronyme du physicien Alessandro Volta qui a contribué de manière très importante à la recherche en électricité)[1].

I.1.1 Matériau semi-conducteur

Un semi-conducteur est un matériau qui a les caractéristiques électriques d'un isolant, mais pour lequel la probabilité qu'un électron puisse contribuer à un courant électrique, quoique faible, est suffisamment importante. En d'autres termes, la conductivité électrique d'un semi-conducteur est intermédiaire entre celle des métaux et celle des isolants.

On le trouve généralement sous forme de silicate dans de nombreuses roches, argiles et terres (Le silicium est obtenu en réduisant la silice sable, SiO_2 .) Par le Carbone. Une fusion en zone subséquente donne un élément plus pur pour des applications nécessitant un silicium de haute pureté (par exemple les semi-conducteurs). Les semi-conducteurs (germanium et silicium) possèdent 4 électrons sur leur couche périphérique car ils appartiennent aux 4 colonnes de la classification périodique des éléments. Il est possible de les produire avec un haut degré de pureté (moins de l'atome étranger pour 10 atomes de semi-conducteur) on parle alors de S. C. intrinsèque. Un exemple de semi-conducteur est illustré sur la Figure 1.1.

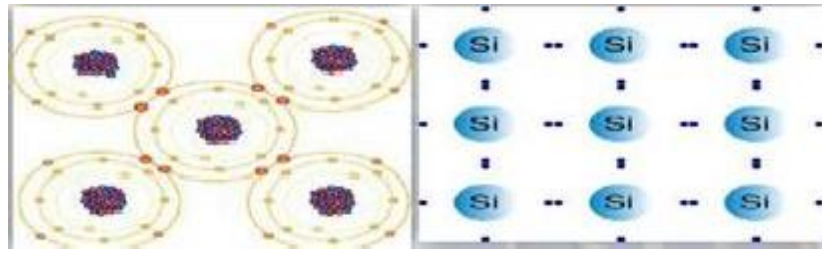


Figure I. 1: Exemple de semi-conducteur [web1].

I.1.2 Formation de la jonction PN.

Une jonction P-N est créée par la mise en contact d'un semi-conducteur dopé N (donneur d'électron) et d'un semi-conducteur dopé P (donneur de trous). L'interface entre ces deux régions s'appelle une jonction. Pour réaliser des cellules photovoltaïques, il existe trois configurations de jonctions [2]:

- Une jonction PN (homo jonction ; les deux régions sont constituées d'un même matériau semi-conducteur, du silicium dans la majorité des cas).
- Une hétérojonction (jonction entre deux semi-conducteurs différents).
- Une jonction métal-semi-conducteur.

Dans ces trois types de jonction, les phénomènes physiques intervenant dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques sont similaires.

I.1.3 Principe de la conversion photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule. La Figure I.2 illustre une cellule PV typique. Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au Bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore), créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par les semi-conducteurs, ils transmettent leurs énergies aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons (charges N) et des trous (charges P) créent alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positive et négative de la cellule. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul, cette tension est nommée tension de circuit ouvert V_{OC} . Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées ; il est appelé courant de court-circuit I_{SC} et dépend fortement du niveau d'éclairement.

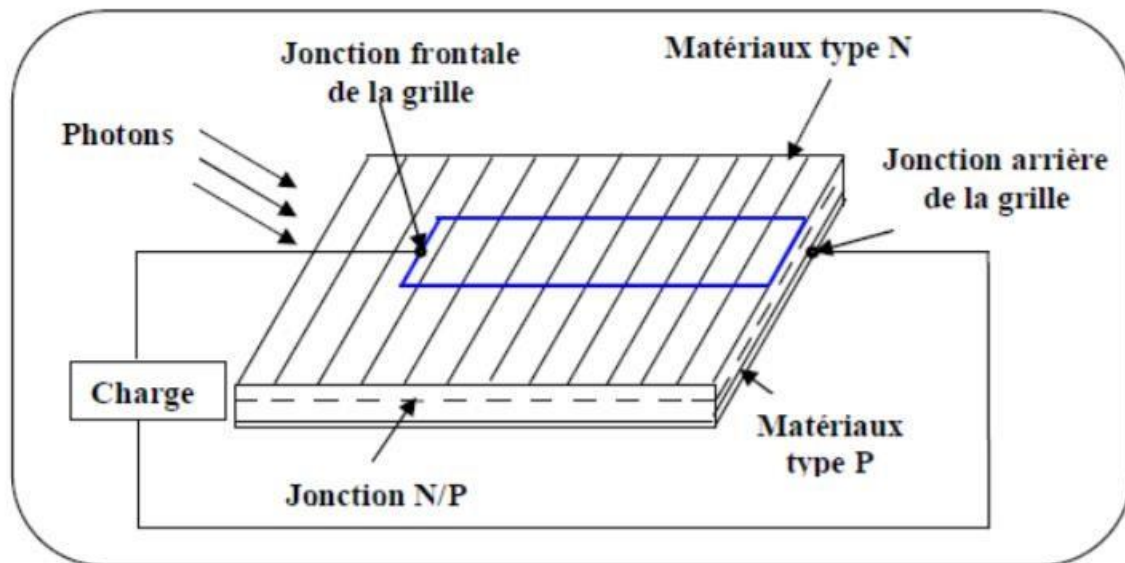


Figure I. 2: Le principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule Photovoltaïque [web2].

I.1.4 Composition d'une cellule photovoltaïque

Le panneau solaire est constitué d'un assemblage de cellules photovoltaïque afin d'obtenir une puissance suffisante. La cellule photovoltaïque est composée des éléments suivants comme représenté sur la Figure I.3 [3]:

- Une couche de verre qui protège la cellule. Les couvertures de protections sont indispensables puisque la cellule est très fragile.
- Une couche antireflet, puisque le silicium est très réflecteur, on place donc un revêtement anti-réflexion sur le dessus de la cellule permettant ainsi une pénétration maximale des rayons solaires,
- Une grille conductrice (ou une couche conductrice), il faut que cette couche soit conductrice et ne subisse pas des phénomènes de corrosion. On a donc une couche qui sert de cathode (pôle+) recouvrant la couche semi-conductrice dopée N et une couche qui joue le rôle de l'anode (pôle -) en dessous la couche semi-conductrice P.
- Une couche avec porteurs de charges libres négatives (N) en contact avec une autre couche avec porteurs de charges libres positives(P).

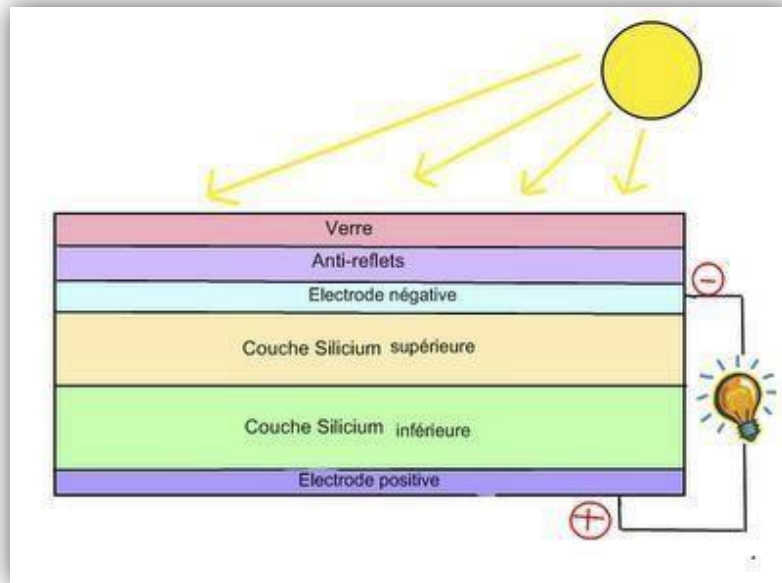


Figure I. 3:Composition d'une cellule photovoltaïque [web3].

I.1.5 Les différentes technologies photovoltaïques

Une cellule photovoltaïque peut être réalisée avec de nombreux semi-conducteurs. En réalité, il existe aujourd'hui trois principales technologies : le silicium cristallin, les couches minces et les cellules organiques. Ces filières se partagent inégalement le marché comme le montre la Figure I.4.

Ces technologies coexistent sur le marché dans des proportions équivalentes depuis de nombreuses années malgré des prix et des rendements très différents. L'augmentation des rendements focalise particulièrement l'intérêt des chercheurs [4].

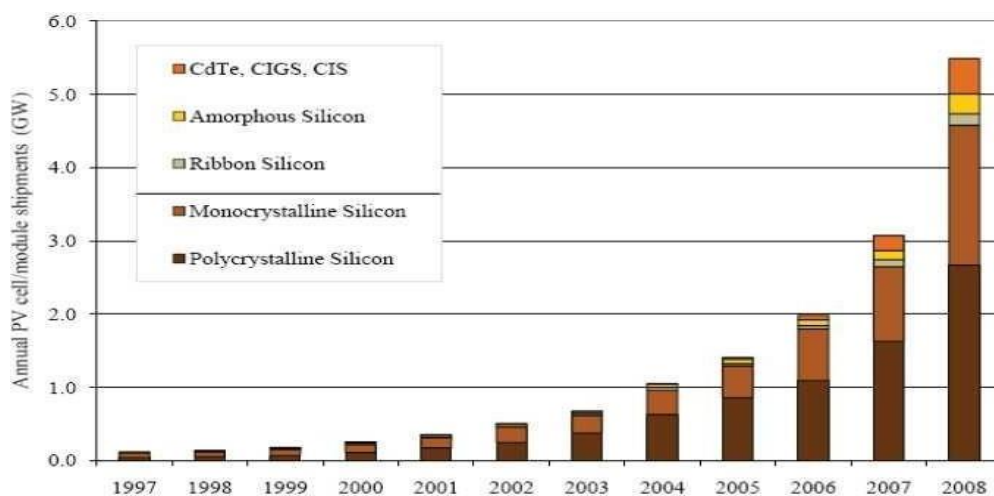


Figure I. 4:Evolution de la production mondiale des différentes technologies de cellules PV [4].

Toutes les filières continuent de progresser de façon remarquablement continue depuis trente ans. Il n'y a pas eu de grandes ruptures dans cette progression et les nouvelles filières suivent sensiblement la même pente que les anciens est présenté sur La Figure I.5. On a pu montrer que la limite théorique du rendement de la conversion énergétique se situe au-delà de 80% et n'est pas, a priori, hors d'atteinte. Les records en laboratoire le rappellent régulièrement, tel celui de 41,6% obtenu en 2008 aux USA[4].

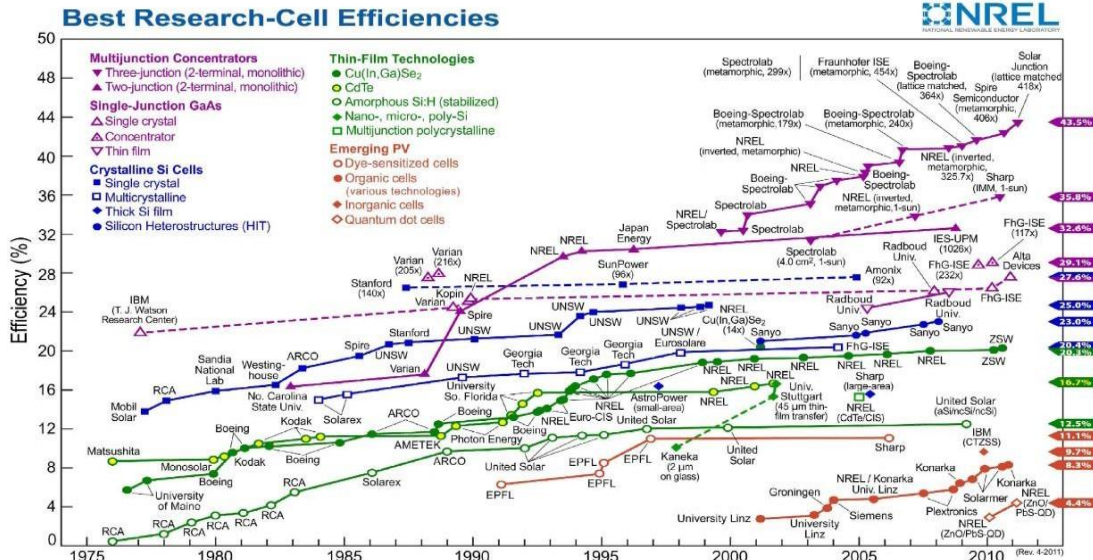


Figure I. 5: Evolution des rendements des cellules de différentes technologies de 1975 à 2017[5].

I.1.5.1. Le silicium:

La filière silicium représente aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale des panneaux photovoltaïques. Il s'agit d'un matériau extrêmement abondant, stable et non toxique. Cette filière est elle-même subdivisée en plusieurs technologies distinctes de par la nature du silicium employé et/ou sa méthode de fabrication. Cette filière comporte deux technologies : le silicium monocristallin et le silicium multi cristallin [4].

➤ Le silicium monocristallin:

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme, intense et brillant. Elles sont utilisées, mais ne sont

pas majoritaires sur le marché de l'énergie photovoltaïque.

Le rendement du silicium monocristallin est le plus élevé, il est compris entre 12 et 20% pour les cellules industrielles. Son coût élevé est aujourd'hui un handicap et le silicium monocristallin perd du terrain devant le silicium multi cristallin.

➤ Le silicium multi cristallin (Poly cristallin) :

Le silicium multi cristallin (Poly cristallin) est devenu aujourd'hui la technologie la plus utilisée. A elle seule elle représente près de 50% du marché. Ces cellules sont obtenues par coulage de cristaux de silicium, ce qui rend sa structure hétérogène. Son rendement est légèrement inférieur au silicium monocristallin il est compris entre 10 et 14% selon les fabricants. En revanche sa fabrication est beaucoup plus simple, les coûts de production sont donc plus faibles.



Figure I. 6:Photos de cellules monocristalline (a) et multi cristalline (b) [web4].

I.1.5.2. Les couches minces :

Le principal frein au développement du photovoltaïque à très grande échelle reste encore aujourd'hui, malgré la baisse de ces dernières années, le prix trop élevé du kWc. Le kilo watt crête (kWc) est l'unité qui définit la puissance d'un générateur PV aux Conditions de Test

Standard (STC) ($1000\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ et 25°C). La majorité du prix d'un générateur photovoltaïque provient du silicium et du procédé de purification. Plusieurs types de cellules photovoltaïques visant à diminuer la quantité de matière nécessaire à leur fabrication sont aujourd'hui développés et commencent à être industrialisés. Ces technologies appelées couches minces font appel à des procédés de fabrication (dépôt sur ruban) visant la diminution de l'épaisseur des cellules.

La technologie à couche mince dont la plus mure est le silicium amorphe (Sia) représentait en 2008 plus de 7% du marché mondial. L'avantage de cette technique est l'utilisation de substrats à

bas coût.

Le silicium est déposé à basse température sur un substrat en verre. De plus, il est possible de déposer ces cellules sur des substrats souples (Figure I.5) et ainsi de fabriquer des cellules souples. Son prix est plus faible que les cellules cristallines ; en revanche, le rendement d'une cellule en Sia est inférieur à celui des cellules cristallines, il est d'environ 7%. L'utilisation de ce type de cellules nécessite l'utilisation d'une isolation galvanique entre les modules et le réseau. Sans cette isolation galvanique les cellules amorphes se dégradent très rapidement. La raison physique de ce phénomène reste encore obscure. Les cellules amorphes captent très bien le rayonnement diffus et sont donc moins sensibles aux variations de rayonnement direct. Ces cellules sont donc une très bonne alternative aux cellules cristallines sur des sites soumis à des ombrages sévères.

D'autres matériaux sont également utilisés dans les filières à couches minces comme le Tellure de Cadmium (CdTe), le di séléniure de cuivre et d'indium (CIS) et de gallium (CIGS). Ces technologies possèdent de bons rendements, pouvant aller jusqu'à 19%. Malgré les potentialités de ces trois technologies, les problèmes de toxicité sur l'environnement et d'approvisionnement en matières premières qu'elles soulèvent les cloisonneront au laboratoire ou à des applications très spécifiques.



Module souple Unisolar (68Wc, 1,12m²).



Module rigide Sharp (115Wc, 1.42m²).

Figure I. 7: Deux exemples de modules utilisant le Sia (Silicium amorphe) [web4].

I.1.6 Association des modules Photovoltaïques

I.1.6.1. Mise en série:

Une association de N_s cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement en série est obtenue par addition des tensions élémentaires

de chaque cellule, dans La Figure I.8. L'équation (I-1) résume les caractéristiques électriques d'une association série de ns cellules.

$$V_{CO} = N_s \cdot V_{CO} \quad (I-1)$$

Avec:

V_{CO} : la tension du circuit ouvert

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce. Comme la surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible.

L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble. Les panneaux commerciaux constitués de cellules de première génération sont habituellement réalisés en associant 36 cellules en série ($V_{cons} = 0.6V \cdot 36 = 21.6V$) afin d'obtenir une tension optimale du panneau V_{op} proche de celle d'une tension de batterie de 12V [6].

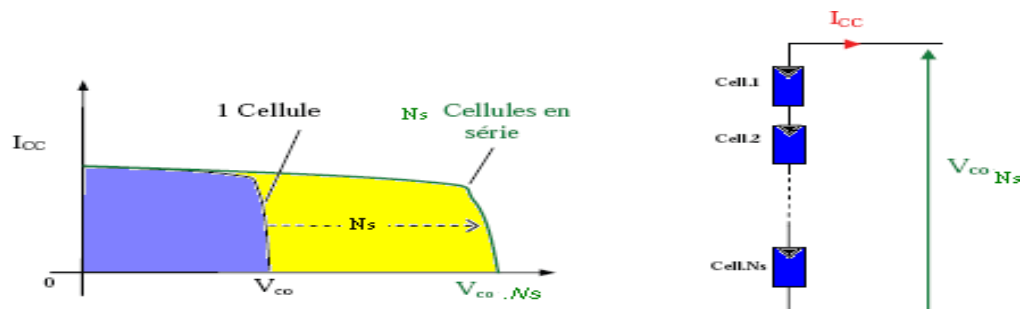


Figure I. 8:Caractéristiques résultantes d'un groupement de Ns cellules en série [web4].

I.1.6.2. Mise en parallèle:

D'autre part, une association parallèle de N_p cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants, Figure I-9. L'équation (I.2) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de N_p cellules.

$$I_{CC} = N_p \cdot I_{CC} \quad (I-2)$$

Avec

I_{CC} : le courant de court-circuit;

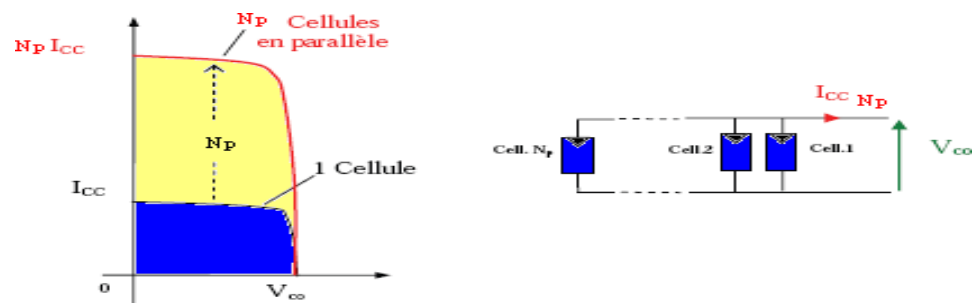


Figure I. 9: Caractéristiques résultant d'un groupement de N_p cellules en parallèle [web4].

I.1.7 Avantages et Inconvénients des Panneaux Solaires :

I.1.7.1 Les avantages [7]:

Les avantages de l'utilisation des panneaux photovoltaïques sont notés comme suit:

- D'abord une haute fiabilité. L'installation 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. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au Méga Watt.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions

I.1.7.2 Les Inconvénients :[7]

Les inconvénients des panneaux photovoltaïques sont :

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % (soit entre 10 et 15 MW/km² pour le BENELUX) avec une limite théorique Pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées. Tributaire des conditions météorologiques.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est Nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux Problèmes. Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le Fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur [7].

Partie02 : les centrales photovoltaïques :

I.2.1 Principaux composants d'une centrale PV

Les composants d'un système photovoltaïque dépendent de l'application considérée : habitation isolée ou proximité d'un réseau, utilisation de batterie ou « au fil du soleil », convertisseurs de puissance. Il existe plusieurs composants d'un système photovoltaïque parmi lesquels [14]:

I.2.1.1 Générateur photovoltaïque :

Le générateur photovoltaïque représente la source de l'énergie électrique actionnant le moteur pompe. Il est constitué d'un ensemble de modules rangés sous forme de panneaux, les modules utilisés sont de type poly cristallin (BP 83), dont les caractéristiques sont données dans l'annexe 1.A. La structure topologique du générateur est composée d'un nombre de modules séries N_s et d'un nombre de modules parallèles N_p . En fonction de la

puissance désirée, les panneaux eux-mêmes peuvent être assemblés pour constituer le générateur photovoltaïque. Le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque est caractérisé par :

$$IGPV = Np \times I (1 - 3)$$

$$VGPV = Ns \times V (1 - 4)$$

$IGPV$, $VGPV$ sont le courant et la tension du générateur photovoltaïque Ns Et Np sont les nombres des modules en série et en parallèle respectivement. [web5].

I.2.1.2 Les convertisseurs

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ photovoltaïque et la charge (sans stockage avec charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu-continu), soit entre la batterie et la charge (il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu alternatif) [web6].

- **CONVERTISSEUR CONTINU–CONTINU** : Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ photovoltaïque correspondant au point de puissance maximale. Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (Maximum Power Point Tracking). Son rendement se situe entre 90 et 95 % [web6].
- **CONVERTISSEUR CONTINU–ALTERNATIF** : C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu en courant alternatif. La forte évolution de ce type de convertisseur s'est appuyée d'une part sur le développement de composants à semi-conducteurs entièrement commandé, robustes et rapides, et, d'autre part, sur l'utilisation quasi généralisée des techniques dites de « Modulation de Largeur d'Impulsions » (MLI). Ces dernières s'appuient sur les performances en matière de fréquence de découpage des semi-conducteurs. [web6].

I.2.1.3 Les batteries :

La batterie est utilisée pour le stockage de l'énergie produite par le champ de modules photovoltaïques. Il y a nécessité de stockage chaque fois que la demande énergétique est décalée. Les batteries les plus utilisées pour les systèmes photovoltaïques sont les batteries d'accumulateurs électrochimiques. Elles doivent remplir trois fonctions importantes [8] :

- **Autonomie** : Une batterie permet de répondre aux besoins de la charge en tout temps, même la nuit ou par temps nuageux.

- **Courant de surcharge** : Une batterie permet de fournir un courant de surcharge pendant quelques instants, c'est-à-dire un courant plus élevé que celui que peut fournir le champ photovoltaïque. Ceci est nécessaire pour faire démarrer les moteurs et les autres appareils requérant un courant de démarrage de 3 à 5 fois supérieur au courant d'utilisation.
- **Stabilisation de la tension**: Une batterie permet de fournir une tension constante, en éliminant les écarts de tension du champ photovoltaïque et en permettant aux appareils un fonctionnement à une tension optimisée.

Il existe deux types de batteries [6] :

1. **Les batteries ouvertes** : Sont des batteries au plomb contenant de l'électrolyte liquide dont l'eau doit être contrôlée.
2. **Les batteries étanches** : Ne contiennent pas de liquide, mais du gel. Ainsi, elles peuvent fonctionner dans toutes les positions et ne demandent absolument aucun entretien puisqu'il n'y a pas d'eau à rajouter.

I.2.2 Analyse des performances journalières

Les paramètres de performance ont été spécifiés par l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) et sont décrits dans les normes standardisées (Commission Electrotechnique Internationale) CEI 61724 [9]. Ces paramètres regroupent le rendement de référence (Y_r), le rendement du champ PV (Y_a), le rendement final du système PV (Y_f), le rapport de performance (PR), les pertes du système (LS) et les pertes diverses (LC). Ces paramètres sont utilisés pour définir les performances du système dans son ensemble par rapport à la production d'énergie, les ressources solaires et l'effet global des pertes du système photovoltaïque. [14].

I.2.2.1 Energie générée et énergie cumulée [14]

➤ Energie générée par un système de champ PV (E_{dc})

L'énergie journalière générée par un système de champ PV est notée par $E_{dc,d}$, elle exprime la somme du produit de la puissance produite par le temps de la durée du jour. Elle

est donnée par la relation suivante :

$$E_{dc,d} = \sum_{i=1}^{b=Trp} V_{dc} \times I_{dc} \times T_r \quad (I.5a)$$

Avec :

Tr : c'est le temps d'intervalle ;

Trp : c'est la période de fonctionnement ;

Vdc : la tension produite par le champ PV

Idc : le courant produit par le champ PV ;

De même, l'énergie mensuelle générée par un système de champ PV est notée par $E_{dc,m}$, elle présente la somme de toutes les énergies générées durant les jours du mois, elle est exprimée par la relation suivante :

$$E_{dc,m} = \sum_{i=1}^N E_{dc,d} \quad (I.5b)$$

Avec :

N : le nombre de jours durant le mois ;

$E_{dc,d}$; l'énergie journalière générée par le champ PV.

➤ L'énergie fournie au réseau de distribution (E_{ac})

L'énergie journalière fournie au réseau de distribution (E_{ac}) exprime la somme du produit de la puissance produite par le temps de la durée du jour, elle est donnée par la formule suivante :

$$E_{ac,d} = \sum_{i=1}^{b=Trp} V_{ac} \times I_{ac} \times T_r \quad (I.6a)$$

Avec :

Tr : c'est le temps d'intervalle ;

Trp : c'est la période de fonctionnement ;

Vac : la tension fournie au réseau de distribution ;

Iac : le courant au réseau de distribution ;

De même, l'énergie mensuelle fournie au réseau de distribution est notée par $E_{ac,m}$, elle présente la somme de toutes les énergies fournies durant les jours du mois, elle est exprimée par la relation suivante :

$$E_{ac,m} = \sum_{i=1}^N E_{ac,d} \quad (\text{I.6b})$$

Avec :

N : le nombre de jours durant le mois ;

$E_{ac,d}$; l'énergie journalière fournie au réseau de distribution.

I.2.2.2 Rendement de référence (Y_r)

Le rendement de référence est le rapport entre la quantité totale de rayonnement solaire arrivant à la surface des panneaux solaires photovoltaïques I_{POA} (kWh/m²) et la quantité de rayonnement de référence G_0 (1kW/m²). Ce paramètre représente le nombre d'heures durant lesquelles l'éclairement est égal à celui de référence, Le rendement de référence Journalier $Y_{r,d}$ est exprimé par la formule suivante :

$$Y_{r,d} = \frac{I_{POA}}{G_0} \quad (\text{I.7a})$$

$I_{POA,d}$: l'énergie journalière du rayonnement arrivant à la surface des panneaux PV ;

G_0 : le rayonnement de référence (dans les conditions standard).

Notant que le rendement de référence mensuel $Y_{r,m}$ est la moyenne des rendements de référence journaliers $Y_{r,d}$, il est exprimé par la formule suivante :

$$Y_{r,m} = \frac{1}{N} Y_{r,d} \quad (\text{I.7b})$$

Avec :

N : le nombre de jours durant le mois ;

$Y_{r,d}$: le rendement de référence journalier

$Y_{r,m}$: le rendement de référence mensuel.

I.2.2.3 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 (kWc) des rangées sous les conditions standard (STC : irradiation : 1000 W/m², 25°C température ambiante et spectre de référence AM 1.5-G). Le rendement du champ journalier est donné par :

$$Y_{a,d} = \frac{E_{dc,d}}{P_0} \quad (\text{I.8a})$$

Le rendement du champ mensuel est la moyenne des rendements du champ journaliers, il est donné par :

$$Y_{a,m} = \frac{1}{N} Y_{a,d} \text{ (I.8b)}$$

I.2.2.4 Rendement final du système PV (Y_f)

Le rendement final correspond à l'énergie totale produite par le système PV, E_{ac} (kWh) Par rapport à la puissance nominale installée P_0 (kWc). Cette quantité représente le nombre d'heures pendant lesquelles le champ PV devrait fonctionner à sa puissance nominale. Le rendement final journalier est donnée par :

$$Y_{f,d} = \frac{E_{ac,d}}{P_0} \text{ (I.9a)}$$

Le rendement final du système mensuel est la moyenne des rendements finaux du système journaliers, il est donné par :

$$Y_{a,m} = \frac{1}{N} Y_{a,d} \text{ (I.9b)}$$

I.2.2.5 Indice de performance normalisé (PR)

Le rapport de performance PR indique l'effet global des pertes sur la production énergétique des rangées d'un système PV. Les valeurs de PR indiquent à quel point un système PV approche les performances idéales dans des conditions réelles d'exploitation.

PR est défini par le ratio entre le rendement final et le rendement de référence, c'est une quantité adimensionnelle. L'indice de performance journalier est exprimé par :

$$PR_d = \frac{Y_{f,d}}{Y_{r,d}} \text{ (I.10a)}$$

De même, l'indice de performance mensuel est donné par :

$$PR_m = \frac{Y_{f,m}}{Y_{r,m}} \text{ (I.10b)}$$

I.2.2.6 Les pertes du système par conversion (L_s)

Les pertes du système par conversion (L_s) sont dues aux pertes par conversion des onduleurs (courant continu courant alternatif) et elles sont définies par la différence entrée rendement du champ PV (Y_a) et le rendement final (Y_f). Les pertes du système par conversion journalières sont données par :

$$L_{s,d} = Y_{a,d} - Y_{f,d} \text{ (I.11a)}$$

Les pertes du système par conversion mensuelles sont exprimées par :

$$L_{S,m} = Y_{a,m} - Y_{f,m} \quad (\text{I.11b})$$

I.2.2.7 Les pertes diverses (Lc)

Les pertes diverses (Lc) sont définies par la différence entre le rendement de référencée le rendement du champ PV. Elles représentent les pertes dues aux : températures des panneaux, câblages, ombrage partiel, pertes spectrales, la salissure, erreurs dans la recherche du point de puissance maximale, de conversions (DC-AC), etc. Les pertes du diverses journalières sont données par :

$$L_{c,d} = Y_{r,d} - Y_{a,d} \quad (\text{I.12a})$$

Les pertes diverses mensuelles sont exprimées par :

$$L_{c,m} = Y_{r,m} - Y_{a,m} \quad (\text{I.12b})$$

I.2.2.8 L'efficacité du champ PV (η_{PV})

L'efficacité du champ photovoltaïque est le rapport de l'énergie totale générée par les rangées PV (E_{DC}) au produit de la quantité d'irradiation sur le plan des panneaux et de la surface globale du champ photovoltaïque. L'efficacité journalière du champ photovoltaïque est donnée par :

$$\eta_{pv,d} = \frac{E_{DC,d}}{I_{POA,d} \times A_m} \times 100 \quad (\text{I.13a})$$

Avec :

A_m : La surface du champ photovoltaïque ;

$I_{POA,d}$: L'énergie journalière du rayonnement arrivant à la surface des panneaux PV ;

$E_{DC,d}$: L'énergie journalière totale générée par les rangées PV (E_{DC}).

L'efficacité mensuelle du champ photovoltaïque est donnée par :

$$\eta_{pv,m} = \frac{E_{DC,m}}{I_{POA,m} \times A_m} \times 100 \quad (\text{I.13b})$$

Avec :

$I_{POA,m}$: L'énergie mensuelle du rayonnement arrivant à la surface des panneaux PV ;

$E_{DC,m}$: L'énergie mensuelle totale générée par les rangées PV (E_{DC}).

I.2.2.9 L'efficacité du système PV (η_{sys})

L'efficacité du système PV est le rapport de l'énergie totale générée par le système PV (E_{AC}) au produit de la quantité d'irradiation sur le plan des panneaux et de la surface globale du champ photovoltaïque.

$$\eta_{\text{sys},d} = \frac{E_{AC,d}}{I_{POA,d} \times A_m} \times 100 \quad (\text{I.14a})$$

Avec :

A_m : La surface du champ photovoltaïque ;

$I_{POA,d}$: L'énergie journalière du rayonnement arrivant à la surface des panneaux PV ;

$E_{AC,d}$: L'énergie journalière totale générée par le système PV (E_{AC}).

L'efficacité mensuelle du système est donnée par :

$$\eta_{\text{sys},m} = \frac{E_{AC,m}}{I_{POA,m} \times A_m} \times 100 \quad (\text{I.14b})$$

I.2.2.10 L'efficacité de l'onduleur PV (η_{inv})

L'efficacité de l'onduleur (η_{inv}) présente le rapport de l'énergie totale générée par le système PV à l'énergie totale générée par les rangées photovoltaïques. L'efficacité journalière de l'onduleur est donnée par :

$$\eta_{\text{inv},d} = \frac{E_{AC,d}}{E_{DC,d}} \times 100 \quad (\text{I.15a})$$

L'efficacité mensuelle de l'onduleur est exprimée par l'équation suivante :

$$\eta_{\text{inv},m} = \frac{E_{AC,m}}{E_{DC,m}} \times 100 \quad (\text{I.15b})$$

I.2.3 Les centrales Photovoltaïque en Algérie :

La société SKTM (Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadiada) a installé depuis 2014 un nombre de 23 centrales photovoltaïques sur le territoire national comme illustré sur la Figure I.10 qui sont en service. Elles sont regroupées en trois groupes Figure I.11 selon la situation géographique [14] ;

- **L'unité des Hauts Plateaux Est** : elle comporte les contrôles suivants ; M'sila, El Hadjira, Oued Nechou, Batna, Djelfa et Souk Ahras. Elle présente une puissance totale de 121,1 MW.
- **L'unité des Hauts Plateaux Ouest** : elle comporte les contrôles suivants ; Laghouat, S.B Abbas, Naama, Saida et El Bayadh. Elle présente une puissance totale de 145 MW.
- **L'unité du Sud** : elle comporte les contrôles suivants ; Adrar, Kabertène, Tindouf Djanet, ZouietKounta, In Salah, Timimoune, Tamanrasset, Reggane, Aoulef. Elle présente une puissance totale de 78MW.

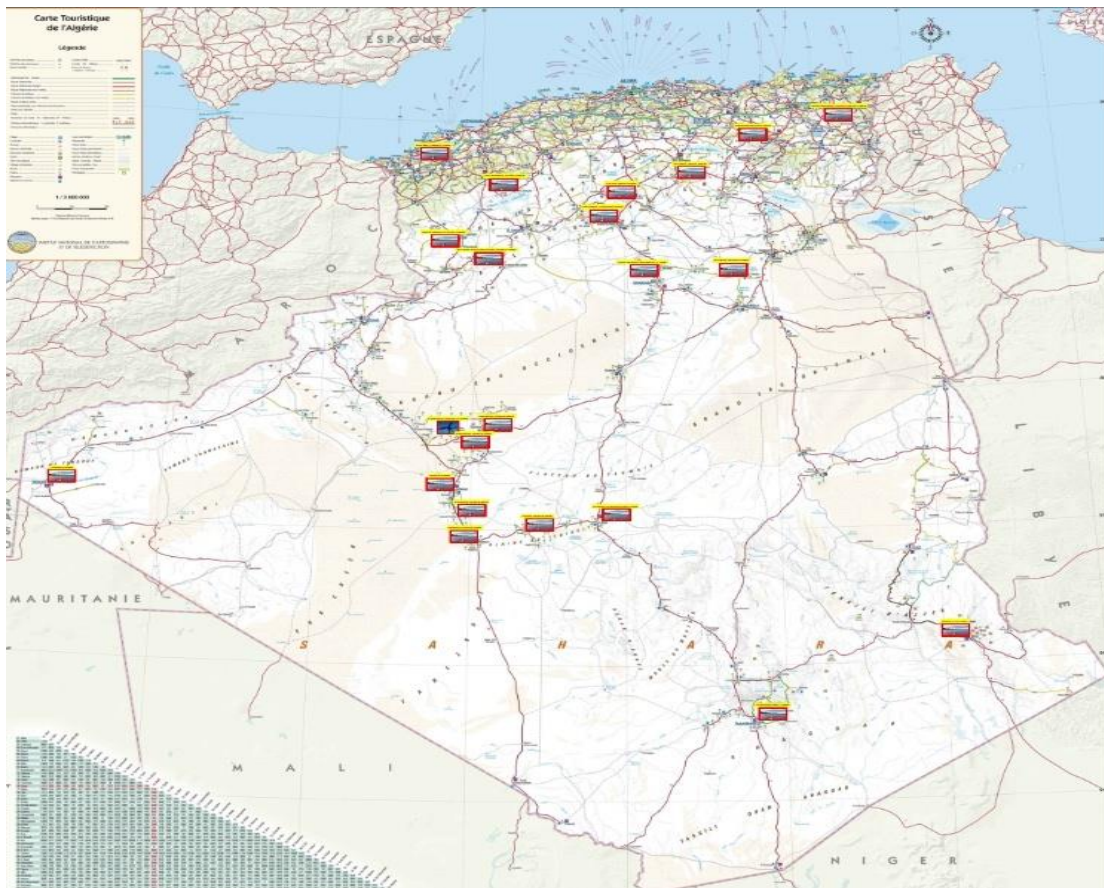


Figure I. 10: Situation géographique des centrales EnR relevant de SKTM. [10].

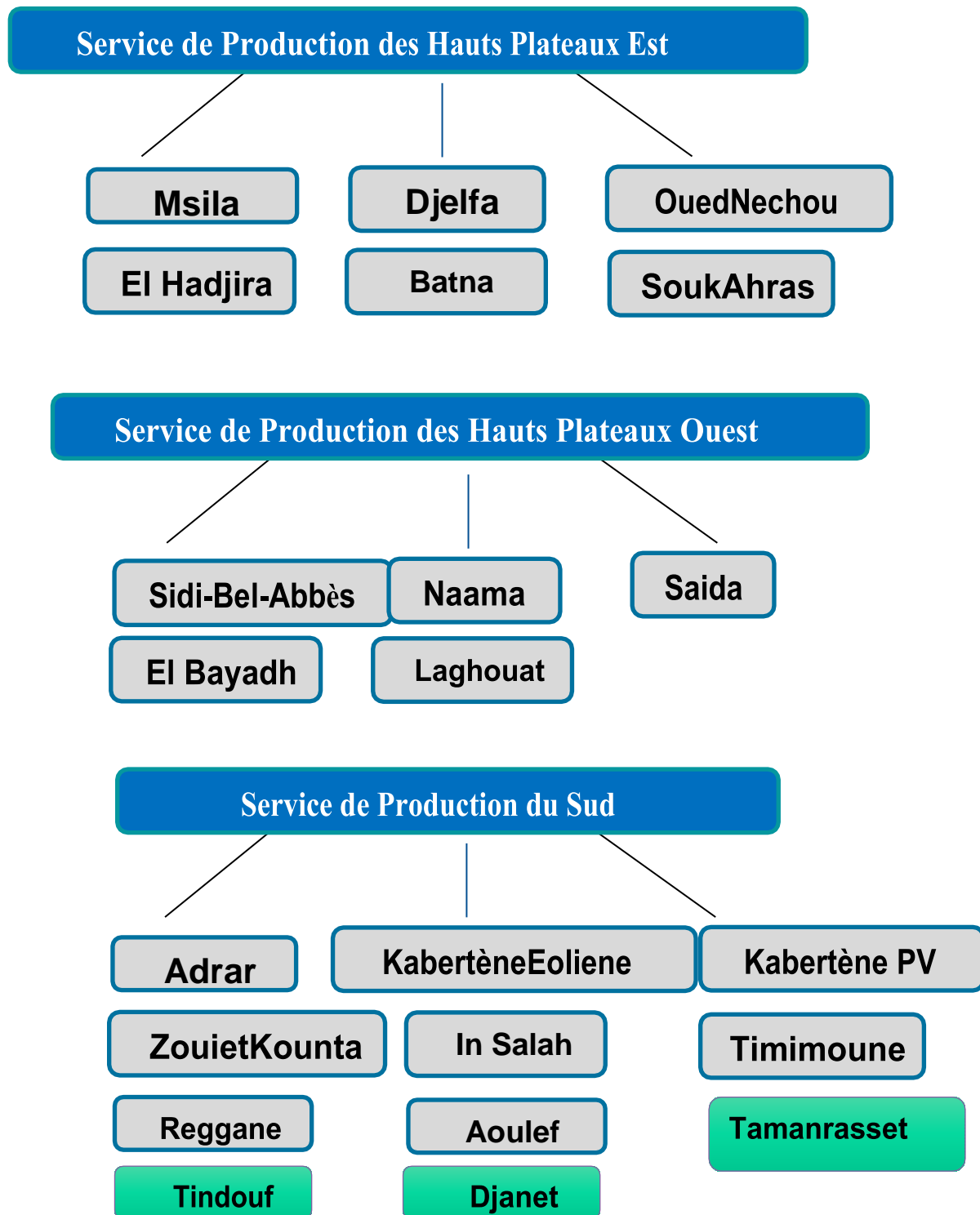


Figure I. 11: Répartition des centrales photovoltaïques en Algérie Selon la région [web7]

Les puissances individuelles de chacune des centrales photovoltaïques fonctionnelles sont regroupées dans le Tableau 1.1. Notant que la centrale de Laghouat présente la puissance la plus grande de toutes les centrales installées avec une puissance de 60 MW, par contre la centrale de Batna présente la plus petite valeur de puissance (2 MW) [11].

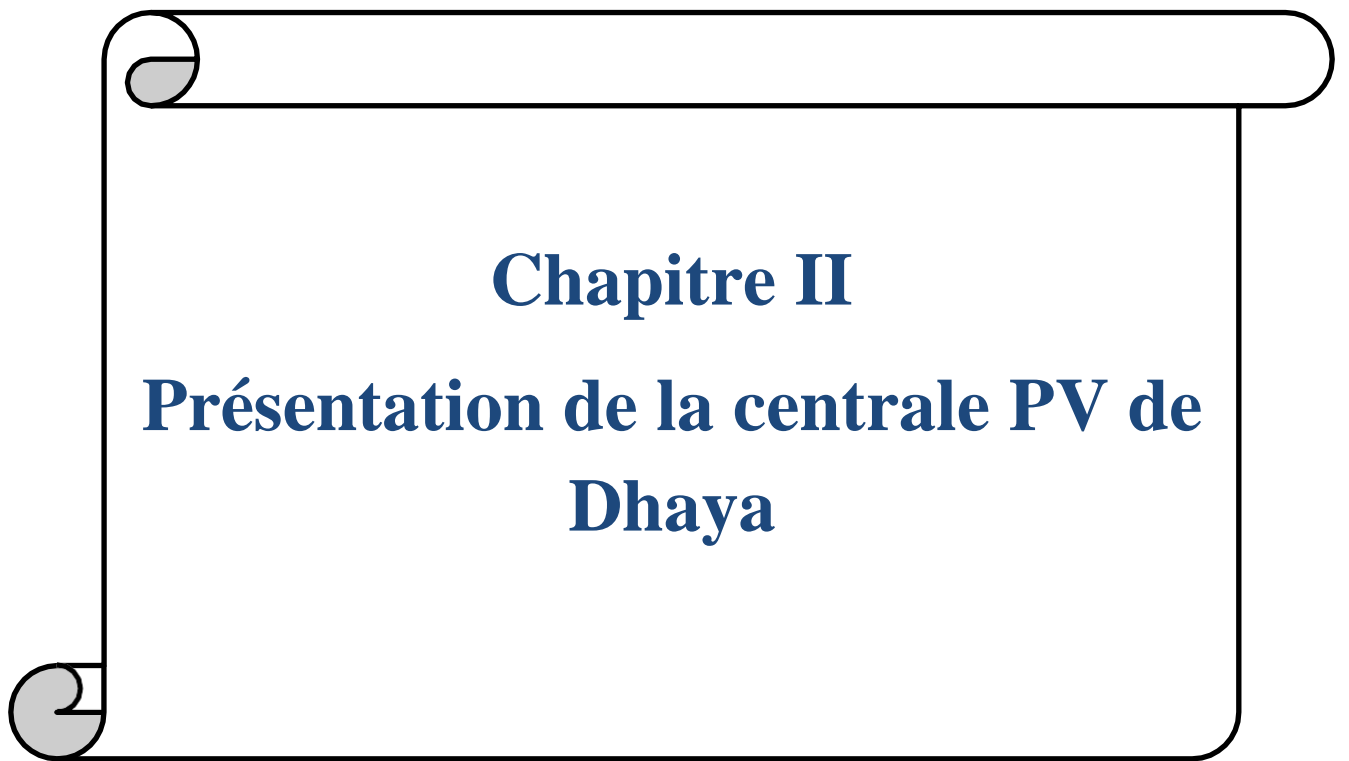
Site	Puissance (MWc)	Operateur	Année d'injection sur 30kV/60kV
BATNA	02	Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC.	2015
SOUK AHRAS	15	Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC.	2016
M'SILA	20	Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC.	2016
DJELFA	20+33	Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC.	2015/2016
LAGHOUAT	40+20	Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC.	2016/2015
OUARGLA	30	Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC.	2016
ADRAR	20	Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC.	2015
KABERTENE	03	Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC.	2015
AOULEF	05	Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC.	2016
REGGANE	05	Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC.	2016
ZAOUYET KOUNTA	06	Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC.	2016
IN SALLAH	05	Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC.	2016
TIMIMOUNE	09	Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC.	2016
TINDOUF	09	Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC.	2015
DJANET	03	Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC.	2015
TAMANRASSET	13	Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC.	2015
SIDI BELABBAS	12	BELECTRIC	2016
SAIDA	30	BELECTRIC	2016
NAAMA	20	BELECTRIC	2016
EL BAYADH	23	BELECTRIC	2016

Tableau I. 1:La puissance des centrales photovoltaïques en Algérie [10].

I.3. Conclusion

L'étude fait le long de ce chapitre nous permis de retenir les points suivants :

- Le système photovoltaïque repose sur la conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique car l'effet photovoltaïque est une propriété du semi-conducteur.
- Il y'a deux types d'installations PV une est autonome (non raccordées au réseau) et une autre raccordée au réseau (transporter par les lignes de la tension).
- L'analyser les performances d'un système solaire PV, des paramètres de performance ont été spécifiés par l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) et sont décrits dans les normes standardisées (Commission Electrotechnique Internationale) CEI 61724. Ces paramètres sont le rendement de référence (Y_r), le rendement du champ PV (Y_a), le rendement final du système PV (Y_f), le rapport de performance (PR), les pertes du système (LS) et les pertes diverses(LC).
- Ces paramètres sont utilisés pour définir les performances du système dans son ensemble par rapport à la production d'énergie, les ressources solaires et l'effet global des pertes du système photovoltaïque.
- Actuellement on compte 23 centrales photovoltaïques sur le territoire national.et on prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 MWc d'ici2020.



Chapitre II

Présentation de la centrale PV de Dhaya

Ce Chapitre présente une présentation générale de la centrale photovoltaïque de Dhaya de Sidi Bel Abbés. Il traite sa situation géographique, son développement, sa composition (les champs solaires, les boîtes de jonctions, les onduleurs, les transformateurs, les boîtes auxiliaires, les sonser box, le SMU, la salle de contrôle, le dispositif de mesures environnementales) et son fonctionnement. Les opérations d'entretien et de maintenance effectuées dans cette centrale ont été également mentionnées.

II.1 Situation géographique de la centrale PV de DHAYA

La centrale photovoltaïque de Tlagh (12 MWc) (Figure I).est située dans la Daïra de DHAYA à l'extrême sud de la Willaya de Sidi Bel Abbés à une distance 73 km de la capitale de wilaya. Elle couvre une superficie de 32.6 ha avec un coût de réalisation estimé à 21 millions d'euros, soit l'équivalent à l'époque de 353 millions de dinars. C'est un projet ambitieux qui s'inscrit dans le cadre de l'adoption d'une série de mesures de soutien visant la promotion des énergies renouvelables pour un développement économique durable du pays.



Figure II. 1a: Situation de la société SKTM de Dhaya (Sidi Bel Abbés).

II.2 Développement de la centrale PVDHAYA

La centrale photovoltaïque de Dhaya d'une puissance de 12 MWa été installée en 2016 par les opérateurs Allemands, groupe BELECTRIC et la société Algérienne de production d'électricité Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM). Elle s'inscrit dans le cadre du programme national des énergies renouvelables. Cette centrale injecte sa puissance produite directement dans le réseau national 60KV. Le schéma général de cette centrale est illustré sur la Figure II.1b.



Figure II. 1b : Le schéma général de centrale photovoltaïque Dhaya de Sidi Bel Abbés [web8].

II.3 Description de la centrale PV Dhaya (Sidi Bel Abbés)

La centrale solaire photovoltaïque de Dhaya a été mise en service en (Octobre 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 du pays pour produire 400 mégawatts. La centrale PV de Dhaya est constituée des éléments principaux suivants:

II.3.1 Les champs solaires PV

Cette centrale PV d'une puissance totale de 12 MW occupe une superficie de 32.6ha avec 23904 panneaux photovoltaïques de type HSL60P6 - PB -1-250-silicium poly- cristallin comme installé sur la Figure II.2a. Chaque panneau (Figure II.2b) est composé de 60 cellules en série d'une puissance crête de 250 Wc et les caractéristiques électriques de ces panneaux sont noté dans le tableau II.1.

Ces panneaux PV de la centrale de Dhaya sont répartis sur 6 Skids (sous champ) d'une puissance de 2 MWc chacun. Chaque Skid se repartie sur une envergure de 5hectares. Chaque sous-champ est composé de:

- Deux (2) onduleurs,

Fabricant	Canadian Solaire / Hanwha solar
Model	HSL60P6 - PB -1-250
Puissance nominale maximale (Pmax)	250 W
Tension en fonctionnement optimal (Vmp)	30.4V
Courant en fonctionnement optimal (Imp)	8,23A
Tension en circuit ouvert (Voc)	37,7V
Intensité de court-circuit (Isc)	8.79 A
Température de fonctionnement	-40 C° ~ +85 C°
Tension maximale du système	1000V
Calibre maximal des fusibles en série	15 A
Classification des applications	Class A
Tolérance de puissance	0 ~ +5W
Dimensions	
Longueur	1.638 m
Largeur	0.982 m
Poids	18.5 kg
Cellules	
Technologie de cellule poly-cristalline	
Nombre par module	60
Taille de cellule (carré)	(0.163*0.163) m ²
Rendement de cellule	15.54 %
Liaison des cellules	3 busbars

Tableau II. 1: Caractéristiques électriques des modules PV de la centrale de Dhaya.



Figure III.2a : Les champs photovoltaïques de la centrale de Dhaya.



Figure II. 2b : Panneaux de type HSL60P6 - PB -1-250 utilisés dans la centrale de Dhaya.

- Quatre (4) boîtes centrales,
- Un transformateur.

Chaque onduleur est alimenté par deux boîtes centrales et chaque boîte ressemble un nombre total de 11 câbles, les 10 premiers câbles, chacun porte huit 8 tables en parallèle et le dernier câble porte trois 3 tables en parallèle. Une table est composée de deux (2) strings en parallèle et chaque string comprend 24 panneaux photovoltaïques de type HSL60P6 - PB -1-250. Donc chaque Skid regroupe un nombre de 3984 panneaux qui sont réparties comme indiqué sur le Tableau II.2.

Ces panneaux photovoltaïques sont dirigés vers le sud et ils sont inclinés d'un angle de 15° .

Tableau II. 2: Répartition des panneaux photovoltaïques dans un Skid Dans la centrale PV de DHAYA.

Nomenclature	String	Table	Skid	
			Le premier câble(x10)	Le dernier câble (1)
Disposition	24 panneaux en Séries	2 strings en Parallèle	8 tables en Parallèle	3 tables en Parallèle
Nombre de Panneaux	24	48	384 (x10)	144
			3984	

II.3.2 Les boites centrales

Les câbles principaux DC de 150 mm^2 sont regroupés dans des centrales boxe illustré sur la Figure II.3. Selon leur polarité, les câbles DC principaux sont répartis sur des boites centrales (central Box). On a deux boites centrales Négatives regroupant les câbles DC Négatives et les deux autres positives regroupant les câbles DC positives dans chaque Skid. Les caractéristiques techniques des boites centrales sont notées dans l'ANNAXE2(I.A).



Figure II. 3: les centraux box utilisés dans la centrale PV Dhaya.

II.3.3 Les onduleurs photovoltaïques

Chaque Skid comporte deux onduleurs solaires de type SUNNY CENTRAL 800CP XT du fabricant SMA comme illustrés sur la Figure II.4. Les caractéristiques

techniques des onduleurs sont notées en ANNEXE2(I.B) Ces onduleurs assurent la conversion du courant continu délivré par les panneaux solaires photovoltaïques en courant alternatif.

II.3.4 Les transformateurs

Chaque Skid comporte un transformateur de type SGB élévateur comme indiqué sur la Figure II.5. Ce dernier permet de transformer un système de tension et de courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, dans le but de transmettre la puissance électrique.

Les caractéristiques électriques de ce type de transformateur utilisé dans la centrale photovoltaïque Dhaya sont regroupées en ANNEXE2(I.C).



Figure II. 4: L'onduleur utilisé dans la centrale PV Dhaya.



Figure II. 5: Le transformateur de puissance utilisé dans la centrale PV Dhaya.

II.3.5 La boîte auxiliaire:

La boîte auxiliaire est illustrée sur la Figure II.6, a pour but d'alimenter les auxiliaires relatifs aux équipements d'un Skid à savoir : Onduleurs, transformateurs, central box et sonser box.

Les caractéristiques électriques de la boîte auxiliaire utilisée dans la centrale photovoltaïque Dhaya sont regroupées en ANNEXE2(I.D).

II.3.6 Le sonser box:

Le sonser box est illustré sur la Figure II.7, son est de centraliser et traité toutes les données parvenues du Skid et par la suite les envoyer au scada main unit, il assure les fonctions suivantes :

- Mesure en temps réel du courant CC et CA & valeurs de tension
- Mesure des paramètres météo du système
- Saisie des signaux à la seconde et stockage intermédiaire

Les caractéristiques électriques du sonser box utilisé dans la centrale photovoltaïque Dhaya sont regroupées en ANNEXE2(I.E).

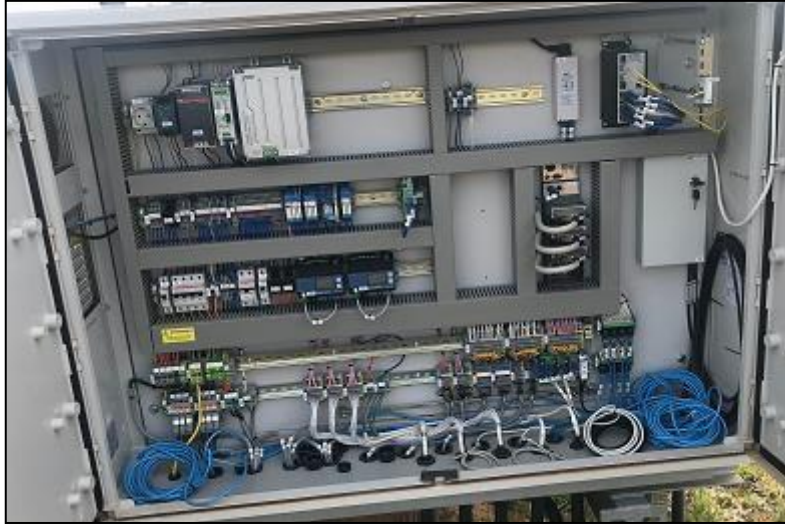


Figure II. 6: La boîte auxiliaire utilisée dans la centrale PV Dhaya.



Figure II. 7: Le sonser box utilisée dans la centrale PV Dhaya.

II.3.7 Le SMU (SCADA MAIN UNIT):

Le traitement des données émis par les sonser box sur la figure II.8 ce fait dans la SMU dans les IPC (industriel PC), chaque SMU est équipée de deux IPC, un principal et l'autre de secours pour assurer la redondance dans le système de contrôle et de commande. Il présente une :

- Connexion Internet via GPRS/EDGE/UMTS, DSL ou Ethernet;
- Haute sécurité grâce au VPN codé;
- Protection intelligente des composants (en cas de panne de courant, par exemple) ;

- Contrôle permanent de toutes les connexions de communication.



Figure II. 8: Le SMU utilisée dans la centrale PV Dhaya.

II.3.8 La salle de contrôle

La salle de contrôle de la centrale PV de Sidi Bel Abbas illustrée sur la figure II.9 présente deux ordinateurs, le première pour l'acquisition des données et le contrôle des systèmes (onduleurs, les connecteurs, les panneaux...etc.) et l'autre pour la surveillance du réseau électrique GRTE (Société Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Électricité). Cette salle de contrôle respecte la norme standardisée CEI 60529 [13] 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.

Le système de surveillances des données a été conçu suivant la norme IEC61724. Les paramètres tels que : le rayonnement solaire (G), la température ambiante (T_a), la température du module (T_m), la vitesse du vent (v), l'énergie générée DC et AC (E_{DC} et E_{AC}) sont mesurés instantanément chaque 15 minutes durant la journée.



Figure II. 9: La salle de contrôle et de commande de la centrale PV Dhaya.

II.3.9 Dispositifs de mesure environnementale

La centrale de Dhaya est équipée d'une mini station météorologique illustrée la Figure II.10. Elle est équipée des instruments de mesures des rayonnements solaires (pyromètre de type ISO9060), des capteurs de mesure de température (de type DLE120), un capteur de mesure d'humidité (de type DMA672.1) et d'un anémomètre pour la mesure de la vitesse du vent (de type KIT 5.0) et para foudre et mesure la quantité de pluie. Les données collectées sont enregistrées dans un des ordinateurs d'acquisition des données de la centrale installé dans la salle de contrôle.



Figure II. 10: Mini station météorologique de la centrale de Dhaya.

II.4 Fonctionnement de la centrale PV de DHAYA

La centrale photovoltaïque de Dhaya peut fonctionner suivant deux modes :

- le mode connectée au réseau : une partie de l'électricité produite par les panneaux est utilisée pour alimenter la centrale et le reste est envoyé vers la poste d'évacuation puis vers le réseau. En général, le système fonctionne suivant ce mode, le surplus de l'énergie produite est injecté au réseau de distribution de l'GRTE (Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité).
- le mode autonome : dans ce cas, la centrale photovoltaïque n'est pas connectée au réseau.

II.5 Opération d'entretien et de maintenance

Dans la centrale photovoltaïque de Dhaya et toutes les centrales réalisées par la société Allemand BELECTRIC, on note le même programme d'entretien et de maintenance comme indiqué dans la centrale de Dhaya [14]

➤ Répartition des tâches

La société Allemand a établi un planning qui permet de suivre toutes les tâches 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'inspections, les pièces de rechange, le budget...etc.

➤ 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.

➤ 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 remplir 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;

➤ **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 boites 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 dans une enregistre 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.

➤ **Anomalies et réparations**

Au cours de son fonctionnement, la centrale peut être sujette à une défaillance engendrant une panne. Par conséquent, dans le même enregistre du Contrôle périodique et Plan d'entretien annuel on doit enregistre 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 (est dirigé par la société BELECTRIC);
- Les équipements utilisés;

- La nature de l'anomalie;
- Les causes de l'anomalie;
- La date de réparation;

Notant bien que toutes ces tâches sont sous la responsabilité de la société allemande BELECTRIC, qui est la société responsable de construction et de maintenance de la centrale solaire PV de DHAYA de Sidi Bel Abbés, elle est toujours sous garantie.

➤ **Le Nettoyage**

- D'une manière générale, les méthodes de nettoyage de la surface des modules photovoltaïques n'ont pas été au centre de l'attention des chercheurs. Ce manque d'attention peut résulter de l'idée que la quantité de pluie dans la région où le système PV est installé, est suffisante pour nettoyer la surface des modules PV. 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.11) 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 PV.



Figure II. 11: Machine mobile pour le nettoyage des panneaux PV [14].

II.6 Conclusion

La centrale photovoltaïque de Dhaya (Sidi Bel Abbés) présente une capacité de production de 12 MWc, elle s'inscrit dans le programme national de production de l'électricité à partir des énergies renouvelables.

Cette centrale s'étale sur une superficie de 32.6 ha avec 23904 panneaux photovoltaïques de type HSL60P6 - PB -1-250 (silicium poly-cristallin). Elle comporte également 24 boîtes de jonctions, 12 onduleurs de type Sunny Central 850CP XT, et de 6 transformateurs de puissance de type **SGB** élévateur et une armoire de communication des charges et une salle de contrôle. En plus d'une mini station pour la mesure des données météorologiques.

La centrale photovoltaïque de Dhaya est de même technologie que les centrales photovoltaïques d'Ain Skhouna (Saida), (Namaa) et (El Bayadh). Elle a été réalisée par la société allemande BELECTRIC et de même toutes les tâches de maintenance et d'entretien sont sous la responsabilité de cette société.

A decorative border resembling a scroll, with a black outline and grey shading on the top and bottom edges, framing the text.

Chapitre III

Analyse de performances réelles de la centrale PV de Dhaya

Ce Chapitre présente l'analyse des performances de la centrale photovoltaïque de Dhaya (Sidi Bel Abbas) d'une puissance de 11,952 MWc raccordée au réseau national durant les mois de Mars- Avril- Mai- Juin et Juillet de l'année 2019. Il se comporte deux parties, la première est consacrée à l'analyse des données météorologiques du site de cette centrale PV et la deuxième partie est réservée à l'analyse des performances de cette centrale PV. Les paramètres de cette étude regroupent le rendement de référence (Yr), le rendement du champ PV (Ya), le rendement final du système PV (Yf), le rapport de performance (PR), les pertes du système (LS) et les pertes diverses (LC). Ces paramètres ont été spécifiés par l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) et sont décrits dans les normes standardisées (Commission Electrotechnique Internationale) CEI61724.

Partie01:

III.1. Analyse des données météorologiques du site de la centrale PV Dhaya.

Les conditions extérieures telles que le rayonnement solaire (irradiation), la température externe, la vitesse et la direction du vent et l'humidité ont des effets importants sur les performances optimales d'une installation photovoltaïque en phase de production.

Durant cette étude, on a analysé les données journalières du rayonnement solaire, la température externe et la vitesse du vent pour les cinq mois ; Mars, Avril, Mai, Juin Juillet de l'année 2019 enregistrées sur le site de cette centrale PV.

III.1.1 Evolution de l'insolation journalière des mois (Mars-Avril-Mai-Juin-Juillet).

L'évolution du rayonnement solaire global journalier sur le plan des modules (I_{POA}) durant les mois (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet) de l'année 2019 est illustrée sur la Figure III. 1 (a.b.c.d et e).

On note que l'insolation journalière durant ces cinq mois (Mars, Avril, Mai, Juin et Juillet) varie de jour en jour. Durant la mois de Mars, la valeur moyenne de l'insolation est de 5,324 KWh/m²/jour, avec un maximum de 7,390KWh/m² enregistré durant de 28^{ème} jour du mois et un minimum de 1,183KWh/m² noté durant de 22^{ème} jour du ce mois.

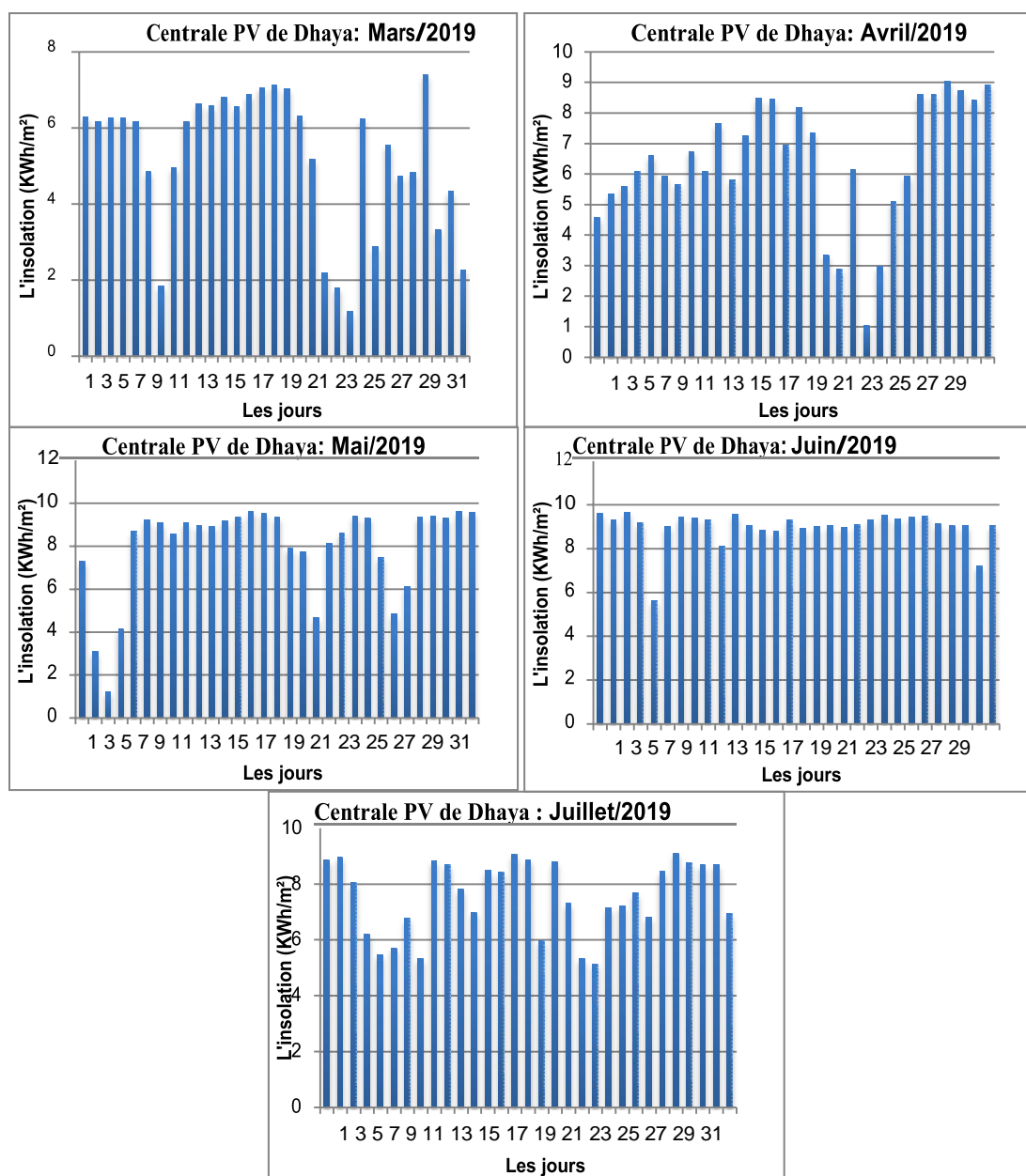


Figure III. 1: Evolution de l'insolation (Ht) journalières de la centrale PV de Dhaya (a : Mars, b : Avril c : Mai, d : Juin, e : Juillet).

La valeur moyenne de l'insolation durant le mois d'Avril est de 6,419 KWh/m²/jour, elle présente un maximum de 9,032KWh/m² noté durant de 27^{ème} jour de ce mois et un minimum de 1,046 KWh/m² noté durant de 21^{ème} jour de ce mois.

Durant le mois de Mai, l'insolation journalière moyenne 7,911 KWh/m²/jour avec un maximum de 9,622KWh/m² enregistré durant de 30^{ème} jour et un minimum de 1,213KWh/m² noté durant de 3^{ème} jour du ce mois.

La valeur moyenne de l'insolation durant le mois de Juin est de 9,003 KWh/m²/jour, elle varie entre un maximum de 9,654KWh/m² enregistré durant de 3^{ème} jour et un

minimum de 5,611KWh/m² noté durant de 5^{ème} jour du ce mois. Durant le dernier mois Juillet, on note que une valeur moyenne de 7,57 KWh/m²/jour avec un maximum de 9,11KWh/m² enregistré durant de 27^{ème} jour du et un minimum de 5,15KWh/m² noté durant de 21^{ème} jour du ce mois.

On note que l'insolation mensuelle augmente progressivement durant les mois d'Avril Mai et Juin ensuite elle baisse durant le mois de Juillet.

III.1.2 Evolution des températures journalières des mois (Mars-Avril-Mai-Juin-Juillet).

Dans cette partie, on présente l'évolution de la température ambiante journalière durant les mois (Mars-Avril-Mai-Juin-Juillet) en plus de celle du module PV comme illustré sur la Figure III. (2a, 2b, 2c, 2d, 2e). On remarque que pour les cinq mois, la température du module PV est de valeur supérieur à cette de la température ambiante et l'évolution de la température du module suit l'allure de la température ambiante. Cela est dû à la génération de pertes thermiques qui se produit évidemment lors de la production d'énergie. A titre d'exemple, au mois de Mars la température journalière ambiante varie entre 16,40 °C et 1,92 °C avec une valeur moyenne de 10,58°C. La température journalière du module varie entre 21,31°C et 3,31 °C avec une moyenne de 14,31°C.

On note également que la température ambiante moyenne journalière augmente progressivement durant les mois ; Avril (12,02°C), Mai (18,23°C), Juin (23,00°C) et Juillet (26,97°C). De même pour la température moyenne journalière du module ; Avril (13,20°C), Mai (19,92°C), Juin (26,36°C) et Juillet (31,81°C).

III.1.3 Evolution de la vitesse du vent journalière des mois (Mars-Avril-Mai-Juin-Juillet).

L'évolution journalière de la vitesse du vent durant les mois de Mars, Avril, Mai, Juin et Juillet de l'année 2019 dans la centrale Dhaya est illustrée sur la Figure III. (3a, 3b, 3c, 3d, 3e). On constate que la variation de la vitesse du vent est aléatoire durant tous ces mois. Elle prend une valeur moyenne de 6,48 m/s. durant le mois de Mars, 6,28m/s durant le mois d'Avril, 5,84m/s durant le mois de Mai, 6,56m/s durant le mois de Juin et 7,57m/s durant le mois de Juillet.

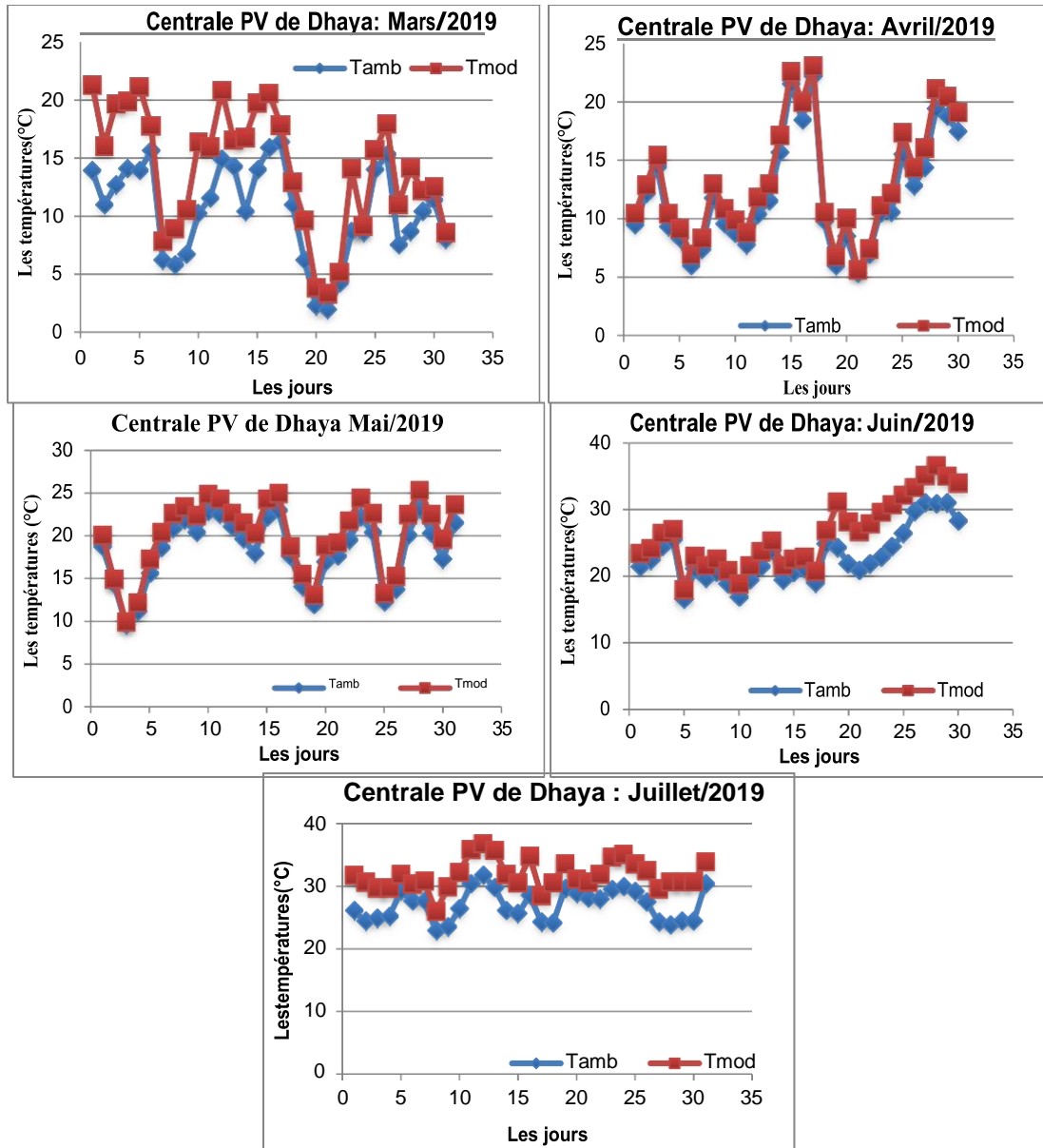


Figure III. 2: Evolution des températures journalières (Tam, Tmod) de la centrale PV de Dhaya (a : Mars, b : Avril c : Mai, d : Juin, e : Juillet).

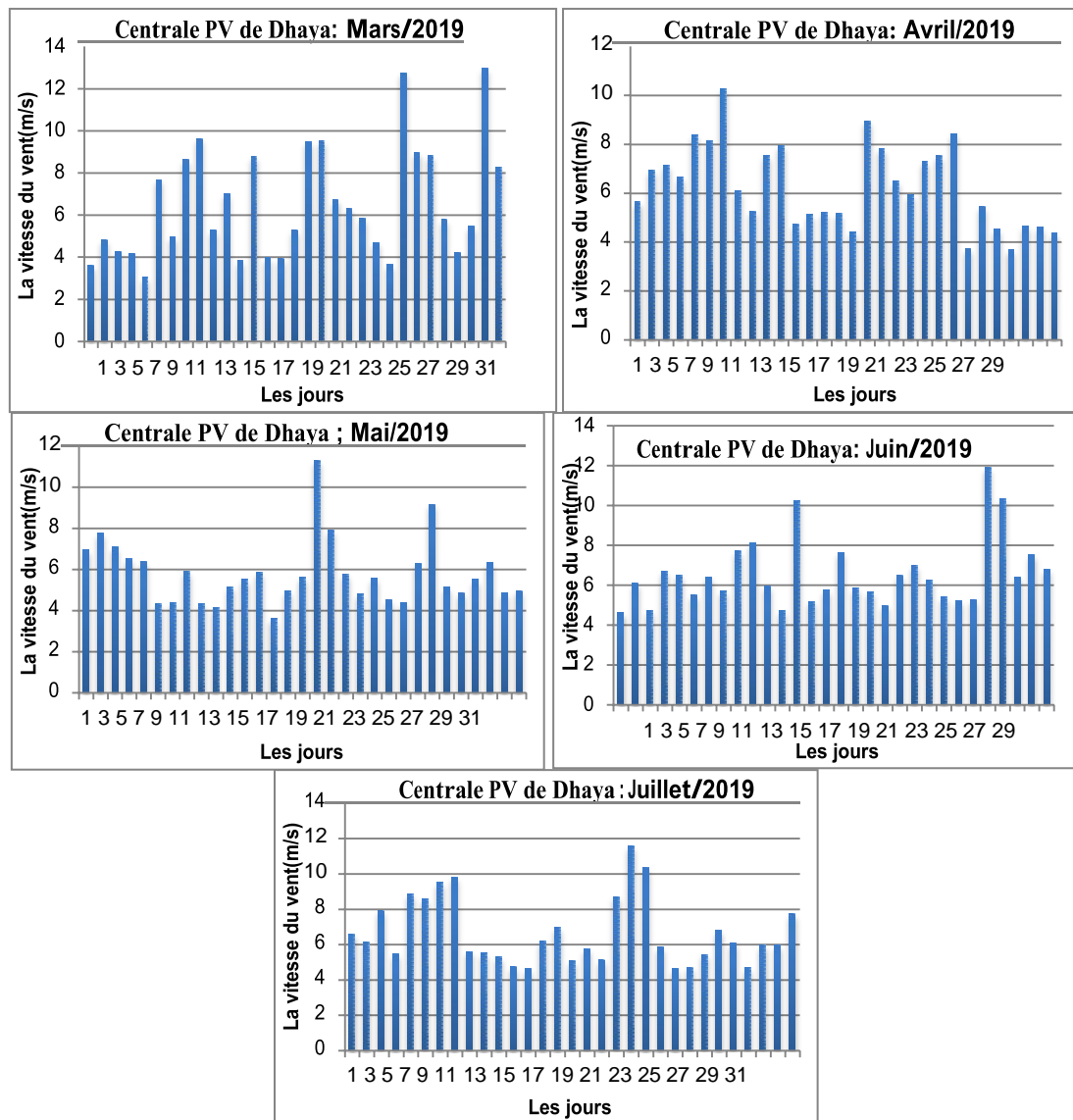


Figure III. 3: Evolution journalière de la vitesse du vent de la centrale PV de Dhaya (a : Mars, b : Avril c : Mai, d : Juin, e : Juillet).

Partie02:

III.2 Analyse de l'évolution des performances de centrale PV de Dhaya

Notre analyse de performance de la centrale photovoltaïque (Dhaya) d'une capacité de 11,952 Mwc raccordée au réseau de la willaya de Sidi Bel Abbes s'effectue sur les cinq mois (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet) de l'année 2019.

III.2.1 Energie générée (E_{dc}) et énergie fournie (E_{ac})

L'énergie mensuelle générée par la centrale photovoltaïque (E_{dc}) et l'énergie fournie au réseau de distribution (E_{ac}) durant les cinq mois d'étude sont représentées

sur la Figure III.4. Le maximum de la production d'énergie générée par la centrale PV est atteint pour le mois de Juin 2019 avec 2,430 GWh et le minimum d'énergie a été généré au mois d'Avril 2019 avec 1,651 GWh.

L'énergie mensuelle fournie au réseau (E_{AC}) présente une valeur maximale de 2,336GWh enregistrée durant du mois Juin et présente également une valeur minimale de 1,592 GWh notée durant du mois Avril.

On note que ces des énergies (générée par la centrale photovoltaïque (E_{DC}) et fournie au réseau (E_{AC}) suivent la même allure que l'insolation (H_t) mensuelle comme noté au point III.1.1. Elles sont proportionnelles à l'insolation, elles présentent des valeurs élevées pour des insolutions élevées et des valeurs faibles pour des faibles valeurs d'insolation.

Notant que les faibles valeurs notées au mois d'Avril sont due au manque de données (non enregistrées) des jours 25-26-27 et 28 de ce mois.

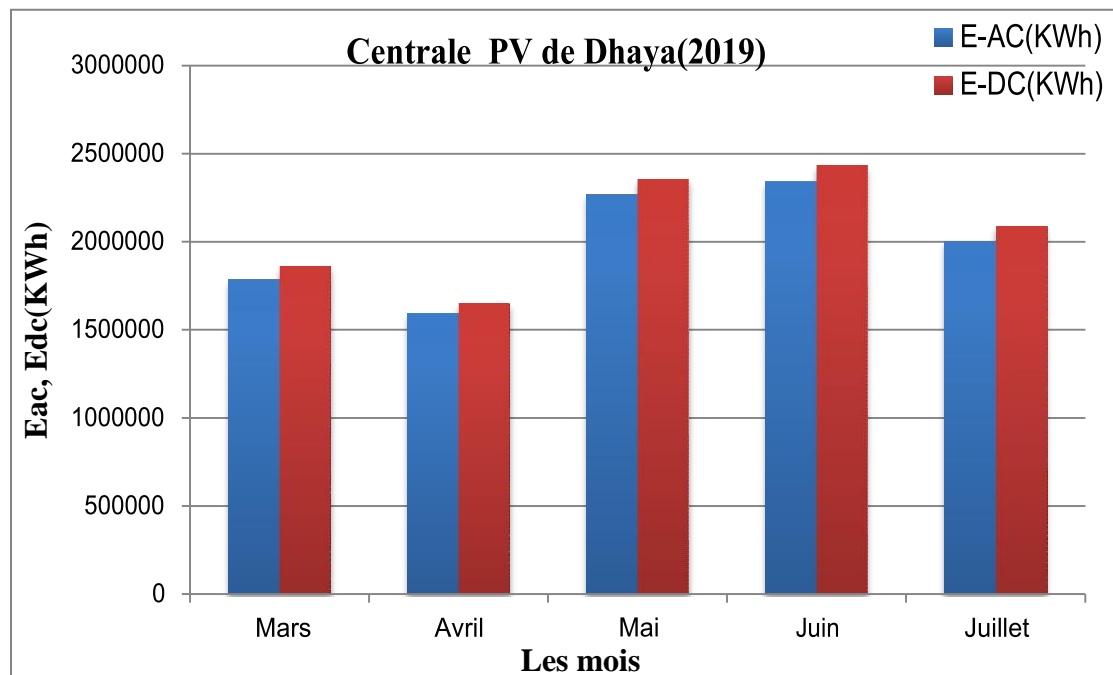


Figure III. 4: Les énergies mensuelles Eac et Edc de la centrale PV Dhaya (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet).

III.2.2 Les rendements : de référence (Y_r), du champ PV (Y_a) et final du système PV (Y_f)

La Figure III.5 illustre l'évolution des rendements mensuels; rendement de référence (Y_r), rendement du champ photovoltaïque (Y_a) et le rendement final du système photovoltaïque (Y_f) des mois (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet) de l'année 2019. On remarque que le rendement mensuel de référence (Y_r)

varie entre une valeur minimale de 5,32 h/d noté du mois Mars et une valeur maximale de 9,00 h/d enregistré du mois Juin. Le rendement mensuel du champ photovoltaïque présente une valeur maximale de 6,78 h/d enregistrée du mois Juin et une valeur minimale de 4,61 h/d noté du mois Avril et le rendement du final mensuel varie entre 4,44 h/d noté du mois Avril et 6,51 h/d enregistré du mois Juin.

On note que ces trois rendements suivent l'allure de l'insolation sauf pour les valeurs du rendement du champ photovoltaïque et le rendement final du mois d'Avril qui présentent des valeurs inférieures ce qui est le résultat du manque de données pour les jours cités au paravent.

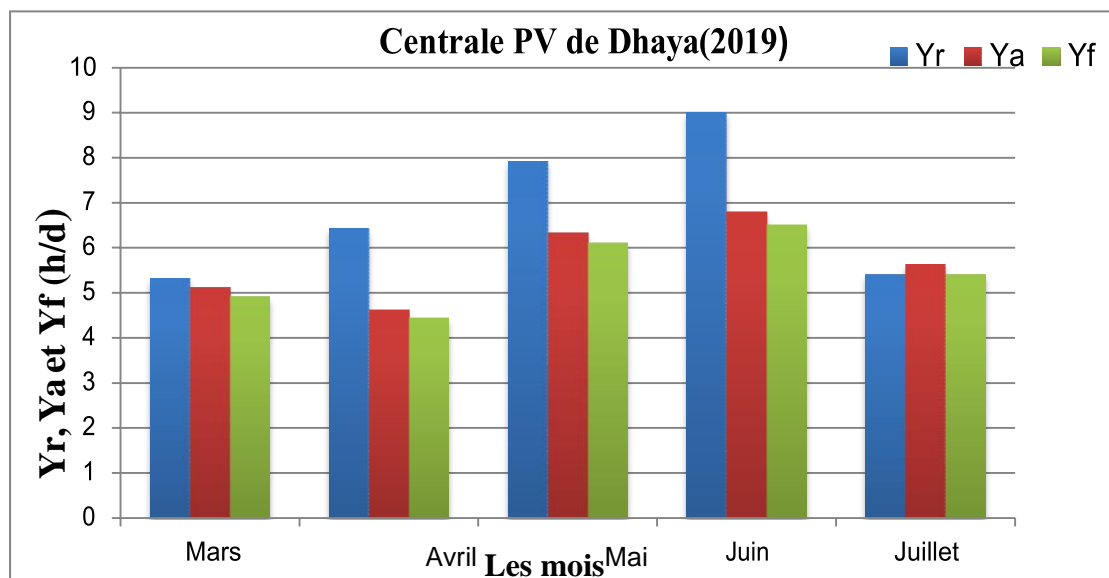


Figure III. 5: Evolution mensuelle de rendement Yr, Ya, Yf de la centrale PV de Dhaya (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet de l'année 2019).

III.2.3 Indice de performance normalisé(PR)

L'évolution mensuelle de l'indice de performance de la centrale PV de Dhaya durant les mois (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet) de l'année 2019 est représentée sur la Figure III.6. L'indice de performance normalisé mensuelle (PR) varie entre 69% (Avril) et 92 % (Mars).

Notant qu'un indice de performance supérieur à 80 % correspond à un système dont les performances approchent les performances idéales dans les conditions STC. La faible valeur de l'indice de performance noté au mois d'Avril est attribuée au manque de données cité au paravent. Par contre pour

les mois de Mai, juin et juillet, cette baisse de l'indice est due à l'effet de la température.

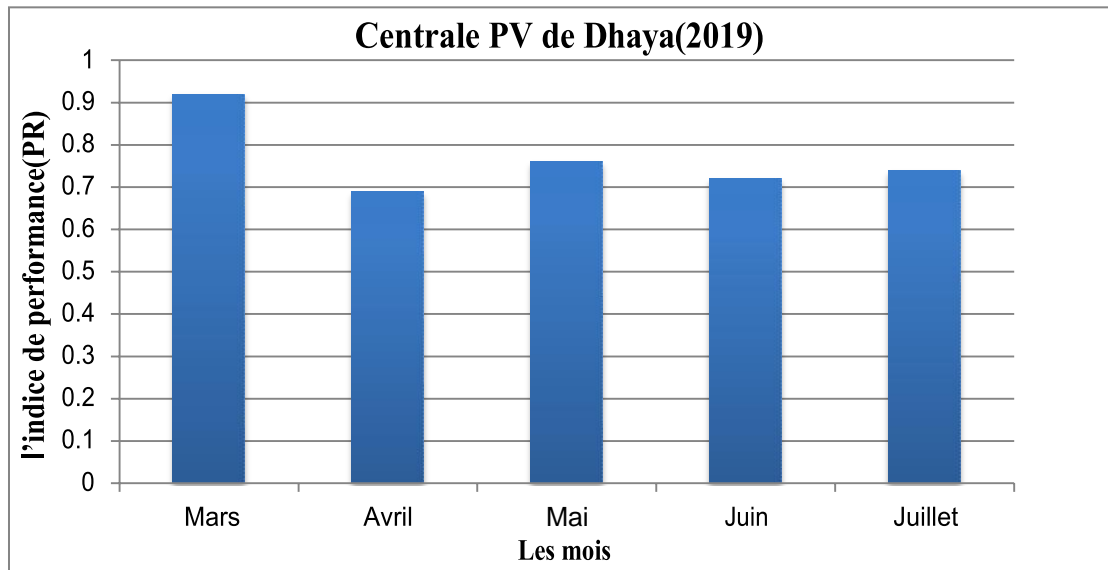


Figure III. 6: Evolution mensuelle de l'indice de performance PR de la centrale PV de Dhaya (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet).

III.2.4 Les pertes (L_S) et (L_C) pour les mois (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet)

La Figure III.7 présente l'évolution journalière des pertes du système par conversion (L_S) et les pertes divers (L_C) de la centrale PV de Dhaya. On note que les pertes mensuelles du système (L_S) par conversion sont relativement stables s'étalant d'un minimum de 0.17 h/d du mois Avril à un maximum de 0,27 h/d du mois Juin. Ceci montre que les onduleurs de la centrale PV de Dhaya sont performants quant à la conversion DC-AC.

Les pertes mensuelles diverses (L_C) sont plus prononcées, elles varient entre un minimum de 0.21 h/d noté au mois de Juin et un maximum de 2.22 h/d enregistré au mois de Juin.

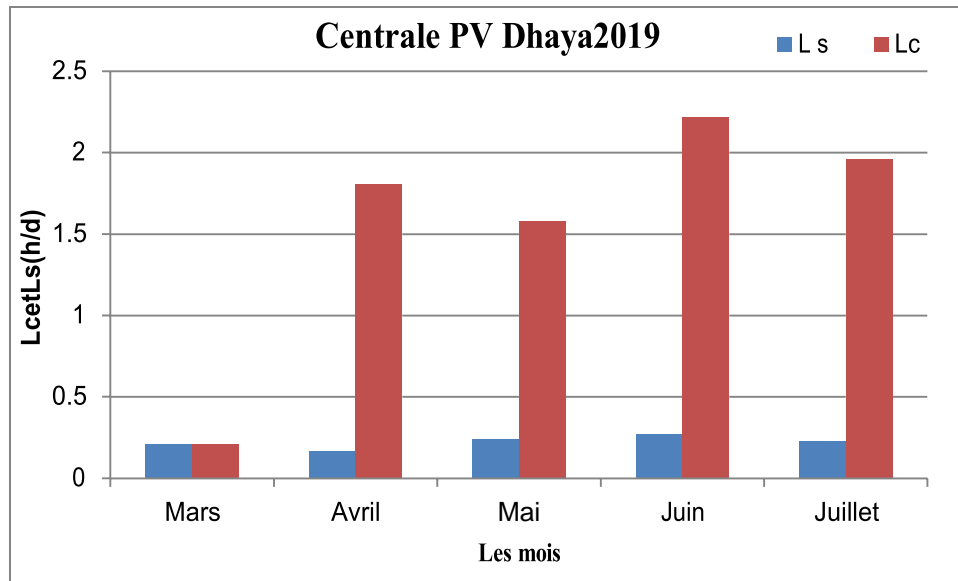


Figure III. 7 : Evolution mensuelle des pertes du système(Ls) et des pertes diverse(Lc) de la centrale PV (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet de l'année 2019).

III.2.5 Les efficacités du champ (η_{champ}), du système ($\eta_{\text{système}}$) et de l'onduleur (η_{onduleur})

L'évolution mensuelle des efficacités du module et du système de la centrale PV de Dhaya est illustrée sur la Figure III.8a. L'efficacité mensuelle du champ (ou module) varie entre 11.56% noté du mois de Juillet et 14.92% noté au mois Mars. De même, l'efficacité mensuelle du système varie entre un maximum de 14.29 % noté du mois de Mars et un minimum de 11.08 % noté au mois de Juillet.

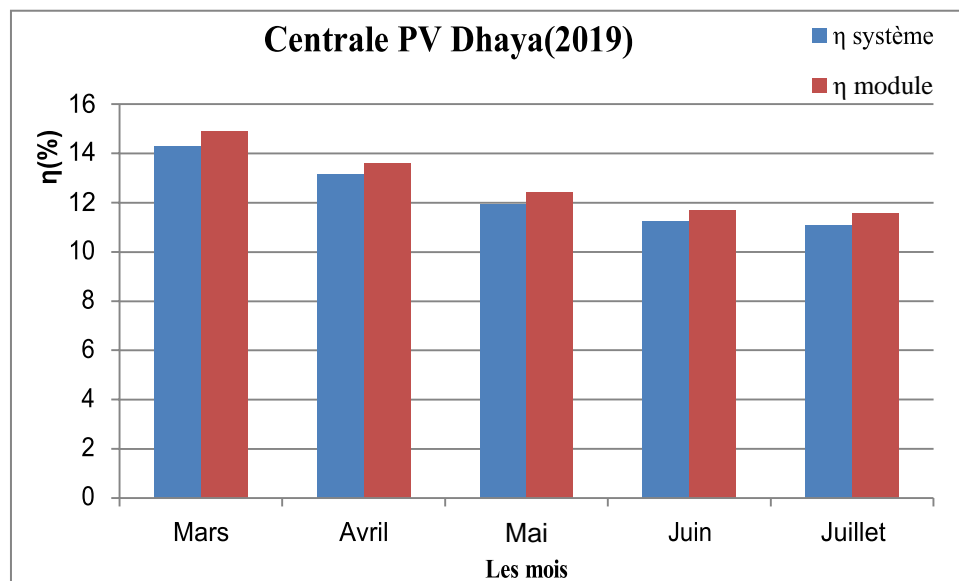


Figure III. 8a: Evolution mensuelle de l'efficacité du champ et du système de la centrale PV de Dhaya (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet de l'année 2019).

La Figure III.8b présente l'évolution mensuelle de l'efficacité des onduleurs la centrale PV de Dhaya. Elle varie entre 96,4 % noté du mois d'Avril et un minimum de 95,7% noté du mois Mars. Ce qu'est on accord avec les résultats des pertes mensuelle du système par conversion.

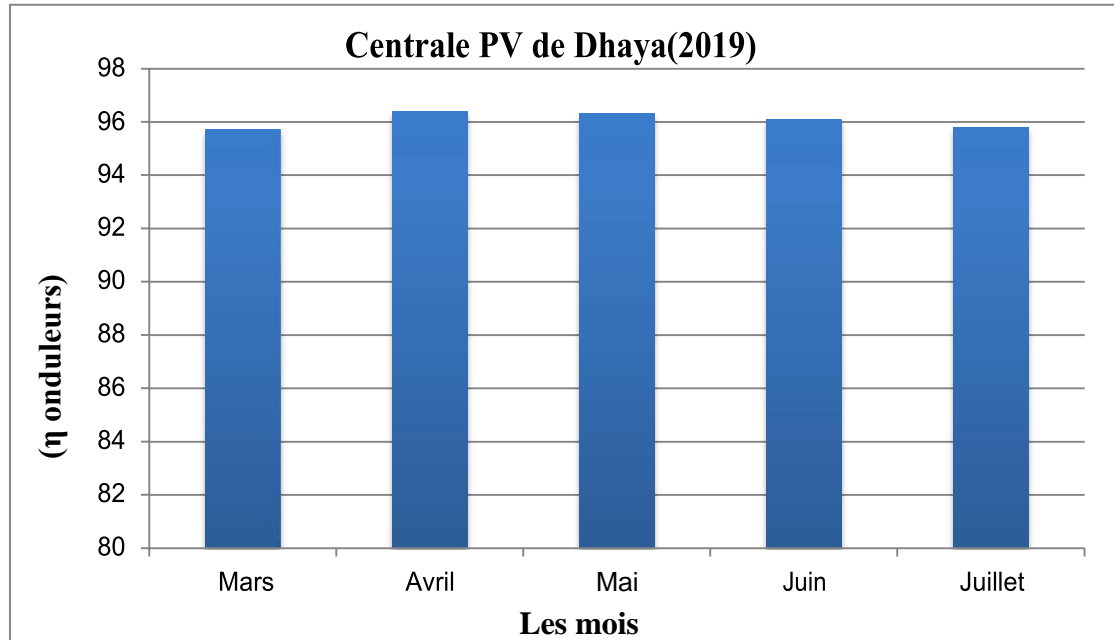


Figure III. 9: Evolution mensuelle de l'efficacité des onduleurs de la centrale PV de Dhaya (Mars, Avril, Mai, Juin Juillet de l'année 2019).

Conclusion

L'étude faite le long de ce chapitre nous permis de retenir les points suivants :

- L'énergie mensuelle générée (E_{DC}) dans la centrale photovoltaïque de Dhaya durant les cinq mois d'étude (Mars, Avril, Mai, Juin et Juillet) varie d'un mois à un autre, elle présente une valeur maximale durant le mois de Juin (2,430 GWh) et une valeur minimale d'énergie durant le mois d'Avril avec 1,651 GWh.
- De même, l'énergie mensuelle fournie (E_{AC}) suit la même allure que l'énergie mensuelle générée, elle présente une valeur maximale de 2,336 GWh (Juin) et une valeur minimale de 1,592 GWh(Avril).
- Le rendement mensuel de référence (Y_r), le rendement du champ photovoltaïque (Y_a) et le rendement du final (Y_f) sont également proportionnels à l'insolation. Ils présentent des valeurs maximales durant le mois de Juin et des valeurs minimales durant le mois d'Avril.
- L'indice de performance normalisé mensuel (PR) varie d'un mois à un autre, il présente une valeur de 92% au mois de Mars, 69% au mois Avril, 78% au mois de Juin et 74% au mois de Juillet.
- Les pertes mensuelles du système (L_s) par conversion sont relativement stables s'étalant entre un minimum de 0.17 h/d (Avril) et un maximum de 0,27 h/d (Juin). Ceci montre que les onduleurs de la centrale PV de Dhaya sont performants quant à la conversion DC-AC.
- Les pertes mensuelles diverses (L_c) sont plus prononcées, elles varient entre un minimum de 0.21 h/d noté au mois de Mars et un maximum de 2.22 h/d enregistré au mois de Juin.
- L'efficacité mensuelle du champ (η_{champ}) varie entre 14.92 % noté au mois de Mars et 11.56 % noté au mois de Juillet.
- l'efficacité mensuelle du système ($\eta_{\text{système}}$) varie entre un maximum de 14.29 % noté au mois de Mars et un minimum de 11.08 % noté durant le mois de Juillet.

- l'efficacité des onduleurs (η_{onduleur}) de la centrale photovoltaïque de Dhaya varie entre un maximum de 96,4 % noté au mois d'Avril et un minimum de 95,7 % noté au mois de Mars.



Conclusion générale

Conclusion générale

L'Algérie dispose d'un potentiel énergétique important que ce soit dans l'énergie fossile ou les énergies renouvelable. Dans le cadre de sa stratégie énergétique, l'Algérie accorde une priorité au développement d'énergies renouvelables et au développement durable. Et une position stratégique au cœur d'un carrefour énergétique, l'Algérie offre ainsi plusieurs opportunités d'investissements dans le secteur de l'énergie solaire photovoltaïque, notamment avec le lancement des programmes structurants

L'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde et en particulier de la région 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).

Ce mémoire de fin d'étude traite l'étude de la centrale photovoltaïque de Dhaya située dans la wilaya de Sidi Bel Abbés. Elle présente une capacité de 12 MWc, cette centrale s'étale sur une superficie de 32.6 ha avec 23904 panneaux photovoltaïques de type HSL60P6 - PB -1-250 (silicium poly-cristallin). Elle comporte également 24 boîtes de jonctions, 12 onduleurs de type Sunny Central 850CP XT, 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 de la centrale photovoltaïque de Dhaya durant les mois (Mars-Avril-Mai-Juin-Juillet) de l'année 2019 selon les normes standardisées (Commission Electrotechnique Internationale) CEI 61724, nous a permis de constater que :

- L'énergie mensuelle générée (E_{DC}) dans la centrale photovoltaïque de Dhaya durant les cinq mois d'étude (Mars, Avril, Mai, Juin et Juillet) varie d'un mois à un autre, elle présente une valeur maximale durant le mois de Juin (2,430 GWh) et une valeur minimale d'énergie durant le mois d'Avril avec 1,651 GWh.
- De même, l'énergie mensuelle fournie (E_{AC}) suit la même allure que l'énergie mensuelle générée, elle présente une valeur maximale de 2,336 GWh (Juin) et une valeur minimale de 1,592 GWh (Avril).

Conclusion générale

- Le rendement mensuel de référence (Y_r), le rendement du champ photovoltaïque (Y_a) et le rendement du final (Y_f) sont également proportionnels à l'insolation. Ils présentent des valeurs maximales durant le mois de Juin et des valeurs minimales durant le mois d'Avril.
- L'indice de performance normalisé mensuel (PR) varie d'un mois à un autre, il présente une valeur de 92% au mois de Mars, 69% au mois Avril, 92% du mois de Mars, 69% au mois d'Avril, 78% au mois de Juin et 74% au mois de Juillet.
- Les pertes mensuelles du système (L_s) par conversion sont relativement stables s'étalant entre un minimum de 0.17 h/d (Avril) et un maximum de 0,27 h/d (Juin). Ceci montre que les onduleurs de la centrale de Dhaya sont performants quant à la conversion DC-AC.
- Les pertes mensuelles diverses (L_c) sont plus prononcées, elles varient entre un minimum de 0.21 h/d noté au mois de Mars et un maximum de 2.22 h/d enregistré au mois de Juin.
- L'efficacité mensuelle du champ (η_{champ}) varie entre 14.92 % noté au mois de Mars et 11.56 % noté au mois de Juillet.
- l'efficacité mensuelle du système ($\eta_{\text{système}}$) varie entre un maximum de 14.29 % noté a mois de Mars et un minimum de 11.08 % noté durant au mois Juillet.
- l'efficacité des onduleurs (η_{onduleur}) de la centrale de Dhaya varie entre 96,4 % notée au mois d'Avril et 95,7 % noté au mois de Mars.

Comme perspective, on propose de compléter cette étude en tenant compte des mois Janvier, Février, Aout, Septembre, Octobre, Novembre et Décembre de l'année d'étude. De même, faire une comparaison entre cette centrale et d'autres tel que la centrale de Ain Skhouna et ainsi voir l'effet des conditions climatiques sur les performances de la centrale photovoltaïque.



Annexe

Annexe 1.

Température	T	25	C°
Tension de circuit ouvert	V_{oc}	21.2	V
Courant de court-circuit	I_{sc}	5.27	A
Tension optimale	V_{mp}	17.23	V
Courant optimale	I_{mp}	4.85	A
Puissance de crête	P_c	83	W
Surface	S_m	0.588	m^2

Tableau 1: Caractéristique du module photovoltaïque à T=25°C et E=1000W/m2 [12].

ANNEXE 2

I.A Spécifications techniques des boîtes centrales:

Boîtier :

Disposition : Extérieur/intérieur

Résistance aux rayons UV : Oui

Matériau : Polyester renforcé à la fibre de verre

Couleur : RAL 7035

Isolation de protection : Oui

Dimensions sans socle (largeur/hauteur/profondeur) : 1440/1120/320mm

Poids : 100kg

Entrées :

Tension CC autorisée (UDC max) : 1000 V max.

Nombre d'entrées CC : 18 max.

Câble de raccordement CC Cosse de câble : M10

Surface de serrage du raccordement : 240 mm² max.

Matériau de raccordement approprié : Conducteur en aluminium ou en cuivre

Taille du fusible de sécurité : NH1XL

Cartouches fusible : 200 A max.

Courant CC par entrée : 140A max.

Sorties :

Borne principale : Cosse de câble M10

Surface de serrage du raccordement : 400 mm²max.

Matériau de raccordement approprié : Conducteur en aluminium ou en cuivre

Presse-étoupe/zone d'étanchéité : M63 / 34 – 53mm

Nombre de sorties CC : 2

Courant de sortie : 2x 700A max.

Type de protection & conditions ambiantes :

Type de protection selon EN 60529 : IP 44

Températures ambiantes admissibles : -25 °C à +50 °C

Taux d'humidité relative, sans condensation : 15% à 90%

Hauteur au-dessus du niveau de la mer : 2000 m max.

Autres caractéristiques :

Protection contre la surtension : Type

I.B Spécifications techniques des onduleurs :

Puissance DC max. (pour $\cos \varphi = 1$) : 898 kW

Tension d'entrée min : 500 V.

Tension d'entrée max : 1000 V.

UMPP min pour IMPP < IDC max : 530 V.

Plage de tension MPP (à 25 °C / à 50 °C avec 50Hz) : 641 – 850 V.

Plage de tension MPP (à 25 °C / à 50 °C avec 60 Hz) : 641 – 850 V.

Tension d'entrée assignée : 641 V 681 V.

Courant d'entrée max : 1 400 A.

Nombre d'entrées MPP indépendantes : 1.

Nombre d'entrées DC : 9 / 32 (Sortie (AC)).

Puissance assignée (à 25 °C) / Puissance nominale

AC (à 50 °C) : 880 kVA / 800 kVA.

Tension nominale AC / Plage de tension nominale

AC : 360 V / 324 – 414 V.

Fréquence du réseau AC / Plage : 50 Hz, 60 Hz / 47 ... 63

Hz. Fréquence / tension de réseau assignée : 50 Hz / 360 V.

Courant de sortie max. / Taux de distorsion harmonique max : 1411 A / 0,03.

Facteur de puissance à la puissance assignée / Facteur de déphasage réglable : 1 / 0,9 inductif.

Phases d'injection / Phases de raccordement : 3 / 3.

Rendement :

Rendement max. / Rendement européen / Rendement CEC : 98,6 % / 98,4 % / 98,5 %.

Dispositifs de protection :

Dispositif de déconnexion côté DC : Interrupteur-sectionneur motorisé / Disjoncteur (Optiprotect)

Dispositif de déconnexion côté AC : Disjoncteur AC.

Protection contre les surtensions DC : Parafoudre de type I.

Protection contre la foudre (selon CEI 62305-1) : Classe de protection contre la foudre III

Dimensions (L / H / P) : 2562 / 2272 / 956 mm

Poids en kg : 1900 kg / 4200 lb.

Annexe

Plage de température de fonctionnement : -25 ... 62 °C / -13 ... 144 °F.

Émissions sonores⁴ : 61 db

Tension d'alimentation auxiliaire externe : 230 / 400 V (3 / N / PE)

Indice de protection électronique / Zone de raccordement : IP54 / IP43

I.C Spécifications techniques des transformateurs:

- Puissance nominal : 1800kVA
- Tension nominale : 30.000 V / 400V
- Fréquence : 50,00 Hz
- Plage de fonctionnement : $\pm 2 \times 2.5\%$
- Raccordements HV : $\pm 5\%$
- Classe d'isolement : A
- Durée de court-circuit : 2s
- Degré de protection : IP54
- Degré de douilles de protection : IP54 /IP00

I.D Spécifications techniques de la boite auxiliaire:

- Installation Extérieur/intérieur
- Résistance aux UV : Oui
- Matériel : Mélange PC/PBT
- Combustibilité : Test du fil incandescent 650°C
- Couleur : RAL7035
- Montage Fixation au : mur/ clôture
- Montage Installation : sur une fondation en béton
- Dimension Logement (Largeur/ Hauteur/ Profondeur) :
- 775/715/345mm
- Poids : 15kg.

I.E Spécifications techniques du sonser box:

Boîtier

Disposition : Extérieur /intérieur

Résistance aux rayons UV : Oui

Matériau : Polycarbonate renforcé à la fibre de verre

Caractéristiques de combustion : Auto-extinguible et sans halogène

Couleur : RAL7035

Montage : Sol /Mur

Dimensions et poids :

Boîtier (largeur/hauteur/profondeur) : 1300/1200/300mm

Poids Env. : 80 kg (selon la configuration)

Entrées

Entrées analogiques : 64 AI, $\pm 10V$

Entrées numériques : 32 DI (dont 6 séparées galvanique ment), 24V

Communication

Internet Connexion Internet : via PADCON Communication Box

Structure de l'installation : Raccordement de jusqu'à 8 boîtiers de capteur PADCON par boîtier de communication PADCON

Connexion à PADCON Communication Box : Via LWL ou Ethernet

Convertisseur de médias : LWL Type monomode

Ethernet Switch : 7 ports

Accès au périphérique Communication : avec PADCON Sonser Box (cRIO et analyseurs réseau) via Internet

Raccordement CA

Mesure de courant CA : 2x3 phases via transformateur de courant, 5A max.

Mesure de tension CA : 2x3 phases mesure de tension

Conducteur de protection : 1,5-2,5mm²

Fonctionnalité

Saisie des signaux des capteurs raccordés : Signaux analogiques et numériques

Fonction RAZ : RAZ à distance de l'équipement installé

Dimensionnement : Pour 2 blocs de puissance dans une station

Fonction tampon : Conservation en mémoire tampon en cas d'interruption de connexion

Synchronisation : Temps

Alimentation : 400V CA / 230V CA



Bibliographie

Références bibliographiques

- [1]. José Miguel Navarro « Cellules Photovoltaïques Organiques Transparentes Dans Le Visible ». Thèse de doctorat. Université Toulouse III - Paul Sabatier, 2008.
- [2]. ZIDANE Ammar, « Etude et dimensionnement d'une installation photovoltaïque au niveau d'un puits de gaz », mémoire de Master en Electrotechnique., Université d'Abderrahmane Mira, Bejaia, 2012.
- [3]. Nichiporuk Oleksiy « Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrière inter digités ». Thèse de doctorat, L'institut national des sciences appliquées de Lyon, 2005.
- [4]. Vighetti Stéphane « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion ». Thèse de doctorat, Université Grenoble, Institut polytechnique de Grenoble, 2010.
- [5]. http://www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency_chart.jpg (08/2017), "This plot is courtesy of the National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.
- [6]. Petibon Stéphane « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques ». Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [7]. S.Issaadi, Commande d'une poursuite du point de puissance maximum (MPPT) par les Réseaux de Neurones „“, Mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2006.
- [8]. Mustapha Belarbi, « Contribution à l'étude d'un générateur solaire pour site autonome » Thèse de Doctorat Es-Sciences, Université des sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf 2015.
- [9]. International Standard IEC 61724, Photovoltaic system performance monitoring guidelines for measurement, Data exchange and analysis. 1998.
- [10]. Document de la SKTM: Centrales PV de SKTM.
- [11]. TOUMI Abdallah Bakir « Programme National des Energies Renouvelables 2015-2030 » SKTM.
- [12]. Boukhers Djamil Optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque application au pompage.
- [13]. International Standard IEC 61724, Photovoltaic system performance monitoring guide lines for measurement, Data exchange and analysis. 1998.

[14]. Hneini Mema Babe« **Etude de la centrale photovoltaïque d'Ain Skhouna (Saida)** », mémoire de master en génie mécanique option énergétique. Université de Mohamed Boudiaf M'sila, 2019.

Webographies

- [web1].https://www.researchgate.net/figure/Fig-13-The-photovoltaic-effect_fig11_342434985
- [web2].<http://dspace.univ-tlemcen.dz/bitstream/112/6199/1/Mast.GEE.KALAJDI%2BChekrouni.pdf>
- [web3].<http://energiesdedemain.e-monsite.com/pages/les-bateaux/l-energie-solaire/>
- [web4].<https://webnotes.ummt.dz/bitstream/handle/ummt/607/Helali%20Kamelia.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [web5].<http://dspace.univ-tlemcen.dz/bitstream/112/6199/1/Mast.GEE.KALAJDI%2BChekrouni.pdf>
- [web6].https://www.univ-usto.dz/images/coursenligne/These_BELARBI_M.pdf
- [web7].<http://www.sktm.dz/?page=article&id=56>
- [web8].<https://www.google.com/maps/place/%D8%A7%D9%84%D8%B8%D8%A7%D9%8A%D8%A9%E2%80%AD/@34.6356942,-0.5624753,24783m/data=!3m2!1e3!4b1!4m5!3m4!1s0xd7f7822c9b11c95:0x268b0fe4152fc5f3!8m2!3d34.6734345!4d-0.6227304>



Résumé

Résumé

Résumé

Notre étude porte sur l'étude de performance de la centrale photovoltaïque de Dhaya (Sidi Bel Abbés). Cette centrale d'une capacité de 12 MWc s'inscrit dans un programme national de production de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Cette étude s'étale sur cinq mois (Mars, Avril, Mai, Juin et Juillet) de l'année 2019, elle s'effectue selon les normes standardisées (Commission Electrotechnique Internationale) CEI 61724. Les résultats indiquent que l'indice de performance normalisée mensuel (PR) varie d'un mois à un autre, il présente une valeur de 92% au mois de Mars, 69% au mois d'Avril, 78% au mois de Juin et 74% au mois de Juillet. L'efficacité mensuelle du champ (η_{champ}) varie d'un moi à un autre, elle varie entre 14.92 % (Mars) et 11.56 % (Juillet).L'efficacité mensuelle du système ($\eta_{\text{système}}$) varie d'un moi à un autre, elle varie entre un maximum de 14.29 % (Mars) et un minimum de 11.08 % (Juillet).De même, l'efficacité des onduleurs (η_{onduleur}) de la centrale de Dhaya varie d'un moi à un autre, elle présente un maximum de 96,4 % noté (Avril) et un minimumde 95,7 % noté au mois de Mars.

Mots clés: centrale_photovoltaïque_panneau_champ_Dhaya_cellule_solaire_onduleure

Abstract

Our study concerns the performance study of the Dhaya photovoltaic power plant (Sidi Bel Abbés). This 12 MWp capacity plant is part of a national program to produce electricity from renewable energies. This study is spread over five months (March, April, May, June and July) of the year 2019; it is carried out according to standardized standards (International Electro technical Commission) IEC 61724. The results indicate that the performance index Normalized Monthly (PR) varies from month to month, it has a value of 92% in the month of March, 69% in the month of April, 78% in the month of June and 74% in the month of July. The monthly efficiency of the field (η_{field}) varies from month to month, it varies between 14.92% (March) and 11.56% (July). The monthly efficiency of the system (η_{system}) varies from month to month, ranging from a maximum of 14.29% (March) to a minimum of 11.08% (July). Likewise, the efficiency of the inverters (η_{inverter}) of the Dhaya plant varies from one month to another, it has a maximum of 96.4% noted (April) and a minimum of 95.7% noted in the month of March

المخلص

تتعلق دراستنا بدراسة أداء محطة الضاية الكهروضوئية (سيدي بلعباس). هذه المحطة بقدرة ١٢ ميغاوات هي جزء من البرنامج الوطني لإنتاج الكهرباء من الطاقات المتجددة. تمتد هذه الدراسة خلال خمسة أشهر وهي (مارس وأبريل ومايو ويونيو ويوليو) لعام ٢٠١٩ ، وتنفذ وفقاً للمعايير الموحدة (اللجنة الكهرو تقنية الدولية) IEC 61724. وتشير النتائج إلى أن مؤشر الأداء (PR) يختلف من شهر لآخر في المعدل الشهري، فهو يقدم قيمة ٩٢٪ في شهر مارس، و ٦٩٪ في شهر أبريل، و ٧٨٪ في شهر يونيو، و ٧٤٪ في شهر يوليو. الكفاءة الشهرية للحقل (η_{field}) تختلف من شهر لآخر، وتتراوح بين ١٤.٩٢٪ (مارس) و ١١.٥٦٪ (يوليو). الكفاءة الشهرية للنظام (η_{system}) تختلف من شهر لآخر، وتتراوح من ١٤.٢٩٪ كحد أقصى (مارس) إلى ١١.٠٨٪ كحد أدنى (يوليو). وبالمثل ، فإن كفاءة المحولات (العاكس) لمحطة الضاية تختلف من شهر إلى آخر ، فهي بحد أقصى ٩٦.٤٪ (أبريل) و ٩٥.٧٪ كحد أدنى في شهر مارس