

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم

Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem

كلية العلوم والتكنولوجيا مستغانم

Faculté Des Sciences et de la Technologie Mostaganem



Mémoire De Fin D'Étude De Master Académique

N° d'ordre : M...../GE/2024

## Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de Master Académique

**Filière :** Energies Renouvelable

**Spécialité :** Energies renouvelables en électrotechnique

Présenté par :

**BENNADJI Nabil**

**TOUMI Mohamed Akram Eddine**

*Évaluation des performances et analyse de la dégradation de  
la centrale photovoltaïque reliée au réseau électrique à  
Naâma Algérie*

Président: Mme. Ghomri Leila

MCA

Université de Mostaganem

Examineur: Mr. Souag Slimane

MCB

Université de Mostaganem

Encadrant: Mr. Bekkouche Benaïssa

Pr

Université de Mostaganem

Co – Encadrant : Mlle. Amrani Fatima Zohra  
Bohra

Doctorante

Université de Mostaganem

Année Universitaire : 2023/2024

# Remerciement

*Nous remercions Dieu de nous avoir accordé la force et le courage de mener à bien ce travail.*

*Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire de fin d'étude.*

*Nous adressons nos sincères remerciements à notre directeur de mémoire, le Professeur BEKKOUCHE, pour ses conseils avisés, son soutien continu et sa patience tout au long de ce travail. Ses vastes connaissances et son expérience ont été d'une aide précieuse.*

*Comme nous remercie particulièrement la doctorante Amrani Bouchra Fatima Zohra pour son aide précieuse et son soutien durant les moments difficiles de ce projet.*

*Nous tenons également à remercier Dr GHOMRI Leila présidente de jury et Dr SOUAG Slimane examinateur pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'expertiser notre travail.*

*Mes remerciements vont également à mes camarades de promotion pour leur amitié et leur soutien moral.*

*Enfin, Un grand merci aux enseignants qui participés à notre formation et aux équipes techniques et administratives de la centrale photovoltaïque de Naâma pour leur collaboration et l'accès aux données indispensables à cette étude. Je n'oublie pas ma famille et mes amis pour leur soutien inconditionnel et leur encouragement tout au long de mes études.*

# Dédicaces

*À nos chers parents,*

*En témoignage d'affection et de reconnaissance pour leur amour, leurs sacrifices, leurs encouragements et leurs soutiens.*

*À nos chers frères et sœurs,*

*À Mlle. AMRANI Bouchra Fatima Zohra,*

*Pour son soutien indéfectible, son patience et sa compréhension tout au long de ce parcours académique.*

*À nos amis et collègues de la promotion de Master 2 énergie renouvelable,*

*À toute la promotion d'Énergie Renouvelable.*

*Et avant tous mercis ALLAH je dis ALHAMDOLILLAH*

**BENNADJI NABIL**

**TOUMI MOHAMED AKRAM EDDINE**



## Résumé :

*L'objectif principal de ce travail présente une évaluation des performances et une analyse de la dégradation de la centrale photovoltaïque reliée au réseau électrique à Naâma Algérie. Une centrale de capacité de 20 MW mise en service en 2017. L'installation de la centrale contient 20 onduleurs d'une puissance de 1 MW, connectés à un transformateur de 1800 KVA. Le nombre de panneaux par onduleur est de 3984 panneaux, répartis sur 166 chaînes avec 24 panneaux connectés en série par chaîne. Au total, le champ global contient 79680 panneaux. En examinant les indicateurs clés de performance, tels que Eac, Yr, Yf, Eff, CF et PR, et en comparant ces données réelles avec celles simulées par le logiciel PVsyst, nous avons conclu que les données simulées sont très proches des données réelles.*

*D'autre part, nous avons comparé la production d'énergie entre la cinquième année de production en 2022 et l'énergie simulée par le logiciel PVsyst. Cette opération a pris en compte les différents facteurs de dégradation utilisés par PVsyst, tels que le vieillissement des modules photovoltaïques, l'inadéquation des modules et la réparation ou le remplacement des onduleurs.*

*Les résultats montrent que malgré les différences entre les valeurs réelles et celles simulées par PVsyst, ce logiciel peut encore être utilisé en analyse de dégradation pour en obtenir une estimation globale. Bien que PVsyst n'intègre pas toutes les sources potentielles de dégradation dans ses calculs, il reste un outil précieux pour évaluer les performances des systèmes photovoltaïques, comprendre les tendances de dégradation au fil du temps et peut fournir une estimation initiale utile de la dégradation d'un système donné. Ainsi à partir de l'analyse globale des résultats, nous avons conclu que la centrale, malgré son emplacement dans un climat désertique, présente toujours de bonnes performances.*

**Mots clés :** *Energie photovoltaïque, Centrale de NAAMA, Système PV, Ratio de performance.*

## Abstract:

*The main objective of this work presents a performance evaluation and an analysis of the degradation of the photovoltaic power plant connected to the electricity grid in Naâma Algeria. A 20 MW power plant commissioned in 2017. The plant installation contains 20 inverters with a power of 1 MW, connected to a 1,800 KVA transformer. The number of panels per inverter is 3984 panels, spread over 166 channels with 24 panels connected in series per chain. In total, the global field contains 79680 panels. By examining KPIs such as Eac, Yr, Yf, Eff, CF and PR, and comparing these actual data with those simulated by the PVsyst software, we concluded that the simulated data are very close to the actual data.*

*On the other hand, we compared the energy production between the fifth year of production in 2022 and the energy simulated by the PVsyst software. This operation took into account the various degradation factors used by PVsyst, such as aging of photovoltaic modules, mismatch of modules and repair or replacement of inverters.*

*The results show that despite the differences between the actual values and those simulated by PVsyst, this software can still be used in degradation analysis to obtain an overall estimate. Although PVsyst does not include all potential sources of degradation in its calculations, it remains a valuable tool for evaluating the performance of photovoltaic systems, understand degradation trends over time and can provide a useful initial estimate of the degradation of a given system. Thus, from the overall analysis of the results, we concluded that the plant, despite its location in a desert climate, still has good performance.*

**Key words:** *Photovoltaic energy, NAAMA power plant, PV system, Performance ratio*

## ملخص:

يقدم الهدف الرئيسي من هذا العمل تقييما للأداء وتحليلا لتدهور محطة الطاقة الكهروضوئية المتصلة بشبكة الكهرباء في النعامة بالجزائر. تم تشغيل محطة بسعة 20 ميجاوات في عام 2017. يحتوي تركيب المصنع على 20 محول بقوة 1 ميجاوات، متصلة بمحول 1800 كيلو فولت أمبير. عدد الألواح لكل عاكس هو 3984 لوحة، موزعة على 166 سلسلة مع 24 لوحة متصلة في سلسلة لكل سلسلة. في المجموع، يحتوي الحقل العالمي على 79680 لوحة. من خلال النظر إلى مؤشرات الأداء الرئيسية، مثل  $Eac$  و  $Yr$  و  $Yf$  و  $Eff$  و  $CF$  و  $PR$ ، ومقارنة هذه البيانات الفعلية بالبيانات التي تمت محاكاتها بواسطة برنامج PVsyst، توصلنا إلى أن البيانات المحاكاة قريبة جدا من البيانات الفعلية. من ناحية أخرى، قارنا إنتاج الطاقة بين السنة الخامسة من الإنتاج في عام 2022 والطاقة التي تمت محاكاتها بواسطة برنامج PVsyst. أخذت هذه العملية في الاعتبار عوامل التدهور المختلفة التي يستخدمها PVsyst، مثل تقادم الوحدات الكهروضوئية، وعدم كفاية الوحدات وإصلاح أو استبدال العاكسات.

تظهر النتائج أنه على الرغم من الاختلافات بين القيم الفعلية وتلك التي تمت محاكاتها بواسطة PVsyst، لا يزال من الممكن استخدام هذا البرنامج في تحليل التدهور للحصول على تقدير شامل. على الرغم من أن PVsyst لا يدمج جميع المصادر المحتملة للتدهور في حساباته، إلا أنه لا يزال أداة قيمة لتقييم أداء الأنظمة الكهروضوئية، وفهم اتجاهات التدهور بمرور الوقت، ويمكن أن يوفر تقديرا أوليا مفيدا لتدهور نظام معين. وهكذا، من التحليل الشامل للنتائج، استنتجنا أن المصنع، على الرغم من موقعه في مناخ صحراوي، لا يزال يعمل بشكل جيد.

**الكلمات المفتاحية:** الطاقة الكهروضوئية، محطة كهرباء نعامية، النظام الكهروضوئي، نسبة الأداء.

## Table des matières

Remerciement.....	I
Dédicaces .....	II
Résumé :.....	III
Liste des figures :.....	VIII
Liste des tableaux : .....	IX
Liste de symboles : .....	IX
Introduction générale.....	1
<b>Chapitre I Généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque</b>	
I.1. Introduction :.....	5
I.2. Les différents types d'énergies renouvelables :.....	5
I.3. Histoire de l'énergie solaire : .....	6
I.4. Potentiel énergétique en Algérie :.....	7
I.5. Programme des énergies en Algérie : .....	8
I.5.1. Transition énergétique vers les énergies renouvelables : .....	8
I.5.2. Stratégie nationale des énergies renouvelables :.....	9
I.5.3. Résumé des objectifs du programme : .....	10
I.5.4. Les centrales des énergies renouvelables réalisées en Algérie : .....	11
I.6. La conversion photovoltaïque : .....	12
I.6.1. Le fonctionnement des panneaux solaires :.....	12
I.6.2. La Technologie Photovoltaïque : .....	13
I.6.3. Modules et cellules photovoltaïques :.....	13
I.6.3.1. Association en série :.....	14
I.6.3.2. Association en parallèle :.....	14
I.6.3.3. Association mixte (série-parallèle) :.....	15
I.6.4. Les caractéristiques d'un panneau photovoltaïque.....	16
I.6.4.1. Les paramètres qui influent sur le rendement d'un panneau solaire : .....	16
I.6.4.2. Influence de la température sur le rendement d'un panneau solaire photovoltaïque :.....	16
I.6.4.3. Influence de l'intensité de la radiation lumineuse : .....	17
I.7. Les compositions de la centrale photovoltaïque : .....	17
I.7.1. Le champ PV : .....	17
I.7.2. Système de régulation : .....	18
I.7.3. Système de stockage : .....	18
I.7.4. Les convertisseurs :.....	18
I.7.4.1. L'onduleur : .....	18
I.7.4.2. L'hacheur :.....	21
I.7.5. Les différents types d'installation des centrales PV :.....	22
I.7.5.1. Système PV autonome :.....	22
I.7.5.2. Système PV raccordé au réseau sans stockage :.....	23
I.7.5.3. Système PV raccordé au réseau avec stockage : .....	23
I.8 Contraintes du système photovoltaïque : .....	24

I.8.1. Influence des systèmes photovoltaïque sur le réseau de distribution : .....	24
I.8.2. Influence sur le plan de tension : .....	24
I.8.3. Influence sur le plan de protection : .....	24
I.8.4. Influence sur la qualité de l'énergie : .....	24
I.8.5. Influence sur les pertes dans les réseaux de distribution : .....	25
I.9. Contraintes du réseau sur le système photovoltaïque : .....	25
I.9.1 Influence du réseau de distribution sur le fonctionnement des installations photovoltaïques : .....	25
I.9.2. Régime de neutre et courants de fuite : .....	25
I.9.3. Niveau de tension du réseau : .....	25
I.10. Raccordement des systèmes PV au réseau basse tension : .....	25
I.11. Sécurité des biens et des personnes : .....	26
I.12. Tension de raccordement : .....	26
I.13. Objectif de travail : .....	26
I.14. Conclusion : .....	27

## **Chapitre II Présentation de la centrale photovoltaïque de NAÄMA**

II.1. Introduction.....	29
II.2. Présentation du site : .....	29
II.2.1. Situation géographique : .....	29
II.2.2. Climat du site : .....	30
II.2.3. Gisement solaire de la région de NAAMA : .....	30
II.2.4. Localisation du site d'implantation : .....	31
II.3. Présentation de la centrale de Naâma : .....	32
II.4. Composant de la centrale PV raccordé au réseau : .....	32
II.4.1. Récapitulatif de dimensionnement du générateur Photovoltaïque de 20 MWc existant : .....	32
II.4.2. Les modules : .....	33
II.4.2.1. Les structures porteuses : .....	34
II.4.2.2. Orientation et inclinaison des modules : .....	35
II.4.2.3. Influence de l'orientation, de l'inclinaison et de l'ombrage sur la quantité d'énergie captée : ....	35
II.4.3. Le transformateur : .....	36
II.4.3. L'onduleur : .....	37
II.4.4. SKID : .....	38
II.4.5. Ring Main Unit (RMU): .....	38
II.5. Dimensionnement des panneaux photovoltaïques : .....	40
II.5.1. Pertes électriques : .....	42
II.5.2. Puissance nominale : .....	42
II.5.3. Le calcul de pré dimensionnement : .....	43
II.6. Les Protections : .....	44
II.6.1. Protection contre la foudre : .....	44
II.6.2. Protection des cellules : .....	44
II.6.3. Protection des postes de transformation et de livraison : .....	44
II.6.4. Défense incendie : .....	45

II.6.5. Phase d'exploitation :	45
II.6.6. Surveillance de la centrale :	45
II.7. Conclusion :	46
<b>Chapitre III Evaluation et analyse des performances de la centrale</b>	
III.1. Introduction :	48
III.2. Définition du logiciel du système PV :	48
III.3. Simulation d'une centrale photovoltaïque à l'aide du logiciel PVsyst :	48
III.4. Les paramètres de performance :	49
III.4.1. Production d'énergie :	49
III.4.2. Rendement du champ PV (YA) :	49
III.4.3. Rendement de référence (YR) :	50
III.4.4. Rendement finale PV (YF) :	50
III.4.5. Rendement du système PV ( $\square_{sys}$ ) :	50
III.4.6. Ratio de performance (PR) :	50
III.4.7. Facteur de capacité (CF) :	51
III.4.8. Perte de système (Ls) :	51
III.4.9. Perte de capture réseau (Lc) :	51
III.5. Résultat et discussion des résultats réel :	51
III.5.1. Analyse de performance de l'année 2017 :	51
III.5.2. Corrélation entre l'énergie produite total AC et l'irradiation :	53
III.5.3. Rendement de référence (Yr) et rendement final (Yf) :	54
III.5.4. Facteur de capacité avec le rendement final Yf :	54
III.5.5. Efficacité du système en fonction de la température :	55
III.5.6. Ratio de performance :	56
III.6. Validation des résultats par PVsyst :	56
III.6.1. Comparaison du PR de 2017 :	57
III.6.2. Analyse de la dégradation par PVsyst :	58
III.6.2.1. Comparaison de l'énergie produite entre 2017 et 2022 réels :	58
III.6.2.2. Comparaison de l'énergie produite entre 2022 réel et 2022 simulé :	59
III.7. Conclusion :	59
Conclusion générale.....	60
Références et bibliographie.....	63



## Liste des figures :

<b>Figure I.1</b> : Les types d'énergies renouvelables.....	5
<b>Figure I.2</b> : la moyenne annuelle d'irradiation globale sur une surface horizontale en Algérie. ....	8
<b>Figure I.3</b> : Évolution estimée du parc national de production d'électricité, selon le Ministère de l'Énergie et des Mines (MEM). ....	10
<b>Figure I.4</b> : Les énergies renouvelables en Algérie. ....	10
<b>Figure I.5</b> : Programme Algérien des énergies renouvelable.....	11
<b>Figure I.6</b> : Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire. ....	13
<b>Figure I.7</b> : Association des cellules solaires photovoltaïques. ....	14
<b>Figure I.8</b> : Caractéristiques résultantes d'un groupement de $N_s$ cellules en série.....	14
<b>Figure I.9</b> : Caractéristiques résultantes d'un groupement en parallèle $N_p$ cellules identiques. ....	15
<b>Figure I.10</b> : Caractéristiques résultantes d'un groupement mixte de cellules identiques. ....	15
<b>Figure I.11</b> : Architecture classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protection - Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant de circulation $I_{PV}$ . ....	16
<b>Figure I.12</b> : Influence de la température sur la caractéristique (I-V) et (P-V) pour une irradiation solaire de $1000W/m^2$ . ....	16
<b>Figure I.13</b> : Caractéristique (I-V) et (P-V) d'un module pour différentes irradiations solaires à $25^\circ C$ . ....	17
<b>Figure I.14</b> : Inclinaison de panneau par rapport au rayon de soleil.....	18
<b>Figure I.15</b> : Schéma de principe de l'onduleur monophasé. ....	19
<b>Figure I.16</b> : Schéma d'un onduleur triphasé.....	20
<b>Figure I.17</b> : Configurations du système PV.....	20
<b>Figure I.18</b> : Représentation schématique d'un onduleur avec transformateur et sans transformateur. ....	21
<b>Figure I.19</b> : Schéma d'un convertisseur boost.....	21
<b>Figure I.20</b> : Schéma d'un convertisseur Buck. ....	22
<b>Figure I.21</b> : Schéma d'un système photovoltaïque en site isolé. ....	22
<b>Figure I.22</b> : Schéma d'une installation photovoltaïque raccordé au réseau sans stockage. ....	23
<b>Figure I.23</b> : Schéma d'un système PV raccordé au réseau avec stockage. ....	23
<b>Figure II.1</b> : La situation géographique de Naama.....	29
<b>Figure II.2</b> : Un tracé de raccordement globale de la centrale vers PS Naama par GoogleEarth. ....	31
<b>Figure II.3</b> : Vues de face et en coupe des tables grands et petits formats sur longrines et pieux.....	35
<b>Figure II.4</b> : Influence de l'orientation, de l'inclinaison et de l'ombrage sur l'énergie rayonnée. ....	36
<b>Figure II.5</b> : Poste de transformation.....	36
<b>Figure II.6</b> : Schéma simplifié du SKID.....	38
<b>Figure II.7</b> : Schéma simplifié du RMU.....	39
<b>Figure II.8</b> : Schéma des cheminements de câbles du panneau au réseau électrique. ....	40
<b>Figure III.1</b> : Irradiation solaire mensuel de 2017. ....	52
<b>Figure III.2</b> : Température mensuelle de 2017. ....	52
<b>Figure III.3</b> : Vitesse du vent mensuel de 2017. ....	53
<b>Figure III.4</b> : Energie moyenne mensuelle d'AC et l'irradiation de 2017. ....	53
<b>Figure III.5</b> : Rendements énergétiques mensuel moyen de l'année 2017. ....	54
<b>Figure III.6</b> : Facteur de capacité et le rendement final. ....	55
<b>Figure III.7</b> : Efficacité moyen mensuel de système et température mensuel. ....	55
<b>Figure III.8</b> : Ratio de performance au cours de l'année 2017.....	56
<b>Figure III.9</b> : Le rapport de performance (PR) réel/PVsystem.....	57
<b>Figure III.10</b> : L'énergie produite de deux périodes étudiée (2017-2022). ....	58
<b>Figure III.11</b> : L'énergie produite réel et simulé par PVsystem de l'année 2022. ....	59

## Liste des tableaux :

<b>Tableau I.1</b> : Potentiel solaire en Algérie. ....	8
<b>Tableau I.2</b> : Répartition de ce programme par filière technologique. ....	11
<b>Tableau I.3</b> : Liste des Centrales des énergies renouvelables réalisées en Algérie. ....	11
<b>Tableau I.4</b> : Performances des différentes technologies des cellules photovoltaïques. ....	13
<b>Tableau II.1</b> : Données climatiques à Naâma. ....	30
<b>Tableau II.2</b> : Irradiation solaire à NAAMA. ....	31
<b>Tableau II.3</b> : Les coordonnées géographiques et astronomique. ....	32
<b>Tableau II.4</b> : Tableau récapitulatif de dimensionnement de la centrale PV. ....	33
<b>Tableau II.5</b> : Caractéristique générale de la centrale PV. ....	34
<b>Tableau II.6</b> : Caractéristiques électriques et température du modèle CS6P-250P. ....	34
<b>Tableau II.7</b> : Caractéristiques électriques du transformateur type DNTG 1800 H/30. ....	37
<b>Tableau II.8</b> : Caractéristique technique d'un onduleur Sunny central 800CP-JP. ....	37
<b>Tableau II.9</b> : Types des pertes. ....	42

## Liste de symboles :

AC	: Courant alternatif
AIE	: Agence internationale de l'énergie
BT	: Basse tension
Cd Te	: Tellurure de cadmium
CEI	: Commission électrotechnique internationale
CF	: Facteur de capacité
CSP	: Concentrated solar power
DC	: Courant continue
Eac	: Energie produite
EFF	: Rendement du système
Em	: Eclairage moyenne
Ga As	: Arséniure de gallium
Ge	: Germanium
GRTE	: Société Algérienne de gestion du réseau de transport de l'électricité
HT	: Haute tension
LC	: Perte de capteur réseau
LS	: Pert de système
MLI	: La modulation de largeur d'impulsions
MPPT	: Suiveur du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracker)
NASA	: Administration nationale de l'aéronautique et de l'espace
PR	: Ratio de performance
PV	: Photovoltaïque
PV <sub>sys</sub>	: PV système
RMU	: Ring main unit
SCADA	: (Supervisory Control And Data Acquisition) Système de contrôle et d'acquisition de données
Si	: Silicium
SKTM	: Shariket el Kahraba wel Taket Moutajdida
STC	: (Standard test condition) condition de test standard
Ta	: Température ambiante
Tc	: Température de la cellule
TUC	: Température d'utilisation de la cellule
YA	: Rendement du champ photovoltaïque
YF	: Rendement final
YR	: Rendement de référence

# **Introduction générale**

## Introduction générale

Les énergies renouvelables constituent une source d'énergie inépuisable et durable contrairement aux énergies fossiles qui s'épuisent et contribuent au changement climatique. Elles proviennent de sources naturelles qui se renouvellent constamment comme le soleil, le vent, l'eau et la biomasse.

L'énergie solaire photovoltaïque est une source d'énergie propre et renouvelable qui a le potentiel de jouer un rôle majeur dans la transition énergétique et la lutte contre le changement climatique. L'Algérie possède un potentiel solaire important, et l'exploitation de cette ressource permettra de diversifier le mix énergétique du pays et de répondre à la croissance de la demande en électricité. Afin d'améliorer notre système énergétique, diminuer les effets des gaz polluants et respecter les accords internationaux sur les énergies renouvelable, l'Algérie a élaborer un programme des énergies renouvelable étalé de 2011 à 2030. Ce programme a été révisé en 2015 par une priorité à l'accélération de réalisation des centrales photovoltaïques reliées au réseau. La première opération de réception était en 2016 ou le gouvernement a mit en service 23 centrales photovoltaïques raccordés au réseau dont la centrale PV de la centrale PV de NAAMA de 20MWc. Ainsi, notre travail consistera à une étude de cette dernière centrale en présentant ces différents constituants et son principe de fonctionnement, d'évaluer son dimensionnement et de comparer les performances du champ photovoltaïque selon les normes standardisées (Commission Electrotechnique Internationale) CEI 61724[1] et en fin de réaliser une analyse des performances de ce système P.V connecté au réseau pendant une période données.

Alors pour bien faire cette analyse et constatation de cette structure réceptionnée en 2017 par le gouvernement algérien, nous avons réparti notre plan de travail en trois axes comme suit :

Le premier axe, nous explorerons en détail les principes fondamentaux des rayonnements solaires, le potentiel énergétique du gisement solaire, le programme énergétique en Algérie avec ces stratégies et objectifs et que la centrale PV de Naama est incluse dans le programme, ainsi que les différentes technologies utilisées dans les panneaux solaires. Nous étudierons également les systèmes d'énergie solaire, les paramètres influant sur le rendement des panneaux photovoltaïques, les composants d'une centrale photovoltaïque, et enfin, nous aborderons les étapes de conversion de l'énergie photovoltaïque du faisceau lumineux à l'intensité électrique.

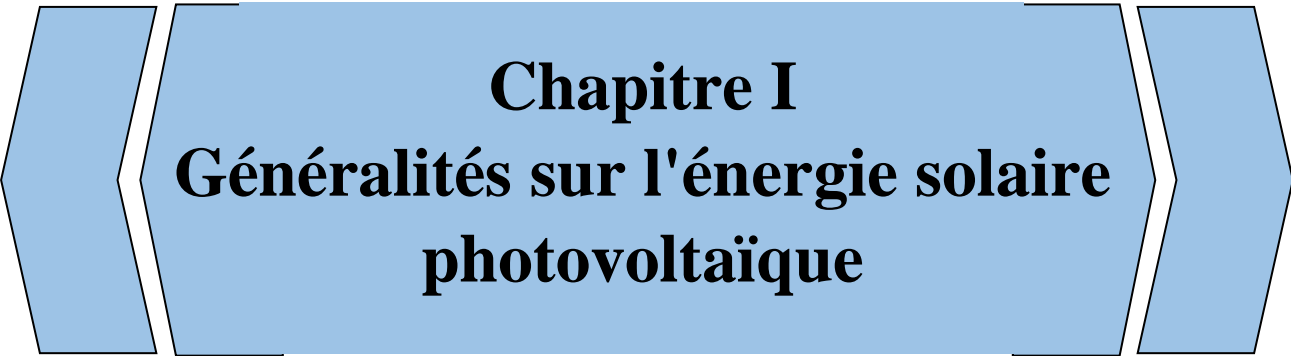
Le deuxième axe fournit une présentation approfondie du site et des caractéristiques de la centrale photovoltaïque de Naâma. La centrale est composée de plusieurs éléments clés qui assurent son fonctionnement optimal tels que : les modules photovoltaïques CS6P-250P, onduleur Sunny Central 800CP-JP, transformateur DNTG 1800 H/30, (SKID). Vérifier les paramètres de l'installation de la centrale ainsi les systèmes de protection.

Le troisième axe, nous aborderons les différentes étapes et les paramètres essentiels pour évaluer la performance et la dégradation de la centrale photovoltaïque en utilisant des outils informatiques. Nous

nous concentrerons sur l'analyse des performances en utilisant des paramètres standardisés définis par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et la Commission électrotechnique internationale (CEI). L'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques est cruciale dès la phase de conception pour prévoir les rendements énergétiques et identifier les éventuelles pertes. Dans cette optique, le logiciel de conception numérique est très essentiel pour faciliter d'évaluation des grandes installations. Il permet notamment l'importation de données météorologiques provenant de diverses sources, facilitant ainsi une analyse précise et contextualisée des performances attendues.

Les méthodes de simulation utilisées pour modéliser une centrale photovoltaïque spécifique, en l'occurrence celle de Naama, en Algérie seront décrit. Les différents paramètres de performance utilisés pour mesurer l'efficacité du système, tels que l'énergie produite ( $E_{ac}$ ), le rendement de référence (YR), le rendement final du système (YF), facteur de capacité (CF) et le rapport de performance (PR) seront détaillés. Ces opérations sont essentielles pour évaluer la production énergétique par rapport aux ressources solaires disponibles et pour maîtriser les pertes associées au système photovoltaïque.

Finalement, nous avons conclure notre travail par une conclusion générale qui résume notre méthodologie de travail.



**Chapitre I**  
**Généralités sur l'énergie solaire**  
**photovoltaïque**

## I.1. Introduction :

Les énergies renouvelables sont une source d'énergie inépuisable et durable, à la différence des énergies fossiles qui s'épuisent et contribuent au changement climatique. Elles proviennent de sources naturelles qui se renouvellent constamment, telles que le soleil, le vent, l'eau et la biomasse.

L'énergie solaire photovoltaïque est une source d'énergie propre et renouvelable qui a le potentiel de jouer un rôle majeur dans la transition énergétique et la lutte contre le changement climatique.

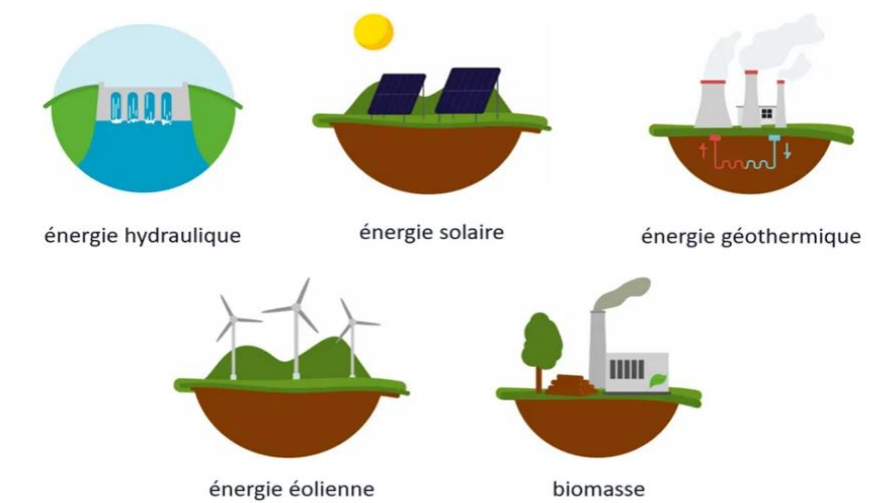
L'Algérie possède un potentiel solaire important et l'exploitation de cette ressource permettra de diversifier le mix énergétique du pays et de répondre à la croissance de la demande en électricité.

Dans ce chapitre, nous examinerons en détail les principes fondamentaux des rayonnements solaires, le potentiel énergétique du gisement solaire, ainsi que les différentes technologies utilisées dans les panneaux solaires. Nous étudierons également les systèmes d'énergie solaire, les paramètres influant sur le rendement des panneaux photovoltaïques, les composants d'une centrale photovoltaïque et enfin, nous aborderons l'intégration des énergies renouvelables en Algérie, mettant en lumière les défis et les opportunités dans ce contexte spécifique. [2]

## I.2. Les différents types d'énergies renouvelables :

Les énergies renouvelables sont des sources d'énergie dont le renouvellement naturel est assez rapide pour qu'elles puissent être considérées comme inépuisables à l'échelle du temps humain. Les principales énergies renouvelables sont [2] :

- L'énergie hydraulique
- L'énergie solaire
- L'énergie éolienne
- La géothermie
- L'énergie de biomasse



**Figure I.1** : Les types d'énergies renouvelables.

### I.3. Histoire de l'énergie solaire :

En 212 avant JC, Archimède a utilisé le soleil pour arrêter la flotte romaine en se servant des miroirs en bronze poli. Avec ces miroirs il a réussi à mettre le feu à la flotte à distance. L'humanité connaît la force du soleil depuis toujours et il est intéressant d'observer comment l'utilisation d'énergie provenant du soleil a évolué.

- 1839 : Le français Alexandre Edmond Becquerel (1820/1891) découvre l'effet photoélectrique. Avec son père Antoine César Becquerel (1788/1878), ils présentent devant l'Académie des Sciences l'effet photoélectrique expérimenté avec des électrodes de platine et de cuivre plongées dans une solution électrolytique acide [3].
- 1873 : Willoughby Smith (1828/1891), ingénieur électricien anglais, découvre avec son assistant J. May les propriétés photosensibles du sélénium.
- 1875 : Ernst Werner Von Siemens (1816/1892), ingénieur et industriel allemand, expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la Seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire.
- 1877 : William Grylls Adams (1836/1915), professeur anglais, met en évidence l'effet photovoltaïque du sélénium.
- 1885 : Ernst Werner Von Siemens précise que la conductivité du sélénium est proportionnelle à la racine carrée de l'intensité de la lumière et imagine les possibilités de captage de l'énergie solaire.
- 1887 : Heinrich Rudolf Hertz (1857/1894), physicien allemand, publie les résultats de ses expériences photoélectriques dans un article intitulé "Sur un effet de la lumière ultraviolette sur les décharges électriques".
- 1902 : Philippe Lenard (1862/1947), physicien allemand, fait une série d'observations sur l'énergie cinétique des électrons et détermine que le seuil de l'effet photoélectrique dépend de la fréquence de la lumière incidente.
- 1905 : Albert Einstein (1879/1955), physicien allemand, publie "Sur un point de vue heuristique concernant la production et la transformation de la lumière". En 1921, il reçoit le prix Nobel de physique pour son apport à la physique théorique et particulièrement son explication de l'effet photoélectrique.
- 1912 : Première mise en œuvre d'un capteur cylindro-parabolique inventé par Charles Vernon Boys (1855-1944), un physicien anglais [4].
- 1916 : Robert Andrews Millikan (1868/1953), physicien américain, confirme expérimentalement les travaux d'Einstein.
- 1939 : Russel Ohl (1898/1987), ingénieur américain, découvre la jonction p-n et ses travaux le conduisent à développer la première cellule solaire en silicium.



- 1949 : Félix Trombe (1906-1985), un chimiste français, développe les systèmes passifs de chauffage solaire et notamment le "mur Trombe". Il participe également au développement des fours solaires successifs du site d'Odeillo [4].
  - 1954 : La première cellule solaire (avec un rendement de conversion de 6 %) a été développée aux États-Unis par les chercheurs des laboratoires Bell (D.M. Chapin, C.S. Fuller, et G. L. Pearson), qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés" c-à-d "dopage" [5].
  - Le 17 mars 1958 : les premières cellules voyagent à bord du satellite Vanguard 1 lancé par les États Unis.
  - Le 7 aout 1959 : lancement du satellite américain Explorer 6 (ou S-2) fonctionnant à l'énergie photovoltaïque.
  - 1973 : la première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'université de Delaware.
  - Années 80 : les développements sont freinés pour des raisons de rentabilité liées notamment aux technologies trop coûteuses. (En 1983 : la première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie).
  - 2012 : la puissance photovoltaïque mondiale raccordée aux réseaux dépasse la barre des 100 GW.
  - 2013 : la production mondiale de modules photovoltaïques est passée de 5 MWc en 1982 à plus de 18GWc [6].
  - À fin 2017 : les capacités photovoltaïques mondiales avoisineraient 400 GW électriques selon l'AIE [4].
- En Algérie, Condor Electronics s'est lancé dans la production de panneaux photovoltaïques en juillet 2013, avec des projets ambitieux pour atteindre 12 000 MW en énergies renouvelables d'ici 2030. A la fin de 2013, la puissance photovoltaïque installée cumulée dans le monde était de 138,9 GW.

#### **I.4. Potentiel énergétique en Algérie :**

L'Algérie est le pays Africain et Méditerranéen disposant du potentiel d'énergie renouvelable le plus important à l'échelle régionale [7]. De même que les capacités les plus appropriées au développement et à l'exploitation de ce potentiel. Un potentiel énergétique lié à plusieurs types de sources, mais dont l'énergie solaire demeure la plus importante en disponibilité et puissance et, sans doute aussi, la plus compétitive à développer à l'avenir sous diverses formes.

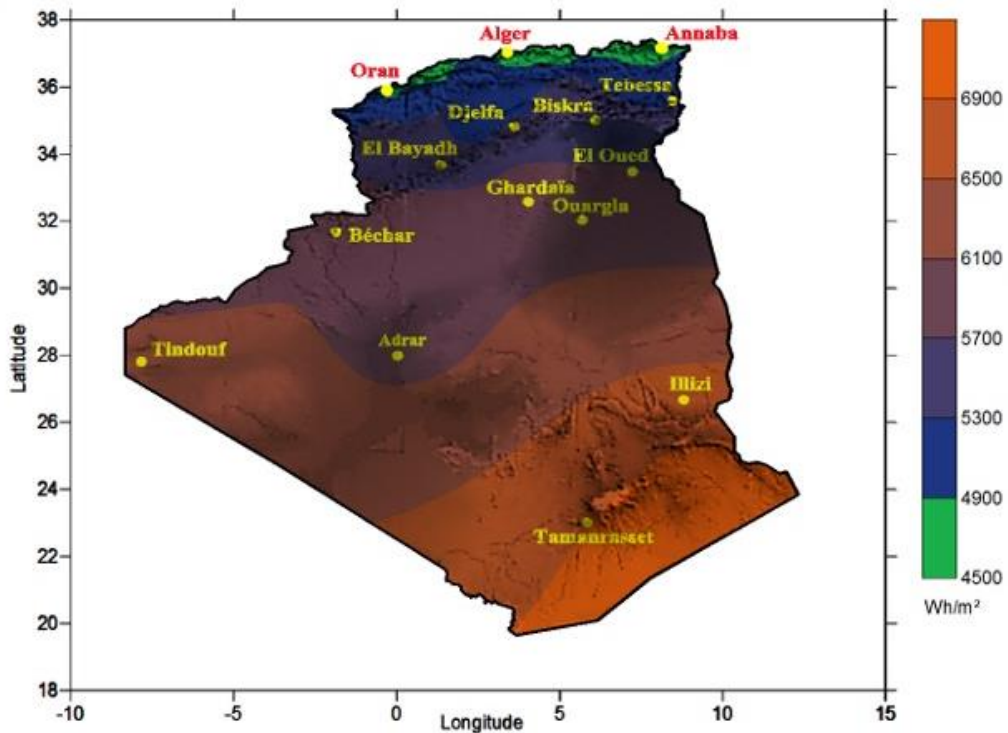
##### **Potentiel solaire :**

L'Algérie est en effet l'un des plus importants gisements d'énergie solaire au monde avec une durée d'insolation de 2.000 à 3.900 heures par an, et une irradiation journalière de 3.000 à 6.000 Wh/m<sup>2</sup>, soit l'équivalent de 10 fois la consommation mondiale [7], La figure (1.2) représente la moyenne annuelle de l'irradiation globale sur une surface horizontale en Algérie.

La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara) comme montré tableau (1.1). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m<sup>2</sup> est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/m<sup>2</sup>/an au Nord et 2263 kWh/m<sup>2</sup>/an au sud du pays.

**Tableau I.1** : Potentiel solaire en Algérie.

Région	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650



**Figure I.2** : la moyenne annuelle d'irradiation globale sur une surface horizontale en Algérie.

**I.5. Programme des énergies en Algérie :**

Le programme Algérien des énergies renouvelable est constitué de deux phases, la première phase était de 2011 à 2030 elle a été nommée programme de transition énergétique et développement des énergies renouvelables. La deuxième phase représente le programme 2015-2035 et considéré comme une mise à jour de la première nommée programme nationale des énergies renouvelables.

**I.5.1. Transition énergétique vers les énergies renouvelables :**

La consommation nationale totale en énergie ne cesse de développer, elle a connu une hausse de 3% chaque année [8], elle a atteint 66.9 Mtep en 2019 Les niveaux des besoins de gaz naturel du marché national serait de l'ordre de 55.4 milliards de m<sup>3</sup> en 2030 [9]. De même la production d'électricité devrait

être à 150Twh en 2030. Donc l'intégration énorme des énergies renouvelables dans la recette énergétique au sens de préserver les énergies fossiles et de diversifier les filières de la production de l'électricité, de protéger l'environnement et de contribuer au développement durable. Toutes ces considérations justifient l'importance d'entamer vaguement les énergies renouvelables dans la stratégie d'offre énergétique à long terme.

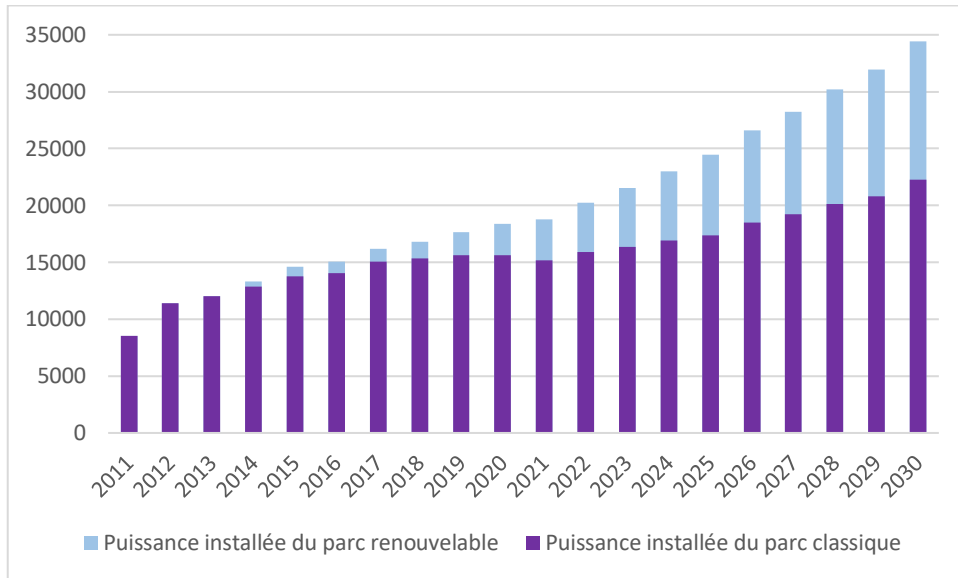
La transition énergétique occupe une place importante dans le plan d'action du gouvernement, le programme de transition énergétique vise, outre la diversification des sources énergétiques à travers le développement des énergies renouvelables, la promotion de l'efficacité énergétique en tant qu'action complémentaire de grande importance. Le pays ambitionne ainsi de s'affranchir de manière progressive de la dépendance des ressources conventionnelles et amorcer une dynamique d'émergence d'une énergie verte et durable, disponible localement et en abondance comme le solaire. La démarche, s'articule en fait sur les considérations suivantes :

- La préservation des ressources fossiles et leur valorisation.
- Le changement du modèle énergétique de production et de consommation.
- Le développement durable et la protection de l'environnement.
- La maîtrise des coûts de réalisation des installations des énergies renouvelables.

### **I.5.2. Stratégie nationale des énergies renouvelables :**

A but de d'exploité le potentiel disponible en Algérie mentionné dans la partie précédente, le gouvernement algérien a lancé le programme national des énergies renouvelables et efficacité énergétique, ce dernier a été réactualisé plusieurs fois récemment en 2020 [8].

Le nouveau programme adopté en 2020 permettrait au pays de produire 15000 MW d'ici 2035, dont 4000 MW d'ici 2024. [10]. Dans le cadre de ce programme, plusieurs stations reliées au réseau (23 centrales photovoltaïques, (01 parc éolien) basé sur l'énergie durable ont été installés de capacité d'une puissance de 354.3 MW.[11] A travers ce programme d'énergies renouvelables, l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir des filières photovoltaïque et éolienne en intégrant la biomasse, la cogénération, la géothermie et au-delà de 2021, le solaire thermique. Ces filières énergétiques seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance économique. 37 % de la capacité installée d'ici 2030 et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale, seront d'origine renouvelable [12] la figure (1.3) est une estimation de l'évolution de la production d'ici 2030.

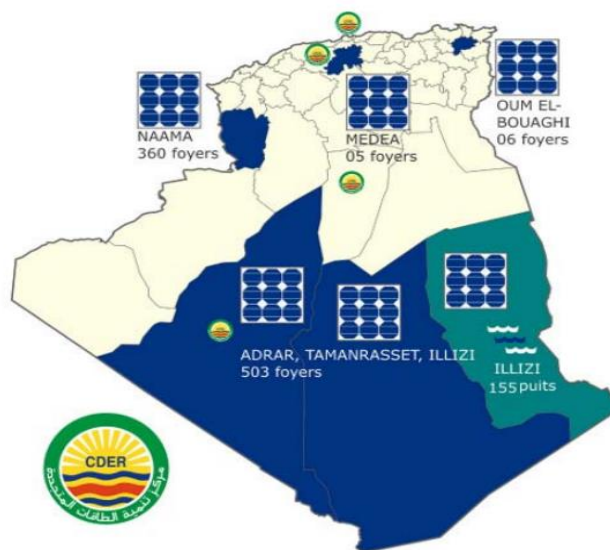


**Figure I.3 :** Évolution estimée du parc national de production d’électricité, selon le Ministère de l’Énergie et des Mines (MEM).

**I.5.3. Résumé des objectifs du programme :**

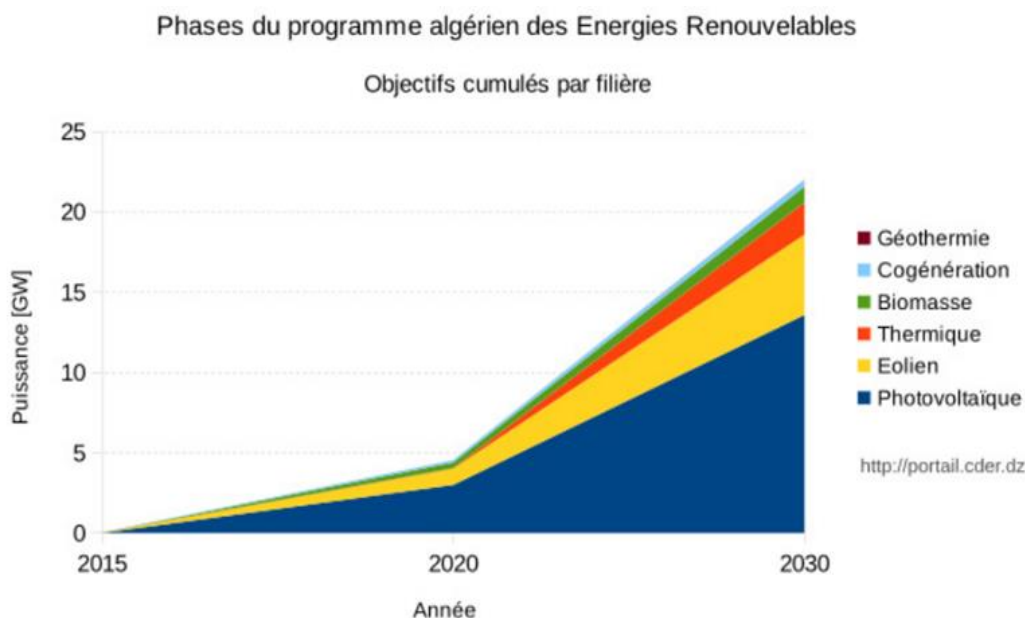
La révision du programme national porte essentiellement sur le développement du photovoltaïque et de l’éolien à grande échelle, sur l’introduction des filières de la biomasse (valorisation des déchets), de la cogénération et de la géothermie et également sur le report, à 2021, du développement du solaire thermique (CSP) Concentrated Solar Power.

Ce programme a connu une première phase consacrée à la réalisation de projets pilotes et de tests des différentes technologies disponibles, durant laquelle des éléments pertinents concernant les évolutions technologiques des filières considérées sont apparus sur la scène énergétique et ont conduit à la révision de ce programme. Conformément à la réglementation en vigueur, la réalisation de ce programme national est ouverte aux investisseurs du secteur public et privé nationaux et étrangers.[13]



**Figure I.4 :** Les énergies renouvelables en Algérie.

Le programme national des énergies renouvelables pour 2015-2030 vise à installer une capacité totale de 22 000 MW, dont plus de 4500 MW d'ici 2020. Il prévoit le développement du photovoltaïque, de l'éolien, de la biomasse, de la cogénération et de la géothermie, avec l'introduction du solaire thermique à partir de 2021. Les installations seront adaptées aux caractéristiques régionales : le Sud privilégiera l'hybridation des centrales existantes et les sites isolés, les Hauts Plateaux seront exploités pour leur ensoleillement et leur vent, et la région côtière utilisera les terrains disponibles, y compris les toitures des bâtiments. [14]



**Figure I.5 :** Programme Algérien des énergies renouvelable.

Les besoins complémentaires pour d'autres domaines d'application sont intégrés dans la capacité totale du photovoltaïque, tels que le résidentiel, l'agriculture, le pompage, les ressources en eau, l'industrie, l'éclairage public et les services. La répartition de ce programme par filière technologique, se présente comme suit :

**Tableau I.2 :** Répartition de ce programme par filière technologique.

Solaire Photovoltaïque	13575 MW
Eolien	5010 MW
Solaire thermique	2000 MW
Biomasse	1000 MW
Cogénération	400 MW
Géothermie	15 MW

#### I.5.4. Les centrales des énergies renouvelables réalisées en Algérie :

Le tableau I.3 présente la liste des centrales des énergies renouvelables réalisées par le gouvernement Algérien. Cette liste témoigne la volonté et l'engagement du pays envers une transition énergétique écologique et durable.

**Tableau I.3 :** Liste des Centrales des énergies renouvelables réalisées en Algérie.

Nom de la centrale	Type de la centrale	Localité	Puissance
Oued Kebrit	Photovoltaïque	Souk Ahras	15 MWc
El Hadjira	Photovoltaïque	Touggourt	10 MWc
Ain El Melh	Photovoltaïque	M'Sila	20 MWc
Ain El Bel	Photovoltaïque	Djelfa	20 MWc
Ain Skhouna	Photovoltaïque	Saida	30 MWc
E.B.S Chikh	Photovoltaïque	El Bayadh	24 MWc
Telga	Photovoltaïque	Tlemcen	12 MWc
Naama	Photovoltaïque	Naama	20 MWc
Kaberten	Photovoltaïque	Sud Algérie	03 MWc
Kaberten	Eolienne	Sud Algérie	10 MWc
Timimoune	Photovoltaïque	Sud Algérie	09 MWc
Ain Salah	Photovoltaïque	Sud Algérie	05 MWc
Aoulef	Photovoltaïque	Sud Algérie	05 MWc
Reggane	Photovoltaïque	Sud Algérie	05 MWc
Z.Kounta	Photovoltaïque	Sud Algérie	06 MWc
Adrar	Photovoltaïque	Sud Algérie	20 MWc

## I.6. La conversion photovoltaïque :

La conversion photovoltaïque est le processus par lequel la lumière du soleil est transformée directement en électricité à l'aide de cellules photovoltaïques. Ces cellules sont principalement constituées de matériaux semi-conducteurs, tels que le silicium. Ce processus utilise l'effet photovoltaïque pour générer un courant continu, converti en courant alternatif par un onduleur.

### I.6.1. Le fonctionnement des panneaux solaires :

La conversion photovoltaïque est la conversion directe de la lumière solaire en électricité, effectuée à l'aide de matériaux semi-conducteurs tel que le silicium (Si), le germanium (Ge) ou les composés semi-conducteurs tel que l'arséniure de gallium (Ga As), le tellure de cadmium (Cd Te). Les cellules solaires de type (Ga As) sont très coûteuses dans leur fabrication, leur utilisation est aujourd'hui essentiellement limitée aux applications spatiales. [15]

La cellule solaire à semi-conducteur est un dispositif permettant de débiter un courant électrique dans une charge externe lorsque celui-ci est exposé à la lumière. Son principe de fonctionnement se résume comme suit :

Lorsque la cellule est exposée au rayonnement solaire, les photons d'énergie ( $E_{ph}=h.\nu$ ) pénétrant dans la cellule solaire transmettent leur énergie aux atomes de la jonction. Si cette énergie est suffisamment élevée, elle peut faire passer les électrons de la bande de valence à la bande de conduction du matériau semi-conducteur créer ainsi des paires « électron- trou ». Les électrons (charges N) et les trous (charges P), sont alors maintenus séparés par un champ électrique qui constitue une barrière de potentiel.

Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone N rejoignent les trous de la zone P via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel et un courant électrique qui circule [16].

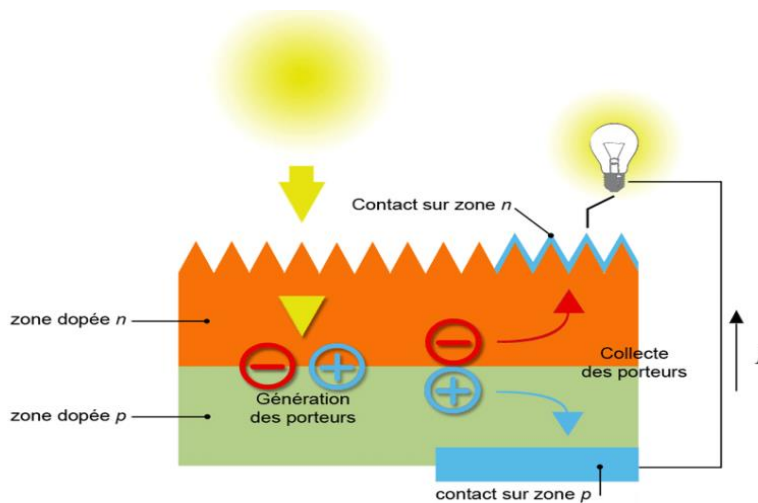


Figure I.6 : Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire.

**I.6.2. La Technologie Photovoltaïque :**

Le tableau compare les technologies photovoltaïques. Efficacité, coût et maturité sont détaillés pour chaque type de cellule. Ces données facilitent le choix de la technologie la plus adaptée à vos besoins.

Tableau I.4 : Performances des différentes technologies des cellules photovoltaïques.

	Technologies	Rendement	Avantages	Inconvénients	Durée de vie
1 <sup>ère</sup> Génération	Silicium Monocristallin	14-17%	Bon rendement pour une cellule	Coût élevé, perte de matière première en <del>cas</del> de fabrication	35 ans
	Silicium Polycristallin	12-15%	Bon rendement pour un module	Coût élevé perte matière première en <del>cas</del> de fabrication	35 ans
2 <sup>ème</sup> Génération	Silicium Amorphe	6-10%	Facile à fabriquer	Mauvais rendement	<10 ans
	CdTe	8-11%	Absorbe 90% des photons incidents	Cadmium très polluant	Non évaluée
	CIS/CIGS Manque de	10-12%	Energie degap ajustable 99% des photons absorbés	Matière première	5 ans
3 <sup>ème</sup> Génération	Cellules Organiques	10%	Faible coût de fabrication, Flexible	Rendement encore trop bas	Faible actuellement

**I.6.3. Modules et cellules photovoltaïques :**

Le module PV est par définition un ensemble de cellules assemblées et regroupées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition au rayonnement solaire. La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de très faible puissance (quelques watts). Les cellules sont



généralement associées en séries pour générer une tension utilisable. Afin d'obtenir des puissances de quelques kilowatts sous une tension convenable, il faut associer les modules en panneaux. A titre d'exemple : pour un module au silicium cristallin utilisé pour une application en 12 V, il faut regrouper en série 36 cellules (en 4 rangés de 9), valeur extrêmement courante concernant les panneaux commercialisés [17].

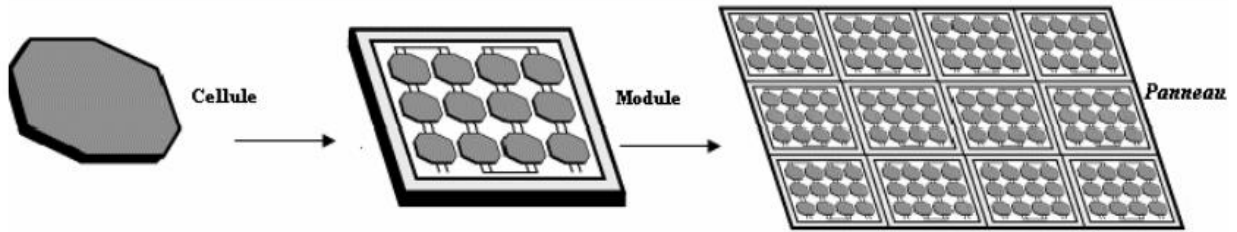


Figure I.7 : Association des cellules solaires photovoltaïques.

**I.6.3.1. Association en série :**

Une association de  $n_s$  cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule [18].

$$V_{ocns} = N_s \times V_{co} \tag{I.1}$$

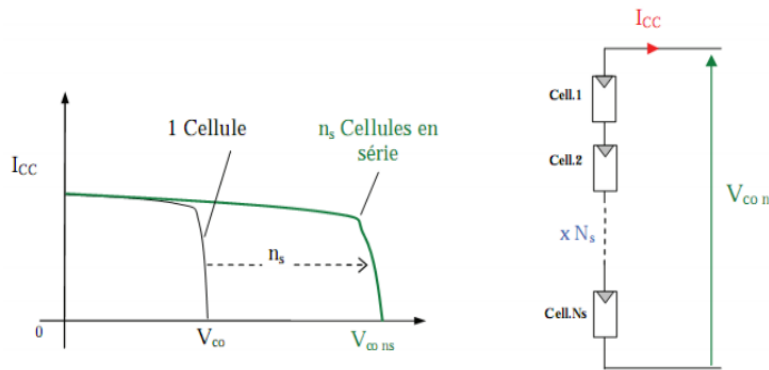


Figure I.8 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de  $N_s$  cellules en série

Les expressions de la tension ( $T_{mod}$ ) et du courant ( $I_{mod}$ ) du module sont :

$$V_{mod} = \sum V_{cel} \quad \text{et} \quad I_{mod} = \sum I_{cel} \tag{I.2}$$

Où :  $V_{cel}$  et  $I_{cel}$  sont respectivement la tension et le courant d'une cellule PV.

**I.6.3.2. Association en parallèle :**

Pour augmenter le courant fournit à une charge on connecte les cellules en parallèle. La figure (I.9) présente la courbe  $I(V)$  d'un groupement de  $N_p$  cellules en parallèle. On ne monte que des cellules ayons la même tension de fonctionnement, les courants s'ajoutent, la nouvelle courbe est obtenue en multipliant point par point et pour chaque valeur de tension, le courant  $I_i$  de la cellule élémentaire par  $N_p$  [19].

On a :



$$ISC_{np} = npISC \text{ et } VOC_{nnp} = VOC \tag{I.3}$$

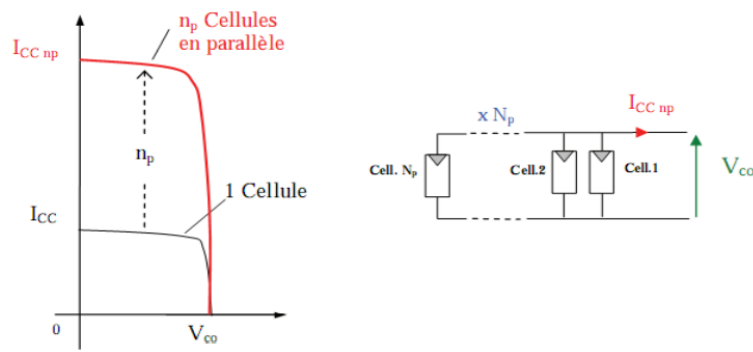


Figure I.9 : Caractéristiques résultantes d'un groupement en parallèle Np cellules identiques.

I.6.3.3. Association mixte (série-parallèle) :

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces cellules, les valeurs du courant de court-circuit total et de la tension à vide totale sont données par la relation (I.4) [19].

$$It_{cc} = np \times I_{cc} \text{ et } VtO_c = ns \times VO_c \tag{I.4}$$

Le passage d'un module à un panneau se fait par l'ajout de diodes de protection, en série pour éviter les courants inverses et en parallèle, dit diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de protection associée. La diode by-pass, lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du panneau comme indique la Figure (I.10) : B, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses. La dégradation d'une seule cellule condamne donc le groupe de cellules associées à la cellule défectueuse et protégée par la diode by-pass à ne pas produire de puissance. Ce phénomène de perte partielle de puissance est à comparer à la perte totale d'un panneau entier en cas de problème sur une cellule avec un panneau fonctionnant sans protection [20].

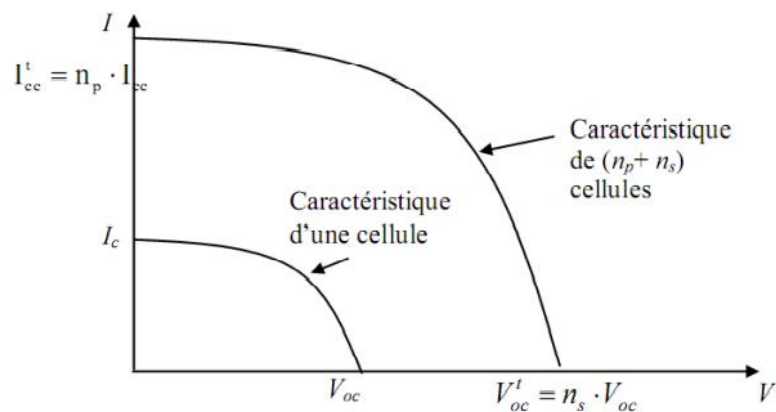


Figure I.10 : Caractéristiques résultantes d'un groupement mixte de cellules identiques.

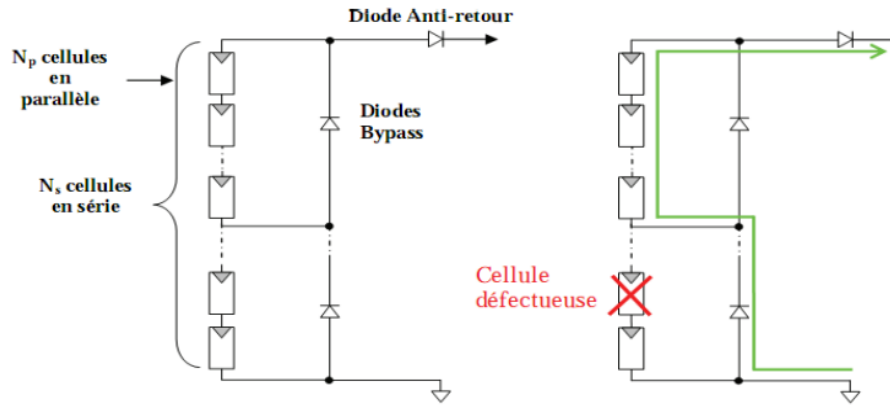


Figure I.11 : Architecture classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protection - Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant de circulation  $I_{PV}$ .

### I.6.4. Les caractéristiques d'un panneau photovoltaïque

#### I.6.4.1. Les paramètres qui influent sur le rendement d'un panneau solaire :

La production d'énergie d'un panneau solaire ne se limite pas à l'ensoleillement. En effet, plusieurs paramètres influencent le rendement de ces installations et peuvent impacter significativement leur performance.

#### I.6.4.2. Influence de la température sur le rendement d'un panneau solaire photovoltaïque :

L'influence de la température est importante et a des conséquences pour la conception des panneaux et des systèmes photovoltaïques. La température est un paramètre essentiel puisque les cellules sont exposées aux rayonnements solaires, susceptibles de les échauffer. De plus, une partie du rayonnement absorbé n'est pas convertie en énergie électrique, il se dissipe sous forme de chaleur ; c'est pourquoi la température de la cellule ( $T_c$ ) est toujours plus élevée que la température ambiante ( $T_a$ ) [21].

$$T_c = T_a + [E_m/800] \text{ (TUC-20)}$$

Avec :  $E_m$  : Eclairement moyenne ( $W/m^2$ )

TUC : Température d'utilisation de la cellule (c)

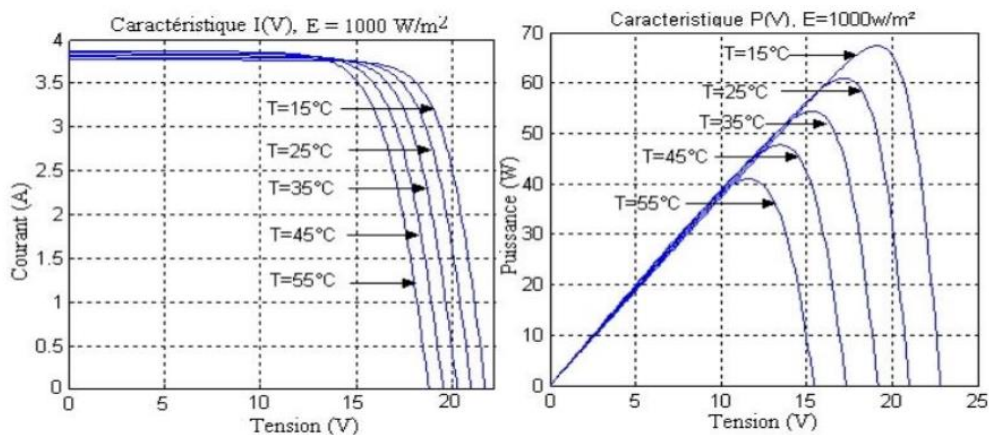


Figure I.12 : Influence de la température sur la caractéristique (I-V) et (P-V) pour une irradiation solaire de  $1000W/m^2$ .

### I.6.4.3. Influence de l'intensité de la radiation lumineuse :

L'énergie électrique produite par une cellule dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface. La figure (I.20) représente la caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constante. Le courant est directement proportionnel au rayonnement, contrairement à la tension qui ne varie que très peu en fonction de l'éclairement [22].

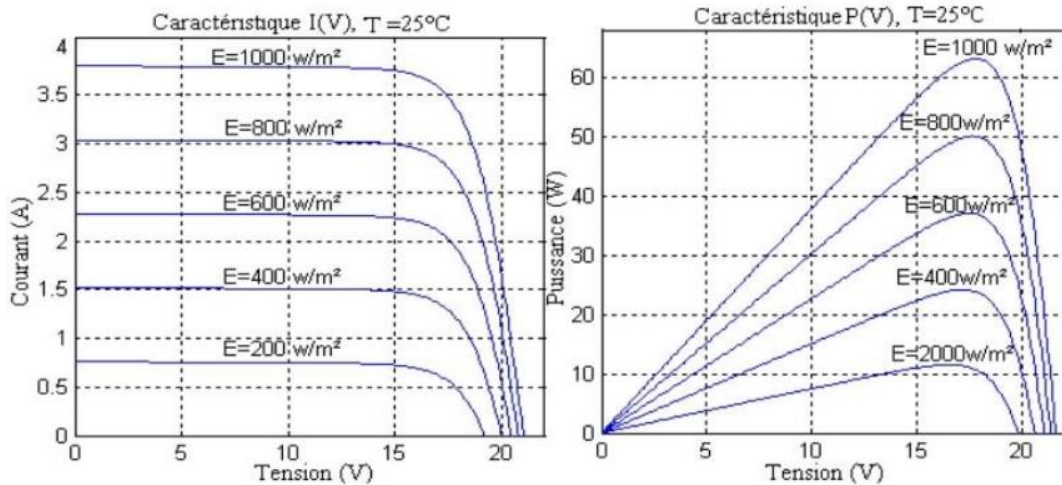


Figure I.13 : Caractéristique (I-V) et (P-V) d'un module pour différentes irradiations solaires à 25°C.

## I.7. Les compositions de la centrale photovoltaïque :

Une centrale photovoltaïque est composée de plusieurs champs de modules solaires photovoltaïques raccordés entre eux et destiné à produire de l'électricité, soit à titre autonome (panneaux solaires sur les toits des habitations par exemple), soit dans le cadre d'un raccordement à un réseau public de distribution d'électricité. Elle est composée de plusieurs sous-systèmes comme suit :

### I.7.1. Le champ PV :

Les modules PV doivent être fixés au sol sur une structure pour s'assurer qu'ils restent orientés dans la bonne direction et pour leur fournir le support structurel et la protection nécessaires. Les structures de fixation peuvent être fixes ou pisteuses. Les champs à inclinaison fixe sont généralement inclinés par rapport au plan horizontal afin de maximiser l'ensoleillement annuel qu'ils reçoivent. L'angle d'inclinaison optimal dépend de la latitude du lieu dans lequel le site se trouve. La direction du système est son orientation ou azimut. L'azimut idéal d'un système dans l'hémisphère nord est le sud géographique, et le nord géographique dans l'hémisphère sud.

Comme montré dans la figure (1.14), nous voyons que la production est maximale si les rayons du soleil atteignent la surface du panneau perpendiculairement à midi (heure solaire).

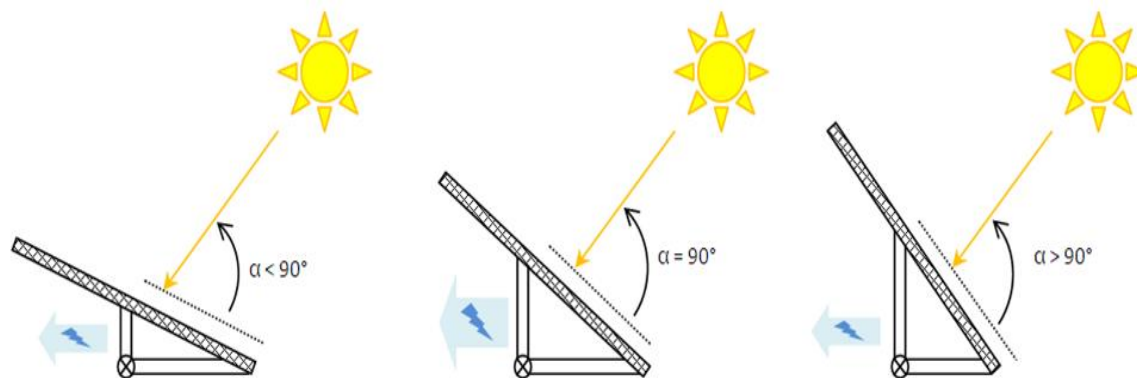


Figure I.14 : Inclinaison de panneau par rapport au rayon de soleil

### I.7.2. Système de régulation :

Le système de régulation est crucial dans un système photovoltaïque autonome pour garantir la longévité des batteries et optimiser le transfert d'énergie. Il existe plusieurs types de régulateurs :

- Régulateur de décharge : il arrête la décharge de la batterie lorsqu'elle atteint un seuil de tension bas.
- Régulateur de charge : il réduit le courant de charge lorsque la batterie est pleine et peut dissiper l'excédent d'énergie (régulateurs parallèles) ou déconnecter le panneau solaire (régulateurs série).
- Régulateur PWM : il module la largeur d'impulsions pour charger la batterie de manière optimale.
- Régulateur MPPT : il suit le point de puissance maximale du panneau solaire pour maximiser la production d'énergie.

Le choix du type de régulateur dépend de la taille du système, du type de batterie et des besoins en énergie.

### I.7.3. Système de stockage :

Le fait que l'énergie solaire ne soit pas disponible sur l'ensemble d'une période de fonctionnement du système alimenté impose l'utilisation de batteries dans les installations autonomes pour stocker l'énergie.

Dans les systèmes solaires autonomes on utilise principalement [22] :

- Les batteries au plomb.
- Les batteries au Nickel Cadmium.

### I.7.4. Les convertisseurs :

Les convertisseurs sont des appareils qui servent à transformer la tension continue des panneaux ou des batteries, pour l'adapter à des récepteurs. [23].

#### I.7.4.1. L'onduleur :

##### I.7.4.1.1. Définition des onduleurs :

Les onduleurs sont des dispositifs électroniques à semi-conducteurs. Ils convertissent le courant continu généré par les modules PV en courant alternatif, les onduleurs peuvent également réaliser une variété de fonctions afin de maximiser la production de la centrale. Celles-ci vont de l'optimisation de la tension dans les chaînes et au suivi de la performance de la chaîne à l'enregistrement des données et à la fourniture d'une protection et d'une isolation en cas d'anomalies dans le réseau ou les modules PV.

La commande de l'onduleur est basée sur la prédiction de la tension de sortie d'un pas en avant que nous appelons « Dead beat control » par cette commande [24], la tension de sortie de l'onduleur est forcée de suivre une référence sinusoïdale échantillonnée pour la production à la sortie du filtre une onde proche d'une sinusoïde avec un taux de distorsion d'harmonique très réduit.

#### I.7.4.1.2. Type d'onduleur :

##### ✓ Onduleur monophasé :

Ce type d'onduleur délivrant en sa sortie une tension alternative monophasée, est généralement destinée aux alimentations de secours, il est composé de 4 interrupteurs [25], l'onduleur doit ensuite être piloté via une commande MLI adaptée afin de réaliser la tension désirée. Deux classes d'onduleurs monophasés sont à distinguer, suivant leur topologie :

-L'onduleur monophasé avec transformateur de sortie à point milieu appelé onduleur push- pull.

-L'onduleur monophasé avec diviseur capacitif à l'entrée appelé onduleur en demi pont

Si on veut varier la largeur relative des créneaux formant les alternances de la tension de sortie, il faut quatre interrupteurs c'est : l'onduleur monophasé en pont comme montré dans la figure (1.15).

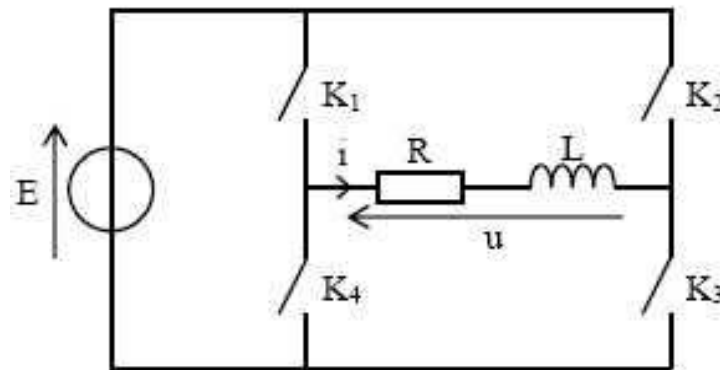


Figure I.15 : Schéma de principe de l'onduleur monophasé.

##### ✓ Onduleur triphasé :

Ce type d'onduleur est généralement recommandé pour des applications de grande puissance. La structure de tel convertisseur se fait par l'association, en parallèle, de trois onduleurs monophasés en demi-pont (ou en pont) donnant trois tensions de sortie déphasées de  $120^\circ$  degrés, l'une par rapport à l'autre.

L'onduleur de tension triphasé découle immédiatement de trois demi pont monophasé, on obtient l'onduleur triphasé à six interrupteurs comme montré dans la figure (1.16), Chaque demi pont comprend un thyristor (ou un transistor) et une diode.

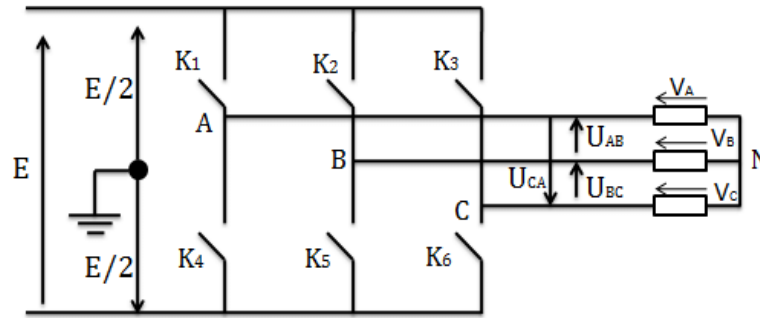


Figure I.16 : Schéma d'un onduleur triphasé

### I.7.4.1.3. Concepts de raccordement des onduleurs :

Il existe deux grandes catégories d'onduleurs : les onduleurs centraux et les onduleurs de branche (Figure I.17) et reste le choix de prédilection pour nombre de centrales solaires PV de moyenne et grande envergure. Un grand nombre de modules sont connectés en série pour former une chaîne haute tension (HT). Les chaînes sont alors connectées en parallèle à l'onduleur.

Les onduleurs centraux offrent une grande fiabilité et simplicité d'installation Ils présentent cependant des inconvénients : augmentation des pertes par déséquilibre et l'absence de conversion optimale d'énergie (MPPT).

Les onduleurs centraux sont généralement triphasés et peuvent inclure des transformateurs de fréquence de réseau. Ces transformateurs augmentent le poids et le volume des onduleurs, bien qu'ils fournissent une isolation galvanique du réseau.

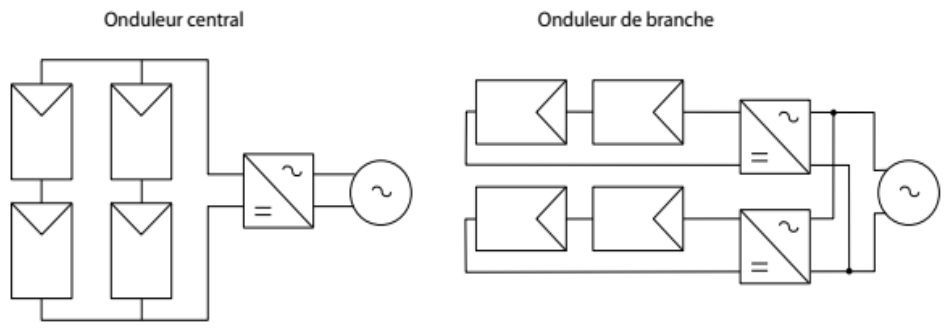


Figure I.17 : Configurations du système PV.

Le concept des onduleurs de branche utilise plusieurs onduleurs pour plusieurs chaînes de modules, ils fournissent une MPPT au niveau de la chaîne, toutes les chaînes étant indépendantes les unes des autres. Les chaînes d'onduleurs, qui sont généralement monophasées Dans le cas d'onduleurs de branche sans transformateur (voir Figure I.18), la tension du générateur PV doit être significativement plus élevée que la tension côté AC, ou des convertisseurs à élévation CC-CC doivent être utilisés. L'absence de transformateur conduit à une plus grande efficacité, un poids réduit, une taille réduite (50 à 75 pour cent plus léger que les modèles avec transformateur) et un coût moins élevé en raison du moindre nombre de composants. D'un autre côté, du matériel de protection supplémentaire doit être utilisé, comme des

disjoncteurs de courant de fuite sensible au courant continue, et les parties en mouvement doivent être protégées, les onduleurs sans transformateur entraînent également une augmentation des interférences électromagnétiques.

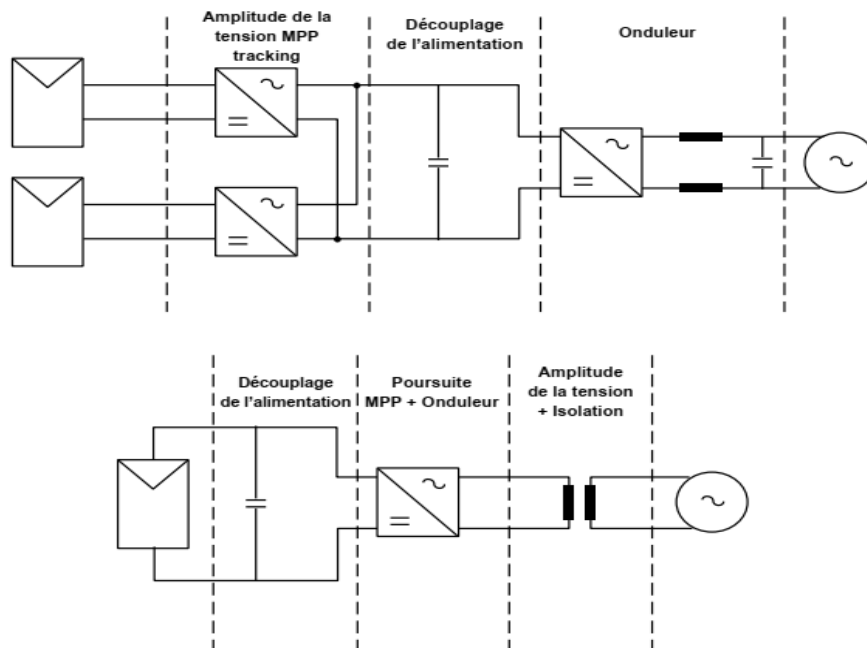


Figure I.18 : Représentation schématique d'un onduleur avec transformateur et sans transformateur.

#### I.7.4.2. L'hacheur :

Est un convertisseur DC/DC (continue/continue) permettant de convertir une énergie continue à un niveau donné de tension (ou de courant) en une énergie continue à un autre niveau de tension ou de courant. Son utilisation s'avère nécessaire pour stocker l'énergie photovoltaïque dans des batteries, ou pour alimenter une charge continue. Il existe deux topologies de base de circuit de conversion DC/DC

##### I.7.4.2.1. Convertisseur BOOST :

Le convertisseur boost est connu par le nom d'élévateur de tension, et aussi c'est un convertisseur direct DC/DC. La source d'entrée est de type courant continu et la charge de sortie est de type tension continue.

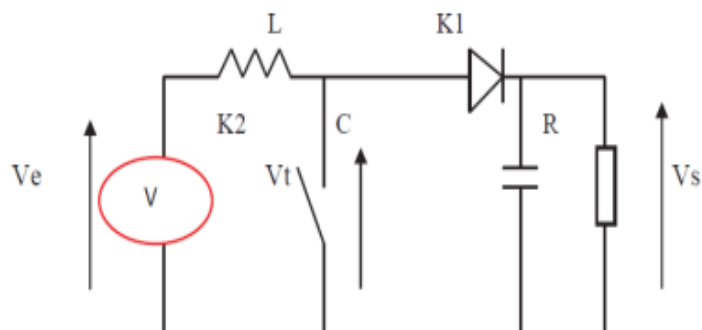


Figure I.19 : Schéma d'un convertisseur boost.



### I.7.4.2.2. Convertisseur Buck :

Un convertisseur Buck ou hacheur série, est un dispositif qui convertit une tension continue en une tension continue de plus faible valeur.

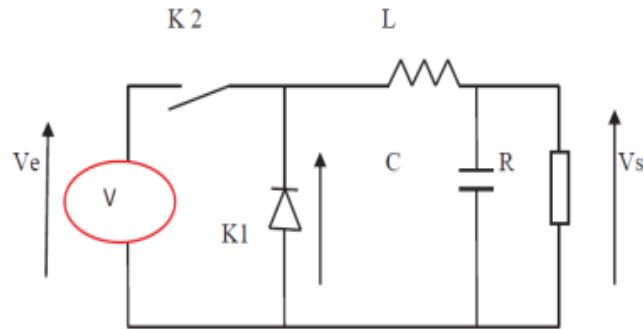


Figure I.20 : Schéma d'un convertisseur Buck.

### I.7.5. Les différents types d'installation des centrales PV :

L'énergie PV est utilisée dans deux domaines d'applications : le PV en site isolé et le PV connecté au réseau. Ces deux applications ont des fonctions et mettent en œuvre des chaînes de conversion très différentes. Dans la suite, nous allons présenter les trois systèmes suivants :

#### I.7.5.1. Système PV autonome :

Dans ce genre de système en site isolé le champ photovoltaïque peut fournir directement l'énergie électrique nécessaire pour faire fonctionner les récepteurs (éclairage et équipement domestique). Un système de régulation est installé et un système de stockage permet de stocker l'énergie électrique en l'absence de soleil, comme montré dans la figure (1.21).

Le système de stockage est utilisé pour stocker l'énergie électrique sous plusieurs forme (chimique, pompage d'eau.). Ils restituent l'énergie électrique au besoin selon ses caractéristiques.

Le système de régulation de charge a pour fonction principale de protéger les batteries contre les surcharges et les décharges profondes. Il est un élément essentiel pour la durée de vie de la batterie.

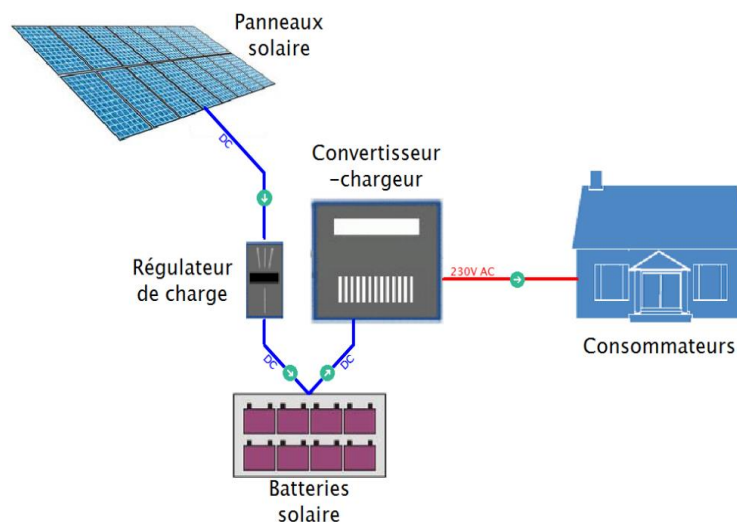
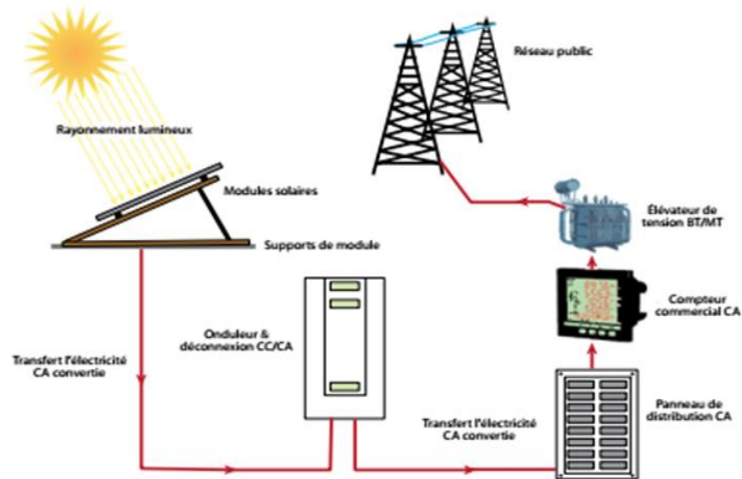


Figure I.21 : Schéma d'un système photovoltaïque en site isolé.



**I.7.5.2. Système PV raccordé au réseau sans stockage :**

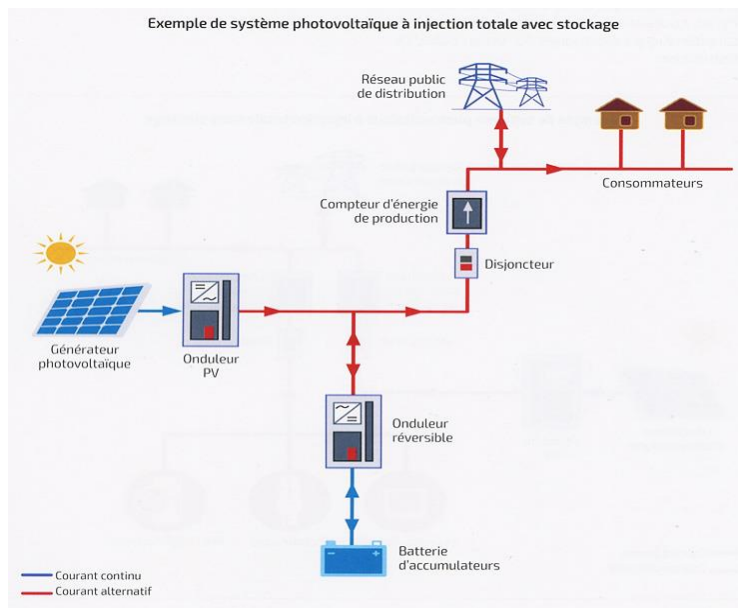
Contrairement aux systèmes en site isolé ce système s'installe sur un site raccordé au réseau, généralement sur des habitations ou des entreprises qui souhaitent recourir à une forme d'énergie renouvelable et qui bénéficient d'un bon ensoleillement. L'énorme avantage de cette solution est l'absence de système de stockage. On ne stocke plus l'énergie, on l'injecte directement dans le réseau local ou national.



**Figure I.22 :** Schéma d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau sans stockage.

**I.7.5.3. Système PV raccordé au réseau avec stockage :**

Le principe de fonctionnement est le même que précédemment mais un stockage d'énergie par système de stockage est intégré à la centrale de production (Figure I.23). Toutefois, pour des raisons économiques, le stockage est très limité et a pour but de lisser la production et/ou de restituer l'énergie en fin de journée pour faire face à un pic de consommation sur le réseau électrique.



**Figure I.23 :** Schéma d'un système PV raccordé au réseau avec stockage.

**✓ Transformateur de raccordement :**

Les transformateurs de distribution au réseau sont les types de transformateurs que l'on rencontre sur les centrales solaires PV, ils sont utilisés pour élever la tension de sortie de l'onduleur pour le système de collecte de la centrale PV.

**I.8 Contraintes du système photovoltaïque :****I.8.1. Influence des systèmes photovoltaïque sur le réseau de distribution :**

Le raccordement des installations photovoltaïques au réseau peut avoir des impacts importants sur son fonctionnement. Les influences les plus significatives des systèmes PV sur le réseau de distribution sont les suivants [26] :

**I.8.2. Influence sur le plan de tension :**

La présence de générateur PV a une influence sur le plan de tension et sur les dispositifs de réglage du réseau. La tension varie en fonction des injections de puissance active et réactive sur le réseau [25]. En particulier pendant une période de fort ensoleillement et de faible consommation, la tension de certains nœuds du réseau peut dépasser le seuil admissible. L'injection d'énergie sur le réseau fait croître la tension jusqu'à un seuil provoquant le découplage de certains dispositifs.

**I.8.3. Influence sur le plan de protection :**

La contribution des systèmes photovoltaïque au courant de défaut dans le réseau de distribution a des conséquences faibles sur le plan de protection du départ en défaut. Mais la sensibilité et la sélectivité des protections du réseau peuvent être affectées et provoquer le déclenchement de la protection du départ en défaut.

**I.8.4. Influence sur la qualité de l'énergie :**

Déséquilibre entre phases : l'insertion des systèmes PV engendre un déséquilibre entre phases en cas d'utilisation d'onduleurs monophasés. Si la puissance produite n'est pas correctement répartie entre trois phases d'un même système PV triphasé, alors ce système va contribuer à déséquilibrer le réseau BT. Ce phénomène a été mis en évidence dans plusieurs études. Injection d'harmoniques de courant : la présence d'interfaces électronique de puissance peut injecter des harmoniques de découpage au réseau si les onduleurs ne sont pas munis de filtres efficaces. Les onduleurs actuels contribuent tout de même à l'augmentation des harmoniques de courant car ils fonctionnent le plus souvent à puissance réduite (un appareil fonctionnant à puissance réduite ne peut fournir la même qualité de courant qu'à puissance nominale) [26]. Les conséquences de ces harmoniques peuvent être instantanées sur certains appareils électroniques : trouble fonctionnels (synchronisation, commutation) disjonctions intempestives...).

**I.8.5. Influence sur les pertes dans les réseaux de distribution :**

Généralement les installations PV de plusieurs MW, raccordées sur de départs MT dédiés, conduiraient à une augmentation des pertes et que les installations PV de type résidentiel, plus proche des lieux de consommation, permettraient de réduire des pertes.

**I.9. Contraintes du réseau sur le système photovoltaïque :****I.9.1 Influence du réseau de distribution sur le fonctionnement des installations photovoltaïques :**

Le fonctionnement et les perturbations de réseaux de distribution peuvent influencer le fonctionnement normal des systèmes PV. Ceci provient généralement, soit des caractéristiques intrinsèques des réseaux de distribution, soit de la qualité de tension dégradée par d'autres utilisateurs du réseau, soit d'une association de ces deux causes. Ces effets entraînent généralement des découplages injustifiés des onduleurs. Les influences du réseau de distribution sur le fonctionnement des installations photovoltaïque peuvent se résumer comme suit [26] :

**I.9.2. Régime de neutre et courants de fuite :**

En Algérie, le régime de neutre utilisé en basse tension est de type TT. Avec ce régime, la protection des personnes s'effectue à l'aide de disjoncteurs ou d'interrupteurs différents qui ont pour fonction de s'ouvrir en cas de fuite de courant. Ces courants de fuite peuvent être d'amplitude importante et devenir potentiellement dangereux pour les personnes en cas de contact direct avec le fil de terre.

**I.9.3. Niveau de tension du réseau :**

Le niveau initial (hors PV) de tension du réseau est un paramètre clé-à-vis du dimensionnement et du fonctionnement des installations PV et les types de protection de découplage.

- Creux de tension et tenue des systèmes PV Les creux de tension sont considérés comme les plus graves perturbations de la qualité de service en raison de leurs effets sur les processus sensibles. Leur profondeur et leur durée varient en fonction des caractéristiques du réseau et des groupes de production qui y sont raccordés.
- Présence de composante continue et d'harmoniques de tension Les onduleurs pour systèmes photovoltaïques hachent de courant continu issu des modules PV en modulation à largeur d'impulsion (PWM) pour le convertir en courant alternatif sinusoïdal.
- Inter harmoniques Les inter-harmoniques (fréquences qui ne sont pas un multiple entier de la fréquence de réseau) sont produits par des variations rapides des charges, ou la saturation des transformateurs. Les inter-harmoniques créent des perturbations sévères sur les dispositifs de mesures de la fréquence et de l'impédance du réseau.

**I.10. Raccordement des systèmes PV au réseau basse tension :**

Le raccordement des installations de production aux réseaux publics de distribution fait référence à plusieurs qui à mener lors d'une demande de raccordement.

**I.11. Sécurité des biens et des personnes :**

Toute installation de production doit disposer par conception d'une fonction de protection dite « protection de découpage », permettant de la séparer automatiquement du réseau public de distribution d'électricité en cas d'un défaut de dépassement du courant de court-circuit, au-delà de la limite que les matériels BT peut supporter.

**I.12. Tension de raccordement :**

L'aptitude de l'installation de production à fonctionner dans les conditions normales de tension ; la tension au point de livraison ne s'écartant pas de la tension contractuelle (et une fréquence comprise entre 48Hz et 53Hz). L'aptitude de l'installation de production à rester en fonctionnement lorsque la fréquence ou la tension sur le réseau public de distribution d'électricité atteint des valeurs exceptionnelles pendant des durées limitées. [25]

Le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité identifie l'éventuel impact que le raccordement de l'installation de production pourrait avoir sur [26] :

- L'intensité maximale admissible dans les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité.
- le pouvoir de coupure des disjoncteurs, la tenue thermique et la tenue aux efforts électrodynamiques des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité ainsi que, d'une façon générale, sur le fonctionnement des dispositifs de protection de ce réseau.
- Le niveau de la tension au point de livraison de l'installation de production.
- Le niveau de la tension aux points de livraison des autres utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité déjà raccordés, y compris les postes HTA/BT.
- Le fonctionnement du plan de protection du réseau public de distribution d'électricité.

**I.13. Objectif de travail :**

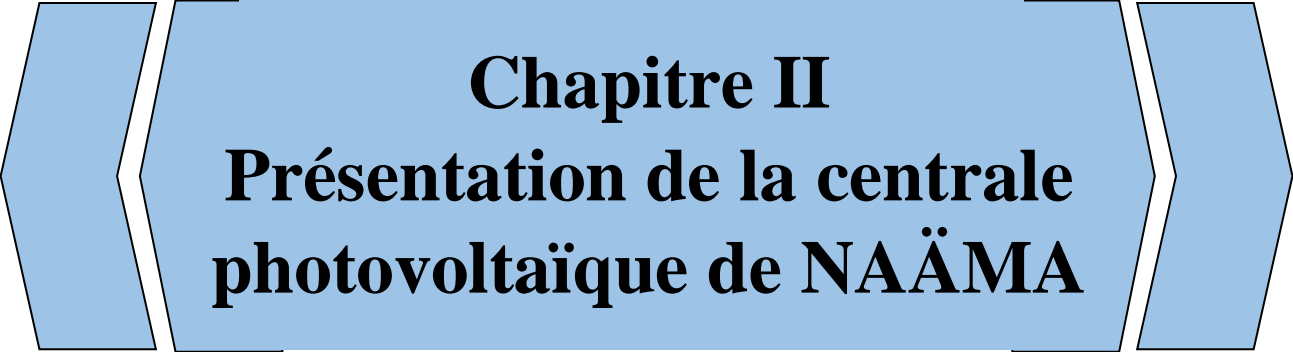
L'objectif de ce travail sera l'évaluation des performances et l'analyse de la dégradation de la centrale photovoltaïque de Naâma, d'une capacité de 20 MW. Le travail sera orienté et étalé sur les axes suivants :

- ✓ Collecter et analyser les données sur la production d'électricité et les conditions météorologiques ;
- ✓ Vérifier le dimensionnement et l'équipement utilisés dans l'installation de la centrale, y compris leur normalisation ;
- ✓ Evaluer les indicateurs de performance de la centrale selon les paramètres normalisés ;
- ✓ Utiliser un outil informatique pour simuler le système photovoltaïque et comparer les résultats simulés aux données réelles ;

Enfin, comparer les résultats réels avec celle simulé par le logiciel. Nous voulons que notre travail présente une contribution rentable pour informer les futurs concepteurs de centrales photovoltaïques en Algérie sur les nouvelles pratiques.

**I.14. Conclusion :**

Ce chapitre met en évidence l'importance des énergies renouvelables, et en particulier de l'énergie solaire photovoltaïque, dans le paysage énergétique. Nous avons abordé plusieurs concepts, notamment l'histoire de l'énergie solaire, les différents types de rayonnement solaire, ainsi que la technologie photovoltaïque. Après avoir exploré les composants principaux des centrales PV, suivie d'une présentation du projet d'intégration des énergies renouvelables en Algérie et de ses objectifs ambitieux. Les connaissances acquises dans ce chapitre nous ont permis de déduire les objectifs de notre travail liés à l'étude des performances d'une centrale photovoltaïque à grande échelle réalisé en 2017 à Naâma. Donc l'étude suivante sera consacrée à l'évaluation du dimensionnement de cette station de 20MWc.



**Chapitre II**  
**Présentation de la centrale  
photovoltaïque de NAÄMA**

## II.1. Introduction

Tous les modèles d'étude des systèmes photovoltaïques visent à comprendre toutes les étapes de conversion de l'énergie photovoltaïque du faisceau lumineux à l'intensité électrique. Cela se fait généralement par un dimensionnement optimal suivant des étapes qui dépendent de chaque concepteur. Pour notre travail nous proposons de suivre l'algorithme suivant : présentation de site (situation géographique, climat du site, gisement solaire de la région et localisation du site d'implantation), présentation de la centrale ainsi que ces composants. Ensuite la vérification du dimensionnement du systèmes PV.

Par conséquent, ce chapitre fournit un état de lieu sur la conception de la centrale photovoltaïque de Naama.

## II.2. Présentation du site :

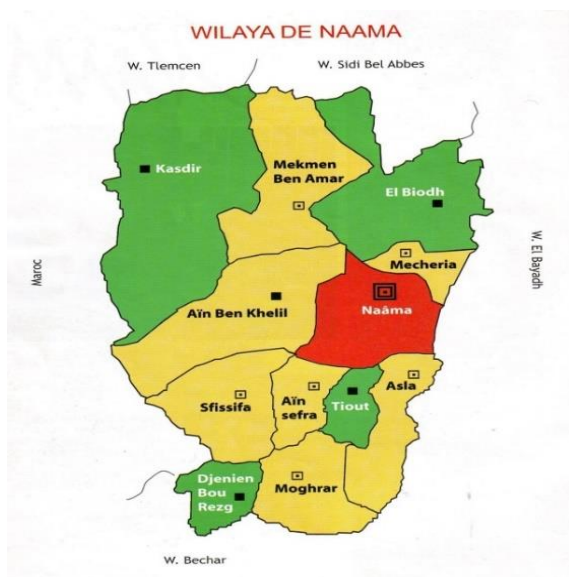
La wilaya de Naâma est issue du dernier découpage administratif institué par la loi 84-09 du 04 avril 1984. Elle se compose de sept (07) daïras regroupant douze (12) communes et s'étend sur une superficie de 29.819,30 Km<sup>2</sup>. Naâma, est située dans le sud-ouest de l'Algérie, se caractérise par un climat désertique chaud, avec des étés longs et torrides et des hivers courts et doux.

Nous avons choisi un village isolé, non connecté aux réseaux de distribution d'énergie classiques et équipé de tous les dispositifs nécessaires. [27]

### II.2.1. Situation géographique :

La wilaya de Naama, est une wilaya frontalière avec le royaume du Maroc, est limitée :

- Au Nord par la wilaya de Tlemcen et Sidi-Bel-Abbès,
- A l'Est par la wilaya d'El bayadh,
- Au Sud par la wilaya de Béchar,
- A l'Ouest par la frontière algéro-marocaine.



**Figure II.1** : La situation géographique de Naama.

**II.2.2. Climat du site :**

D'une manière générale, l'année climatique de la wilaya est divisée en deux grandes saisons, une saison froide est relativement humide qui s'étend de Novembre à Avril et une saison chaude et sèche allant de Mai à Octobre. Cependant ce climat est marqué par une irrégularité. Celle-ci est sensible non seulement d'une année à une autre mais aussi dans la répartition entre les différents mois. En général la pluviométrie demeure faible et irrégulière ; elle est hétérogène dans le temps et dans l'espace. Les températures extrêmes peuvent être à l'origine de dégradation du couvert végétal. [28]

- ❖ La période de basses températures, allant de Novembre à Février, sont à l'origine de l'intensité de gelées hivernales qui peuvent se traduire par des dégâts végétatifs tels que les nécroses.
- ❖ La période de hautes températures, s'étalant de Juin à Octobre, peut provoquer l'échaudage par suite de l'augmentation de transpiration.

La pluviosité moyenne, enregistrée à Nâama et Mécheria, est de 86 mm entre mars et novembre. La T° minimale du mois le plus froid, janvier est de 2,12°C pour Mécheria et 0,36°C pour Nâama. Le mois le plus chaud, juillet, présente une T° maximum de 35,92°C pour Mécheria et 36°C pour Nâama.

Naâma bénéficie d'un ensoleillement exceptionnel, avec plus de 3 000 heures de soleil par an.

- ❖ Le soleil brille généreusement toute l'année, avec une moyenne de 8 à 10 heures de soleil par jour.
- ❖ La saison sèche, qui s'étend de mai à septembre, est particulièrement ensoleillée, avec un ciel bleu clair et un ensoleillement quasi-permanent.
- ❖ Même pendant l'hiver, le soleil est présent, avec des journées ensoleillées entrecoupées de passages nuageux.

**Tableau II.1 :** Données climatiques à Naâma.

Mois	Jan,	Fév,	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil,	Aout	Sept,	Oct,	Nov,	Déc,	Année
Tmin (°C)	1	3	5	7	12	16	19	19	16	10	5	2	10
Tmoy (°C)	6	9	11	14	18	25	28	28	24	17	12	8	17
Tmax (°C)	12	14	17	20	25	31	35	35	30	23	17	13	23
Précipitations (mm)	18	17	29	24	20	12	5	9	25	24	27	21	231

**II.2.3. Gisement solaire de la région de NAAMA :**

Les cellules ou panneaux solaires convertissent directement la lumière solaire en électricité. Les données moyennes mensuelles sur le rayonnement mondial proviennent de la NASA (Administration nationale de l'aéronautique et de l'espace). L'indice de clarté, qui est une mesure de la clarté de l'atmosphère, a une valeur moyenne de 0,843 pour NAAMA. Le tableau (II.2) fournit les données relatives à précipitation et au rayonnement quotidien pour NAAMA.

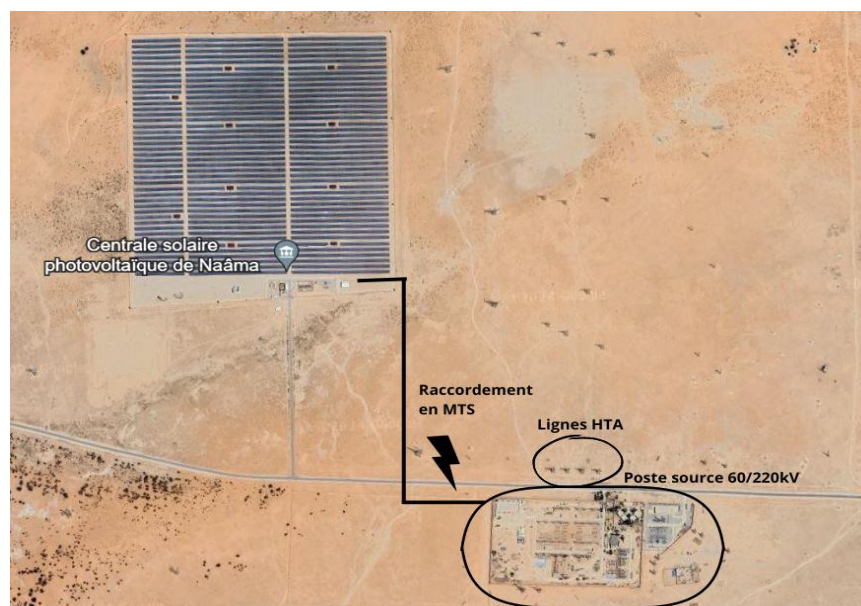


**Tableau II.2** : Irradiation solaire à NAAMA.

Mois	Indice de clarté	Rayonnement quotidien (KW/m2/j)
Janvier	0,515	2,79
Février	0,594	3,88
Mars	0,590	4,98
Avril	0,636	6,36
Mai	0,643	7,20
Juin	0,671	7,64
Juillet	0,685	7,72
Août	0,666	6,73
Septembre	0,610	5,52
Octobre	0,553	3,96
Novembre	0,517	2,89
Décembre	0,491	2,46
Moyenne annuelle	0,508	5,18

#### II.2.4. Localisation du site d'implantation :

Le site d'implantation envisagé pour accueillir la centrale photovoltaïque au sol se trouve au lieu-dit SEDRETRE LAGHZAL, à l'OUEST de la Wilaya de Naama (entre la commune de Naama et la commune d'Ain Benkhelil dans CW01), d'une superficie totale de 31ha. S'agissant d'un terrain vague accessible, le site d'implantation est relativement éloigné des zones urbanisées, avec la ville de Naama à 5 km. Et de 1km du poste source 220/60Kv (PS Naama), L'habitation la plus proche se situe à environ 4Km au Sud-ouest (rural de Naama). Les cartes en page suivante présentent la situation du projet sur carte géographique de vue aérienne. [29]



**Figure II.2** : Un tracé de raccordement globale de la centrale vers PS Naama par GoogleEarth.

### II.3. Présentation de la centrale de Naâma :

L'installation photovoltaïque de Naâma sera raccordée au réseau de la société Algérienne de gestion du réseau de transport de l'électricité (GRTE) au niveau de la sous-station PS Naâma, sur le jeu de barres 60 kV. La tension de fonctionnement de la centrale photovoltaïque de Naâma est de 30 kV, une sous-station est donc nécessaire afin d'élever la tension à 60 KV.

Concernant le raccordement de l'installation au réseau électrique a été chargé de la réalisation d'une évaluation d'impact sur le réseau avec une analyse de la configuration du projet.

L'objectif principal de cette étude est de déterminer la conformité avec les exigences technique de l'exploitation du réseau en Algérie et l'impact sur le réseau en lui-même. Les données et les caractéristiques d'équipement du réseau ont été fournies directement par GRTE.

L'installation PV Naâma est composée de dix supports fixes photovoltaïque à double onduleur 2×800 KVA, raccordés à une station de collecte par biais de câbles souterrains. Le réseau électrique AC dispose d'une configuration avec deux boules de 5 supports d'onduleurs, chacun des supports étant composé de deux modules d'onduleur parallèles SMA SC800CP XT. Chacune des boucles recueille la puissance de 5 transformateurs 1800 KVA 30/0,360 KV via 5 unités RUM dans la station de collecte de l'installation PV. [30]

**Tableau II.3** : Les coordonnées géographiques et astronomique.

Présentation du site	Données
Ville	Naama
Latitude	33.27372° ou 33° 16' 25'' nord
Longitude	-0.37196° ou 0° 22' 19'' ouest
Altitude	1172 mètres
Albédo	0.20

### II.4. Composant de la centrale PV raccordé au réseau :

Les centrales photovoltaïques sont des systèmes de production d'électricité qui transforment l'énergie solaire en électricité grâce aux panneaux photovoltaïques. Lorsqu'elles sont connectées au réseau, ces centrales jouent un rôle essentiel dans la diversification des sources d'énergie et la diminution des émissions de gaz à effet de serre.

#### II.4.1. Récapitulatif de dimensionnement du générateur Photovoltaïque de 20 MWc existant :

Pour faciliter le dimensionnement, l'installation de la centrale à grand échelle a été morcelée en dix sous-champs de 2MW nommés SKID. Chaque SKID est relié avec deux onduleurs (Sunny Central 800 CP XT) de 1Mw raccordés à un transformateur 1800KVA- U : 0,36/0,36/30KV. Le nombre de panneau (Poly-

cristallin 250W) par onduleur est 3984 panneaux, répartis sur 166 strings avec 24 panneaux branché en série par string, le champ global contient un total de **79680** panneaux.

**Tableau II.4** : Tableau récapitulatif de dimensionnement de la centrale PV.

SKID	Onduleurs	Nbr total de modules	Nbr en série	Nbr shunt	Imax(A)	Umax (V)	Puissance crête MWc
01	1	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	2	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
02	3	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	4	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
03	5	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	6	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
04	7	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	8	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
05	9	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	10	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
06	11	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	12	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
07	13	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	14	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
08	15	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	16	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
09	17	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	18	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
10	19	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	20	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
		79680		3320			19,92000

#### II.4.2. Les modules :

Les modules photovoltaïques choisis sont composés de cellules de silicium **poly cristallin**, encapsulées dans une résine transparente et protégées des intempéries par une couche de verre trempé. L'ensemble est maintenu par un cadre en aluminium gris. Leur puissance unitaire est de **250Wc**.

Les modules utilisés satisferont pleinement aux spécifications des normes internationales :

IEC 61215, IEC 61730, IEC61701 ED2, UL1703, IEC 62716, KEMCO, CEC Listed, CE,

JET, MCSISO 9001:2008 : normes relatives aux systèmes de management de la qualité ISO/TS 16949:2009

: système de management de la qualité dans l'industrie automobile ISO 14001:2004 : normes relatives aux systèmes de management environnemental QC 080000 HSPM : certification relative aux règlements sur les substances dangereuses OHSAS 18001:2007: la certification internationale relative à la santé et la

sécurité au travail. [31]

**II.4.2.1. Les structures porteuses :**

Les modules photovoltaïques sont assemblés les uns aux autres par un système de visserie inoxydable sur des structures porteuses fixes, formant des tables (ou stands). L'ensemble est constitué d'acier galvanisé, à l'exception des glissières qui sont en aluminium.

Les tables seront inclinées de **15°** par rapport à l'horizontale. Elles seront implantées en rangées et orientées en extrême Sud. [30]

Le site comportera **1660 tables** « Grand format » de 48 modules photovoltaïques en série (79680 panneaux).

**Tableau II.5 :** Caractéristique générale de la centrale PV.

	Tables
Nombre de tables	1600
Nombre de panneaux	79680
Chaque table	02 chaînes
Chaîne	3320
Chaque chaîne	24 panneaux série
Hauteur minimale	0,4 m du sol
Hauteur maximale	2 m du sol
Nombre de module	48
Rangées	42

La centrale photovoltaïque contient 10 sous champs photovoltaïques de capacité 2MW. La distance entre les champs 06 m, chaque champ contient 1 transformateur et deux onduleurs. Chaque champ contient 7968 panneaux.

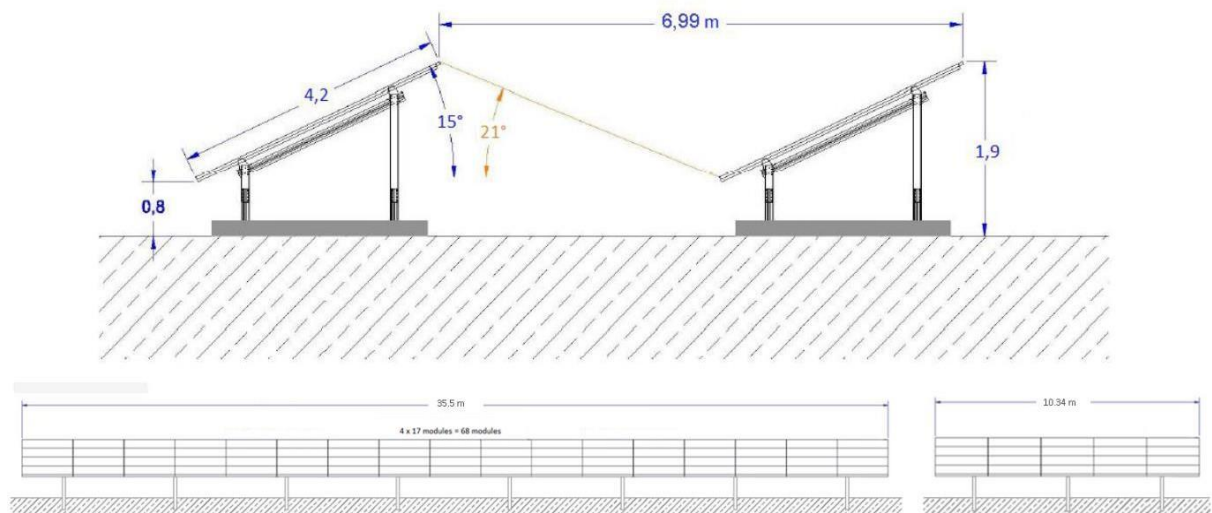
**Tableau II.6 :** Caractéristiques électriques et température du modèle CS6P-250P.

Conditions d'essai normalisées (STC)	CS6P-250P
Puissance nominale maximale (Pmax)	250W
Tension en fonctionnement optimal (Vmp)	30,1V
Courant en fonctionnement optimal (Imp)	8,30A
Tension en circuit ouvert (Voc)	37,2V
Intensité de court-circuit (Isc)	8,87A
Rendement par panneau	15,54%
Température de fonctionnement	-40°C~+85°C
Tension maximale du système	1000V (IEC) /600V (UL)
Calibre maximal des fusibles en série	15A
Classification des applications	Class A
Tolérance de puissance	0 ~ +5W
NOCT	47°C
Puissance nominale maximale (Pmax)	181W
Tension en fonctionnement optimal (Vmp)	27,5V
Courant en fonctionnement optimal (Imp)	6,60A
Tension en circuit ouvert (Voc)	34,2V
Intensité de court-circuit (Isc)	7,19A

### II.4.2.2. Orientation et inclinaison des modules :

La hauteur minimale au-dessus du sol supérieur à 50 cm permet l'apport de lumière diffuse à la végétation sous les panneaux, ainsi qu'une meilleure répartition de l'écoulement des eaux pluviales. De même, les modules d'une même table sont ajourés entre eux (2 cm) pour une bonne répartition des eaux pluviales (10 cm entre 2 tables).

L'implantation des structures est étudiée pour optimiser l'espace disponible, en limitant l'ombre portée d'une rangée sur l'autre. La distance déterminée est d'environ 2,9 m de bord à bord.



**Figure II.3 :** Vues de face et en coupe des tables grands et petits formats sur longrines et pieux.

### II.4.2.3. Influence de l'orientation, de l'inclinaison et de l'ombrage sur la quantité d'énergie captée :

La meilleure performance pour une installation solaire sous nos latitudes est obtenue avec une orientation sud et une inclinaison d'environ  $15^\circ$  par rapport à l'horizontale.

Même avec des écarts importants par rapport aux conditions optimales (comme l'orientation sud-ouest vers sud-est et une inclinaison de  $25$  à  $70^\circ$ ), une installation solaire reste rentable.

Si les capteurs ne peuvent pas être orientés vers le sud, une inclinaison inférieure est recommandée.

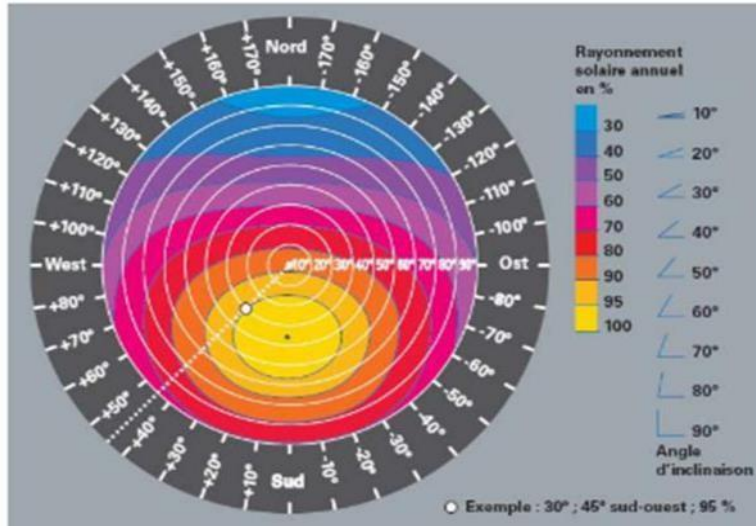
Les capteurs solaires inclinés à  $15^\circ$  et orientés à l'extrême sud conservent encore 95 % de la puissance optimale, même avec une orientation est ou ouest.

Une inclinaison plus élevée du capteur offre l'avantage d'une alimentation en énergie lissée tout au long de l'année.

Une inclinaison inférieure à  $15^\circ$  n'est pas recommandée pour éviter une salissure excessive des capteurs.

[30]





**Figure II.4** : Influence de l'orientation, de l'inclinaison et de l'ombrage sur l'énergie rayonnée.

### II.4.3. Le transformateur :

Le poste de transformation sera implanté sur le site photovoltaïque au Nord, à proximité du portail d'accès existant au Nord. Il s'agit d'une travée (sous station). Ses dimensions sont de 5 m de longueur, 3 m de largeur et 3 m de hauteur, soit une emprise au sol de 50 m<sup>2</sup>.

Les composants électriques de la centrale comprennent 20 onduleurs pour convertir le courant continu en courant alternatif pour l'injection de réseau. Un transformateur pour transformer la basse tension en moyenne tension (de 350 V à 30000 V). L'installation contient aussi un système de surveillance exploité par du personnel qualifié pour suivre les performances et optimiser la production en détectant les anomalies, un compteur d'électricité pour surveiller la production photovoltaïque, un système de refroidissement ou de climatisation et des systèmes de protection basse et moyenne tension. Les matériaux utilisés dans la station sont conformes aux normes internationales de protection incendie.[31]



**Figure II.5** : Poste de transformation.

- ❖ Chaque Skid comprend un transformateur. Sa fonction est de convertir le courant et la tension alternatifs système dans un autre système de tension et de courant avec des valeurs généralement différentes, dans le but de transmettre l'énergie électrique.

Le type de transformateur choisi est DNTG 1800 H/30, et les caractéristiques électriques comme suite :

**Tableau II.7 :** Caractéristiques électriques du transformateur type DNTG 1800 H/30.

Type		DNTG 1800 H/30
Capacité nominale	[kVA]	1800
Capacité secondaire	[kVA]	900/900
Tension nominale	[kV]	30
Tension secondaire	[kV]	0.360 / 0,360
Courant nominal HT	[A]	31.5
Courant secondaire	[A]	945 / 945
Plage de réglage HT		+15%, +2%, -1x 2,5%
Niveau d'isolement	[kV]	36 f 1.1 f 1.1
Couplage		Dy11y11
Méthode de refroidissement		ONAN
Fréquence	[Hz]	50
Tension de court-circuit 75°	[%]	6
Pertes à vides	[kW]	2
Pertes en charge à 75°	[kW]	15

#### II.4.3. L'onduleur :

En tant que dispositifs de commutation non linéaires, les transformateurs ont été sélectionnés dans le système photovoltaïque en utilisant des éléments de système photovoltaïques équivalents, qui prennent également en charge la fonction d'analyse consensuelle du logiciel. Les caractéristiques techniques utilisées pour le type d'onduleur utilisé pour la simulation ont été mesurées directement sur le modèle d'usine fourni par le fabricant.

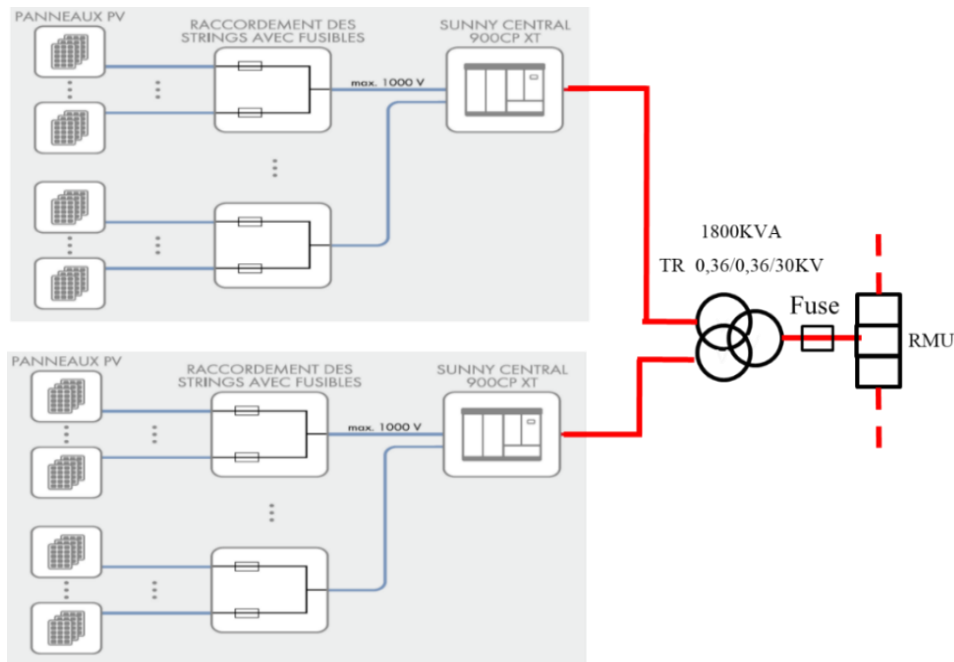
**Tableau II.8 :** Caractéristique technique d'un onduleur Sunny central 800CP-JP.

Caractéristiques techniques	Sunny Central 800CP-JP
Entrée (DC)	
Puissance DC max*(cos $\Phi$ = 1)	898 W
Tension d'entrée max	1000 V
Tension d'entrée minimale/ Umpp min pour Impp<Idc max	535 V / 535 v
Plage de tension MPP (25°C/50°C pour 50Hz)	583 V-850 V/583 V-850 V
Plage de tension MPP (25°C/50°C pour 60Hz)	530 V-850 V/530 V-850 V
Tension d'entrée assignée	641 V
Courant d'entée Max	1400A
Nombres d'entrées MPP indépendantes	1
Nombres d'entrées DC	9
Sortie (AC)	
Puissance assignée 25°C/puissance nominale AC 50°C	88 KVA/ 800KBA
Tension nominale AC/plage de tension nominale AC	360 V/324 V -414 V
Fréquence/tension du réseau assigne	50Hz/360 V
Courant de sortie Max	1411 A
Taux distorsion harmonique Max	< 3%
Facteur de puissance la puissance assignée' facteur de déphasage réglable	1/ 0.9 inductif. ...09 capacitif

#### II.4.4. SKID :

Le SKID est l'ensemble des équipements permettant de regrouper l'énergie produite par les champs photovoltaïques et le convertir du direct en alternatif, chaque pilote de dérapage 2 MW. Composé de [32] :

- Quatre Boîtes Centrales.
- Deux onduleurs.
- Boîtier de capteur.
- Un transformateur.
- RMU.



**Figure II.6 :** Schéma simplifié du SKID.

#### II.4.5. Ring Main Unit (RMU):

Tous les SKIDS sont bouclés via les cellules moyenne tension appelées ring main unit "RMU" pour assurer continuité de service par la technique de coupure artérielle. La RMU se compose de cellules MT nommées [32] :

- Cellule arrivée.
- Cellule de départ.
- Cellule de protection du transformateur.
- Cellule d'arrivée et de départ.
- Cellule modulaire avec fonction arrivée ou départ, équipée d'un sectionneur (ouvert, fermé ou mis à la terre). Permettre la communication avec le jeu de barres et l'ensemble des cellules.



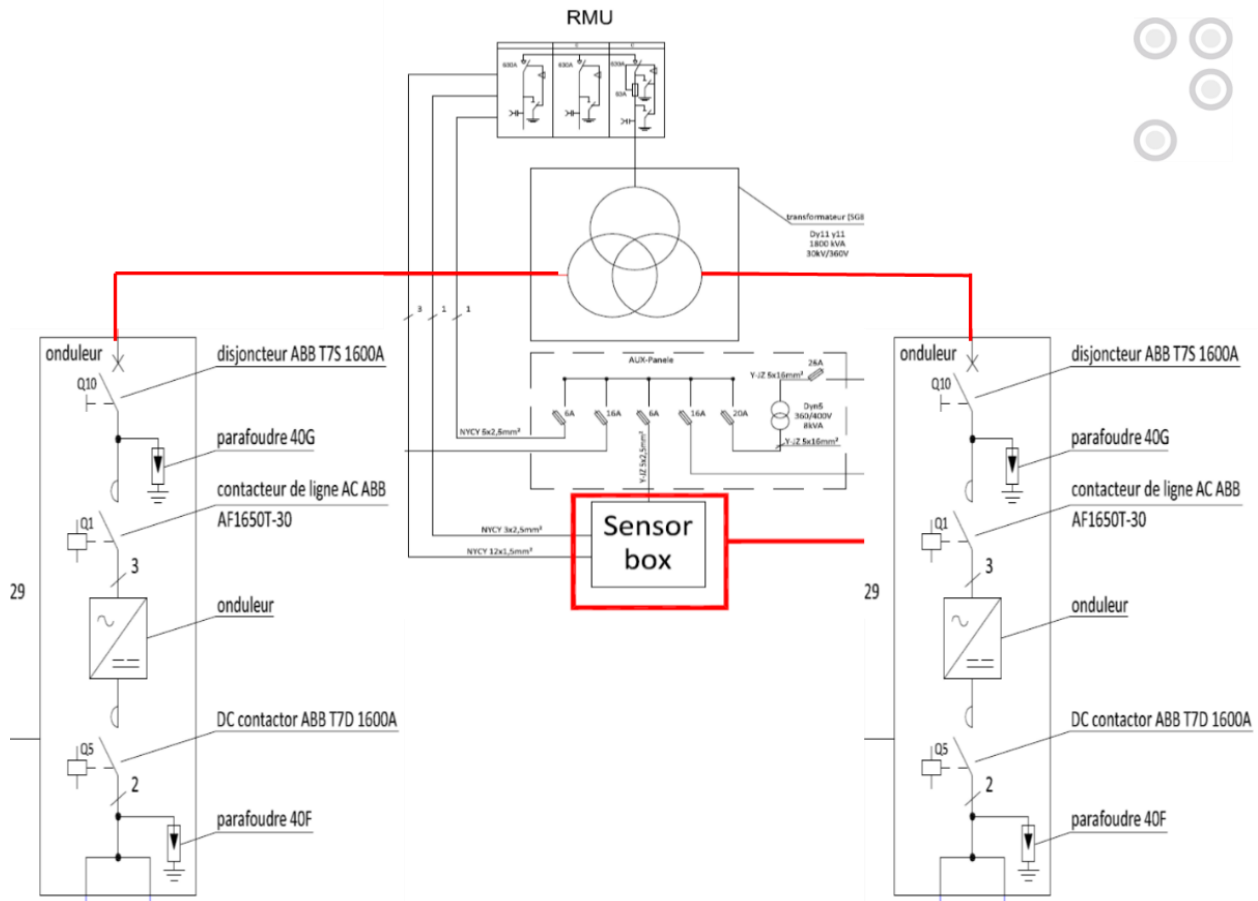


Figure II.7 : Schéma simplifié du RMU.

❖ **Boîte centrale :**

Les câbles DC principaux sont regroupés dans des boîtiers centraux. Selon leur polarité, les câbles DC principaux sont distribués sur les boîtiers centraux. Nous avons deux boîtiers négatifs centraux regroupant les câbles DC négatifs et les deux autres positifs regroupant les câbles DC positifs.

❖ **Boîte à capteurs :**

- Il remplit les fonctions suivantes :
- Mesure en temps réel des valeurs de courant et de tension DC et AC ;
- la mesure des paramètres météorologiques du système ;
- Entrée de signaux par seconde et stockage intermédiaire ;

❖ **Le raccordement de la centrale solaire photovoltaïque au réseau :**

L'installation photovoltaïque de Naâma est raccordée au réseau SONALGAZ au niveau de la sous-station PS Naâma, sur le jeu de barres 60 kV.

La tension de fonctionnement de la centrale photovoltaïque de Naâma est de 30 kV, une sous-station est donc nécessaire afin d'élever la tension à 60 KV.

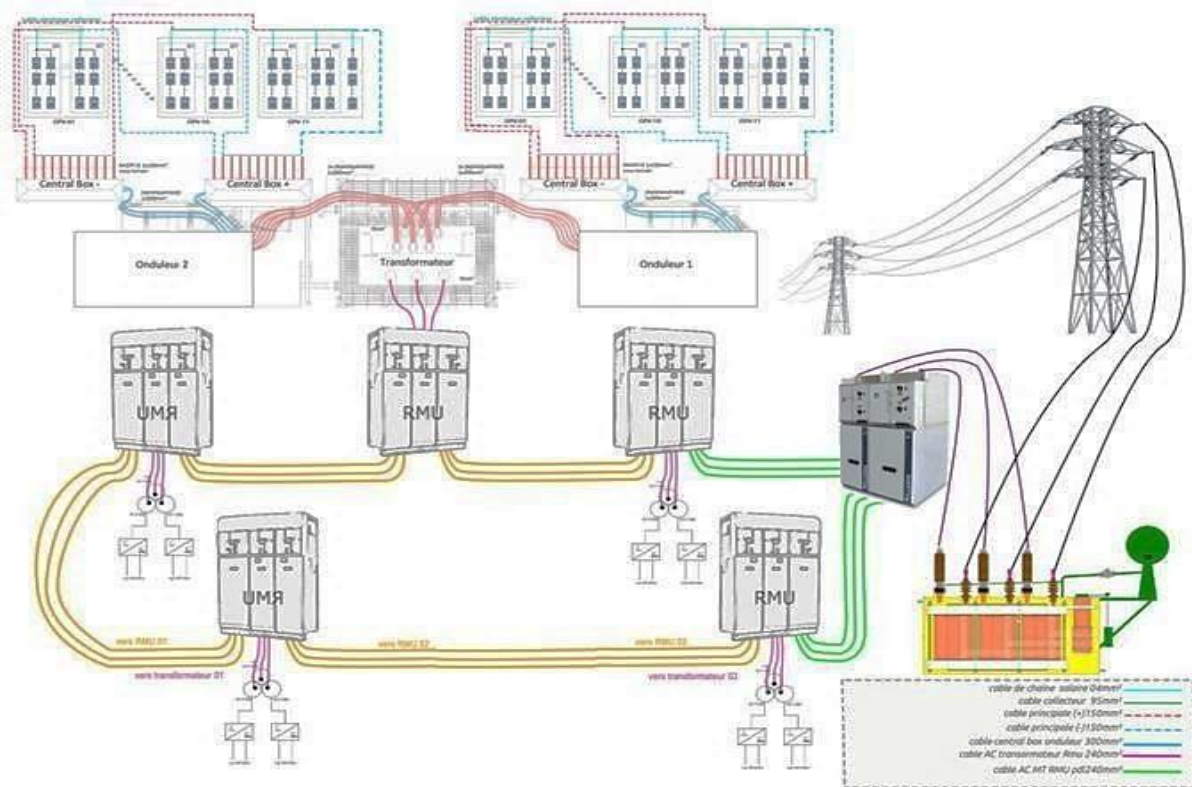


Figure II.8 : Schéma des cheminements de câbles du panneau au réseau électrique.

### II.5. Dimensionnement des panneaux photovoltaïques :

Pour dimensionner la surface de panneaux nécessaires on procède en trois étapes :

- ❖ **Etape 1** : Calcul de l'énergie qui sera consommée par jour.
- ❖ **Etape 2** : Calcul de l'énergie à produire Pour que les besoins du client soient assurés il faut que l'énergie consommée ( $E_c$ ) égale l'énergie produite ( $E_p$ ) à un coefficient près :

$$E_p = E_c \times K$$

$$E_p = 14000000 \times 0,65 = 9100000W \tag{II.1}$$

Le coefficient k tient compte des facteurs suivant :

- L'incertitude météorologique ;
- L'inclinaison non corrigé des modules suivant la saison ;
- Le point de fonctionnement des modules qui est rarement optimal et qui peut être aggravé par : la baisse des caractéristiques des modules, la perte de rendement des modules dans le temps (vieillessement et poussières) ;
- Le rendement des cycles de charge et de décharge delà batterie (90%) ;
- Le rendement du chargeur et de l'onduleur (de 90 à 95%) ;
- Les pertes dans les câbles et connexions

Pour les systèmes avec parc batterie, le coefficient  $k$  est en général compris entre 0,55 et 0,75. La valeur approchée que l'on utilise pour les systèmes avec batterie sera souvent de 0,65. [32]

❖ **Etape 3 :** Calcul de la taille du générateur photovoltaïque (ensemble des panneaux) à installer.

La puissance crête des panneaux à installer dépend de l'irradiation du lieu d'installation. On la calcule en appliquant la formule suivante :

$$P_c = \frac{E_p}{K \times I_r} \quad (II.2)$$

$$I_r = \frac{E_p}{P_c \times K}$$

$P_c$  : Puissance crête en Watt crête (Wc)

$E_p$  : Energie produite par jour (Wh/j)

$I_r$  : Irradiation quotidienne moyenne annuelle (kWh/m<sup>2</sup>\*j)

❖ **Nombre total de panneaux :**

Nous vous rappelons que le module choisi a une puissance de 250W sous 30,1V donc le nombre total de  $N_t$  modules s'exprime comme suit :

$N_t = P_p / \text{Puissance de crête de l'unité d'un module}$

$$P_p = \frac{P_u}{N_s \times C_l} = \frac{20000000}{1,545 \times 0,65} = 19920000 \quad (II.3)$$

$N_t$  : le nombre total de modules

$P_p$  : puissance crête

$P_u$  : puissance utile

$N_s$  : nombre d'heures d'ensoleillement

$C_l$  : Coefficient de perte

Ce qui implique que le nombre de modules est :

$$N_t = \frac{19920000}{250} = 79680 \text{ modules} \quad (II.4)$$

D'une part pour un fonctionnement durable de la centrale et pour assurer une bonne isolation des parties de la centrale électrique en cas de panne. En revanche suite aux proportionnalités entre le prix, la qualité et la puissance des onduleurs dans le Marché international. La centrale électrique a été divisée en plusieurs sous-centrales électriques de 1 MW chaque sous-usine est connectée à un onduleur, ce qui donne un total de 20 onduleurs.

Le dimensionnement de 1 MW est retenu :

Notre travail se limite donc au dimensionnement d'un sous central qui sera les autres zones.

La puissance crête :

$$P_{PC} = \frac{\text{Consommation quotidienne totale}}{N_s \times C_l} = \frac{1000}{1,545 \times 0,65} = 996 \text{ KW} \quad (II.5)$$

Ce qui implique que le nombre de modules par onduleur de 1 MW est :

$$N_{tc} = \frac{996000}{250} = 3984 \text{ panneaux} \quad (\text{II.6})$$

Avec :

$P_{pc}$  : la puissance crête de l'unité centrale.

$N_{tc}$  : Nombre total de modules pour une unité centrale.

### II.5.1. Pertes électriques :

Le système photovoltaïque contient plusieurs pertes, le concepteur doit les identifier au cas par cas afin de pouvoir les chiffrer. Ensuite il faut prendre toutes les sources de perte du système et les prendre en compte dans le calcul des modules car ils doivent fournir toute l'énergie consommé, même ce qui est perdu. [32]

**Tableau II.9** : Types des pertes.

Types des pertes	
A	Pertes dues à la salissure du panneau ou à un revêtement placé devant, qui modifient sa charge courante, la tension n'étant pas affectée.
B	Pertes par chute de tension aux bornes des diodes série.
C	Pertes par chute de tension aux bornes des câbles selon leur longueur, leur traversé section et l'ampérage transporté.
D	Une autre perte affecte directement la tension du panneau, c'est la chute de tension lorsque la température augmente, la puissance crête étant donnée à 25°C.
E	En revanche, il peut y avoir un écart entre la réalité et le calcul car il suppose que la puissance du panneau photovoltaïque est proportionnelle à l'éclairage et c'est en fait le courant qui est, donc parfois il faut considérer la perte du début et de la fin du jour où l'éclairage est faible.
F	Perte liée à la puissance réelle du panneau qui peut être inférieure à celle annoncé dans la documentation du fabricant. Nous ne considérons pas cette perte dans notre calcul, car c'est loin d'être le cas général, mais il faut savoir que cela arrive.

### II.5.2. Puissance nominale :

L'onduleur délivre quasiment la même puissance que celle du générateur photovoltaïque avec une différence, due soit à la technologie des panneaux, soit à l'effet de la température ou de l'efficacité de l'onduleur. La détermination de la configuration « champ photovoltaïque /onduleur » permet de proposer pour chaque puissance considérée, une installation qui fait la meilleure utilisation de sa production d'énergie. Il est en effet important de respecter la relation en admettant le fait que la puissance de l'onduleur est comprise entre 0,7 fois et 1,2 fois la puissance crête du champ Cependant, le choix s'est porté sur

l'onduleur de type Sunny central 800CP, avec des caractéristiques présentes dans la fiche technique au (annexe01). Une vérification de l'état précédent confirme notre choix comme indiqué ci-dessous [32] :

$$\frac{P_{max}}{P_p} = \frac{898}{996} = 0,9 \quad (\text{II.7})$$

$$0,7 \leq 0,9 \leq 1,2$$

$P_{max}$  : Puissance maximale de l'onduleur (voir Annexe 01)

$P_p$  : Puissance crête de l'unité centrale.

### II.5.3. Le calcul de pré dimensionnement :

Le nombre maximum de modules en série :

$$N_{sc} = \frac{U_{inv_{max}}}{U_{oc_{pv}}} = \frac{1000}{41} = 24,39 \approx 24 \text{ modules en série} \quad (\text{II.8})$$

Donc : Branche UDC =  $24 \times 41 = 984 < U_{inv_{ma}}$

Le nombre final de modules série par branche est donc  $N_{sc} = 24$  modules.

Nombre de modules parallèles (chaînes).

$$N_{pc} = \frac{N_{tc}}{N_{sc}} = \frac{3984}{24} = 166 \quad (\text{II.9})$$

Donc :

$$I_{max} = N_{pc} \times I_{sc_{pv}} = 166 \times 8,87 = 1472,42 \text{ A} \quad (\text{II.10})$$

Il dépasse le courant maximum de l'onduleur 1400 A.

Avec :

$N_{tc}$  : nombre total de modules dans la centrale.

$N_{sc}$  : Nombre réel de modules en série dans la centrale

$N_{pc}$  : nombre réel de modules en parallèle dans la centrale

$U_{inv_{max}}$  : tension maximale de l'onduleur

$I_{max}$  : courant max des voies

$I_{sc_{pv}}$  : le courant de court-circuit du panneau photovoltaïque.

### Interprétation des résultats obtenus :

Cependant, le nombre total de modules de la centrale est de  $N_{t'} = N_{pc} \times N_{sc} \times N_{inv}$ .

$$N_{t'} = 166 \times 24 \times 20 = 79680 \text{ panneaux} \quad (\text{II.11})$$

$$N_t = N_{t'} \rightarrow 79680 = 79680$$

Nous avons constaté que l'installation effectuée par l'entreprise est basée sur standardisation, elle consiste à distribuer 24 modules en série avec une tension inférieure de 1,6% par rapport à la tension maximale supportée par l'onduleur.

## II.6. Les Protections :

### II.6.1. Protection contre la foudre :

Des mesures de protection contre la foudre seront mises en œuvre, y compris l'installation de parasurtenseurs et de paratonnerres. Ces mesures seront effectuées conformément aux directives UTE 15-443 et aux normes NF-EN 61643-11 et NF C 17-100 et 17-102.

La protection électrique implique également la mise à la terre de toutes les masses métalliques de l'équipement dans la centrale électrique, telles que les modules, les structures de support, les boîtes de jonction, les postes de transformation et de livraison. Ceci est fait pour établir des connexions équipotentielles. [33]

### II.6.2. Protection des cellules :

Deux types de protection sont généralement indispensables au bon fonctionnement d'un module photovoltaïque :

- Le premier type de protection est appelé protection de diode parallèle, ou protection de dérivation. Son but est de sauvegarder une série de cellules en cas de déséquilibre causé par le dysfonctionnement d'une ou plusieurs cellules dans cette série ou l'ombrage sur certaines cellules. Cette protection garantit que les cellules affectées n'ont pas d'impact négatif sur les performances globales du module.
- Le deuxième type de protection est la diode de série, qui est placée entre le module et la batterie. Son rôle est d'empêcher l'écoulement du courant vers le module pendant les périodes d'obscurité. Dans ce scénario, il est désigné comme une diode anti-reverse. Cette protection est cruciale pour éviter tout dommage potentiel au module ou à la batterie en raison du flux de courant inverse.

### ❖ Protection des Cellules Arrivées :

Le courant instantané maximum correspond à l'enclenchement simultané des **10 transfo 1800KVA** :

$$I = \frac{10 \cdot 12 \cdot 1800 \text{KVA}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{KV}} = 4161,8 \text{ A} \quad (\text{II.12})$$

Soit **4786A** en prenant en compte une marge de **15%**, afin d'éviter tout déclenchement intempestif. [34]

### II.6.3. Protection des postes de transformation et de livraison :

Les postes de transformation et de livraison sont composés de différents éléments de sécurité [33] :

- Système de protection de surtension (inter-sectionneurs et disjoncteurs)
- Supervision à distance ;
- Protection contre la foudre (parafoudre) ;
- Dispositif de commande (sectionneurs et jeux de barre : conducteur répartissant le courant entre les divers circuits à alimenter) ;
- Cellule de protection HTA ;
- Protection fusible ;

➤ Arrêt d'urgence.

En outre, le poste de transformation dispose d'un système de contrôle et de commande. Ainsi, de nombreux paramètres électriques sont mesurés, permettant de signaler les alarmes en cas de dysfonctionnement.

Comme cette salle est connectée au réseau téléphonique, l'information sera renvoyée aux services de maintenance et au personnel de garde. Un système général de fermeture sera mis en place.

L'accès aux installations électriques sera limité au personnel habilité intervenant sur le site.

#### **II.6.4. Défense incendie :**

Les voies périphériques autour du dôme et du site serviront de zones coupe-feu pour la protection contre les incendies et de voies d'accès pour les services d'urgence et de lutte contre les incendies, au besoin.

Les besoins en eau pour la lutte contre les incendies seront comblés par une réserve d'incendie de 120 m<sup>3</sup> située à l'ouest du site, dans la zone actuelle de stockage des débris. Cette réserve est accessible par la route d'accès existante.

La réserve de feu répondra aux normes requises et sera référencée par le SDIS de la Vienne (Service d'Incendie et de Secours de Vienne).

De plus, des extincteurs adaptés au risque seront installés dans les locaux techniques tels que les postes de transformation et de livraison. [33]

#### **II.6.5. Phase d'exploitation :**

Les opérations liées à l'exploitation d'une centrale photovoltaïque sont limitées et impliquent principalement une gestion continue et optimale grâce à des systèmes de supervision et une équipe de maintenance.

L'utilisation des derniers outils de contrôle d'exploitation et de production est essentielle pour assurer une productivité optimale pour l'ensemble de la centrale.

Les interventions sur site comprennent principalement de petites tâches de maintenance et l'entretien général de la centrale.

Ces services seront assurés par une ou plusieurs entreprises locales. [33]

#### **II.6.6. Surveillance de la centrale :**

Le fonctionnement des installations sera surveillé à distance grâce à un système de surveillance à distance et d'enregistrement des données de la centrale. Aucune présence permanente n'est prévue sur le site. Seules les opérations d'entretien et de réparation occasionnelles, principalement sur les installations électriques, nécessiteront la présence occasionnelle de techniciens.

Chaque unité de production photovoltaïque aura un compteur de production et un dispositif de télécommande.

Le système de supervision à distance permet un accès en temps réel à différents paramètres tout au long de l'année : contrôle de la production, détection d'anomalies et de défauts, données historiques, etc.

Les capteurs seront installés à différents niveaux d'équipement : poste de transformation, poste de livraison, rangées de panneaux. Les valeurs instantanées et cumulatives seront visibles sur place et à distance.

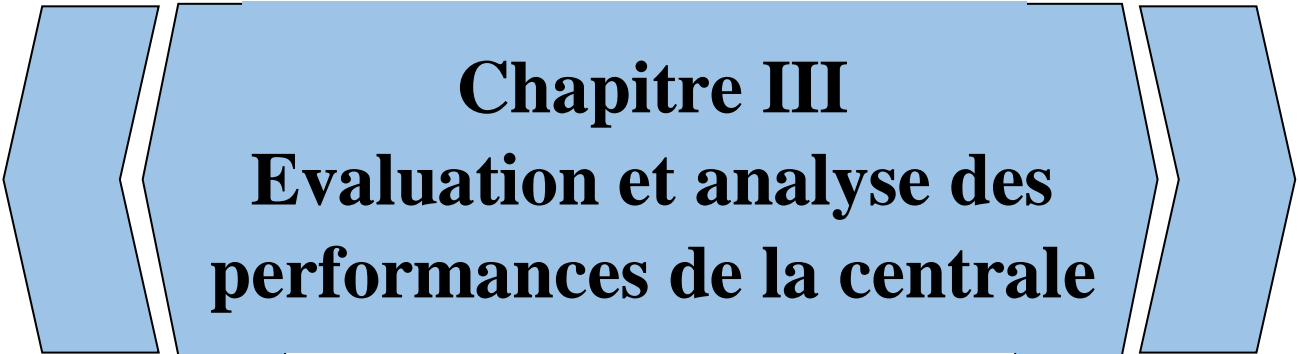
Cette base de données permettra au gestionnaire de prendre des mesures externes des données au moyen de capteurs, d'avoir accès à la surveillance des onduleurs et du générateur solaire, et de régler tout dysfonctionnement, comme un disjoncteur déclenché, un fusible grillé, une défaillance de l'onduleur, etc., ayant une incidence sur la production : la détection précoce des dysfonctionnements, l'envoi d'informations sur les anomalies, la possibilité d'interroger l'ordinateur, etc. De plus, les messages d'alerte émis seront analysés pour initier les actions correctives nécessaires.

En outre, l'injection d'électricité dans le réseau de distribution (local ou public) est également contrôlée. En cas de surcharge sur le réseau public, la puissance injectée est automatiquement limitée. De même, en cas de panne sur le réseau, l'installation photovoltaïque est déconnectée du réseau jusqu'à ce que la normalité soit rétablie. [33]

## **II.7. Conclusion :**

La centrale photovoltaïque de Naâma représente un exemple concret de l'intégration réussie des énergies renouvelables dans le réseau énergétique. Avec une capacité installée de 20 MWc, elle utilise des technologies avancées pour maximiser l'efficacité et minimiser les pertes énergétiques. L'installation des modules photovoltaïques, des onduleurs, et des transformateurs a été optimisée pour garantir une performance élevée, tout en assurant la protection et la maintenance nécessaires pour une opération continue et fiable. La centrale illustre l'importance d'une planification précise et de l'emploi de technologies avancées pour optimiser l'exploitation des ressources solaires, tout en jouant un rôle majeur dans la production d'énergie propre et renouvelable pour la région.





**Chapitre III**  
**Evaluation et analyse des**  
**performances de la centrale**

### III.1. Introduction :

La simulation et l'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques (PV) sont essentielles pour optimiser leur conception et leur fonctionnement. Dans ce contexte, le logiciel PVSyst se révèle être un outil incontournable pour les ingénieurs et chercheurs. PVSyst offre une interface conviviale et une assistance contextuelle détaillée, expliquant les procédures et modèles utilisés, ce qui en fait un outil pédagogique précieux et une ressource efficace pour le développement de projets photovoltaïques.

Le logiciel permet l'importation de données météorologiques provenant de diverses sources, ce qui est crucial pour une estimation précise des paramètres de performance des centrales photovoltaïques. Dans cette étude, nous avons choisi d'utiliser PVSyst pour la simulation et l'évaluation du dimensionnement de la centrale photovoltaïque de Naama avec un objectif de tester l'efficacité de ce logiciel dans l'analyse de la dégradation des performances du système.

Dans cette étude, nous analyserons les performances du système photovoltaïque de Naama en utilisant plusieurs paramètres de performance, tels que l'énergie produite ( $E_{ac}$ ), rendement de référence ( $Y_r$ ), rendement final ( $Y_f$ ), rendement du système ( $Eff$ ), facteur de capacité ( $CF$ ) et le ratio de performance ( $PR$ ), conformément aux normes de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de la Commission électrotechnique internationale (CEI 61724).

### III.2. Définition du logiciel du système PV :

Le logiciel PVsyst est destiné à être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs, tout en étant un outil éducatif précieux. Il propose une assistance contextuelle détaillée, expliquant en profondeur les procédures et les modèles utilisés, et offre une approche rentable avec un guide pour le développement de projets. PVsyst permet l'importation de données météorologiques à partir de diverses sources. [35]

### III.3. Simulation d'une centrale photovoltaïque à l'aide du logiciel PVsyst :

Une étape cruciale dans l'évaluation des systèmes photovoltaïques consiste à calculer les paramètres de performance attendus des centrales photovoltaïques dès la phase de conception. En plus des dimensions du système et des spécifications techniques des composants, une estimation précise de ces paramètres requiert l'utilisation de diverses informations telles que les données météorologiques locales (rayonnement solaire, température, vitesse du vent, humidité). De nombreux chercheurs ont souligné l'importance des outils d'évaluation de la performance des centrales solaires. Plusieurs outils de simulation sont disponibles pour analyser pleinement la performance des centrales solaires. Dans ce cas précis, les logiciels PVsyst, SAM, PVGIS et SolarGis ont été utilisés pour la prévision et la modélisation de systèmes photovoltaïques à grande échelle. Nous avons opté pour PVsyst comme logiciel de simulation afin d'évaluer le dimensionnement de l'installation photovoltaïque de Naama. Ce choix n'a pas été fait au hasard, mais plutôt en raison de

l'acceptation généralisée et de la facilité d'utilisation du logiciel PVsyst, notamment pour les grandes installations photovoltaïques. [36]

### III.4. Les paramètres de performance :

Afin d'analyser la performance d'un système solaire photovoltaïque, les paramètres de performance ont été spécifiés par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et sont décrits dans les normes normalisées (Commission électrotechnique internationale) CEI 61724. Ces paramètres comprennent l'efficacité de référence ( $Y_R$ ), l'efficacité du réseau photovoltaïque ( $Y_A$ ), l'efficacité finale du système photovoltaïque ( $Y_F$ ), le rapport de performance (PR), les pertes du système (LS) et les pertes diverses (LC). Ces paramètres sont utilisés pour définir la performance globale du système par rapport à la production d'énergie, aux ressources solaires et à l'effet global des pertes du système photovoltaïque. L'ensemble des mesures de rendement examinées dans la présente étude est résumé ci-dessous.

Évaluer les performances de la centrale photovoltaïque, nous avons utilisé plusieurs paramètres de performance dont l'efficacité du système ( $\eta_{\text{sys}}$ ), le tableau, la référence et le rendement final ( $Y_A$ ,  $Y_R$ ,  $Y_F$ ) et au dernier taux de performance PR.

Les expressions de  $\eta_{\text{sys}}$ ,  $Y_A$ ,  $Y_R$ ,  $Y_F$ ,  $E_{AC}$ ,  $E_{DC}$ , PR, CF et H total sont présentées comme suit [37] :

#### III.4.1. Production d'énergie :

La production mensuelle totale d'énergie AC (kW h)  $E_{AC,m}$  et la production DC totale moyenne mensuelle (kW h)  $E_{DC,m}$  fournies par le système photovoltaïque sont définies comme :

$$E_{AC,m} = \sum_{n=1} E_{AC,m} \quad (\text{III.1})$$

$$E_{DC,m} = \sum_{n=1} E_{DC,m} \quad (\text{III.2})$$

Où  $n$  est le nombre de jours dans le mois.

#### III.4.2. Rendement du champ PV ( $Y_A$ ) :

Est calculé comme le rapport de l'énergie totale produite  $E_{DC}$  (kWh) par les réseaux photovoltaïques pendant une période spécifique (jour, mois ou année) à la puissance nominale  $P_0$  (kWc) des réseaux dans des conditions standard (CTS : irradiance : 1000 W/m et température ambiante de 25 °C et spectre de référence AM 1,5-G).

$$Y_A = \frac{E_{DC} \left[ \frac{kWh}{\text{jour}} \right]}{P_0 [kW]} \left[ \frac{h}{\text{jour}} \right] \quad (\text{III.3})$$

$E_{DC}$  est la puissance de sortie totale en courant continu des réseaux PV (kWh) et la puissance de sortie nominale du système PV.

**III.4.3. Rendement de référence (YR) :**

Le rendement de référence est le rapport entre la quantité totale de rayonnement solaire  $I_{POA}$  (kWh/m<sup>2</sup>) atteignant la surface des panneaux solaires photovoltaïques et la quantité de rayonnement de référence  $G_0$  (1kW/m<sup>2</sup>). Ce paramètre représente le nombre d'heures pendant lesquelles l'irradiance est égale à la valeur de référence. YR définit la ressource solaire pour le système photovoltaïque.

$$Y_R = \frac{I_{POA}}{G_0} \quad (\text{III.4})$$

**III.4.4. Rendement finale PV (YF) :**

La performance finale correspond à l'énergie totale produite par le système photovoltaïque,  $E_{AC}$  (kWh), par rapport à la puissance nominale installée  $P_0$  (kWc). Cette quantité représente le nombre d'heures pendant lesquelles le champ PV devrait fonctionner à sa puissance nominale.

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_0} \quad (\text{III.5})$$

$E_{AC}$  est la sortie d'énergie  $A_c$  totale de l'onduleur générée par le système d'alimentation PV pour une période donnée.

**III.4.5. Rendement du système PV ( $\square_{\text{sys}}$ ) :**

L'efficacité du système photovoltaïque est calculée en divisant l'énergie totale générée par le système photovoltaïque ( $E_{AC}$ ) par le produit de la quantité d'irradiation sur le plan du panneau et la surface totale du champ photovoltaïque.

$$\square_{\text{sys}} = \frac{E_{AC}}{I_{POA} \times A_a} \times 100\% \quad (\text{III.6})$$

Où  $A_a$  est la surface du champ PV.

**III.4.6. Ratio de performance (PR) :**

Le rapport de performance est une grandeur adimensionnelle qui fournit des informations essentielles sur les pertes du système photovoltaïque (modules, onduleurs, câbles, conditions météorologiques, pertes dues à la température non-STC). Cette grandeur est définie comme le rapport entre le rendement final (YF) et le rendement de référence (YR). Il représente le pourcentage d'énergie réellement fournie par le système [38].

On peut l'exprimer de la manière suivante :

$$PR(\%) = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (\text{III.7})$$

**III.4.7. Facteur de capacité (CF) :**

Le facteur de capacité est défini comme la relation entre la production effective annuelle d'énergie électrique et l'énergie électrique qui pourrait être produite si la centrale solaire photovoltaïque fonctionnait à pleine puissance pendant 24 heures par jour, tout au long de l'année. La capacité annuelle de la centrale solaire photovoltaïque est calculée par l'équation suivante [39] :

$$CF_y = \frac{E_{AC.y}}{P_{PV.rated} \times 8760} \quad (\text{III.8})$$

$$CF_m = \frac{E_{AC.m}}{P_{PV.rated} \times 24 \times N} \quad (\text{III.9})$$

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

**III.4.8. Perte de système (Ls) :**

Les pertes du système (LS) résultent des pertes de conversion des onduleurs (courant continu à courant alternatif) et sont déterminées par l'écart entre le rendement du champ PV ( $Y_A$ ) et le rendement final ( $Y_F$ ) :

$$L_S = Y_A - Y_F \quad (\text{III.10})$$

**III.4.9. Perte de capture réseau (Lc) :**

Les pertes diverses (LC) se définissent comme la disparité entre le rendement de référence et le rendement du champ PV. Elles englobent les pertes liées aux températures des panneaux, aux câblages, à l'ombrage partiel, aux pertes spectrales, à la salissure, aux erreurs dans la recherche du point de puissance maximale, aux conversions (DC-AC), etc.

$$L_C = Y_R - Y_A \quad (\text{III.11})$$

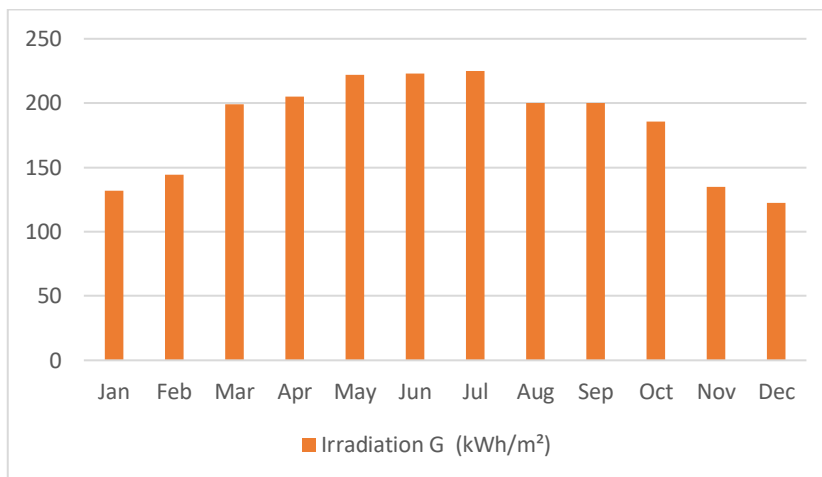
**III.5. Résultat et discussion des résultats réel :**

Cette section présente une analyse approfondie des résultats de performance de la centrale photovoltaïque de 20 Mwc à Naama, basée sur les données opérationnelles de l'année 2017 enregistrées par le service SCADA de la centrale. En outre, une analyse de la dégradation est effectuée pour évaluer l'efficacité et la fiabilité à long terme du système après cinq ans de fonctionnement.

**III.5.1. Analyse de performance de l'année 2017 :**

Les conditions environnementales évaluent l'impact des variations climatiques locales sur son rendement. Elle identifie les périodes de haute et basse performance, fournissant des bases pour optimiser l'efficacité de la centrale.

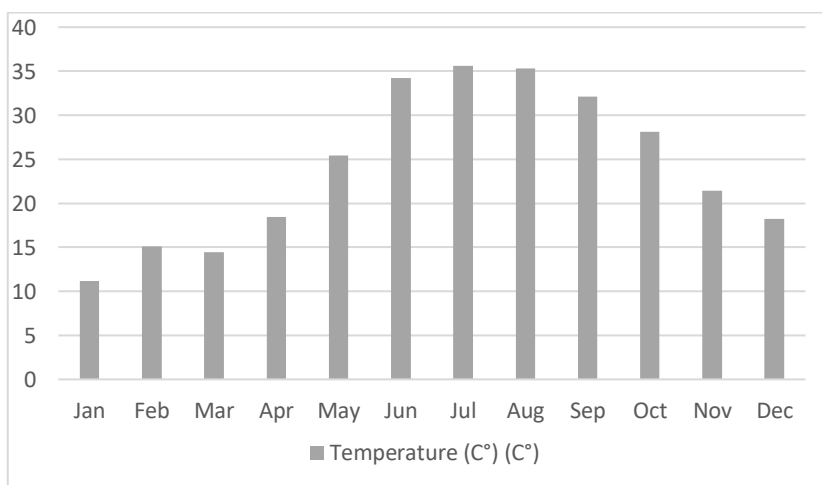
➤ **Irradiation (G) :** Le graphe montre l'irradiation mensuelle moyenne (en kWh/m<sup>2</sup>) :



**Figure III.1** : Irradiation solaire mensuel de 2017.

Les valeurs d'irradiation les plus élevées sont observées pendant les mois d'été, notamment en juin, juillet et mai, avec des valeurs dépassant 220 kWh/m<sup>2</sup>. Cela suggère un potentiel élevé de production d'énergie solaire durant ces mois. Les valeurs d'irradiation les plus basses se trouvent en décembre et janvier, avec des valeurs autour de 122,31 kWh/m<sup>2</sup> et 131,98 kWh/m<sup>2</sup> respectivement. Cela est typique car les mois d'hiver reçoivent moins de lumière solaire.

➤ **Température** : Le graphe montre la température mensuelle moyenne (en °C) :



**Figure III.2** : Température mensuelle de 2017.

Les températures sont les plus élevées pendant les mois d'été (juin, juillet et août), atteignant des pics au-dessus de 34°C, avec juillet étant le mois le plus chaud à 35,59°C. Des températures élevées peuvent affecter l'efficacité des modules photovoltaïques, réduisant généralement leur performance. Les températures les plus basses sont enregistrées pendant les mois d'hiver, janvier ayant une température moyenne de 11,16°C. Les températures plus basses ont tendance à augmenter l'efficacité des panneaux solaires photovoltaïques, même si la diminution de l'intensité lumineuse pendant ces mois compense cet avantage.

➤ **Vitesse du vent** : Le graphe montre la vitesse du vent mensuelle moyenne (en m/s) :

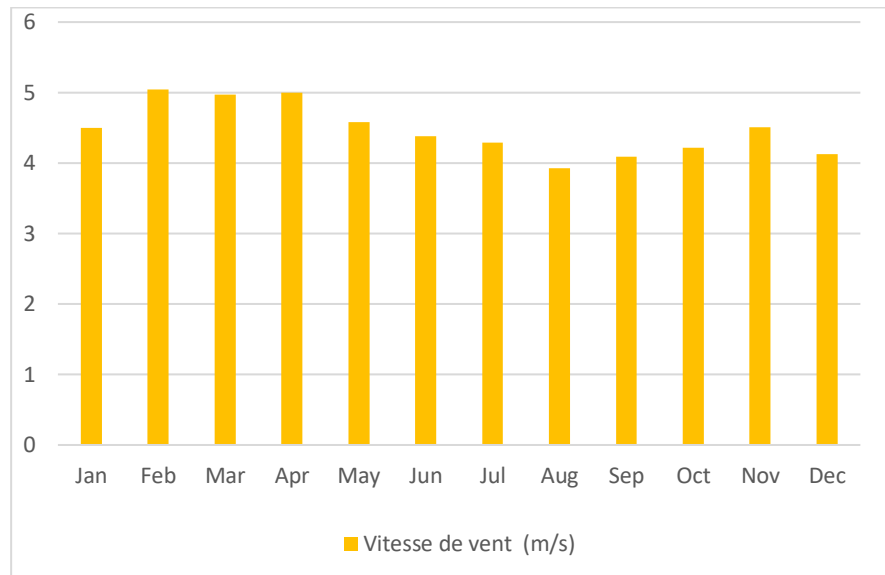


Figure III.3 : Vitesse du vent mensuel de 2017.

Les vitesses du vent sont relativement constantes tout au long de l'année, variant de 3,50 m/s en septembre à 5,04 m/s en février. Des vitesses de vent plus élevées peuvent aider à refroidir les panneaux PV, atténuant potentiellement les effets négatifs des températures élevées sur l'efficacité.

### III.5.2. Corrélation entre l'énergie produite total AC et l'irradiation :

Le graphe présente la variation mensuelle de l'irradiation solaire (en kWh/m<sup>2</sup>) et la production totale d'énergie (Eac total en MWh) :

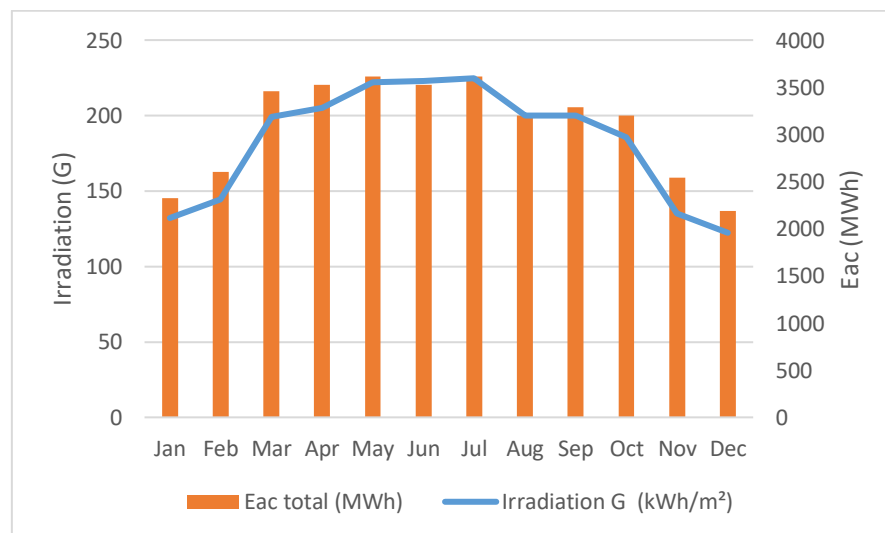


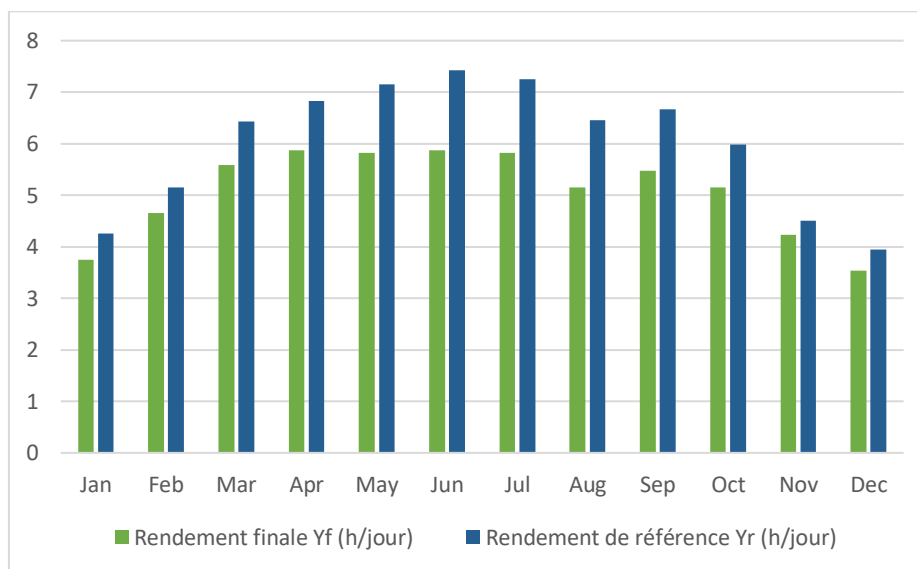
Figure III.4 : Energie moyenne mensuelle d'AC et l'irradiation de 2017.

La production totale d'énergie suit de près la tendance de l'irradiation solaire. Elle augmente de janvier à juillet, atteignant un maximum pendant les mois d'été (juin, juillet, août) avec des valeurs autour de 3500 MWh. La production diminue ensuite progressivement de septembre à décembre, avec les plus faibles productions enregistrées en décembre et janvier, autour de 2000-2500 MWh. Il existe une forte corrélation entre l'irradiation solaire et la production d'énergie. Lorsque l'irradiation est élevée, la production d'énergie

est également élevée. Les variations mensuelles de la production énergétique reflètent directement les variations de l'irradiation solaire reçue par la centrale photovoltaïque. De plus, ces résultats mettent en évidence une corrélation significative ( $R^2= 0,9903$ ) entre le rayonnement solaire et la production d'énergie de la centrale photovoltaïque tout au long de l'année.

### III.5.3. Rendement de référence (Yr) et rendement final (Yf) :

Le graphe présente la variation mensuelle moyenne du rendement finale (en h/jour) et le de rendement de référence (en h/jour) :



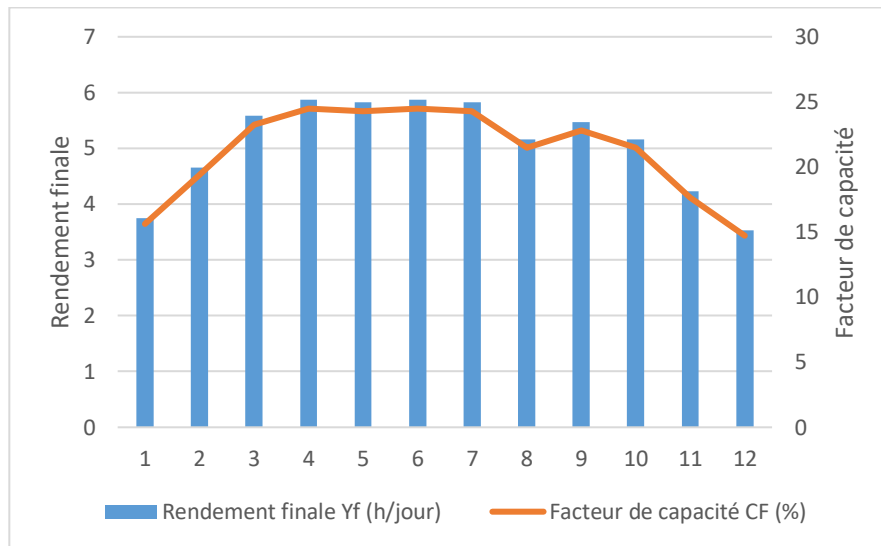
**Figure III.5 :** Rendements énergétiques mensuel moyen de l'année 2017.

On observe que le rendement final de la centrale est inférieur au rendement de référence. Les valeurs de rendement final Yf présentent une évolution, atteignant leur maximum en mai et juin environ (5,87 h/jour) et leur minimum en décembre (3,53 h/jour), avec un moyen mensuel de 5,08 h / jour. Les valeurs de rendement de référence Yr suivent une tendance similaire, avec un maximum en mai (7,16 h/jour) et un minimum en décembre (3,95 h/jour), avec un moyen mensuel de 6,01 h / jour. Cela est dû à plusieurs facteurs, tels que les pertes de puissance dues aux pertes électriques, aux pertes optiques et aux pertes thermiques.

### III.5.4. Facteur de capacité avec le rendement final Yf :

Le graphe présente la variation mensuelle du rendement finale (en h/jour) et le facteur de capacité (en %) :



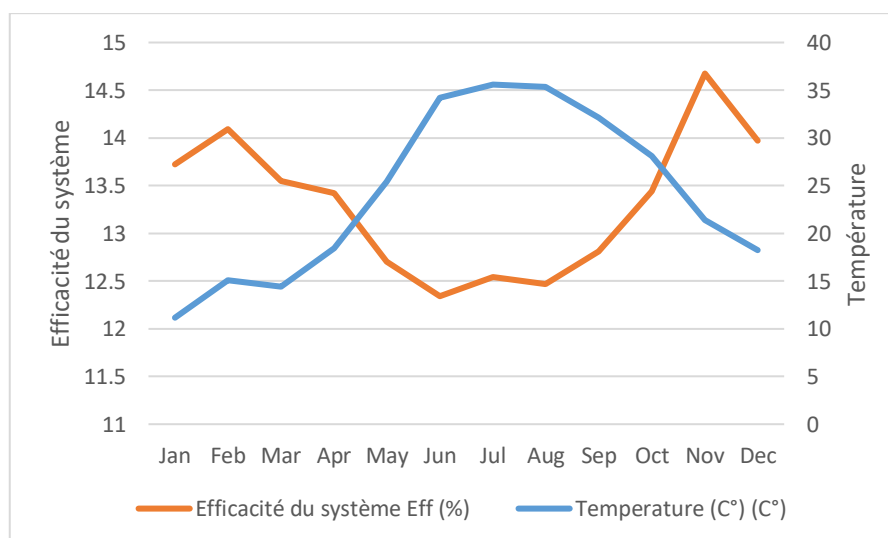


**Figure III.6 :** Facteur de capacité et le rendement final.

Les résultats montrent que la centrale produit une quantité d'énergie solaire relativement importante, le rendement final  $Y_f$  varie de 3,53 h/jour en décembre à 5,88 h/jour en avril et en juin, avec un moyen mensuel de 5,08 h / jour. Cependant, le facteur de capacité de la centrale est relativement faible et suit une tendance similaire au rendement final  $Y_f$ , avec des valeurs maximales en avril, mai et juin (environ 24,48%) et minimales en décembre (14,72%), avec un moyen mensuel de 21,16%, ce qui signifie que la centrale ne fonctionne pas à pleine capacité tout le temps. Cela peut être dû à plusieurs facteurs, tels que la météo, l'ombrage et les pannes techniques.

**III.5.5. Efficacité du système en fonction de la température :**

Les paramètres climatiques ont un impact direct sur l'efficacité du système, Plus précisément la température qui joue un rôle crucial dans cet impact. Le graphe présente la variation mensuelle moyenne de la température (en °C) et l'efficacité du système photovoltaïque (en %) :

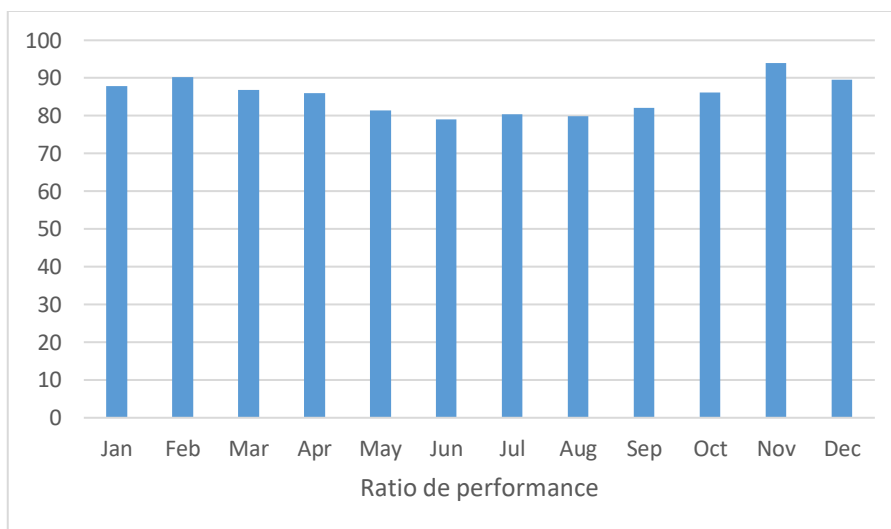


**Figure III.7 :** Efficience moyen mensuel de système et température mensuel.

L'efficacité du système reste relativement stable tout au long de l'année, avec une légère diminution pendant les mois les plus chauds. L'efficacité semble être la plus élevée pendant les mois plus frais (janvier 13,72%, février 14,09%, et décembre 13,97%), et légèrement inférieure pendant les mois d'été (juin 12,34% à août 12,47%). Il existe une corrélation inverse entre la température et l'efficacité du système. Lorsque la température augmente, l'efficacité du système a tendance à diminuer légèrement. Cela est dû au fait que les panneaux solaires fonctionnent de manière optimale à des températures modérées. Des températures élevées peuvent provoquer une augmentation de la résistance interne des modules, réduisant ainsi leur rendement.

### III.5.6. Ratio de performance :

Le graphe montre le ratio de performance mensuelle (en %) :



**Figure III.8 :** Ratio de performance au cours de l'année 2017.

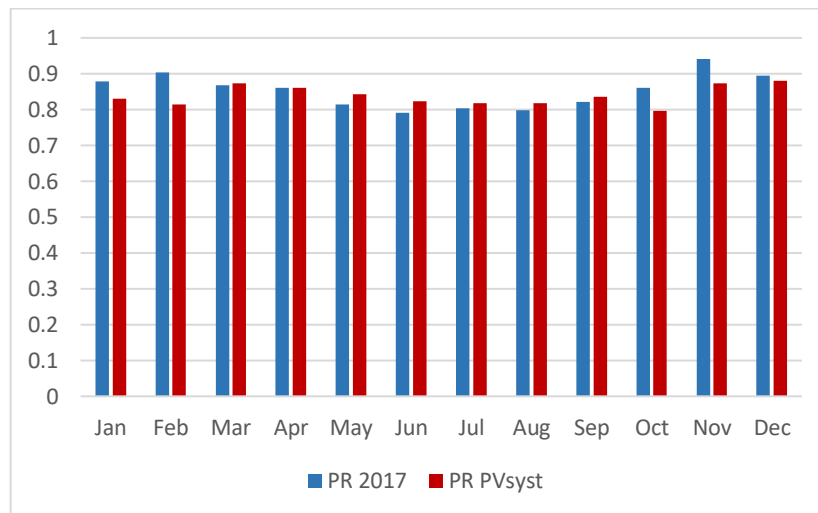
Le PR est une mesure de l'efficacité de la centrale, représentant le rapport entre l'énergie réelle produite et l'énergie théorique maximale qui pourrait être produite dans des conditions idéales, les valeurs de PR varient entre un minimum de 79,09% en juin et un maximum de 90,30% en février, avec un moyen mensuel de 85,3%. Cela indique que la centrale maintient une efficacité stable, produisant une quantité d'énergie prévisible chaque mois, indépendamment des variations saisonnières ou des conditions météorologiques.

### III.6. Validation des résultats par PVsyst :

Dans le but d'améliorer les performances de la centrale photovoltaïque de Naâma. L'avantage de PVsyst réside dans sa capacité à fournir des résultats qui se rapprochent des données réelles, permettant ainsi une analyse précise et fiable. De plus, PVsyst nous permet d'analyser la dégradation de la centrale et évaluer les performances après cinq ans de production.

### III.6.1. Comparaison du PR de 2017 :

Après avoir évalué les paramètres de performance réels de la centrale photovoltaïque de Naama dans la section précédente, nous allons, dans cette section, tester l'outil de simulation PVSyst pour valider ces résultats. Nous voulons déterminer si ses estimations sont proches de la réalité, afin de procéder ensuite à l'analyse de la dégradation des performances avec ce logiciel. Pour cette raison, il est pertinent de comparer le rapport de performance (PR) réel de l'année 2017 avec celui généré par PVSyst, en soulignant que l'importance de PVSyst réside dans sa capacité à fournir des résultats acceptables et proches des données réelles, un avantage largement justifié par de nombreuses recherches publiées dans la littérature.



**Figure III.9** : Le rapport de performance (PR) réel/PVSyst.

Les résultats obtenus dans la Figure (III.9) montrent que la centrale photovoltaïque de Naâma a des performances proches de celles prévues par les simulations du logiciel PVSyst, mais il y a des écarts notables :

Les PR réels varient de 0,791 en juin à 0,941 en novembre, les mois d'hiver (novembre, décembre, janvier, février) montrent des PR réels plus élevés, avec un maximum en novembre (0,941), les mois d'été (juin, juillet, août) ont des PR réels plus bas, avec un minimum en juin (0,791), avec un moyen de 0,853 équivalent de 85,3%.

Les PR simulés varient de 0,796 en octobre à 0,881 en décembre, avec un moyen de 0,838 équivalent de 83,8%, les PR simulés montrent une variation moins prononcée que les PR réels, indiquant des prévisions plus constantes par le logiciel PVSyst.

En conclusion, les résultats de cette analyse montrent clairement que PVSyst a bien estimé les performances de la centrale étudiée. En effet, les valeurs de PR simulé et réel sont respectivement de 85,301 % et 83,867 %, ce qui démontre l'efficacité de PVSyst pour simuler et évaluer les performances de la centrale photovoltaïque avec des prévisions très proches des données réelles de 2017 avec une erreur acceptable de seulement 1,434 %.

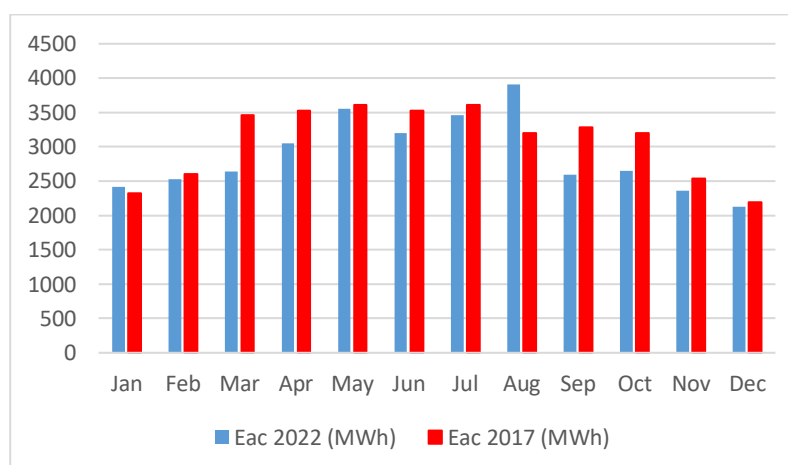
### III.6.2. Analyse de la dégradation par PVSyst :

Après les résultats encourageants obtenus précédemment, il est pertinent de poursuivre notre travail en analysant la dégradation du système à l'aide de PVSyst qui peut évaluer les performances des systèmes PV sur de longues périodes, en tenant compte des divers facteurs de dégradation tels que le vieillissement des modules Photovoltaïques, mismatch des modules et réparation ou remplacement des onduleurs.

Nous comparerons ensuite les résultats de simulation avec les données de production réelles de la centrale de Naama après cinq ans de fonctionnement, c'est-à-dire après sa dégradation réelle. Étant donné que la dégradation d'un système photovoltaïque affecte généralement ses composants matériels, nous avons choisi dans cette partie de réaliser cette analyse en comparant les énergies produites par la centrale. Cette approche nous permettra de vérifier l'exactitude de PVSyst dans l'estimation de la dégradation des performances et de mieux comprendre l'impact des conditions réelles sur le rendement du système.

#### III.6.2.1. Comparaison de l'énergie produite entre 2017 et 2022 réels :

Dans la figure (III.10) l'énergie produite EnAC de cinq ans est dégradé aux mois chauds et plus élevé de Mars à Juillet 2017, et atteignant un pic en Mai et Juillet. En 2022, la production est globalement plus basse pendant ces mois, mais atteint un pic en août.

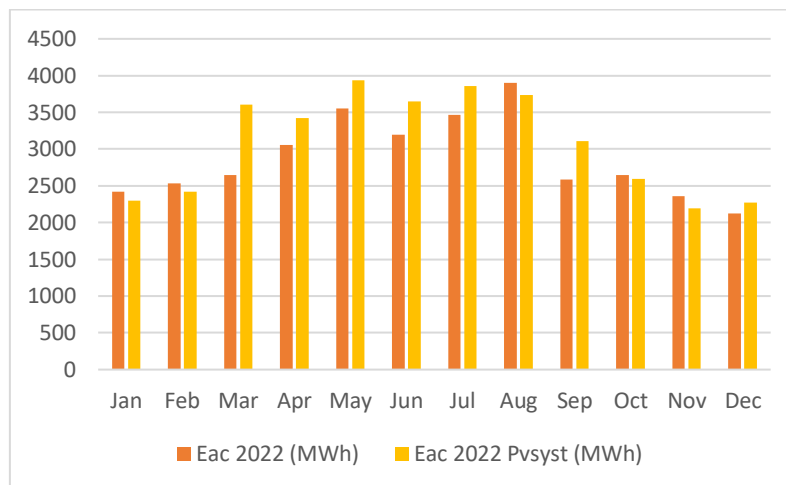


**Figure III.10 :** L'énergie produite de deux périodes étudiée (2017-2022).

La production moyenne annuelle en 2017 était de 3113,95 MWh, tandis qu'en 2022, elle était de 2924,99 MWh. Cela représente une baisse moyenne de production de 188,96 MWh après cinq ans de fonctionnement. Les données montrent clairement une diminution de la production d'énergie de la centrale photovoltaïque de Naama entre 2017 et 2022, ce qui est attendu avec le vieillissement des panneaux solaires. Cependant, il est également important de noter l'impact des conditions climatiques spécifiques, comme les précipitations neigeuses en 2017, qui ont affecté certaines périodes. Cette analyse met en évidence l'importance de l'entretien régulier et du nettoyage des panneaux solaires pour maintenir leur efficacité, ainsi que la nécessité de considérer les variations climatiques annuelles dans l'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques.

### III.6.2.2. Comparaison de l'énergie produite entre 2022 réel et 2022 simulé :

Les données montrent une différence moyenne de production d'environ 217,76 MWh entre les valeurs simulées par PVsyst et les valeurs réelles enregistrées.



**Figure III.11** : L'énergie produite réel et simulé par PVsyst de l'année 2022.

Les écarts entre les valeurs réelles et celles simulées par PVsyst soulignent la nécessité d'améliorer la prise en compte des sources potentielles de dégradation dans les calculs du logiciel. Bien que PVsyst se concentre principalement sur la dégradation des modules photovoltaïques et le mismatch des modules (mauvais appariement), il est clair que d'autres facteurs jouent un rôle significatif dans la production d'énergie réelle. Ces facteurs incluent notamment l'accumulation de poussière, les variations climatiques, la qualité des onduleurs, et d'autres variables environnementales et opérationnelles. En conséquence, ces résultats mettent en évidence que malgré les écarts entre les valeurs réelles et celles simulées par PVsyst, ce logiciel peut tout de même être utilisé dans l'analyse de la dégradation pour obtenir une estimation générale de celle-ci. Bien que PVsyst puisse ne pas intégrer toutes les sources potentielles de dégradation dans ses calculs, il demeure un outil précieux pour évaluer la performance des systèmes photovoltaïques et comprendre les tendances de dégradation au fil du temps et il peut fournir une première estimation utile de la dégradation d'un système donné.

### III.7. Conclusion :

L'importance et l'efficacité des systèmes photovoltaïques pour la production d'énergie renouvelable. Les analyses effectuées, basées sur les données de performance réelles et les simulations par PVsyst, montrent que la centrale photovoltaïque de Naâma maintient une efficacité stable et prévisible tout au long de l'année, malgré les variations saisonnières et les conditions météorologiques changeantes. Le logiciel PVsyst nous a grandement aidés pour la simulation et l'évaluation de la dégradation des panneaux photovoltaïques après cinq ans de fonctionnement. Grâce à ses capacités avancées de modélisation et d'analyse, PVsyst nous a fourni des valeurs de performance et de dégradation plus proches des valeurs réelles observées, ce qui a renforcé la précision de notre étude et la fiabilité de nos prévisions. [40]

# Conclusion générale

## Conclusion générale

Actuellement, la technologie photovoltaïque a montré son grand potentiel en tant que source d'énergie renouvelable capable de rivaliser avec les sources traditionnelles dans la production d'énergie électrique. Le développement de l'usage de l'énergie solaire n'est pas seulement lié à des raisons économiques, mais surtout à des considérations liées à la protection de l'environnement des rejets polluants. Les fumées contenant du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et des oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) émises par les centrales thermiques seront réduites, ainsi que l'élimination des dangers radioactifs et des déchets encombrants émis par les centrales nucléaires. Outre l'amélioration de la production de froid solaire via l'adsorption au sein de la technologie de refroidissement et de conservation, offre la possibilité et une solution précieuse pour réduire l'utilisation de CFC (Composés de carbone Fluorure de chlore).

La centrale photovoltaïque de Naâma nommée (Sedret L'ghazal) d'une capacité de 20 MWc est réalisée dans le cadre du programme national de développement de la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Elle s'étale sur une superficie de 40 ha dans 128167.60 m<sup>2</sup> avec 79 680 panneaux photovoltaïques de type CS6P-250P (silicium polycristallin). Ça aussi comprend 40 boîtes de jonction, 20 onduleurs de type Sunny Central 800CP XT, une armoire de communication et une salle de contrôle. De plus, la centrale est équipée d'une petite station de mesure des données météorologiques.

Ce travail s'est concentré sur l'évaluation des performances et l'analyse de la dégradation des centrales photovoltaïques connectées au réseau (centrale source GRTE 60/220 kv) mise en service en 2017. L'analyse des performances du système photovoltaïque (PV) durant sa première année de production selon les normes standardisées (Commission Electrotechnique Internationale) CEI 61724, nous a permis de constater ce qui suit :

- L'énergie produite de l'année 2017 été 3113,95MWh.
- Le rendement de référence (Y<sub>r</sub>) de l'année 2017 été 6,01h/jour
- Le rendement final (Y<sub>f</sub>) de l'année 2017 été 5,08h/jour.
- L'efficacité du système PV (Eff) été 13,31%.
- Le ratio de performance (PR) a présenté une valeur moyenne de 85,3%.
- Le facteur de capacité (CF) été 21,16%.

Cependant, la centrale ne fonctionne pas à pleine capacité toute l'année, comme indiqué par le facteur de capacité relativement faible. Cette situation peut être attribuée à divers facteurs tels que les conditions météorologiques, l'ombrage, et les pannes techniques.

Après cette constatation, nous avons comparé le ratio de la performance (PR) entre les résultats réels et les résultats simulé par le logiciel PVsyst de l'année 2017. Les résultats obtenus ont montré que la

centrale a des performances proches de celles prévues par les simulations du logiciel, le PR réel et le simulé est respectivement 85,3% et 83,7%. Cela dévoile l'efficacité de PVsyst pour simuler et évaluer les performances de la centrale photovoltaïque parce que les prévisions sont très proches de données réelles, la différence (1,434 %) est acceptable. Cet indice montre que l'efficacité du logiciel pour le dimensionnement et l'évaluation donne des résultats très précis.

Nous avons comparé l'énergie réelle produite en 2017 (l'Enpac =3112,95 MWh) avec la produite réelle de 2022(l'Enpac =2924,99 MWh). Ainsi la baisse moyenne de production après cinq ans de fonctionnement de la centrale été de 188,96 MWh tenant compte des conditions sévères du climat de sud cette baisse représente un bon indice de robustesse de cette centrale.

La comparaison finale entre la production réelle de l'année 2022 et les résultats de simulation obtenus a donné une différence moyenne de production d'environ 217,76 MWh. Ces écarts montrent que PVsyst n'utilise pas tous les paramètres de dégradation, il se concentre principalement sur la dégradation des modules PV et le mismatch des modules (mauvais accouplement). Bien que les différences entre les valeurs réelles et celles simulées, ce logiciel reste pertinent pour l'analyse de la dégradation et permet d'obtenir une estimation globale. Même s'il ne prend pas en compte toutes les sources potentielles de dégradation, il demeure un outil précieux pour évaluer la performance des systèmes photovoltaïques.

En conclusion, outre les compétences que nous avons acquises dans la démarche d'évaluation des centrales photovoltaïques à grande échelle et la maîtrise du logiciel PVsyst, nous avons confirmé la fiabilité de la centrale photovoltaïque Naama. Comme nous l'avons souligné, PVsyst a prouvé son efficacité et nous a aidés de manière significative dans l'évaluation des performances et de la dégradation du système photovoltaïque à grande échelle, même après cinq ans de fonctionnement.

Par conséquent, nous pouvons conseiller aux experts dans ce domaine de continuer à utiliser PVsyst pour de futures études, car il reste un outil précieux pour évaluer et analyser les centrales photovoltaïques de grande échelle réalisées en Algérie.



# Références et bibliographie

- [1] : International Standard IEC 61724, Photovoltaic system performance monitoring guide lines for measurement, Data exchange and analysis. 1998.
- [2]<https://www.cozyenergy.com/conseils-subventions/lenergie-solaire-moteur-incontesté-de-la-transition-energetique>, énergies renouvelables : un enjeu écologique majeur. [www.ato-energie.com](http://www.ato-energie.com)
- [3] <http://www.eduonline.net/spip/spip.php?article494>
- [4] <http://www.japprends-lenergie.fr/upload/enjeux/ressources/centrales-photovoltaïques.pdf>.
- [5] Théodore wildi-Gibert sybille. "électrotechnique". T. 4. 2005.
- [6] Thi Minh Chau le "Couplage Onduleurs Photovoltaïque et réseau, aspects contrôle/ commande et rejet de perturbations " thèse de doctorat université de grenoble, 25 Janvier 2012.
- [7] Edmond Becquerel, « Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires », C.R. Acad. Sci. 9, 561 (1839).
- [8] Energies renouvelables : un enjeu écologique majeur. [www.ato-energie.com](http://www.ato-energie.com)
- [9] Makhelouf Messaoud. Modélisation et optimisation de système de production d'énergies renouvelables couple au réseau, Mémoire de Magister 2012. Université Mentouri de CONSTANTINE.
- [10] Merabet –Abd El Hak. Dimensionnement d'un système d'alimentation en énergie électrique par voie photovoltaïque pour l'alimentation d'une habitation, mémoire de master 2018. Université de BISKRA.
- [11] Sartak Ramdane Idda Boubekour, « Etude et simulation d'un dispositif de Commande d'éclairage public », Mémoire De Master, Université Ahmed Draïa Adrar, 05/06/2018.
- [12] Boussaid Mohammed, « Modélisation des phénomènes de vieillissement des modules Photovoltaïques », Mémoire Magister, Université Abou-Bakr Belkaïd – Tlemcen, 2011-2012
- [13] La biomasse fait son entrée dans les objectifs énergétiques, [www.bioenergie-promotion.fr](http://www.bioenergie-promotion.fr)
- [14] Le programme des énergies renouvelables en Algérie – 13, [fr.scribd.com](http://fr.scribd.com)
- [15] Stockage de l'énergie Solaire. (2024). [repository.enp.edu.dz](https://repository.enp.edu.dz)
- [16] Souad ZAamta: « Réalisation d'un régulateur solaire à base de Microcontrôleur pour le contrôle de l'état de charge et la protection des Accumulateurs » mémoire de magister Centre Université Larbi-Ben M'hidi Oum El-Bouaghi ; 20/02./2008.
- [17] Sundaram Shivasankari, Babu Jakka Sarat Chandra. Performance Evaluation and validation of 5 MWp grid connected solar photovoltaic plant in South India. Energy Convers Mangement 2015 ; 100 : 429-39.
- [18] Missoum Mohammed, « Contribution de l'énergie photovoltaïque dans la performance énergétique de l'habitat à haute qualité énergétique en Algérie », Mémoire de Magistère, Université hassiba benbouali de chlef, 11 décembre 2011.
- [19] <http://www.Production d'énergie électrique : Energie solaire photovoltaïque>.
- [20] M. PETIBON Stéphane, Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques, Université de Toulouse, 2009.
- [21] ÉNERGIES RENOUVELABLES, [www.cahiers-techniques-batiment.fr](http://www.cahiers-techniques-batiment.fr)

- [22] Formation Des Micro Entrepreneurs de Systèmes Pico. [fr.scribd.com/document/636720984/Untitled](https://fr.scribd.com/document/636720984/Untitled)
- [23] Capteurs solaires photovoltaïques, [www.foad.uadb.edu.sn](http://www.foad.uadb.edu.sn)
- [24] Les centrales solaires photovoltaïques commerciales, depuis [documents1.worldbank.org](https://documents1.worldbank.org)
- [25] MEMOIRE DE FIN D'ETUDES Détection et Diagnostic de de Défauts d'Un Onduleur par la Technique des Réseaux de Neurones, depuis [dspace.univ-tiaret.dz](https://dspace.univ-tiaret.dz)
- [26] Etude de raccordement d'un système photovoltaïques au réseau électrique, depuis [dspace.univ-ouargla.dz](https://dspace.univ-ouargla.dz).
- [27] Présentation, (2024) depuis [dcw-naama.dz/index.php/wilaya-de-naama-2/présentation](https://dcw-naama.dz/index.php/wilaya-de-naama-2/présentation).
- [28] Monographie, (2024) depuis [dcw-naama.dz/index.php/wilaya-de-naama-2/monographie](https://dcw-naama.dz/index.php/wilaya-de-naama-2/monographie).
- [29] ALLAOUI Bachir, BOUZEROUATA Boudkhil & LAKHDARI Abdelhafid "ETUDE ET CONCEPTION DE LA CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE NAAMA" Mémoire de fin d'étude, CENTRE UNIVERSITAIRE SALHI AHMED-NAAMA.
- [30] Célia DJILI & Karima FAREB "Etude d'impact d'une centrale photovoltaïque sur un réseau électrique" Mémoire de fin d'étude, UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU.
- [31] SEG - ELAWAN ENERGY FRANCE- Gournay (36). (2024), depuis [www.indre.gouv.fr](http://www.indre.gouv.fr).
- [32] SULAIMAN ABUTEIR "EVALUATION AND SIZING OF THE NAAMA PHOTOVOLTAIC POWER PLANT" Mémoire de fin d'étude, Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem.
- [33] Célia DJILI & Karima FAREB "Etude d'impact d'une centrale photovoltaïque sur un réseau électrique" Mémoire de fin d'étude, UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU.
- [34] SULAIMAN ABUTAIR "Cahier des charge Dimensionnement d'une centrale photovoltaïque" Mémoire de fin d'étude, Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem.
- [35] <https://www.pvsyst.com>
- [36] IEA PVPS Task, "Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems, Good Practices for Monitoring and Performance Analysis," 2014.
- [37] NAIRI Radhwane & RABHI Mohammed Ouassama "Analyse et Simulation de Performance d'un Central Photovoltaïque Raccordé au Réseau" Mémoire de fin d'étude, Université Ahmed Draya d'ADRAR.
- [38] BOUCHAKER Amir Abderaouf. BENBRINIS Mouad. « Structure et Commande d'une installation photovoltaïque en site isolé >> - mémoire de master 2018- ANNABAMOKHTAR BADJI.
- [39] Chong Li. "Comparative performance analysis of grid-connected PV power systems with different PV technologies in the hot summer and cold winter zone". In: (2018).
- [40] "Amrani FZB, Boutlilis F, Bekkouche B. Performance evaluation and degradation analysis of 20 MW photovoltaic power plant located in the southwestern highlands of Algeria. Building Services Engineering Research and Technology. 2024 doi:10.1177/01436244241257220"

# ANNEXE

## Annexe 01 :

Technical Data	Sunny Central 800CP XT
<b>Entrée (DC)</b>	
Max. DC power (at $\cos \varphi = 1$ )	898 kW
Max. input voltage	1000 V
VMPP_min at IMPP < IDCmax	530 V
MPP voltage range (at 25°C / at 50°C at 50 Hz) <sup>1) 2)</sup>	641 V to 850 V <sup>3)</sup> / 583 to 850 V <sup>3)</sup>
MPP voltage range (at 25°C / at 50°C at 60 Hz) <sup>1) 2)</sup>	641 V to 850 V <sup>3)</sup> / 583 to 850 V <sup>3)</sup>
Rated input voltage	641 V
Max. input current	1400 A
Max. DC short-circuit current	2500 A
Number of independent MPP inputs	1
Number of DC inputs	9
<b>Sortie (AC)</b>	
Rated power (at 25°C) / nominal AC power (at 50°C)	880 kVA / 800 kVA
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	360 V / 324 V to 414 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz to 63 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 360 V
Max. Output current / max. total harmonic distortion	1411 A / 0.03
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.9 leading to 0.9 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficacité (AC)</b>	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	98.6% / 98.4% / 98.5%
<b>Protective</b>	
Input-side disconnection device	Motor-driven load-break switch
Output-side disconnection device	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Type I surge arrester
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III
Stand-alone grid detection active / passive	• / —
Grid monitoring	•
Ground fault monitoring / remote-controlled ground fault monitoring	○ / ○
Insulation monitoring	○
Surge arrester for auxiliary power supply	•
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III
<b>Data Générale</b>	
Dimensions (W / H / D)	2562 / 2272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inches)
Weight in kg	1900 kg / 4200 lb
Operating temperature range	-25°C to +62°C / -13°F to +144°F
Extended operating temperature range	○ (-40°C to 62°C / -40°F to 144°F)
Noise emission <sup>5)</sup>	64 dB(A)
Max. self-consumption (operation) <sup>6)</sup> / self-consumption (night)	1950 W / < 100 W
External auxiliary supply voltage	230 V / 400 V (3 / N / PE)
Cooling concept	OptiCool
Degree of protection: electronics / connection area (according to IEC 60529) / according to IEC 60721-3-4	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2
Application in unprotected outdoor environments / indoor	• / ○
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	15% to 95%
Maximum operating altitude above MSL 2000 m / 4000 m	• / ○
Fresh air consumption (inverter)	3000 m <sup>3</sup> /h
DC connection / AC connection	Ring terminal lug / ring terminal lug
Display	HMI touch display
Communication / protocols	Ethernet (optical fiber optional), Modbus
DC current monitoring (Zone monitoring / String monitoring)	○ / ○
SC-COM / Plant monitoring	• / ○ (via Sunny Portal)
Color enclosure / door / base / roof	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	• / ○ / ○ / ○
Configurable grid management functions	Power reduction, reactive power setpoint, dynamic grid support (e.g. LVRT)
Certificates and approvals (more available on request)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EMC conformity, CE conformity, BDEW-MSRL / FGW / TR8, Arrêté du 23/04/08, R.D. 1663 / 2000, R.D. 661 / 2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547 <sup>7)</sup>
• Standard features    ○ Optional features    — Not available	
Type designation	SC 800CP-10

# ANNEXE

### Sous-champ

**Nom et orientation du sous-champ**  
 Nom:   
 Orient.: **Plan incliné fixe**    Inclinaison: **15°**    Azimut: **0°**

**Aide au dimensionnement**  
 Pas de prédim.    Entrez Pnom désirée:  kWc  
 Redimens.    ... ou surface disponible(modules):  m<sup>2</sup>

**Sélection du module PV**  
 Tous les modules | Filtre: Tous les modules PV | Modules nécessaires approx.: **80000**  
 CSI Solar | 250 Wp 25V Si-poly CS6P - 250P | Jusqu'à 2016 | Manufacturier 2015 |   
 Utiliser optimiseur  
 Dimens. des tensions : Vmpp (60°C) **26.5 V**  
 Vco (-10°C) **40.7 V**

**Sélection de l'onduleur**  
 Tous les onduleurs | Tension de sortie 360 V Tri 50Hz  
 SMA | 800 kW 530 - 950 V 50/60Hz Sunny Central 800CP-JP | Jusqu'à 2019 |   
 Nbre d'onduleurs:     Tension de fonctionnement: **530-950 V**    Puissance globale ond.: **16000 kWac**  
 Tension entrée maximale: **1000 V**

**Dimensionnement du champ**  
**Nombre de modules et chaînes**  
 Mod. en série:      entre 21 et 24  
 Nb. chaînes:      entre 2667 et 3739  
 Perte surpuissance: **0.5 %**  
 Rapport Pnom: **1.25**   

**Cond. de fonctionnement**  
 Vmpp (60°C): 635 V  
 Vmpp (20°C): 736 V  
 Vco (-10°C): 977 V

Irradiance plan: **1000 W/m<sup>2</sup>**  
 Impp (STC): 27556 A    Puiss. max. en fonctionnement: **19854 kW**  
 Isc (STC): 29448 A    (à 1086 W/m<sup>2</sup> et 50°C)  
 Isc (aux STC): 29448 A    **Puiss. nom. champ (STC): 19920 kWc**

### Liste des sous-champs

Nom	#Mod #Ond.	#Chaîne #MPPT
Champ PV		
CSI Solar - CS6P - 250P	24	3320
SMA - Sunny Central 800CP-JP	20	1

**Résumé système global**

Nb. de modules: 79680  
 Surface modules: 128167 m<sup>2</sup>  
 Nbre d'onduleurs: 20  
 Puissance PV nominale: 19920 kWc  
 Puissance AC nominale: 16000 kWAc  
 Rapport Pnom: 1.245

