



Université Mohamed Boudiaf - M'sila  
FACULTE DE TECHNOLOGIE  
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE



Numéro de série :

Numéro d'inscription : D.EN/3C/01/17

## Thèse

Présentée pour l'obtention du diplôme de

## DOCTORAT LMD

Spécialité : Génie mécanique

Option : Énergétique

THEME

## Étude et évaluation de performances des centrales photovoltaïques

Présenté Par :

Ould Ahmedou Bamba Mohamed EL Hacem

Soutenue le : 03/07/2023

Devant le Jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Établissement	Qualité
Ben Arioua Younes	Pr	Univ. de M'sila	Président
Ben Guesmia Hani	Dr	Univ.de M'sila	Examineur
Guerira Belhi	Pr	Univ. de Biskra	Examineur
Haddad Zakaria	Dr	Univ.de M'sila	Examineur
Ihaddadene Razika	Pr	Univ. de M'sila	Encadreur
Logerais pierre Olivier	Dr	Univ. Paris-Est-Créteil	Co-encadreur

---

# Remerciements

---

*Je commence par remercier tous les membres du jury de la soutenance de ma thèse.*

*Je remercie Pr. Ben Arioua Younes président du jury de soutenance de thèse.*

*Je remercie Dr. Ben Guesmia Hani en tant qu'examineur pour les interrogations et questions durant la soutenance.*

*Je remercie Dr. Guerira Belhi en qualité d'examineur pour rendre les questions intéressantes et corrections sur le manuscrite de thèse.*

*Je tiens aussi à remercier Dr. Haddad Zakaria en tant qu'examineur pour ces remarques et interprétations.*

*Je tiens à exprimer toute ma gratitude à mon directeur de thèse, Pr. Razika Ihaddène. Je la remercie de m'avoir encadré, orienté, aidé et conseillé.*

*Je déclare mes sincères mercis à tous les enseignants, intervenants et tous les individus pour leurs paroles, leurs aides, leurs instructions et leurs critiques qui ont formé mes réflexions et ont permis de me rencontrer et de donner des réponses à mes interrogations pendant mes études particulièrement Nabila Ihaddadène.*

*Je remercie tous mes chers parents, qui ont continuellement été là. Je remercie mes frères, mes sœurs et mes amis, pour leurs éloges.*

*Je tiens à garantir toute ma reconnaissance aux tous individus qui ont contribué, pour la réalisation de ce manuscrite de thèse :*

*À tous ces participants, je dévoile mes mercis, ma considération et ma reconnaissance.*

---

# **Nomenclature**

---

<b>Désignation</b>	<b>Symbole</b>
<b>International electrotechnical commission</b>	<b>IEC</b>
<b>Ultraviolet</b>	<b>UV</b>
<b>Photovoltaïque</b>	<b>PV</b>
<b>Matériaux thermoplastiques ou élastomères thermoplastiques</b>	<b>TPE</b>
<b>Éthylène-acétate de vinyle</b>	<b>EVA</b>
<b>Polyvinyle butyral</b>	<b>PVB</b>
<b>Elastomère de silicone thermoplastique</b>	<b>TPSE</b>
<b>Elastomère de polyoléfine thermoplastique</b>	<b>TPO</b>
<b>Copolymère éthylène-acide méthacrylique</b>	<b>EMAA</b>
<b>Polyamide</b>	<b>PA</b>
<b>Polyéthylène</b>	<b>PE</b>
<b>Téréphtalate d'éthylène</b>	<b>PET</b>
<b>Fluorure de vinylidène</b>	<b>PVDF</b>
<b>Fluorure de vinyle</b>	<b>PVF</b>
<b>Couche électronique K</b>	<b>K</b>
<b>Couche électronique M</b>	<b>M</b>
<b>Tension circuit ouvert</b>	<b>U<sub>co</sub></b>
<b>Courant court-circuit</b>	<b>I<sub>cc</sub> ou I<sub>sc</sub></b>
<b>Courant maximal</b>	<b>I<sub>m</sub></b>
<b>Tension maximale</b>	<b>U<sub>m</sub></b>
<b>Puissance maximale</b>	<b>P<sub>m</sub></b>
<b>Courant</b>	<b>I</b>
<b>Tension</b>	<b>V</b>
<b>Puissance crête (puissance nominale)</b>	<b>P<sub>c</sub>, P<sub>0</sub>, P<sub>PV(rated)</sub></b>
<b>Kilo-Watt crête</b>	<b>kW<sub>c</sub> ou kW<sub>p</sub></b>
<b>Surface du module</b>	<b>S</b>
<b>Rayonnement solaire nominale</b>	<b>G<sub>0</sub></b>
<b>Silicium monocristallin</b>	<b>s-Si</b>
<b>Silicium multicristallin</b>	<b>m-Si</b>

<b>Hétérostructures de silicium</b>	<b>HIT</b>
<b>Arséniure de gallium à simple jonction</b>	<b>GaAs</b>
<b>Silicium micro amorphe</b>	<b><math>\mu</math>a-Si</b>
<b>Silicium amorphe</b>	<b>a-Si</b>
<b>Tellurure de cadmium</b>	<b>CdTe</b>
<b>Sélénium de cuivre, d'indium et de gallium</b>	<b>CIGS</b>
<b>Dégradation induite par la lumière</b>	<b>LID</b>
<b>Dégradation induite par le potentiel</b>	<b>PID</b>
<b>Agence internationale de l'énergie</b>	<b>AIE</b>
<b>Energie continue journalière</b>	<b><math>E_{dc,d}</math></b>
<b>Puissance continue</b>	<b><math>P_{dc}</math></b>
<b>Intervalle de temps</b>	<b><math>T_r</math></b>
<b>Energie continue mensuelle</b>	<b><math>E_{dc,m}</math></b>
<b>Tension continue</b>	<b><math>V_{dc}</math></b>
<b>Courant continue</b>	<b><math>I_{dc}</math></b>
<b>Energie alternative journalière</b>	<b><math>E_{ac,d}</math></b>
<b>Puissance alternative</b>	<b><math>P_{ac}</math></b>
<b>Energie alternative mensuelle</b>	<b><math>E_{ac,m}</math></b>
<b>Tension alternative</b>	<b><math>V_{ac}</math></b>
<b>Courant alternative</b>	<b><math>I_{ac}</math></b>
<b>Courant continue</b>	<b>DC</b>
<b>Courant alternative</b>	<b>AC</b>
<b>Rendement de référence</b>	<b><math>Y_r</math></b>
<b>Rendement du champ</b>	<b><math>Y_a</math></b>
<b>Rendement du système ou final</b>	<b><math>Y_f</math></b>
<b>Energie provenant du soleil</b>	<b><math>H_t</math></b>
<b>Condition standard</b>	<b>STC</b>
<b>Rendement du champ journalier</b>	<b><math>Y_{a,d}</math></b>
<b>Rendement du champ du mois</b>	<b><math>Y_{a,m}</math></b>
<b>Rendement du système ou final journalier</b>	<b><math>Y_{f,d}</math></b>

---

<b>Rendement du système ou final mensuel</b>	<b><math>Y_{f,m}</math></b>
<b>Rapport de performance</b>	<b>PR</b>
<b>Surface totale du module</b>	<b><math>A_T</math></b>
<b>Rendement de l'onduleur</b>	<b><math>\eta_{\text{ond}}</math></b>
<b>Rendement du système</b>	<b><math>\eta_{\text{sys}}</math></b>
<b>Facteur de capacité</b>	<b>CF</b>
<b>Pertes du système par conversion</b>	<b><math>L_s</math></b>
<b>Pertes par capture du champ</b>	<b><math>L_c</math></b>
<b>Photovoltaïque intégré au bâtiment</b>	<b>BIPV</b>
<b>Basse tension</b>	<b>BT</b>
<b>Moyenne tension</b>	<b>MT</b>
<b>Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida</b>	<b>SKTM</b>

---

---

## Liste des figures

---



<b>Figure I.1: Constituants d'un module PV.....</b>	<b>5</b>
<b>Figure I.2 : Métallisation sur une cellule de silicium.....</b>	<b>10</b>
<b>Figure I.3 : Connexions électriques en chaîne des cellules photovoltaïques.....</b>	<b>11</b>
<b>Figure I.4 : jonction PN.....</b>	<b>15</b>
<b>Figure I.5 : Courbe IV d'une cellule PV.....</b>	<b>16</b>
<b>Figure I.6 : Corrosion des contacts métalliques et des grilles de cellules solaires .....</b>	<b>20</b>
<b>Figure I.7 : Décoloration de l'encapsulant EVA sur les modules PV .....</b>	<b>21</b>
<b>Figure I.8 : Délamination de l'interface encapsulant/cellule et cellule avec EVA élaminé gris près de la région de la barre omnibus du module PV .....</b>	<b>22</b>
<b>Figure I.9 : Fissure au niveau de la cellule solaire et du laminé du module PV .....</b>	<b>23</b>
<b>Figure I.10 : (a) Vue avant du cas de point chaud de type cellule à polarisation inverse et (b) Vue arrière du cas de point chaud de type résistance série .....</b>	<b>24</b>
<b>Figure I.11 : Formation de bulles sur (a) la face avant et (b) la face arrière d'un module PV .....</b>	<b>25</b>
<b>Figure. II.1 : Vue de la centrale solaire photovoltaïque de Sheikh Zayed.....</b>	<b>40</b>
<b>Figure. II.2 : Chaîne de conversion dans la centrale solaire photovoltaïque.....</b>	<b>42</b>
<b>Figure. II.3 : Schéma de la centrale solaire photovoltaïque de Sheikh Zayed.....</b>	<b>43</b>
<b>Figure II.4 : Technologies photovoltaïques utilisés.....</b>	<b>44</b>
<b>Figure II.5 : Câblage des technologies photovoltaïques utilisés.....</b>	<b>46</b>
<b>Figure II.6 : Cable solaire « Jumper » .....</b>	<b>47</b>
<b>Figure II.7: Boîte combinatoire. ....</b>	<b>49</b>
<b>Figure II.8 : Onduleur SMA.....</b>	<b>50</b>
<b>Figure II.9 : Le transformateur (1600kVA) CELME.....</b>	<b>52</b>
<b>Figure. II.10 : Anneau principal du réseau de la centrale.....</b>	<b>53</b>
<b>Figure. II.11 : Variation de l'insolation journalière moyenne mensuelle et de la vitesse du vent. ....</b>	<b>55</b>
<b>Figure. II.12 : Variation mensuelle moyenne de la température des modules pour la période surveillée. ....</b>	<b>56</b>
<b>Figure. II.13 : Moyenne mensuelle du rendement du réseau (<math>Y_a</math>), du rendement de référence (<math>Y_r</math>) et du rendement final (<math>Y_f</math>) sur la période surveillée. ....</b>	<b>57</b>
<b>Figure. II.14: Variation mensuelle de la moyenne quotidienne de la perte de capture du réseau (<math>L_c</math>) et de la perte du système (<math>L_s</math>) sur la période surveillée. ....</b>	<b>58</b>
<b>Figure. II.15 : Variation mensuelle du ratio de performance sur la période surveillée. ....</b>	<b>59</b>
<b>Figure. II.16 : Variation mensuelle du facteur de capacité sur la période de surveillance. ....</b>	<b>60</b>
<b>Figure. II.17 : Variation mensuelle du rendement du PV, du système et de l'onduleur sur la période de surveillance. ....</b>	<b>61</b>

<b>Figure.III.1: Le schéma général de centrale photovoltaïque Ain Skhouna de Saida.....</b>	<b>64</b>
<b>Figure III.2 : les champs photovoltaïques de la centrale d'Ain Skhouna. ....</b>	<b>67</b>
<b>Figure III.3 : La boîte centrale à l'intérieur. ....</b>	<b>68</b>
<b>Figure III.4 : Schéma de l'installation photovoltaïque d'Ain Skhouna. ....</b>	<b>68</b>
<b>Figure III.5: Armoire de l'onduleur de type Sunny Central 880CP XT.....</b>	<b>70</b>
<b>Figure III.6 : La salle de contrôle. ....</b>	<b>71</b>
<b>Figure III.7: Armoire de communication des charges.....</b>	<b>71</b>
<b>Figure III.8: Mini station météorologique de la centrale d'Ain Skhouna.....</b>	<b>72</b>
<b>Figure III.9: Evolution mensuelle de l'irradiation solaire journalière moyenne. ....</b>	<b>73</b>
<b>Figure III.10: Evolution mensuelle de la température ambiante, de la température du module, de la vitesse du vent et de l'humidité relative à Ain Skhouna (Saida, Algeria).....</b>	<b>75</b>
<b>Figure III.11: Evolution mensuelle d'<math>E_{ac}</math> et d'<math>E_{dc}</math> pour la centrale photovoltaïque d'Ain Skhouna (Saida, Algérie).....</b>	<b>75</b>
<b>Figure III.12: Evolution des rendements journaliers moyens mensuels <math>Y_r</math>, <math>Y_a</math> et <math>Y_f</math> pour la centrale photovoltaïque d'Ain Skhouna (Saida, Algérie).....</b>	<b>76</b>
<b>Figure III.13: Variation mensuelle des pertes (<math>L_s</math> et <math>L_c</math>)de la centrale photovoltaïque d'Ain Skhouna (Saïda, Algérie).....</b>	<b>77</b>
<b>Figure III.14: G évolution sur une base quotidienne pendant le mois de septembre. ....</b>	<b>77</b>
<b>Figure III.15: Impact des variations mensuelles de <math>T_a</math> et G sur les pertes totales.....</b>	<b>78</b>
<b>Figure III.16: Variation mensuelle des efficacités (<math>\eta_{pv}</math>, <math>\eta_{sys}</math>, et <math>\eta_{inv}</math>) à la centrale PV d'Ain Skhouna (Saïda, Algérie). ....</b>	<b>79</b>
<b>Figure III.17: Variation mensuelle du RP à la centrale photovoltaïque d'Ain Skhouna. ....</b>	<b>81</b>
<b>Figure III.18. Comparaison de <math>T_a</math>, G, et v pour différents climats (Saïda et Adrar).....</b>	<b>83</b>
<b>Figure III.19. Comparaison de <math>L_t</math>, <math>\eta_{sys}</math>, et PR pour différents climats (Saïda et Adrar).....</b>	<b>85</b>
<b>Figure IV.1 : Vue de l'outil MATLAB. ....</b>	<b>92</b>
<b>Figure IV.2 : Vue de l'outil MATLAB guide GUI. ....</b>	<b>92</b>
<b>Figure IV.3. Diagramme de séquence du logiciel.....</b>	<b>93</b>
<b>Figure IV.4. Les fichiers traités.....</b>	<b>98</b>
<b>Figure IV.5. Interface graphique d'analyse de performance de la centrale d'Ain Skouna. ....</b>	<b>99</b>
<b>Figure IV.6 : Les évolutions journalières, mensuelles et annuelle des paramètres de performance de la centrale PV d'Ain Skouna.....</b>	<b>100</b>
<b>Figure IV.7. Centrale solaire photovoltaïque de Tamanrasset.....</b>	<b>101</b>
<b>Figure. IV.8. : Fréquence des mesures de l'insolation moyenne quotidienne par jour. ....</b>	<b>102</b>
<b>Figure. IV.9 : Fréquence des mesures de la température ambiante moyenne par jour. ....</b>	<b>103</b>

<b>Fig. IV.10 : Evolution de la température ambiante et de la température du module moyenne journalière sur la période d'étude. ....</b>	<b>103</b>
<b>Fig. IV.11 : Évolution des rendements quotidien sur la période d'étude.....</b>	<b>104</b>
<b>Fig. IV.12 : Evolution de des efficacités du module moyenne journalière sur la période d'étude...</b>	<b>105</b>
<b>Fig. IV.13. : Évolution du rapport de performance moyen journalier sur la période d'étude. ....</b>	<b>105</b>

---

---

# Liste des tableaux

---

<b>Tableau I.1 : Rendement maximal déclaré des technologies PV .</b> .....	18
<b>TABLEAU II.1. : Caractéristiques du module pv masdar 510 sous (stc).</b> .....	43
<b>Tableau III.1 : Caractéristiques électriques des modules PV de la centrale d’Ain Skhouna.</b> .....	66
<b>Tableau III.2 : Répartition des panneaux photovoltaïques dans la centrale d’Ain Skhouna</b> .....	67
<b>Tableau III.3 : Spécifications des onduleurs de la centrale Ain Skhouna.</b> .....	69
<b>Tableau III.4 : Valeurs saisonnières de <math>G</math>, <math>T_m</math>, <math>T_a</math>, <math>v</math>, <math>E_{dc}</math>, et <math>E_{ac}</math>.</b> .....	82
<b>Tableau III.5: Rendements, efficacités, pertes et rapport de performance saisonniers.</b> .....	82
<b>Tableau III.6. Comparaison saisonnière des paramètres climatiques entre Adrar et Saïda.</b> .....	86
<b>Tableau III.7 : Comparaison saisonnière des paramètres entre Adrar et Saïda.</b> .....	87

---

---

# **Sommaire**

---

---

<b>Remerciements</b> .....	
<b>Nomenclature</b> .....	
<b>Liste des figures</b> .....	
<b>Liste des tableaux</b> .....	
<b>Sommaire</b> .....	
<b>Introduction générale</b> .....	1
<b>I-1 Introduction</b> .....	5
<b>I-2 Constituants d'un module PV</b> .....	5
<b>I-2-1 Verre face avant</b> .....	6
<b>I-2-2 Encapsulant</b> .....	6
<b>I-2-2-1 EVA</b> .....	7
<b>I-2-2-2 Polyvinyle butyral (PVB)</b> .....	7
<b>I-2-2-3 Silicones</b> .....	8
<b>I-2-2-4 Elastomère de silicone thermoplastique (TPSE)</b> .....	8
<b>I-2-2-5 Elastomère de polyoléfine thermoplastique (TPO)</b> .....	8
<b>I-2-2-6 Ionomères</b> .....	9
<b>I-2-3 Les cellules photovoltaïques</b> .....	9
<b>I-2-4 Face arrière (backsheet)</b> .....	11
<b>I-2-5 Cadre et boîte de jonction</b> .....	12
<b>I-3 Principe de fonctionnement d'un module PV</b> .....	13
<b>I-4- Caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque</b> .....	16
<b>I-5 Technologie d'un module PV</b> .....	18
<b>I-6 Modes de dégradation d'un module PV et ces composants</b> .....	20
<b>I-6-1 Corrosion</b> .....	20
<b>I-6-2 Décoloration</b> .....	20
<b>I-6-3 Délamination</b> .....	21
<b>I-6-4 Fissures</b> .....	22
<b>I-6-5 Autres modes de dégradation</b> .....	23
<b>I-6-5-1 Dégradation induite par la lumière (LID)</b> .....	23
<b>I-6-5-2 Dégradation induite par le potentiel (PID)</b> .....	23
<b>I-6-5-3 Points chauds</b> .....	23
<b>I-6-5-4 Bulles</b> .....	24

---

---

<b>I-7 Méthodologies de l'évaluation des performances</b> .....	26
<b>I-7-1 Énergie générée par le système de panneaux photovoltaïques</b> .....	26
<b>I-7-2 Énergie alternative ou énergie fournie au réseau électrique</b> .....	27
<b>I-7-3 Rendement de référence</b> .....	27
<b>I-7-4 Rendement du champ photovoltaïque</b> .....	28
<b>I-7-5 Rendement final du système</b> .....	28
<b>I-7-6 Rapport de performance</b> .....	29
<b>I-7-7 Efficacité de l'installation photovoltaïque</b> .....	29
<b>I-7-8 Efficacité des onduleurs</b> .....	29
<b>I-7-9 Facteur de Capacité</b> .....	30
<b>I-7-10 Pertes du système par conversion</b> .....	30
<b>I-7-11 Pertes par capture du champ</b> .....	30
<b>I-8 Quelques études qui suivent la norme IEC 61724</b> .....	31
<b>I-9 Conclusion</b> .....	39
<b>II-1 Introduction</b> .....	40
<b>II-2 Caractéristiques du site et structure</b> .....	40
<b>II-2-1 Site de la centrale</b> .....	40
<b>II-2-2- Le cadre de la centrale</b> .....	41
<b>II-2-3 Présentation du système</b> .....	41
<b>II-2-3-1 Les modules</b> .....	44
<b>II-2-3-2 Les chaînes</b> .....	45
<b>II-2-3-3 Câbles solaires</b> .....	47
<b>II-2-3-4 Les Boîtes combinatoires</b> .....	48
<b>II-2-3-5 Les onduleurs</b> .....	49
<b>II-2-3-6 Les transformateurs</b> .....	51
<b>II-2-4 Système de surveillance</b> .....	53
<b>II-3 Analyse de performance de la centrale de Cheikh Zayed</b> .....	54
<b>II-3-1 Les données météorologiques</b> .....	55
<b>II-3-1-1 Insolation et vitesse du vent</b> .....	55
<b>II-3-1-2 La température ambiante</b> .....	56
<b>II-3-2 Les données de production</b> .....	57
<b>II-3-2-1 Evolutions du rendement du champs, du rendement final et du rendement de référence</b> .....	57

---



---

II-3-2-2 Evolutions des pertes de capture des panneaux solaires et des pertes du système.....	58
II-3-2-3 Evolution du rapport de performance .....	59
II-3-2-4 Evolutions du facteur de capacité.....	59
II-3-2-5 Evolution de l'efficacité du champ et l'efficacité du système.....	60
II.4 Conclusion .....	62
III-1 Introduction.....	63
III-2 Description de la centrale .....	63
III-2-1 Localisation de la centrale PV Ain Skhouna .....	63
III-2-2 Les champs solaires PV .....	64
III-2-3 Les boîtes centrales (les centraux box).....	67
III-2-4 Les onduleurs photovoltaïques .....	68
III-2-5 La salle de contrôle .....	70
III-2-6 L'armoire de commutation des charges .....	71
III-2-7 Données et paramètres environnementales .....	72
III-5 Analyse de performance réelle de la centrale PV d'Ain Skhouna .....	73
III-5-1 Analyse des données météorologiques du site d'Ain Skhouna .....	73
III-5-2 Analyse de l'évolution des performances de centrale PV d'Ain Skhouna.....	75
III-5-2-1 Energie générée DC et AC .....	75
III-5-2-2 Les rendements de référence, du champ et du système .....	76
III-5-2-3 Les pertes de conversion .....	76
III-5-2-4 Efficacités du champ, du système et de l'onduleur .....	78
III-5-2-5 Rapport de performance.....	80
III-5-3 L'influence des paramètres climatiques .....	81
III-5-4 Comparaison entre conditions climatiques différentes .....	83
6- Conclusion .....	88
IV-1 Introduction .....	90
IV-2 Problématique .....	90
IV-3 Réalisation du code calcul.....	91
IV-3-1 Présentation du langage de programmation MATLAB .....	91
IV-3-1 Le code de calcul PVPA .....	93
IV-3-1-1 Importation et lecture des données .....	94
IV-3-1-2 Traitement, analyse et calcul .....	96
IV-3-1-3 Présentation des résultats et exportation .....	97

---

<b>IV-4 Cas d'application : centrale d'Aïn Skouna et Tamanrasset.....</b>	<b>98</b>
<b>IV-4-1 La centrale d'Aïn Skouna.....</b>	<b>98</b>
<b>IV-4-2 La centrale de Tamanrasset .....</b>	<b>101</b>
<b>IV-4-2-1 Description de la centrale de Tamanrasset .....</b>	<b>101</b>
<b>IV-4-2-2 Analyse de la performance de la centrale de Tamanrasset.....</b>	<b>102</b>
<b>IV-5 Conclusion.....</b>	<b>107</b>
<b>Conclusion générale.....</b>	
<b>Bibliographie.....</b>	
<b>Résumé.....</b>	

---

---

# **Introduction générale**

---

La part des énergies renouvelables dans la satisfaction de la demande énergétique mondiale devrait augmenter de 20% pour atteindre une part de 12,4% de la production mondiale en 2023. Ces systèmes de production d'énergie verte connaîtront la croissance la plus rapide dans le secteur de l'électricité, fournissant jusqu'à 30% de la demande d'électricité en 2023, contre 24% en 2017. Pour cette période à venir, les énergies renouvelables devraient représenter plus de 70 % de la croissance mondiale de la production d'électricité, grâce à l'énergie solaire photovoltaïque (PV) [1]. En 2017, la capacité solaire photovoltaïque cumulée a atteint près de 398 GW et a généré plus de 460 TWh correspondant à environ 2 % de la production mondiale. En 2021, 183 GW de capacité photovoltaïque ont été installés dans le monde, soit près de 40 GW de plus qu'en 2020 [2].

Parmi toutes les énergies renouvelables, le solaire photovoltaïque (PV) présente un intérêt particulier pour l'Afrique, car elle dispose d'un important gisement solaire. A titre d'exemple, la Mauritanie possède un bon potentiel solaire variant entre 1900 et 2200 KWh/m<sup>2</sup>/an [1]. Ce pays dépend principalement des combustibles fossiles pour satisfaire sa demande énergétique domestique. Les combustibles fossiles représentent environ 66% de la consommation d'énergie primaire, tandis que les 34% restants proviennent de la biomasse, qui est principalement utilisée pour la cuisson et le chauffage.

L'électricité est principalement produite par des générateurs thermiques à moteur diesel. En raison de l'augmentation de la demande intérieure d'énergie et de l'insuffisance de la puissance installée, la consommation totale d'énergie dépasse la production nationale d'énergie d'environ 35 %, ce qui entraîne principalement l'importation de combustibles fossiles. Le pays cherche à satisfaire sa demande énergétique croissante avec moins d'importations de combustibles en intégrant les énergies renouvelables comme source d'énergie. La demande d'électricité augmente de 10 % par an, principalement en raison des besoins de l'industrie et en partie à cause de la hausse de la demande intérieure. Dans un scénario de "croissance élevée" pour le secteur de l'électricité, la demande connectée au réseau (hors activités minières) devrait augmenter de 450 % entre 2010

et 2030 (INTEC, 2012). Cela souligne la nécessité d'adopter des politiques judicieuses pour conduire l'expansion future des capacités. Les investissements prévus dans la capacité électrique nationale, y compris plusieurs nouveaux projets éoliens et solaires, porteraient la contribution des énergies renouvelables à 36 % de la capacité en 2020 et à 41 % en 2030 [2].

Pour étudier l'efficacité d'un système de production d'énergie photovoltaïque, la norme européenne 61724 de la Commission électrotechnique internationale (CEI) présente des lignes directrices pour les mesures, les échanges de données et les analyses pour la surveillance et la détermination des performances électriques [4]. Elle ne décrit pas la performance des composants discrets, mais se concentre plutôt sur l'évaluation des performances d'un générateur en tant que partie d'un système, fournissant un résumé des performances adapté à la comparaison d'installations photovoltaïques de différentes tailles fonctionnant sous différents climats [5], [6].

Ce travail de thèse a pour objectif d'étudier l'évolution de performance des centrales PV de différentes tailles exploitées dans différentes conditions climatiques.

Le mémoire est organisé comme suit :

Chapitre I : on présente une partie bibliographique qui contient des généralités sur les modules photovoltaïques, renferment leurs composants, leur principe de fonctionnement et une présentation de la norme IEC 61724 et quelques études qui suivent cette norme.

Chapitre II : on présente une étude qui vise donc à analyser la performance du système photovoltaïque connecté au réseau de 954.809 KWp à Nouakchott, Mauritanie, en utilisant les normes IEC 61724.

Chapitre III : on présente une description de la centrale photovoltaïque d'Aïn Skhouna de Saida à savoir : sa situation géographique, son développement, sa composition (les champs solaires, les boîtes de jonctions, les onduleurs, la salle de contrôle, l'armoire de communication des charges et le dispositif de mesures environnementales), le fonctionnement de cette centrale, l'opération

---

d'entretien et de maintenance a été également effectuée et finalement une étude de performance dans les conditions réelles.

Chapitre IV : on présente l'élaboration d'un un logiciel innové intitulé PVPA (Photovoltaic performance analyzer) qui a pour but : d'analyser d'une manière simple et rapide la performance des installations PV à partir des données enregistrées de ces installations selon la norme IEC 61724. Cas d'application Tamanrassat.

# **Chapitre I :**

---

**Généralités sur les modules PV et la  
norme IEC 61724**

---

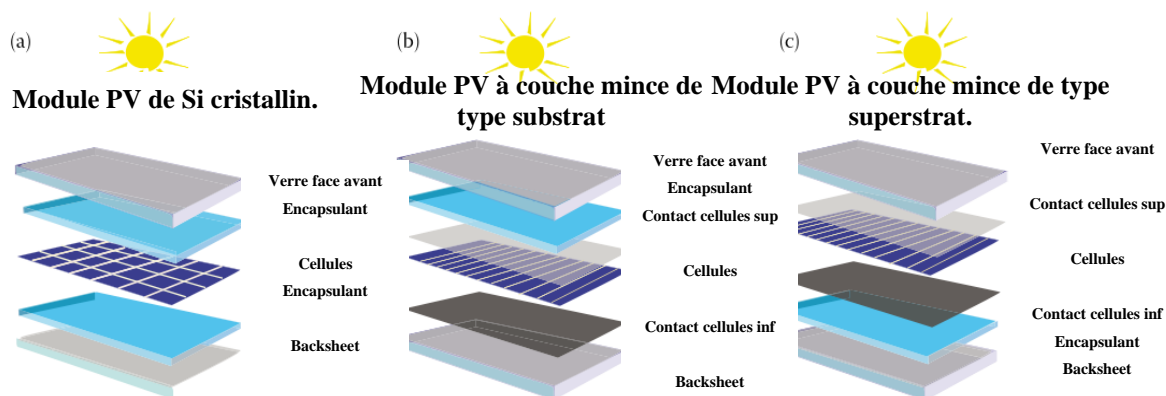
## I-1 Introduction

L'énergie solaire peut être utilisée par des approches photo thermiques et photovoltaïques. La conversion photoélectrochimique de l'énergie solaire en énergie chimique et en carburants, pourrait permettre l'application de l'énergie solaire dans de nombreux domaines [1].

Ce chapitre présente une recherche bibliographique sur les modules photovoltaïques, décrivant leurs constituants, leur principe de fonctionnement, leurs technologies, leurs modes de dégradation, présentation de la norme IEC 61724 et quelques études déjà réalisées selon cette norme.

## I-2 Constituants d'un module PV

Un module solaire photovoltaïque est composé de cellules photovoltaïques, d'un encapsulant, de diodes de dérivation, de connecteurs, d'une boîte de jonction, des câbles, d'un verre protecteur en face avant, d'un verre ou un film en polymère en face arrière et d'un cadre en aluminium. Les composants d'un module PV changent selon les technologies de fabrication (voir figure I.1). L'assemblage de ces composants peut défendre les cellules photovoltaïques contre les différentes contraintes mécaniques pouvant apparaître lors du transport ou de l'installation et les différentes conditions environnementales tel que, la pluie, la température, l'exposition aux rayons UV et à l'humidité. Un module solaire PV est essentiellement composé des strates montrées (Figure I.1).



**Figure I.1: Constituants d'un module PV.**



**I-2-1 Verre face avant**

La face avant du module comprend un verre solaire trempé qui nécessite une transmittance élevée, une transparence élevée, une faible teneur en fer et une faible réflectivité. Le verre forme la terminaison auparavant du module photovoltaïque et protège les composants abrités à l'intérieur du stratifié contre les intempéries et les contraintes mécaniques. En même, il aide de support dans le processus de laminage. Une transmittance élevée accroît l'efficacité des cellules photovoltaïques et a donc un rendement direct sur la puissance et les performances du module final. Un faible teneur en fer dans la composition du verre et un revêtement antireflet diminuent l'absorption de l'énergie rayonnante. Ils ont une couche antireflet hydrophobe qui accroît l'absorption de la lumière et minimise l'accumulation de poussière sur la surface. Ils aboutissent une bonne résistance aux contraintes mécaniques et aux changements de température faveur à la précharge du fabricant. L'épaisseur du verre peut être sélectionner dans l'intervalle de 2,5 à 10 mm [2].

**I-2-2 Encapsulant**

La protection des cellules de production d'énergie photovoltaïque (champignons, humidité, oxydation) est le facteur principal d'un rendement énergétique stable [3]. Dans la composition du panneau solaire, l'encapsulant garantie cette protection. Les matériaux d'encapsulation peuvent être divisés en :

- Matériaux élastomères ;
- Matériaux thermoplastiques ou élastomères thermoplastiques (TPE) non réticulant,

Les caractéristiques relatives aux encapsulant des modules PV en termes d'optimisation de l'efficacité des modules peuvent être sectionnées en cinq catégories : fiabilité, coût, rendement électrique, sécurité électrique et traitement des modules.

- ✓ L'encapsulant faut montrer une faible absorption de la lumière et un indice de réfraction adapté pour minimiser la réflectance de l'interface.

- ✓ Une conductivité thermique haute réduit les températures de fonctionnement et progresse ainsi le rendement électrique.
- ✓ Seuls des courants de fuite très faibles sont autorisés par les essais d'homologation standard (pour la sécurité électrique) conformément à la norme IEC 61215 [4].
- ✓ En termes de fiabilité du module PV, les propriétés de l'encapsulant sont critiques en ce qui regarde l'irradiation UV, l'humidité, les cycles de température, les températures ambiantes exceptionnellement basses ou élevées, les charges mécaniques, le potentiel électrique par rapport à la terre, etc. L'encapsulant doit garder une forte adhérence aux autres constituants du module et défendre la cellule et la métallisation des impacts extérieurs.
- ✓ Un fabricant de modules prendra également compte du coût des matériaux, du coût et du temps de traitement, du temps de conservation et des questions d'assurance qualité.

Les principaux types d'encapsulant sont [3] :

#### **I-2-2-1 EVA**

Le copolymère EVA est l'encapsulant de modules PV le plus répandu et utilisé dans la manufacture PV depuis plus de vingt ans. Au cours de cette durée, la durabilité de l'EVA PV, qui est solidement influencée par la formulation des additifs utilisés, a été considérablement progressée, notamment en ce qui regarde le problème de dégradation de la décoloration (jaunissement) [4,5] [6,7].

#### **I-2-2-2 Polyvinyle butyral (PVB)**

Le PVB est un polymère thermoplastique qui est utilisé à partir du début des années 80 comme encapsulant pour les modules PV. Inversement à d'autres matériaux d'encapsulation, le PVB est très sensible à l'hydrolyse en raison d'une absorption d'eau plus élevée [9]. Des plastifiants sont ajoutés aux PVB pour progresser leur aptitude à la transformation mécanique et pour changer leurs

températures de transition de phase [10]. Les avantages par rapport à l'EVA sont une meilleure stabilité aux UV et une mieux adhérence au verre [11].

### **I-2-2-3 Silicones**

Les silicones sont des polymères mixtes inorganiques-organiques dont les essentiels composants sont les éléments silicium, carbone, hydrogène et oxygène. Bien que très encourageant en tant que matériau d'encapsulation PV, le silicone n'est que rarement utilisé en raison de son prix élevé et de l'exigence de disposer de machines (et de techniques) de traitement spécial. Les silicones sont le plus fréquemment utilisés dans des domaines d'application spéciaux exigeant une très haute qualité, par exemple les applications extraterrestres.

En raison de leurs propriétés chimiques, les silicones ont une bonne résistance à l'oxygène, à l'ozone et aux rayons UV. D'autres avantages des silicones sont une étendue gamme d'équilibre en température (-100°C à 250°C) et une bonne transparence dans la gamme de longueurs d'onde UV-visible.

### **I-2-2-4 Elastomère de silicone thermoplastique (TPSE)**

L'élastomère de silicone thermoplastique (TPSE) est une classe d'encapsulants relativement nouvelle combinant les performances excellentes des silicones et les possibilités de mise en œuvre des thermoplastiques, mais, en raison de son prix relativement haut, il n'est actuellement usé que dans des applications spéciales. Le durcissement rapide et la réticulation physique sans addition des encapsulants TPSE, combinés à leurs bonnes propriétés mécaniques sans utilisation de plastifiants, en font des candidats encourageants pour le traitement de stratification en continu [12].

### **I-2-2-5 Elastomère de polyoléfine thermoplastique (TPO)**

Le TPO est un mélange de polymères constitué de polyoléfines thermoplastiques (polyéthylène, polypropylène, etc.) et d'élastomères oléfiniques (caoutchouc éthylène propylène, caoutchouc éthylène octène, etc.). Couramment utilisé dans les industries de l'automobile et de la construction

dans le passé[13], le TPO est un candidat attractif pour l'encapsulation PV en raison de son faible coût. Le matériau a une résistance électrique élevée, ne se décompose pas sous l'influence de l'acide acétique et résiste à l'hydrolyse, mais la perméabilité du TPO est nettement supérieure à celle de l'EVA.

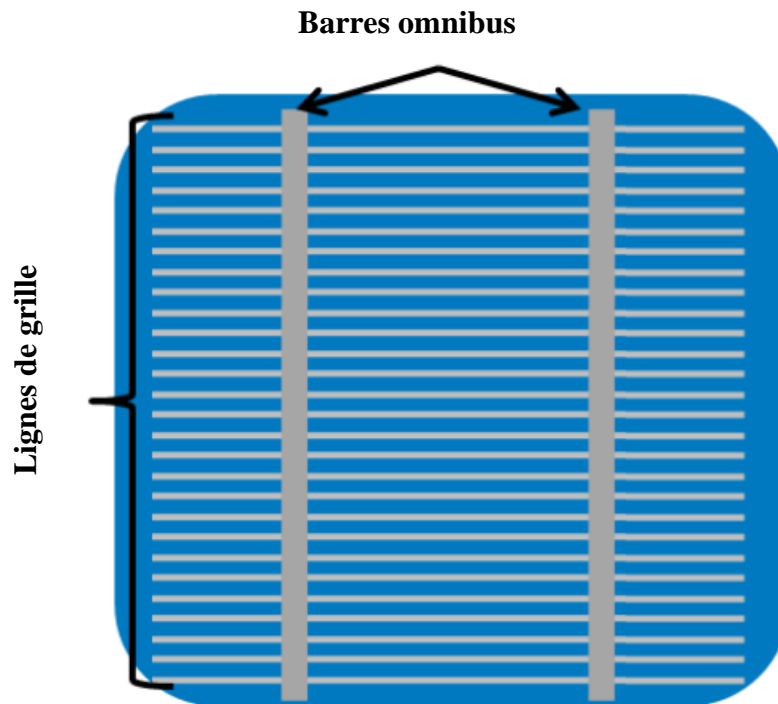
### **I-2-2-6 Ionomères**

Les ionomères, en particulier les ionomères d'éthylène, appartiennent à la catégorie des matériaux de capsule thermoplastiques et sont fabriqués à partir de comonomères d'éthylène et d'acides carboxyliques insaturés (par exemple, le copolymère éthylène-acide méthacrylique EMAA). Dans l'industrie solaire, les ionomères représentent une autre classe de matériaux d'encapsulation coûteux à fabriquer. L'excellente stabilité aux UV des ionomères a été démontrée dans les applications architecturales au cours des 15 dernières années. [14], [15],[16].

### **I-2-3 Les cellules photovoltaïques**

Une cellule est définie comme le plus petit morceau de semi-conducteur avec une tension associée à une seule jonction. Dans les modules en silicium polycristallin ou monocristallin, chaque cellule est constituée d'une seule pièce de silicium. Dans les modules à couches minces, le matériau semi-conducteur est déposé sur de grandes surfaces et les cellules sont définies en grattant le matériau pour créer des zones électriquement isolées. Une « chaîne » de cellules représente un ensemble de cellules connectées électriquement en série, généralement 10 ou 12 cellules pour les modules à base de plaquettes et environ 60 à 100 cellules pour les modules à couches minces. Deux ou plusieurs chaînes de cellules peuvent être connectées en parallèle avec des diodes de dérivation pour créer des "sous-modules" électriquement indépendants. La fonctionnalité de ce sous-module est séparée des cellules ou des chaînes qui ne font pas partie du sous-module. Jusqu'à quatre niveaux de métallisation et de connexions électriques sont possibles. Les « lignes de grille » (également appelées « doigts ») sont le niveau de métallisation le plus fin placée directement sur la cellule et consistent en un réseau de lignes de moins de 0,4 mm d'épaisseur. Le courant des

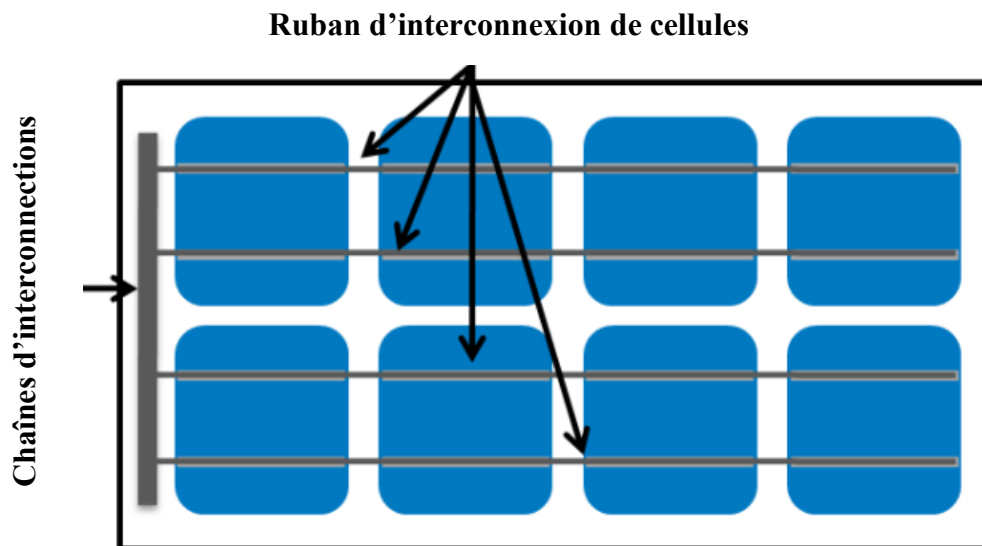
lignes de grille est collecté dans un « jeu de barres » qui est placé directement sur la cellule. La Figure I.2 montre un schéma des lignes de grille et des "barres omnibus" omnibus sur des cellules en silicium monocristallin ou polycristallin.[17].



**Figure I.2 : Métallisation sur une cellule de silicium.**

Les cellules connectées en série sont connectées en chaîne par une "bande de connexion de cellule". Notez que le ruban de fixation de la cellule recouvre directement les barres omnibus de la cellule en silicium, ce qui obscurcit souvent l'inspection des barres omnibus. Plusieurs chaînes sont connectées par une "interconnexion de chaînes". Ceci est généralement près du bord du module et peut être caché par le cadre ou la façade du module. La Figure I.3 montre un diagramme montrant les bandes de connexion de cellule et les connexions de chaîne. Les agencements de métallisation et/ou de connexion peuvent être moins normalisés dans les modules à couches minces que dans les modules en silicium monocristallin et polycristallin. Un module à couches minces peut omettre quatre niveaux de métallisation et des connexions électriques. Les conventions de

dénomination de ces modules suivent leurs fonctions de niveau de connexion respectives ci-dessus. [17].



**Figure I.3 : Connexions électriques en chaîne des cellules photovoltaïques.**

#### **I-2-4 Face arrière (backsheet)**

Les faces arrière des modules PV sont généralement constituées de multicouche (généralement trois couches), où chaque couche remplit une fonction spécifique. La couche en contact avec l'emballage doit avoir une adhérence durable et une compatibilité chimique avec l'emballage et être stable à la lumière directe du soleil filtrée par les couches de verre et d'emballage. [18].

Des matériaux tels que le fluoropolymère, le polyamide (PA), le polyéthylène (PE) ou l'EVA sont couramment utilisés. La couche centrale ou noyau est généralement plus épaisse et fournit les propriétés mécaniques et électriques requises pour l'ensemble du mélange. Cette couche est généralement constituée de poly(téréphtalate d'éthylène) (PET), tandis que certains types de coussinets de support ont du polyamide ou de la polyoléfine comme couche centrale. La couche externe doit être très résistante et stable car elle assure la protection environnementale des autres couches et est soumise aux influences environnementales directes, notamment les UV courts indirects (réfléchis, sol, selon l'albédo) du sol). C'est pourquoi il est généralement composé de PET, de poly(fluorure de vinylidène) (PVDF) ou de poly(fluorure de vinyle) (PVF). [19], [20].

Ces couches sont généralement laminées avec l'ajout d'un adhésif. Seules certaines combinaisons de matériaux peuvent être co-extrudées en panneaux stratifiés. Étant donné que chacune des couches de la feuille inversée est soumise à un ensemble de contraintes différent lors de l'exposition à l'extérieur, leurs performances individuelles affecteront les performances de l'ensemble de la feuille inversée, et enfin l'expression inverse entière du module PV. [20].

### **I-2-5 Cadre et boîte de jonction**

Le cadre des panneaux solaires photovoltaïques ne possède pas de percusion sur l'herméticité du laminé et son adresse à produire avant aux données extérieures. Son force est lié à ses caractéristiques mécaniques qui portent multiple bénéfices [21]:

- ✓ Transport
- ✓ Stockage
- ✓ Mise à la terre
- ✓ Fixation
- ✓ Résistance aux charges des conditions environnementales.

Une grande partie du coût du module solaire est dans la cellule, et donc dans le matériau du silicium. De tous les autres composants restants, le cadre tient une place importante. Dès lors, il n'est pas surprenant de voir l'épaisseur du cadre diminuer progressivement au fil des années. Ils sont généralement en aluminium et leur coût dépend au poids du matériau et au prix de la matière première. Par conséquent, la réduction de l'épaisseur du cadre a un impact direct sur les coûts car moins de matériau est nécessaire. Pour l'installateur, il y a aussi un avantage car le module sera un peu plus léger. Cela dit, au fil des ans, nous n'avons pas vu de percée majeure dans les techniques d'encadrement, le développement est lent et a tendance à plafonner. En effet, la réduction des coûts passe par la recherche d'un compromis entre la conception et le poids de l'aluminium pour garantir la fiabilité des propriétés mécaniques des modules solaire photovoltaïque. Mais comme toujours, il ne s'agit pas d'appliquer une formule magique. Deux modules avec la même épaisseur

de cadre peuvent se comporter différemment en raison des choix de conception. La boîte de jonction des modules photovoltaïques est le dispositif qui assure la liaison entre l'ensemble de cellules photovoltaïques des panneaux photovoltaïques et le dispositif de contrôle de charge solaire. Il représente une conception multi-domaines complète qui intègre la conception électrique, la conception mécanique et la science des matériaux.

La boîte de jonction des panneaux solaires occupe une place importante dans la structure des panneaux solaires. Il relie principalement l'énergie générée par la cellule solaire aux lignes extérieures. La boîte de jonction est fixée à l'arrière du panneau avec du gel de silice, et les câbles de sortie des composants sont connectés aux câbles intérieurs de la boîte de jonction, et les câbles intérieurs sont connectés aux câbles extérieurs pour permettre aux composants de sectionner et à l'extérieur du câble conducteur. La diode dans la boîte de jonction aide les éléments à fonctionner correctement lorsqu'ils sont obscurcis par la lumière [22].

Les boîtes de jonction pour modules solaires photovoltaïques connectent et protègent les panneaux solaires, conduisent l'énergie générée par les cellules solaires vers des câbles externes et conduisent le courant généré par les panneaux solaires. La fonction de la boîte de jonction solaire PV est vérifiée dans des conditions de température standard de 25°C, AM : 1,5, = 1000W/m<sup>2</sup>.

### **I-3 Principe de fonctionnement d'un module PV**

La matière, dans tous ses états, est constituée de molécules qui sont des groupes d'atomes. Habituellement, les atomes sont représentés comme des électrons en orbite autour du noyau, comme des satellites autour de la terre. Le noyau est composé de protons et de neutrons. La charge d'un neutron est nulle. Un proton avec une charge positive équivaut à la valeur absolue d'un électron chargé négativement. A l'état normal, un atome est électriquement neutre, le nombre d'électrons est similaire au nombre de protons. Les électrons, qui portent une charge négative, sont répartis en couches. Toute coquille ne peut avoir qu'un nombre défini ou limité d'électrons. Par exemple, la couche K la plus proche du noyau est saturée de 2 électrons. C'est dans la couche la



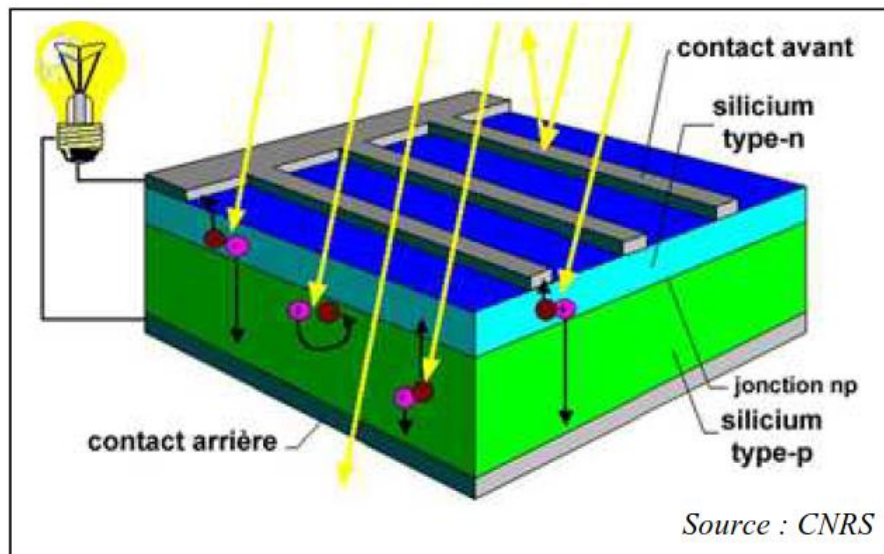
plus externe (couche de valence) que les électrons ont le moins d'attraction pour le noyau, ce qui permet aux liaisons avec les atomes voisins de créer la cohésion de la matière. La couche de valence de la plupart des atomes est incomplète (sauf pour les gaz nobles), elle peut donc (temporairement) gagner des électrons ou en perdre. C'est le cas lors de l'ionisation d'un atome. Les 14 électrons d'un atome de silicium tournent autour du noyau composé de 14 protons et de 14 neutrons. Les atomes peuvent se charger en gagnant ou en perdant un ou plusieurs électrons : on parle alors d'ions. Si un atome gagne un ou plusieurs électrons, la charge de l'atome devient négative (anion), et s'il en perd, la charge de l'atome est positive (cation). Dans un cristal de silicium, chaque atome est attaché à quatre atomes voisins qui répartissent les quatre électrons de la couche M. au-dessus de ce tétraèdre. Un semi-conducteur est un objet dont la résistivité est moyennée entre la résistivité du conducteur et la résistivité de l'isolant. Le silicium est un semi-conducteur.

**Conduction intrinsèque :** Lorsque la température augmente, sous l'effet des fluctuations thermiques, les électrons s'échappent spontanément et participent au processus de conduction. Les électrons situés dans la couche la plus externe du noyau participent aux liaisons covalentes. Dans les cristaux, ces électrons sont situés sur des niveaux d'énergie appelés bandes de valence. Les électrons qui peuvent contribuer à la conduction ont des niveaux d'énergie dans la bande de conduction. Entre la bande de valence et la bande de conduction peut se trouver une bande interdite. Pour surmonter cette bande interdite, l'électron doit gagner de l'énergie (chaleur, photons...). Pour les isolants, la bande interdite est presque infranchissable, pour les conducteurs, elle est inexistante. Les semi-conducteurs ont une bande de fréquence assez étroite.

L'atome qui a donné un électron devient un ion positif et le trou formé peut participer à la formation d'un courant électrique en se déplaçant. Si l'électron libre est bloqué par un atome, alors il y a recombinaison. Pour une température donnée, ionisation et recombinaison s'équilibrent ; la résistivité diminue lorsque la température augmente. Un semi-conducteur à conductivité électrique

libre est dit intrinsèque. En revanche, en ajoutant des impuretés (dopage), la conductivité du semi-conducteur est étrangère [23].

L'effet photovoltaïque utilisé dans la cellule solaire permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité grâce à la production et au transport dans le matériau semi-conducteur de charges négatives et positives sous l'influence de la lumière solaire. Ce matériau admet deux parties, un excès d'électrons et un manque d'électrons, connus sous le nom de dopage de type n et de type p. Lorsque le premier objet est en contact avec le second, les électrons en excès dans le matériau n vont diffuser dans le matériau p. La région dopée n devient initialement chargée positivement, et la région dopée p initiale devient chargée négativement. Il se crée donc entre eux un champ électrique qui tend à pousser les électrons vers la région n et les trous vers la région p. Une jonction PN s'est formée (voir figure I.4).



**Figure I.4 : jonction PN.**

Si la matière est exposée à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement solaire seront bombardés par des photons ; sous l'effet de ce bombardement, les électrons des couches électroniques supérieures risquent d'être arrachés/disséqués : si l'électron revient à son état d'origine, l'excitation de l'électron agit par échauffement de la matière.

L'énergie cinétique du photon est convertie en chaleur. D'autre part, dans la cellule photovoltaïque, certains électrons ne reviennent pas à leur état d'origine. Les électrons inactifs produisent une faible tension continue. Ainsi, une partie de l'énergie cinétique des photons est immédiatement transformée en énergie électrique : c'est l'effet photoélectrique. [23].

## I-4- Caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque

### I-4-1 Courbe courant tension IV

Une cellule photovoltaïque débite un certain courant, sous une différence de potentiel. Cette relation est décrite sur la figure I.5 qui assure le fonctionnement électrique d'une cellule PV et son accouplement avec un récepteur [24].

#### Tension de circuit ouvert

Si une cellule est placée sous une source de lumière constante, sans aucune charge, elle produira à ses bornes une tension continue maximale, la tension à vide ou tension dite de circuit ouvert  $U_{co}$ .

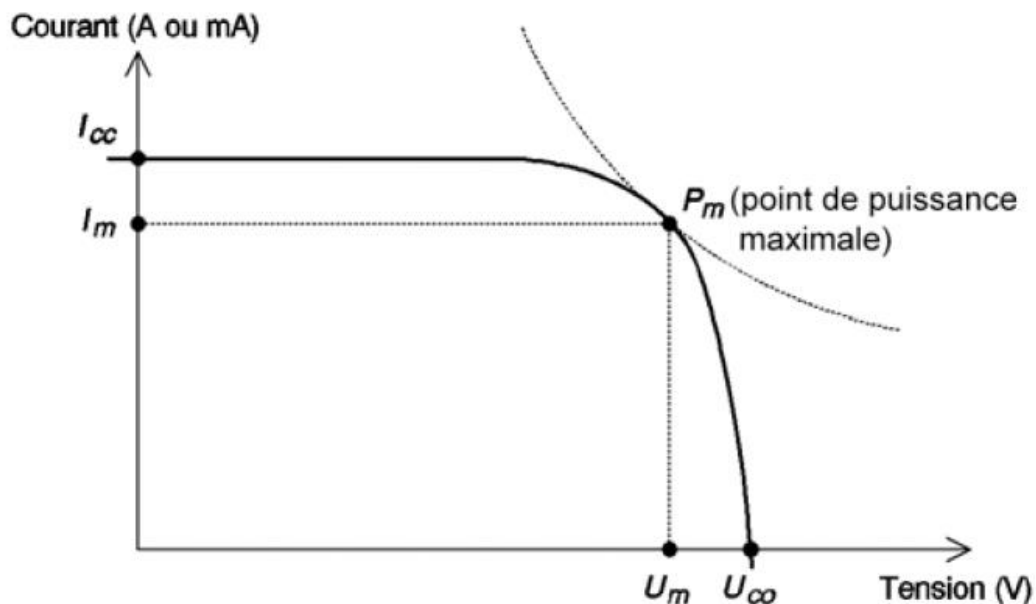


Figure I.5 : Courbe IV d'une cellule PV.

**Courant de court-circuit**

Contrairement au point de circuit ouvert, lorsque la cellule est court-circuitée, elle donne un courant de crête, mais pas de tension. C'est le courant qui peut être mesuré directement avec un ampèremètre. C'est le courant de court-circuit.

**Point de puissance maximale**

L'utilisation optimale de la cellule est d'alimenter la charge sous une tension et un courant de crête maximum. Il convient que ce soit dans des conditions où le produit tension-courant est maximum : c'est le point de fonctionnement idéal de la cellule, ou le point de puissance de crête comme illustré à la figure I.5. On appelle habituellement  $U_m$  et  $I_m$  la tension et le courant correspondant à ce point de fonctionnement.

**Puissance crête**

La puissance maximale dépend de l'éclairage. Lorsqu'il s'agit de puissance maximale dans des conditions d'ensoleillement normales STC ( $1000 \text{ W/m}^2$ ),  $25^\circ\text{C}$ , spectre solaire AM : 1,5, nous entendons alors Watt crête ( $W_c$ ) ou puissance de crête.

**Rendement d'une cellule**

Le rendement de la cellule est le rapport entre la puissance électrique générée par le  $P_C$  et la puissance lumineuse reçue par la cellule  $G_0$ . Il est défini comme :

$$\eta = \frac{P_C}{G_0 \times S} \quad (\text{I.1})$$

où :  $S$  est la surface de la cellule en  $\text{m}^2$ .

Le fonctionnement de la cellule PV est proportionnel à l'ensoleillement et à la température ambiante.

## I-5 Technologie d'un module PV

De nombreuses technologies de cellules photovoltaïques sont actuellement sur le marché avec des rendements variables. Les technologies les plus couramment utilisées avec leurs rendements sont présentées dans le tableau I.1.

**Tableau I.1 : Rendement maximal déclaré des technologies PV [25].**

Technologie et Matériau	Meilleure efficacité (%) à l'échelle du laboratoire	Références
<b>Silicium cristallin</b>		
Silicium monocristallin (s-Si)	26,7	[26], [27]
Silicium multicristallin (m-Si)	22,3	[26]
Hétérostructures de silicium (HIT)	26,7	[26]
Cristallin à couches minces	21,2	[26]
<b>Arséniure de gallium à simple jonction (GaAs)</b>		
Monocristal	27,8	[26]
Cristal à couche mince	29,1	[26], [27]
<b>Cellules à multi-jonctions</b>		
Deux jonctions	32,8	[26]
Trois jonctions	37,9	[26]
Quatre jonctions ou plus	39,2	[26]
<b>Couche mince</b>		
Silicium amorphe (a-Si)	14	[26]
Tellure de cadmium (CdTe)	22,1	[26]
Sélénure de cuivre, d'indium et de gallium (CIGS)	23,4	[26]
<b>PV émergents</b>		
Cellules sensibles aux colorants (liquid electrolyte)	13	[28]
Cellules inorganiques (CZTSSe)	12,6	[26]
Cellules organiques	16,5	[26]
Cellules organiques tandem	14,2	[26]
Cellules pérovskites	25,2	[26]
Cellules tandem/pérovskite	28	[26]
Cellules à points quantiques	16,6	[26]
Nano-tube de carbone (à paroi simple) / Si Hétérojonction	12	[29]
Nano-tube de carbone (multi-parois) / Si Hétérojonction	10	[30]
<b>Photoresponsive Technology/ Material</b>		
<b>Crystalline Silicon</b>		
Single Crystalline Silicon (s-Si)	26.7	[26], [27]

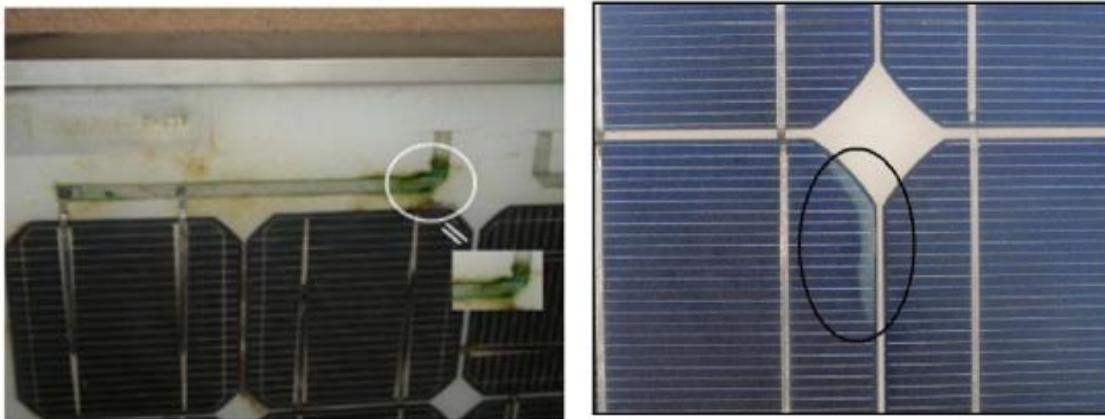
Multi Crystalline Silicon (m-Si)	22.3	[26]
Silicon Heterostructures (HIT)	26.7	[26]
Thin Film Crystal	21.2	[26]
<b>Single-Junction Gallium Arsenide (GaAs)</b>		
Single Crystal	27.8	[26]
Thin-film Crystal	29.1	[26], [27]
<b>Multi-junction Cells</b>		
Two Junction	32.8	[26]
Three Junction	37.9	[26]
Four Junction or more	39.2	[26]
<b>Thin Film</b>		
Amorphous Silicon (a-Si)	14	[26]
Cadmium Telluride (CdTe)	22.1	[26]
Copper indium gallium selenide (CIGS)	23.4	[26]
<b>Emerging PV</b>		
Dye Sensitised Cells (liquid electrolyte)	13	[28]
Inorganic Cells (CZTSSe)	12.6	[26]
Organic cells	16.5	[26]
Organic Tandem Cells	14.2	[26]
Perovskite Cells	25.2	[26]
Perovskite/ Si Tandem Cells	28	[26]
Quantum Dot Cells	16.6	[26]
Carbon Nano Tube (Single-walled)/ Si Heterojunction	12	[29]
Carbon Nano Tube (Multi-walled)/ Si Heterojunction	10	[30]

## I-6 Modes de dégradation d'un module PV et ces composants

Les modes de dégradation ont le potentiel de dégrader de manière irréversible les performances des modules/systèmes PV ou peuvent entraîner des problèmes de sécurité. Les différents types de modes de dégradation détectés dans les modules PV à la fois lors du vieillissement naturel et des tests accélérés sont présentés ci-dessous [31].

### I-6-1 Corrosion

La pénétration d'humidité dans le module PV à travers les matériaux d'encapsulation polymère entraîne une délamination entre les couches, provoquant une corrosion et finalement une dégradation des performances de la cellule solaire. En particulier, l'humidité entre et sort fréquemment du module en raison de l'exposition directe de la plaque arrière en polymère à diverses conditions de température et d'humidité dans l'environnement extérieur. [32]. La figure I.6 présente la corrosion des contacts métalliques et des grilles de cellules solaires.

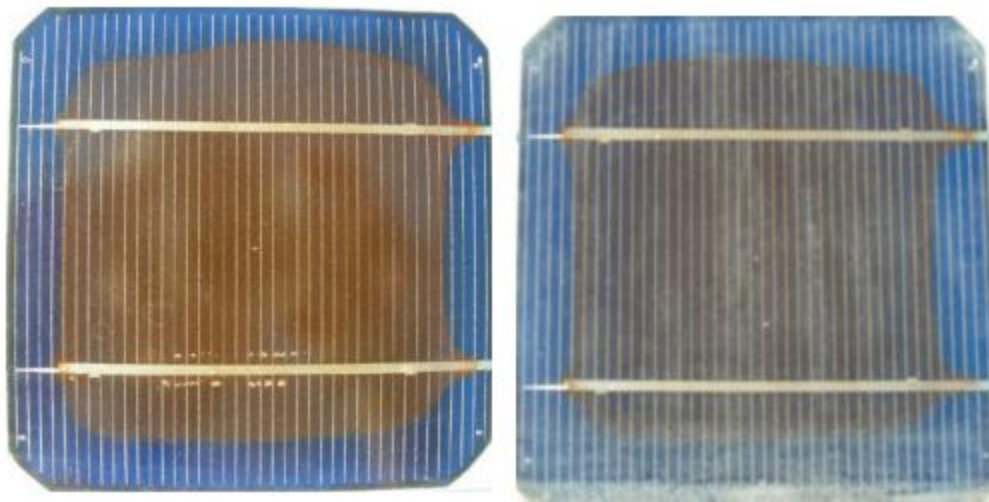


**Figure I.6 : Corrosion des contacts métalliques et des grilles de cellules solaires [33].**

### I-6-2 Décoloration

Généralement, la décoloration des modules PV peut être causée par la dégradation de l'encapsulation ou du matériau collant entre la cellule solaire et le verre. Une décoloration du module PV est visualisée lorsque le matériau encapsulé est jaune ou parfois marron par rapport à

sa couleur d'origine. La décoloration de l'emballage réduit principalement le passage de la lumière vers les cellules solaires, ce qui réduit directement le courant de court-circuit ( $I_{sc}$ ) du module PV, réduisant ainsi ses performances. Les facteurs de stress climatiques tels que la température ambiante, Ultra violet et l'humidité influencent clairement la dégradation chimique des matériaux macromoléculaires, entraînant un affaiblissement, voire une défaillance complète des cellules photovoltaïques. [34]. Le changement du couleur de l'encapsulant EVA des modules PV est montrée dans la Figure I.7.



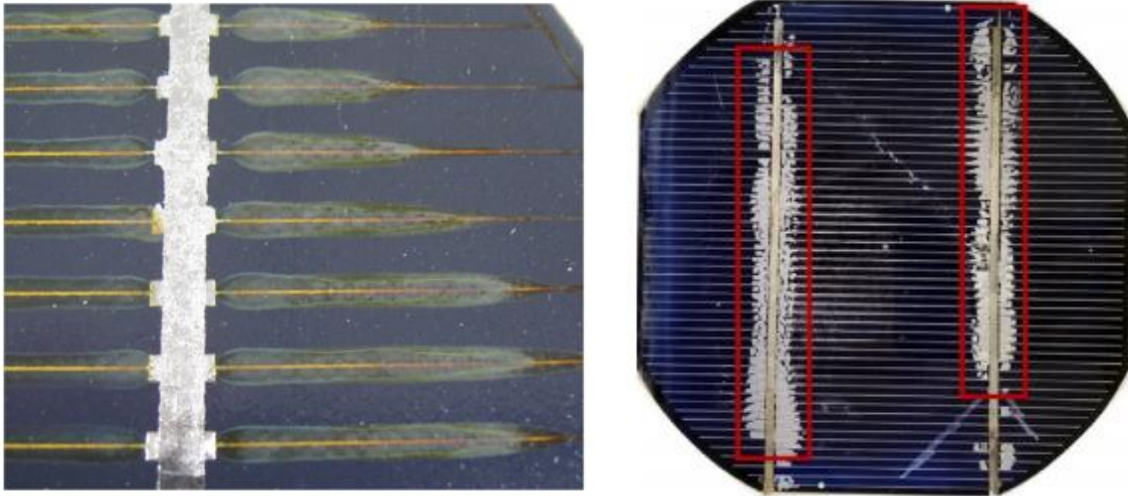
**Figure I.7 : Décoloration de l'encapsulant EVA sur les modules PV [35].**

### **I-6-3 Délamination**

Toutes les cellules PV à fondement de silicium ont une structure multicouche recouverte d'une encapsulation EVA. Une perte d'adhérence peut se produire entre le polymère d'encapsulation et les cellules ou peut être entre les cellules et le verre avant, entraînant un délaminage dû à une capacité accrue à réfléchir la lumière et l'humidité pénétrant à travers la lentille vers le côté dans le module PV. Le délaminage de l'encapsulation est l'une des mode de dégradation les plus communes des modules PV. [36]. La délamination de l'interface emballage/cellule et de la cellule



avec EVA séparé en gris près de la région du jeu de barres du module PV est illustrée sur la figure I.8.



**Figure I.8 : Délamination de l'interface encapsulant/cellule [36]et cellule avec EVA élaminé gris près de la région de la barre omnibus du module PV [37].**

#### I-6-4 Fissures

Les fissures dans les cellules solaires peuvent être affectées par des conditions environnementales telles que les cycles thermiques, les variations de température nocturnes et diurnes, l'humidité et le gel, les charges de vent et les charges de pression cycliques. Les fissures des cellules photovoltaïques suivent souvent d'autres modes de détérioration tels que la décoloration, le délaminage et la corrosion. Diverses fissures peuvent se former dans le module PV, telles que des fissures transversales, des fissures omnidirectionnelles, des fissures parallèles et perpendiculaires au jeu de barres. [38]. Dans tous ces cas, les fissures croisées et les fissures multidirectionnelles montrent toujours une réduction significative de la puissance de sortie du module PV. Les fissures de la cellule solaire sont illustrées à la Figure I.9.

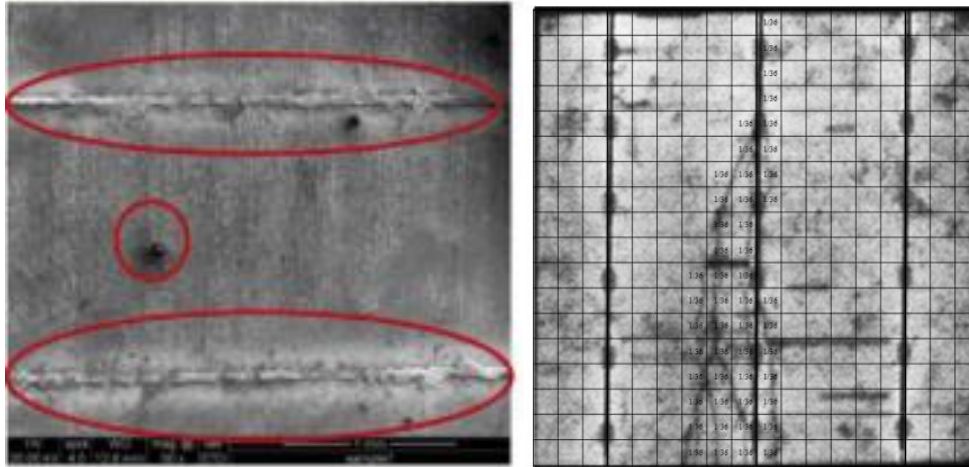


Figure I.9 : Fissure au niveau de la cellule solaire [39] et du laminé du module PV [40].

### I-6-5 Autres modes de dégradation

#### I-6-5-1 Dégradation induite par la lumière (LID)

LID est la perte d'efficacité (dégradation de l'efficacité de conversion) qui se produit dans les cellules solaires en silicium cristallin dopé au Bore de type p pendant les premières heures d'exposition à la lumière du soleil[41], [42].

#### I-6-5-2 Dégradation induite par le potentiel (PID)

Le PID est une erreur rencontrée lors de l'installation de certains modules PV en silicium cristallin car les cadres des modules sont mis à la terre. L'effet PID est plus sévère lorsque la différence de potentiel négative par rapport à la terre est plus élevée [43].

#### I-6-5-3 Points chauds

Un point chaud est une zone d'un module PV où des températures très élevées peuvent endommager la cellule ou tout autre composant. C'est la cause de nombreux types de dommages cellulaires, y compris l'ombrage partiel et le déséquilibre cellulaire. D'autre part, un échauffement par points chauds se produit dans le module PV lorsque le courant actif dépasse l' $I_{sc}$  réduit du groupe de cellules (Deng et al. 2017). Lorsqu'une telle situation se produit, le groupe de cellules

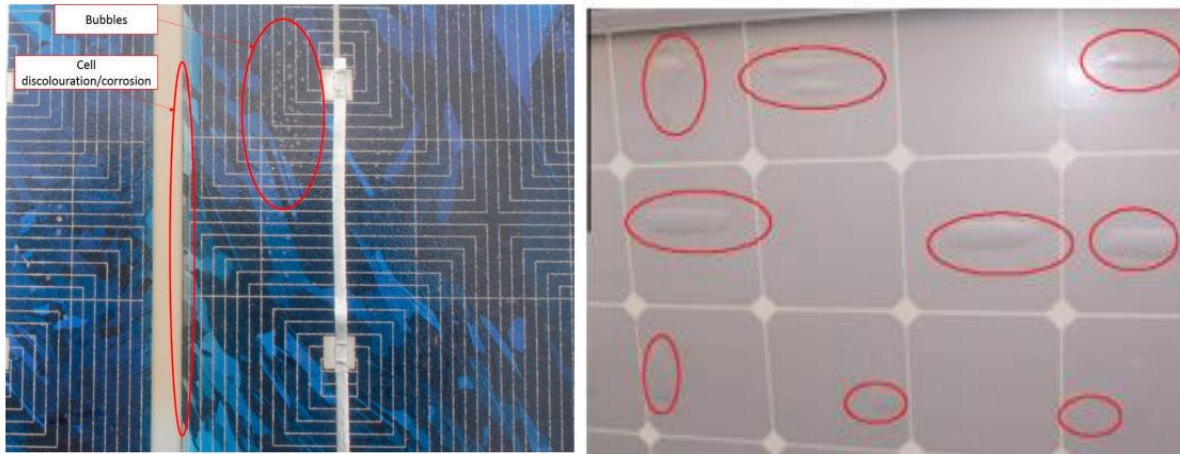
affectées est obligé d'inverser la polarisation et de dissiper l'énergie, provoquant une surchauffe locale. [44]. Les points chauds arrière et avant sont représentés sur la figure I.10.



**Figure I.10 : (a) Vue avant du cas de point chaud de type cellule à polarisation inverse et (b) Vue arrière du cas de point chaud de type résistance série [45].**

#### **I-6-5-4 Bulles**

Des bulles apparaissent souvent à l'arrière du module PV en raison de la libération de gaz du matériau de garnissage par hydrolyse. Cependant, ils apparaissent parfois à l'avant, entre le verre et la cellule solaire [46]. Un plus grand nombre de bulles observées à l'arrière du module apparaissent généralement au centre d'une cellule à des températures plus élevées en raison d'une mauvaise adhérence. Les bulles à l'avant du module contribuent à réduire le rayonnement atteignant la cellule et provoquent la diffusion de la lumière et améliorent la réflexion [47]. La formation de bulles sur la face avant et arrière du module PV est montrée dans la Figure I.11.



**Figure I.11 : Formation de bulles sur (a) la face avant [48] et (b) la face arrière d'un module PV [47].**

## I-7 Méthodologies de l'évaluation des performances

Pour analyser les performances d'un système d'énergie solaire, les paramètres de performance ont été réglementés par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et décrits dans les normes de normalisation (Commission électrotechnique internationale) CEI 61724 (CEI, 1998) [49], et mis à jour dans 2017 [50]. Tels que le rendement de référence, la sortie finale du système PV et le rapport de performance. Ces paramètres sont utilisés pour déterminer les performances de l'ensemble du système en ce qui concerne la production d'énergie, l'isolation et l'effet global des pertes du système PV. Les paramètres de recherche de la norme CEI 61724 qui seront utilisés dans les chapitres de cette thèse sont présentés dans cette section [49, p. 6], [51]–[53], [53]–[56].

### I-7-1 Énergie générée par le système de panneaux photovoltaïques

La valeur totale surveillée quotidiennement de la sortie de puissance continue (DC) est donnée par l'équation suivante :

$$E_{dc,d} = \sum_{t=1}^{t=Trp} P_{dc} \times T_r \quad (I.2)$$

L'énergie continue DC générée mensuellement est notée comme suit :

$$E_{dc,m} = \sum_{d=1}^N E_{dc,d} \quad (I.3)$$

Où :

Tr est l'intervalle de temps d'enregistrement ;

Trp la période d'enregistrement ;

N le nombre de jours de fonctionnement de la centrale dans un mois.

$P_{dc}$  : est la puissance en courant continu, elle est donnée par :

$$P_{dc} = V_{dc} \times I_{dc} \times \cos\varphi \quad (I.4)$$

### I-7-2 Énergie alternative ou énergie fournie au réseau électrique

L'énergie générée par le système PV ( $E_{ac}$ ) est la mesure de l'énergie aux bornes de sortie de l'onduleur. La valeur totale de la puissance de sortie AC surveillée quotidiennement ( $E_{ac,d}$ ) est calculée par cette équation :

$$E_{ac,d} = \sum_{t=1}^{t=Trp} P_{ac} \times T_r \quad (I.5)$$

L'énergie mensuelle alternative générée est donnée par l'équation suivante :

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

La puissance alternative AC est donnée par

$$P_{ac} = V_{ac} * I_{ac} \quad (I.7)$$

### I-7-3 Rendement de référence

Le rendement de référence ( $Y_r$ ) est le ratio entre l'énergie totale provenant du rayonnement solaire  $H_t$  ( $\text{kWh/m}^2$ ) interceptée par l'étendue (surface) des modules PV et l'énergie de rayonnement de référence  $G_0$  ( $1 \text{ kW/m}^2$ ) (voir équation 3). Il évoque les heures dont le rayonnement est semblable à la référence.  $Y_r$  représente la ressource provenant du soleil du système PV étudiée, il est fait par :

$$Y_r = \left( \frac{H_t}{G_0} \right) \quad [\text{kWh/kWc}] \quad (\text{I.8})$$

#### I-7-4 Rendement du champ photovoltaïque

Le rendement du champ ( $Y_a$ ) est déterminé par le ratio de l'énergie produite  $E_{dc}$  (kWh) par les installées PV pendant une période de temps bien définie (journalière, mensuelle ou annuelle) et la puissance crête  $P_0$  (kWc) des champs dans les conditions standard (STC : irradiation : 1000 W/m<sup>2</sup>, température de 25 °C et spectre de référence AM de 1.5 G). Le rendement journalier du champ PV ( $Y_{a,d}$ ) est donné par l'équation suivante :

$$Y_{a,d} = \frac{E_{dc,d}}{P_{pv(rated)}} \quad (\text{I.9})$$

Le rendement mensuelle du champ PV ( $Y_{a,m}$ ) est donnée par l'équation suivante :

$$Y_{a,m} = \left( \frac{1}{N} \right) \times \sum_{d=1}^N Y_{a,d} \quad (\text{I.10})$$

#### I-7-5 Rendement final du système

Le rendement système ( $Y_f$ ) est l'énergie générée par l'installation PV,  $E_{ac}$  (kWh) à la puissance crête du système  $P_0$  (kWp). Cette grandeur réfère aux heures de fonctionnement où l'installation PV doit opérer à sa puissance crête. Le rendement du système quotidien correspond ( $Y_{f,d}$ ) et le rendement final mensuel ( $Y_{f,m}$ ) sont donnés par :

$$Y_{f,d} = \frac{E_{ac,d}}{P_{PV(rated)}} \quad (\text{I.11})$$

$$Y_{f,m} = \left( \frac{1}{N} \right) \times \sum_{d=1}^N Y_{f,d} \quad (\text{I.12})$$

**I-7-6 Rapport de performance**

Le ratio de performance (PR) désigne la conséquence entière des pertes dans la production d'énergie des systèmes PV. Les valeurs de ce dernier signalent dans quelle mesure une installation PV s'unis de la performance idéale dans des conditions de fonctionnement réelles. Le ratio de performance est le rapport du le rendement systèmes sur le rendement de référence, c'est un grandeur sans dimension :

$$PR = \left( \frac{Y_f}{Y_r} \right) \quad (\text{I.13})$$

**I-7-7 Efficacité de l'installation photovoltaïque**

L'efficacité de l'installation photovoltaïque  $\eta_{\text{sys}}$  représente l'efficacité de l'installation solaire photovoltaïque ou rendement, elle est le rapport de l' $E_{ac}$  à leur rayonnement  $H_t$  sur la surface totale des modules ( $A_T$ ) :

$$\eta_{\text{sys}} = \left( \frac{E_{ac}}{H_t \times A_T} \right) \quad (\text{I.14})$$

**I-7-8 Efficacité des onduleurs**

L'efficacité des onduleurs  $\eta_{\text{ond}}$  représente l'efficacité de la conversion des onduleurs de la puissance continue ou énergie continue en puissance alternative ou puissance alternative. On peut l'exprimer comme le quotient entre l'énergie alternative ( $E_{ac}$ ) et l'énergie continue ( $E_{dc}$ ).

$$\eta_{\text{ond}} = \left( \frac{E_{ac}}{E_{dc}} \right) \quad (\text{I.15})$$



**I-7-9 Facteur de Capacité**

Le facteur de capacité (CF) est une méthodologie de présentation de l'énergie délivrée par un système de distribution d'énergie électrique. Si le système délivre en permanence sa pleine puissance nominale, son CF sera égal à l'unité. Il est défini comme le rapport entre la production annuelle réelle d'énergie et la quantité d'énergie que le système PV peut fournir à sa capacité nominale pendant 24 heures par jour au cours d'une année :

$$CF = \left( \frac{Y_f}{8760} \right) = \left( \frac{E_{ac}}{8760 \times P_0} \right) \quad [\%] \quad (\text{I.16})$$

**I-7-10 Pertes du système par conversion**

Les pertes du système par conversion ( $L_s$ ) sont dues aux pertes de conversion de l'onduleur (courant DC-AC) et sont définies par la différence entre le rendement du champ PV  $Y_a$  et le rendement final  $Y_f$ . Elles sont données par :

$$L_s = Y_a - Y_f \quad (\text{I.17})$$

**I-7-11 Pertes par capture du champ**

La perte de capture du panneau ( $L_c$ ) est définie par la diversité entre le rendement de référence et celui du champ solaire. Elles évoquent les pertes à : la température des panneaux, le câblage, l'ombrage partiel, l'encrassement, les pertes spectrales, détermination du point de puissance maximale, les conversions de continue vers l'alternative, etc. Elles sont notées comme :

$$L_c = Y_r - Y_a \quad (\text{I.18})$$

## I-8 Quelques études qui suivent la norme IEC 61724

L'efficacité des installations photovoltaïques est significativement liée aux conditions météorologiques déterminées par l'irradiance, l'humidité, la température ambiante et la vitesse du vent [57]. Il est également affecté par d'autres facteurs environnementaux tels que la saleté [58], [59], [59], [60], l'ombre, les pertes ohmiques DC, les pertes ohmiques AC, les pertes de l'onduleur, l'orientation des modules et pareillement la technologie utilisée [61]. De plus, cette norme a inspiré le développement de techniques pour estimer les performances des installations PV ou pour les surveiller.

L. C. de Lima et al. (2017) ont présenté une étude de performance d'une installation photovoltaïque de 2,2 kWc installé à l'Université d'État de Ceará, à Fortaleza, au Brésil (latitude 3,40°S, longitude 38,33°W et 31 m au-dessus du niveau de la mer). Le système a été surveillé de juin 2013 à mai 2014. Pendant la période mesurée, les rendements moyens quotidiens de référence, du réseau et final du système étaient respectivement de 5,6 kWh/kWp de 4,9 kWh/kWp et de 4,6 kWh/kWp. Les pertes journalières moyennes annuelles du générateur et du système étaient de 1,05 kWh/kWp et les rendements moyens annuels du champ solaire, du système après conversion et de l'onduleur étaient respectivement de 13,3 %, 12,6 % et 94,6 %. Le rapport de performance et aussi le facteur de capacité sont de 82,9 % et 19,2 % respectivement [62].

M. S. Adaramola et al. (2015) ont présenté une étude de l'évaluation des performances d'un système photovoltaïque connecté au réseau installé sur le toit d'un bâtiment en norvégien. Les résultats présentés sont basés sur des données enregistrées de mars 2013 à février 2014. La production annuelle totale d'énergie fournie au réseau s'est avérée être de 1927,7 kWh, avec un rendement spécifique annuel de 931,6 kWh et une production énergétique moyenne mensuelle de 160,6 kWh. En outre, le rendement journalier moyen annuel du champ PV, le rendement final et le rendement de référence du système PV ont été estimés à 2,73 kWh/kWp, 2,55 kWh/kWp et 2,80 kWh/kWp, respectivement. En outre, l'efficacité journalier moyen annuel des modules PV, l'efficacité du système et l'efficacité de l'onduleur étaient respectivement de 12,7 %, 11,6 % et

---

88,8 %. Le facteur de capacité annuel global, les pertes du système et le ratio de performance ont été trouvés à 10,58%, 16,96% (par rapport au rendement de référence) et 83,03%, respectivement. [63].

U. Jahn et al. (1997) ont étudié environ 2000 installations photovoltaïques connectées au réseau (1-5 kWp) avec une puissance de pointe totale de 5 MWp ont été installées sur les toits de maisons. Dans l'État fédéral de Basse-Saxe en Allemagne. Les rendements finaux annuels se situent entre 430 h et 875 h avec une valeur moyenne de 680 h. En utilisant l'irradiation annuelle dans le plan, nous déterminons des rapports de performance annuels dans la gamme 47,5%-81% (moyenne 66,5%) [64].

E. Kymakis et al. (2009) ont présenté une étude évaluation de performance d'un parc photovoltaïque connecté au réseau de Sitia, en Crète. Le parc photovoltaïque a une puissance de pointe de 171,36 kW p et est en service depuis 2002. Le parc est suivi de manière appropriée pendant 1 an, et le rapport de performance ainsi que les différentes pertes de puissance (température, encrassement, interne, réseau, électronique de puissance, disponibilité du réseau et interconnexion) sont calculés. Le parc PV a fourni 229 MW h au réseau en 2007, allant de 335,48 à 869,68 kW h. Le rendement final ( $Y_f$ ) a varié de 1,96 à 5,07 h/j, et le ratio de performance (PR) a varié de 58 à 73%, donnant un PR annuel de 67,36% [65].

J. Taylor et al. (2015) ont présenté les résultats de l'analyse de la production d'énergie et de la performance de plus de 2500 systèmes PV distribués au Royaume-Uni, suivis pendant 7 ans, et fournit un aperçu de l'état de l'art. Nous avons cartographié le rendement énergétique annuel de tous les systèmes PV de la base de données en fonction des régions du Royaume-Uni. Le rendement du système annuel moyen rapporté pour le PV au Royaume-Uni en 2013 était de 910 kWh/kWp, et nous avons évalué la valeur à long terme correspondante à 886 kWh/kWp. La valeur moyenne du RP intégré annuellement pour les années 2012-2014 était de 84 % [66].

J. D. Mondol et al. (2006) ont étudié la performance d'un système photovoltaïque de 13 kWc monté sur un toit et connecté au réseau en Irlande du Nord sur une période de trois ans a été

analysée sur des bases horaires, quotidiennes et mensuelles. Les paramètres dérivés comprenaient le rendement de référence, le rendement du groupe, le rendement final, les pertes de capture du groupe, les pertes du système, les efficacités du PV et de l'onduleur et le ratio de performance. Les effets de l'ensoleillement et du fonctionnement de l'onduleur sur le rendement du système ont été étudiés. Les moyennes mensuelles de l'efficacité quotidienne du PV, du système et de l'onduleur variaient de 4,5 % à 9,2 %, de 3,6 % à 7,8 % et de 50 % à 87 %, respectivement. Les rendements annuels moyens du PV, du système et de l'onduleur étaient respectivement de 7,6 %, 6,4 % et 75 %. Les ratios de performance quotidiens moyens mensuels en courant continu et en courant alternatif variaient de 0,35 à 0,74 et de 0,29 à 0,66, respectivement. Les ratios de performance AC mensuels moyens annuels pour les trois années étaient de 0,60, 0,61 et 0,62, respectivement. Les performances de ce système sont comparées à celles d'autres systèmes représentatifs au niveau international [67].

L. M. Ayompe et al. (2011) ont présenté les résultats obtenus lors du suivi d'un système photovoltaïque de 1,72 kWc installé sur un toit plat d'un bâtiment de 12 m de haut à Dublin, en Irlande (latitude 53,4°N et longitude 6,3°E). Le système a été surveillé entre novembre 2008 et octobre 2009 et toute l'électricité produite a été injectée dans l'alimentation basse tension du bâtiment. Les paramètres de performance mensuels, journaliers et annuels du système PV évalués sont : le rendement final, le rendement de référence, le rendement du réseau, les pertes du système, les pertes de capture du réseau, les pertes de température des cellules, l'efficacité des modules PV, l'efficacité du système, l'efficacité de l'onduleur, le rapport de performance et le facteur de capacité. Le rayonnement solaire maximal, la température ambiante et la température du module PV enregistrés étaient respectivement de 1241 W/m<sup>2</sup> en mars, 29,5 °C et 46,9 °C en juin. L'énergie totale annuelle générée était de 885,1 kWh/kWp tandis que la moyenne annuelle du rendement final quotidien, du rendement de référence et du rendement du réseau était respectivement de 2,41 kWh/kWp/jour, 2,85 kWh/kWp/jour et 2,62 kWh/kWp/jour. L'efficacité quotidien moyen annuel des modules PV, l'efficacité du système et l'efficacité de l'onduleur étaient respectivement de 14,9

%, 12,6 % et 89,2 %, tandis que le taux de rendement quotidien moyen annuel et le facteur de capacité étaient respectivement de 81,5 % et 10,1 %. Les pertes quotidiennes moyennes annuelles du système, les pertes de capture et les pertes de température des cellules étaient respectivement de 0,23 h/jour, 0,22 h/jour et 0,00 h/jour [68].

S. Chokmaviroj et al. (2016) ont résumé les huit premiers mois de suivi du projet de production photovoltaïque PHA BONG, une centrale photovoltaïque pilote de 500 kWc, dans la province de Mae Hong Son, en Thaïlande. Le réseau local de cette région isolée du nord-ouest de la Thaïlande a une capacité très limitée et ne peut être élargi. Elle fonctionne depuis le 20 mars 2004 en s'alimentant sur le réseau moyenne tension de 22 kV, 400 V. Le système se compose d'une matrice photovoltaïque de 1680 modules (140 chaînes, 12 modules par chaîne ; 300 W/module. Au cours des huit premiers mois de fonctionnement de ce système, le système photovoltaïque a produit environ 383 274 kWh. La moyenne de la production d'électricité par jour était de 1695,9 kWh. Elle a varié de 1452,3 à 2042,3 kWh. L'efficacité du système de panneaux photovoltaïques était comprise entre 9 et 12 %. Le rendement final ( $Y_f$ ) est compris entre 2,91 et 3,98 h/j et le rapport de performance (PR) est compris entre 70% et 90% [55].

A. Al-Otaibi et al. (2015) ont présenté une évaluation des performances sur 12 mois des premiers systèmes photovoltaïques à couche mince en cuivre, indium, gallium et sélénium (CIGS) de 85,05 kWc et 21,6 kWc connectés au réseau, installés sur les toits de deux écoles au Koweït. Les résultats de l'étude, basés sur l'irradiation solaire collectée, les performances de la technologie des modules et l'efficacité des systèmes de nettoyage automatisés, montrent que le rapport de performance a été maintenu entre 74% et 85%. En outre, le rendement énergétique mensuel minimum des systèmes PV était d'environ 104 kWh/kWp. Les rendements finaux journaliers moyens annuels des systèmes PV de cette étude étaient de 4,5 kWh/kWp/jour [51].

S. Sundaram et al. (2015) ont présenté l'analyse de performance annuelle validée avec les résultats de surveillance d'une centrale photovoltaïque de 5 MWp connectée au réseau, située en Inde dans le district de Sivagangai au Tamilnadu. L'énergie annuelle totale produite était de 8495296,4 kWh,

soit une moyenne de 707941,4 kWh/mois. La moyenne annuelle du rendement journalier de référence, du rendement du champs, du rendement final, de l'efficacité du module, de l'efficacité de l'onduleur et de l'efficacité du système s'est avérée être de 5,46 h/jour, 5,128 h/jour, 4,810 h/jour, 6,08 %, 88,20 % et 5,08 % respectivement. La moyenne absolue globale de la perte de capture quotidienne et de la perte de système du système particulier étudié est de 0,384 h/jour et 0,65 h/jour respectivement [69].

H. A. Kazem et al. (2016) ont présente une pratique de conception et d'évaluation d'un système photovoltaïque connecté au réseau installé à Sohar, Oman. Les résultats montrent que la capacité et les facteurs de rendement du système proposé sont respectivement de 21% et 1875 kWh/kW p/an. En outre, le facteur de performance du système proposé est de 84,6% [70].

Les performances et la dégradation d'un système photovoltaïque (PV) de 1 MWp situé dans le climat tropical semi-aride de l'Inde sont étudiées sur la base de quatre années de données de surveillance. Le rendement de référence, le rendement final, l'efficacité du système, le facteur de capacité et le rapport de performance sont respectivement de 4,64 h/jour, 6,23 h/jour, 11 %, 19,33 % et 74,73 % [71].

B. Tripathi et al. (2014) ont mené une étude sur la production d'énergie solaire PV à partir de deux installations connectées au réseau (centrales mc-Si et a-Si) situées au même endroit à Gujarat, dans l'ouest de l'Inde. Des ensembles de données sur la production d'électricité ont été collectés sur une année entière et comparés dans des conditions climatiques réelles. Le rendement final de la centrale mc-Si a varié d'une valeur inférieure de 2,79 h/j au mois d'août à une valeur maximale de 5,14 h/j au mois de mars. Le rendement final de la centrale au silicium amorphe a varié d'une valeur inférieure de 2,62 h/j au mois d'août à une valeur maximale de 4,84 h/j au mois de mars. Le ratio de performance (PR) de la centrale mc-Si varie de 57,1% à 93,14% et pour la centrale a-Si, le PR varie de 53,72% à 87,64%. La centrale solaire PV a-Si présente des pertes de capture élevées par rapport à la centrale solaire PV mc-Si [72].

S. Wittkopf et al. (2012) ont présenté l'étude de performance d'un immeuble de bureaux à énergie zéro de Singapour utilise le système photovoltaïque intégré au bâtiment pour atteindre son

objectif énergétique. Le principal générateur d'électricité est le système BIPV de 142,5 kWc connecté au réseau sur le toit du bâtiment. L'évaluation de la performance du système BIPV sur 18 mois de fonctionnement en suivant les directives de la norme IEC 61724 pour la mesure, l'échange de données et l'analyse. L'analyse des performances montre un bon rapport de performance global de 81%. Le rendement moyen des panneaux est de 3,86 h/jour et, après avoir soustrait les pertes de capture et de système de 0,58 h/jour et 0,16 h/jour, respectivement, le rendement final résultant est de 3,12 h/jour en moyenne pour tous les panneaux. Les rendements du système et du réseau sont respectivement de 11,2 % et 11,8 %, par rapport au rendement nominal des modules PV de 13,7 %. Le rendement global de l'onduleur est de 94,8 %. Tous les résultats sont basés sur des mesures de l'irradiance avec des pyranomètres calibrés. En outre, une classification de l'irradiance quotidienne est présentée, divisant les jours en jours couverts, intermédiaires et clairs avec chaque changement temporel élevé, moyen et faible des niveaux d'irradiance. Les résultats montrent que le ratio de performance est le plus faible pour les jours clairs avec de fortes fluctuations de l'irradiance, en raison de pertes de capture et de système plus élevées. Malgré des pertes relativement plus élevées, les rendements finaux absolus sont plus élevés pour les jours clairs. Des analyses détaillées concernant l'impact de l'ombrage, de l'orientation/inclinaison et de la température des modules PV sont également présentées pour des réseaux sélectionnés [73].

R. Dabou et al. (2016) ont présenté l'effet des conditions météorologiques sur la performance du système photovoltaïque (PV) connecté au réseau installé dans la zone saharienne du sud de l'Algérie (Adrar) pour l'année 2010 a été analysé sur une base journalière. Cette région est caractérisée par une température ambiante élevée en été, un fort potentiel d'insolation solaire et un faible taux d'humidité. L'analyse montre que la valeur la plus faible est celle du ratio de performance et de l'efficacité du module PV, du système et de l'onduleur, et la valeur maximale celle des pertes de capture et de système, puisque les valeurs par temps clair étaient respectivement

de 76,5 %, 10,88 %, 94,65 %, 10,29 %, 1,18 h/jour et 0,26 h/jour en raison d'une température ambiante moyenne élevée de 32,3 °C. La valeur la plus basse pour le rendement de référence, le rendement champ, le rendement final lors d'une journée de tempête de sable était de 2,65 kW h/kWp/jour, 2,17 kW h/kWp/jour et 2,12 kW h/kWp/jour respectivement, en raison du faible niveau d'irradiation solaire de 2,65 kW h/m<sup>2</sup>, causé par une vitesse de vent élevée de 6,9 m/s avec des particules de poussière de sable. Les résultats expérimentaux montrent que les valeurs les plus faibles de l'efficacité et du ratio de performance du système (10,29 % et 76,5 % respectivement) sont dues à la température élevée du module, égale à 41,1 °C par temps clair, et que le changement rapide de l'irradiation solaire, causé par la variation de la couverture nuageuse ou la tempête de poussière, affecte l'énergie produite et la stabilité du système PV [56].

D. H. Daher et al. (2018) ont présenté une étude empirique sur la performance d'une centrale photovoltaïque branchée au réseau marchant dans des conditions environnementales, désertiques poussiéreuses, et aussi maritimes, en utilisant les données du principal équipement de ce type à Djibouti. Les 4 premières années de marche ont été appréciées selon la norme de mesures IEC 61724, et l'influence des paramètres climatiques a été estimé en usant une manœuvre de techniques d'analyse de performance. Le rendement journalier moyen mensuel du réseau et le rendement final étaient respectivement de 5,1 kWh/kWp et 4,7 kWh/kWp. Les efficacités journaliers moyens mensuels des modules PV et du système PV de 12,6 % et 11,7 %. L'efficacité des modules solaire PV suit une forme d'entonnoir avec un minimum marqué centré sur le mois de juillet.

L'influence de la température et des déperditions dues à l'encrassement a été évalué, démontrant une diminution de rapport de 0,70 % à chaque augmentation de 1°C de la température ambiante journalière. Les déperditions dues à l'encrassement variaient de 0,03 % à la suite d'événements pluvieux, à 14,23 % pour les intervalles desséchées et sablonneuses. A la fin, pour maintenir les déperditions de performance des panneaux moisn de 5 %, un calendrier de nettoyage est conseillé tous les 15 jours [74].



A. Necaibia et al. (2018) ont présenté une analyse d'évaluation détaillée d'un système solaire de 2,5 kWc situé dans l'Algérie au sud a été réalisée dans cet article afin de soutenir la croissance de la mise en œuvre de centrales photovoltaïques reliées au réseau dans l'environnement saharien. La réalisation de cette analyse a été faite en effectuant une évaluation précise des différents impacts des paramètres environnementaux sur la performance opérationnelle du système photovoltaïque raccordé au réseau. L'ensemble des données couvre 12 mois de fonctionnement, les données expérimentales recueillies révèlent que la variation des paramètres environnementaux a un effet direct sur l'efficacité de la conversion énergétique et les pertes du système. Le réseau a été alimenté avec une puissance de 4322,65 kWh au cours de l'année 2015, où la température moyenne annuelle était de 28,30 °C. Une variation importante des paramètres de performance a été observée pour les différents mois. Les valeurs de rendement de la référence journalière moyenne mensuelle max/min, du tableau et du final étaient ; 7,68/5,7 kWh/kWp/jour, 6,07/4,24 kWh/kWp/jour et 5,75/3,98 kWh/kWp/jour, respectivement. L'efficacité du module PV, de l'onduleur et du système global a atteint 14,19/11,10%, 95,34/93,94% et 13,53/10,50%, respectivement. Les résultats expérimentaux indiquent que le ratio de performance (PR) varie de 66,66% à 85,93% et le facteur de capacité moyen annuel était de 7,91% [75].

## **I-9 Conclusion**

Ce chapitre de bibliographie a présenté des généralités sur les modules PV, en montrant leurs composants, leurs caractéristiques, le principe de fonctionnement, les semi-conducteurs et la jonction PN. Les différentes technologies développées sont soulignées avec leurs rendements.

Une recherche bibliographique de la littérature présentée traite des différents modes de dégradation des modules PV. Les modes essentiels de dégradation des modules PV qui sont reconnus dans la littérature sont la décoloration, la délamination, la corrosion et les fissures. Cependant, selon la littérature, la décoloration et la corrosion sont les principaux modes de dégradation des modules PV. Les conditions climatiques spécifiques telles que le rayonnement UV, la température et l'humidité sont les principaux facteurs de dégradation des modules PV.

Une présentation des paramètres de la norme IEC 61724 tel que le rendement de référence, le rendement du champ, le rendement du système, l'efficacité du champ, l'efficacité du système, le facteur de capacité et le rapport de performance.

Une présentation des études de performances déjà réalisées et qui suivent la norme IEC 61724 dans différentes régions et continents.

# **Chapitre II :**

---

**Etude de la centrale de Sheikh Zayed**

---

## II-1 Introduction

La centrale solaire "Sheikh Zayed" située dans la capitale Nouakchott est considérée comme la plus grande centrale solaire photovoltaïque d'Afrique. Cette centrale a été construite dans le cadre de la politique de l'Etat mauritanien qui encourage tous les projets d'énergies propres nouvelles ou renouvelables. Elle produit 15 MWc qui représentent environ 10% de la charge totale de la ville de Nouakchott[76].

Ce chapitre présente une étude qui vise donc à analyser la performance du système photovoltaïque connecté au réseau de 954809 KWp à Nouakchott, Mauritanie, en utilisant les normes IEC 61724[77].

## II-2 Caractéristiques du site et structure

### II-2-1 Site de la centrale

La centrale électrique de Cheikh-Zayed est située au nord de Nouakchott en Mauritanie à la latitude de  $18^{\circ} 15'N$  et à la longitude de  $15^{\circ} 98'W$  (figure II.1) est conçue par MASDAR (Emirats arabes unis).



Figure. II.1 : Vue de la centrale solaire photovoltaïque de Sheikh Zayed[78].

## II-2-2- Le cadre de la centrale

La centrale est structurée comme suivant :

- Chef de la centrale** : C'est le premier responsable dans la centrale. Il gère la centrale
- Ingénieur système** : Il est responsable de la partie électronique y compris les automates programmables.
- Ingénieur électricien** : Il supervise les travaux du technicien et intervient si nécessaire.
- Technicien supérieur électricien** : c'est lui qui intervient dans les cas où il y a des travaux de maintenance
- Aide technicien** : Il assiste les travaux et donne l'aide que le technicien a besoin

Il reste à signaler que les travaux de nettoyage pour les panneaux sont faits par une société privée

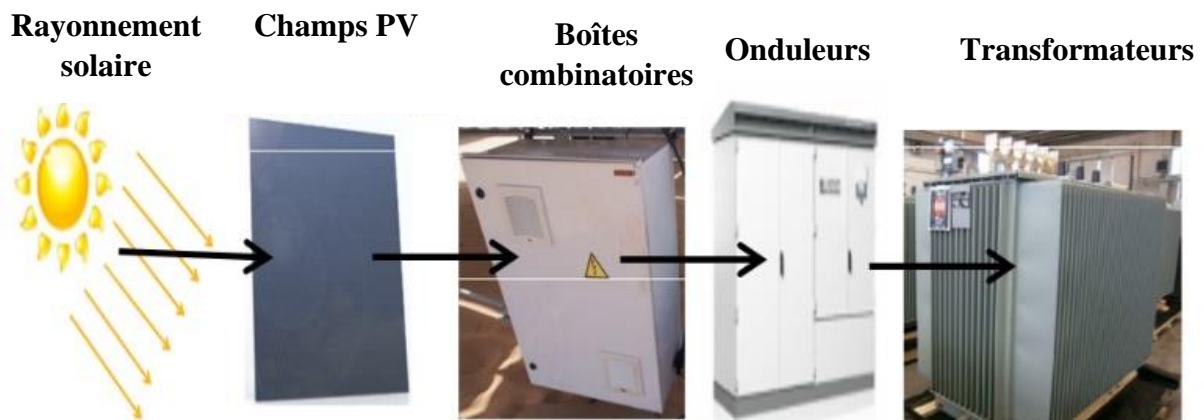
## II-2-3 Présentation du système

Les modules photovoltaïques sont utilisés pour générer un courant continu (DC) à partir de l'irradiation incidente du soleil sur la surface du module PV. Étant donné que le réseau de distribution électrique et des charges électriques fonctionnent sur le courant (AC) en alternance, les onduleurs sont utilisés pour convertir le courant continu provenant du module photovoltaïque en courant alternatif en fonction du réseau de distribution électrique. Tension alternative toujours maintenue constante par l'onduleur selon les limites du réseau de distribution ; Cependant, courant d'alimentation varie en fonction de la quantité du rayonnement incident provenant du soleil sur les modules photovoltaïques. La sortie AC de l'onduleur est basse tension (BT), qui est intervenue jusqu'à 33 KV moyenne tension (MV) aux transformateurs de Step-up. Les transformateurs sont ensuite connectés à l'appareillage sous une configuration en anneau et terminée à la sous-station du Nord, qui se connecte au réseau de distribution d'électricité SOMELEC.

Le Schéma ci-dessous illustre la vue d'ensemble du système photovoltaïque de grille lié décrit ci-dessous

La centrale solaire photovoltaïque illustrée sur la figure 1 a été installée en mars 2013 avec 15 MWc, comprenant un réseau fixe au sol de 29826 modules PV avec deux technologies de couches minces différentes (silicium amorphe et silicium micro amorphe), chacune avec une puissance nominale différente. Les modules sont orientés plein sud et inclinés à  $10^\circ$ .

Les modules utilisés sont des panneaux solaires à film fin. Il y a un total de 29 826 modules photovoltaïques Masdar qui sont utilisés pour le projet. Le site modules PV Masdar utilisés font  $5,72 \text{ m}^2$ . Deux technologies différentes de film fin sont utilisées, à savoir technologies de film minces différentes sont utilisées, à savoir le silicium amorphe (a-Si) et le silicium micro amorphes (a-Si n la-Si), chacune ayant plusieurs puissances nominales. Pour la technologie du silicium amorphe, 4 modules sont connectés en série pour former une chaîne. Pour former une chaîne, tandis que pour les modules micro amorphes, 3 modules sont connectés en série pour former une chaîne 3 modules sont connectés en série pour former une chaîne. La capacité totale de puissance PV de l'installation est de 15 MWp. Les modules PV sont orientés vers le sud et inclinés à un angle de  $10^\circ$ . Les caractéristiques techniques des modules PV dans des conditions d'essai standard (STC) sont données dans le tableau II.1.



**Figure. II.2 : Chaîne de conversion dans la centrale solaire photovoltaïque**

TABLEAU II.1. : CARACTÉRISTIQUES DU MODULE PV MASDAR 510 SOUS (STC).

Rating (a-Si) Wp	$I_{MPP}$	$I_{SC}$	$V_{OC}$	$V_{MPP}$
410	2.57	3.25	197.0	160.0
420	2.61	3.30	198.0	161.0
Rating ( $\mu$ -Si) Wp	$I_{MPP}$	$I_{SC}$	$V_{OC}$	$V_{MPP}$
470	2.17	2.64	283.4	217.0
480	2.20	2.67	284.3	218.0
490	2.22	2.71	285.2	220.0
500	2.23	2.61	290.0	225.3
510	2.24	2.64	292.0	227.7
520	2.37	2.81	283.5	219.8
530	2.39	2.83	285.2	221.8
540	2.41	2.84	287.0	223.8
550	2.43	2.85	288.7	225.7
560	2.46	2.87	290.4	227.7



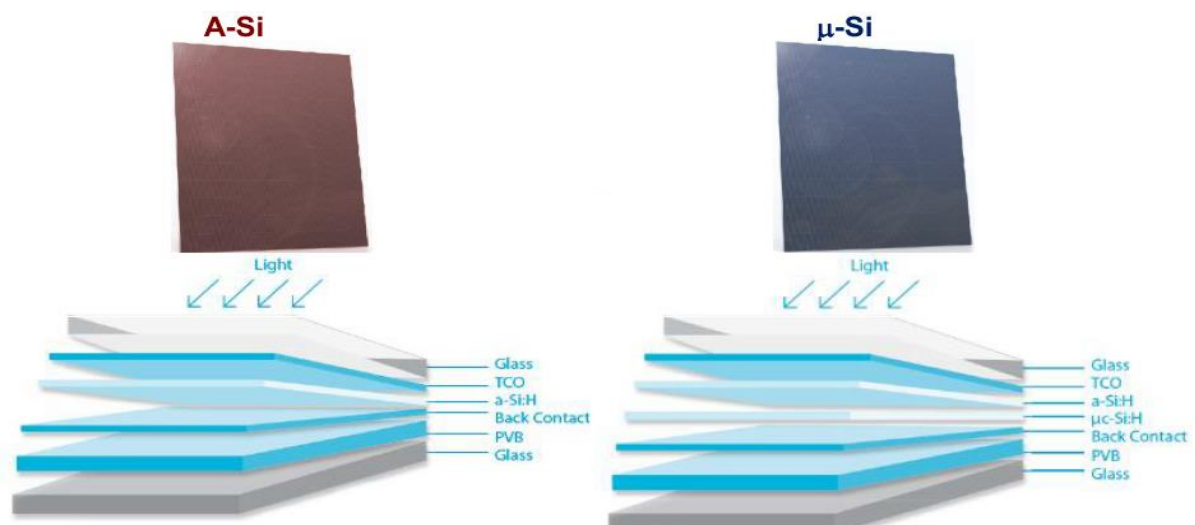
Figure. II.3 : Schéma de la centrale solaire photovoltaïque de Sheikh Zayed [78].

### II-2-3-1 Les modules

Les modules photovoltaïques convertissent la lumière solaire en énergie électrique continue. Les modules utilisés sont minces panneaux solaires de films conçus pour produire un rendement énergétique élevé dans un large éventail de conditions climatiques avec une excellente réponse à la lumière faible et le coefficient de réponse de la température.

Il y a un total de 29826 modules photovoltaïques Masdar qui sont utilisés pour le projet. Les modules photovoltaïques Masdar utilisées sont 5,72 m<sup>2</sup>. Deux technologies à couches minces différentes sont utilisées, à savoir, le silicium amorphe (a-Si) et micro-amorphes (a-Si/ $\mu$ a-Si), chacun avec plusieurs niveaux de puissance. La capacité totale de puissance PV de la plante est 15003000 W<sub>p</sub> ou 15 MW<sub>c</sub>.

Les chaînes sont formées par des modules de connexion en série pour augmenter la tension du système au niveau désiré pour le suivi de point de puissance maximale. Le système est conçu pour une note maximale de 1000V.



**Figure II.4 : Technologies photovoltaïques utilisés[79].**

Comme il existe différentes technologies de modules qui ont des tensions différentes, il y a des nombres différents de modules par chaîne reliée en série. Pour la technologie du silicium amorphe,

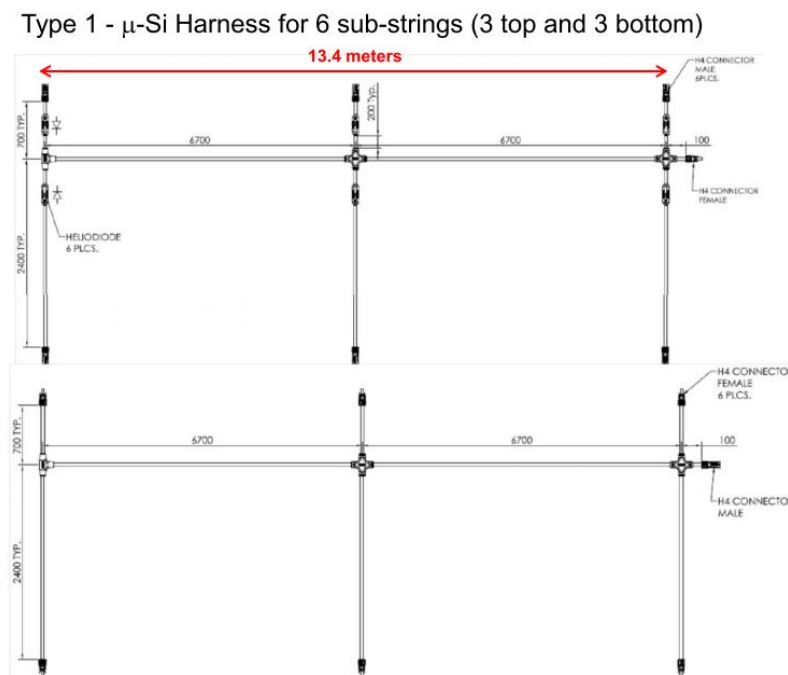


quatre modules sont connectés en série pour former une chaîne de caractères alors que pour les modules micro-amorphes, trois modules sont connectés en série pour former une chaîne. Connexion en série est formée en reliant le côté positif d'un module sur le côté négative du module suivant et ainsi de suite.

### II-2-3-2 Les chaînes

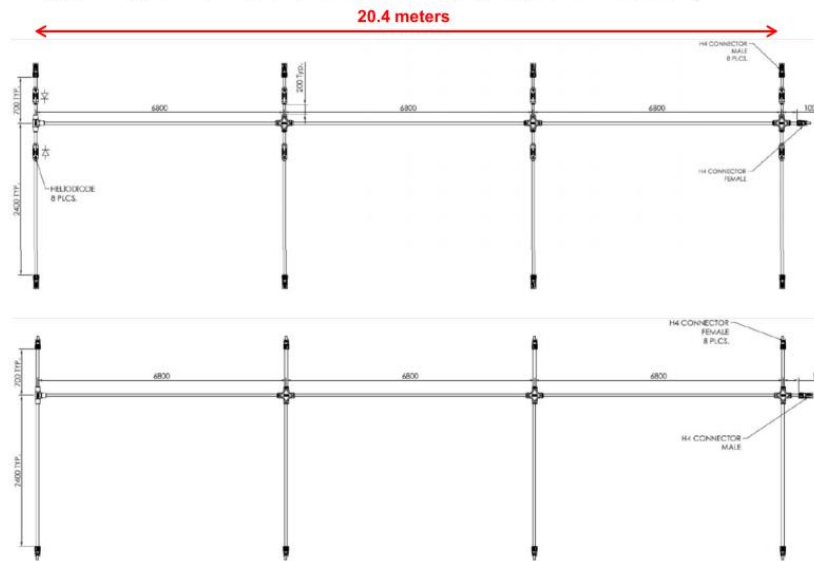
Depuis la sortie de courant d'une fine chaîne individuelle de module de film est faible, plusieurs chaînes sont connectées en parallèle en utilisant des faisceaux de cordes préfabriqués afin d'augmenter le courant dans le circuit avant que la sortie soit acheminé vers la boîte combiner. Il existe plusieurs tailles différentes de faisceaux qui dépendent de la technologie et de la mise en page.

Les faisceaux de cordes ont des câbles principaux qui sont composées de 6mm<sup>2</sup> DC câbles solaires et câbles de dérivation qui sont composées de 2.5 mm<sup>2</sup> DC câbles solaires. Tous les harnais positifs sont équipés d'un 5A inverse diodes aux circuits de dérivation pour protéger les modules de sur intensité ou inverser les courants.



25

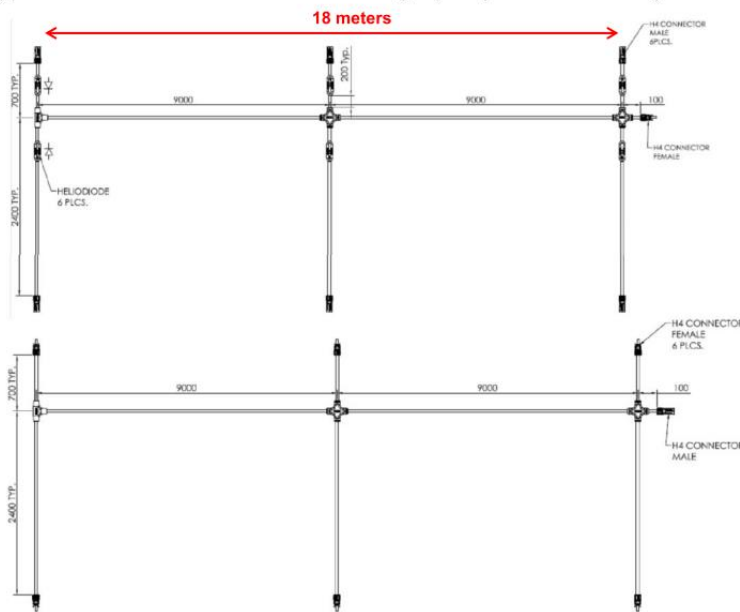
Type 2 -  $\mu$ -Si Harness for 8 sub-strings (4 top and 4 bottom)



**Amphenol**  
Industrial Solar Technolog

26

Type 3 - A-Si Harness for 3 sub-strings (3 top and 3 bottom)



**Amphenol®**  
Industrial Solar Technologies

27

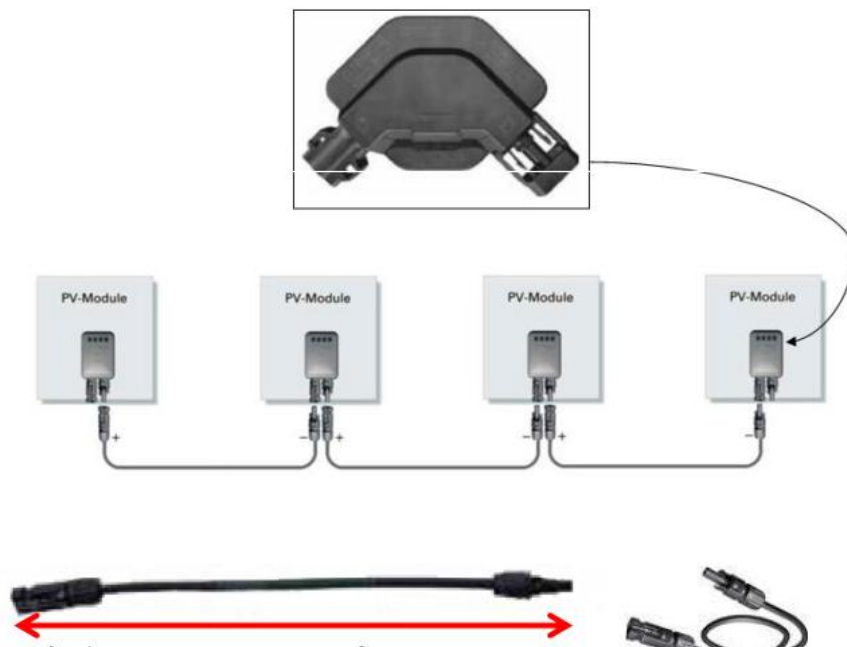
Figure II.5 : Câblage des technologies photovoltaïques utilisés[79].

### II-2-3-3 Câbles solaires

Câble solaire spécial est utilisé pour le projet qui est résistant aux UV, résistant aux intempéries, flexible et double isolé et testé à 1000V DC fait pour être installé à l'extérieur et résister aux environnements difficiles. Le projet utilise des câbles de démarrage 2.5mm<sup>2</sup> préfabriqués avec connecteurs à des modules d'interconnexion de la série et 6mm<sup>2</sup> DC câbles solaire chaîne home rone de prolonger les fils positifs et négatifs des harnais à la boîte combiner.

Connecteurs sont utilisés pour connecter la chaîne conduit au câble solaire DC. Les connecteurs sur les modules photovoltaïques (+) et (-) fils sont fournis par Amphenol. Les câbles solaires DC sont fixés sur un chemin de câbles sur la structure de support de montage, caché derrière le tableau à l'aide des attaches de câble classé UV afin d'éviter balancement et de tension. 2.5mm<sup>2</sup> DC câbles solaires sont utilisés pour des câbles de démarrage positifs et négatifs, qui se connectent à la boîte de jonction du module pour la série interconnexion d'un module à l'autre.

Jumper câble 2.5mm<sup>2</sup> (2.65 mètres) avec prémonté male Hélios H4 et connecteurs femelles est utilisé.



**Figure II.6 : Câble solaire « Jumper »**

### II-2-3-4 Les Boîtes combinatoires

Sont utilisés pour combiner des groupes de chaînes de modules PV en une sortie commune et offrir une protection aux strings DC entrants en cas de panne.

La boîte de combiner est fournie par Weidmuller et équipée tactiles sécurité porte-fusibles avec des fusibles sur les deux pôles, positif et négatif, une protection contre les surtensions pour protéger le système contre les surtensions, la chaîne de mesure de courant et un sectionneur DC pour l'isolement en charge de l'Combiner Encadré de l'onduleur pour l'entretien, les essais, les réparations et le remplacement. La boîte combinatoire est une enceinte IP55 résistant aux intempéries et est testé pour le fonctionnement 1000 V<sub>DC</sub>.

Les fils positifs et négatifs des faisceaux de PV sont dirigés vers le fond de la boîte combiner et terminées au niveau du connecteur de fiche respectif. Les porte-fusibles sur chaque pôle sont reliés à une barre de bus commun, qui combine la sortie de courant en parallèle et fournit simples pistes de sorties positives et négatives qui transportent le courant à un onduleur.

Il y a six, sept ou huit boîtes combiner connectées à un onduleur en fonction de la taille et la disposition.

Les porte-fusibles à l'intérieur des boîtes combiner sont alimentés par Weidmuller et sont conçus pour fonctionner de 30A moins de 1000VDC et sont spécifiquement conçus pour la protection des modules (PV). Bussmann 30A fusibles solaires sont insérés dans les porte-fusibles comme indiqué ci-dessous. Ces fusibles (10×38 mm) peuvent protéger en toute sécurité les modules photovoltaïques et les conducteurs de la marche arrière et sur les conditions actuelles. Toutes les boîtes combiner sont équipés d'un interrupteur manuel de déconnexion DC pour faciliter la déconnexion du réseau associé à partir des composants en aval. Le sectionneur est ouvert lorsque la poignée est dans la position horizontale.



**Figure II.7: Boîte combinatoire.**

### II-2-3-5 Les onduleurs

Il y a un total de (17) grille liée onduleurs DC/AC qui sont utilisés pour le projet et fourni par SMA Solar Technology. Il existe deux tailles différentes d'onduleurs utilisés, évalué à 760 KW(16 onduleurs) et 500 KW (1 onduleur).

La sortie de 6, 7 ou 8 individuels boîte combiner est terminé à un LV / HRC type 3 fusible, tandis que le câble négatif est terminé à une plaque déconnexion étamé. L'entrée fusibles DC à l'onduleur fournit protection contre les surintensités et peut également être utilisé pour déconnecter les composants de terrain pour l'entretien. Les boîtes Combiner sont désignés ' INV # XX CB # YY'', ou XX est le numéro de l'onduleur associé et YY est le numéro Combiner Box.

Les onduleurs sont résistants aux intempéries et installé dans la salle face de l'autre. Onduleur converti le courant continu de panneaux photovoltaïques sur le côté d'entrée en courant alternatif basse tension (phase 3) sur le coté de sortie. Le tableau ci-dessous indique le nombre d'onduleurs, de leur désignation, le type et le nombre de modules et boîtes de combinaison par chaque onduleur.

Sauf pour l'onduleur 15, 16 et 17 tous les autres onduleurs sont regroupés par paires de 2 par station.

La centrale est composée de 8 stations de bloc de puissance désignées comme Salle A, Salle B, Salle C, Salle D, Salle E, Salle F, Salle G et Salle H. Chaque station a deux onduleurs sauf pour la Salle H qui a trois onduleurs (Onduleur 15, Onduleur 16 et Onduleur 17).

Les modules photovoltaïques sont utilisés pour générer un courant continu à partir de l'irradiation incidente du soleil sur la surface du module PV. Comme le réseau de distribution d'électricité et les charges électriques fonctionnent en courant alternatif (AC), les onduleurs sont utilisés pour convertir le courant continu du module photovoltaïque en courant alternatif en fonction du réseau de distribution d'électricité. La tension alternative est toujours maintenue constante par l'onduleur en fonction des limites du réseau de distribution ; en revanche, le courant d'alimentation varie en fonction de la quantité de rayonnement incident du soleil sur les modules photovoltaïques.

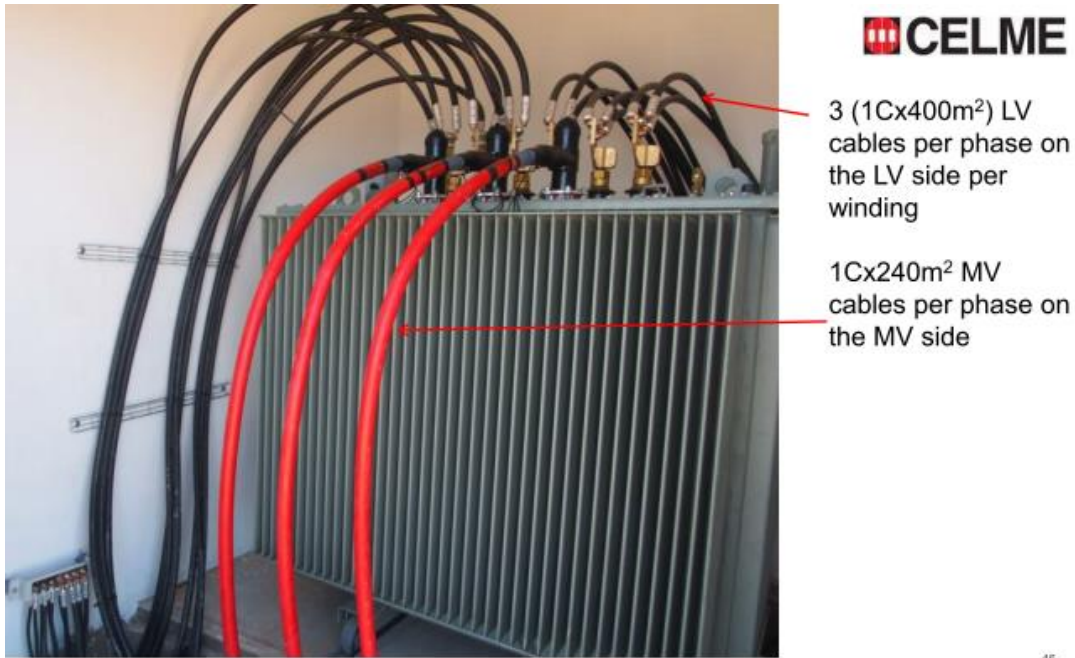


**Figure II.8 : Onduleur SMA.**

### II-2-3-6 Les transformateurs

La sortie AC de l'onduleur est une basse tension, qui est intervenue jusqu'à 33 KV moyenne tension à des transformateurs élévateurs. Les transformateurs sont ensuite connectés au tableau de distribution en configuration annulaire et se terminent au poste Nord, qui se connecte au réseau de distribution électrique de la SOMELEC [76] [80]. La chaîne de conversion est présentée dans la Figure.II.2.

Dans cette étude, nous nous intéressons au champ photovoltaïque 1, comme le montre la Figure.II.3. Il contient un total de 1872 modules photovoltaïques Masdar ayant chacun une surface de 5,72 m<sup>2</sup> et une puissance crête de 510 Wc. Les caractéristiques des modules photovoltaïques sont présentées dans le tableau I. La technologie utilisée et, à savoir, le silicium micro-amorphe ( $\mu\text{a-Si}$ ), les chaînes sont formées par des modules de connexion en série pour augmenter la tension du système au niveau souhaité pour le suivi du point de puissance maximale. Le système est conçu pour une puissance maximale de 1000V. Où trois (3) modules sont connectés en série pour former une série et deux (2) séries sont connectées en parallèle pour former un circuit et trois circuits sont connectés en parallèle pour former une chaîne. Dans le réseau (1), nous avons 104 chaînes dont la puissance de pointe est de 954,809 KWp. L'onduleur DC/AC utilisé pour le réseau est fourni par SMA Solar Technology (760 kW). Le transformateur (1600kVA) est fabriqué par CELME et élève la sortie basse tension des onduleurs à une tension moyenne de 33 kV, et est connecté à deux onduleurs SMA de 760 kW [79].



**Figure II.9 : Le transformateur (1600kVA) CELME.**

Les transformateurs sont alimentés par Celme et accélérer la sortie basse tension des onduleurs de moyenne tension à 33KV. Chaque onduleur de la classe 1600 KVA est reliée à deux inverseurs SMA 760CPXT et 500 KVA du transformateur est reliée à la SMA 500CPXT.

Il y a un total de (8) stations avec désignations Salle A travers Chambre H.

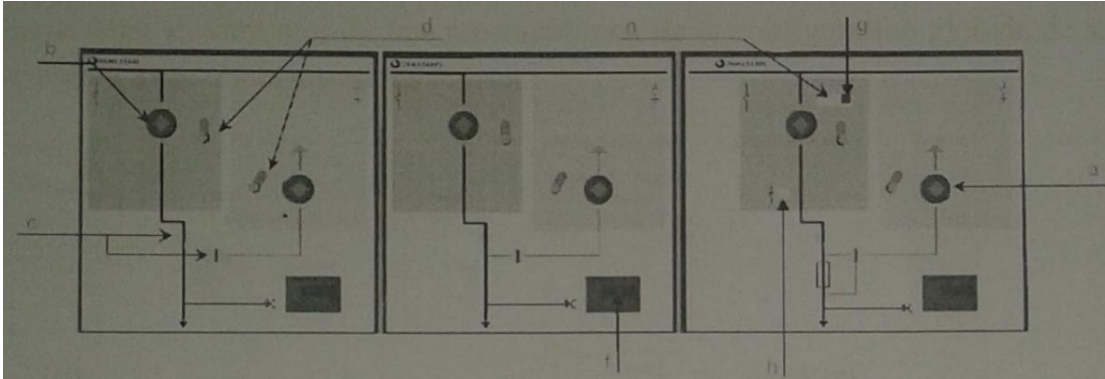
Les transformateurs ont un changeur de prise pour régler le rapport de la primaire à la tension secondaire. Un total de huit (8) les mesures sont possibles avec une capacité de modification de 2.5% à partir de chaque -5% à + 15%. Le réglage de la SMA 760CPXT doit être à 5 et le 500 KVA doit être au 3.

Le transformateur est également équipé d'un thermomètre qui mesure la température de l'huile. Dans le cas où la température se lève sur le niveau acceptable l'onduleur réduit la puissance de sortie. Dans le cas où la température reste au-dessus du taux accepté, l'onduleur sera arrêté.

Les parts anneau principal comprennent la protection du transformateur ainsi que les commutateurs en anneau. Bâtiment contient un RMU et tous sont identiques, sauf dans la salle H,



qui contient le disjoncteur principal avant la ligne de transmission conduisant à l'appareillage d'interconnexion. La RMU dans la salle H contient également le cabinet de mesure, y compris le compteur utilitaire et le TC et TT



**Figure. II.10 : Anneau principal du réseau de la centrale.**

#### II-2-4 Système de surveillance

Un système de surveillance est utilisé pour contrôler les onduleurs et signaler à l'utilisateur, localement ou à distance, les paramètres de performance, l'état du système et les données météorologiques. Les données collectées sont moyennées sur des intervalles de 5 minutes. Notre étude couvre une période d'un an, de septembre 2014 à août 2015. Les données utilisées sont l'ensoleillement, la température du module, la vitesse du vent, l'énergie générée par le système de panneaux photovoltaïques ( $E_{dc}$ ) et l'énergie produite ( $E_{ac}$ ).

Le projet a été développé par Masdar, financé par le gouvernement des Emirats Arabes Unis, conçu par ENVIROMENA et est détenu par la société mauritanienne d'électricité, SOMELEC [3].

Les performances des centrales photovoltaïques dépendent des conditions météorologiques sur le site, telles que l'irradiation solaire, la température ambiante, l'humidité et la vitesse du vent [81]. Lorsque ces centrales sont situées dans des zones arides où les sollicitations extérieures sont pénalisantes (comme la chaleur, l'humidité, la salinité, la poussière) et sévères, elles sont dans des conditions de vieillissement accéléré par rapport aux installations situées dans des zones

climatiques tempérées [82]. L'accumulation de poussière réduit la transmittance du verre des modules PV et par conséquent dégrade la puissance de sortie des modules PV [58], [60], [82], [83].

### **II-3 Analyse de performance de la centrale de Cheikh Zayed**

Les études et discussions sur les centrales solaires photovoltaïques selon la norme IEC 61724 deviennent impératives pour documenter les performances des systèmes PV afin de connaître son fonctionnement efficace. De plus, l'intégration réussie d'un système PV inclut la connaissance de sa performance opérationnelle dans des conditions climatiques variables [84]. La surveillance des paramètres d'entrée pour l'étude de la performance offre plusieurs avantages tels que le dimensionnement optimal et la survie de l'installation. La surveillance de l'irradiation horizontale globale et de la température ambiante nous aide à prévoir la production d'énergie, ce qui renforce l'idée d'une installation dans la localité. De plus, l'étude des performances de l'installation permet d'identifier les incertitudes opérationnelles, ce qui contribue à améliorer le rendement [69].

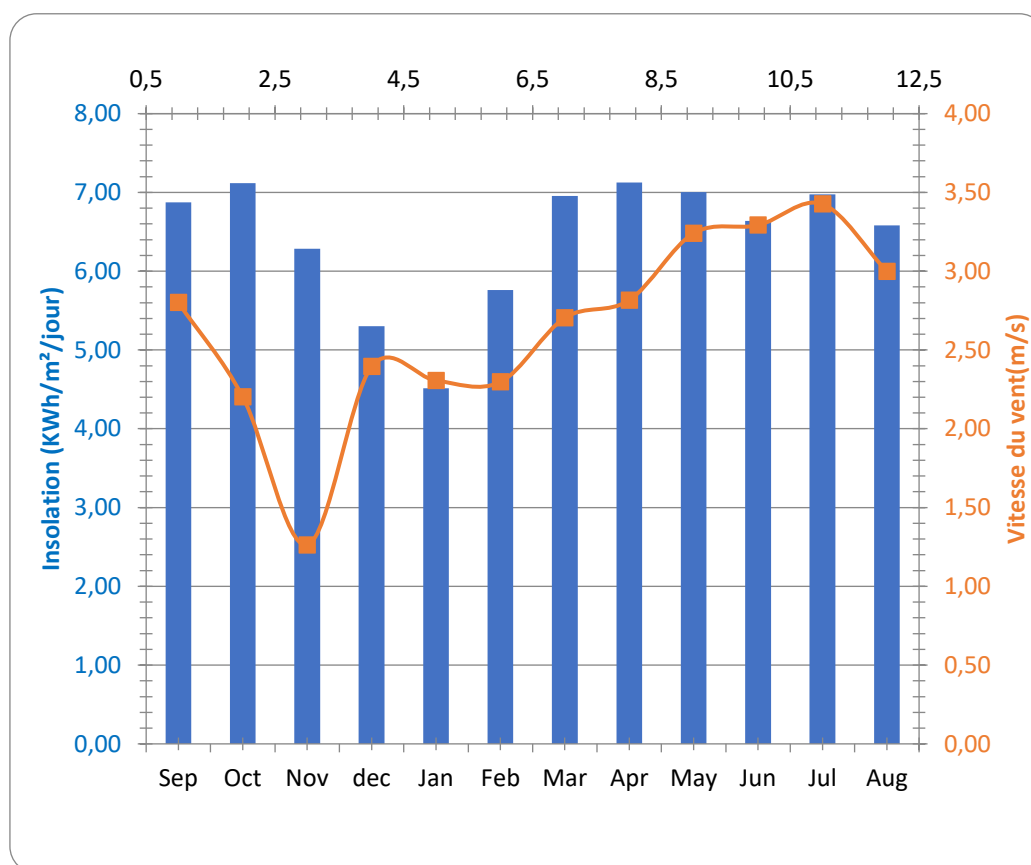
Un certain nombre d'études ont été réalisées sur l'évaluation de la performance des centrales solaires photovoltaïques installées dans le monde.

Les paramètres de performance du réseau PV sont établis par l'Agence internationale de l'énergie et sont décrits dans la norme IEC 611724. Comme indiqué dans la littérature [68], [85], [86], les indicateurs normalisés rassemblent la production d'énergie, le rendement du réseau, le rendement final, le rendement de référence, l'efficacité du module, l'efficacité de l'onduleur, l'efficacité du système, le rapport de performance, le facteur de capacité et la perte d'énergie (perte de capture du réseau et perte du système).

### II-3-1 Les données météorologiques

#### II-3-1-1 Insolation et vitesse du vent

La première analyse des données météorologiques montre que la variation mensuelle de l'ensoleillement quotidien moyen sur le générateur PV varie d'un minimum de 7,12 KWh/m<sup>2</sup>/jour (en octobre et avril) à un minimum de 4,51 KWh/m<sup>2</sup>/jour (en janvier), comme le montre la figure II.11 ci-dessous.



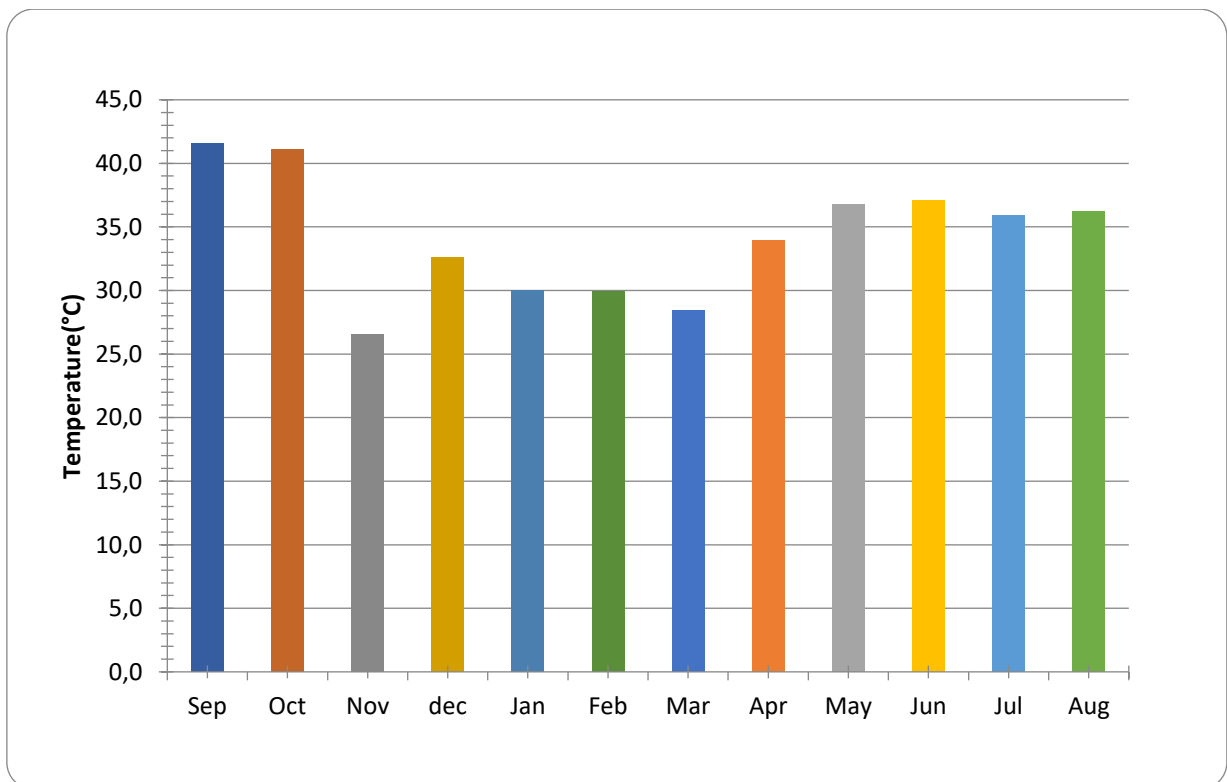
**Figure. II.11 : Variation de l'insolation journalière moyenne mensuelle et de la vitesse du vent [78].**

L'insolation moyenne quotidienne saisonnière pour le printemps (mars-mai), l'automne (septembre-novembre), l'été (juin-août) et l'hiver (décembre-février) est respectivement de 7,03 KWh/m<sup>2</sup>/jour, 6,76 KWh/m<sup>2</sup>/jour, 6,73 KWh/m<sup>2</sup>/jour et 5,19 KWh/m<sup>2</sup>/jour. L'insolation varie en

fonction des saisons, les saisons de printemps, d'été et d'automne montrent une insolation plus élevée que la saison d'hiver. La variation mensuelle de la vitesse du vent est également illustrée dans la Figure.II.11. La vitesse du vent varie de 1,26 m/s en novembre à 3,43 m/s en juillet.

### II-3-1-2 La température ambiante

Pour la période de surveillance, la variation mensuelle de la température du module pour la période surveillée est illustrée à la figure II.12. La température du module varie de 26,57 °C enregistré en novembre à 41,60 °C noté en septembre.

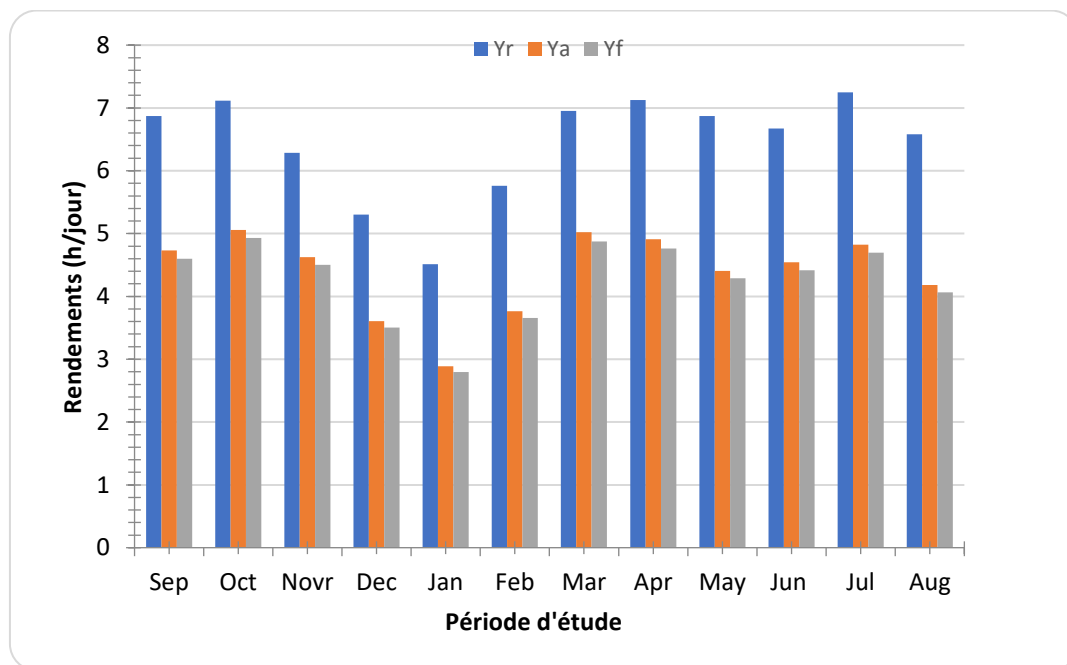


**Figure. II.12 : Variation mensuelle moyenne de la température des modules pour la période surveillée [78].**

### II-3-2 Les données de production

#### II-3-2-1 Evolutions du rendement du champs, du rendement final et du rendement de référence

La variation mensuelle moyenne du rendement du champs, du rendement final et du rendement de référence est illustrée dans la Figure.II.13. Le rendement final moyen mensuel varie d'un minimum de 2,80 h/jour en janvier à un maximum de 4,93 h/jour en octobre. Le rendement de référence moyen mensuel suit le même rythme que le rendement final, il varie entre un minimum de 4,51 h/jour en janvier et un maximum de 7,12 h/jour en octobre et avril, comme le montre la figure 6. La moyenne mensuelle du rendement de l'ensemble a le même rythme que les deux rendements cités. Elle varie d'un minimum de 2,89 h/jour en janvier à un maximum de 5,06 h/jour en octobre. Nous constatons que les trois rendements suivent le même rythme. Le rendement de référence est proportionnel à l'insolation. Pour toute la période surveillée, il y a une différence entre le rendement du panneau et le rendement du système qui est liée aux pertes de conversion DC/AC produites dans l'onduleur.



**Figure. II.13 : Moyenne mensuelle du rendement du réseau (Ya ), du rendement de référence (Yr) et du rendement final (Yf) sur la période surveillée [78].**

### II-3-2-2 Evolutions des pertes de capture des panneaux solaires et des pertes du système

La Figure.II.14 montre la variation mensuelle des pertes de capture des panneaux solaires et des pertes du système pendant la période de surveillance de la centrale. La perte de capture de réseau est supérieure à la perte de système, elle regroupe tous les types de pertes survenant dans le processus de conversion solaire des modules PV. Elle varie d'un minimum de 1,63 h/j noté en janvier à un maximum de 2,46 h/j enregistré en mai. Elles sont directement liées au dépoussiérage des panneaux, et aux températures élevées pendant l'été. La perte du système est relativement stable avec une moyenne de 0,12 heures par jour, variant de 0,088 h/j à 0,32 h/j. Cela montre que les onduleurs du système PV fonctionnent bien dans la conversion DC-AC.

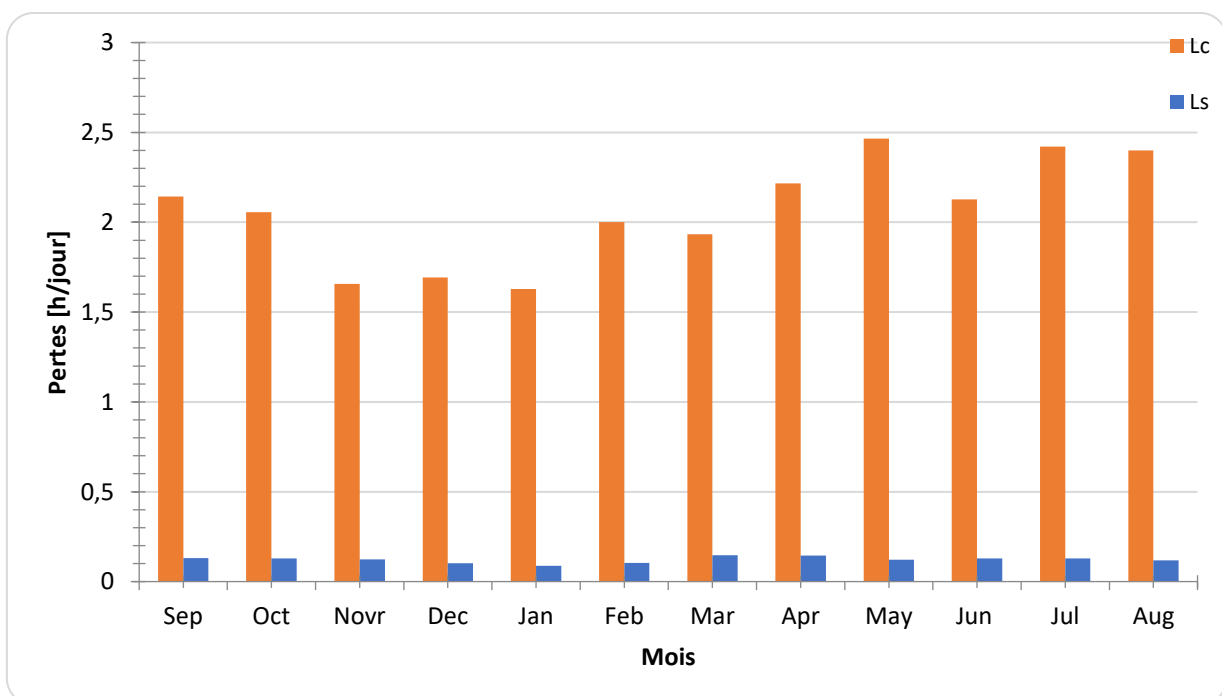


Figure. II.14: Variation mensuelle de la moyenne quotidienne de la perte de capture du réseau (Lc ) et de la perte du système (Ls) sur la période surveillée [78].

### II-3-2-3 Evolution du rapport de performance

La figure II.15 montre l'évolution mensuelle du ratio de performance quotidien (PR). Il varie de 61% en août à 71% en novembre. Avec une moyenne mensuelle de 66%. Comme mentionné par (JaeBum Lee et al., 2013) [87], un PR supérieur à 80% correspond à un système dont les performances s'approchent des performances idéales dans des conditions STC et un système avec un PR inférieur à 70% doit être suspecté de défaillance ou de dysfonctionnement des composants du système (panneaux, onduleurs, etc.) ou des paramètres environnementaux (ombrage à proximité, empoussièrément excessif des panneaux, etc.)

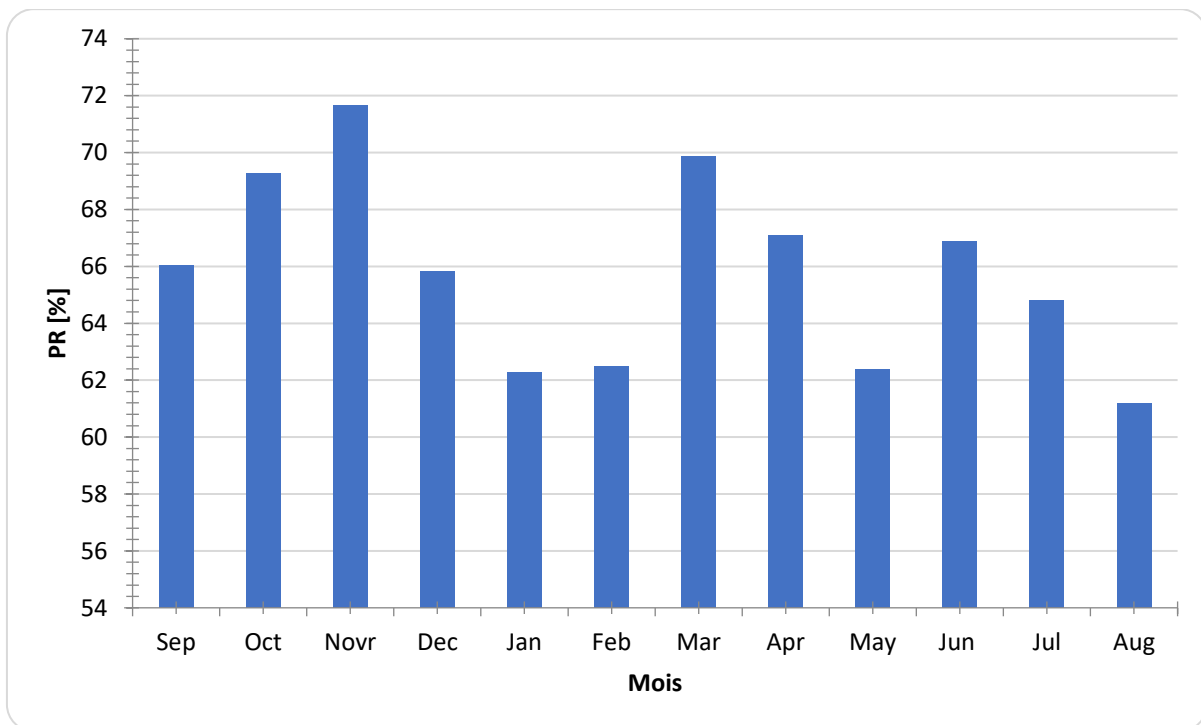
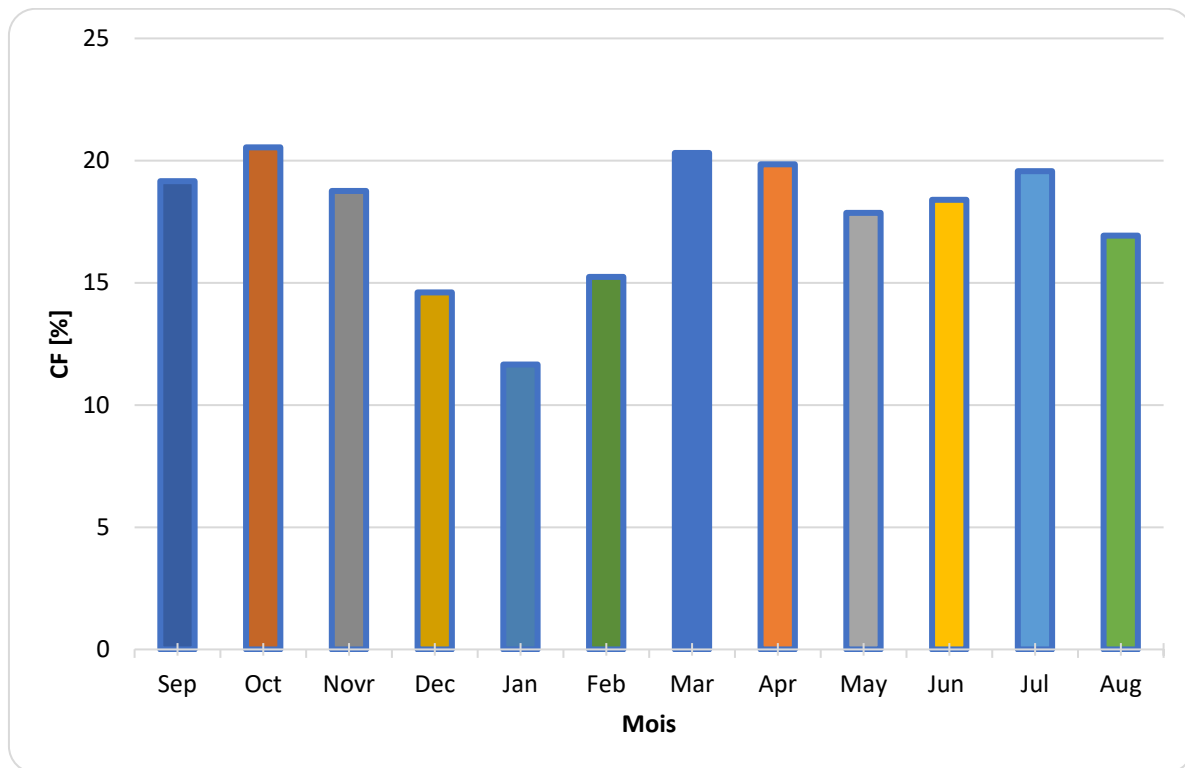


Figure. II.15 : Variation mensuelle du ratio de performance sur la période surveillée[78].

### II-3-2-4 Evolutions du facteur de capacité

La Figure.16 montre l'évolution mensuelle du facteur de capacité journalier pendant la période surveillée. Le facteur de capacité varie en fonction du rendement final, qui évolue finalement avec l'énergie produite  $E_{ac}$ . Le facteur de capacité mensuel moyen est élevé en octobre (20,54 %), où

le rendement final est également élevé (4,93 h/jour), et il est plus faible en janvier (11,66 %), où le rendement final est également faible (2,80 h/jour).

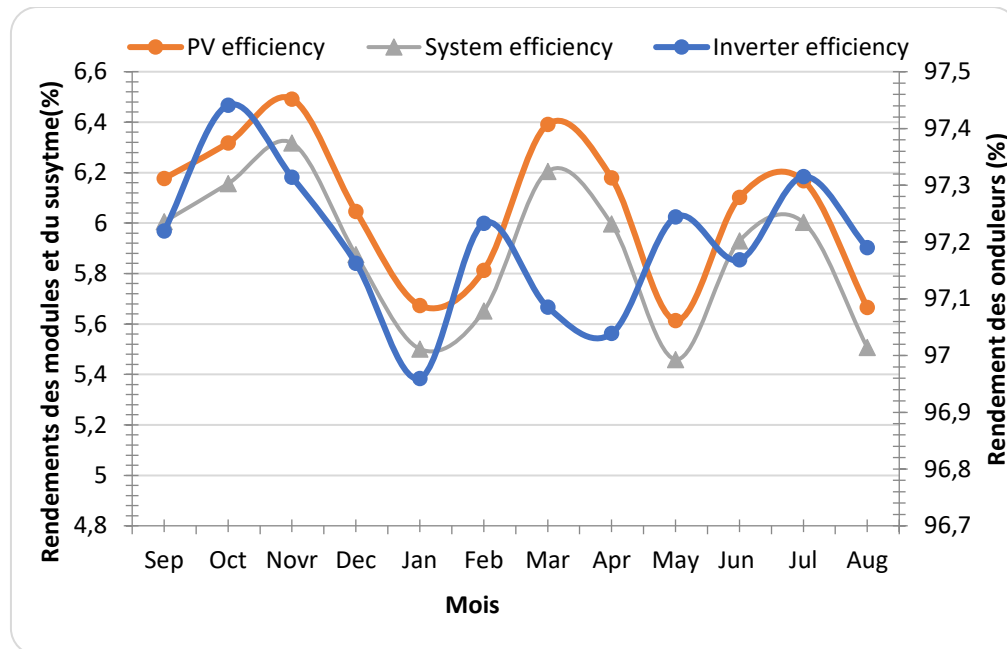


**Figure. II.16 : Variation mensuelle du facteur de capacité sur la période de surveillance [78].**

### II-3-2-5 Evolution de l'efficacité du champ et l'efficacité du système

Le rendement mensuel moyen des modules PV varie entre un minimum de 5,61 % et 6,49 %. Le rendement mensuel moyen de l'onduleur varie de 96,96% en janvier à 97,44% en octobre. Le rendement mensuel moyen du système suit le même rythme que le rendement des modules PV. Il varie d'un minimum de 5,46 % noté en janvier à 6,32 % noté en novembre.





**Figure. II.17 : Variation mensuelle du rendement du PV, du système et de l'onduleur sur la période de surveillance [78].**

Pour cette centrale installée à Nouakchott, cette baisse du taux de rendement est certainement due à certains facteurs climatiques tels que les températures assez élevées et la poussière. Et surtout due à la modification de l'inclinaison optimale ( $15^\circ$ ) par l'inclinaison actuelle de  $10^\circ$  pour éviter l'effet de l'ombrage des modules entre eux, puisque dès la construction de la centrale il est fait l'étude économique sur la perte d'énergie due à l'angle de  $5^\circ$  pour une période de 25 ans et le prix du câblage nécessaire pour éloigner chaque rangée de l'autre, et il a été constaté que la dernière solution est moins chère.

## II.4 Conclusion

Cette étude a pour but d'analyser la performance du système photovoltaïque de 954.809 KWp connecté au réseau de la centrale électrique de Sheikh -Zaid à Nouakchott, Mauritanie, en employant les normes IEC 61724. Elle permet de retenir les points suivants :

La variation mensuelle de l'ensoleillement moyen journalier sur le champ photovoltaïque varie d'un minimum de 7,12 KWh/m<sup>2</sup>/jour (octobre et avril) à un minimum de 4,51 KWh/m<sup>2</sup>/jour (janvier). Les saisons de printemps, d'été et d'automne présentent une insolation plus élevée que la saison d'hiver.

Les variations mensuelles moyennes du rendement de l'installation, du rendement final et du rendement de référence ont le même rythme, elles prennent un maximum en octobre et un minimum en janvier. Elles sont proportionnelles à l'ensoleillement.

La perte de capture du réseau est supérieure à la perte du système. La perte de capture varie d'un minimum de 1,63 h/j à 2,46 h/j. La perte système est relativement stable avec une moyenne de 0,12 heures par jour.

Le rapport de performance mensuel varie de 61% en août à 71% en novembre avec une moyenne mensuelle de 66%.

Le facteur de capacité varie en fonction du rendement final, qui évolue finalement avec l'énergie produite  $E_{ac}$ . Le facteur de capacité moyen mensuel est maximal en octobre (20,54 %) et minimal en janvier (11,66 %).

L'efficacité mensuel moyen des modules PV varie entre un minimum de 5,61 % et 6,49 %. L'efficacité mensuel moyen de l'onduleur varie de 96,96 % en janvier à 97,44 % en octobre. L'efficacité mensuel moyen du système varie d'un minimum de 5,46 % noté en janvier à 6,32 % noté en novembre.

# **Chapitre III :**

---

**Etude de la centrale PV d'Ain Skhouna**

---

### **III-1 Introduction**

L'Algérie dispose actuellement sur son territoire national d'un nombre de 24 centrales photovoltaïques fonctionnelles, qui sont peu étudiées. Cette étude porte sur l'analyse des performances d'une de ces centrales solaires existantes. Elle est située à Ain Skhouna, dans la province de Saida, et a une capacité de 30 MWc (technologie des cellules solaires polycristallines). [88]. Cette étude a été réalisée pour examiner l'évaluation de la performance de la centrale PV d' Ain Skhouna pour période d'une année (2018), selon la norme de la Commission électrotechnique internationale (IEC 61724). Le chapitre est divisé en deux sections. La première est consacrée à la description du système (la situation géographique du site, la centrale photovoltaïque, et les données utilisées), et la deuxième est consacrée aux résultats et à la discussion.

### **III-2 Description de la centrale**

#### **III-2-1 Localisation de la centrale PV Ain Skhouna**

La centrale photovoltaïque d'Ain Skhouna est située dans la province algérienne de Saïda (Wilaya), avec une latitude de 34°48'43" nord, une longitude de 4°10'58" est, et une altitude de 900 m (hauts plateaux).

La centrale photovoltaïque d'Ain Skhouna d'une capacité de pointe de 30 MWc est située dans la Wilaya de Saïda, à 80 km du chef-lieu de wilaya et à 150 km au sud de la Wilaya de Tiaret. Ce projet s'étend sur une superficie de 42 hectares avec une valeur totale d'exécution estimée à environ 50 millions d'euros, soit l'équivalent à l'époque de 480 millions de dinars. Elle a été accomplie par la société nationale de l'électricité (SKTM), une vue générale de cette centrale est représentée sur la Figure III.1.

La centrale photovoltaïque de 30MWc Ain Skhouna a été mise en service en 2015. Cette centrale conduit instantanément l'électricité créée dans le réseau 60KV. Il est réalisé par l'opérateur allemand, le groupe BELECTRIC. Cette centrale solaire photovoltaïque pour la production d'électricité est la première de sa catégorie dans la région du sud-ouest [88].

La mise en service de la centrale solaire photovoltaïque d'Ain Skhouna remonte à 2018, elle fait part du projet national des énergies reconvertibles et elle fait part de 23 autres centrales similaires construites à travers les hautes terres et le sud de la région pour produire environ 400 mégawatts. Les composants suivants sont les principaux éléments de la chaîne de conversion de la centrale.

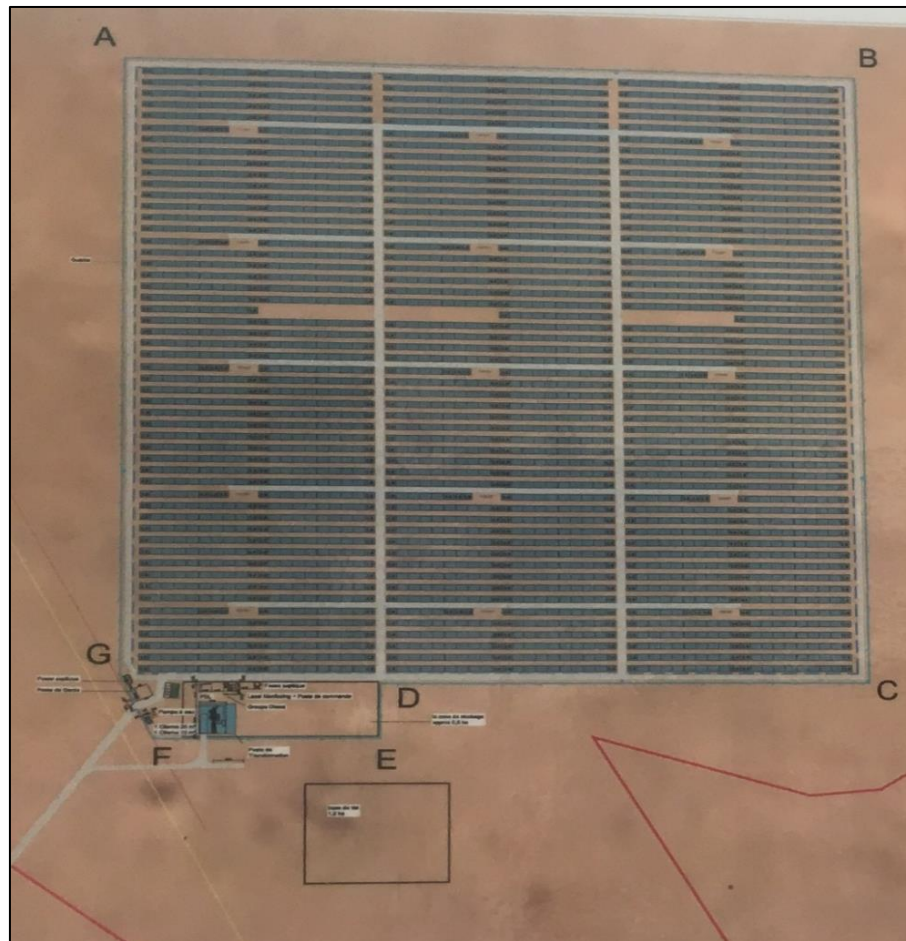


Figure.III.1: Le schéma général de centrale photovoltaïque Ain Skhouna de Saida [54].

### III-2-2 Les champs solaires PV

La centrale PV comprend 119 520 panneaux PV en silicium polycristallin (type CS6P-250P), chacun d'entre eux ayant une puissance crête de 250  $W_c$  comme l'indiquent ses caractéristiques électriques listées dans le Tableau III.1 et avec une superficie totale de 42,3

hectares. Ces panneaux PV sont orientés vers le sud et ils sont inclinés selon un angle de 15°.

Cette centrale dispose de deux champs, à savoir Saïda 1 (Boucle 1) et Saïda 2 (Boucle 2), avec une puissance combinée de 15,936 MW<sub>c</sub> et 13,944 MW<sub>c</sub>, respectivement.

Les champs Saïda 1 (Boucle 1) et Saïda 2 (Boucle 2) sont composés respectivement de huit (08) sous-champs (nommés Skide) et de sept (07) sous-champs photovoltaïques. Ainsi, la centrale de Saïda contient un total de 15 sous-champs. Tous les sous-champs sont identiques, avec une puissance crête de 1,992 MW<sub>c</sub> chacun.

Deux (02) onduleurs, quatre (04) boîtiers centraux et un transformateur constituent chaque sous-domaine. Chaque onduleur est alimenté par deux boîtes centrales contenant 11 câbles, chacun avec son propre fusible de sécurité. Chacun des dix premiers câbles avec un fusible de protection de 200 A comporte huit (8) tableaux en parallèle, tandis que la dernière ligne avec une protection visible de 100 A comporte trois (3) tableaux en parallèle.

En outre, un tableau est composé de deux (02) chaînes qui fonctionnent en parallèle. Chaque tableau comporte 24 panneaux photovoltaïques (CS6P-250P). Par conséquent, chaque onduleur Sunny Central 850CP XT gère 3984 panneaux (voir le tableau III.2). En amont des onduleurs photovoltaïques se trouvent 60 boîtes centrales (boîtes de jonction) dans la centrale photovoltaïque d'Aïn Skhouna.

Trois ordinateurs sont situés dans la salle de contrôle. Deux d'entre eux collectent les données des systèmes centraux et de contrôle (onduleurs, connecteurs, panneaux, etc.). L'ordinateur restant est utilisé pour surveiller le GRTE (Gestionnaire de réseau de transport d'électricité) du réseau afin de garantir le bon fonctionnement des onduleurs photovoltaïques. Le système de surveillance des données a été conçu conformément à la norme IEC 61724.

**Tableau III.1 : Caractéristiques électriques des modules PV de la centrale d'Ain Skhouna.**

Type de module PV	CS6P-250P
<b>Données électriques</b>	
Puissance maximale ( $P_{max}$ )	250 W
Tension maximale ( $V_{mp}$ )	30.1 V
Courant maximale ( $I_{mp}$ )	8.30 A
Tension à circuit ouvert ( $V_{oc}$ )	37.2 V
Courant de court-circuit ( $I_{sc}$ )	8.87 A
Coefficient de température de $V_{oc}$	-0.34%/°C
Coefficient de température de ( $I_{sc}$ )	0.065 %/°C
Coefficient de température de ( $P_{max}$ )	-0.43 %/°C
NOCT	47 °C
<b>Dimensions</b>	
Longueur	1.638 m
Largeur	0.982 m
Poids	18.5 kg
<b>Cellules</b>	
Nombre	60
Technologie	poly-cristalline
Taille	(0.163*0.163) m <sup>2</sup>
Rendement	15.54 %
Liaison	3 omni bars

**Tableau III.2 : Répartition des panneaux photovoltaïques dans la centrale d'Ain Skhouna**

Nomenclature	Chaîne	Table	La boîte centrale	
			Le premier câble (x10)	Le dernier câble (1)
Disposition	24 panneaux en série	2 strings en parallèle	8 tables en parallèle	3 tables en parallèle
Nombre de panneaux	24	48	384 (x10)	144
			<b>3984</b>	



**Figure III.2 : les champs photovoltaïques de la centrale d'Ain Skhouna [54].**

### III-2-3 Les boîtes centrales (les centraux box)

La boîte centrale ou la boîte de moyeu est également connue sous le nom de boîte de jonction. Il y a plusieurs 60 boîtes de jonction dans la centrale photovoltaïque d'Ain Skhouna situées en amont des convertisseurs photovoltaïques. Par conséquent, le courant généré par chaque sous-champ est collecté dans les boîtes centrales, les bornes positive et négative de la boîte de jonction sont connectées aux bornes négative et positive du générateur PV,



respectivement. Des photos des boîtes de jonction vue extérieure et vue intérieure sont présentées sur la Figures III.3.



Figure III.3 : La boîte centrale à l'intérieur.

### III-2-4 Les onduleurs photovoltaïques

Dans les installations photovoltaïques, l'onduleur (transformateur de courant), également nommé dispositif de conditionnement de puissance, adopte une position indispensable, il a pour rôle important de convertir le courant continu amené par le panneau photovoltaïque en courant alternatif comme le montre la figure III. 4.

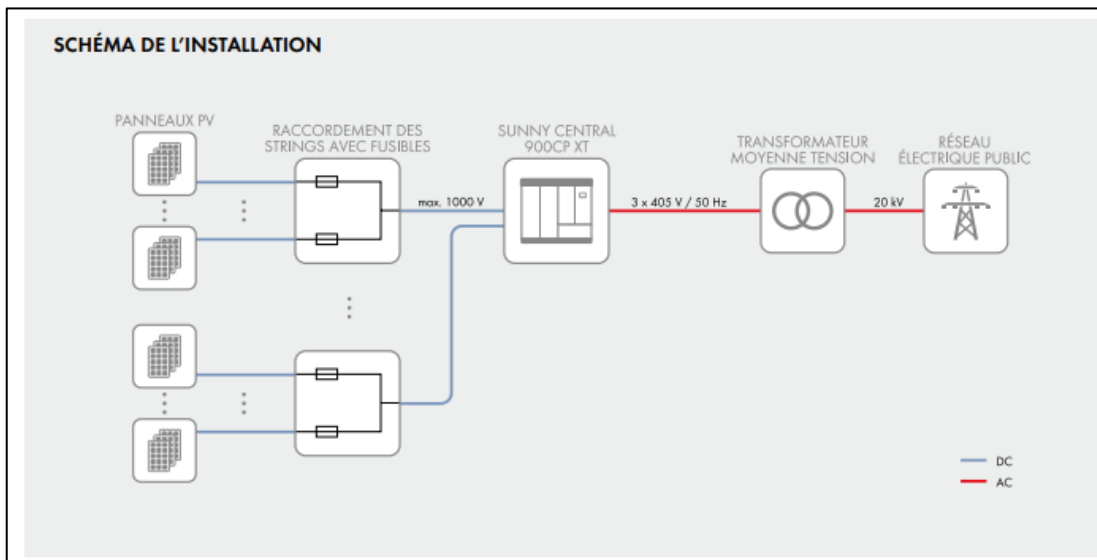


Figure III.4 : Schéma de l'installation photovoltaïque d'Aïn Skhouna.

Dans l'installation d'Ain Skhouna, il y a une trentaine d'onduleurs Sunny Central 850CP XT (figure III.5), leurs spécifications sont répertoriées dans le tableau III.3. Chaque onduleur a une puissance d'entrée DC maximale de 954 kW, une tension d'entrée maximale de 1 000 V et un courant d'entrée maximal de 1400 A. La puissance de sortie AC nominale est de 850 kVA, soit environ 98 % d'efficacité sous les conditions normalisées.

Notez qu'il existe un composant de suivi du point de puissance maximale (MPPT "Maximum PowerPoint Tracking") assurant le contrôle du courant et de la tension de sortie des générateurs PV pour produire la puissance maximale possible à certaines irradiance et température.

**Tableau III.3 : Spécifications des onduleurs de la centrale Ain Skhouna.**

<b>Entrée (DC)</b>	
Puissance DC max.	954 kW
Tension max.	1000 V
$U_{MPP\_min}$ pour $I_{MPP} < I_{DCmax}$	568 V
Tension d'entrée	681 V
Courant max	1400 A
Courant de court-circuit max.	2500 A
Entrées DC	9
<b>Sortie (AC)</b>	
Puissance (à 25 °C) / Puissance nominale AC	935 kVA / 850 kVA
Tension AC / Plage de tension AC	386 V / 348 V à 443V
Fréquence AC /	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz à 63 Hz
Fréquence / tension de réseau	50 Hz / 386 V
Courant de sortie max. /	1411 A /
Phases d'injection / Phases de raccordement	3/3
<b>Rendement</b>	
Rendement max. / Rendement européen / Rendement CEC	98,6 % / 98,4 % / 98,5 %
<b>Caractéristiques générales</b>	
Dimensions (L / H / P)	2562 / 2272 / 956 mm
Poids en kg	1900 kg
Désignation de type	SC 880CP-10



**Figure III.5: Armoire de l'onduleur de type Sunny Central 880CP XT.**

### **III-2-5 La salle de contrôle**

Les composants de la centrale solaire (à l'exception des panneaux d'affichage et l'armoire de commutation des charges) sont reliés à un bureau de type salle de commande (Figure III.6) qui est protégé de la chaleur extérieure. Par conséquent, il est équipé de quatre climatiseurs qui fonctionnent en alternance pour maintenir la bonne température dans la salle de commande.

La salle de commande dispose de 3 ordinateurs, dont 2 pour la réception des données de l'usine et le contrôle du système. Pour assurer le bon fonctionnement de l'onduleur photovoltaïque.

La salle de commande est conforme à la norme normalisée CEI 60529 [89]. Cette indication coïncide à une défense contre la pénétration de particules étrangères (poussière) et les suites nuisibles dus à la présence de l'eau.



**Figure III.6 : La salle de contrôle.**

### **III-2-6 L'armoire de commutation des charges**

L'armoire de distribution est un appareil qui assure la fonction de connexion dans chaque bâtiment alimenté et la fonction de conversion de source d'énergie entre le réseau et la centrale photovoltaïque. (Figure III.7).



**Figure III.7: Armoire de communication des charges.**

Cette armoire comprend les principaux équipements suivants :

- ✓ Les disjoncteurs de distribution sont installés avec un verrouillage mécanique pour commuter les sources d'alimentation : réseau/PV ou réseau/générateur. (Moteur diesel 30kVA);
- ✓ 2 compteurs d'énergie : une mesure l'énergie électrique apportée au réseau par l'é solaire PV et un deuxième compteur mesure l'énergie reçue du réseau ;

- ✓ Un serveur bleu pour transcrire les données correspondant à la capacité instantanée : consommée par l'installation les différentes charges.

### III-2-7 Données et paramètres environnementales

Les données météorologiques telles que : l'insolation(G), la température environnementale ( $T_a$ ), la température du panneau ( $T_m$ ), la vitesse du vent (V), la puissance continue et la puissance alternative générée ( $E_{DC}$  et  $E_{AC}$ ) sont modérés immédiatement toutes les 15 minutes pendant le jour par une station météorologique de haute précision. En effet, un capteur météorologique multiparamétrique (MULTI-5P) a été utilisé pour mesurer les paramètres climatiques suivants : la vitesse du vent avec une précision de 3 %, la température ambiante avec une précision de 0,2 °C et l'humidité relative avec une précision de 3 %. Un pyranomètre CMP116 a été utilisé pour détecter l'irradiation solaire avec une précision de 0,2 %. Ces dispositifs illustrés à la Figure III.8 permet la sauvegarde des données climatiques dans l'environnement où les modules PV sont installés. Les données assemblées sont sauvegardées dans l'un des ordinateurs dans la salle de contrôle.

La surveillance des données a été conçu conformément à la norme CEI 61724 [77] et les résultats discutés dans cette étude couvrent une année de données, du 1er janvier au 31 décembre 2018.



**Figure III.8: Mini station météorologique de la centrale d'Aïn Skhouna [54].**

### III-5 Analyse de performance réelle de la centrale PV d'Ain Skhouna

Cette partie présente le suivi des performances de la centrale solaire photovoltaïque d'Ain Skhouna d'une puissance de 30 MW<sub>c</sub> raccordée au réseau national durant l'année 2018 du 1er janvier au 31 décembre. Les paramètres de performance de cette analyse ont été définis par l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) et sont enduits dans les normes standardisées CEI 61724 [77]. Cette section est divisée en deux parties, la première traite les données climatiques et la deuxième les paramètres de performance.

#### III-5-1 Analyse des données météorologiques du site d'Ain Skhouna

Les principales limitations extérieures des performances optimales d'une installation photovoltaïque en phase de production sont les conditions environnementales dans lesquelles elle doit fonctionner. Le rayonnement solaire (irradiation) est le facteur principal qui affecte le système, les températures également influencent sur les performances des principaux composants, des facteurs moins importants tels que la vitesse et la direction du vent. Ces facteurs concourent à créer les conditions environnementales qui déterminent le fonctionnement réel de la centrale photovoltaïque dans un site bien déterminé[58], [90], [91] . Afin d'analyser des paramètres climatiques du zone de Saida, nous lisons les données issues ces différents capteurs afin de les interpréter pour l'année 2018.

Cet endroit reçoit une quantité importante d'énergie solaire tout au long de l'année, en fonction des saisons. La figure III.9 représente l'irradiation solaire journalière moyenne sur 12 mois. Elle varie selon les mois et les saisons.

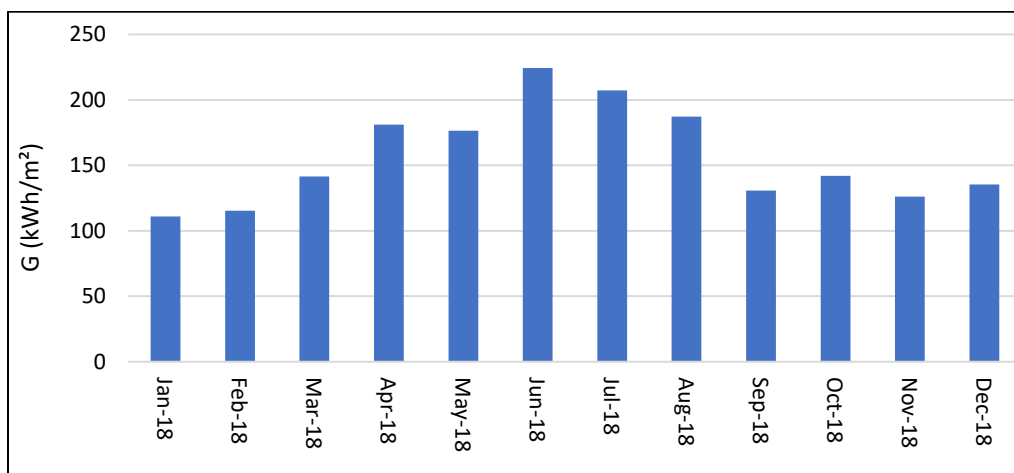


Figure III.9: Evolution mensuelle de l'irradiation solaire journalière moyenne [54].

L'hiver présente la valeur moyenne saisonnière d'irradiation solaire ( $G$ ) la plus faible (124,26 kWh/m<sup>2</sup>), et l'été la valeur moyenne saisonnière  $G$  la plus élevée (206,28 kWh/m<sup>2</sup>). La plus grande valeur mensuelle de  $G$  de 224,39 kWh/m<sup>2</sup> a été enregistrée en juin, tandis que la plus faible valeur mensuelle de  $G$  de 111,04 kWh/m<sup>2</sup> a été enregistrée en janvier.

Le climat de la province de Saïda est semi-aride, avec des étés chauds et secs et des hivers rigoureux avec des gelées fréquentes. La variation mensuelle de la température ambiante ( $T_a$ ), de la vitesse du vent ( $v$ ), et de l'humidité relative (Rel.humidity) a été illustrée dans la Fig. III.10.

La température moyenne mensuelle ( $T_a$ ) varie de 9,08 °C en février à 32,99 °C en juillet, avec une moyenne de 18,48 °C.

L'humidité relative moyenne est de 50 %, avec une valeur maximale de 63,91 % (novembre) et une valeur minimale de 22,78 % (juillet).

La vitesse du vent varie ( $v$ ) d'un mois à l'autre, les valeurs les plus élevées étant enregistrées au printemps (8,72 m/s en mars) et les plus faibles en hiver (3,42 m/s en décembre), avec une valeur moyenne mensuelle de 5,68 m/s.

Les variations mensuelles de  $T_m$  suivent le même schéma que les variations mensuelles de  $T_a$ . Les  $T_m$  et  $T_a$  mensuels maximaux ont été enregistrés à 39,64 °C et 32,99 °C respectivement, pendant la saison estivale (mois de juillet). La saison hivernale (décembre) a enregistré les  $T_m$  et  $T_a$  mensuels les plus faibles, avec des valeurs de 13,64 °C et 7,50 °C, respectivement. La  $T_a$  affecte la  $T_m$ , et une augmentation de la  $T_a$  induit une augmentation de la  $T_m$ . Une relation linéaire entre ces deux paramètres est donnée par l'équation III.1, qui a un coefficient de détermination ( $R^2$ ) élevé de 0,994 :

$$T_m = 1,032 \times T_a + 5,206 \quad (\text{III.1})$$

$T_m$  et  $T_a$  diffèrent de 6,93 °C en décembre et de 4,79 °C en avril, respectivement. Cela est dû à une valeur  $v$  élevée en avril, qui favorise le refroidissement des modules solaires. La valeur  $v$ , en revanche, était à son plus bas niveau en décembre, d'où la différence de température substantielle observée.

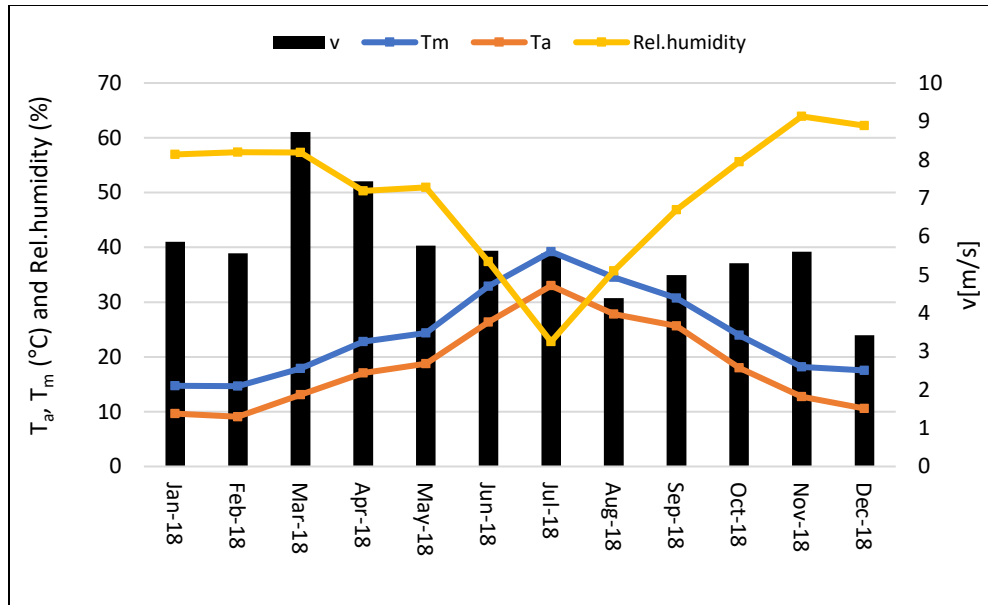


Figure III.10: Evolution mensuelle de la température ambiante, de la température du module, de la vitesse du vent et de l'humidité relative à Ain Skhouna (Saida, Algeria) [54].

### III-5-2 Analyse de l'évolution des performances de centrale PV d'Ain Skhouna

#### III-5-2-1 Energie générée DC et AC

L'évolution journalière moyenne mensuelle de  $E_{DC}$  et  $E_{AC}$  pendant la période étudiée est illustrée à la Fig. III.11. Ces deux énergies semblent suivre le même schéma. De plus,  $E_{dc}$  est plus grande que  $E_{ac}$ . La moyenne mensuelle de  $E_{dc}$  varie de 3084,24 MWh en janvier à 5689,025 MWh en juin, la moyenne mensuelle de  $E_{ac}$  s'étalant de 2945,43 MWh (janvier) à 5493,79 MWh (juin).

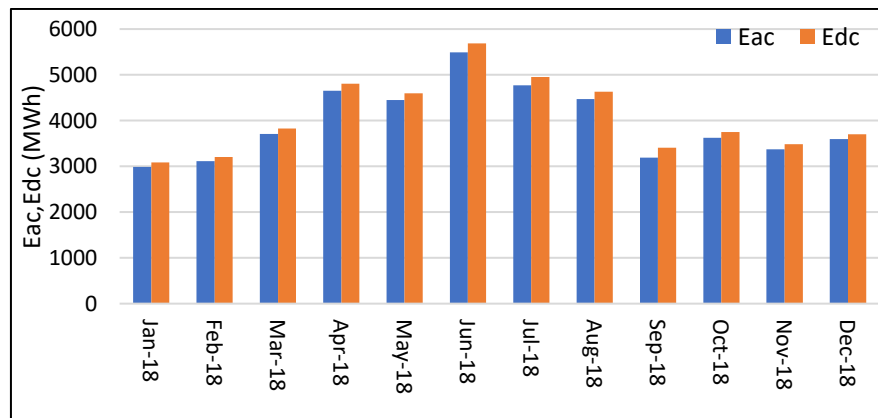
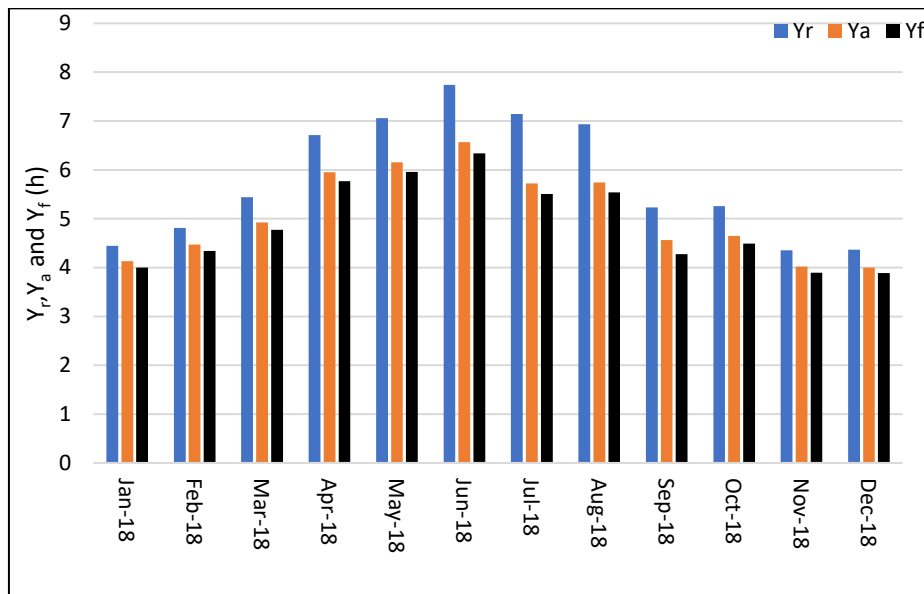


Figure III.11: Evolution mensuelle d' $E_{ac}$  et d' $E_{dc}$  pour la centrale photovoltaïque d'Ain Skhouna (Saida, Algérie) [54].



### III-5-2-2 Les rendements de référence, du champ et du système

La figure III.12 montre les évolutions des rendements journaliers moyens mensuels  $Y_r$ ,  $Y_a$  et  $Y_f$ .  $Y_r$  varie entre 4,35 h (novembre) et 7,74 h (juin). Le  $Y_a$  varie entre 4,00 h en décembre et 6,57 h en juin. Le  $Y_f$  prend la valeur maximale de 6,34 h en juin et une valeur minimale de 3,89 h en novembre et décembre. Le  $Y_f$  annuel du système PV est de 4,90 h. Cette valeur est similaire à celle enregistrée pour un système PV à Oman (5,1 h) [70] et en Inde (4,81 h) [92]. Elle est supérieure à celle enregistrée au Koweït (4,5 h) [51] et au Maroc (4,45 h) [52].



**Figure III.12: Evolution des rendements journaliers moyens mensuels  $Y_r$ ,  $Y_a$  et  $Y_f$  pour la centrale photovoltaïque d'Ain Skhouna (Saida, Algérie) [54].**

### III-5-2-3 Les pertes de conversion

Les pertes journalières moyennes mensuelles ( $L_c$  et  $L_s$ ) de cette centrale sur la période mentionnée sont illustrées sur la figure III.13. Le  $L_c$  a une valeur moyenne de 0,72 h par jour, allant de 0,31 h par jour en janvier à 1,43 h par jour en juillet. Les  $L_s$  vont de 0,11 h par jour en décembre à 0,28 h par jour en septembre, avec une moyenne de 0,18 h par jour. Ces pertes sont directement liées à l'efficacité du convertisseur. En outre, lorsque la plus grande valeur de septembre est exclue, ces valeurs sont raisonnablement constantes, avec une

moyenne de 0,17 h/jour. Par conséquent, les onduleurs du système PV fonctionnent efficacement tout en convertissant le DC en AC.

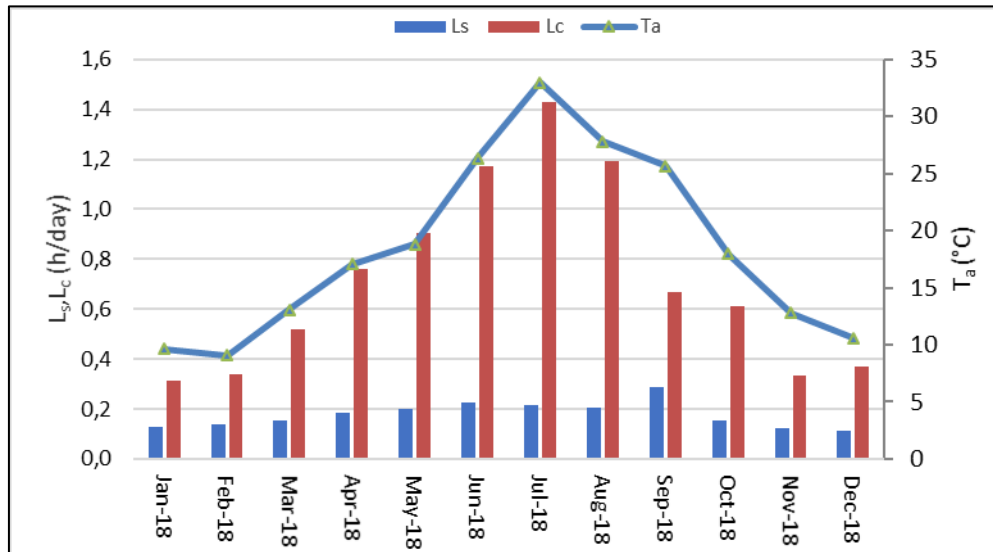


Figure III.13: Variation mensuelle des pertes ( $L_s$  et  $L_c$ ) de la centrale photovoltaïque d'Ain Skhouna (Saïda, Algérie) [54].

Comme le montre la figure III.14, la valeur élevée de  $L_s$  en septembre est due à des valeurs de  $G$  incidentes plus faibles au cours de ce mois. En effet, les pertes de conversion ont varié de  $99,4 \text{ W/m}^2$  le 17 septembre à  $478,8 \text{ W/m}^2$  le 1er septembre. De plus, la figure III.9 montre que l'irradiation solaire mensuelle moyenne pour le mois de septembre est inférieure à celle d'octobre.

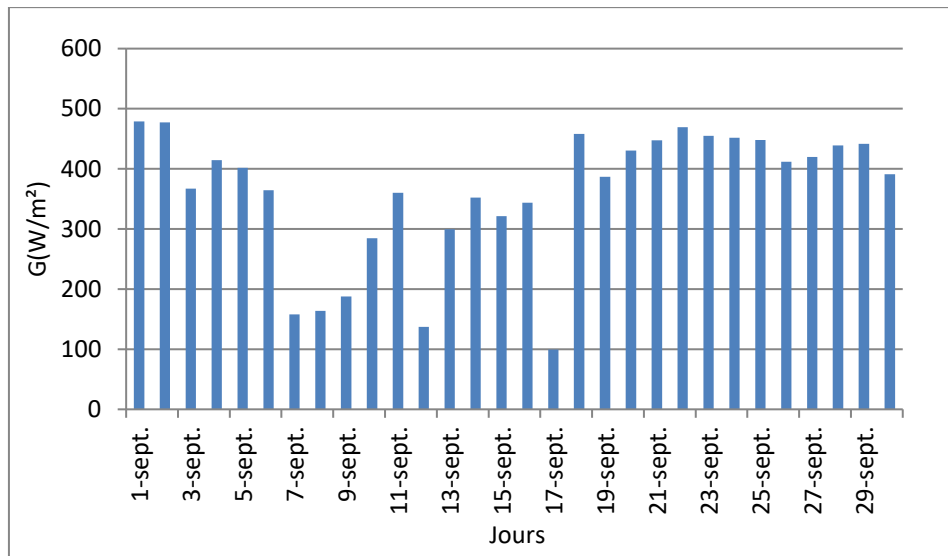


Figure III.14: Evolution de l'ensoleillement sur une base quotidienne pendant le mois de septembre [54].

La deuxième raison de ces pertes de conversion élevées est que deux onduleurs du champ de Saïda 2 ont été mis hors tension au cours du mois de septembre. Cet incident technique est clairement visible dans l'évolution de l' $\eta_{inv}$  présentée à la Fig. III.16. En septembre, l' $\eta_{inv}$  atteint son point le plus bas de l'année. Comme le montre la figure III.15, la perte totale mensuelle ( $L_t$ ), qui est la somme des pertes  $L_c$  et  $L_s$ , augmente en même temps que les  $T_a$  et  $G$  mensuels. De plus,  $L_t$  varie linéairement avec  $T_a$  et  $G$ . L'équation suivante, avec un coefficient de détermination ( $R^2$ ) élevé de 0,98, peut être utilisée pour représenter la relation entre  $L_t$ ,  $T_a$  et  $G$  :

$$L_t = 0,036 \times T_a + 0,0039 \times G - 0,387 \quad (\text{III.2})$$

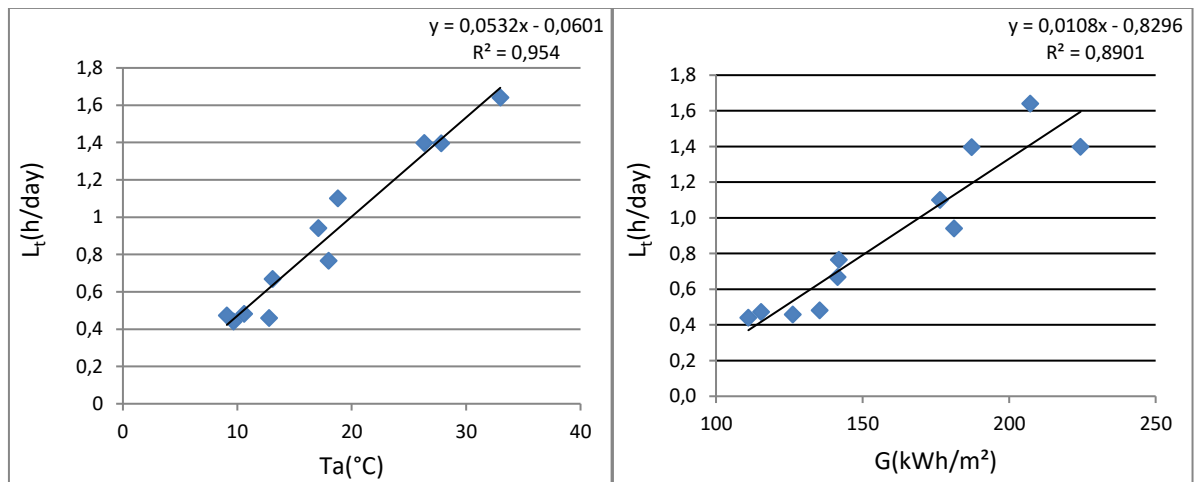


Figure III.15: Impact des variations mensuelles de  $T_a$  et  $G$  sur les pertes totales [54].

#### III-5-2-4 Efficacités du champ, du système et de l'onduleur

Les valeurs mensuelles de  $\eta_{pv}$ ,  $\eta_{sys}$  et  $\eta_{inv}$  sont présentées à la figure III.16. Les valeurs de  $\eta_{pv}$  varient de 12,45% enregistrées en juillet à 14,50% enregistrées en janvier et février. Au cours de la période d'étude, la moyenne quotidienne de l' $\eta_{pv}$  s'est établie à 13,78 %, ce qui est supérieur à celle du Maroc, qui est de 12,39 % [52]. L' $\eta_{sys}$  suit le même rythme que l' $\eta_{pv}$ . Sa valeur moyenne est de 13,29%. Ses valeurs varient entre un minimum de 11,98% en juillet et un maximum de 14,03%, enregistré en janvier et février. La valeur moyenne de  $\eta_{sys}$  est supérieure à la valeur d'une centrale photovoltaïque marocaine (12,00%) rapportée par Attari et al, 2016 [52]. Les valeurs minimales de  $\eta_{sys}$  et de  $\eta_{pv}$  enregistrées en juillet correspondent au  $T_m$  maximal (39,22 °C) et au  $T_a$

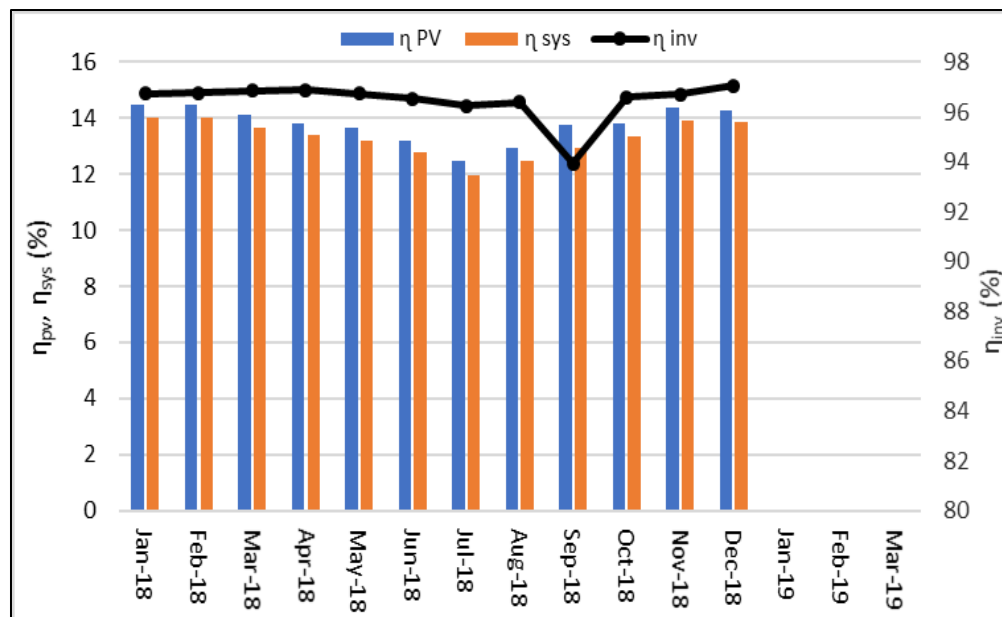
maximal (32,99 °C) enregistrés. Lorsque la  $T_a$  augmente, l' $\eta_{sys}$  et l' $\eta_{pv}$  diminuent, comme le montre l'équation suivante :

$$\eta_{sys} = -0.08 \times T_a + 14.78 \quad (R^2 = 0.972) \quad (III.3)$$

$$\eta_{pv} = -0.076 \times T_a + 15.19 \quad (R^2 = 0.904) \quad (III.4)$$

Les valeurs mensuelles de l' $\eta_{inv}$  vont de 93,94% en septembre à 97,05% en décembre. En outre, la figure III.13 montre que la faible valeur de  $\eta_{inv}$  observée en septembre est imputable aux L élevés constatés au cours de ce mois (comme indiqué ci-dessus).

Sans tenir compte du mois de septembre, la valeur moyenne de l' $\eta_{inv}$  pour la période analysée est d'environ 96,68%. Ce chiffre est considéré comme se situant dans la fourchette [95%- 98%], comme indiqué par Fujisawa et al. 2001. Il est similaire à celui rapporté par Attari et al, 2016 au Maroc (96,7%) et supérieur à celui rapporté par Sundaram et al, 2015 en Inde du Sud (88,2%) [69]. En outre, on a noté que l' $\eta_{inv}$  était affecté par G, comme on l'a vu en septembre, mais pas par  $T_a$ .



**Figure III.16: Variation mensuelle des efficacités ( $\eta_{pv}$ ,  $\eta_{sys}$ , et  $\eta_{inv}$ ) à la centrale PV d'Ain Skhouna (Saïda, Algérie) [54].**

### III-5-2-5 Rapport de performance

Le rapport de performance (PR) est le paramètre primaire le plus important utilisé pour comparer les différentes centrales solaires. Il indique l'effet global de  $L_s$ , qui comprend les pertes du convertisseur, les pertes dues à la température non-STC, les pertes des fils, les pertes dues à l'inadéquation des cellules, de la chaîne et du réseau, les pertes dues à l'ombrage et les pertes dues à l'encrassement, sur la production nominale.

L'évolution du PR journalière moyenne mensuelle de cette centrale est illustrée à la figure III.17. Elle varie de 77,08 % en juillet à 90,26 % en février. Le PR journalier moyen mensuel est estimé à 85,52 %, ce qui signifie que 14,48 % de l'énergie solaire incidente n'est pas convertie en électricité en raison des différentes pertes citées précédemment. Ce paramètre est proportionnel à  $\eta_{\text{sys}}$  et  $\eta_{\text{pv}}$ , et il est inversement proportionnel à  $T_m$  et  $T_a$ . Une relation entre PR et  $T_a$  avec un coefficient de corrélation élevé peut être proposée comme suit :

$$\text{PR} = - 0,519 \times T_a + 95,12 \quad (R^2 = 0,972) \quad (\text{III.5})$$

Le PR trouvé dans la littérature est compris entre 50% et 90% (Attari et al., 2016 ; Mensah et al., 2019 ; Sidi et al., 2016 ; Wichli'nski et al., 2018 ; De Lima et al., 2017 ; Daher et al., 2018 ; Jed et al., 2019) [52], [57], [74], [93]–[96]. Par ailleurs, le RP mensuel de la centrale solaire photovoltaïque de 2,5 MW installée à Navrongo (Ghana) [61] a varié entre 61,8 % et 76,9 %, avec une valeur moyenne de 70,6 %. Ces valeurs représentent le niveau des pertes subies par ces centrales PV, qui peuvent être attribuées aux pertes de résistance du système de fils, à l'encrassement par la poussière, aux températures ambiantes élevées et aux faibles vitesses de vent (Mensah et al., 2019). À la centrale solaire Sheikh Zayed de Nouakchott, deux champs (champ 1 et 17) présentaient également des valeurs de PR plus faibles. Le PR mensuel du panneau du 1<sup>er</sup> champ variait de 63,59 % à 73,56 %, avec une moyenne de 67,96 % (Sidet al., 2016) [94]. Une autre valeur inférieure est enregistrée pour le parking du Caire (Égypte), où les valeurs de RP mensuelles variaient entre 51,7 % et 72,7 % (Wichliski et al., 2018) [95]. D'autre part, le rapport de performance mensuel du système photovoltaïque raccordé au réseau de 2,2 MWc installé à l'Université d'État de Ceara (Brésil) variait de 72,9 % à 91,9 %, avec une valeur moyenne de 82,9 % (De Lima et al., 2017) [62]. En outre, le RP mensuel mesuré du système PV de 3,2 kWc raccordé au réseau à Port Elizabeth, en Afrique du Sud (Okelloet et al., 2015) , variait de 81 % à 86 %, avec

une valeur moyenne annuelle de 84,3 %. Pour la centrale PV de 302,4 kWc raccordée au réseau à Djibouti (Daheret et al., 2018), le RP mensuel variait de 71 % à 91 %, avec une valeur moyenne de 84 %.

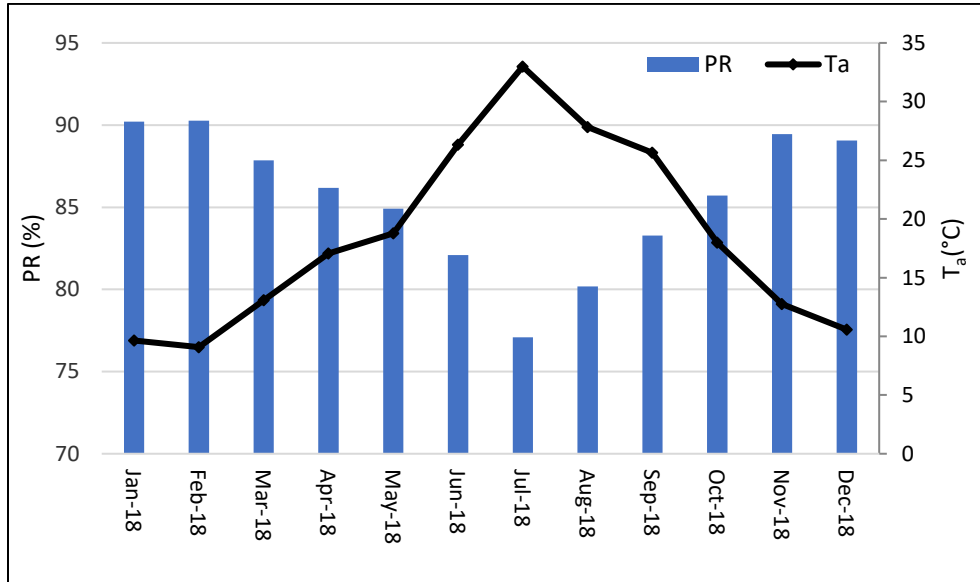


Figure III.17: Variation mensuelle du RP à la centrale photovoltaïque d'Ain Skhouna [54].

### III-5-3 L'influence des paramètres climatiques

L'influence de  $T_a$  et  $G$  sur les performances de cette centrale PV a été étudiée à l'aide d'une analyse saisonnière. Les valeurs totales de  $G$ ,  $T_a$  et  $v$  pour chaque saison sont indiquées dans le tableau III.4.

L'été présente les niveaux les plus élevés de  $G$  et  $T_a$ , tandis que l'hiver présente les niveaux les plus bas. La saison d'hiver a la valeur  $v$  la plus faible (4,92 m/s), la saison de printemps a la valeur la plus élevée (7,30 m/s), et les saisons d'été (5,19 m/s) et d'automne (5,30 m/s) ont des valeurs modérées.

Les valeurs mensuelles de  $T_m$  et  $T_a$  étant linéairement liées, l'été présente le  $T_m$  saisonnier le plus élevé, suivi de l'automne et du printemps, tandis que l'hiver présente la valeur la plus faible. Les moyennes mensuelles saisonnières  $E_{dc}$  et  $E_{ac}$ , tout comme le  $G$  saisonnier, suivent la même tendance. Comme le montre le tableau III.4, ces paramètres ont des valeurs maximales en été et des valeurs minimales en hiver.

**Tableau III.4 : Valeurs saisonnières de G, T<sub>m</sub>, T<sub>a</sub>, v, E<sub>dc</sub>, et E<sub>ac</sub> [54]**

Saisons	G (kWh/m <sup>2</sup> )	T <sub>a</sub> (°C)	T <sub>m</sub> (°C)	v(m/s)	E <sub>dc</sub> (MWh)	E <sub>ac</sub> (MWh)
Hiver	120.62	9.77	15.64	4.94	3331.84	3232.71
Printemps	166.37	16.31	21.68	7.30	4408.73	4271.08
Été	206.28	29.05	35.55	5.19	5092.6	4910.71
Automne	132.97	18.80	24.29	5.30	3545.96	3397.59

Comme le montre le tableau III.5, toutes les variations saisonnières des rendements (Y<sub>r</sub>, Y<sub>a</sub> et Y<sub>f</sub>) sont proportionnelles à G, avec des valeurs maximales en été (7,27 h, 6,01 h et 5,79 h, respectivement) et des valeurs minimales en hiver (4,54 h, 4,2 h et 4,07 h, respectivement).

Les valeurs saisonnières maximales d' $\eta_{pv}$  (14,42%) et d' $\eta_{sys}$  (13,96%) ont été enregistrées en hiver. Comme indiqué précédemment, ces valeurs ont été enregistrées à la température la plus basse, T<sub>m</sub> (15,64 °C). En été, avec une T<sub>m</sub> plus élevée (35,55 °C), les valeurs saisonnières les plus faibles d' $\eta_{pv}$  (12,86%) et d' $\eta_{sys}$  (12,4%) ont été observées. L' $\eta_{inv}$  saisonnier était plus élevé (96,85%) en hiver et plus faible (95,75%) en automne, ce dernier étant lié à la plus faible valeur d' $\eta_{inv}$  enregistrée en septembre. Le L<sub>c</sub> mesuré en hiver était le plus faible (0,34 h/j), tandis que le L<sub>c</sub> mesuré en été était le plus élevé (1,26 h/j). La valeur maximale de L<sub>c</sub> peut être liée à la T<sub>a</sub> la plus élevée observée pendant toute la saison estivale [54].

**Tableau III.5: Rendements, efficacités, pertes et rapport de performance saisonniers.**

Saisons	Rendements (h)			Efficacités (%)			Pertes (h/j)		
	Y <sub>r</sub>	Y <sub>a</sub>	Y <sub>f</sub>	$\eta_{pv}$	$\eta_{sys}$	$\eta_{inv}$	L <sub>s</sub>	L <sub>c</sub>	PR
Hiver	4.54	4.2	4.07	14.42	13.96	96.85	0.13	0.34	89.85
Printemps	6.4	5.68	5.5	13.86	13.41	96.82	0.18	0.73	86.31
Été	7.27	6.01	5.79	12.86	12.4	96.39	0.21	1.26	79.79
Automne	4.95	4.41	4.22	13.98	13.39	95.75	0.19	0.54	86.15

Selon l'analyse mensuelle, le L<sub>t</sub> était plus élevé en été (1,48 h/j) en raison d'un G saisonnier plus élevé (206,28 kWh/m<sup>2</sup>) et d'une T<sub>a</sub> saisonnière plus élevée (29,05°C). En revanche, l'hiver a enregistré le L<sub>t</sub> le plus faible (0,46 h/j), associé à un G saisonnier plus faible (120,62 kWh/m<sup>2</sup>) et à une T<sub>a</sub> saisonnière plus faible (9,77 °C). Comme L<sub>c</sub> a une forte influence sur le RP, le RP le plus élevé a été enregistré pendant la saison d'hiver (89,85 %) et le plus faible pendant la saison d'été (79,79 %). Par conséquent, la centrale PV a mieux fonctionné en hiver qu'au cours des autres

saisons, mais moins bien en été. En outre, les saisons du printemps et de l'automne présentaient des valeurs PR similaires, respectivement de 86,31 % et 86,15 %.

### III-5-4 Comparaison entre conditions climatiques différentes

La centrale PV d'Aïn Skhouna (30 MW<sub>c</sub>), qui est située dans une région semi-aride, a été comparée à la centrale PV d'Adrar (20 MW<sub>c</sub>) (Aoun, 2020), qui est située dans un climat désertique chaud (hyper-aride) typique de la zone saharienne. La moyenne mensuelle du Ta journalier dans la région d'Adrar varie de 14,05°C en décembre à 40,8°C en juillet (juillet). Par rapport aux autres mois, les mois de mai, juin, juillet, août et septembre présentent une Ta plus élevée.

Comme le montre la figure III.18, la région d'Adrar est plus chaude que celle de Saïda. En d'autres termes, la température moyenne mensuelle à Adrar est plus élevée qu'à Saïda. En effet, l'écart de température est plus important en été. Il est supérieur à 8°C et peut atteindre 10,86°C.

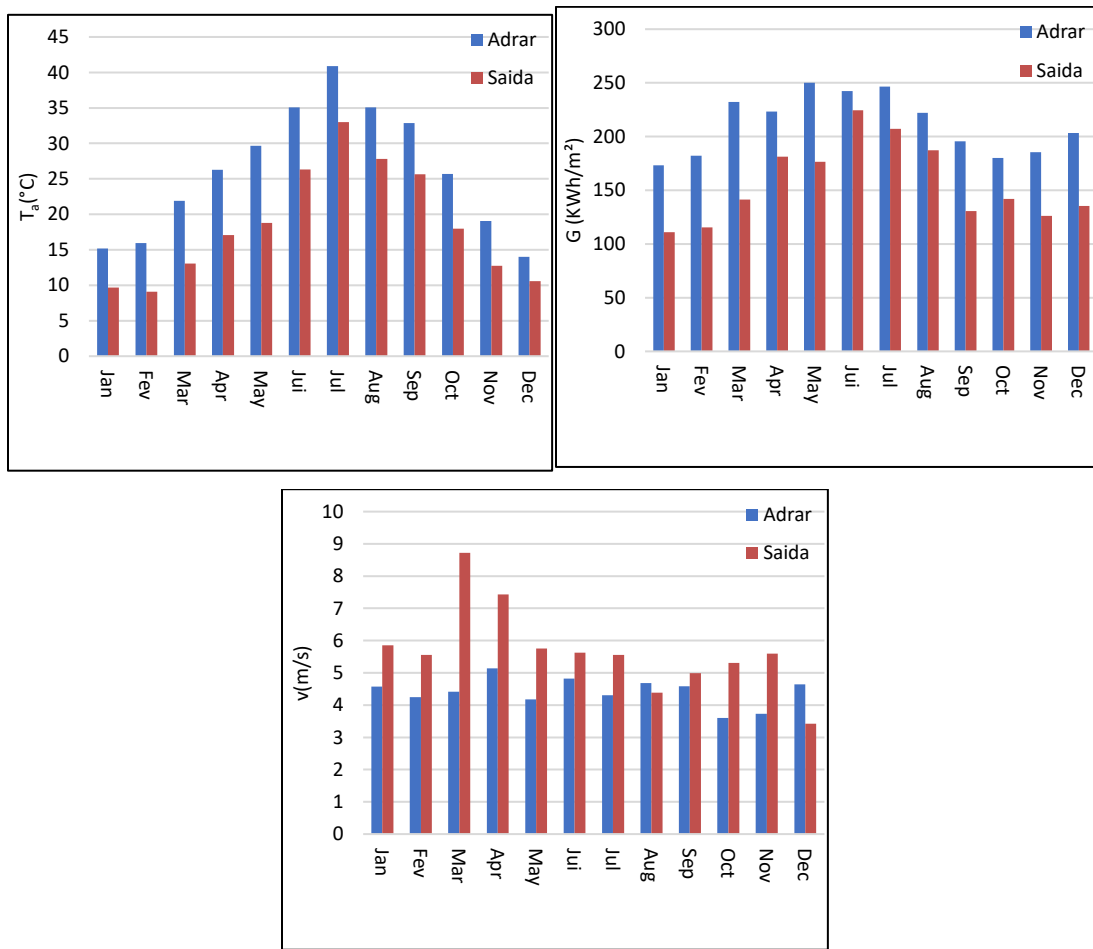


Figure III.18. Comparison de Ta, G, et v pour différents climats (Saïda et Adrar) [54].



Le  $G$  du site d'Adrar varie de  $171,7 \text{ kWh/m}^2$  (janvier) à  $251,2 \text{ kWh/m}^2$  (mai). Des valeurs maximales de  $G$  supérieures à  $150 \text{ kWh/m}^2$  ont été enregistrées pendant les saisons de printemps et d'été (mars, avril, mai, juin, juillet et août).

La différence maximale d'irradiation solaire incidente entre ces deux sites était d'environ  $90 \text{ kWh/m}^2$  en mars, tandis que la plus petite différence était de  $19 \text{ kWh/m}^2$  (juin). L'irradiation solaire incidente à Adrar est plus élevée que celle de Saïda.

Comme le montre la Fig. III.18, la moyenne journalière mensuelle de  $v$  varie entre  $3,59 \text{ m/s}$  (octobre) et  $5,14 \text{ m/s}$  (avril) pour le site d'Adrar. La  $v$  dans le site de Saïda est plus élevée que celle du site d'Adrar, sauf pour deux mois, qui sont août et décembre. Ainsi, on peut dire que Saïda est plus venté qu'Adrar.

Comme l'illustre la figure III.19, le  $L_t$  varie entre  $1,06 \text{ h}$  (janvier) et  $3,55 \text{ h}$  (juillet) au niveau de la centrale PV d'Adrar. Ces valeurs sont plus élevées que celles de la centrale PV d'Ain Skhouana, qui varient de  $0,44 \text{ h}$  (janvier) à  $1,64 \text{ h}$  (juillet). Le  $L_t$  atteint ses niveaux maximums pendant les mois d'avril, mai, juin, juillet et août. Comme indiqué précédemment (Eq.III.2), lorsque  $T_a$  et  $G$  sont plus élevés, le  $L_t$  est plus élevé. De plus, comme le montre la figure III.19, un  $L_t$  élevé réduit  $\eta_{\text{sys}}$  et PR.

A la centrale PV d'Adrar, le  $\eta_{\text{sys}}$  varie de  $8,34\%$  (juillet) à  $12,37\%$  (janvier). Ces valeurs des  $\eta_{\text{sys}}$  sont inférieures à celles de la centrale PV d'Ain Skhouana, qui varient de  $11,98\%$  (juillet) à  $14,03\%$  (février) comme le montre la figure III.19. La différence de l' $\eta_{\text{sys}}$  entre les deux centrales atteint des valeurs élevées pendant les mois de mai ( $3,40\%$ ), juin ( $3,55\%$ ) et juillet ( $3,50\%$ ). Les valeurs les plus élevées de  $L_t$  sont responsables de ce résultat. Les valeurs de PR de la centrale PV d'Adrar varient de  $55,29\%$  (juillet) à  $81,96\%$  (janvier), avec une valeur moyenne de  $71,71\%$ , comme le montre la figure III.19. Ces valeurs sont inférieures à celles de la centrale PV d'Ain Skhouana, où le PR varie de  $77,26\%$  (juillet) à  $90,26\%$  (février), avec une valeur moyenne de  $86,23\%$ . Ainsi, sur toute la période de recherche, le RP de la centrale PV d'Adrar est inférieur à celui de la centrale PV de Saïda.

La disparité du rapport de performance entre les deux centrales atteint des niveaux élevés pendant les mois de mai ( $19,97\%$ ), juin ( $20,89\%$ ) et juillet ( $21,33\%$ ), ce qui peut être lié aux faibles valeurs de  $L_t$  rapportées pendant ces mois.

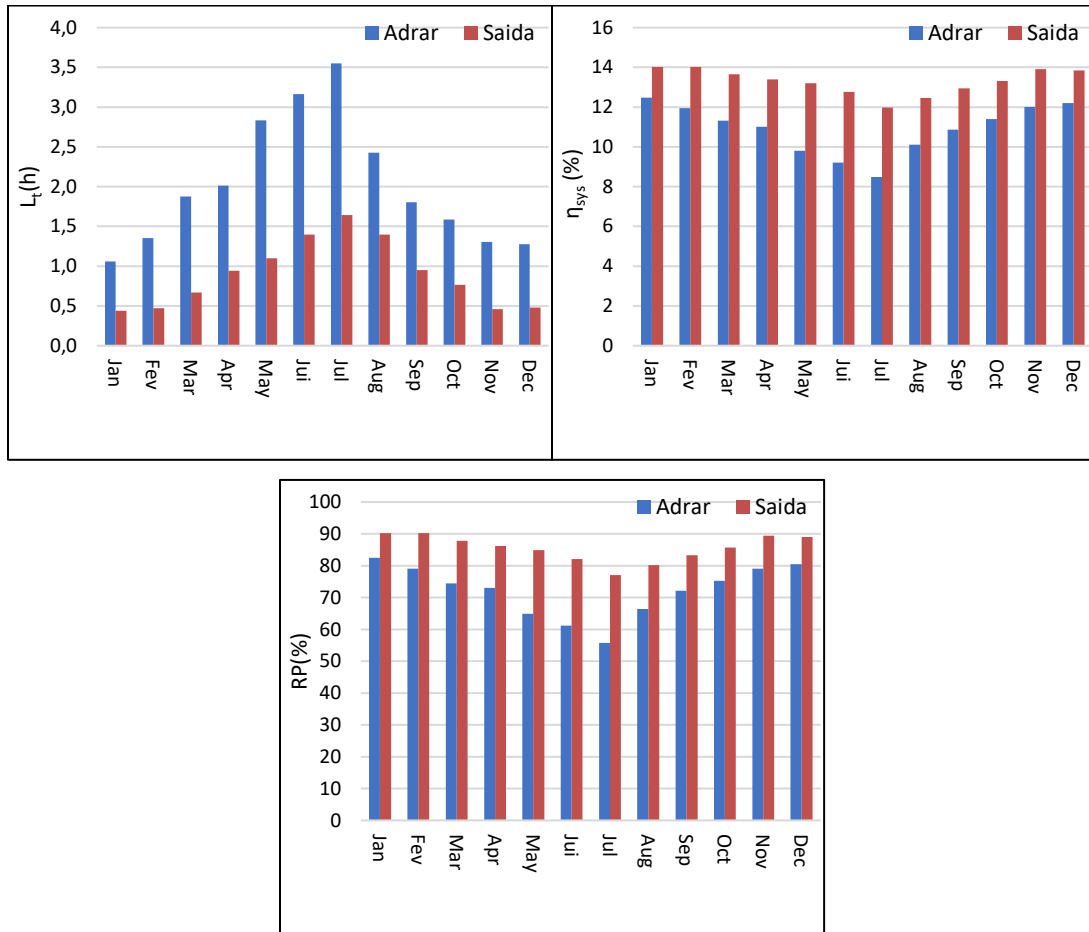


Figure III.19. Comparison de  $L_t$ ,  $\eta_{sys}$ , et PR pour différents climats (Saïda et Adrar) [53].

L'augmentation de la température ambiante, l'irradiation solaire incidente et l'effet de la poussière sont les principales causes de la diminution du RP à Adrar.

Une comparaison saisonnière a été effectuée entre les deux centrales de Saïda et d'Adrar, qui ont des conditions climatiques différentes.  $G$  et  $T_a$  à Adrar sont plus élevés qu'à Saïda pour les différentes saisons, comme le montre le tableau III.6, ce qui est en accord avec les résultats mensuels.

Dans les deux sites, la saison estivale est marquée par des valeurs plus élevées de  $G$  et  $T_a$ , alors que la saison hivernale est marquée par des valeurs plus faibles. Durant les quatre saisons, Saïda est plus ventée qu'Adrar, avec des vents forts au printemps et des vents faibles en automne.

**Tableau III.6. Comparaison saisonnière des paramètres climatiques entre Adrar et Saïda**  
[54].

Saisons	G (kWh/m <sup>2</sup> )		T <sub>a</sub> (°C)		v(m/s)	
	Saïda	Adrar	Saïda	Adrar	Saïda	Adrar
<b>Hiver</b>	120.62	186.30	9.77	15.03	4.94	4.49
<b>Printemps</b>	166.37	235.19	16.31	25.94	7.30	4.57
<b>Été</b>	206.28	237.04	29.05	37.01	5.19	4.6
<b>Automne</b>	132.97	187.04	18.80	25.87	5.30	3.97

Comme le montre le tableau III.7, les valeurs mesurées de G et T<sub>a</sub> ont un impact direct sur L<sub>t</sub>, qui est plus élevé dans la centrale d'Adrar que dans celle de Saïda. En effet, le L<sub>t</sub> le plus élevé est enregistré en été (1,57 h/jour), suivi du printemps (1,34 h/jour) et de l'automne (0,84 h/jour). La valeur la plus faible de 0,75 h/j est enregistrée en hiver. Par conséquent, le  $\eta_{sys}$  et le PR à Adrar sont plus faibles en toutes saisons qu'à Saïda.

Les deux centrales photovoltaïques, Saïda et Adrar, ont les meilleures performances pendant les mois d'hiver. En effet, comme le montre le tableau 5, les meilleures performances ( $\eta_{sys}$  (13,96% et 12,12%)) et les pics de PR (89,58% et 80,65%) sont obtenus en hiver. En revanche, la saison estivale est la mauvaise saison avec des niveaux de performance faibles. Des  $\eta_{sys}$  de 11,43% et 10,71% sont observés à Adrar pendant les saisons d'automne et de printemps, respectivement. Le PR, quant à lui, prend les valeurs de 75,48% et 70,79%, respectivement. A Saïda, des  $\eta_{sys}$  de 13,41% et 13,39%, sont observés respectivement durant les saisons de printemps et d'automne.

Le PR, quant à lui, prend les valeurs de 86,31% et 86,15%, respectivement. Il convient de noter qu'à la centrale PV de Saïda, au printemps et en automne, des valeurs similaires pour  $\eta_{sys}$  et PR sont enregistrées, ce qui peut être attribué à la forte v (7,3 m/s, voir le tableau III.6) pendant la saison de printemps, qui favorise le refroidissement des panneaux PV. Les conditions climatiques ont un effet important sur les performances du PV.

**Tableau III.7 : Comparaison saisonnière des paramètres entre Adrar et Saïda [54].**

Saisons	$L_t$ (h/d)		$\eta_{sys}$ (%)		PR(%)	
	Saïda	Adrar	Saïda	Adrar	Saïda	Adrar
<b>Hiver</b>	0.46	1.21	13.96	12.12	89.58	80.65
<b>Printemps</b>	0.90	2.24	13.41	10.71	86.31	70.79
<b>Été</b>	1.48	3.05	12.40	9.27	79.79	61.11
<b>Automne</b>	0.73	1.56	13.39	11.43	86.15	75.48

Les sites d'installation des centrales PV doivent être choisis en fonction des conditions environnementales. Il est vrai que l'irradiation solaire est le critère clé dans l'installation de centrales PV ou thermiques. Cependant, les températures élevées causées par les fortes intensités d'irradiation solaire élèvent la  $T_m$  et le  $L_t$  tout en abaissant la  $\eta_{sys}$  et le PR. Par conséquent, des mesures visant à minimiser la température et la poussière des modules PV sont nécessaires pour augmenter les performances des centrales PV installées dans la zone désertique.

Par conséquent, pour la production d'électricité par une centrale PV, un climat semi-aride est préférable à un climat désertique. En effet, le rendement d'une centrale PV est davantage influencé par la température ambiante que par l'irradiation solaire. Cela explique pourquoi la centrale PV d'Ain Skhouna a été placée en tête du classement des centrales PV en Algérie. Dans les deux centrales, la saison hivernale était la meilleure, avec une efficacité du système et des ratios de performance plus élevés, tandis que la saison estivale était la pire, avec des niveaux de performance faibles, en fonction de la température ambiante. Par conséquent, pour la production d'électricité par une centrale PV, un climat semi-aride est préférable à un climat désertique. En effet, le rendement d'une centrale PV est davantage influencé par la température ambiante que par l'irradiation solaire. Ceci explique pourquoi la centrale PV d'Ain Skhouna est placée en première position dans le classement des centrales PV d'Algérie.

## 6- Conclusion

La centrale PV d'Ain Skhouna (30 MWp) située à Saïda (Algérie) est présentée comme une application de l'énergie solaire pour la production d'électricité. Cette étude se concentre sur l'évaluation de sa performance durant l'année 2018, selon la norme IEC 61724. Les paramètres les plus importants qui affectent cette performance sont également évalués.

- L'énergie mensuelle générée  $E_{dc}$  varie de 3084,24 MWh (janvier) à 5689,025 MWh (juin), et la variation mensuelle de l'énergie moyenne quotidienne de sortie s'étend de 2945,43 MWh (janvier) à 5493,79 MWh (juin). Ces deux énergies sont linéairement proportionnelles à l'ensoleillement.
- Les rendements annuels de référence, du réseau et final sont respectivement de 5,79, 5,07 et 4,90 heures.
- Les pertes annuelles de captage et de système sont d'environ 0,72 h/j et 0,18 h/j, respectivement.
- Les efficacités mensuels moyens du PV, du système et de l'onduleur sont respectivement de 13,78 %, 13,29 % et 96,68 %.
- Le rapport de performance mensuel moyen est de 85,52 %, ce qui est comparable à celui d'autres centrales PV dans le monde.

La température ambiante a un impact plus important sur les performances mensuelles et saisonnières de cette centrale que l'irradiation solaire ou la vitesse du vent. L'hiver est la meilleure saison pour ses performances, suivi du printemps, de l'automne et enfin de l'été. L'effet du climat sur les performances des centrales photovoltaïques a été étudié en comparant deux centrales photovoltaïques en Algérie :

Ain Skouna (Saïda), qui a un environnement semi-aride, et Adrar, qui a le climat chaud typique du désert de la zone saharienne (hyper-aride). La zone d'Adrar reçoit plus d'irradiation solaire totale, a une température ambiante plus élevée, et est moins ventée que la zone de Saïda. Selon l'analyse mensuelle, la centrale photovoltaïque d'Adrar a des pertes globales plus élevées que celle

de Saïda, qui a une meilleure efficacité du système et un meilleur ratio de performance. Les mois d'avril, mai, juin, juillet et août ont les pertes totales les plus élevées à la centrale d'Adrar, ce qui peut être lié à la température ambiante maximale et à l'irradiation solaire totale. L'efficacité et le rapport de performance du système diminuent à cause des températures élevées. Selon la température ambiante, la saison d'hiver dans les deux centrales est la meilleure, avec une efficacité du système et des rapports de performance plus élevés, tandis que la saison d'été est la pire, avec des niveaux de performance faibles

---

# **Chapitre IV :**

---

**Interface d'analyse de performance des  
centrales PV**

---

## IV-1 Introduction

Ce travail consiste à élaborer un logiciel innové intitulé PVPA (Photovoltaic performance analyzer) qui a pour but : d'analyser d'une manière simple et rapide la performance des installations PV à partir des données enregistrées de ces installations selon la norme IEC 61724, de voir l'évolution horaire, journalière, mensuelle et annuelle des paramètres de performance.

Un cas d'application pour deux centrales PV d'Aïn Skouna (30MWc) et Tamanrasset (15 MWc), en Algérie sont présentés dans cette étude.

## IV-2 Problématique

L'analyse de performances des installations PV est une nécessité afin de juger le fonctionnement de l'installation au fil du temps et déterminer les défaillances ou la dégradation de ces derniers. L'IEA a définie la norme IEC 61724 [77] en 1998 pour analyser la performance des installations PV afin de les comparer avec d'autres installations, la norme a été mise à jour en 2017(IEC 61724-1 :2017 [50]). Plusieurs études des installations PV [51], [51], [52], [54], [61], [64], [85], [94], [97]–[101], [101], [102] ont été établi suivant la norme IEC 61724 depuis 1998 jusqu'au nos jours en monde entière. Ce genre d'étude exige l'analyse des énormes quantités des données instantanés enregistrés dans des bases de données ce qui rend l'étude difficile et exige beaucoup du temps. On trouve en ligne des codes de calculs pour modélisation et analyse de performance comme SAM[103], qui est développé par NREL/USA en 2007 et peut réaliser l'analyse de performance et l'analyse économique. Parmi ces avantages qu'il est facile à utiliser, représentation graphique des résultats ; ajouter manuellement des modules et des onduleurs personnalisés. Il y a le PVsys développé par ISE/université de Genève, Suisse. Parmi ces fonction l'analyse de performance ; Estimation financière utilisée pour les systèmes PV connectés au réseau, autonomes, à pompage et à réseau continu. Parmi ces avantages Bases de données complètes de composants météorologiques et de systèmes PV ; Aptitude à identifier les faiblesses de la conception du système grâce au diagramme de perte ; Les résultats incluent plusieurs dizaines de variables de

---



simulation. HOMER [104] développé aussi par NREL/USA/2007 qui Analyse d'optimisation et de sensibilité ; Analyse technique ; Analyse financière. Parmi ces avantages Détermine les combinaisons possibles d'une liste de différentes technologies et de sa taille ; Résultats très détaillés pour l'analyse et l'évaluation ; Algorithmes d'optimisation utilisés pour la faisabilité et l'analyse économique. On a aussi le RETScreen [105]développé par Natural Resources Canada parmi ces fonctions Analyse de benchmark, analyse de faisabilité, analyse de performance, analyse de portefeuille il a comme avantage forte base de données météorologiques et de produits ; Contient un matériel de formation intégré complet ; Haute résistance en analyse financière et il y a aussi d'autres logiciel telque : PV\*Sol, Solarius PV, HelioScope, Solar Pro, SOLARGIS pvPlanner et PV F-Chart. Tous ces logiciels sont performants en termes de modélisation et analyse de performance, mais il exige que les données soient dans leurs base de données ou insérer manuellement ce qui rend l'analyse des centaines de fichiers de différentes format et disposition pratiquement impossible.

D'où un outil pour l'analyse de performance des installations PV en basant sur les données récoltées dans la base de données de ces installations minimisera le temps et l'effort nécessaire pour l'analyse et le traitement de ces données et faire les calculs nécessaires pour l'analyse de performance.

### **IV-3 Réalisation du code calcul**

Ce chapitre est consacré à la description du code de calcul PVPA pour analyser et calculer la performance d'une centrale photovoltaïque que nous avons réalisée. Il permet de calculer et de tracer les évolutions des paramètres de performance étudiés. Ces éléments de performance ont été définis par l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) et sont présenté dans le norme 61724 [77]. Notre interface graphique PVPA a été réalisée en utilisant le logiciel Matlab [106].

#### **IV-3-1 Présentation du langage de programmation MATLAB**

*Le code de calcul PVPA a été développée grâce au langage de programmation de quatrième*

---

génération MATLAB (Matrix laboratory) (voir figure IV.1) fournis par la société MathWorks fin des années 70. En effet, le logiciel MATLAB est utilisé à des fins de calcul numérique, il permet de manipuler les matrices, d'afficher les courbes et les données, de mettre en œuvre des algorithmes, de créer des interfaces utilisateurs, et peut s'interfacer avec d'autres langages tels que le C, C++, Java, et Fortran.

Les interfaces utilisateur graphiques (GUI), permettent de contrôler les applications logicielles par pointer-cliquer, ce qui évite aux autres utilisateurs d'avoir à apprendre un langage ou à taper des commandes pour exécuter l'application (figure IV.2).

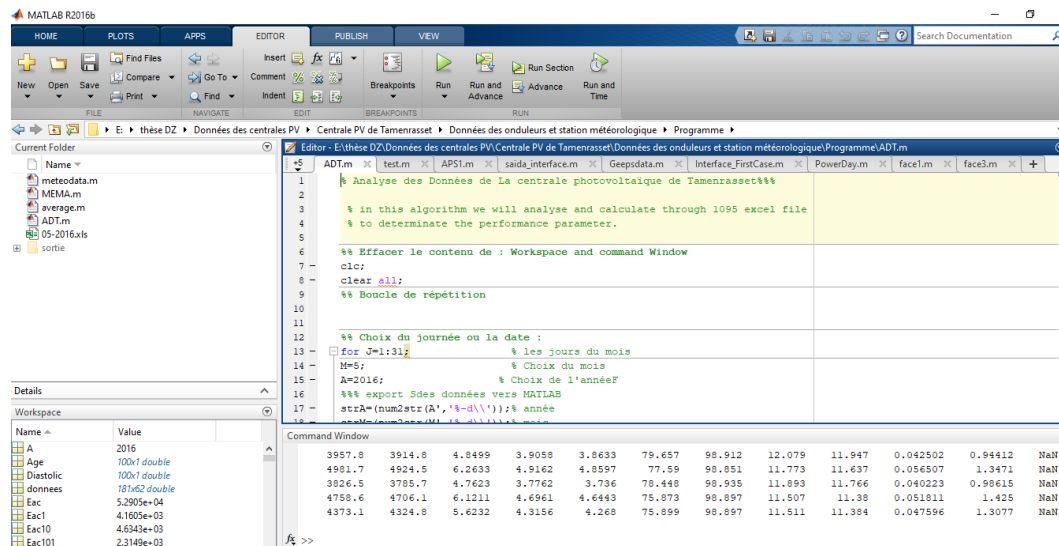
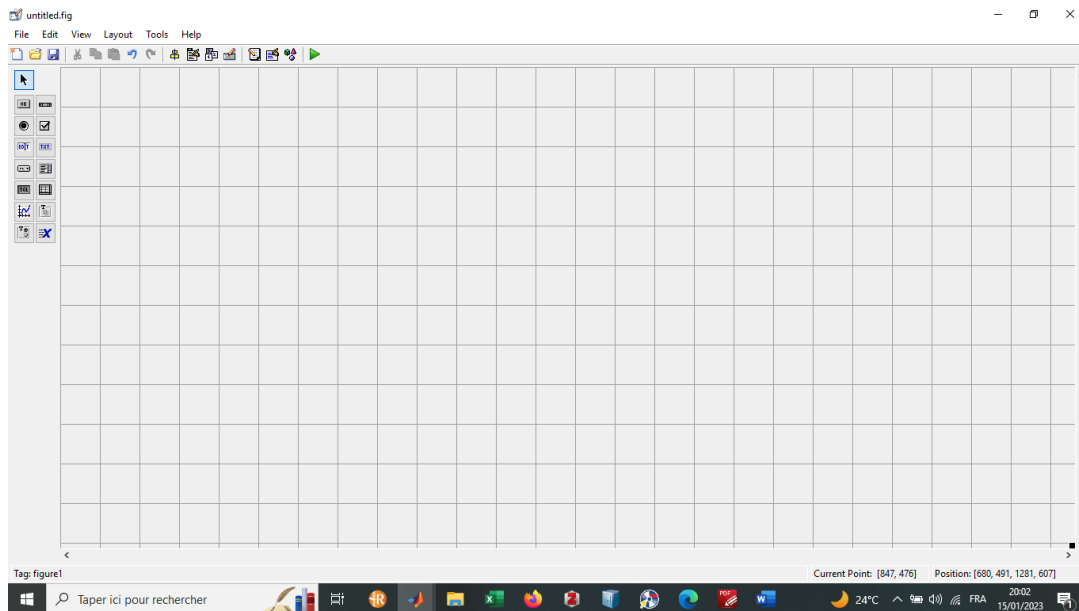


Figure IV.1 : Vue de l'outil MATLAB.

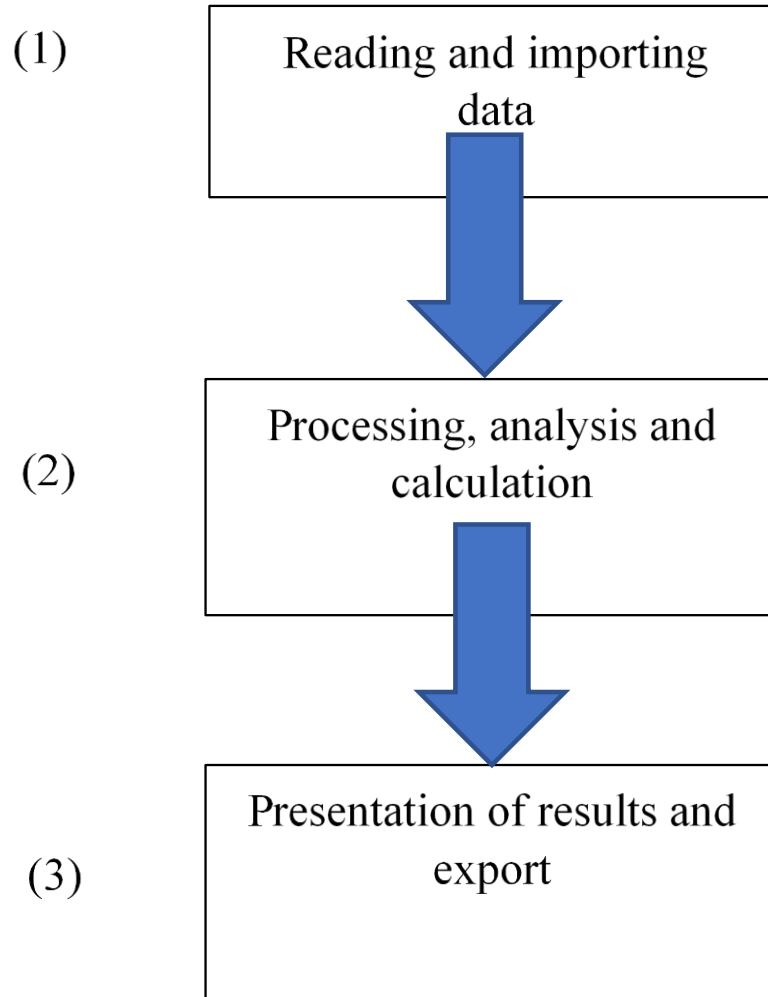


**Figure IV.2 : Vue de l'outil MATLAB guide GUI.**

#### IV-3-1 Le code de calcul PVPA

Le fonctionnement du code de calcul peut être réparti en trois principales parties comme illustré sur la " Fig. IV.3 ".

La première partie consiste à la lecture et importation des données, la deuxième partie traitement, analyse et calcul et finalement la troisième partie présentation des résultats et exportation des données.



**Figure IV.3. Diagramme de séquence du logiciel.**

#### IV-3-1-1 Importation et lecture des données

L'importation et la lecture des fichiers est la première, cette étape doit être personnalisée par l'utilisateur du code calcul en fonction du format du fichier et de la classification ou de la position des variables (paramètres étudiés).

➤ **Format des données**

Pour cette version du code de calcul il traite par défaut les fichiers en format Excel (.xls), mais il peut facilement être personnalisé pour d'autre format tel que les formats (.csv) ou (.txt). Donc en premier temps l'utilisateur doit définir :

- Le format du fichier : pour le moment soit .xls, .csv ou .txt et ensuite le logiciel utilisera la fonction appropriée pour chaque type de fichier pour importer et lire le fichier.

D'habitude les fichiers sont disponibles suivants une nomenclature unie (chaîne de caractère invariable pour tous les fichiers), la seule variable est la date des fichiers, qui doit être spécifiée selon les formats des données et aussi bien sûr le répertoire utilisé.

#### ✓ Importation des données

```
strA=(num2str(A','-%d\\'));% année
strM=(num2str(M','-%d\\'));% mois
strJ=(num2str(J','-%d-')); % jour
strJM=(num2str(M','-%d')); %mois
rep='E:\thèse DZ\Données des centrales PV\Centrale PV de Tamenrasset\Données
des onduleurs et station météorologique\'; %Répertoire utilisé
repertoire=([rep strA strM strJ strJM]); % répertoire avec le nom du fichier
```

#### ➤ Emplacement des variables

les fichiers générés par le système d'enregistrement des données météorologiques ne sont pas les mêmes selon le système, mais généralement pour chaque paramètre il a sa propre colonne et ses propres lignes pour les points de mesure (intervalle de temps de mesure).

Donc pour que le logiciel comprenne de quel paramètre il s'agit, l'utilisateur doit déclarer le numéro de colonne de chaque paramètre ainsi que l'intervalle de temps.

Par exemple, dans notre cas, le fichier au format .xls :

Déclaration des paramètres :

```
Gi1=donnees1(:,1); % irradiations sur le plan incliné en W/m²
Gi5=donnees1(:,4); % irradiations sur le plan incliné en W/m²
Gi=(Gi1+Gi5)/2; % irradiations sur le plan incliné en W/m²
Gh=donnees1(:,6); % irradiations sur le plan horizontal en W/m²
```

---

```

Tm1=donnees1(:,2);           % Température du module 1 en °C
Tm2=donnees1(:,5);           % Température du module 2 en °C
Ta=donnees1(:,3);           % Température ambiante en °C
V=donnees1(:,12);           % Vitesse du vent en m/s
H=donnees1(:,10);           % radiations sur le plan incliné en %
Gdif=donnees1(:,7);         % irradiations diffus sur le plan incliné en W/m²
Gdir=Gh-Gdif;               % irradiations direct sur le plan incliné en W/m²

% % Les Puissance AC et DC des onduleurs en KW :
%sous-champ 1
Pdc11=donnees(:,1);         % Puissance DC de l'onduleur 1 de sous-champ 1
Pac11=donnees(:,3);         % Puissance AC de l'onduleur 1 de sous-champ 1
Pdc12=donnees(:,2);         % Puissance DC de l'onduleur 2 de sous-champ 1
Pac12=donnees(:,4);         % Puissance AC de l'onduleur 2 de sous-champ 1
%sous-champ 2

```

Colonne 1 : Irradiations sur le plan incliné en W/m<sup>2</sup>s ;

Colonne 2 : Température du module 1 en °C ;

Colonne 3 : Température ambiante en °C;

Colonne 4 : Irradiations sur le plan incliné en W/m<sup>2</sup>;

Colonne 5 : ..... ;

Intervalle de mesure toutes les cinq minutes.

Dans l'exemple précédent et pour notre cas les données de production et celles climatiques sont dans des fichiers séparés.

#### IV-3-1-2 Traitement, analyse et calcul

Cette deuxième partie est le cœur du logiciel. A partir des données récupérées à l'étape précédente (étape 1), chaque paramètre sera enregistré dans une variable bien définie et le logiciel commencera à analyser ces paramètres.

Certains paramètres doivent être déclaré par l'utilisateur des constates nécessaire pour la description de l'installation PV étudiée tel que :

---

```

% Les constantes :
Pc11=0.996;           % Puissance crête d'un demi-sous champ en MW
Pcskid1=Pc1*8;       % Puissance crête du skid 1 en MW
Pcskid2=Pc1*7;       % Puissance crête skid 2 en MW
Pc=Pcskid1+Pcskid2;  % Puissance crête de la centrale en MW

L=1.638;             % Longueur du module en m
h=0.982;             % Largeur du module en m
Sm=L*h;              % surface du module en m²
Gn=1000;             % Irradiations à STC
Tn=25;               % Température à STC
Etc...

```

Ensuite, des calculs seront lancés pour déterminer par exemple :

Les valeurs extrêmes ou moyennes ;

Déterminer l'irradiation si elle n'est pas donnée ;

L'évolution quotidienne, mensuelle et annuelle ;

Calcul des paramètres de performance

Par exemple :

```

% %% Calcul des paramètres de performance journalière:

Yr=Ht/1000;          % rendement de référence en h

% Les rendements des onduleurs :
nond11=100*(Eac11/Edc11); % onduleur 1-1
nond12=100*(Eac11/Edc11); % onduleur 1-2

L'efficacité des sous-champs photovoltaïque :
nPV11=100*(Edc11/(Yr*Sm*3984)); % onduleur 1-1
nPV22=100*(Edc22/(Yr*Sm*3984)); % onduleur 2-2

L'efficacité du système :

nsys11=(nPV11*nond11)/100; % onduleur 1-1
nsys12=(nPV12*nond12)/100; % onduleur 1-2

Rendement du champ PV:

Ya11=Edc11/(Pc11*1000); % onduleur 1-1
Ya12=Edc12/(Pc11*1000); % onduleur 1-2

```

## Rendement final

```
Yf11=Eac11/(Pc11*1000);           % onduleur 1-1
Yf12=Eac12/(Pc11*1000);           % onduleur 1-2
```

## Le rapport de performance :

```
PR11=100*(Yf11/Yr);               % onduleur 1-1
PR12=100*(Yf12/Yr);               % onduleur 1-2
```

## Les pertes de conversion

```
Ls11=Ya11-Yf11;                   % onduleur 1-1
Ls12=Ya12-Yf12;                   % onduleur 1-2
```

```
Lc11=Yr-Ya11;                     % onduleur 1-1
Lc12=Yr-Ya12;                     % onduleur 1-2
```

Tous ces paramètres sont présentés précédemment dans le premier chapitre.

### IV-3-1-3 Présentation des résultats et exportation

Cette partie représente les résultats de sortie du logiciel. Après les deux premières étapes, l'utilisateur peut exporter les résultats au format .xls qui seront affichés sous forme de tableau.

Les paramètres de performances sont classés dans une matrice afin d'être présenter dans d'autre format en cas de besoin.

## %% Export des données :

```
Resultat=[Edc Eac Yr Ya Yf PR nond nPV nsys Ls Lc Ht Tmj Taj Vj Hj]
```

## % Noms des fichiers Excel :

```
strAA=(num2str(A,'%-d.xls'));
```

```
strMM=(num2str(M,'%0%-d-'));
```

```
filename =[strMM strAA];
```

## % export et enregistrer comme fichier excel :

```
writetable(Resul,filename,'Sheet',1,'Range','B1');
```

```
writetable(Resulskid1,filename,'Sheet',2,'Range','B1');
```



## IV-4 Cas d'application : centrale d'Aïn Skouna et Tamanrasset

### IV-4-1 La centrale d'Aïn Skouna

Les données de la centrale d'Aïn Skouna présentées précédemment ont été traitées grâce au code du calcul PVPA. De plus une interface graphique a été élaborée pour la centrale d'Aïn Skouna.

La description de la centrale est présentée dans le chapitre précédent (chapitre III). Les données sont en format Excel (.xls). Un fichier pour chaque jour dont le nom est la date sous format jour/mois/année (voir figure IV.4) et chaque fichier contient 60 colonnes (paramètres).

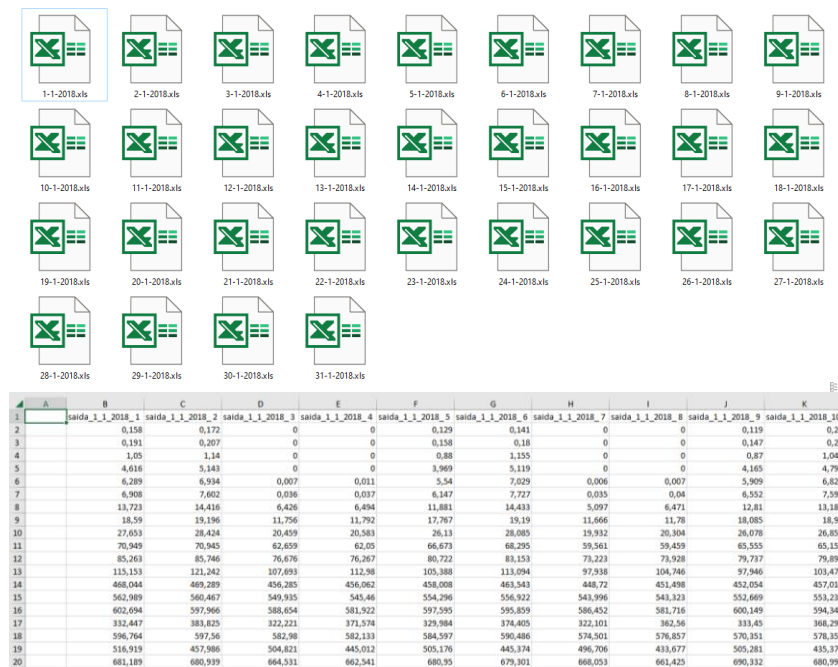


Figure IV.4. Les fichiers traités.

- Interface graphique d'Aïn Skouna

Le code de calcul peut être intégré dans l'interface graphique pour faciliter la compréhension et assurer une meilleure visibilité aux données traitées, sur tout pour les comparaisons entre les différents paramètres et sous champs afin de voir les défaillances facilement. Dans le cas de la centrale de Aïn Skouna de Saïda une interface a été élaborée en se basant sur le code de calcul PVPA.

Cette interface graphique permet de voir les évolutions des paramètres de performance de la centrale complète, boucles, des Skids et des sous champs afin de juger et comparer la performance de ces dernières. Plusieurs paramètres sont disponibles pour voir leurs variations graphiquement tel que ( $E_{dc}$ ,  $E_{ac}$ ,  $Y_r$ ,  $Y_f$ , PR, Etc) (voir la figure IV.5).

L'évolution journalière, mensuelle et annuelle peut être choisit par l'utilisateur de l'interface comme présenter sur la figure IV.6 pour les différentes parties de la centrale solaire PV d'Aïn Skouna de la centrale à la sortie d'un onduleur.

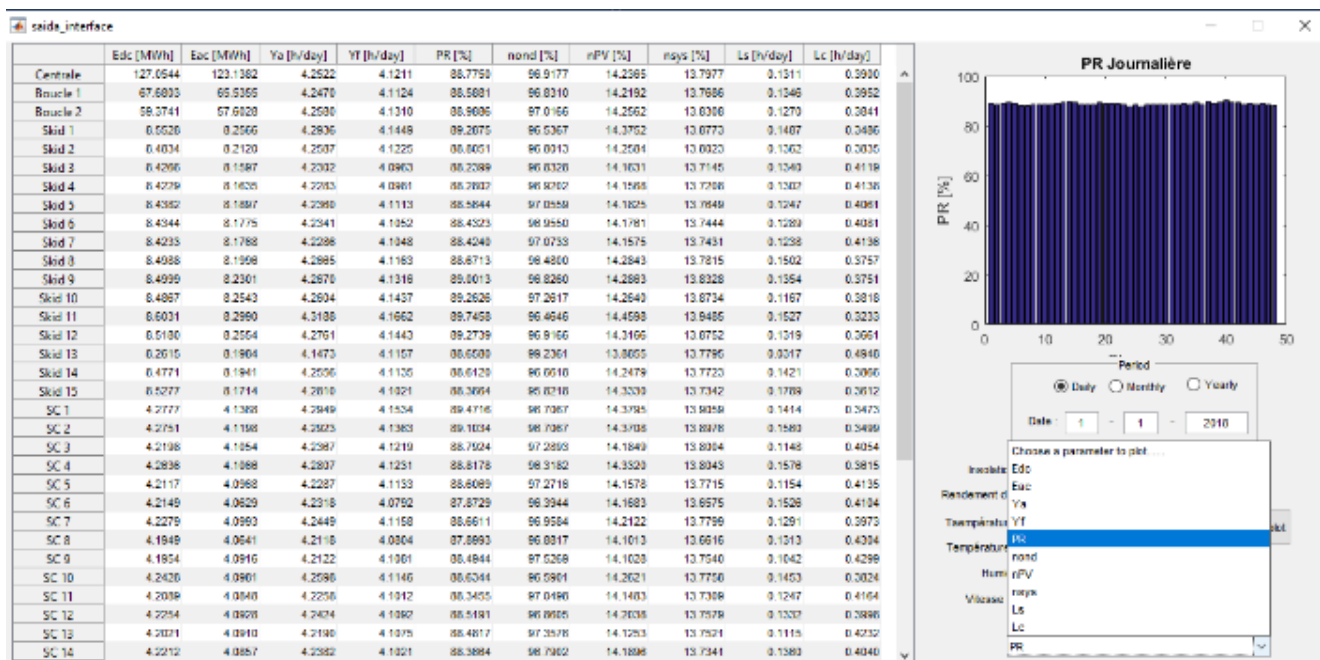


Figure IV.5. Interface graphique d'analyse de performance de la centrale d'Aïn Skouna.

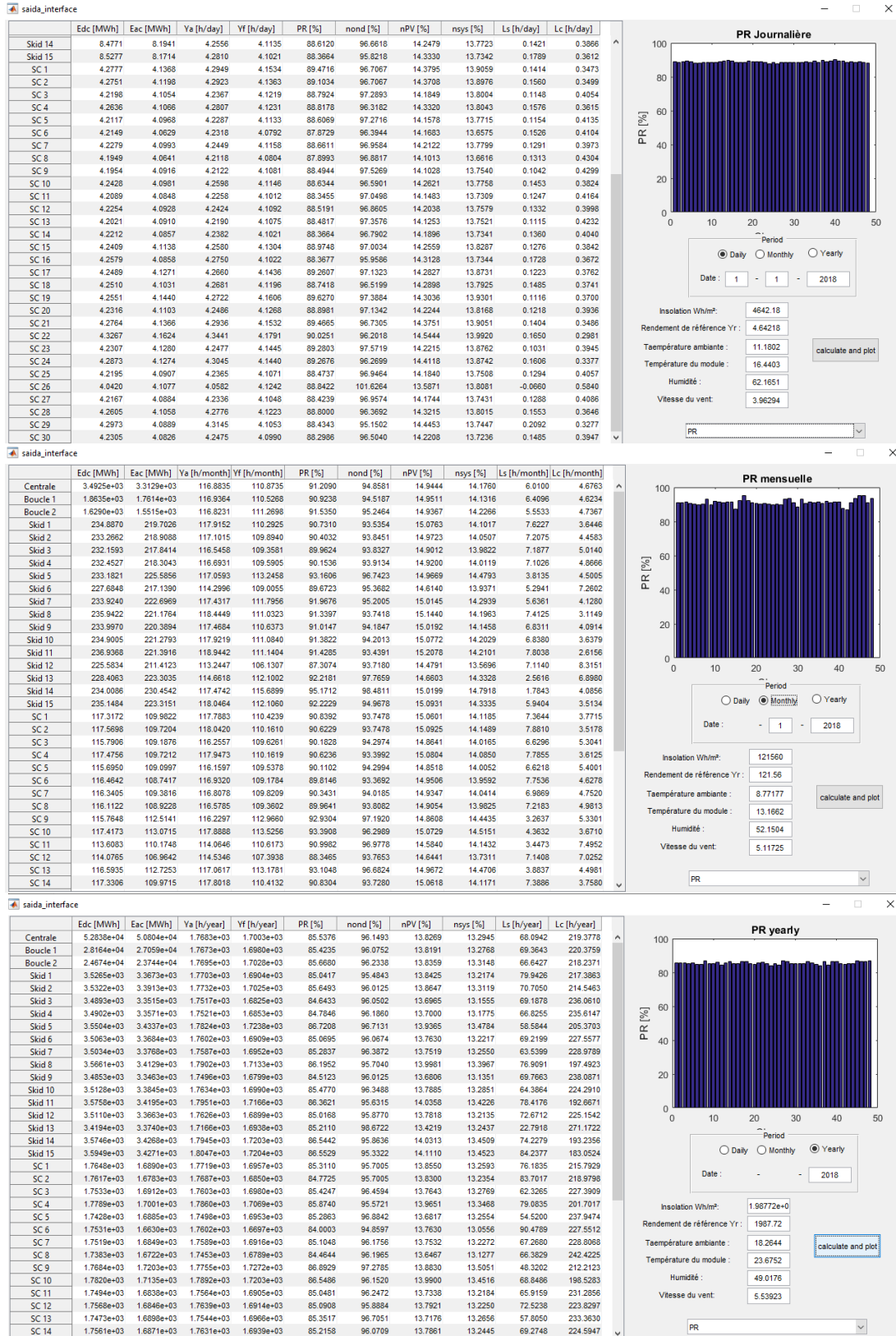


Figure IV.6 : Les évolutions journalières, mensuelles et annuelle des paramètres de performance de la centrale PV d'Aïn Skouna.

## IV-4-2 La centrale de Tamanrasset

### IV-4-2-1 Description de la centrale de Tamanrasset

La centrale de Tamanrasset est située à 10 kilomètres de la ville de Tamanrasset qui est située dans le sud de l'Algérie à une latitude de  $22^{\circ} 50'N$  et une longitude de  $5^{\circ} 27'W$ . La centrale solaire photovoltaïque est illustrée sur la Fig. IV.7. La centrale solaire photovoltaïque de Tamanrasset a une puissance crête de 13,1085 MWc répartie sur 13 sous-champs ayant chacun une puissance crête de 1 MWc.



**Figure IV.7. Centrale solaire photovoltaïque de Tamanrasset.**

Le sous-champ 10 présenté dans cette étude contient deux (2) onduleurs SUNGROW qui sont connectés à des boîtiers qui ressemblent à 186 chaînes, chaque chaîne contient 22 panneaux PV YL245P-29b connectés en série chacun ayant une puissance crête de 245 MWc.

Les modules photovoltaïques sont utilisés pour générer un courant continu DC à partir du rayonnement solaire incident qui frappe leurs surfaces. Le réseau de distribution d'électricité et les charges électriques fonctionnant en courant alternatif (AC), les onduleurs sont utilisés pour convertir le courant continu (DC) des modules photovoltaïques en courant alternatif. De plus, la tension alternative est toujours maintenue constante par l'onduleur en fonction des limites du réseau de distribution. En revanche, le courant d'alimentation varie en fonction du rayonnement

solaire incident. La sortie AC de l'onduleur est à basse tension (BT) qui doit être élevée à une moyenne tension (MT) de 30 kV par des transformateurs.

#### IV-4-2-2 Analyse de la performance de la centrale de Tamanrasset

Les données de la centrale PV de Tamanrasset ont été traitées en se basant sur le code de calcul PVPA et exportées en version Excel (.xls) (les évolutions journalières, mensuelles et annuelles des différents paramètres).

L'analyse des données météorologiques est une nécessité pour voir l'impact des conditions climatiques sur la dégradation. Le nombre moyen d'heures d'ensoleillement quotidien est de 5,96 kWh / m<sup>2</sup> / sur la période d'étude. Avec un maximum de 7,79 kWh / m<sup>2</sup> / jour en mars 2018 et un minimum de 1,13 kWh / m<sup>2</sup> / jour en février 2018. Dans la Figure 3, nous pouvons voir la fréquence moyenne d'ensoleillement par jour sur la période d'étude. Nous pouvons voir que 90,72% des jours ont un ensoleillement supérieur à 5 kWh / m<sup>2</sup> / jour, 61,15% des jours ont un ensoleillement supérieur à 7 kWh / m<sup>2</sup> / jour et seulement 9,27% des jours inférieurs à 5 kWh / m<sup>2</sup> / jour. Ainsi, nous pouvons voir que le champ photovoltaïque reçoit une quantité importante d'énergie sur la période d'étude, environ 2134 kWh / m<sup>2</sup> / an (voir figure IV.8).

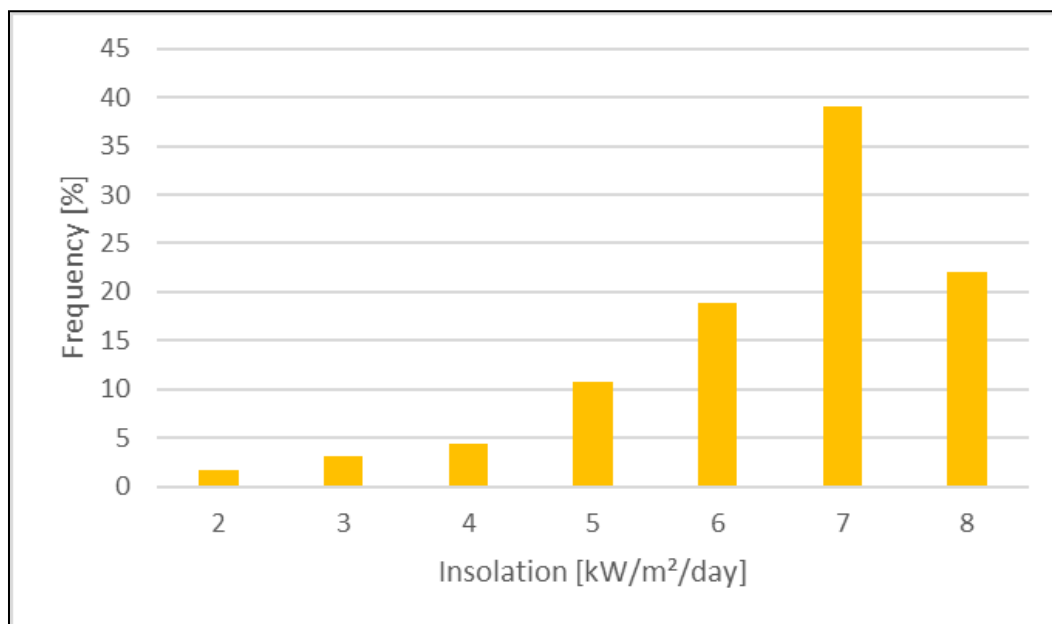
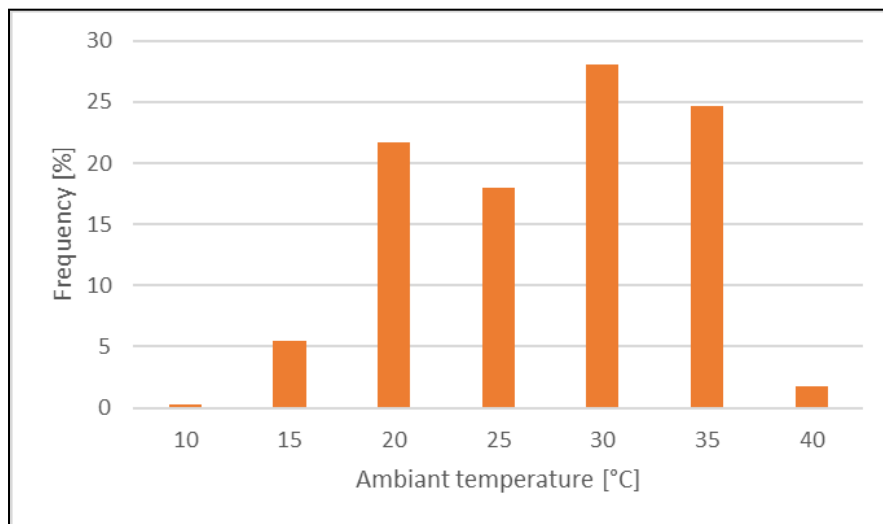


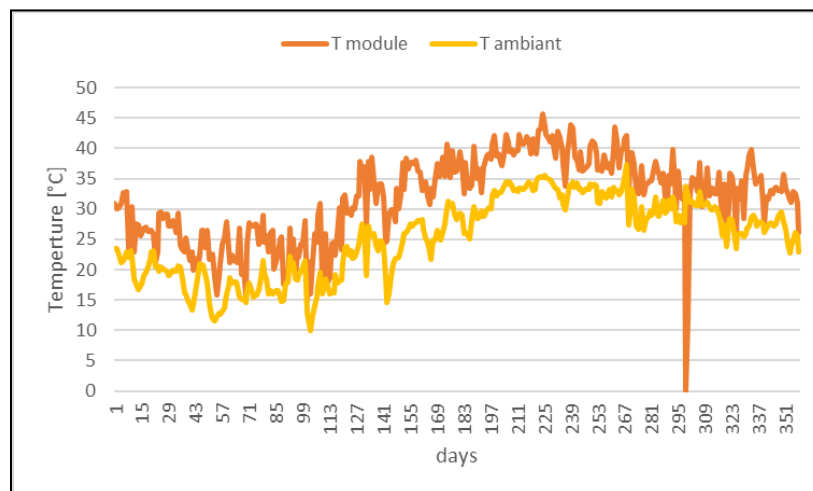
Figure. IV.8. : Fréquence des mesures de l'insolation moyenne quotidienne par jour.

La température ambiante joue également un rôle important dans la dégradation et la modification des propriétés de transmission de l'EVA et du verre. La fréquence des températures par jour est présentée sur la figure 4. Nous pouvons voir que 54.49% (voir figure IV.9) des jours ont des températures moyennes supérieures à 25°C, ce qui n'est pas très élevé pour un environnement de désert saharien qui peut être plus chaud. La température maximale enregistrée est de 37,26 ° C en juillet 2018 et la minimale est de 9,98 ° C en février 2018.



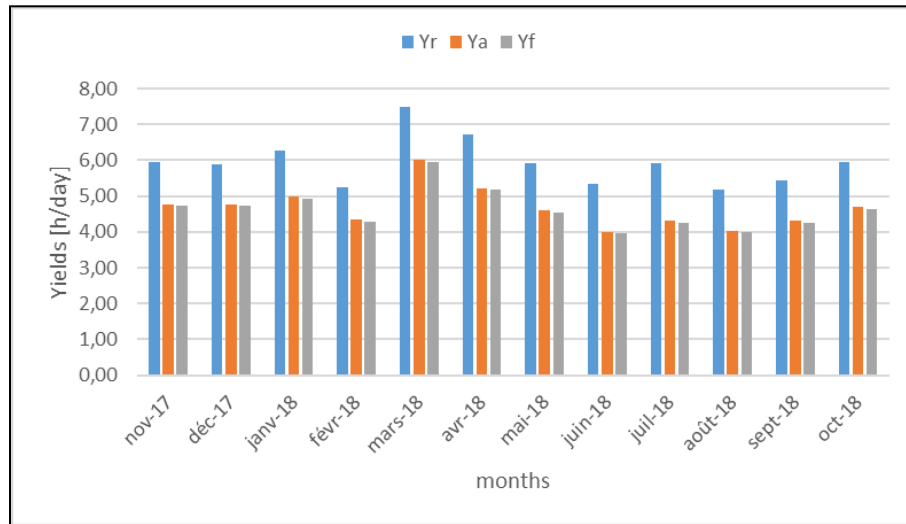
**Figure. IV.9 : Fréquence des mesures de la température ambiante moyenne par jour.**

Bien entendu, la température des modules est supérieure à la température ambiante l'évolution de cette dernière avec la température ambiante est présentée sur la figure IV.10.



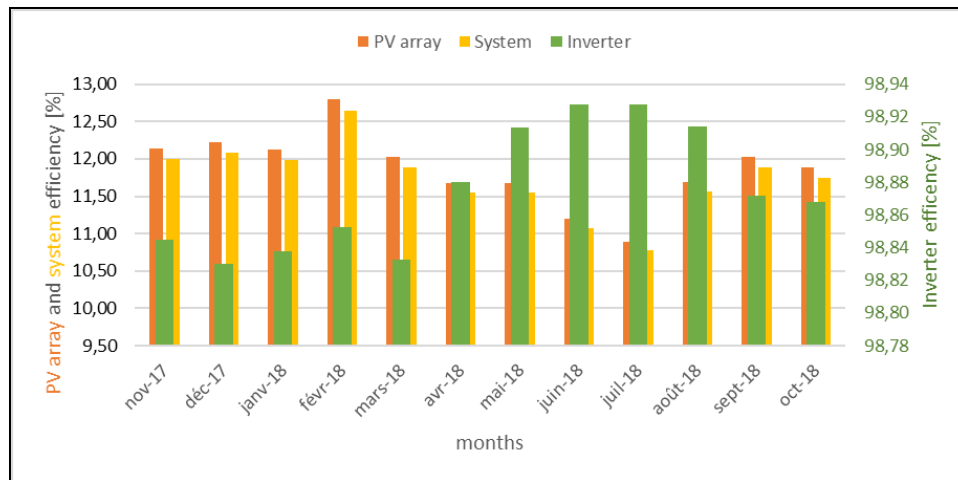
**Fig. IV.10 : Evolution de la température ambiante et de la température du module moyenne journalière sur la période d'étude.**

L'évolution mensuelle du rendement du système et du champ photovoltaïque est proportionnelle au rendement de référence ainsi qu'à l'ensoleillement (voir Figure IV.11). La valeur moyenne du rendement de référence, celle du champ et celle du système sont successivement de 5.95 kWh / m<sup>2</sup> / jour, 4.67kWh / m<sup>2</sup> / jour et 4.62 kWh / m<sup>2</sup> / jour. Avec des valeurs extrêmes enregistrées en mars et juin 2018.



**Fig. IV.11 : Évolution des rendements quotidien sur la période d'étude.**

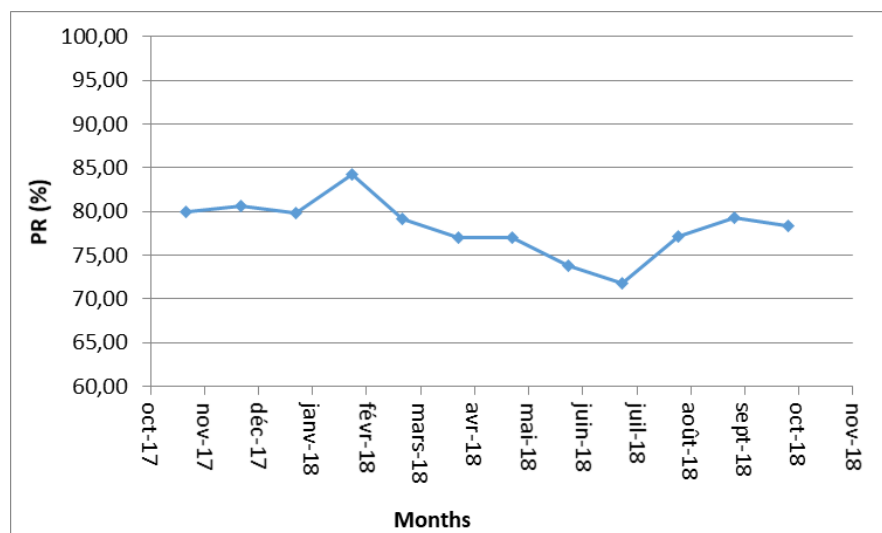
L'évolution mensuelle des rendements du champ et du système est principalement affectée par la température ambiante avec de faibles pertes de conversion dues au bon rendement des onduleurs (voir Figure IV.12). Les rendements sont bons tout au long de l'année sauf pendant la saison estivale où l'on observe une augmentation de la température ambiante. Le rendement moyen du champ est de 11,86% avec des valeurs extrêmes de 10,89% et 12,79% enregistrées successivement en février et juillet 2018. Et pour les mêmes mois, le rendement du système présente des valeurs extrêmes de 10,78% et 12,65% avec une moyenne de 11,73%. Le rendement des onduleurs est légèrement affecté par la température avec une moyenne de 98,87%.



**Fig. IV.12 : Evolution de des efficacités du module moyenne journalière sur la période d'étude.**

L'évolution mensuelle moyenne du rendement journalier moyen dans la figure IV.11. Sur la période de 12 mois on peut voir que la performance varie d'une saison à l'autre car elle dépend de la température ambiante généralement basse en saison chaude et haute en saison froide, à noter que le ratio de performance ne dépend pas de l'ensoleillement. La valeur maximale enregistrée est de 84,32% en février 2018 et la valeur minimale est de 71,84% en juillet 2018.

Comme indiqué précédemment l'évolution du ratio de performance dépend de la température ambiante Figure IV.13 l'augmentation de la température ambiante conduit à une diminution de la performance.



**Fig. IV.13. : Évolution du rapport de performance moyen journalier sur la période d'étude.**



Le code de calcul PVPA nous a permis d'accélérer le temps de traitement des données des centrales PV étudiées en Algérie d'habitude pour traiter les données d'une journée de fonctionnement manuellement par Excel peut durer environ 10 minutes. Pour l'évolution mensuelle ça peut durer plus de 5h pour le traitement des données d'un mois et pour une année environ 60h de travail.

Le code PVPA nous a permis de minimiser le temps de traitement de données d'une façon rapide et efficace. Pour les modifications nécessaires pour l'adaptation du code de calcul avec les données d'une nouvelle centrale ne dépasse pas 30 minutes de travail si l'utilisateur suit les instructions pour l'adaptation des données. Et pour le temps du calcul pour une année de donnée avec un ordinateur ordinaire ça dure environ 45 secondes.

## IV-5 Conclusion

Ce travail consiste à élaborer un logiciel innové intitulé PVPA qui a pour but : d'analyser d'une manière simple et rapide la performance des installations PV à partir des données enregistrées de ces installations selon la norme IEC 61724, de voir l'évolution horaire, journalière, mensuelle et annuelle des paramètres de performance. Deux cas d'application à des centrales PV Aïn Skouna et Tamanrasset en Algérie ont été présenter dans cette étude.

Pour la centrale de Tamanrasset on a trouvé que :

- Le site reçoit une quantité importante d'énergie sur la période d'étude, environ 2134 kWh/m<sup>2</sup>/an.
- La température maximale enregistrée est de 37,26 ° C en juillet 2018 et la minimale est de 9,98 ° C en février 2018.
- La valeur moyenne du rendement de référence, celle du champ et celle du système sont successivement de 5.95 kWh / m<sup>2</sup> / jour, 4.67kWh / m<sup>2</sup> / jour et 4.62 kWh / m<sup>2</sup> / jour.
- Le rapport de performance varie de 71,19% à 84,32%

---

# **Conclusion**

---

Ce mémoire de thèse présente une étude de performance d'installations photovoltaïques de différents échelles et zones climatiques. Ce travail présente en première lieu des généralités sur les modules PV, en présentant les composants des modules PV et leurs caractéristiques. Le principe de fonctionnement d'un module PV, les semi-conducteurs et la jonction PN. Les différentes technologies développées sont présentées avec leurs rendements, description de la courbe IV du module PV, définitions des paramètres de la norme IEC61724 et quelques études déjà réalisées.

Une première étude pour but d'analyser la performance du système PV de 954.809 KWp branché au réseau de la centrale électrique de Sheikh -Zaid à Nouakchott, Mauritanie, en employant les normes IEC 61724. Elle permet de retenir les points suivants :

La variation mensuelle de l'ensoleillement moyen journalier sur le champ photovoltaïque varie d'un minimum de 7,12 KWh/m<sup>2</sup>/jour (octobre et avril) à un minimum de 4,51 KWh/m<sup>2</sup>/jour (janvier). Les saisons de printemps, d'été et d'automne présentent une insolation plus élevée que la saison d'hiver.

Les variations mensuelles moyennes du rendement de l'installation, du rendement final et du rendement de référence ont le même rythme, elles prennent un maximum en octobre et un minimum en janvier. Elles sont proportionnelles à l'ensoleillement.

La perte de capture du réseau est supérieure à la perte du système. La perte de capture varie d'un minimum de 1,63 h/j à 2,46 h/j. La perte système est relativement stable avec une moyenne de 0,12 heures par jour.

L'intervalle du ratio de performance mensuel est de 0,61% en août à 0,71% en novembre avec une moyenne mensuelle de 0,66%.

---

Le facteur de capacité varie en fonction du rendement final, qui évolue finalement avec l'énergie produite  $E_{ac}$ . Le facteur de capacité moyen mensuel est maximal en octobre (20,54 %) et minimal en janvier (11,66 %).

Le rendement mensuel moyen des modules PV varie entre un minimum de 5,61 % et 6,49 %. Le rendement mensuel moyen de l'onduleur varie de 96,96 % en janvier à 97,44 % en octobre. Le rendement mensuel moyen du système varie d'un minimum de 5,46 % noté en janvier à 6,32 % noté en novembre.

Une deuxième étude pour observation de performance du champ solaire (Saida1) d'une puissance crête de 15,936 MWc de la centrale Ain Skhouna de 60 MW nous a autorisé de constater que :

L'énergie produite ( $E_{DC}$ ) et l'énergie fournie au réseau ( $E_{AC}$ ) sont 95,30MWh de 92,51MWh respectivement. Elles sont relatives à l'insolation ;

Les rendements de référence, du champ PV et du système sont 6,83 h/d, 5,98 h/d et 5,81 h/d respectivement. Ils sont autant corrélatifs à l'insolation ;

Le ratio de performance normalisé (PR) dévoile une moyenne de 85,75%, qui est supérieur à 80 % équivalent à un système avec les performances réunissent les performances parfaites dans les conditions STC. Donc la centrale d'Ain Skhouna présente une indication de performance très intéressante qui affirme son bon état de fonctionnement (pas de dégradation) ;

Les déperditions journalières du système par conversion sont relativement stables avec une moyenne de 0,17 h/jour. Ceci montre que les onduleurs du sous champ Saida 1 sont performants quant à la conversion DC-AC. La valeur moyenne des pertes journalières est 0,86 h/d ;

L'efficacité journalière moyenne du champ et du système du système sont 13,74% et 13,33 % respectivement ;

---

L'efficacité des onduleurs du champ Saida1 présente une valeur moyenne du mois de 96,99%. Ce qu'est en accord avec les résultats des pertes journalières du système par conversion.

Et en fin l'élaborer un logiciel innové intitulé PVPA qui a pour but : d'analyser d'une manière simple et rapide la performance des installations PV à partir des données enregistrées de ces installations selon la norme IEC 61724, de voir l'évolution horaire, journalière, mensuelle et annuelle des paramètres de performance et aussi utiliser des modèles de littératures pour l'estimation de la dégradation des installations. Un cas d'application à une centrale PV de 15 MW en Tamanrasset, Algérie.

---

---

# **Bibliographie**

---

- [1] J. Gong, C. Li, and M. R. Wasielewski, “Advances in solar energy conversion,” *Chem. Soc. Rev.*, vol. 48, no. 7, pp. 1862–1864, 2019, doi: 10.1039/C9CS90020A.
  - [2] “Energías renovables.” <http://solarinnova.com/> (accessed Oct. 24, 2021).
  - [3] Cornelia Peike, Ingrid Hädrich, Karl-Anders Weiß & Ines Dürr, “Overview of PV module encapsulation materials.” [Online]. Available: Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany
  - [4] “CEI 61215 : Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre Qualification de la conception et homologation.” International Electrotechnical Commission, Apr. 2005.
  - [5] F. J. Pern and A. W. Czanderna, “EVA degradation mechanisms simulating those in PV modules,” in *AIP Conference Proceedings*, Denver, Colorado (USA), 1992, vol. 268, pp. 445–452. doi: 10.1063/1.42901.
  - [6] A. W. Czanderna and F. J. Pern, “Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: A critical review,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 43, no. 2, pp. 101–181, Sep. 1996, doi: 10.1016/0927-0248(95)00150-6.
  - [7] P. Klemchuk, M. Ezrin, G. Lavigne, W. Holley, J. Galica, and S. Agro, “Investigation of the degradation and stabilization of EVA-based encapsulant in field-aged solar energy modules,” *Polymer Degradation and Stability*, vol. 55, no. 3, pp. 347–365, Mar. 1997, doi: 10.1016/S0141-3910(96)00162-0.
  - [8] Holley, Jr, W H, Agro, S C, Galica, J P, Thoma, L A, Yorgensen, R S, Ezrin, M, Klemchuk, P, Lavigne, G, and Thomas, H., “Holley, Jr, W H, Agro, S C, Galica, J P, Thoma, L A, Yorgensen, R S, Ezrin, M, Klemchuk, P, Lavigne, G, and Thomas, H.,” 1994.
  - [9] C. Peike, P. Hülsmann, M. Blüml, P. Schmid, K.-A. Weiß, and M. Köhl, “Impact of Permeation Properties and Backsheet-Encapsulant Interactions on the Reliability of PV Modules,” *ISRN Renewable Energy*, vol. 2012, pp. 1–5, Aug. 2012, doi: 10.5402/2012/459731.
  - [10] M. Kempe, “Overview of scientific issues involved in selection of polymers for PV applications,” in *2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Seattle, WA, USA, Jun. 2011, pp. 000085–000090. doi: 10.1109/PVSC.2011.6185851.
  - [11] E. Bittmann, O. Mayer, M. Zettl, and O. Stern, “Low Concentration PV With Polycarbonate,” *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, vol. 1-5 September 2008, p. 3 pages, 4010 kb, 2008, doi: 10.4229/23RDEUPVSEC2008-1CV.2.35.
-



- [12] G. Oreski, G. Wallner, and P. Randel, "Characterization of a Silicon Based Thermoplastic Elastomer for PV Encapsulation," 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, vol. 1-5 September 2008, p. 3 pages, 1246 kb, 2008, doi: 10.4229/23RDEUPVSEC2008-4AV.3.48.
- [13] Eller, R., "Global trends in olefinic TPE's." 2004. [Online]. Available: [www.robertellerassoc.com/articles/polyolefins04.pdf](http://www.robertellerassoc.com/articles/polyolefins04.pdf)
- [14] I. C. McNeill and M. H. Mohammed, "A comparison of the thermal degradation behaviour of ethylene-ethyl acrylate copolymer, low density polyethylene and poly(ethyl acrylate)," *Polymer Degradation and Stability*, vol. 48, no. 1, pp. 175–187, Jan. 1995, doi: 10.1016/0141-3910(95)00030-P.
- [15] I. C. McNeill, A. Alston, "Thermal degradation behaviour of acrylic salt polymers and ionomers," vol. ngew. *Makromol. Chem.*, Vol. 261, p. 157, 1998, doi: 10.1002/(SICI)1522-9505(19981201)261-262:1<157::AID-APMC157>3.0.CO;2-G.
- [16] NRCA, "Thermoplastic membranes." 2013. [Online]. Available: <https://www.nrca.net/GenericError.htm?aspxerrorpath=/consumer/types/thermop.aspx>
- [17] IEC, "IEC TS 61836 : Solar photovoltaic energy systems - Terms, definitions and symbols." 2007.
- [18] A. Omazic et al., "Relation between degradation of polymeric components in crystalline silicon PV module and climatic conditions: A literature review," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 192, pp. 123–133, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.solmat.2018.12.027.
- [19] E. Parnham, A. Whitehead, S. Pain, and B. Brennan, "Comparison of Accelerated UV Test Methods with Florida Exposure for Photovoltaic Backsheet Materials," 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 1345-1348, p. 4 pages, 7343 kb, 2017, doi: 10.4229/EUPVSEC20172017-5BO.5.5.
- [20] W. J. Gambogi, "Comparative Performance of Backsheets for Photovoltaic Modules," 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, vol. 6-10 September 2010, p. 5 pages, 3870 kb, 2010, doi: 10.4229/25THEUPVSEC2010-4AV.3.39.
- [21] "Quelle est l'importance du cadre d'un module solaire?," aleo solar - France, Mar. 21, 2017. <https://www.aleo-solar.fr/importance-cadre-panneau-solaire/> (accessed Oct. 23, 2021).
-

- [22] “La boîte de jonction solaire photovoltaïque - Connaissances - DS New Energy.” <https://www.dsnsolar.com/info/the-solar-pv-junction-box-54220374.html> (accessed Oct. 23, 2021).
- [23] B. Flèche - D. Delagnes, “Production d’énergie électrique : ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE.” Jun. 2007.
- [24] A. Labouret, P. Cumunel, and J.-P. Braun, “Cellules solaires les bases de l’énergie photovoltaïque 5 5.” ETSF, Éd. techniques et scientifiques françaises : Dunod, Paris, 2010.
- [25] S. Ghosh and R. Yadav, “Future of photovoltaic technologies: A comprehensive review,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 47, p. 101410, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101410.
- [26] “National Renewable Energy Laboratory (NREL) Home Page | NREL.” <https://www.nrel.gov/> (accessed Oct. 24, 2021).
- [27] M. A. Green, E. D. Dunlop, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, N. Kopidakis, and A. W. Y. Ho-Baillie, “Solar cell efficiency tables (Version 55),” *Prog Photovolt Res Appl*, vol. 28, no. 1, pp. 3–15, Jan. 2020, doi: 10.1002/pip.3228.
- [28] S. Mathew et al., “Dye-sensitized solar cells with 13% efficiency achieved through the molecular engineering of porphyrin sensitizers,” *Nature Chem*, vol. 6, no. 3, pp. 242–247, Mar. 2014, doi: 10.1038/nchem.1861.
- [29] F. Wang et al., “Fabrication of Single-Walled Carbon Nanotube/Si Heterojunction Solar Cells with High Photovoltaic Performance,” *ACS Photonics*, vol. 1, no. 4, pp. 360–364, Apr. 2014, doi: 10.1021/ph400133k.
- [30] F. De Nicola et al., “Record efficiency of air-stable multi-walled carbon nanotube/silicon solar cells,” *Carbon*, vol. 101, pp. 226–234, May 2016, doi: 10.1016/j.carbon.2016.01.099.
- [31] M. Kontges et al, “Assessment of Photovoltaic Module Failures in the field,” Report IEA PVPS T13-09:2017, 2017.
- [32] K. J. Geretschläger, G. M. Wallner, and J. Fischer, “Structure and basic properties of photovoltaic module backsheets,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 144, pp. 451–456, Jan. 2016, doi: 10.1016/j.solmat.2015.09.060.
- [33] O. S. Sastry et al., “Performance analysis of field exposed single crystalline silicon modules,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 94, no. 9, pp. 1463–1468, Sep. 2010, doi: 10.1016/j.solmat.2010.03.035.
-

- [34] M. Gagliardi, P. Lenarda, and M. Paggi, “A reaction-diffusion formulation to simulate EVA polymer degradation in environmental and accelerated ageing conditions,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 164, pp. 93–106, May 2017, doi: 10.1016/j.solmat.2017.02.014.
- [35] E. Kaplani, “Detection of Degradation Effects in Field-Aged c-Si Solar Cells through IR Thermography and Digital Image Processing,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2012, pp. 1–11, 2012, doi: 10.1155/2012/396792.
- [36] N. Bosco, S. Moffitt, and L. T. Schelhas, “Mechanisms of adhesion degradation at the photovoltaic module’s cell metallization-encapsulant interface,” *Prog Photovolt Res Appl*, vol. 27, no. 4, pp. 340–345, Apr. 2019, doi: 10.1002/pip.3106.
- [37] R. Meena, S. Kumar, and R. Gupta, “Comparative investigation and analysis of delaminated and discolored encapsulant degradation in crystalline silicon photovoltaic modules,” *Solar Energy*, vol. 203, pp. 114–122, Jun. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.04.041.
- [38] M. Dhimish, V. Holmes, B. Mehrdadi, and M. Dales, “The impact of cracks on photovoltaic power performance,” *Journal of Science: Advanced Materials and Devices*, vol. 2, no. 2, pp. 199–209, Jun. 2017, doi: 10.1016/j.jsamd.2017.05.005.
- [39] M. Dhimish, “Micro cracks distribution and power degradation of polycrystalline solar cells wafer: Observations constructed from the analysis of 4000 samples,” *Renewable Energy*, vol. 145, pp. 466–477, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.06.057.
- [40] F. Haase, J. Kasewieter, S. R. Nabavi, E. Jansen, R. Rolfes, and M. Kontges, “Fracture Probability, Crack Patterns, and Crack Widths of Multicrystalline Silicon Solar Cells in PV Modules During Mechanical Loading,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 8, no. 6, pp. 1510–1524, Nov. 2018, doi: 10.1109/JPHOTOV.2018.2871338.
- [41] R. Sato, T. Ishii, S. Choi, Y. Chiba, M. Kasu, and A. Masuda, “Output power behavior of passivated emitter and rear cell photovoltaic modules during early installation stage: influence of light-induced degradation,” *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 58, no. 10, p. 106510, Oct. 2019, doi: 10.7567/1347-4065/ab42ba.
- [42] E. Cho, A. Rohatgi, and Y.-W. Ok, “Comparison of light-induced degradation and regeneration in P-type monocrystalline full aluminum back surface field and passivated emitter rear cells,” *Current Applied Physics*, vol. 18, no. 12, pp. 1600–1604, Dec. 2018, doi: 10.1016/j.cap.2018.10.015.
-

- [43] Y. Komatsu, S. Yamaguchi, A. Masuda, and K. Ohdaira, "Multistage performance deterioration in n-type crystalline silicon photovoltaic modules undergoing potential-induced degradation," *Microelectronics Reliability*, vol. 84, pp. 127–133, May 2018, doi: 10.1016/j.microrel.2018.03.018.
- [44] S. Deng et al., "Research on hot spot risk for high-efficiency solar module," *Energy Procedia*, vol. 130, pp. 77–86, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.09.399.
- [45] Y. Ping, L. Yuzheng, L. Heng, and Z. Zhixiang, "Analysis and diagnosis of hot spot failure in c-Si PV module," *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.*, vol. 332, p. 042011, Nov. 2019, doi: 10.1088/1755-1315/332/4/042011.
- [46] M. C. C. de Oliveira, A. S. A. Diniz Cardoso, M. M. Viana, and V. de F. C. Lins, "The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2299–2317, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.06.039.
- [47] M. A. Munoz, M. C. Alonso-García, N. Vela, and F. Chenlo, "Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions," *Solar Energy*, vol. 85, no. 9, pp. 2264–2274, Sep. 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.06.011.
- [48] D. Quansah, M. Adaramola, G. Takyi, and I. Edwin, "Reliability and Degradation of Solar PV Modules—Case Study of 19-Year-Old Polycrystalline Modules in Ghana," *Technologies*, vol. 5, no. 2, p. 22, May 2017, doi: 10.3390/technologies5020022.
- [49] "IEC 61724:1998 'Photovoltaic system performance monitoring –Guidelines for measurement, data exchange and analysis',." International Electrotechnical Commission, 1998.
- [50] "IEC61724-1:2017. Photovoltaic System Performance—Part 1: Monitoring; International Electrotechnical Commission." 2017.
- [51] A. Al-Otaibi, A. Al-Qattan, F. Fairouz, and A. Al-Mulla, "Performance evaluation of photovoltaic systems on Kuwaiti schools' rooftop," *Energy Conversion and Management*, vol. 95, pp. 110–119, May 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.02.039.
- [52] K. Attari, A. Elyaakoubi, and A. Asselman, "Performance analysis and investigation of a grid-connected photovoltaic installation in Morocco," *Energy Reports*, vol. 2, pp. 261–266, 2016.
-

- [53] M. E. H. Jed, P.-O. Logerais, C. Malye, O. Riou, F. Delaleux, and M. El Bah, “Analysis of the performance of the photovoltaic power plant of Sourdun (France),” *International Journal of Sustainable Engineering*, pp. 1–13, Sep. 2021, doi: 10.1080/19397038.2021.1971321.
- [54] R. Ihaddadene, M. El hassen Jed, N. Ihaddadene, and A. De Souza, “Analytical assessment of Ain Skhouna PV plant performance connected to the grid under a semi-arid climate in Algeria,” *Solar Energy*, vol. 232, pp. 52–62, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.solener.2021.12.055.
- [55] S. Chokmaviroj, R. Wattanapong, and Y. Suchart, “Performance of a 500kWp grid connected photovoltaic system at Mae Hong Son Province, Thailand,” *Renewable Energy*, vol. 31, no. 1, pp. 19–28, Jan. 2006, doi: 10.1016/j.renene.2005.03.004.
- [56] R. Dabou et al., “Monitoring and performance analysis of grid connected photovoltaic under different climatic conditions in south Algeria,” *Energy Conversion and Management*, vol. 130, pp. 200–206, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.enconman.2016.10.058.
- [57] A. H. H. Ali, H. A. S. Zeid, and H. M. G. AlFadhli, “Energy performance, environmental impact, and cost assessments of a photovoltaic plant under Kuwait climate condition,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 22, pp. 25–33, Aug. 2017, doi: 10.1016/j.seta.2017.05.008.
- [58] M. J. Adinoyi and S. A. M. Said, “Effect of dust accumulation on the power outputs of solar photovoltaic modules,” *Renewable Energy*, vol. 60, pp. 633–636, Dec. 2013, doi: 10.1016/j.renene.2013.06.014.
- [59] B. Guo, W. Javed, B. W. Figgis, and T. Mirza, “Effect of dust and weather conditions on photovoltaic performance in Doha, Qatar,” in *2015 First Workshop on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE)*, Doha, Qatar, Mar. 2015, pp. 1–6. doi: 10.1109/SGRE.2015.7208718.
- [60] A. Sayyah, M. N. Horenstein, and M. K. Mazumder, “Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels,” *Solar Energy*, vol. 107, pp. 576–604, 2014.
- [61] D. A. Quansah and M. S. Adaramola, “Assessment of early degradation and performance loss in five co-located solar photovoltaic module technologies installed in Ghana using performance ratio time-series regression,” *Renewable Energy*, vol. 131, pp. 900–910, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.07.117.
-

- [62] L. C. de Lima, L. de Araújo Ferreira, and F. H. B. de Lima Morais, "Performance analysis of a grid connected photovoltaic system in northeastern Brazil," *Energy for Sustainable Development*, vol. 37, pp. 79–85, Apr. 2017, doi: 10.1016/j.esd.2017.01.004.
- [63] M. S. Adaramola and E. E. T. Vågnes, "Preliminary assessment of a small-scale rooftop PV-grid tied in Norwegian climatic conditions," *Energy Conversion and Management*, vol. 90, pp. 458–465, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2014.11.028.
- [64] U. Jahn, "Performance Of 170 Grid Connected Pv Plants In Northern Germany--Analysis Of Yields And Optimization Potentials," p. 7.
- [65] E. Kymakis, S. Kalykakis, and T. M. Papazoglou, "Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete," *Energy Conversion and Management*, vol. 50, no. 3, pp. 433–438, Mar. 2009, doi: 10.1016/j.enconman.2008.12.009.
- [66] J. Taylor, J. Leloux, A. M. Everard, J. Briggs, and A. Buckley, "Monitoring thousands of distributed PV systems in the UK: Energy production and performance," PVSAT-11, Leeds, 2015.
- [67] J. D. Mondol, Y. Yohanis, M. Smyth, and B. Norton, "Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland," *Energy Conversion and Management*, vol. 47, no. 18–19, pp. 2925–2947, Nov. 2006, doi: 10.1016/j.enconman.2006.03.026.
- [68] L. M. Ayompe, A. Duffy, S. J. McCormack, and M. Conlon, "Measured performance of a 1.72kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland," *Energy Conversion and Management*, vol. 52, no. 2, pp. 816–825, Feb. 2011, doi: 10.1016/j.enconman.2010.08.007.
- [69] S. Sundaram and J. S. C. Babu, "Performance evaluation and validation of 5MWp grid connected solar photovoltaic plant in South India," *Energy Conversion and Management*, vol. 100, pp. 429–439, Aug. 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.04.069.
- [70] H. A. Kazem, T. Khatib, K. Sopian, and W. Elmenreich, "Performance and feasibility assessment of a 1.4kW roof top grid-connected photovoltaic power system under desertic weather conditions," *Energy and Buildings*, vol. 82, pp. 123–129, Oct. 2014, doi: 10.1016/j.enbuild.2014.06.048.
- [71] M. Malvoni, N. M. Kumar, S. S. Chopra, and N. Hatziargyriou, "Performance and degradation assessment of large-scale grid-connected solar photovoltaic power plant in
-

- tropical semi-arid environment of India,” *Solar Energy*, vol. 203, pp. 101–113, Jun. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.04.011.
- [72] B. Tripathi, P. Yadav, S. Rathod, and M. Kumar, “Performance analysis and comparison of two silicon material based photovoltaic technologies under actual climatic conditions in Western India,” *Energy Conversion and Management*, vol. 80, pp. 97–102, Apr. 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2014.01.013.
- [73] S. Wittkopf, S. Valliappan, L. Liu, K. S. Ang, and S. C. J. Cheng, “Analytical performance monitoring of a 142.5kWp grid-connected rooftop BIPV system in Singapore,” *Renewable Energy*, vol. 47, pp. 9–20, Nov. 2012, doi: 10.1016/j.renene.2012.03.034.
- [74] D. H. Daher, L. Gaillard, M. Amara, and C. Ménézo, “Impact of tropical desert maritime climate on the performance of a PV grid-connected power plant,” *Renewable Energy*, vol. 125, pp. 729–737, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.03.013.
- [75] A. Necaibia et al., “Analytical assessment of the outdoor performance and efficiency of grid-tied photovoltaic system under hot dry climate in the south of Algeria,” *Energy Conversion and Management*, vol. 171, pp. 778–786, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.06.020.
- [76] “Projets | Société Mauritanienne d’Electricité.” <https://www.somelec.mr/?q=Projets> (accessed Jun. 27, 2022).
- [77] K. A. Klise, J. S. Stein, and J. Cunningham, “Application of IEC 61724 Standards to Analyze PV System Performance in Different Climates,” in 2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), Washington, DC, Jun. 2017, pp. 3161–3166. doi: 10.1109/PVSC.2017.8366666.
- [78] M. El Hacen Jed, R. Ihaddadene, N. Ihaddadene, C. Elb. Elhadji Sidi, and M. EL Bah, “Performance analysis of 954,809 kWp PV array of Sheikh Zayed solar power plant (Nouakchott, Mauritania),” *Renewable Energy Focus*, vol. 32, pp. 45–54, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.ref.2019.11.002.
- [79] Enviromena Power System, “Overview Of System Components – B2 Mauritania 15mw Solar Power Project.”
- [80] Enviromena Power System, “Introduction To Photovoltaic Basics – B1 Mauritania 15mw Solar Power Project.”
-

- [81] B. Marion et al., “Performance parameters for grid-connected PV systems,” in Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005., Lake buena Vista, FL, USA, 2005, pp. 1601–1606. doi: 10.1109/PVSC.2005.1488451.
- [82] D. H. Daher, L. Gaillard, M. Amara, B. Lips, and C. Ménézo, “Suivi expérimental des performances d’une centrale solaire photovoltaïque à Djibouti,” in 3ième Colloque International Francophone d’Énergétique et Mécanique Les énergies renouvelables et la mécanique appliquée à l’industrie., 2014, p. ART-17.
- [83] A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, C. M. F. Kébé, P. A. Ndiaye, and V. Sambou, “Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review,” *Solar Energy*, vol. 96, pp. 140–151, Oct. 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.07.005.
- [84] G. Makrides, B. Zinsser, M. Norton, G. E. Georghiou, M. Schubert, and J. H. Werner, “Potential of photovoltaic systems in countries with high solar irradiation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 2, pp. 754–762, Feb. 2010, doi: 10.1016/j.rser.2009.07.021.
- [85] D. Micheli, S. Alessandrini, R. Radu, and I. Casula, “Analysis of the outdoor performance and efficiency of two grid connected photovoltaic systems in northern Italy,” *Energy conversion and management*, vol. 80, pp. 436–445, 2014.
- [86] S. Silvestre, A. Tahri, F. Tahri, S. Benlebna, and A. Chouder, “Evaluation of the performance and degradation of crystalline silicon-based photovoltaic modules in the Saharan environment,” *Energy*, vol. 152, pp. 57–63, Jun. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.03.135.
- [87] J. B. Lee, J. W. Park, J. H. Yoon, N. C. Baek, D. K. Kim, and U. C. Shin, “An empirical study of performance characteristics of BIPV (Building Integrated Photovoltaic) system for the realization of zero energy building,” *Energy*, vol. 66, pp. 25–34, Mar. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2013.08.012.
- [88] “Ministère de l’Énergie | Algérie.” <https://www.energy.gov.dz/?article=bilan-energetique-national-du-secteur> (accessed Jun. 27, 2022).
- [89] “Norme Internationale Cei 60529 Iec International Standard,” 2001.
- [90] H. Ibrahim and N. Anani, “Variations of PV module parameters with irradiance and temperature,” *Energy Procedia*, vol. 134, pp. 276–285, 2017.
- [91] M. Catelani, L. Ciani, L. Cristaldi, M. Faifer, M. Lazzaroni, and M. Rossi, “Characterization Of Photovoltaic Panels: The Effects Of Dust,” p. 6.
-



- [92] K. Padmavathi and S. A. Daniel, "Performance analysis of a 3MWp grid connected solar photovoltaic power plant in India," *Energy for Sustainable Development*, vol. 17, no. 6, pp. 615–625, Dec. 2013, doi: 10.1016/j.esd.2013.09.002.
- [93] S. Kichou, E. Abaslioglu, S. Silvestre, G. Nofuentes, M. Torres-Ramírez, and A. Chouder, "Study of degradation and evaluation of model parameters of micromorph silicon photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Jaén, Spain," *Energy Conversion and Management*, vol. 120, pp. 109–119, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.enconman.2016.04.093.
- [94] C. E. B. Elhadj Sidi, M. L. Ndiaye, M. El Bah, A. Mbodji, A. Ndiaye, and P. A. Ndiaye, "Performance analysis of the first large-scale (15 MW p ) grid-connected photovoltaic plant in Mauritania," *Energy Conversion and Management*, vol. 119, pp. 411–421, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.enconman.2016.04.070.
- [95] M. Wichliński and J. Staszkiwicz, "Photovoltaic installation for a roofed car park in Egypt as an example of effective use of solar energy," in *E3S Web of Conferences*, 2018, vol. 49, p. 00127.
- [96] J. M. El Hacen, R. Ihaddadene, N. Ihaddadene, C. E. B. Elhadji Sidi, M. EL Bah, and P.-O. Logerais, "Performance analysis of micro-amorphe silicon PV array under actual climatic conditions in Nouakchott, Mauritania," in *2019 10th International Renewable Energy Congress (IREC)*, Sousse, Tunisia, Mar. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/IREC.2019.8754599.
- [97] A. M. Al-Sabounchi, S. A. Yalyali, and H. A. Al-Thani, "Design and performance evaluation of a photovoltaic grid-connected system in hot weather conditions," *Renewable Energy*, vol. 53, pp. 71–78, May 2013, doi: 10.1016/j.renene.2012.10.039.
- [98] L. Jonathan, N. Luis, and T. David, "Review of the performance of residential PV systems in Belgium," *Renew Sustain Energy Rev*, vol. 16, pp. 178–184, 2012.
- [99] J. Leloux, "Monitoring et suivi des installations PV".
- [100] B. Dobaria, M. Pandya, and M. Aware, "Analytical assessment of 5.05 kWp grid tied photovoltaic plant performance on the system level in a composite climate of western India," *Energy*, vol. 111, pp. 47–51, Sep. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.05.082.
- [101] N. Aarich, M. Raoufi, A. Bennouna, and N. Erraissi, "Outdoor comparison of rooftop grid-connected photovoltaic technologies in Marrakech (Morocco)," *Energy and Buildings*, vol. 173, pp. 138–149, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.enbuild.2018.05.030.
-

- [102] N. Aarich et al., “Photovoltaic DC yield maps for all Morocco validated with ground measurements,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 47, pp. 158–169, Dec. 2018, doi: 10.1016/j.esd.2018.10.003.
- [103] “Home - System Advisor Model (SAM).” <https://sam.nrel.gov/> (accessed Sep. 09, 2021).
- [104] “HOMER Pro - Microgrid Software for Designing Optimized Hybrid Microgrids.” <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html> (accessed Sep. 09, 2021).
- [105] N. R. Canada, “retscreen,” Mar. 10, 2010. <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-and-publications/tools/modelling-tools/retscreen/7465> (accessed Sep. 09, 2021).
- [106] “MATLAB GUI.” <https://www.mathworks.com/discovery/matlab-gui.html> (accessed Jan. 05, 2020).
-

---

# Résumé

---

تقدم هذه الرسالة دراسة أداء محطات الطاقة الشمسية الكهروضوئية وفقاً لمعيار IEC 61724. من أجل تحليل وتقييم أداء محطتين للطاقة الكهروضوئية متصلتين بالشبكة في بيئات مختلفة ، واحدة في نواكشوط موريتانيا بقدرة 15 ميغاوات والأخرى 30 ميغاواط في سعيمة الجزائر. الهدف من هذه الدراسة هو معرفة تأثير البيئة على إنتاج وأداء هذه المنشآت ذات التقنيات والأحجام المختلفة. و تأثير الظروف المناخية ، وتحديد ارتفاع درجة الحرارة المحيطة ، على انخفاض أداء المحطات والتي تتراوح من 61% إلى 71% لنواكشوط ومن 77.08% إلى 90.26% لمحطة سعيمة. أخيراً ، قمنا بتطوير برنامج مبتكر يسمى PVPA يهدف إلى: تحليل بطريقة بسيطة وسريعة أداء المحطات الكهروضوئية من البيانات المسجلة لهذه الأخيرة وفقاً لمعيار IEC 61724 لتسهيل معالجة البيانات الضخمة. تم تقديم حالة تطبيق لمحطة طاقة شمسية بقدرة 13 ميغاوات في تمنراست ، الجزائر في هذه الدراسة.

الكلمات الرئيسية: الأداء ، المحطات ، معيار IEC 61724 ، التدهور ، البرامج ومعالجة البيانات

Cette thèse présente l'étude de performance des centrales solaire PV selon la norme IEC 61724. Afin d'analyser et évaluer la performance de deux centrales photovoltaïques connectés au réseau dans des environnements différentes, une à Nouakchott Mauritanie de 15 MWc et l'autre de 30 MWc à Saïda Algérie. L'objectif de cette étude est de voir l'influence de l'environnement sur la production et la performance de ses installations de technologies différentes et de tailles différentes. L'influence des conditions climatiques spécifiquement l'augmentation de la température ambiante sur la diminution de la performance des installations qui varient de 61% en à 71% pour Nouakchott et de 77,08 % à 90,26 % pour la centrale de Saïda. Finalement on a élaboré un logiciel innové intitulé PVPA qui a pour but : d'analyser d'une manière simple et rapide la performance des installations PV à partir des données enregistrées de ces installations selon la norme IEC 61724 pour faciliter le traitement des BIG DATA. Un cas d'application à une centrale PV de 13 MWp en Tamanrasset, Algérie est présenté dans cette étude.

**Mots-clés :** Performance, centrale, norme IEC 61724, dégradation, logiciel et traitement des données

This thesis presents the performance study of solar PV power plants according to the IEC 61724 standard. In order to analyze and evaluate the performance of two grid-connected photovoltaic power plants in different environments, one in Nouakchott Mauritania of 15 MWp and the other of 30 MWp in Saïda Algeria. The aim of this study is to examine the influence of the environment on the production and performance of these installations, which use different technologies and are of different sizes. The influence of climatic conditions, specifically the increase in ambient temperature, on the decrease in power plant performance, which varies from 61% to 71% for Nouakchott and from 77.08% to 90.26% for the Saïda plant. Finally, we developed an innovative software package called PVPa, which is designed to analyze the performance of PV plants quickly and easily, using data recorded from these plants in accordance with the IEC 61724 standard, to facilitate the processing of big data. A case study of a 13 MWp PV power plant in Tamanrasset, Algeria, is presented in this study.

**Keywords:** Performance, plant, IEC 61724 standard, degradation, software and data processing

---