

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية
الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أبي بكر بلقايد - تلمسان -

Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen –

Faculté de TECHNOLOGIE



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme de MASTER**

En : Génie Mécanique

Spécialité : Energies Renouvelables en Mécanique

Par : Melle Moumeni Meriem

Melle Rezzoug Chérine

Sujet

**Dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour le centre i2E-
Tlemcen**

Soutenu publiquement, le 29 /06 /2025 , devant le jury composé de :

M SAIM Rachid	Pr	Université de Tlemcen	Président
Mme BENAHMED Lamia	MCB	Université de Tlemcen	Examinatrice
M SARI HASSOUN Zakaria	MCA	Université de Tlemcen	Encadrant
Mme BENHABIB Loubna	MCB	Université de Tlemcen	Co-Encadrant

Année universitaire : 2024 / 2025

Résumé

L'objectif principal de ce mémoire est d'assurer une couverture optimale des besoins énergétiques du centre d'étudiant i2E situé à l'université Abou Bekr BELKAID, Tlemcen, Algérie. Tout en étudiant et analysant les performances de deux systèmes photovoltaïques : système raccordé au réseau, et système isolé.

L'étude commence par une analyse des conditions climatiques et géographiques du site, suivie par une estimation détaillée de la consommation énergétique.

Le logiciel **PVsyst** a été utilisé pour simuler le comportement réel des systèmes. Les résultats des simulations ont permis de valider les choix de conception, d'évaluer la production attendue, ainsi que de mettre en évidence les éventuelles limites ou optimisations possibles.

Ce travail vise à proposer une solution photovoltaïque réaliste, performante et adaptée aux conditions locales, en combinant l'efficacité du raccordement au réseau avec l'autonomie offerte par le système isolé.

Mots-clés Système photovoltaïque, Energie solaire, Dimensionnement, PVsyst, Production énergétique

ملخص

يهدف هذا البحث بشكل أساسي إلى ضمان تغطية مثالية لاحتياجات الطاقة لمركز الطلاب i2E، الواقع في جامعة أبي بكر بلقايد، تلمسان، الجزائر. ويتضمن ذلك دراسة وتحليل أداء نظامين شمسيين ضوئيين: نظام متصل بالشبكة وآخر معزول.

تبدأ الدراسة بتحليل الظروف المناخية والجغرافية للموقع، يليه تقدير مفصل لاستهلاك الطاقة. وقد تم استخدام برنامج PVsyst لمحاكاة السلوك الفعلي للأنظمة. سمحت نتائج المحاكاة بالتحقق من صحة خيارات التصميم، وتقييم الإنتاج المتوقع، بالإضافة إلى تسليط الضوء على أي قيود محتملة أو تحسينات ممكنة.

يهدف هذا العمل إلى اقتراح حل شمسي ضوئي واقعي وعالي الأداء ومكيف للظروف المحلية، من خلال الجمع بين كفاءة الاتصال بالشبكة والاستقلالية التي يوفرها النظام المعزول.

الكلمات المفتاحية: النظام الكهروضوئي، الطاقة الشمسية، التصميم، PVsyst، إنتاج الطاقة،

Abstract

The main objective of this dissertation is to ensure optimal coverage of the energy needs for the i2E student center, located at Abou Bekr BELKAID University in Tlemcen, Algeria. This is achieved by studying and analyzing the performance of two photovoltaic systems: a grid-connected system and an isolated (off-grid) system.

The study begins with an analysis of the site's climatic and geographical conditions, followed by a detailed estimation of energy consumption. PVsyst software was used to simulate the real-world behavior of the systems. The simulation results allowed us to validate design choices, evaluate expected production, and highlight any potential limitations or possible optimizations.

This work aims to propose a realistic and efficient photovoltaic solution, adapted to local conditions, by combining the efficiency of grid connection with the autonomy offered by an isolated system.

Keywords Photovoltaic system, solar energy, Modeling, PVsyst, energy production,

Dédicaces

Avec tout notre respect et l'expérience de notre reconnaissance, nous dédions notre remise de diplôme et notre joie À

Nos chers parents

Aucune dédicace ne pourrait exprimer adéquatement nos sentiments. Votre amour infini, vos encouragements sans limite et votre présence constante, ainsi que votre humour bienveillant, ont été nos meilleurs alliés dans les moments difficiles. Ils ont constitué notre plus grande source de force et d'inspiration. Merci pour tous les sacrifices que vous avez faits pour nous et pour avoir toujours cru en nos capacités. Vous avez toujours été là pour nous. Cette réussite est le reflet de votre dévouement et de votre soutien indéfectible. Nous dédions ce moment de succès et de bonheur à vous deux. Merci pour tout.

Nos sœurs

À nos sœurs adorées, source inépuisable de sourires et de réconfort, qui savent toujours trouver les mots pour apaiser nos craintes et faire briller la joie même dans les moments de stress. Vos présence et votre humour sont des trésors qui embellissent ma vie. Cette réussite est aussi la votre, car vous avez été nos rayon de soleil à travers les nuages. Merci pour tout ce que vous êtes.

Nos frères

À nos frères bien-aimés, qui ont été nos compagnons de route tout au long de ce voyage appelé vie. Votre présence, votre soutien, Merci d'avoir partagé ce chemin avec nous, merci pour votre amour inconditionnel ont été des éléments essentiels qui ont illuminé nos chemin. Merci d'avoir partagé ce parcours avec nous. Cette réussite est également la vôtre, car vous avez été mes piliers lorsque nous en avons besoin. On vous dédie cette victoire avec toute notre gratitude et notre affection.

Nos amis

À nos chers amis, qui ont été nos compagnons de vie et nos soutiens indéfectibles. Votre amitié, votre soutien et vos rires ont illuminé mes jours et ont rendu chaque étape de ce voyage plus mémorable. Merci d'avoir partagé vos sourires, vos conseils et vos épaules sur lesquelles m'appuyer. Cette réussite est aussi la vôtre, car vous avez été une
Partie essentielle de notre parcours.

Ce travail est le fruit de vos efforts collectifs et de votre soutien, qu'il vienne de proches ou d'autres personnes. Sans vous, nous n'aurons pas atteint où nous sommes aujourd'hui. Chaque rencontre a joué un rôle crucial dans notre réussite.

Remerciements

Au seuil de la conclusion de notre parcours d'études nous ressentons le besoin de témoigner notre sincère reconnaissance envers plusieurs personnes et entités qui ont contribué à notre cheminement.

Tout d'abord, nous souhaitons exprimer notre sincère remerciement à Dieu le Tout-Puissant.

Nous le remercions d'avoir illuminé notre chemin et de nous avoir donné la force et la foi nécessaires pour surmonter chaque épreuve. Nous sommes également reconnaissante envers lui pour toutes les bénédictions, l'inspiration et la guidance qu'il nous a accordée tout au long de notre chemin académique.

À notre encadrante Mme BENHABIB LOUBNA, nous souhaitons exprimer toute notre reconnaissance pour vos compétences et votre encadrement tout au long de ce projet. Ce travail n'aurait pas pu aboutir sans votre suivi attentif, vos conseils avisés et votre assistance précieuse. Nous sommes reconnaissantes pour votre accueil chaleureux et vos conseils inestimables. Nous tenons à vous remercier sincèrement pour votre soutien constant et pour être une source d'inspiration constante. C'est un honneur pour nous d'avoir eu l'opportunité de travailler sous votre direction. Bien qu'a M. SARI HASSOUN Zakaria.

Au membre du jury, le président M. SAIM, examinatrice Me BENAHMED, d'avoir accepter d'expertiser notre travail et pour leur professionnalisme et leur conseils précieux.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude envers tous les professeurs du département Génie Mécanique pour leur expertise scientifique et leurs compétences en enseignement. Leur contribution a été fondamentale pour notre parcours académique, et nous sommes sincèrement reconnaissantes de leur engagement à partager leur savoir.

Enfin, nous tenons à adresser des remerciements chaleureux à tous ceux qui ont attribué à la réalisation de ce travail, citons : M. BEKHOUCHE Sadek, et M. BENHABIB Ayoub. A nos proches et à toutes les personnes qui nous ont soutenue, de près ou de loin, dans la réalisation de ce travail. Leurs encouragements et leur soutien moral ont été d'une importance capitale, et je leur suis profondément reconnaissante

Table des matières

Résumé	
Dédicaces	
Remerciements	
Table des matières	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction Générale	1
CHAPITRE I : Systèmes Photovoltaïques	
Introduction	4
I.1. Energie solaire	4
I.1.1. Spectre solaire	4
I.1.2. Rayonnement solaire au sol	5
I.1.3. Masse d'air	6
I.2. Conversion photovoltaïque	7
I.2.1. Historique	7
I.2.2. Principe de conversion	8
I.2.3. Avantages et inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque	8
I.3. Différentes technologies des cellules solaires	9
I.3.1. Définition	9
I.3.2. Structure de la cellule	10
I.3.3. Filières des cellules photovoltaïques	10
I.4. Différents systèmes photovoltaïques	17
I.4.1. Systèmes autonomes	17
I.4.2. Systèmes raccordés au réseau	18
I.4.3. Systèmes hybrides	19
I.5. Principaux éléments d'un système photovoltaïque	20
I.5.1. Générateur photovoltaïque (panneaux solaires)	20
I.5.2. Système de stockage (les batteries dans les systèmes autonomes)	21
I.5.3. Système de régulation (régulateurs de charge)	27
I.5.4. Système de conversion (Onduleurs invertis)	29
I.5.5. Câblage	31
I.5.6. Autres composants	31
Conclusion	33
CHAPITRE II : Dimensionnement du centre i2E	
Introduction	36
II.1. Etapes à suivre pour le dimensionnement	36
II.1.1. Présentation du site	36
II.1.2. Présentation du centre d'installation (i2E)	37
II.1.3. Estimation des besoins énergétiques journaliers	37
II.2. Dimensionnement du générateur photovoltaïque	38
II.2.1. Energie produite (Ep)	38

II.2.2. Puissance crête (Pc)	38
II.2.3. Nombre de panneaux (totale, en série et en parallèle)	39
II.2.4. Puissance totale installée (Pt)	40
II.3. Dimensionnement des composants du système	40
II.3.1. Dimensionnement des batteries	40
II.3.2. Dimensionnement de l'onduleur	41
II.3.3. Dimensionnement du régulateur de charge	41
II.3.4. Dimensionnement des câbles	42
II.3.5. Sélection des équipements de protection	42
II.4. Dimensionnement des deux systèmes PV	44
II.4.1. Paramètres météorologiques	44
II.4.2. Système connecté au réseau (intérieur)	44
II.4.3. Système isolé avec batterie (extérieur)	49
II.5 Synthèse des besoins énergétiques du centre i2E	53
Conclusion	53
CHAPITRE III : Simulation des systèmes PV avec PVsyst	
Introduction	57
III.1. Présentation du logiciel PVsyst	57
III.2. Simulation et analyse du système photovoltaïque interne	58
III.2.1. Résumé du système	58
III.2.2. Résultats principaux	60
III.2.3. Bilan énergétique mensuel	60
III.2.4. Diagramme des pertes	61
III.2.5. Discussion des résultats (système interne)	62
III.2.6. Comparaison avec les résultats du dimensionnement	62
III.3. Simulation et analyse du système photovoltaïque externe	63
III.3.1 Résumé du système	63
III.3.2. Résultats principaux	64
III.3.3. Bilan énergétique mensuel	66
III.3.4. Diagramme des pertes	67
III.3.5. Discussion des résultats (système externe)	68
III.3.6. Comparaison avec les résultats du dimensionnement	68
Conclusion	69
Conclusion Générale	71
Annexes	73
Bibliographie	79

Liste des Figures

Figure I.1 : Spectre solaire	<u>5</u>
Figure I.2 : Description du nombre de masse d'air AM.....	<u>7</u>
Figure I.3 : Principe de l'énergie solaire photovoltaïque.....	<u>8</u>
Figure I.4 :Structure d'une cellule PV	<u>10</u>
Figure I.5 : Panneau constitué de cellules monocristallines.....	<u>11</u>
Figure I.6 :Cellule polycristalline	<u>12</u>
Figure I.7 :Cellule amorphe	<u>13</u>
Figure I.8 :Cellule au CdTe.....	<u>13</u>
Figure I.9 :Cellule polymère	<u>14</u>
Figure I.10 :Cellule au GaAs	<u>15</u>
Figure I.11 :Cellule à colorant.....	<u>16</u>
Figure I.12 : Cellule à concentration photovoltaïque.....	<u>17</u>
Figure I.13:(a) Composants d'une installation autonome (b)Exemple d'une installation autonome.....	<u>17</u>
Figure I.14 : Composants d'une installation raccordée au réseau.....	<u>18</u>
Figure I.15 : Exemple d'une installation hybride.....	<u>19</u>
Figure I.16 : Exemple d'un panneau solaire	<u>20</u>
Figure I.17 : Schéma de la vue éclatée d'une batterie au plomb	<u>22</u>
Figure I.18 :Batterie nickel-cadmium (Ni-Cd)- Caractéristiques des batteries Ni-Cd.....	<u>22</u>
Figure I.19 :Batterie Ni-MH ; Caractéristiques des batteries Ni-MH.....	<u>23</u>
Figure I.20 :Batterie Li-Ion -Caractéristiques des batteries Li-Ion.....	<u>24</u>
Figure I.21 :Raccordement des batteries	<u>27</u>
Figure I.22 :Régulateur de charge	<u>28</u>
Figure I.23 :(a) Exemple d'onduleur (b) Symbole de l'onduleur	<u>29</u>
Figure I.24 :Différents types d'onduleurs	<u>30</u>
Figure I.25 :Exemples des disjoncteurs.....	<u>32</u>
Figure I.26 :Emplacement des fusibles	<u>32</u>
Figure I.27 :Les parafoudres dans une installation PV	<u>33</u>

FigureII.1: Centre i2E.....	37
FigureIII.1:Résumé du système Interne.....	58
FigureIII.2:Rapport des paramètres du système interne.....	59
FigureIII.3:Variation annuelle de l'énergie produite et l'indice de performance du système Interne.....	60
FigureIII.4:Bilan énergétique du système Interne	60
FigureIII.5:Rapport des pertes du système Interne.....	61
FigureIII.6:Résumé du système Externe.....	63
FigureIII.7:Rapport des paramètres du système externe.....	64
FigureIII.8:Besoins d'utilisateur.....	65
FigureIII.9:Variation annuelle de l'énergie produite et l'indice de performance du système externe.....	66
FigureIII.10:Rapport des pertes du système externe.....	67

Liste des Tableaux

Table I.1 : Types de rayonnement.....	6
Table I.2:Types d'onduleurs selon le mode de raccordement	30
Table II.1 : Tension de la batterie conseillée en fonction de la puissance du système PV.....	40
Table II.2 : Critères de dimensionnement des appareils de protection	44
Table II.3 : Températures moyenne mensuelles à Tlemcen.....	44
Table II.4: Irradiation solaire moyenne mensuelle à Tlemcen.....	44
Table II.5: Equipements électriques utilisés à l'intérieur du centre.....	45
Table II.6: Caractéristiques du panneau solaire	46
Table II.7 :Equipements électriques utilisés à l'extérieur du centre	49
Table II.8 :Caractéristiques du panneau solaire	49
Table II.9: Synthèse des besoins énergétiques du Centre i2E.....	53

Introduction Générale

Le système énergétique mondial fait aujourd'hui face à une série de défis majeurs, liés à la dépendance excessive aux sources fossiles telles que le pétrole, le gaz naturel et le charbon. Bien qu'elles aient longtemps soutenu la croissance industrielle et économique, ces ressources non renouvelables présentent désormais de graves inconvénients : elles sont polluantes, limitées dans le temps, et fortement impliquées dans les crises climatiques et géopolitiques. Dans ce contexte, la transition vers un modèle énergétique plus durable n'est plus une option, mais une nécessité.

Les énergies renouvelables apparaissent comme une réponse stratégique à ces enjeux. Par leur caractère inépuisable, leur faible impact environnemental et leur adaptabilité, elles constituent une voie prometteuse pour garantir un approvisionnement énergétique stable, propre et résilient. Parmi elles, l'énergie solaire se distingue par sa disponibilité exceptionnelle, en particulier dans des pays à fort ensoleillement comme l'Algérie, qui bénéficie de l'un des potentiels solaires les plus élevés au monde [1].

Consciente de cet atout, l'Algérie a entamé, ces dernières années, plusieurs initiatives pour promouvoir l'intégration des systèmes photovoltaïques dans son mix énergétique. Ces systèmes peuvent être déployés sous différentes configurations : Les systèmes raccordés au réseau (On-Grid) permettent de réinjecter l'énergie produite dans le réseau électrique national, réduisant ainsi la facture énergétique et renforçant l'autonomie des infrastructures. Les systèmes autonomes (Off-Grid), quant à eux, offrent une solution efficace pour l'électrification des zones isolées, là où l'extension du réseau est coûteuse ou impossible [2].

Dans cette optique, le but de notre travail s'inscrit dans une démarche de conception et d'analyse de deux installations photovoltaïques, des systèmes on-grid et off-grid, afin de répondre aux besoins énergétiques spécifiques du centre d'étudiant I2e, qui se situe à l'université Aboubekr BELKAID, Tlemcen. Cependant, le dimensionnement constitue une étape cruciale, car il conditionne la performance, la fiabilité et la pérennité de toute installation photovoltaïque, en assurant une adéquation optimale entre la production et les besoins réels internes et externes de notre centre, en tenant compte des conditions climatiques locales et des contraintes techniques du site.

Ce mémoire est structuré en trois grandes parties.

Le premier chapitre est consacré à l'étude théorique du système photovoltaïque, en commençant par les fondamentaux de l'énergie solaire (spectre, rayonnement, masse d'air),

passant par le principe de la conversion photovoltaïque, puis un aperçu détaillé des technologies de cellules solaires (silicium, couches minces, technologies avancées). Par la suite, nous présentons les différents types de systèmes PV (autonomes, raccordés, hybrides), avant d'aborder les composants essentiels d'une installation: panneaux, batteries, régulateurs, onduleurs, câblage et dispositifs de sécurité.

Le deuxième chapitre est dédié au dimensionnement énergétique de notre système. Il couvre l'analyse des besoins, le choix des tensions, le calcul du nombre de panneaux, de batteries, ainsi qu'à la sélection des équipements adaptés en fonction des critères techniques et des contraintes du site.

Enfin, le troisième chapitre porte sur la modélisation et la simulation de l'installation photovoltaïque à l'aide du logiciel PVSyst. À travers ce volet, nous analysons les performances des systèmes conçus, étudions le rendement selon différentes configurations technologiques et climatiques, et validons les choix effectués durant le dimensionnement. Aussi, nous visons à présenter une méthodologie complète et rigoureuse pour la conception d'installations photovoltaïques, qu'elles soient connectées au réseau ou autonomes, applicable à un contexte réel. Nous mettons l'accent sur les avantages de chaque système, les défis techniques rencontrés, ainsi que les possibilités d'optimisation pour améliorer leur efficacité.

Chapitre I

Systemes Photovoltaiques

Introduction

Face à la croissance continue de la demande énergétique mondiale et aux préoccupations environnementales croissantes, le recours aux énergies renouvelables s'impose comme une nécessité. Parmi elles, l'énergie solaire représente une ressource propre, inépuisable à l'échelle humaine et disponible partout sur la planète.

Le rayonnement émis par le soleil, peut être exploité de différentes manières, notamment pour produire de la chaleur (applications thermiques) ou de l'électricité à travers la conversion photovoltaïque. [1]

Durant ce chapitre, nous allons nous familiariser avec le phénomène photovoltaïque, ces applications et ces différentes technologies, sans s'en passer du gisement solaire.

I.1. Energie solaire

L'étude du gisement solaire constitue une étape essentielle dans tout projet lié à l'énergie solaire. Elle permet de quantifier la disponibilité du rayonnement solaire dans une région donnée sur une période déterminée.

Ces données sont fondamentales pour analyser le potentiel solaire d'un site et simuler les performances attendues d'un système photovoltaïque. L'évaluation repose principalement sur les valeurs du rayonnement solaire global, qui servent à estimer la production énergétique potentielle du système, en fonction des besoins énergétiques à couvrir.

Grâce à sa localisation privilégiée, l'Algérie dispose d'un des meilleurs gisements solaires au monde. Le pays bénéficie de plus de 2000 heures d'ensoleillement par an, pouvant atteindre jusqu'à 3900 heures dans les zones sahariennes et les hauts plateaux. L'irradiation quotidienne moyenne sur une surface inclinée selon la latitude varie entre 5,6 kWh/m²/jour dans le nord et 7,2 kWh/m²/jour dans le sud. [3]

Cela place l'Algérie parmi les pays les plus favorables à l'exploitation de l'énergie solaire. [4]

I.1.1. Spectre solaire

Le Soleil émet en permanence une immense quantité de photons, qui constituent le rayonnement solaire. Ces particules, se déplaçant à la vitesse de la lumière (environ 300 000 km/s), transportent l'énergie solaire à travers l'espace sous forme de rayonnements. Lorsqu'ils atteignent la Terre, ces photons présentent une diversité de longueurs d'onde. Cette

répartition forme ce qu'on appelle le *spectre solaire*, un outil essentiel pour différencier les types de rayonnements en fonction de leur longueur d'onde. Heureusement, les radiations à courtes longueurs d'onde (comme les rayons X et gamma), potentiellement nocives, sont bloquées par les couches supérieures de l'atmosphère. À l'inverse, les ondes radio, très longues, atteignent difficilement la surface terrestre en raison de leur faible intensité.[5]

On distingue principalement trois grandes catégories dans ce spectre : [6]

- ♣ *Les ultraviolets (UV)* : invisibles à l'œil humain, ils possèdent des longueurs d'onde comprises entre 200 et 400 nm. Bien qu'ils ne produisent pas de chaleur, leur énergie peut être nocive pour les cellules vivantes. Ils représentent environ 9 % du spectre. La lumière visible : s'étalant entre 400 et 800 nm, elle constitue la partie du spectre que l'œil humain peut percevoir. Elle nous permet de distinguer formes et couleurs, et correspond à 47 % du rayonnement total.
- ♣ *Le visible* : possède une longueur d'onde d'environ 400 nm à 700 nm. C'est la partie du spectre que l'œil humain peut percevoir (les couleurs de l'arc-en-ciel). Et qui représente environ **43%** de l'énergie solaire totale. C'est dans cette gamme que la plupart des cellules photovoltaïques en silicium sont les plus efficaces pour convertir la lumière en électricité.
- ♣ *Les infrarouges (IR)* : également invisibles, ils s'étendent entre 800 et 1400 nm. Ce sont eux qui sont principalement responsables de l'effet de réchauffement lorsqu'ils interagissent avec les surfaces. Ils représentent 44 % du spectre.

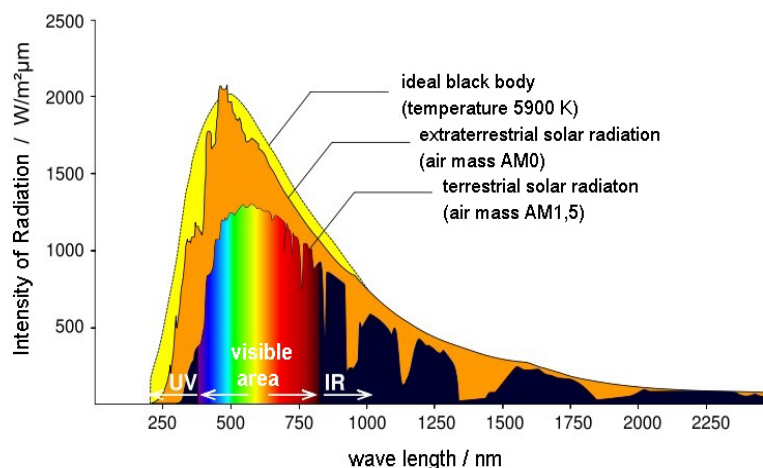


Figure I.1 Spectre solaire

I.1.2. Rayonnement solaire au sol

L'irradiation ou rayonnement est définie comme étant l'énergie reçue par une surface. Cependant, le rayonnement solaire au sol se divise en plusieurs rayonnements, directs, diffus, réfléchis et globale ; à partir des conditions physiques quel que soit l'atmosphère (les caractéristiques de l'atmosphère soit massique ou thermique) à travers l'année. [7]

Tableau I.1. Types de rayonnement [8]

TYPES DE RAYONNEMENT	DESCRIPTION	EXEMPLE D'APPLICATION
RAYONNEMENT DIRECT	Le rayonnement direct frappe la surface de la Terre. Son intensité dépend de l'épaisseur de l'atmosphère et de l'angle des rayons. Elle est mesurée par un pyréliomètre orienté vers le Soleil.	Utilisé dans les systèmes photovoltaïques à concentration.
RAYONNEMENT DIFFUS	Ce phénomène est dû au fait qu'une partie du rayonnement solaire global est absorbée et diffusée par l'atmosphère, ainsi que réfléchi par les nuages et les aérosols.	Profite aux systèmes photovoltaïques dans des zones nuageuses.
RAYONNEMENT REFLECHI	Il s'agit du rayonnement que la Terre ou les objets à sa surface réfléchissent. Dans les situations où le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige, etc.), cet albédo peut être important.	Influence sur l'irradiation solaire dans des zones enneigées ou désertique.
RAYONNEMENT GLOBAL	Le rayonnement global est divisé en trois types : direct, diffus et réfléchi. L'ensemble du rayonnement solaire reçu par une surface terrestre est représenté sur la figure ci-dessous.	Mesuré pour déterminer l'énergie solaire disponible dans une région.

I.1.3. Masse d'air

Lorsque le soleil est situé à une faible hauteur par rapport à l'horizon, l'atmosphère qu'il traverse devient plus épaisse. La masse d'air, souvent désignée sous le terme air mass en anglais, est un indice permettant de mesurer cette épaisseur [9]. Elle correspond à la proportion de l'atmosphère traversée en diagonale par rapport à celle traversée

perpendiculairement à la surface terrestre. Ce phénomène est principalement influencé par l'angle d'incidence du rayonnement solaire, autrement dit, l'angle entre la position du soleil et l'horizon. La quantité d'atmosphère traversée et sa durée peuvent être représentées de manière géométrique à l'aide de certains points de référence comme O, A et M, en plus de l'angle h . Ces éléments permettent de mieux comprendre les variations dans le parcours du rayonnement solaire à travers l'atmosphère [10]

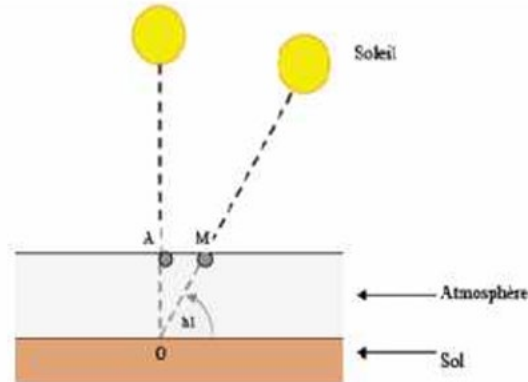


Figure I.2 Description du nombre de masse d'air AM

On décrit la longueur du trajet du soleil à travers l'atmosphère [5] :

$$OM = OA / \sin h_1 \quad (I.1)$$

D'où : $AM = OM/OA = 1/\sin h_1$; ce rapport désigne le nombre de masse d'air « *Air Mass* »

I.2. Conversion photovoltaïque

I.2.1. Historique

Depuis 1839, l'énergie photovoltaïque ne cesse de susciter l'intérêt des chercheurs. Cette année-là, Becquerel fut le premier à observer l'effet photovoltaïque en exposant une électrode d'une cellule électrolytique à la lumière solaire.

Quelques décennies plus tard, en 1877, Adams et Day mirent en évidence cet effet dans le sélénium, ouvrant ainsi de nouvelles perspectives scientifiques.

Ce n'est qu'en 1955 que de véritables avancées technologiques furent réalisées, notamment par les laboratoires Bell Telephone aux États-Unis, qui réussirent à concevoir une cellule solaire présentant un rendement supérieur à 6 %, rapidement porté à 10 %.

À ses débuts, l'effet photovoltaïque fut surtout utilisé dans le domaine spatial, illustrant ainsi son potentiel. Cependant, en raison de la domination des énergies fossiles et nucléaires, l'intérêt pour le solaire demeura limité jusqu'à la crise pétrolière de 1973. Ce tournant historique a ravivé l'attention portée aux sources d'énergie alternatives.

Dès lors, les années 1970 ont marqué une véritable étape dans l'essor du photovoltaïque, avec l'émergence de nouveaux travaux de recherche axés sur les énergies renouvelables. Les applications terrestres ont alors connu un développement croissant qui se poursuit encore aujourd'hui [11].

I.2.2. Principe du photovoltaïque

La conversion photovoltaïque, une méthode très répandue aujourd'hui, peut être définie simplement comme la transformation, de l'énergie lumineuse des photons en énergie électrique. Ce processus se produit lorsque, la matière absorbe la lumière. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il transfère une partie de son énergie à un électrons par collision, l'arrachant ainsi de sa position initiale. Cet électron, qui se trouvait auparavant à un niveau d'énergie plus bas et stable, passe alors à un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein du matériau. Ce déséquilibre se manifeste par la formation d'une paire électron –trou tous deux possédant une certaine énergie électrique. Généralement, cette paire électron –trou retourne rapidement à un état d'équilibre en convertissant son énergie électrique en chaleur [12]

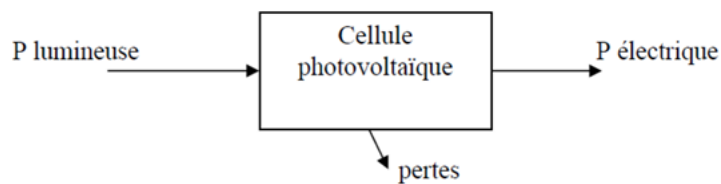


Figure I.3 Principe de l'énergie solaire photovoltaïque

I.2.3. Avantages et inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque [11]

♣ *Avantages*

L'énergie solaire photovoltaïque adaptable : Ce type de système peut répondre aux besoins de différentes régions, que ce soit dans les zones désertiques bénéficiant d'un ensoleillement intense ou dans les endroits à irradiation modérée. Il constitue une solution idéale pour les zones isolées ou difficiles d'accès.

Maintenance faible : Les systèmes photovoltaïques nécessitent peu d'entretien comparé à d'autres systèmes énergétiques. Seules des vérifications régulières des panneaux et leur nettoyage sont nécessaires, ce qui en fait une solution économique à long terme.

Rentabilité prévisible : Les investissements dans l'énergie solaire offrent des retours fiables, permettant une prévision claire des gains à long terme, ce qui en fait un choix sûr pour les investisseurs.

Absence de pièces mobiles : Comme ces systèmes fonctionnent sans combustion, il n'y a pas de pertes d'énergie sous forme de chaleur, contrairement aux chaudières traditionnelles. Ils sont donc plus efficaces et plus simples à gérer.

Silencieux : Les installations photovoltaïques ne génèrent aucun bruit pendant leur fonctionnement, ce qui les rend idéales pour les environnements résidentiels ou les zones nécessitant un calme absolu, contrairement aux installations éoliennes, par exemple.

Amélioration de la durabilité environnementale : En installant des systèmes photovoltaïques, chaque individu peut contribuer à la protection de l'environnement, réduire ses émissions de dioxyde de carbone et promouvoir la durabilité des ressources naturelles en transformant son habitation en producteur d'électricité.

♣ *Inconvénients*

Difficulté à optimiser l'efficacité : Bien que l'énergie solaire soit efficace, pour atteindre son rendement maximal, les panneaux doivent être placés perpendiculairement aux rayons du soleil. Ce réglage constant est difficile à réaliser en pratique, surtout avec les changements de saisons et de l'angle solaire au cours de la journée.

Problèmes de stockage de l'énergie : Le stockage de l'énergie solaire reste un défi majeur. Les technologies actuelles des batteries ne permettent pas de stocker efficacement de grandes quantités d'énergie sur de longues périodes, ce qui complique la gestion de la demande variable en électricité.

Recyclage et impact environnemental : La fin de vie des panneaux solaires présente des enjeux environnementaux, notamment concernant les matériaux tels que le plomb, le zinc ou le cadmium qui composent les batteries. Si ces matériaux ne sont pas recyclés correctement, ils peuvent nuire à l'environnement.

Touche personnelle : À travers mon expérience avec les systèmes photovoltaïques, je constate qu'il existe des défis, notamment en matière de stockage et d'optimisation de l'efficacité, mais

les avantages écologiques et économiques que procure l'énergie solaire en font une solution prometteuse pour l'avenir.

De plus, les progrès technologiques continus, notamment dans le domaine du stockage de l'énergie, ouvrent la voie à des solutions plus durables et efficaces à long terme.[5]

I.3. Différentes technologies des cellules solaires

I.3.1. Définition

Les cellules photovoltaïques sont des composants essentiels des systèmes solaires. Elles fonctionnent en transformant l'énergie lumineuse (photons) en électricité, un phénomène connu sous le nom d'effet photovoltaïque. Ce processus repose sur les propriétés uniques des matériaux semi-conducteurs, tels que le silicium, qui est le plus couramment utilisé. Les cellules génèrent un courant continu, dont l'intensité dépend directement de la quantité de lumière incidente. Ces composants, généralement de petite taille, sont regroupés en modules ou panneaux pour maximiser la production d'énergie. Ces systèmes sont en constante amélioration, avec l'introduction de nouveaux matériaux pour augmenter leur efficacité énergétique. [13]

I.3.2. Structure de la cellule

Il existe plusieurs technologies de fabrication des cellules photovoltaïques (PV), chacune visant à optimiser certains paramètres comme la puissance électrique produite, le rendement ou encore la simplicité de fabrication. En général, une cellule produit entre 1 à 3 W avec une tension inférieure à 1 V. Or, les rendements varient selon la technologie, (exemple : 15 à 19 % pour cellule en Silicium monocristallin ; 12 à 16 % pour Silicium polycristallin ; 7 à 9 % pour Silicium amorphe.

La structure de base d'une cellule photovoltaïque repose sur une jonction PN, représentée dans la figure suivante [13]

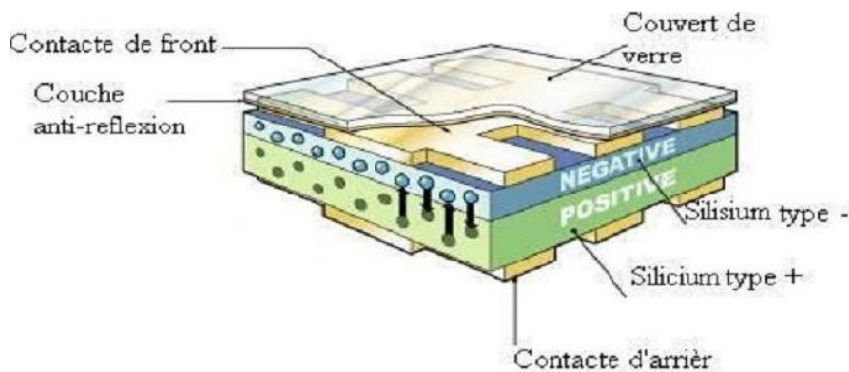


Figure I.4 Structure d'une cellule PV

I.3.3. Filières de cellules photovoltaïques

I.3.3.1. Cellules au Silicium cristallin [14]

✓ Cellules monocristallines

Les cellules photovoltaïques de première génération sont des cellules monocristallines. Leur processus de fabrication est basé sur du silicium monocristallin. Selon les modèles, ces cellules peuvent avoir une forme ronde ou carrée et présentent une couleur sombre et homogène.

Parmi, leurs avantages : une capacité à être cristallisées en un seul bloc permet de garantir un rendement stable tout au long de leur utilisation, ce qui est un facteur clé pour la durabilité des panneaux. D'où un rendement qui tourne autour de 17 % en pratique et peut théoriquement atteindre 20 %.

Tandis qu'aux inconvénients, leur processus de fabrication des cellules monocristallines est assez complexe. Il est long, coûteux et nécessite une main-d'œuvre hautement qualifiée. Ainsi, bien que le silicium soit abondant, la pureté élevée nécessaire pour ces cellules influe directement sur leur coût de production, ce qui augmente le prix global des panneaux. [9]



Figure I.5 Panneau constitué de cellules monocristallines.

✓ Cellules polycristallines

Le silicium polycristallin, obtenu par un processus de solidification unidirectionnelle, constitue la base des cellules photovoltaïques polycristallines. Ce procédé donne naissance à un bloc de silicium cristallisé composé de nombreux petits cristaux aux formes et orientations

cristallographiques variées. L'aspect de la cellule est bleu mais non uniforme, car on peut distinguer différentes orientations et nuances de couleur.

Leurs avantages : la forme carrée parfaite des cellules polycristallines permet un meilleur taux de remplissage des modules, ce qui augmente l'efficacité du système global (voir figure I.6). Le rendement moyen d'environ 13 % est compétitif, bien qu'il soit inférieur à celui des cellules monocristallines, mais reste tout de même acceptable. L'un des principaux atouts des cellules polycristallines est leur prix abordable. Cela s'explique par un processus de fabrication plus rapide et moins coûteux en termes de main-d'œuvre comparé à celui des cellules monocristallines. Le rapport qualité/prix est un avantage majeur, faisant des cellules polycristallines une solution durable et économique sur le long terme. Et pour les inconvénients : la fragilité des matériaux utilisés pour ces cellules nécessite l'ajout de plaques de verre. Cela peut rendre l'installation et la manipulation un peu plus délicates. Le faible rendement global par rapport aux cellules monocristallines peut les rendre moins efficaces dans des installations nécessitant une performance maximale pour des espaces réduits.



Figure I.6 Cellule polycristalline

1.3.3.2. Cellules à base de couches minces

✓ Cellules amorphes

Un verre ou un matériau synthétique est utilisé comme support pour les cellules amorphes. Celles-ci sont basées sur du silicium amorphe, dont la structure atomique est moins ordonnée que celle du silicium cristallin. La cellule présente une forme uniforme ainsi qu'un aspect gris ou brun bien marqué. [15]

Avantages : Possibilité d'utiliser des couches de silicium très fines, grâce à la technologie des couches minces ; Dépôt facile sur différents supports comme le verre, le plastique souple ou même le métal, via un procédé de vaporisation sous vide ; Utilisées couramment dans les

petits appareils du quotidien (calculatrices, montres...). Fonctionnent même en conditions de faible luminosité ou à l'intérieur des bâtiments. Coût de fabrication très bas comparé aux autres technologies.

Inconvénients : Rendement faible, généralement entre 8 à 10 %, ce qui limite leur efficacité pour les grandes installations ; Sensibilité accrue aux variations d'éclairement, surtout en cas de faible ensoleillement ; Matériaux fragiles, nécessitant un support en verre pour la protection, ce qui augmente leur poids et leur fragilité.

Durée de vie et stabilité de performance inférieures à celles des technologies cristallines.[10]

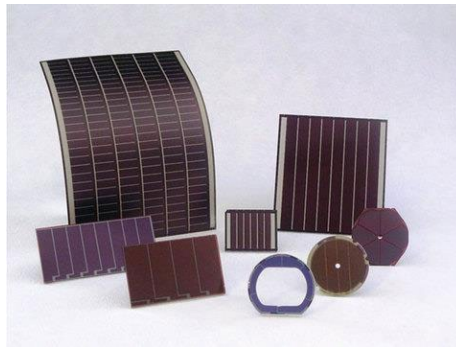


Figure I.7 Cellule amorphe.

✓ Cellules au tellure de cadmium (CdTe)

Les cellules CdTe font partie des technologies à couches minces. Elles utilisent une fine couche de tellure de cadmium comme semi-conducteur, déposée sur un support en verre. Ce type de cellule se distingue par sa simplicité de fabrication, sa légèreté et sa bonne capacité d'absorption de la lumière solaire. Un verre protecteur scelle l'ensemble, assurant la stabilité et la durabilité du module. [16]

Avantages : La technologie CdTe a une grande capacité d'absorption de la lumière ; Elle possède un faible coefficient de température, ce qui améliore les performances des panneaux solaires ; Elle permet de réduire les coûts de production ; Le processus de fabrication est rapide et peu coûteux ; Elle résiste bien à la chaleur, ce qui est avantageux dans les régions chaudes ; Les modules CdTe sont plus adaptés que les modules cristallins dans des environnements dépassant 50 °C.

Inconvénients : Le tellure est un élément rare dans la croûte terrestre (cinq parties par million) ; Sa rareté peut limiter la disponibilité à long terme de cette technologie ; Le cadmium est un élément toxique.

Malgré sa toxicité, des études ont confirmé qu'il devient inoffensif une fois incorporé dans les cellules solaires.

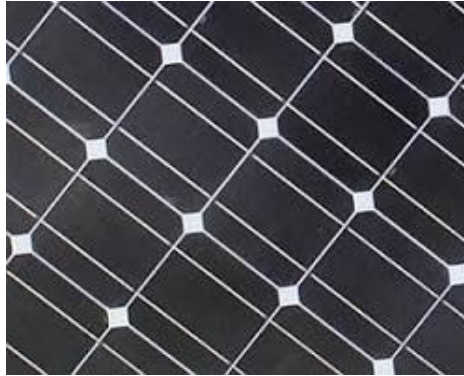


Figure I.8 Cellule au CdTe

I.3.3.3. Cellules de la 3eme génération [17]

✓ Cellules polymères

Ces cellules représentent une alternative prometteuse, avec pour objectif principal la réduction du coût de production du kilowattheure. Fabriquées à partir de matériaux organiques (plastiques ou polymères), elles sont plus abondantes et moins chères que le silicium.[11]

Avantages : Technologie innovante, adaptée au développement à long terme. Cellules biodégradables, respectueuses de l'environnement. Matériaux organiques disponibles à bas prix ; Facilité de fabrication et de manipulation. Réduction des coûts de production pour les industriels ; Intégration possible dans des éléments de petite taille comme les tuiles photovoltaïques.

Inconvénients : Faible rendement : seulement 1 à 2 %, ce qui limite leur usage à grande échelle. Coût encore élevé par rapport à la performance fournie ; Technologie encore jeune, avec une viabilité industrielle non assurée ; Le marché reste largement dominé par le silicium cristallin, qui représente plus de 90 % des parts.[19]

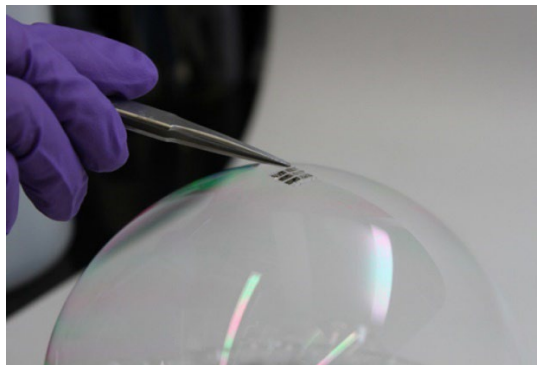


Figure I.9 Cellule polymère

✓ Cellules à base de GaAs (arséniure de gallium)

Utilisées principalement dans le domaine spatial, les cellules GaAs sont fabriquées à partir d'un matériau rare et coûteux : l'arséniure de gallium. Bien qu'elles ressemblent visuellement aux panneaux monocristallins, leur fabrication est plus complexe et moins respectueuse de l'environnement.[18]

Avantages : Rendement élevé pouvant atteindre 26 %, soit environ le double de celui des cellules au silicium ; Performances accrues grâce à l'ajout de concentrateurs de lumière ; Meilleure mobilité électronique : les électrons circulent plus rapidement, ce qui favorise un meilleur rendement ; Réduction du bruit électronique, surtout à haute fréquence.

Inconvénients : Coût de production très élevé, ce qui limite leur accessibilité. Fabrication complexe, nécessitant des procédés de haute précision ; Moins écologiques à produire, en raison de la rareté des matériaux utilisés ; Fragilité accrue en conditions terrestres classiques ; Ces cellules sont surtout conçues pour des environnements maîtrisés comme l'espace ; Difficulté de recyclage en fin de vie, ce qui pose des questions sur leur durabilité environnementale ; Leur disponibilité est limitée, ce qui freine leur intégration dans des systèmes grand public.

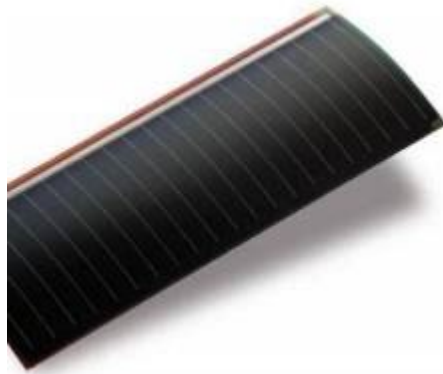


Figure I.10 Cellule au GaAs

✓ Cellules solaires à colorant de Grätzel

Les cellules solaires à colorant de Grätzel, nommées ainsi d'après leur inventeur Michael Grätzel à l'École polytechnique fédérale de Lausanne, sont une nouvelle génération de cellules photovoltaïques qui imitent le processus de photosynthèse des plantes. Ces cellules utilisent un film de dioxyde de titane (TiO_2) recouvert de pigments photosensibles, qui captent

l'énergie solaire. Elles possèdent un électrolyte à base d'iodure qui permet le transport des électrons entre les différentes couches de la cellule, reproduisant ainsi les mécanismes naturels de conversion de l'énergie solaire [17]

Avantages : Utilisation de matériaux bon marché et faciles à se procurer. Processus de fabrication simple, ne nécessitant pas de technologie complexe ; Recours à un oxyde de titane imprégné d'un colorant photosensible ; Présence d'un électrolyte iodé assurant le transfert des électrons ; Production rapide de la tension électrique dès l'exposition à la lumière.

Inconvénients : Technologie encore jeune et peu déployée à grande échelle ; Rendement limité : environ 11 % en laboratoire, et seulement 3 à 5 % en utilisation commerciale ; Moins de fiabilité et de stabilité sur le long terme par rapport aux cellules traditionnelles ; Sensibilité importante aux conditions environnementales (température, humidité). L'électrolyte liquide peut fuir avec le temps, réduisant l'efficacité du module.



Figure I.11 Cellule à colorant

✓ Cellules à concentration photovoltaïque (CPV) [18]

Les cellules photovoltaïques à concentration (CPV) utilisent des concentrateurs optiques (miroirs ou lentilles) pour focaliser les rayons solaires sur des cellules photovoltaïques plus petites mais plus efficaces. Cette technologie permet d'atteindre des rendements bien plus élevés que les cellules classiques, avec des performances allant jusqu'à 40,7 % en laboratoire.

Avantages : Rendement élevé : Les concentrateurs augmentent l'intensité lumineuse reçue par la cellule, permettant ainsi un rendement nettement supérieur à celui des cellules traditionnelles ; Matériaux simples et économiques : Les concentrateurs sont fabriqués à partir de matériaux bon marché comme les miroirs et les lentilles, réduisant les coûts de fabrication.

Adaptabilité : Cette technologie peut être utilisée à grande échelle ou dans des applications plus petites.

Inconvénients : Problème de chaleur : La concentration de la lumière génère beaucoup de chaleur, ce qui peut nuire à la performance des cellules si elle n'est pas correctement gérée.

Coût initial : Bien que l'investissement soit rapidement amorti, le coût de l'installation initiale reste plus élevé que celui des panneaux photovoltaïques classiques ; Maintenance plus complexe : Les systèmes CPV nécessitent un entretien plus fréquent pour assurer leur efficacité, surtout à cause de la gestion thermique.



Figure I.12 Cellule à concentration photovoltaïque

I.4. Différents systèmes photovoltaïques

Les systèmes photovoltaïques peuvent être classés en trois grandes catégories selon leur mode de connexion au réseau : les systèmes autonomes, les systèmes raccordés au réseau, et les systèmes hybrides, chacun ayant des caractéristiques et des avantages spécifiques en fonction des besoins de production et de consommation d'énergie. [19]

I.4.1. Systèmes autonomes (OFF-Grid déconnectés du réseau)

Un système photovoltaïque autonome est un système qui produit de l'électricité à partir du soleil sans être relié au réseau électrique. Il est généralement utilisé dans des zones isolées, où le raccordement au réseau serait trop coûteux ou techniquement difficile. [20]

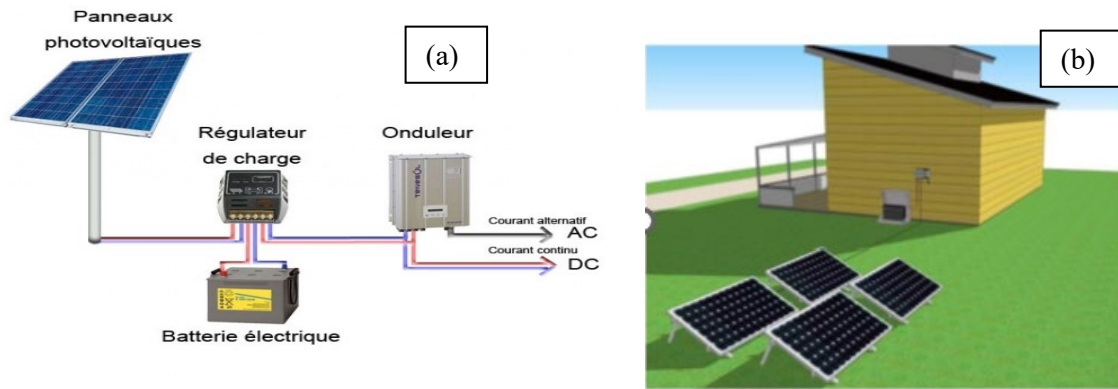


Figure I.13 (a) Composants d'une installation autonome ; (b) Exemple d'une installation autonome

Contrairement aux installations photovoltaïques classiques (connectées au réseau), ce type de système intègre des batteries (figure I.13). Ainsi, lorsqu'il n'y a pas d'ensoleillement – la nuit ou par mauvais temps – il peut continuer à alimenter les équipements. Il est donc indispensable que la production quotidienne des modules soit suffisante pour couvrir l'ensemble des besoins énergétiques.

I.4.2 Systèmes raccordés au réseau (ON-Grid)

Les installations photovoltaïques sont raccordées au réseau public de distribution afin d'y injecter en temps réel la totalité de l'électricité produite. Il peut également être convenu d'utiliser le principe de la vente de surplus. Dans ce cas, la consommation locale de l'électricité produite est privilégiée.

Enfin, dans les lieux isolés de production et de consommation (comme la haute montagne), dans le cas d'installations photovoltaïques résidentielles de petite taille, ou encore dans les sites industriels à consommation électrique stable, la production peut être entièrement consommée par des équipements locaux, sans aucun raccordement au réseau de distribution. Le coût d'achat de l'électricité photovoltaïque diminue avec celui des équipements. Cette tendance vers l'autoconsommation se développe de plus en plus [21].

Ce type d'installation est particulièrement adapté aux zones où le raccordement au réseau est techniquement difficile ou économiquement non rentable, ce qui renforce l'intérêt des systèmes photovoltaïques en autoconsommation.

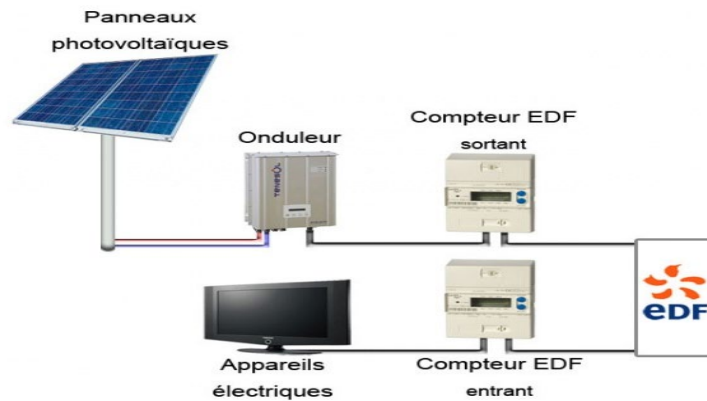


Figure I.14 Composants d'une installation raccordé au réseau

Les panneaux photovoltaïques produisent l'énergie électrique à partir de la lumière du soleil. Cette énergie est ensuite convertie en courant alternatif par l'onduleur.

Les appareils électriques fonctionnent grâce à l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques et convertie par l'onduleur en courant alternatif.

Si l'énergie produite dépasse les besoins locaux, elle est injectée dans le réseau via le compteur EDF sortant.

En cas de besoin supplémentaire d'électricité, l'énergie est prélevée du réseau via le compteur EDF entrant.

Cela permet à l'installation de bénéficier de l'autoconsommation tout en ayant la possibilité de vendre l'excédent d'énergie ou de recevoir de l'électricité du réseau lorsque la production solaire est insuffisante. [22]

I.4.3. Systèmes Hybrides

Les systèmes énergétiques hybrides combinent au moins deux sources d'énergie renouvelable avec une ou plusieurs sources d'énergie conventionnelle. Bien que les sources d'énergie renouvelable telles que l'énergie photovoltaïque et l'éthanol ne fournissent pas une puissance constante, leur combinaison permet de produire de l'électricité en continu. Les systèmes énergétiques hybrides sont souvent utilisés dans des zones isolées et sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés. Deux configurations possibles pour connecter les différentes sources d'un système hybride sont l'architecture à bus alternatif (AC) et l'architecture à bus continu (DC). L'architecture à bus alternatif (AC) permet d'intégrer facilement les sources et charges en courant alternatif. En revanche, l'architecture à bus continu (DC) est plus adaptée aux systèmes où la majorité des composants fonctionnent en courant continu, comme les panneaux photovoltaïques et les batteries [23].

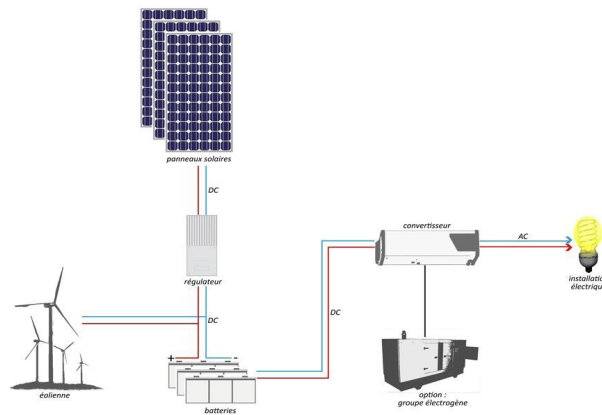


Figure I.15 Exemple d'une installation hybride

La figure I.15, illustre le fonctionnement général d'un système hybride, combinant plusieurs sources d'énergie. L'énergie est principalement fournie par des panneaux solaires, produisant du courant continu (DC), qui est ensuite stocké dans des batteries via un régulateur de charge. Un convertisseur transforme ensuite le courant continu en courant alternatif (AC) pour alimenter les installations électriques.

En cas d'insuffisance de la production solaire, un groupe électrogène peut être utilisé comme source d'appoint pour garantir la continuité de l'alimentation électrique.

I.5. Principaux éléments d'un système photovoltaïque

I.5.1. Générateur photovoltaïque (panneaux solaires)

Les systèmes photovoltaïques trouvent leur origine dans le module photovoltaïque. En général, un module est constitué d'un ensemble de cellules connectées en série ou en parallèle, protégées contre l'humidité par une encapsulation en verre et en plastique. Il est ensuite muni d'une boîte de jonction électrique hermétique et d'un cadre en aluminium.

Ces modules captent l'énergie solaire sous forme de rayonnement et la transforment en énergie électrique en courant continu (C.C.). En tant que générateurs d'énergie, ils représentent l'élément fondamental du système photovoltaïque. Ils peuvent être connectés entre eux en série ou en parallèle (dans des champs photovoltaïques) afin d'augmenter la tension ou l'intensité disponibles, selon les besoins spécifiques de l'installation.

Les générateurs photovoltaïques produisent généralement du courant continu à des tensions standards de 12V, 24V ou 48V, qui sont les plus courantes dans les systèmes autonomes. Ce courant peut ensuite être converti en courant alternatif (230V AC monophasé ou 380V AC

triphase) grâce à un convertisseur (onduleur), permettant ainsi l'alimentation des appareils classiques [19].

Par exemple, dans un système autonome de 24V, on peut associer deux panneaux de 12V en série pour atteindre la tension souhaitée. Si chaque panneau délivre 5A, le courant reste inchangé dans la série, et on peut ajouter d'autres séries en parallèle pour augmenter l'intensité globale disponible.



Figure I.16 Exemple d'un panneau solaire

I.5.2. Système de stockage (les batteries dans les systèmes autonomes)

Les batteries dans les systèmes photovoltaïques autonomes sont des composants essentiels pour le stockage de l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques. Elles permettent de stocker l'excédent d'énergie généré pendant la journée pour le restituer pendant la nuit ou lors des périodes de faible ensoleillement.

Le rôle principal des batteries dans ces systèmes est de garantir l'autonomie énergétique, en assurant que l'énergie soit disponible lorsque les conditions d'ensoleillement ne sont pas optimales. Elles doivent fonctionner avec un courant continu (DC) pour être compatibles avec les panneaux solaires. [24]

Les batteries dans un système autonome remplissent trois fonctions cruciales :

- ✓ *Stabilisation de la tension* : Les batteries régulent les variations de tension provenant des panneaux photovoltaïques, assurant ainsi une tension stable et constante pour le bon fonctionnement des équipements.

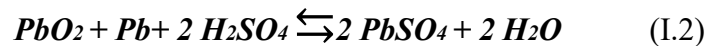
- ✓ *Fourniture de courant de pointe* : Les batteries peuvent fournir un courant plus élevé que celui généré par les panneaux pendant des périodes courtes, ce qui est nécessaire pour alimenter des appareils demandant des pics de puissance.
- ✓ *Assurance de l'autonomie énergétique* : Elles assurent que le système puisse fonctionner de manière autonome pendant plusieurs jours sans avoir besoin d'une recharge, ce qui est particulièrement important lors de périodes de faible ensoleillement.

I.5.2.1. Différents types des Batteries [25]

♣ Batterie au Plomb-Acide

Il s'agit d'une technologie bien maîtrisée, presque entièrement recyclable. Le fait qu'elle offre le coût de retour le plus bas parmi tous les types de piles connus constitue un avantage indéniable. Elle sert de référence pour évaluer les qualités des autres piles en raison de son ancienneté et de son usage très répandu :

Décharge



Charge

À la décharge : Le fonctionnement repose sur la réaction de réduction de l'oxygène. Lorsque l'anode se décharge, le plomb s'oxyde en perdant deux électrons, tandis que le plomb de la cathode en gagne deux lors de la réaction.

L'oxygène généré à la cathode se recombine en eau (H₂O), tandis que l'hydrogène apparaît à l'anode.

À la recharge : Étant donné que ces réactions sont réversibles, elles se produisent dans le sens inverse lors de la recharge.

À chaque électrode, l'eau est alors décomposée : l'oxygène réagit avec le plomb au pôle positif, tandis que l'hydrogène réagit avec l'acide au pôle négatif.

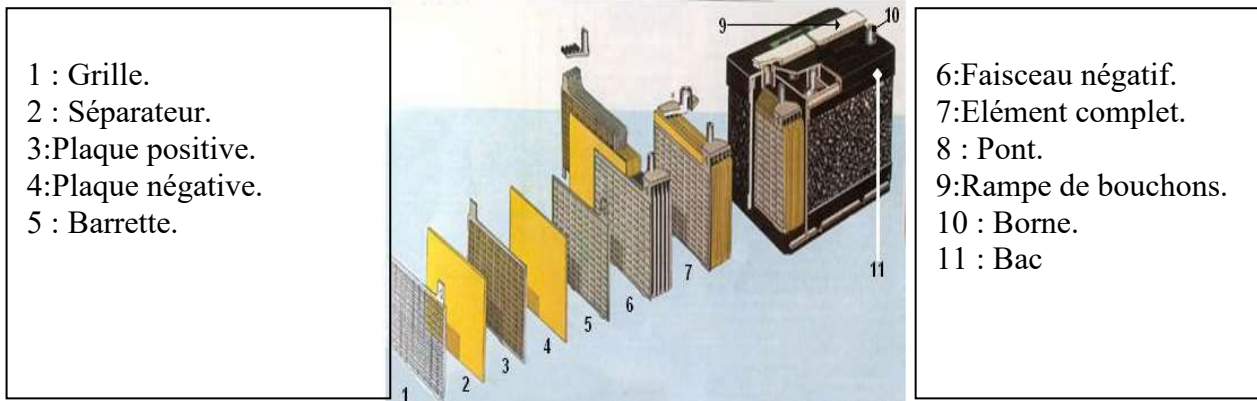



Figure I.17 Schéma de la vue éclatée d'une batterie au plomb

♣ Batteries au nickel-cadmium (Ni-Cd)

Une batterie électriquement rechargeable qui utilise des hydroxydes de nickel et de cadmium comme électrodes est connue sous le nom de batterie au nickel-cadmium (Ni-Cd).

Avantages : Bonne résistance aux décharges profondes, fonctionnement dans diverses températures, supportent les décharges élevées, durée de vie correcte.

Inconvénients : Effet mémoire, performances inférieures au lithium, impact écologique à cause du cadmium toxique.



Température de fonctionnement [°C]	0 → 50
Energie spécifique théorique [Wh/kg]	236
Densité d'énergie [Wh/kg]	45 → 65
Puissance spécifique (à 80% DOD) [W/kg]	100 → 180
Temps de charge [h]	5 → 8
Coefficient de surcharge admissible [%]	10 → 15
Rendement énergétique [%]	70 → 80
Tension par cellule chargée [V]	1,35

Figure I.18 Batterie nickel-cadmium (Ni-Cd), Caractéristiques des batteries Ni-Cd. [17]

♣ Batteries nickel-hydrure métallique (Ni-MH)

Batterie rechargeable utilisant l'hydroxyde de nickel à la cathode et un métal absorbant l'hydrogène à l'anode. Apparue récemment sur le marché, elle offre une bonne densité d'énergie et de puissance.

Avantages : Ni-MH présentent une bonne densité d'énergie et de puissance, ce qui les rend efficaces pour le stockage d'énergie. Elles ont aussi moins d'effet mémoire que les batteries Ni-Cd et sont plus respectueuses de l'environnement grâce à l'absence de cadmium toxique.

Inconvénients : Elles sont plus coûteuses que les Ni-Cd, se déchargent rapidement à vide et sont sensibles aux températures élevées, ce qui peut nuire à leur durée de vie.



Température de fonctionnement [°C]	0 → 50
Energie spécifique théorique [Wh/kg]	300
Densité d'énergie [Wh/kg]	55 → 80
Densité d'énergie volumique [Wh/dm ³]	140 → 160
Puissance spécifique (à 80% DOD) [W/kg]	160 → 200
Temps de charge [h]	6 → 12
Coefficient de surcharge admissible [%]	5 → 12
Rendement énergétique [%]	75 → 85
Tension par cellule chargée [V]	1,2

Figure I.19 Batterie Ni-MH Caractéristiques des batteries Ni-MH.

♣ Batteries au lithium-ion (Li-Ion)

Ce type de batterie utilise un électrolyte à base de polymère solide ou de solution organique. Grâce à la légèreté du lithium, ces batteries offrent une haute densité d'énergie et une tension de cellule élevée.

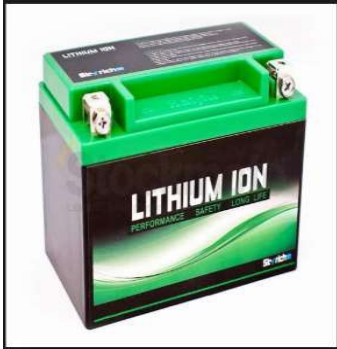
Selon les exigences du système, ces batteries sont disponibles en versions basse et haute tension :

LV (Low Voltage) : Adaptées aux systèmes de 12V ou 24V, avec une durée de vie qui peut excéder 5 ans.

HV (High Voltage) : Utilisées pour des systèmes de 48V ou plus, elles offrent une durée de vie dépassant 10 ans et une efficacité élevée.

Avantages : Elles présentent une excellente densité énergétique, une grande efficacité et une durée de vie prolongée. Leur légèreté est aussi un atout important pour des installations où le poids est critique.

Inconvénients : Elles sont coûteuses (environ dix fois plus chères que les batteries au plomb) et leur usage reste limité dans les systèmes à faible puissance.



Température de fonctionnement [°C]	ambiante
Energie spécifique théorique [Wh/kg]	275
Densité d'énergie [Wh/kg]	90 → 150
Puissance spécifique (à 80% DOD) [W/kg]	150 → 300
Temps de charge [h]	12 → 24
Coefficient de surcharge admissible [%]	1 → 2
Rendement énergétique [%]	85 → 95
Tension par cellule chargée [V]	3,2

Figure I.20 Batterie Li-Ion, Caractéristiques des batteries Li-Ion.

I.5.2.2. Critères des choix d'une batterie pour un système PV autonome

Le choix de la batterie constitue une étape essentielle dans la conception d'un système photovoltaïque autonome. Une bonne batterie doit être facilement disponible sur le marché, avec des services d'entretien et de garantie accessibles. Cependant, des critères techniques doivent également être pris en compte pour assurer une performance optimale [24] :

♣ Capacité énergétique stockée

La première étape consiste à évaluer la capacité de la batterie à stocker l'énergie nécessaire. Bien que les fabricants indiquent souvent la capacité de leurs batteries en ampères-heures (Ah), il est essentiel de comprendre que l'énergie stockée dans la batterie est exprimée en wattheures (Wh).

Pour obtenir cette valeur, il suffit de multiplier la capacité de la batterie (en Ah) par la tension de la batterie, qui peut être de (2 V, 6 V, 12 V, ou 24 V), selon le modèle. Cela permettra de déterminer la quantité d'énergie que la batterie peut effectivement stocker, exprimée en wattheures.

♣ Tension de la batterie

La tension nominale d'une batterie peut être de 12 V, 24 V ou 48 V, selon les besoins du système. Une tension élevée permet de réduire les pertes lors du transport de l'énergie.

Montage en série : augmente la tension↑, la capacité reste constante.

Montage en parallèle : augmente la capacité↑, la tension reste constante.

♣ Autonomie nécessaire

L'autonomie correspond au nombre de jours pendant lesquels la batterie doit alimenter le système sans recharge. Elle dépend de la zone géographique et des conditions climatiques.

♣ Profondeur de décharge (DoD)

Il est important de limiter la profondeur de décharge pour préserver la durée de vie des batteries. Il est conseillé de ne pas descendre en dessous de 40 % ni dépasser 95 % de l'état de charge. Un régulateur de charge est indispensable pour contrôler cela.

♣ Durée de vie (nombre de cycles)

La durée de vie d'une batterie est exprimée en cycles charge-décharge. Elle dépend du type de batterie : Batterie à électrolyte liquide : 400 à 500 cycles ; Batterie AGM : 600 à 900 cycles ; Batterie GEL : 800 à 1300 cycles ; Batterie GEL Long Life : 600 à 2400 cycles

♣ Dimensionnement de la capacité

La capacité totale du parc de batteries se calcule selon la formule suivante :

$$C \text{ (Ah)} = (E_t \times \text{AUT}) / (U \times \text{DoD}) \quad (\text{I.3})$$

Avec : E_t : énergie quotidienne (Wh) ; AUT : nombre de jours d'autonomie ; U: tension de la batterie (V) ; DoD : profondeur de décharge admissible (exemple 0,5 pour 50 %)

♣ Types de défaillances

Les principales causes de défaillance des batteries sont :

- Réparable : défauts mineurs réparables
- Endommagée : dommages physiques
- Circuit ouvert : rupture interne empêchant le passage du courant Court-circuit : contact anormal interne ou externe
- Défaut des électrodes ou grilles
- Abusée : utilisation au-delà des limites (surcharge, température, etc.)

♣ Amélioration de la technologie

Au cours des vingt dernières années, la durée de vie des batteries s'est nettement améliorée grâce aux progrès en matériaux et procédés de fabrication, offrant de meilleures performances, une fiabilité accrue et une durée de vie prolongée.

I.5.2.3. Emplacement des batteries

Les batteries doivent être installées à l'extérieur pour plusieurs raisons :

- ♣ **Dissipation thermique** : L'extérieur permet une meilleure évacuation de la chaleur, ce qui est essentiel pour préserver les performances et la durée de vie des batteries.

- ♣ **Sécurité** : Certaines batteries dégagent des gaz dangereux, tels que l'hydrogène, et une bonne ventilation extérieure permet de réduire les risques associés à ces gaz.
- ♣ **Normes et conception** : Des réglementations exigent parfois l'installation des batteries à l'extérieur afin de respecter les normes de sécurité.
- ♣ **Gain d'espace** : Les batteries peuvent être volumineuses, et leur installation à l'extérieur libère de l'espace précieux à l'intérieur des installations.
- ♣ **Protection climatique** : Les batteries doivent être protégées des conditions climatiques extrêmes. L'installation dans des conteneurs ventilés permet de les protéger tout en assurant une bonne isolation face aux variations climatiques.

I.5.2.4. Raccordement des batteries

Dans les systèmes photovoltaïques on utilise trois types de raccordement des batteries [17] :

- ♣ **Raccordement série**

Ce type de raccordement permet d'augmenter la tension du système (par exemple 12V, 24V ou 48V), tandis que la capacité (en Ah) reste identique à celle d'une seule batterie.

- ♣ **Raccordement parallèle**

Dans ce cas, la tension reste inchangée, mais la capacité augmente. Les bornes positives des batteries sont reliées entre elles, de même pour les bornes négatives.

- ♣ **Raccordement mixte ou (série-parallèle)**

Ce type combine les deux méthodes précédentes. On connecte plusieurs batteries en série pour atteindre la tension désirée, puis on connecte plusieurs de ces séries en parallèle pour augmenter la capacité totale en Ah, selon les besoins du système.

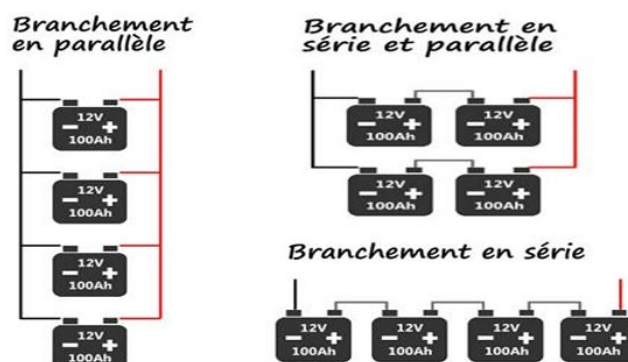


Figure I.21 Raccordement des batteries [17]

I.5.3. Système de régulation (régulateurs de charge)

Afin d'assurer le bon fonctionnement de la batterie, il est nécessaire d'utiliser un dispositif de régulation qui contrôle les courants entre la batterie, le générateur photovoltaïque et la charge. En période de forte production d'énergie (par exemple, pendant les heures de pointe en été), l'excédent d'énergie produit par le système photovoltaïque est envoyé à la batterie. Si la batterie est complètement chargée et que le générateur reste connecté, cela peut entraîner une surcharge. [26] Dans ce cas, le régulateur de charge intervient pour déconnecter le générateur photovoltaïque afin d'éviter les dommages à la batterie.

En revanche, pendant les périodes de faible production d'énergie (comme en hiver), la production du générateur peut ne pas suffire à satisfaire la demande, ce qui peut entraîner une décharge excessive de la batterie. Cette décharge excessive peut nuire à la durée de vie de la batterie. Pour éviter cela, le régulateur de charge déconnecte la batterie de la charge afin de prévenir une décharge profonde, laquelle serait préjudiciable à la durée de vie de la batterie.

De plus, les régulateurs de charge modernes sont souvent équipés d'un capteur de température fixé au dos de la batterie. Ce capteur permet d'ajuster les paramètres électriques de la batterie, notamment la tension de fonctionnement, afin de maintenir la batterie dans la plage idéale de charge et décharge. En ajustant les paramètres en fonction de la température, le régulateur de charge aide à prolonger la durée de vie de la batterie.

Le panneau solaire est connecté au régulateur, qui contrôle le courant envoyé à la batterie pour éviter les surcharges et les décharges profondes. Le régulateur permet aussi d'alimenter directement un convertisseur (pour produire du 220V) ou des accessoires en courant continu 12V. Ce positionnement garantit la protection et la bonne gestion de l'énergie dans le système.



Figure I.22 Régulateur de charge

Il existe principalement deux types de régulateurs [27] :

Régulateur de charge simple : Il est conçu pour éviter la surcharge de la batterie en régulant la quantité d'énergie qu'elle reçoit. Ce type de régulateur est généralement utilisé dans des installations où le risque de décharge profonde est très faible.

Régulateur de charge et de décharge : En plus de limiter la charge, il protège également la batterie contre les décharges excessives en interrompant l'alimentation des appareils électriques lorsque la tension atteint un seuil critique.

I.5.3.1. Critères de dimensionnement du régulateur

Le choix du régulateur doit se faire selon plusieurs paramètres techniques essentiels [26]:

- ♣ Tension nominale : Elle doit être compatible avec la tension du champ photovoltaïque.
- ♣ Tension d'entrée : C'est la tension maximale que peuvent fournir les modules photovoltaïques.

Le régulateur doit être capable de la supporter sans dommage. Pour estimer cette valeur de manière fiable, on prend souvent 1,5 fois le courant de court-circuit maximal des modules.

- ♣ Courant de sortie (I_s) : Il représente le courant maximal que le régulateur doit fournir aux charges. Ce courant doit être supérieur ou égal à la somme des courants consommés par tous les récepteurs fonctionnant en même temps.

I.5.4. Système de conversion (Onduleurs invertis)

Les panneaux solaires produisent de l'électricité en courant continu, mais la plupart des appareils ménagers et industriels nécessitent du courant alternatif. Un onduleur est un appareil qui convertit l'énergie électrique continue en courant alternatif. Son but principal est de générer une tension alternative en sortie, dont la fréquence et la valeur peuvent être contrôlées, à partir d'une tension continue en entrée. [28]

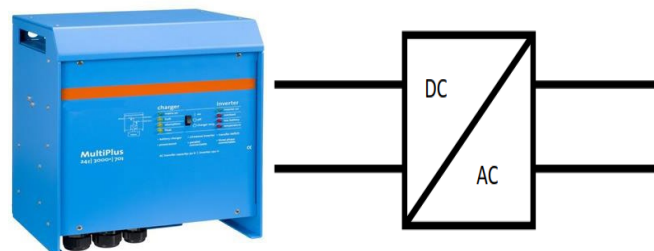


Figure I.23 (a) Exemple d'onduleur, (b) Symbole de l'onduleur

I.5.4.1. Les principales caractéristiques d'un onduleur indépendant

Tension d'entrée : 12 V, 24 V ou 48 V.

Tension de sortie : 230 V AC à 50 Hz.

La forme d'onde est généralement sinusoïdale, mais peut aussi être carrée ou pseudo-sinusoïdale, ce qui entraîne une augmentation des pertes lorsque la charge est un moteur.

Puissance nominale et puissance de pointe : La puissance de pointe est généralement de 50 % supérieure à la puissance nominale.

Rendement : Pour les faibles puissances, les performances sont souvent inférieures, bien que le rendement en fonctionnement nominal dépasse généralement 90 %.

Protections intégrées : Protection contre les courts-circuits et contre la décharge excessive de la batterie.

Coût : Le prix varie en fonction du type d'onduleur et de la puissance des charges à alimenter.

I.5.4.2. Les différents types d'onduleurs [28]

L'onduleur est un dispositif essentiel dans les systèmes photovoltaïques, chargé de convertir le courant continu (DC) provenant des modules solaires ou des batteries en courant alternatif (AC) utilisable par les équipements. Il se situe généralement entre le champ photovoltaïque (ou les batteries) et la charge (comme un moteur ou le réseau).

L'onduleur fonctionne à partir d'un circuit intermédiaire en courant continu, connecté à un redresseur. Selon le type de source d'alimentation à l'entrée (tension ou courant), on distingue deux grandes familles d'onduleurs : les onduleurs à source de courant et les onduleurs à source de tension.

♣ Onduleurs à source de courant (Current Source Inverter - CSI) :

Ce type d'onduleur est alimenté par une source de courant continu dont l'intensité reste stable, même si la tension varie. Cette configuration est utile dans les systèmes autonomes (off-grid) où la stabilité du courant est prioritaire. Il garantit une alimentation constante, indépendamment des variations de charge.

♣ Onduleurs à source de tension (Voltage Source Inverter - VSI) :

Dans ce cas, l'onduleur est alimenté par une source de tension continue avec une impédance interne négligeable. La tension d'entrée reste constante, tandis que le courant de sortie dépend de la charge connectée. Ce type est le plus couramment utilisé, notamment dans les systèmes

photovoltaïques où la tension provenant des panneaux ou des batteries doit être convertie en courant alternatif pour alimenter des équipements standards.

Les onduleurs modernes sont constitués de composants semi-conducteurs (IGBT, MOSFET...) organisés en trois bras, commandés par des circuits électroniques pour réguler la forme et la fréquence du signal de sortie.



Figure I.24 Différents types d'onduleurs

I.5.4.3. Onduleurs selon l'intégration au réseau

Suite au tableau suivant, une comparaison a été faite déterminant les types d'onduleur.

Tableau I.2 : Types d'onduleurs selon le mode de raccordement [29]

<i>Types d'onduleur</i>	<i>Fonctionnement</i>	<i>Avantages</i>	<i>Inconvénients</i>	<i>Composants principaux</i>
<i>Onduleur On-grid</i>	Injecte directement l'énergie solaire dans le réseau électrique.	Aucun besoin de batteries. Possibilité de vendre du surplus. Intégration facile.	Ne fonctionne pas sans réseau. Pas adapté aux zones isolées.	*Panneaux PV *Onduleur *Réseau électrique
<i>Onduleur Off-grid</i>	Fonctionne sans réseau, avec stockage d'énergie.	Autonomie totale. Fonctionne même en l'absence de réseau électrique. Idéal pour les régions isolées.	Nécessite des batteries pour le stockage de l'énergie. Coût plus élevé en raison des batteries.	*Panneaux PV *Onduleur off-grid *Batteries *Régulateur
<i>Onduleur hybride</i>	Mixte réseau et batteries. Combine l'énergie solaire, les batteries, et le réseau.	Flexibilité. Stockage et l'autoconsommation optimisés.	Système complexe. Coût initial élevé.	*Panneaux PV *Onduleur hybride *Batteries *Régulateur

I.5.5. Câblage

Le choix du bon câble est crucial pour la performance globale des systèmes photovoltaïques. En règle générale, les systèmes photovoltaïques sont constitués de composants à courant

continu et à courant alternatif. Il est essentiel de comprendre les codes de couleur pour installer correctement un système photovoltaïque.

En ce qui concerne les câbles CC, le noir est utilisé pour le raccordement des contacts et l'interconnexion des modules entre eux, tandis que le rouge est utilisé pour connecter les contacts et divers composants du système.

Des connecteurs spécialement conçus avec des marques de polarité sont utilisés pour indiquer la polarité. Diverses conventions de couleurs sont utilisées dans le monde entier pour la coloration des câbles CA. [30]

I.5.6. Autres composants

I.5.6.1. Dispositif de coupure et sectionnement (Disjoncteur)

Pour assurer la sécurité lors des opérations de maintenance et se conformer aux normes, notamment la norme UTE C15-712-2 relative aux dispositifs de coupure et de sectionnement, il est nécessaire d'installer des interrupteurs-sectionneurs. Ces derniers doivent être placés à la fois dans les boîtes de jonction et dans le coffret électrique afin de garantir un isolement efficace des circuits pendant toute intervention sur le système photovoltaïque. [31]

Il existe principalement deux types de disjoncteurs :

Disjoncteurs thermiques : assurent une protection contre les surcharges prolongées qui entraînent une élévation de température. Ils ne sont toutefois pas efficaces contre les surintensités de courte durée.

Disjoncteurs magnétiques : offrent une protection précise contre les surintensités brèves. Leur seuil de déclenchement peut être réglé selon les besoins. [32]



Figure I.25 Exemples des disjoncteurs

I.5.6.2. Fusibles CC

Dans une installation photovoltaïque autonome, les fusibles jouent un rôle de protection essentiel. Ils empêchent les surintensités de courant retour, qui peuvent endommager les modules photovoltaïques et les câbles électriques. Ces surintensités surviennent notamment lorsque plusieurs chaînes de panneaux sont connectées en parallèle (à partir de trois chaînes). En cas de courant anormalement élevé, le fusible coupe automatiquement le circuit en fondant, évitant ainsi les dégâts. Selon UTE C15-712-2, l'installation de fusibles est obligatoire à partir de trois chaînes en parallèle pour garantir la sécurité du système, surtout si le dispositif anti-retour du régulateur ne fonctionne pas. [31]

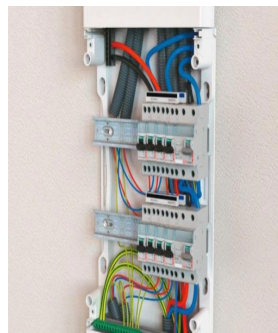


Figure I.26 Emplacement des fusibles

I.5.6.2. Parafoudres

Dans une installation photovoltaïque autonome, les parafoudres jouent un rôle essentiel dans la protection contre les surtensions transitoires, souvent causées par la foudre ou des perturbations du réseau. Selon le guide UTE C15-712-2, leur installation est obligatoire lorsque le site est équipé d'un paratonnerre ou lorsque la distance entre les panneaux et le régulateur dépasse 10 mètres. Ces dispositifs limitent la surtension en la dérivant vers la terre, évitant ainsi d'endommager les équipements sensibles comme les régulateurs, onduleurs et batteries. Il existe plusieurs types de parafoudres (Type 1, Type 2), choisis en fonction du niveau de risque et de l'architecture du système. Leur présence est donc un élément clé de la sécurité et de la durabilité des systèmes photovoltaïques. [33]

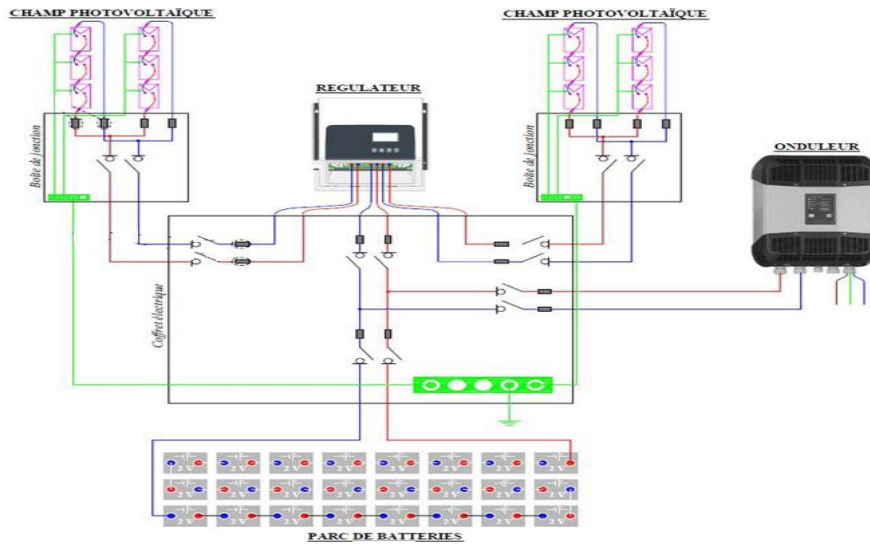


Figure I.27 Parafoudres dans une installation PV

Conclusion

Dans ce premier axe, nous avons présenté un aperçu global du système photovoltaïque en partant de l'énergie solaire. Nous avons étudié les différentes technologies des cellules solaires ainsi que les types de systèmes photovoltaïques. Une attention particulière a été portée aux composants essentiels du système : les panneaux solaires, les batteries, les régulateurs de charge, les onduleurs et le câblage, ainsi qu'aux éléments auxiliaires garantissant la performance et la fiabilité de l'installation. Cette base théorique constitue un socle solide pour l'analyse pratique qui suivra dans les chapitres ultérieurs.

Chapitre II

Dimensionnement du centre i2E

Introduction

Dans un système photovoltaïque, le dimensionnement constitue une étape fondamentale qui conditionne la performance, la fiabilité et la durabilité de l'installation. Il s'agit d'une démarche technique qui consiste à adapter les différents composants du système (panneaux photovoltaïques, batteries, régulateur de charge, onduleur, etc.) aux besoins énergétiques réels, aux conditions climatiques du site ainsi qu'aux caractéristiques spécifiques du projet.

Notre but est de concevoir deux systèmes photovoltaïques : un système connecté au réseau (On-grid) pour l'intérieur du centre i2E, et un système autonome (Off-grid) pour la partie extérieure, afin de couvrir l'ensemble des besoins énergétiques du centre, tout en assurant une autonomie énergétique, une continuité de service, et une intégration optimale selon le contexte d'usage.

II.1. Etapes à suivre pour le dimensionnement

II.1.1. Présentation du site

Dans cette partie, nous présentons les caractéristiques géographiques et climatiques du site d'installation photovoltaïque, situé à Tlemcen, une ville du nord-ouest de l'Algérie.

Latitude : La latitude est une coordonnée géographique exprimant la position d'un point par rapport à l'équateur. À Tlemcen, elle est d'environ **34.88° Nord** [34].

Longitude : La longitude est l'angle formé entre le méridien du point considéré et le méridien de Greenwich. Tlemcen est située à environ **-1.32° Ouest** (ou 1.32° à l'ouest de Greenwich).

Altitude : L'altitude de Tlemcen est estimée à **800 m** au-dessus du niveau de la mer. Ce facteur influe sur l'intensité du rayonnement solaire reçu et sur la température moyenne du site [34,35].

Orientation (Azimut) : L'orientation optimale pour les modules photovoltaïques est plein sud (0°). Cela permet de capter un maximum d'énergie solaire au cours de la journée. Dans notre cas, l'azimut est réglé à **0°**, ce qui signifie une orientation plein sud [36].

Inclinaison : L'angle d'inclinaison idéal dépend de la latitude. À Tlemcen, une inclinaison de **30° à 35°** est recommandée pour optimiser la captation solaire tout au long de l'année [36]. Une inclinaison faible favorise l'été, une inclinaison forte l'hiver.

Ensoleillement : Le nombre d'heures d'ensoleillement journalier à Tlemcen varie entre **6** et **10 heures**, selon les saisons [35,37]. L'été offre plus de potentiel de production que l'hiver.

Autonomie : Le nombre de jours d'autonomie représente la capacité du système à fonctionner pendant des jours sans soleil. Pour notre projet, on a considéré **2 jours** d'autonomie [36].

II.1.2. Présentation du centre d'installation (i2E)

Le centre i2E (Innovation, Entrepreneuriat et Emploi) offre un espace adapté pour l'organisation d'ateliers, de formations, et de programmes de soutien destinés aux porteurs d'idées et de projets, en plus d'un encadrement efficace des diplômés afin d'améliorer leur insertion sur le marché du travail.

Le centre est situé à l'intérieur du campus universitaire Abou Bekr BELKAID, et se compose d'un rez-de-chaussée et de deux étages, d'une superficie bâtie d'environ 527m². Il comprend des bureaux administratifs, des salles de réunion, des espaces de travail collaboratif, ainsi que des zones dédiées à la formation et à l'encadrement, avec un taux de fonctionnement du dimanche au jeudi, de 08h00 à 18h00.



Figure II.1 Centre i2E

II.1.3. Estimation des besoins énergétiques journaliers [31]

II.1.3.1. Energie quotidienne nécessaire (E_c)

C'est l'énergie consommée par un appareil pendant une journée.

$$E_c = P \times t \quad (II.1)$$

Où :

E_c : l'énergie quotidienne (en watt heures par jour) ; P : la puissance de l'appareil (en watt).

t : la durée d'utilisation quotidienne (en heures).

II.1.3.2. Energie totale (E_t)

C'est la somme de l'énergie consommée par tous les appareils pendant la journée.

$$E_t \text{ (Wh/j)} = \sum (P_i \times t_i) = \sum E_c \quad (\text{II.2})$$

Où :

P_i : puissance de l'appareil (en watts) ; t_i : durée d'utilisation de l'appareil (en heures) ;

E_c : l'énergie quotidienne (en watts- heures par jour).

II.1.3.3. Puissance maximale (P_{\max})

C'est la puissance totale requise lorsque plusieurs appareils fonctionnent simultanément.

$$P_{\max} \text{ (W)} = \sum P_i \quad (\text{II.3})$$

II.2. Dimensionnement du générateur photovoltaïque

II.2.1. Energie produite (E_p)

Énergie estimée à produire quotidiennement par le générateur photovoltaïque pour couvrir les besoins énergétiques [31].

$$E_p = \frac{E_t}{k} \quad (\text{II.4})$$

Où :

E_p : l'énergie produite (en Watts-heures/jour) ; E_t : la somme de l'énergie consommée par tous les appareils (Wh/j) ; k : coefficient de correction (entre 0,6 et 0,8)

II.2.2. Puissance crête (P_c)

C'est la puissance minimale requise des panneaux pour produire l'énergie quotidienne nécessaire, calculée par :

$$P_c \text{ (W)} = \frac{E_p}{I_r} \quad (\text{II.5})$$

Où :

I_r : irradiation journalière moyenne (KWh/m²/jour)

On peut aussi estimer la puissance crête nécessaire directement à partir de l'énergie quotidienne consommée selon la formule suivante :

$$P_c = \frac{E_t \times 1000}{G \times F} \quad (\text{II.6})$$

Où :

E_t : la somme de l'énergie consommée par tous les appareils (Wh/j) ; G : rayonnement solaire moyen (kWh/m²/j) ; F : facteur de performance (rendement global du système)

II.2.3. Nombre de panneaux (totale, en série et en parallèle)

C'est le nombre total de modules photovoltaïques nécessaires pour couvrir les besoins énergétiques déterminés, en fonction de la puissance crête et de l'énergie produite par panneau [31].

$$N_{pt} = \frac{P_c}{P_p} \quad (\text{II.7})$$

Où :

N_{pt} : nombre total de panneaux photovoltaïques ; P_c : la puissance crête ; P_p : la puissance d'un panneau choisi

➤ Nombre de panneaux en série

Deux expressions sont utilisées selon le type de système photovoltaïque : l'une pour les systèmes autonomes avec batteries, et l'autre pour les systèmes sans batteries utilisant un onduleur.

Dans un système autonome avec batteries

$$N_{ps} = \frac{V_{sys}}{V_{oc \text{ panneau}}} \quad (\text{II.8})$$

Dans un système connecté au réseau

$$N_{ps} = \frac{V_{entrée \text{ ond}}}{V_{mp}} \quad (\text{II.9})$$

➤ Nombre de panneaux en parallèle

Cette formule permet de déterminer combien de chaînes (groupes de modules en série) doivent être connectées en parallèle pour atteindre le nombre total de modules nécessaires au système.

$$N_{pp} = \frac{N_{pt}}{N_{ps}} \quad (\text{II.10})$$

Où :

N_{pp} : nombre de panneaux en parallèle ; N_{ps} : nombre de panneaux en série ;

$V_{oc\text{ panneau}}$: tension en circuit ouvert d'un panneau photovoltaïque en (volt)

V_{sys} : tension nominale du système en (volt) ; $V_{entrée\ ond}$: tension moyenne d'entrée admissible de l'onduleur (V) ; V_{mp} : tension au point de puissance maximale du panneau (V)

II.2.4. Puissance totale installée (P_t)

Puissance totale des panneaux photovoltaïques représente la puissance maximale théorique fournie par l'ensemble des panneaux installés dans un système solaire [31]. Elle est calculée en multipliant le nombre total de panneaux par la puissance nominale d'un seul panneau.

$$P_t = N_{pt} \times P_p \quad (II.11)$$

Où :

P_t : Puissance totale installée (en Watts ou kilowatts) ; N_p : Nombre total de panneaux photovoltaïques ; P_p : La puissance nominale d'un panneau (en Watts)

II.3. Dimensionnement des composants du système [31]

II.3.1. Dimensionnement des batteries

II.3.1.1. Choix de la tension de l'installation autonome

Le choix de la tension du système est crucial pour assurer l'efficacité et la stabilité de l'installation photovoltaïque autonome.

Tableau II.1 : Tension de la batterie conseillée en fonction de la puissance du système PV

Puissance crête (KW)	Tension de la batterie recommandée (V bat)
Moins de 1 KW	12 V
Entre 1 et 2	24 V
Entre 2 et 10	48 V

II.3.1.2. Capacité quotidienne

C'est la quantité totale d'énergie qu'on doit stocker pour couvrir les besoins énergétiques, exprimée en ampères-heures (Ah).

$$C_t = \frac{E_t \times AUT}{U \times DoD} \quad (II.12)$$

Où :

Et : la somme de l'énergie consommée par tous les appareils (Wh/j) ; AUT : Nombre de jours d'autonomies ; DoD : Profondeur de décharge de la batterie (généralement 0,5 à 0,8) ; U : la tension du système (en Volt)

II.3.1.3. Nombre de batteries (en série, en parallèle et total)

➤ **Nombre de batteries en série**

$$N_{bs} = \frac{V_{sys}}{V_b} \quad (II.13)$$

Où :

N_{bs} : nombre des batteries en série ; V_{sys} : tension du système (V) ; V_b : tension nominale d'une batterie (V)

➤ **Nombre de batterie en parallèle**

$$N_{bp} = \frac{C_t}{C_{batterie}} \quad (II.14)$$

Où :

N_{bp} : nombre des batteries en parallèle ; C_t : capacité totale des batteries en (Ah)

$C_{batterie}$: capacité de batterie choisie en (Ah)

➤ **Nombre total de batterie**

$$N_{bt} = N_{bp} \times N_{bs} \quad (II.15)$$

Où :

N_{bt} : nombre total de batteries ; N_{bs} : nombre de batteries en série

II.3.2. Dimensionnement de l'onduleur

II.3.2.1. Puissance d'onduleur

C'est la puissance nominale que doit avoir l'onduleur pour assurer l'alimentation des charges en toute sécurité.

$$P_{ond} = P_c \times [0.9 - 0.95] \quad (II.16)$$

Où : P_c : la puissance crête (en Watts)

II.3.2.2. Tension d'entrée d'onduleur

C'est la tension continue du système (batterie) qui doit être égale à la tension d'entrée de l'onduleur pour qu'il fonctionne correctement :

$$V_{ond} = V_{sys} \quad (II.17)$$

Où :

V_{ond} : Tension d'entrée de l'onduleur en volt ; V_{sys} : la tension continue du système (batterie) en volt

II.3.3. Dimensionnement du régulateur de charge

II.3.3.1. Puissance de régulateur ($P_{\text{Régulateur}}$)

La puissance du régulateur doit être suffisante pour supporter la puissance crête des panneaux avec une marge de sécurité :

$$P_{\text{Régulateur}} \geq 1.25 \times P_t \quad (\text{II.18})$$

Où :

P_t : Puissance totale des panneaux photovoltaïques (W) ; 1.25 : C'est le coefficient de sécurité (25% de marge)

II.3.3.2. Tension d'entrée du régulateur

La tension d'entrée du régulateur doit être supérieure à vide du panneau pour assurer une bonne régulation

$$V_{\text{entrée rég}} \geq 1.25 \times V_{\text{oc}} \quad (\text{II.19})$$

Où : $V_{\text{entrée rég}}$: Tension d'entrée du régulateur en (V)

II.3.3.3. Courant du régulateur

Le courant d'entrée du régulateur doit dépasser le courant de court-circuit des panneaux avec une marge.

$$I_{\text{entrée rég}} \geq 1.25 \times I_{\text{cc}} \quad (\text{II.20})$$

Où : $I_{\text{entrée rég}}$: le courant du régulateur ; I_{cc} : le courant de court-circuit du panneau

II.3.4. Dimensionnement des câbles

Afin de limiter au maximum les pertes liées à la chute de tension, il est essentiel de bien dimensionner la section des câbles. Pour cela, on applique la loi de la chute de tension donnée par :

$$\Delta U = R \times I \quad (\text{II.21})$$

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad (\text{II.22})$$

Où :

ΔU : la chute de tension (V) ; R : résistance du câble (Ω) ; I : Courant traversant le câble (A)

ρ : résistivité du cuivre ($1,25 \times 0,01786 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$) ; L : longueur aller-retour du câble (m)

S : section du câble (mm^2 ou m^2)

Donc la section des câbles est déterminée à l'aide de la formule suivante :

$$S = \frac{\rho \cdot L \cdot I}{\varepsilon \cdot V} \quad (\text{II.23})$$

Où : ε : Chute de tension admissible (0,03) ; V : tension du système (V)

II.3.5. Sélection des équipements de protection [31]

II.3.5.1. Calcul théorique des disjoncteurs

Courant nominal du disjoncteur : Le courant nominal du disjoncteur doit être supérieur ou égal à 125 % du courant maximal d'utilisation du circuit à protéger, afin d'assurer une marge de sécurité contre les surcharges.

$$I_{\text{disj}} \geq 1,25 \times I_{\text{utilisation}} \quad (\text{II.24})$$

Tension nominale : La tension assignée du disjoncteur doit être supérieure ou égale à la tension maximale du circuit.

II.3.5.2. Critères de choix et de calibrage du parafoudre

Le parafoudre doit être dimensionné pour supporter la tension maximale continue du système ainsi que les courants de décharge dus aux surtensions :

$$U_c \geq U_{\text{max}} \quad \text{et} \quad I_{\text{max}} \geq I_{\text{surge}} \quad (\text{II.25})$$

Où :

U_c : tension continue maximale supportée par le parafoudre

U_{max} : tension maximale du système photovoltaïque

I_{max} : courant maximal de décharge admissible par le parafoudre

I_{surge} : courant de surtension (par exemple, dû à la foudre)

Pour les installations photovoltaïques en courant continu, on utilise généralement un parafoudre type 2 DC adapté aux tensions et courants du système.

II.3.5.3. Calcul théorique du fusible

Selon la norme l'UTE C15-712-1 [31], le courant nominal du fusible doit respecter la condition suivante :

$$1,1 \times 1,25 \times I_{cc} \leq I_N \leq 2 \times I_{cc} \quad (II.26)$$

Où : I_{cc} : courant de court-circuit du système ; I_N : courant nominal du fusible

La tension assignée U_N du fusible doit être supérieure ou égale à la tension maximale du système :

$$U_N \geq k \times U_{co} \quad (II.27)$$

Où :

k : tension à vide du champ photovoltaïque = 1,2

U_{co} : coefficient de correction lié à la température

II.3.5.4. Dimensionnement des interrupteurs-sectionneurs

Courant : L'interrupteur-sectionneur doit supporter un courant au moins égal à 125 % du courant de court-circuit du circuit.

$$I_{assigné} \geq 1,25 \times I_{cc} \quad (II.28)$$

Tension : La tension assignée doit être supérieure ou égale à la tension à vide du champ photovoltaïque, multipliée par le facteur de correction thermique, généralement.

$$U_{assignée} \geq k \times U_{co} \quad (II.29)$$

Tableau II.2 : Critères de dimensionnement des appareils de protection [32]

Appareil	Critère de dimensionnement
Disjoncteur	$I_{nominal} \times 1,25$ (courant max du circuit avec marge de sécurité)
Parafoudre	Tension maximale du système (doit couvrir la tension en circuit ouvert + surtensions éventuelles)
Fusible	Courant nominal du circuit à protéger, supérieur de 25 % au courant d'utilisation
Interrupteur sectionneur	Doit supporter la tension et le courant du circuit – utilisé pour l'isolation manuelle

II.4. Dimensionnement des deux systèmes PV

II.4.1. Paramètres météorologiques [35,37]

➤ Température moyenne

Tableau II.3 : Températures moyenne mensuelles à Tlemcen

Mois	Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Jui	Juil	Aou	Sep	Oct	Nov	Dec
Tmoy (°C)	14.3	14.6	17.7	17.9	20.6	23.8	28.3	29.4	25.2	21.5	18.3	12.4

$$T_{moyenne\ annuelle} = 20.3 \text{ } ^\circ\text{C}$$

➤ **Irradiation moyenne**

Tableau II.4 : Irradiation solaire moyenne mensuelle à Tlemcen

Mois	Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Jui	Juil	Aou	Sep	Oct	Nov	Dec
G_{moy} (kWh/m ²)	3.0	4.0	5.3	6.5	7.2	7.9	7.8	7.0	5.7	4.4	3.2	2.8

$G_{moyenne\ annuelle} = 5.4kWh/m^2$

II.4.2. Système connecté au réseau (intérieur)

Le tableau (II.5) résume l'estimation énergétique journalière électrique des appareils disponibles à l'intérieur du centre i2E.

Tableau II.5 : Equipements électriques utilisés à l'intérieur du centre

Equipements	Nombre d'appareils	Puissance unitaire(W)	Durée de fonctionnement quotidienne (h/j)	Energie consommée (Wh/j)	La puissance (Watts)
Eclairage Fluorescent	229	18	6	24 732	4 122
Eclairage LED	506	14	6	42 504	7 084
Climatiseur (grand taille)	6	60	6	2 160	360
Climatiseur (petite taille)	2	13 500	3	81 000	27 000
Ordinateur de bureau	6	3 500	4	84 000	21 000
Ordinateur pour caméras	18	200	6	21 600	3 600
Imprimante	3	550	4	6 600	1 650
Photocopieuse	2	92	2	368	184
Routeur Wi-Fi	2	960	1	1 920	1 920
Ecran pub (grand taille)	3	7	24	504	21
Ecran pub (petite taille)	2	300	6	3 600	600
Caméras de surveillance	4	260	6	6.240	1 040
Ascenseur	5	10	24	1 200	50
Télévision	1	2 200	3	6 600	2 200
Résistance électrique	3	300	1	900	900
Réfrigérateur	2	650	1	1 300	1 300
Pompe	1	150	24	3 600	150
Serveur	1	135	2	270	135
Vidéo projecteur	1	150	2	300	150
	4	375	2	3 000	1 500

$E_t = 292\ 398(Wh/j)$

$P_{max} = 74\ 966 (W)$

♣ **Générateur photovoltaïque**

Energie produite

$$E_p = \frac{E_t}{k} = \frac{292\,398}{0,65} = 449\,843 \text{ (Wh/j)} = 449.84 \text{ (KWh/j)}$$

Puissance crête

$$P_c = \frac{E_p}{I_r} = \frac{449\,843}{6} = 74\,973 \text{ (W)} = 74.973 \text{ (KW)}$$

Avec : $I_r = 6 \text{ (KWh/m}^2\text{/jour)}$

Choix de panneau photovoltaïque

Le panneau choisi est en cellules solaires monocristallines bifaciales à haute performance avec les caractéristiques suivantes [38]:

Tableau II.6 : Caractéristiques du panneau solaire

Caractéristique	Valeur
Modèle	JAM72D40-595/MB
Type de cellule	Monocristallin (Mono PERC)
Puissance nominale	595 W
Tension à vide (V_{co})	52.58V
Courant de court-circuit (I_{sc})	13.99 A
Tension à P_{max} (V_{mp})	44.64 V
Courant à P_{max} (I_{mp})	13.33 A
Dimensions (mm)	2278 × 1134 × 30

Nombre de panneaux

$$N_{pt} = \frac{P_c}{P_p} = \frac{74973}{595} = 126.005 \approx 126 \text{ Panneaux}$$

$$N_{ps} = \frac{V_{\text{entrée ond}}}{V_{mp}} = \frac{785}{43.59} \approx 18 \text{ panneaux en série}$$

$$N_{pp} = \frac{N_{pt}}{N_{ps}} = \frac{126}{18} \approx 7 \text{ chaînes en parallèle}$$

Puissance totale des panneaux (P_t)

$$P_t = N_{pt} \times P_{\text{panneau}} = 126 \times 595 = 74\,970 \text{ (W)} \approx 75 \text{ (kW)}$$

♣ **Puissance d'onduleur**

$$P_{\text{ond}} = 0.93 \times P_c \text{ donc : } P_{\text{ond}} = 69\,724.89 \text{ (W)} \approx 70 \text{ (kW)}$$

♣ *Dimensionnement des câbles*

1. Entre les groupes de 18 panneaux (en série) et la boîte de jonction (niveau 1)

Nombre de chaînes en parallèle	7
Courant par panneau à P_{max} (I_{mp})	13.33A
Longueur estimée	3m
Tension coté DC (entrée onduleur)	750V
Chute de tension admissible	3%

$$S = \frac{0,0225 \times 3 \times 13,65}{0,03 \times 750} = \mathbf{0,04 \text{ mm}^2}$$

Cependant, une telle section est théoriquement insuffisante et non conforme aux pratiques standards, car les sections inférieures à 1,5 mm² ne garantissent pas une sécurité thermique et mécanique suffisante.

Choix commercial : **1,5 mm²** (largement suffisant)

2. Entre les boîtes de jonction (niveau 1) et la boîte de jonction principale (niveau 2)

7 chaînes connectées par boîte → courant total (I total) = 7 × 13,33 = **93,31 A**

Tension = 750 V

Longueur estimée : L = 12 m

$$S = \frac{0,0225 \times 12 \times 93,31}{0,03 \times 750} = \frac{25,1958}{22,5} = \mathbf{1,12 \text{ mm}^2}$$

Choix commercial : section insuffisante ; on adopte donc une **section de 25 mm²**, qui garantit sécurité thermique et mécanique.

3. Entre la boîte de jonction principale et l'onduleur

I total = **93,31 A**

Longueur estimée : L = 15 m

$$S = \frac{0,0225 \times 15 \times 93,31}{0,03 \times 750} = \frac{62,83}{22,5} = \mathbf{2,79 \text{ mm}^2}$$

Choix commercial : **50 mm²** (pour marge et sécurité)

4. Entre l'onduleur et le tableau AC (sortie triphasée)

Puissance d'onduleur : 70 000 W

Tension triphasée : 500 V

Calcul du courant de sortie AC de l'onduleur : $I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U} = \frac{70\,000}{1,732 \times 500} = \mathbf{80,83 \text{ A}}$

Longueur estimée : $L = 20 \text{ m}$

$$S = \frac{0,0225 \times 20 \times 80,83}{0,03 \times 500} = \frac{36,37}{15} = \mathbf{2,42 \text{ mm}^2}$$

Choix commercial : câble triphasé en cuivre de **10 mm²**

Les sections calculées ont été systématiquement comparées aux normes de sécurité électrique. Dans tous les cas, des sections commerciales supérieures ont été retenues pour garantir la robustesse mécanique, limiter l'échauffement et respecter les seuils de chute de tension admissibles.

♣ *Choix des appareils de protection*

1. Protection entre chaque chaîne et la boîte de jonction (Niveau 1)

Chaque chaîne comporte 18 panneaux en série, soit :

Courant par chaîne : $I_{\text{imp}} = 13,33 \text{ A}$

Tension à vide d'un panneau : $V_{\text{oc}} = 52,58 \text{ V}$

Tension totale de chaîne (18 panneaux en série) : $V_{\text{oc total}} = 18 \times 52,58 = 946,44 \text{ V}$

Calcul du fusible par chaîne

$$I_{\text{fusible}} \geq 1,25 \times I_{\text{imp}} = 1,25 \times 13,33 = \mathbf{16,66 \text{ A}}$$

$$V_{\text{fusible}} \geq 1,25 \times V_{\text{oc total}} = 1,25 \times 946,44 = \mathbf{1183,05 \text{ V}}$$

Choix commercial : fusible de **20A/1200V**, conforme aux exigences de protection en courant continu haute de tension.

2. Protection de la boîte de jonction principale (Niveau 2)

Le champ PV contient 7 chaînes en parallèle :

$I_{\text{imp total}} = 93,31 \text{ A}$

$V_{\text{oc total}} = 52,58 \text{ V}$

Calcul du fusible principal

$$I_{\text{fusible}} \geq 1,25 \times I_{\text{imp total}} = 1,25 \times 93,31 = \mathbf{116,64 \text{ A}}$$

$$V_{\text{fusible}} \geq 1,25 \times V_{\text{oc total}} = 1,25 \times 946,44 = \mathbf{1183,05 \text{ V}}$$

Choix commercial : fusible de **125A/1200V DC**, assurant une protection adéquate pour un courant élevé en tension continue.

3. Protection avant onduleur (Disjoncteur DC)

$I_{\text{imp total}} = 93,31 \text{ A}$

$V_{\text{DC}} = 946,31 \text{ V}$

Calcul du disjoncteur DC

$$I_{\text{disjoncteur}} \geq 1,25 \times I_{\text{imp total}} = 1,25 \times 93,31 = \mathbf{116,64 \text{ A}}$$

$$V_{\text{disjoncteur}} \geq 1,25 \times V_{\text{DC}} = 1,25 \times 946,31 = \mathbf{1183,05 \text{ V}}$$

Choix commercial : fusible de **125A/1200V DC**, assurant une protection adéquate pour un courant élevé en tension continue.

4. Protection après onduleur (AC)

Puissance d'onduleur = 70 000 W

Tension de sortie = 500 V

Système triphasé : le courant en sortie est : $I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U} = \frac{70\,000}{1,732 \times 500} = \mathbf{80,83 \text{ A}}$

Dimensionnement du disjoncteur AC

$$I_{\text{disjoncteur}} \geq 1,25 \times I = 1,25 \times 80,83 = \mathbf{101 \text{ A}}$$

Choix commercial : un disjoncteur triphasé de **125A/500V/50Hz** est retenu, garantissant une marge de sécurité suffisante et une conformité aux normes en courant alternatif triphasé.

5. Protection générale du champ PV

Parafoudre côté DC : Des parafoudres de type II sont installés côté courant continu (DC) pour protéger l'ensemble du champ photovoltaïque contre les surtensions transitoires dues à la foudre ou aux manœuvres du réseau.

Parafoudre côté AC : Des parafoudres de type II sont également installés côté courant alternatif (AC), après l'onduleur, pour sécuriser les équipements connectés au réseau électrique ou au tableau de distribution.

II.4.3. Système isolé avec batterie (extérieur)

Ce système isolé est conçu pour fournir une autonomie énergétique complète et stable aux équipements extérieurs, indépendamment du réseau électrique.

Tableau II.7 : Equipements électriques utilisés à l'extérieur du centre

Equipements	Nombre d'appareils	La Puissance unitaire (W)	Durée de fonctionnement quotidienne (h)	Consommation quotidienne (Wh)	La puissance (W)
Eclairage Fluorescent	74	14	8	8 288	1 368
Eclairage	5	100	8	4 000	500
Caméras surveillance	2	10	24	480	20

$$E_t = 12\,768 \text{ (Wh/j)}$$

$$P_{\text{max}} = 1\,556 \text{ (W)}$$

♣ *Générateur photovoltaïque*

Energie produite

$$E_p = \frac{E_t}{k} = \frac{12\,768}{0,65} = 19\,643,076 \text{ (Wh/j)} = \mathbf{19,64 \text{ (KWh/j)}}$$

Puissance crête

$$P_c = \frac{E_p}{I_r} = \frac{19,64}{6} = 3\,273 \text{ (W)} = \mathbf{3.273 \text{ (KW)}}$$

Choix de tension de système

$$V_{sys} = \mathbf{48V} ; (P_c > 2000 \text{ W})$$

Choix de panneau photovoltaïque

Tableau II.8 : Caractéristiques du panneau solaire

Caractéristique	Valeur
Modèle	JAM72D09 380/BP
Type de cellule	Monocristallin (Mono PERC)
Puissance nominale	380 W
Tension à vide (Vco)	48.81 V
Courant de court-circuit (Isc)	10.03 A
Tension à Pmax (Vmp)	40.02 V
Courant à Pmax (Imp)	9.50 A
Dimensions (mm)	1998 × 994 × 25

Nombre de panneaux

$$N_{pt} = \frac{P_c}{P_p} = \frac{3\,273}{380} = \mathbf{8 \text{ Panneaux}}$$

D'où : $N_{ps} = \mathbf{2}$ panneaux en série et $N_{pp} = \mathbf{4}$ chaines en parallèle

Puissance totale des panneaux (P_t)

$$P_t = N_{pt} \times P_{panneau} = 8 \times 380 = \mathbf{3\,040 \text{ (W)}}$$

♣ Batteries

Capacité quotidienne

$$C_t = \frac{E_t \times AUT}{U \times DoD} = \frac{12\,768 \times 2}{48 \times 0,8} = \mathbf{665 \text{ (Ah)}}$$

Avec : AUT = 2 jours ; DoD = 80 % ; U = 48 (V)

Nombre de batteries

$$N_{bs} = \frac{V_{sys}}{V_b} = \frac{48}{12} = \mathbf{4 \text{ batteries en série}}$$

$$N_{bp} = \frac{C_t}{C_{batterie}} = \frac{665}{260} \approx \mathbf{2 \text{ chaines en parallèle}}$$

$$N_{bt} = N_{bs} \times N_{bp} = 4 \times 2 = \mathbf{8 \text{ Batteries}}$$

♣ **Onduleur**

$$P_{\text{ond}} = 0.93 \times P_c = 0.93 \times 3\,273 = \mathbf{3\,043\ (W)}$$

♣ **Régulateur de charge**

$$P_{\text{Régulateur}} \geq 1,25 \times P_t \text{ donc : } P_{\text{Régulateur}} \geq 1,25 \times 3\,273 \geq \mathbf{4\,091\ (W)}$$

$$V_{\text{entré rég}} \geq 1,25 \times V_{\text{oc}} ; \text{ donc } V_{\text{entré rég}} \geq 1,25 \times 48.81 \times 2 \geq \mathbf{122\ (V)}$$

$$I_{\text{entré rég}} \geq 1,25 \times I_{\text{sc}} ; \text{ donc : } I_{\text{entré rég}} \geq 1,25 \times (10.03 \times 4) \geq \mathbf{50.15(A)}$$

♣ **Dimensionnement des câbles**

1. Entre les groupes de 2 panneaux (en série) et boîte de jonction (niveau 1)

Nombre de chaînes en parallèle = 4

Courant par chaînes à Pmax (Imp) = 9,50 A donc : Courant total I = 4 x 9,50 = 38 A

Langueur estimée = 3 m

Tension coté DC = 48 V

$$S = \frac{\rho \cdot L \cdot I}{\varepsilon \cdot V} = \frac{0,0225 \times 3 \times 38}{0,03 \times 48} = \frac{2,565}{1,44} = \mathbf{1,78\ mm^2}$$

Choix commercial : section câble **4 mm²**

2. Entre boîte de jonction (niveau 1) et boîte de jonction (niveau 2)

Courant total I = 38 A ; L = 4 m

$$S = \frac{0,0225 \times 4 \times 38}{0,03 \times 48} = \frac{3,42}{1,44} = \mathbf{2,375\ mm^2}$$

Choix commercial : section câble **6 mm²**

3. Section entre boîte de jonction (niveau 2) et régulateur de charge

L = 6 m

$$S = \frac{0,0225 \times 6 \times 38}{0,03 \times 48} = \frac{5,13}{1,44} = \mathbf{3,56\ mm^2}$$

Choix commercial : section câble **10 mm²**

4. Section entre régulateur et les batteries

$$I = \frac{P_{\text{total}}}{U} = \frac{3040}{48} = \mathbf{63,33\ A}$$

L = 2 m

$$S = \frac{0,0225 \times 2 \times 63,33}{0,03 \times 48} = \frac{2,85}{1,44} = 1,98 \text{ mm}^2$$

Choix commercial : section câble **10 mm²**

♣ *Choix des appareils de protection*

1. Protection entre chaque chaîne et la boîte de jonction (Niveau 1)

Chaque chaîne comporte 2 panneaux en série, donc :

Courant par chaîne = 9,50 A

Tension par chaîne = 2 x 48,81 = 97,62 A

Calcul du fusible

$$I_{\text{fusible}} \geq 1,25 \times I_{\text{chaîne}} = 1,25 \times 9,50 = \mathbf{11,88 \text{ A}}$$

$$V_{\text{fusible}} \geq 1,25 \times V_{\text{chaîne}} = 1,25 \times 97,62 = \mathbf{122,03 \text{ V}}$$

Choix commercial : Fusible **15 A / 150 V DC**, assurant une marge de sécurité et conforme aux exigences de la tension continue.

2. Protection de la boîte de jonction principale (Niveau 2)

Le champ PV contient 4 chaînes en parallèle, donc :

Courant total : I total = 4 x 9,50 = 38 A

Calcul du fusible principal

$$I_{\text{fusible}} \geq 1,25 \times I_{\text{total}} = 1,25 \times 38 = \mathbf{47,5 \text{ A}}$$

$$V_{\text{fusible}} \geq 1,25 \times V_{\text{chaîne}} = 1,25 \times 97,62 = \mathbf{122,03 \text{ V}}$$

Choix commercial : Fusible **50 A / 150 V DC**, adapté à la protection du champ PV principal.

3. Protection avant onduleur (Disjoncteur DC)

Calcul du disjoncteur DC

$$I_{\text{disjoncteur}} \geq 1,25 \times 38 = \mathbf{47,5 \text{ A}}$$

$$V_{\text{disjoncteur}} \geq 1,25 \times 48 = \mathbf{60 \text{ V}}$$

Choix commercial : Disjoncteur **50 A / 100 V DC**, compatible avec une installation en 48 V et courant max de 38 A.

4. Protection après onduleur (Disjoncteur AC)

Calcul du courant de sortie

$$I = \frac{P}{U} = \frac{3043}{230} = 13,23 \text{ A}$$

Calcul du disjoncteur

$$I_{\text{disjoncteur}} \geq 1,25 \times 13,23 = 16,54 \text{ A}$$

Choix commercial : Disjoncteur **20 A / 230 V / 50 Hz**, conforme aux normes de protection en courant alternatif.

5. Protection générale du champ PV

Parafoudres côté DC : Installés entre le champ PV et le régulateur/boîte principale pour protéger contre les surtensions d'origine atmosphérique ou transitoire.

Parafoudres côté AC : Installés entre la sortie onduleur et le tableau AC pour sécuriser l'installation contre les surtensions en aval.

II.5 Synthèse des besoins énergétiques du centre i2E

Afin d'avoir une vision globale des besoins énergétiques du centre i2E, les résultats obtenus pour les deux systèmes (interne et externe) sont regroupés dans le tableau suivant. Cette synthèse permet de visualiser la répartition de la consommation, ainsi que l'estimation de l'énergie totale nécessaire au bon fonctionnement du centre.

Tableau II.9 : Synthèse des besoins énergétiques du centre i2E

Système	Energie quotidienne (Wh/j)	Puissance max instantanée (W)
Interne	292 398	74 966
Externe	12 768	1 556
Total	305 166	76 522

Conclusion

Ce chapitre a permis de réaliser une étude détaillée du dimensionnement des deux systèmes photovoltaïques (interne On-grid, et externe Off-grid), en se basant sur les besoins énergétiques réels de chaque partie. En s'appuyant sur les données de consommation et les conditions climatiques spécifiques à la ville de Tlemcen, les composants du système ont été déterminés avec précision, notamment le nombre de panneaux, la capacité des batteries, la puissance des onduleurs et des régulateurs, afin d'assurer la couverture de la demande énergétique. Les résultats obtenus représentent une solution équilibrée en termes de performance et de rentabilité économique, offrant une autonomie énergétique adaptée aux exigences du projet.

Chapitre III

Simulation des systèmes PV avec PVsyst

Introduction

Dans ce chapitre, nous exploitons le logiciel PVsyst afin de simuler et d'analyser de manière rigoureuse et réaliste le fonctionnement du système photovoltaïque étudié. D'où, PVsyst est l'un des outils les plus reconnus à l'échelle internationale pour la modélisation, le dimensionnement et l'évaluation des performances des systèmes solaires photovoltaïques, qu'ils soient autonomes ou raccordés au réseau. Nous commencerons par une présentation générale du logiciel et de ses principales fonctionnalités, puis nous détaillerons le bilan énergétique et les résultats clés issus des simulations numériques. Ces résultats seront ensuite comparés aux calculs théoriques réalisés dans les chapitres précédents, dans le but de valider le dimensionnement choisi, d'évaluer les performances réelles du système, et d'identifier d'éventuelles limites techniques ou pertes énergétiques.

III.1. Présentation du logiciel PVsyst

PVsyst est un logiciel professionnel de dimensionnement, de simulation et d'analyse des systèmes photovoltaïques, qu'ils soient autonomes ou raccordés au réseau. Développé par l'Université de Genève, il est largement utilisé dans le domaine de l'ingénierie solaire pour évaluer les performances énergétiques des installations solaires en fonction des données climatiques, des caractéristiques techniques des composants et des conditions réelles du site.

Il permet de :

- ♣ Modéliser avec précision un système photovoltaïque (configuration, orientation, inclinaison, pertes...)
- ♣ Importer des données climatiques provenant de différentes bases (Meteonorm, PVGIS, fichiers météo locaux)
- ♣ Dimensionner tous les éléments du système : générateur, batteries, onduleur, régulateur de charge, etc.
- ♣ Simuler la production d'énergie, estimer les pertes et générer un bilan énergétique complet.

Dans le cadre de notre projet, le logiciel PVsyst a été utilisé pour valider le dimensionnement réalisé manuellement et pour simuler les performances réelles du système autonome installé au niveau du centre à Tlemcen. Cela a permis d'identifier les pertes potentielles, de vérifier la couverture énergétique et d'optimiser la configuration du système [44].

III.2. Simulation et analyse du système photovoltaïque interne

III.2.1. Résumé du système



PVsyst V8.0.12
 VC0, Simulé le :
 15/06/25 18:03
 avec V8.0.12

Projet : i2E int desing

Variante: New simulation variant

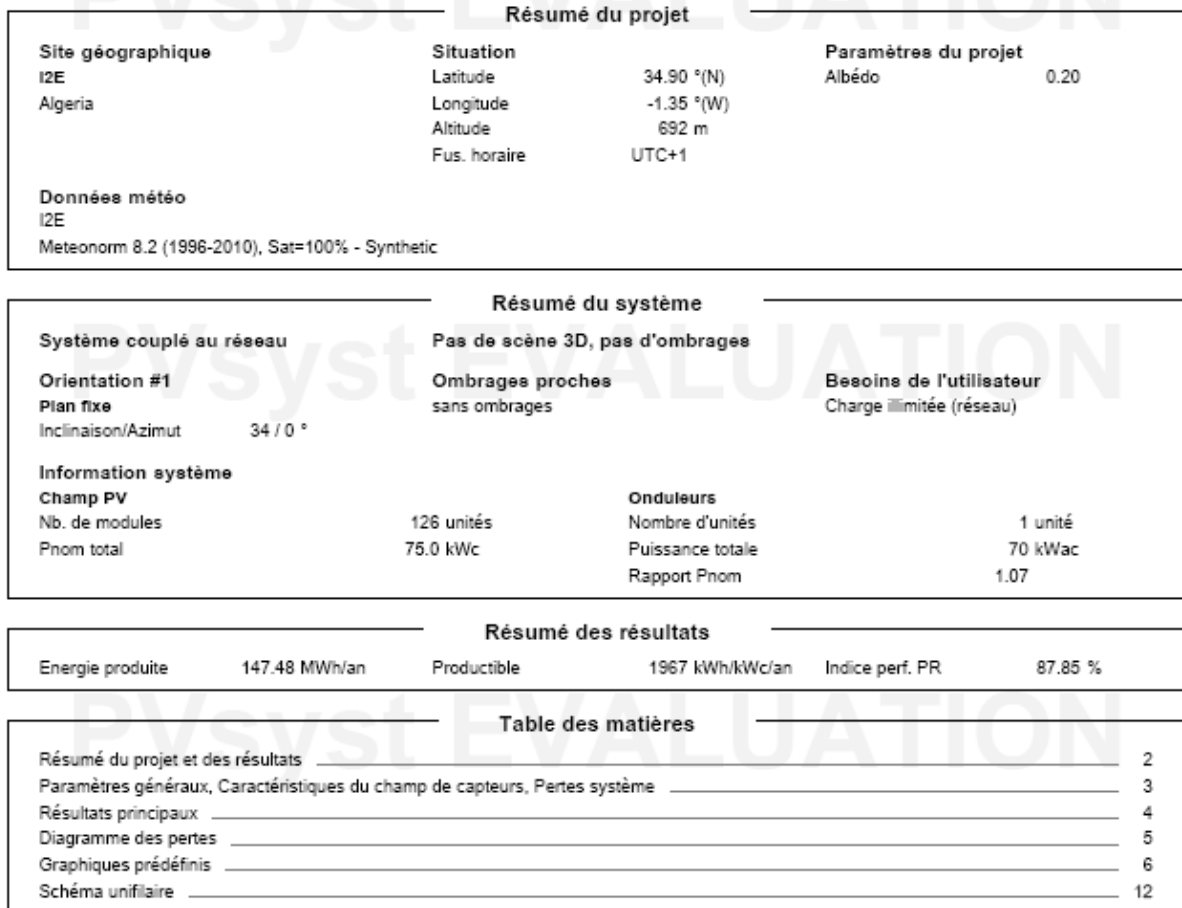


Figure III.1 Résumé du système Interne

Le système photovoltaïque simulé est composé de 126 modules solaires bifaciaux de type JAM72-D40-595-MB, d'une puissance nominale de 595 Wc chacun, installés avec une inclinaison de 34° et un azimut de 0°. Ces modules sont connectés à un onduleur central de type SUN2000-70KTL-C1 d'une puissance nominale de 70 kW.

Les données météorologiques utilisées proviennent de Meteonorm 8.2 sur la période 1996-2010, et l'albédo du site est estimé à 0.20. Aucun ombrage n'est pris en compte dans la simulation, et le système ne comprend pas de scène 3D.

Chapitre II : Simulation des systèmes PV avec PVsyst

Cette configuration a été modélisée dans PVsyst afin d'évaluer la performance du système en conditions réelles, en prenant en compte l'irradiation, les températures et les pertes électriques.

La figure III.2, nous indique les informations suivantes : **Champ PV** : Constitué de 18 modules en série et 7 chaînes avec une surface de 325m² et de puissance de 75 kWc ; **Facteur de pertes** : Une liste des différentes pertes du système, qui sera encore détaillée sur la figure si après ; **L'onduleur** : d'une puissance de 70 kW.

Paramètres généraux			
Système couplé au réseau		Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation #1		Modèles utilisés	Horizon
Plan fixe		Transposition	Perez
Inclinaison/Azimut	34 / 0 °	Diffus	Perez, Meteorom
		Circumsolaire	séparément
Ombrages proches sans ombrages		Besoins de l'utilisateur	
		Charge illimitée (réseau)	

Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV		Onduleur	
Fabricant	Generic	Fabricant	Generic
Modèle	JAM72-D40-595-MB	Modèle	SUN2000-70KTL-C1
(Base de données PVsyst originale)		(Base de données PVsyst originale)	
Puissance unitaire	595 Wc	Puissance unitaire	70.0 kWac
Nombre de modules PV	126 unités	Nombre d'onduleurs	1 unité
Nominale (STC)	75.0 kWc	Puissance totale	70.0 kWac
Modules	7 chaîne x 18 En série	Tension de fonctionnement	200-1000 V
Aux cond. de fonct. (50°C)		Puissance max. (=>30°C)	77.0 kWac
Pmpp	69.5 kWc	Rapport Pnom (DC:AC)	1.07
U mpp	738 V	Partage PNom dans l'onduleur	
I mpp	94 A		
Puissance PV totale		Puissance totale onduleur	
Nominale (STC)	75 kWc	Puissance totale	70 kWac
Total	126 modules	Puissance max.	77 kWac
Surface modules	325 m ²	Nombre d'onduleurs	1 unité
		Rapport Pnom	1.07

Pertes champ								
Fact. de pertes thermiques		Pertes câblage DC		Perte de qualité module				
Température modules selon l'irradiance		Rés. globale champ	128 mΩ	Frac. pertes	-0.75 %			
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Frac. pertes	1.50 % aux STC					
Uv (vent)	0.0 W/m ² K/m/s							
Pertes de mismatch modules								
Frac. pertes	2.00 % au MPP							
Facteur de perte IAM								
Effet d'incidence (IAM): Fresnel, verre normal, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000

Figure III.2 Rapport des paramètres du système Interne

III.2.2. Résultats principaux

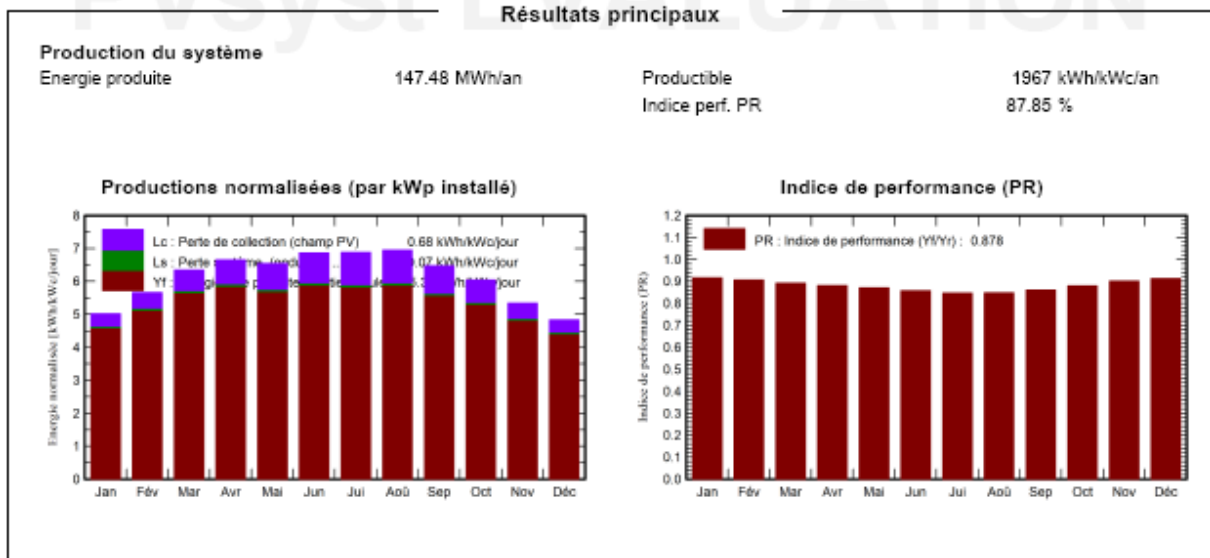


Figure III.3 Variation annuelle de l'énergie produite et l'indice de performance du système Interne

La simulation du système avec PVsyst a permis d'estimer une production annuelle de 147.48 MWh, avec un productible spécifique de 1967 kWh/kWc/an.

L'indice de performance atteint 87.85 %, ce qui traduit une bonne efficacité du système.

Ces résultats montrent que la configuration retenue est bien dimensionnée et permet une exploitation optimale de l'énergie solaire disponible.

III.2.3. Bilan énergétique mensuel

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Janvier	94.7	31.83	8.47	155.5	152.7	10.80	10.68	0.916
Février	109.9	34.10	9.35	158.4	155.6	10.90	10.77	0.907
Mars	161.2	50.09	12.03	196.8	192.0	13.31	13.15	0.891
Avril	189.1	60.28	14.25	199.6	193.8	13.34	13.18	0.881
Mai	214.1	73.90	18.05	202.7	196.2	13.40	13.24	0.871
Juin	229.5	74.15	22.40	206.0	199.1	13.42	13.25	0.858
Juillet	229.9	77.85	26.18	213.3	206.7	13.72	13.55	0.847
Août	211.0	70.20	26.22	215.4	209.4	13.86	13.69	0.848
Septembre	167.7	53.26	21.87	194.1	189.2	12.70	12.54	0.862
Octobre	137.5	41.99	18.54	187.4	183.8	12.50	12.35	0.879
Novembre	100.6	29.88	12.55	160.4	157.6	10.97	10.84	0.901
Décembre	87.6	26.17	9.64	149.8	147.6	10.37	10.25	0.912
Année	1932.8	623.71	16.68	2239.4	2183.7	149.28	147.48	0.878

- Légendes**
- GlobHor Irradiation globale horizontale
 - DiffHor Irradiation diffuse horizontale
 - T_Amb Température ambiante
 - GlobInc Global incident plan capteurs
 - GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages
 - EArray Energie effective sortie champ
 - E_Grid Energie injectée dans le réseau
 - PR Indice de performance

Figure III.4 Bilan énergétique du système Interne

Le tableau de production mensuelle met en évidence les variations saisonnières du rendement énergétique. Le système montre une production maximale durant l'été (juin à août), avec une légère baisse du PR à cause des températures élevées.

En hiver, la production diminue mais le PR augmente légèrement, ce qui confirme la sensibilité thermique des modules photovoltaïques.

III.2.4. Diagramme des pertes

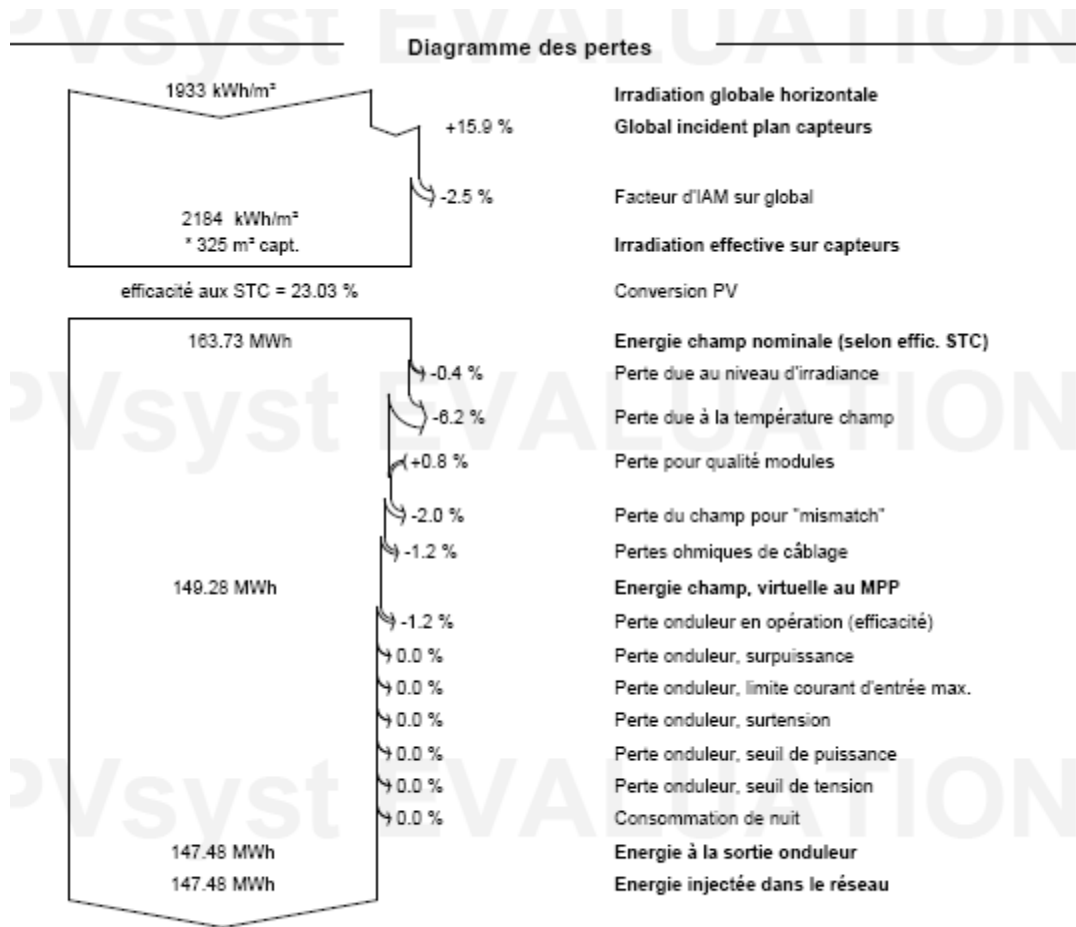


Figure III.5 Rapport des pertes du système Interne

Le diagramme des pertes met en évidence les pertes globales du système. Les pertes thermiques représentent la part la plus significative (6.2 %), suivies par les pertes de mismatch (2 %) et les pertes ohmiques dans les câbles DC (1.2 %).

Le système montre un excellent rendement de conversion, sans surcharge ni perte d'efficacité au niveau de l'onduleur, ce qui confirme un bon choix technique des composants.

III.2.5. Discussion des résultats (système interne)

Les résultats de la simulation PVsyst pour le système interne connecté au réseau montrent une production annuelle de **147,48 MWh**, avec un productible spécifique de **1967 kWh/kWc/an** et un indice de performance PR de **87,85 %**, ce qui reflète un bon rendement global.

Ces résultats confirment que la configuration choisie (**126 modules de 595 Wc** connectés à un onduleur de **70 kW**) est bien dimensionnée et adaptée aux besoins énergétiques du centre. Le système étant raccordé au réseau, toute l'énergie produite est valorisée, sans perte liée au stockage, contrairement au système externe.

La courbe mensuelle de production reste stable, avec des pics entre mai et août, en cohérence avec l'ensoleillement maximal durant ces mois à Tlemcen. Les pertes globales restent faibles et sont principalement dues à la température, aux câblages et au rendement de l'onduleur.

En conclusion, la simulation confirme la pertinence du dimensionnement manuel réalisé, avec une bonne couverture des besoins et une optimisation du système interne.

III.2.6. Comparaison avec les résultats du dimensionnement

Le dimensionnement du système photovoltaïque interne a permis d'estimer une production énergétique journalière corrigée de **449,84 kWh/j**, en tenant compte d'un rendement global de **65 %**. Cette énergie correspond à une puissance crête de **74,97 kW**, ce qui a conduit au choix de **126 panneaux solaires** monocristallins bifaciaux **de 595 W**, configurés en **18 modules en série** et **7 chaînes en parallèle**, pour une puissance totale de **74 970 Wc**.

La simulation effectuée avec PVsyst montre une production annuelle de **147,48 MWh/an**, soit une moyenne journalière d'environ **404.05 kWh/j**, ce qui est légèrement inférieur à la valeur théorique, mais reste cohérent si l'on prend en compte les pertes modélisées par le logiciel (**PR = 87,85 %**). Ce rendement est excellent pour une installation de grande taille raccordée au réseau, dans un site à bon ensoleillement.

Concernant l'onduleur, le dimensionnement théorique propose une puissance de **70 kW**, en cohérence avec la puissance installée et le facteur de correction de **0,93**.

Le choix dans la simulation (**SUN2000-70KTL-C1**) confirme cette correspondance, avec des caractéristiques adaptées à la configuration proposée (MPPT multiples, tension d'entrée jusqu'à **1100 V**, sortie triphasée **500 V**).

L'écart entre les deux approches est minime et s'explique par les pertes de rendement prises en compte dans PVsyst (température, câblage, mismatch, etc.), ce qui renforce la fiabilité du

dimensionnement manuel. En conclusion, la simulation confirme la pertinence du choix technico-économique et valide le dimensionnement du système interne raccordé au réseau.

III.3. Simulation et analyse du système photovoltaïque externe

III.3.1 Résumé du système

Résumé du projet			
Site géographique	Situation	Paramètres du projet	
i2E	Latitude	34.90 °(N)	Albédo
Algeria	Longitude	-1.35 °(W)	0.20
	Altitude	692 m	
	Fus. horaire	UTC+1	
Données météo			
i2E			
Meteonorm 8.2 (1996-2010), Sat=100% - Synthetic			

Résumé du système			
Système isolé	Système isolé avec batteries		
Orientation #1	Besoins de l'utilisateur		
Plan fixe	Consomm. domestique		
Inclinaison/Azimut	34 / 0 °	Constants sur l'année	
		Moyenne	12.8 kWh/Jour
Information système			
Champ PV	Pack de batteries		
Nb. de modules	8 unités	Technologie	Pb-acide, scellée, AGM
Pnom total	3040 Wc	Nombre d'unités	8 unités
		Tension	48 V
		Capacité	374 Ah

Résumé des résultats			
Energie solaire utilisée	4456.3 kWh/an	Productible	1466 kWh/kWc/an
Energie manquante	212.8 kWh/an	Energie solaire disponible	5696.1 kWh/an
En excès (inutilisée)	904.6 kWh/an	Indice perf. PR	65.49 %
		Fraction solaire (SF)	95.44 %

Table des matières	
Résumé du projet et des résultats	2
Paramètres généraux, Caractéristiques du champ de capteurs, Pertes système	3
Besoins de l'utilisateur	4
Résultats principaux	5
Diagramme des pertes	6
Graphiques prédéfinis	7

Figure III.6 Résumé du système Externe

La simulation du système photovoltaïque externe a été réalisée sur le site i2E, situé à Tlemcen (latitude 34.90°N, longitude -1.35°W, altitude 692 m).

Le système est de type isolé avec batteries, destiné à couvrir des besoins énergétiques moyens de **12.8 kWh/jour**, constants sur toute l'année.

Le champ photovoltaïque est composé de **8 modules** totalisant une puissance de **3040 Wc**. Les modules sont fixes, orientés plein sud (azimut = 0°) avec une inclinaison de **34°**, ce qui correspond à la latitude du site.

Le système est couplé à un banc de batteries plomb-acide scellées (technologie AGM), composé de **8 unités en 48 V** et d'une capacité totale de **374 Ah**. Cette configuration permet de stocker l'énergie produite pour couvrir les besoins pendant les périodes sans ensoleillement.

Les résultats de simulation indiquent que l'énergie solaire disponible sur l'année est de 5696.1 kWh, avec un productible spécifique de **1466 kWh/kWc/an**.

La production utile est de **4456.3 kWh/an**, avec une fraction solaire (SF) de **95.44 %**, ce qui montre que la quasi-totalité des besoins énergétiques sont satisfaits par l'énergie solaire. L'indice de performance (PR) atteint **65.49 %**, ce qui est raisonnable pour un système autonome avec stockage.

III.3.2. Résultats principaux

Paramètres généraux			
Système isolé	Système isolé avec batteries		
Orientation #1	Modèles utilisés		Besoins de l'utilisateur
Plan fixe	Transposition	Perez	Consomm. domestique
Inclinaison/Azimut	Diffus	Perez, Meteorom	Constants sur l'année
	Circumsolaire	séparément	Moyenne
			12.8 kWh/Jour

Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV		Régulateur	
Fabricant	Generic	Régulateur universel	
Modèle	JAM72-D09-380-BP-Bifacial	Technologie	Convertisseur MPPT
(Base de données PVsyst originale)		Coeff. de temp.	-5.0 mV/°C/Élém.
Puissance unitaire	380 Wc	Convertisseur	
Nombre de modules PV	8 unités	Efficacité maxi et EURO	97.0 / 95.0 %
Nominale (STC)	3040 Wc	Seuils de régulation batterie	
Modules	4 chaîne x 2 En série	Seuils de commande selon	Calcul SOC
Aux cond. de fonct. (50°C)		Charge	SOC = 0.90 / 0.75
Pmpp	2759 Wc	environ	53.8 / 49.5 V
U mpp	72 V	Décharge	SOC = 0.20 / 0.45
I mpp	38 A	environ	46.1 / 48.3 V
Batterie			
Fabricant	Generic		
Modèle	MK 8G8D Gel		
Technologie	Pb-acide, scellée, AGM		
Nombre d'unités	2 en parallèle x 4 en série		
Décharge : min. SOC	20.0 %		
Energie stockée	14.4 kWh		
Caractéristiques du banc de batteries			
Tension	48 V		
Capacité nominale	374 Ah (C10)		
Température	Fixée 20 °C		
Puissance PV totale			
Nominale (STC)	3.04 kWc		
Total	8 modules		
Surface modules	15.9 m²		

Figure III.7 Rapport des paramètres du système externe

Le système autonome externe est constitué de **8 modules photovoltaïques** bifaciaux de type JAM72-D09-380-BP-Bifacial, offrant une puissance unitaire de 380 Wc. L'ensemble du

champ photovoltaïque est configuré en **4 chaînes de 2 modules** (4x2), avec une puissance totale installée de **3.04 kWc**, occupant une surface de 15.9 m².

Le régulateur utilisé est un convertisseur MPPT universel à haut rendement, avec une efficacité maximale de **97 %** (EURO : 95 %). Il est configuré pour assurer une gestion optimale de la charge et de la décharge des batteries à travers un seuil de régulation basé sur l'état de charge (SOC) et la tension du banc de batteries.

Le système de stockage se compose de batteries plomb-acide scellées (type **AGM**), modèle MK 8G8D Gel. La configuration est faite de **2 batteries en parallèle** par branche, sur **4 branches en série**, totalisant une tension de **48 V** et une capacité de **374 Ah**.

L'énergie totale stockée est estimée à **14.4 kWh**.

Les pertes globales au niveau du champ incluent : une perte thermique due à la température ($U_c = 20 \text{ W/m}^2\text{K}$), une perte ohmique de **1.50 %**, une perte de qualité de module de **0.75 %**, et un mismatch de **0.50 %** à l'échelle des modules et **0.10 %** à l'échelle des strings. Le facteur IAM selon l'angle d'incidence est également intégré, ce qui améliore la précision de la simulation.

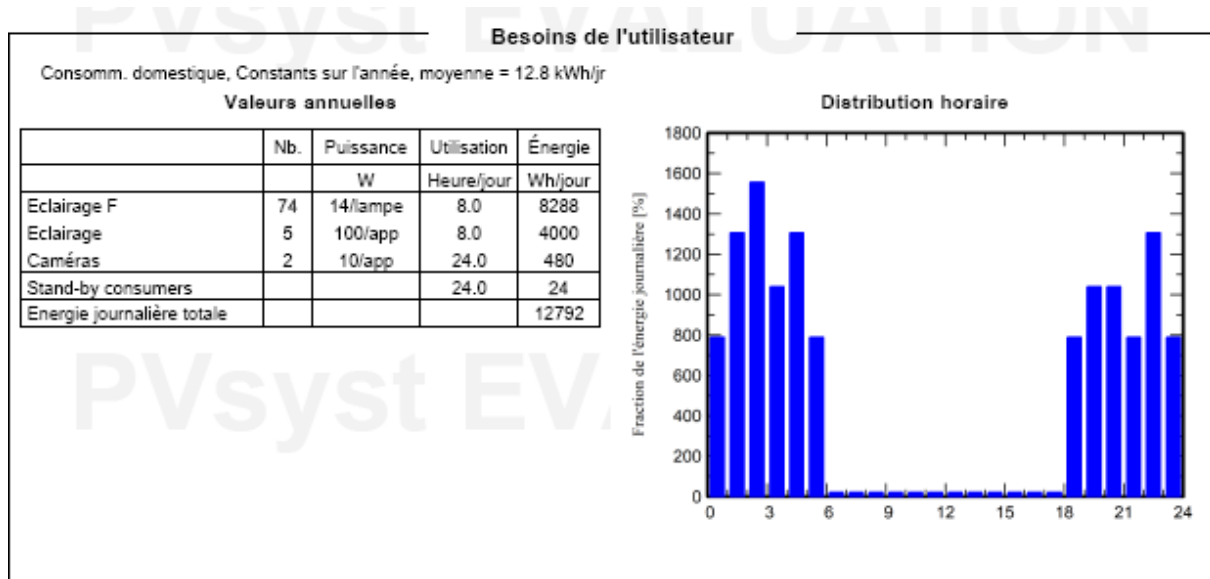


Figure III.8 Besoins d'utilisateur

La consommation énergétique quotidienne totale du système externe est estimée à **12.792 kWh/jour**. Elle est répartie entre plusieurs équipements : éclairage intérieur et extérieur (**8288 Wh et 4000 Wh** respectivement), caméras de surveillance (**480 Wh**), et les charges en veille (**24 Wh**). Cette estimation a servi de base pour le dimensionnement manuel du système, et elle est reprise dans la simulation PVsyst afin de vérifier la couverture énergétique réelle assurée par les panneaux et le stockage.

III.3.3. Bilan énergétique mensuel

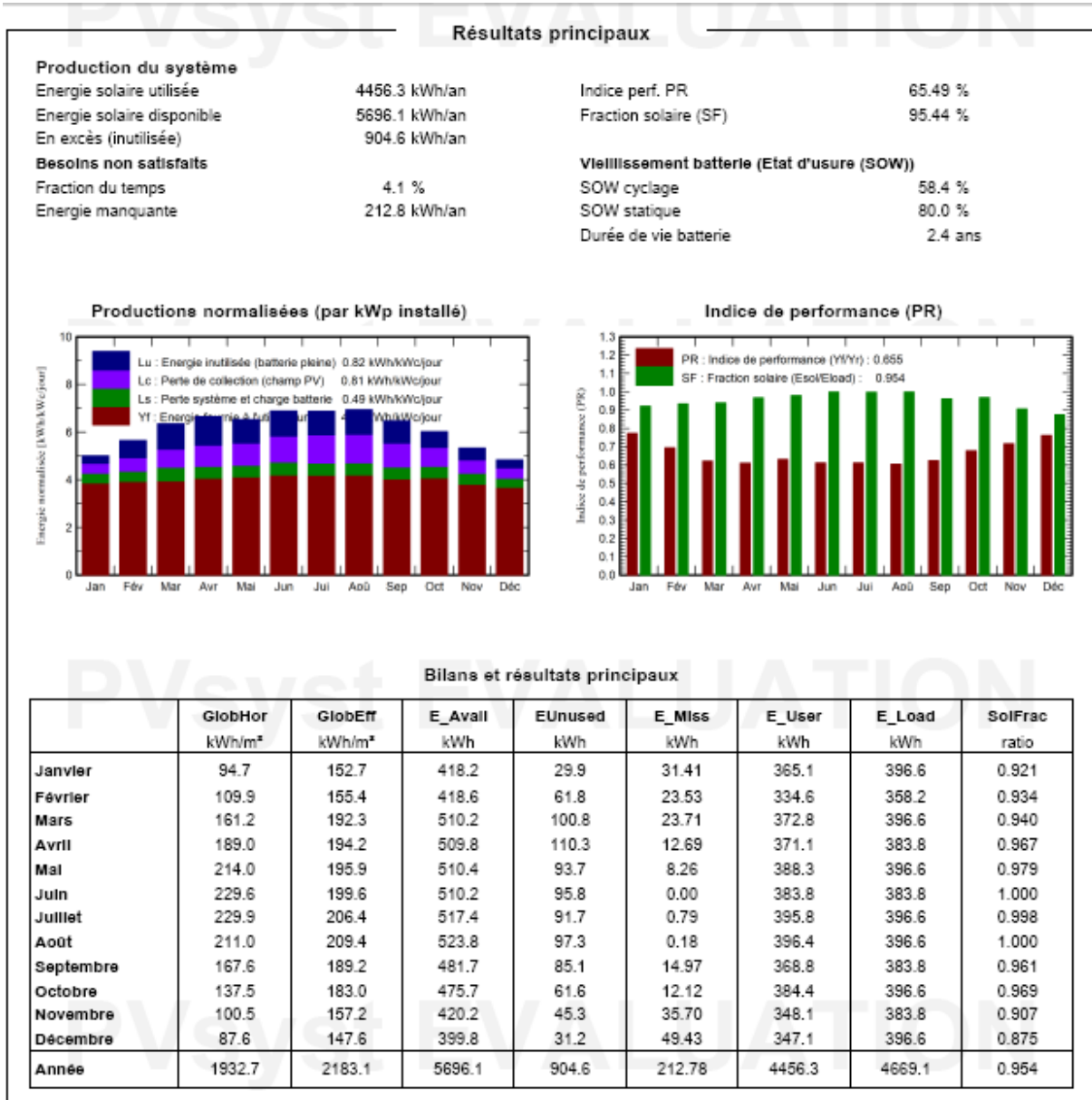


Figure III.9 Variation annuelle de l'énergie produite et l'indice de performance du système externe

Ce bilan énergétique mensuel présente la répartition de l'énergie solaire disponible, utilisée, manquante et excédentaire tout au long de l'année. Le système externe a pu satisfaire la quasi-totalité des besoins énergétiques, avec une énergie solaire utilisée de **4456.3 kWh/an**, soit une fraction solaire (SolFrac) annuelle de **95.44 %**, ce qui est très satisfaisant pour un système autonome.

Les pertes dues à l'excès d'énergie (**904.6 kWh/an**) sont principalement observées durant les mois de forte irradiation (mai à août), lorsque les batteries atteignent leur capacité maximale. En parallèle, les besoins non satisfaits restent faibles (**212.8 kWh/an**), avec un pic modéré en hiver (décembre et janvier), période où l'irradiation solaire est plus faible.

L'indice de performance PR est de **65.49 %**, ce qui prend en compte les différentes pertes thermiques, électriques et de gestion de stockage. Ce résultat est cohérent avec la nature isolée du système et confirme une performance globale fiable.

III.3.4. Diagramme des pertes

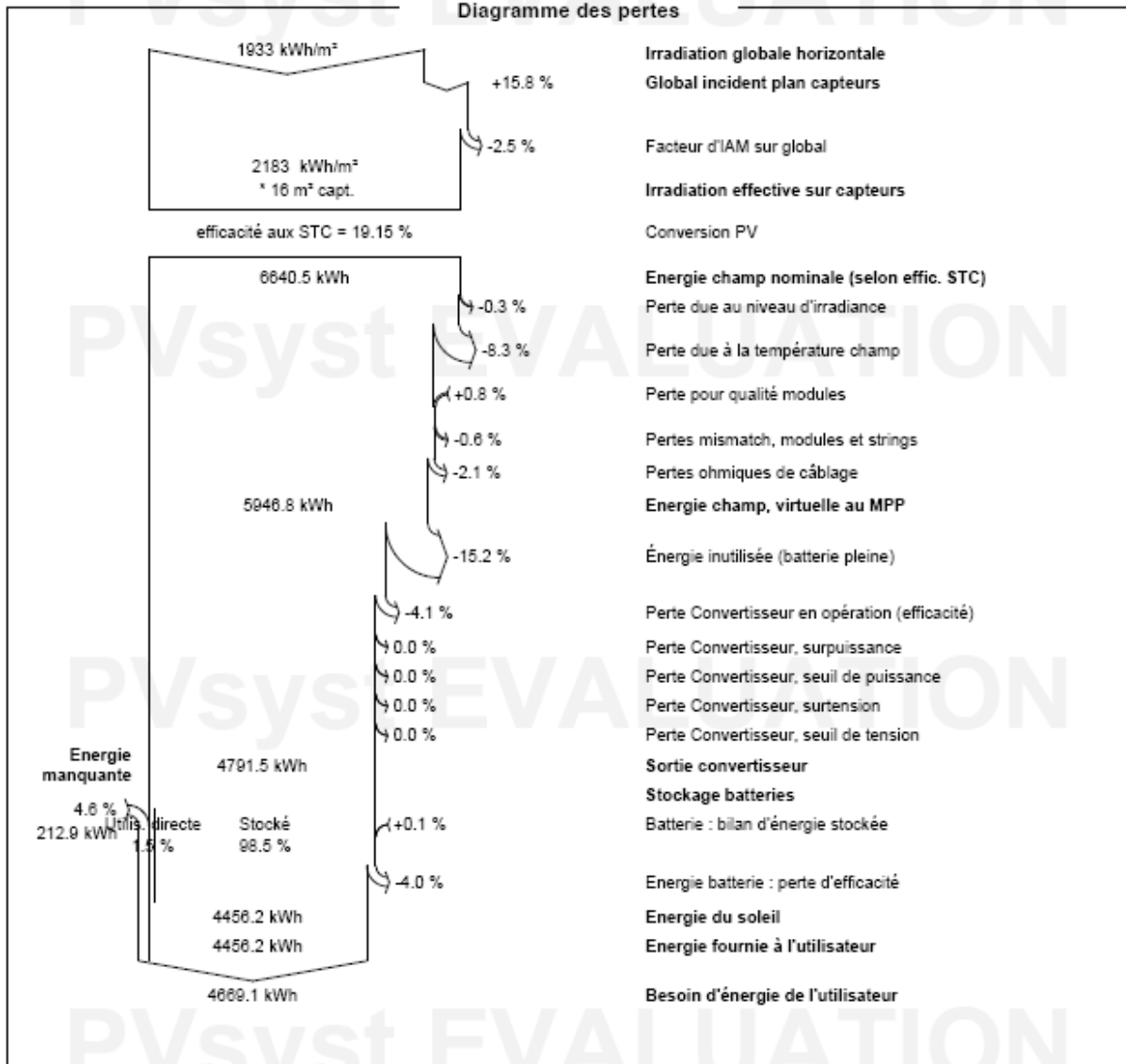


Figure III.10 Rapport des pertes du système externe

Le diagramme des pertes permet d'identifier et de quantifier les différentes pertes affectant la performance du système photovoltaïque externe. L'énergie nominale du champ photovoltaïque, estimée à **6640.5 kWh/an**, subit plusieurs types de pertes avant d'être entièrement disponible à l'utilisateur. Les pertes majeures sont :

La perte thermique : liée à la température des modules : **-8.3 %**, ce qui est attendu pour une installation exposée au soleil dans une région chaude.

Les pertes ohmiques des câbles : -2.1 %, en raison de la résistance électrique des câbles en courant continu.

L'énergie inutilisée : à cause de la saturation des batteries : -15.2 %, perte importante qui reflète une capacité de stockage limitée ou mal dimensionnée face à la production.

Les pertes du convertisseur (onduleur) : -4.1 %, dues au rendement de conversion. L'énergie utile finale injectée dans le système utilisateur est de **4456.2 kWh/an**, ce qui montre une bonne cohérence avec les besoins et confirme la performance globale du système malgré certaines pertes inévitables dans un système isolé.

III.3.5. Discussion des résultats (système externe)

L'analyse des résultats obtenus à partir de la simulation PVsyst du système externe montre une cohérence globale avec les besoins énergétiques quotidiens définis (**12.8 kWh/jour**). L'énergie solaire effectivement fournie à l'utilisateur atteint **4456.2 kWh/an**, soit une fraction solaire (SF) de **95.44 %**, ce qui signifie que le système couvre la quasi-totalité des besoins sans recours à une source auxiliaire.

Cependant, une partie de l'énergie générée reste inutilisée (**904.6 kWh/an**), principalement à cause de la saturation des batteries, ce qui reflète une capacité de stockage à la limite de ce que la production peut fournir.

À l'inverse, l'énergie manquante reste faible (**212.8 kWh/an**), indiquant que le système est globalement bien dimensionné malgré quelques périodes où les besoins ne sont pas entièrement satisfaits.

En termes de performance, l'indice PR atteint **65.49 %**, valeur typique pour un système isolé avec stockage, prenant en compte les pertes liées à la température, au stockage et aux conversions successives.

III.3.6. Comparaison avec les résultats du dimensionnement

Dans le cadre du dimensionnement, la production énergétique quotidienne estimée du système externe est de **12 768 Wh/j**, soit une production corrigée tenant compte du rendement global de **19,64 kWh/j**. Cette valeur correspond à une puissance crête requise de **3,27 kW**, ce qui a conduit au choix de **8 panneaux solaires de 380 W**, configurés en **4 branches parallèles de 2 modules en série**, pour une puissance totale installée de **3 040 Wc**.

Du côté de la simulation avec PVsyst, les résultats montrent une énergie solaire utilisée de **4 456,3 kWh/an**, soit une moyenne journalière d'environ **12,2 kWh/j**, ce qui reste cohérent avec

les besoins réels (**12,8 kWh/j**). L'indice de performance PR atteint **65,49 %**, ce qui est raisonnable pour un système isolé en climat chaud, en tenant compte des pertes thermiques, de conversion et du surplus d'énergie non utilisé (**15,2 %**).

Concernant le stockage, le dimensionnement manuel prévoit une capacité de **665 Ah** avec **8 batteries** de **12V / 200Ah** (4 en série, 2 en parallèle), alors que dans la simulation, une capacité similaire est modélisée (**374 Ah à 48V**), ce qui confirme la pertinence du choix initial. Le vieillissement des batteries est aussi pris en compte dans PVsyst, avec une durée de vie estimée à 2,4 ans, indiquant la nécessité d'une éventuelle surcapacité ou d'une technologie plus robuste pour des cycles profonds.

En résumé, les écarts entre le dimensionnement manuel et les résultats de simulation sont faibles et justifiés par les hypothèses de rendement et de pertes prises par PVsyst. Cela valide la méthodologie adoptée pour le système autonome externe et met en évidence quelques pistes d'optimisation, notamment sur le stockage pour éviter le gaspillage d'énergie excédentaire.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons utilisé le logiciel PVsyst pour simuler les performances réelles des deux systèmes photovoltaïques interne (raccordé au réseau) et externe (système autonome avec batteries) installés au niveau du centre.

Les résultats obtenus ont permis :

De valider les choix du dimensionnement manuel, en confirmant la pertinence des puissances installées et des capacités de stockage. D'évaluer les pertes énergétiques réelles (thermiques, ohmiques, mismatch, etc.) et leur impact sur la performance globale.

D'estimer la production annuelle d'énergie, l'indice de performance (PR) et le taux de couverture solaire (SF) pour chaque système.

D'identifier des axes potentiels d'amélioration, notamment pour réduire les pertes inutiles comme l'excès de production non stockée dans le système autonome.

L'approche par simulation a donc renforcé la crédibilité du dimensionnement effectué et apporté une vision plus fine sur le comportement énergétique des installations en conditions réelles.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque est un exercice d'ingénierie multidisciplinaire qui vise à concevoir une solution énergétique renouvelable à la fois robuste, performante, sécurisée et économiquement avantageuse. Une approche méthodique, intégrant l'expertise technique et l'analyse des contraintes spécifiques à chaque projet, est la clé pour libérer tout le potentiel de l'énergie solaire et contribuer efficacement à la transition énergétique.

Dans le premier chapitre, nous avons présenté les aspects théoriques liés à l'énergie solaire, notamment les principes de conversion photovoltaïque, les types de cellules, le gisement solaire ainsi que les différents types de systèmes (autonomes, connectés, hybrides). Cette base théorique a permis de mieux comprendre les fondements techniques du projet.

Le deuxième chapitre a été consacré au dimensionnement des deux systèmes. À partir d'une estimation précise des besoins énergétiques, nous avons déterminé les puissances nécessaires, le choix et le câblage des modules, la capacité de stockage, ainsi que les caractéristiques des onduleurs et régulateurs adaptés à chaque cas.

Le troisième chapitre a permis de simuler les performances des installations à l'aide du logiciel PVsyst. Les résultats ont permis d'évaluer l'énergie produite, les pertes énergétiques, les rendements obtenus, ainsi que de comparer ces données aux calculs manuels.

Cependant, pour le système PV interne, les résultats calculés ont estimé un besoin énergétique de **449,84 kWh/j**. Ainsi, avec PVsyst la valeur est de **404.05 kWh/j**. Cette différence est liée aux pertes thermiques et celles du câblage, qui pourront être contrôlées afin de minimiser ces pertes. Aussi, cette différence est due à la période d'hiver où les irradiances solaires sont faibles. Concernant le système PV externe, l'énergie calculée vaut **12.768 kWh/j** alors que la valeur après simulation est de **12,2 kWh/j**. On remarque que par rapport au premier système les pertes existent et sont dues aux câblages mais elles sont minimisées et cela grâce à l'utilisation des batteries.

Enfin, les écarts constatés restent faibles et s'expliquent par les conditions réelles de fonctionnement, notamment les pertes thermiques, les limites de stockage, et le rendement des convertisseurs.

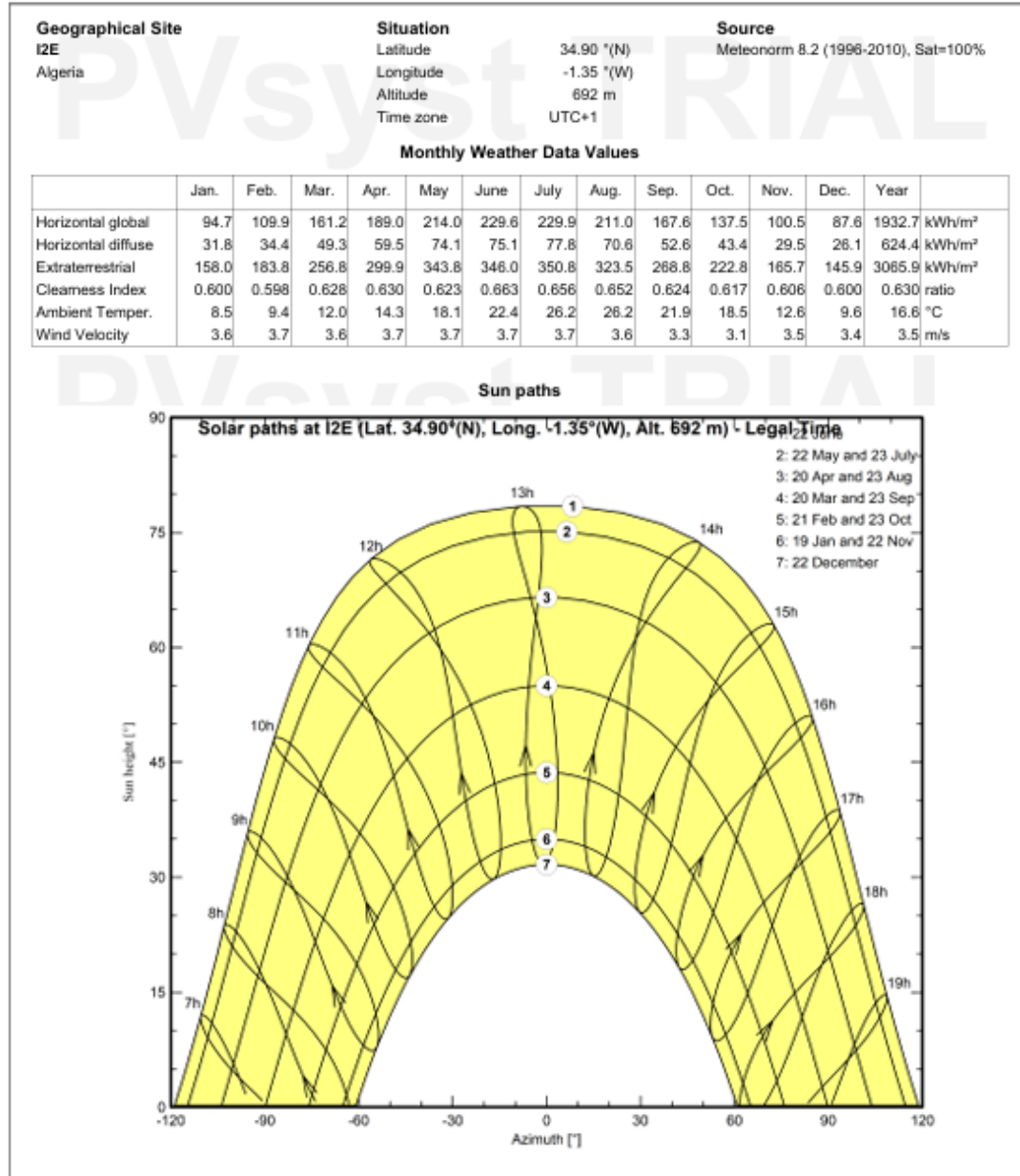
Dans l'ensemble, ce travail a mis en évidence l'importance de combiner approche théorique, calculs de dimensionnement, et simulations numériques pour garantir un dimensionnement fiable et performant. Il a souligné également la pertinence de choisir une configuration adaptée aux contraintes et besoins du site, qu'il s'agisse d'une alimentation autonome ou d'un appui au réseau électrique.

Annexes

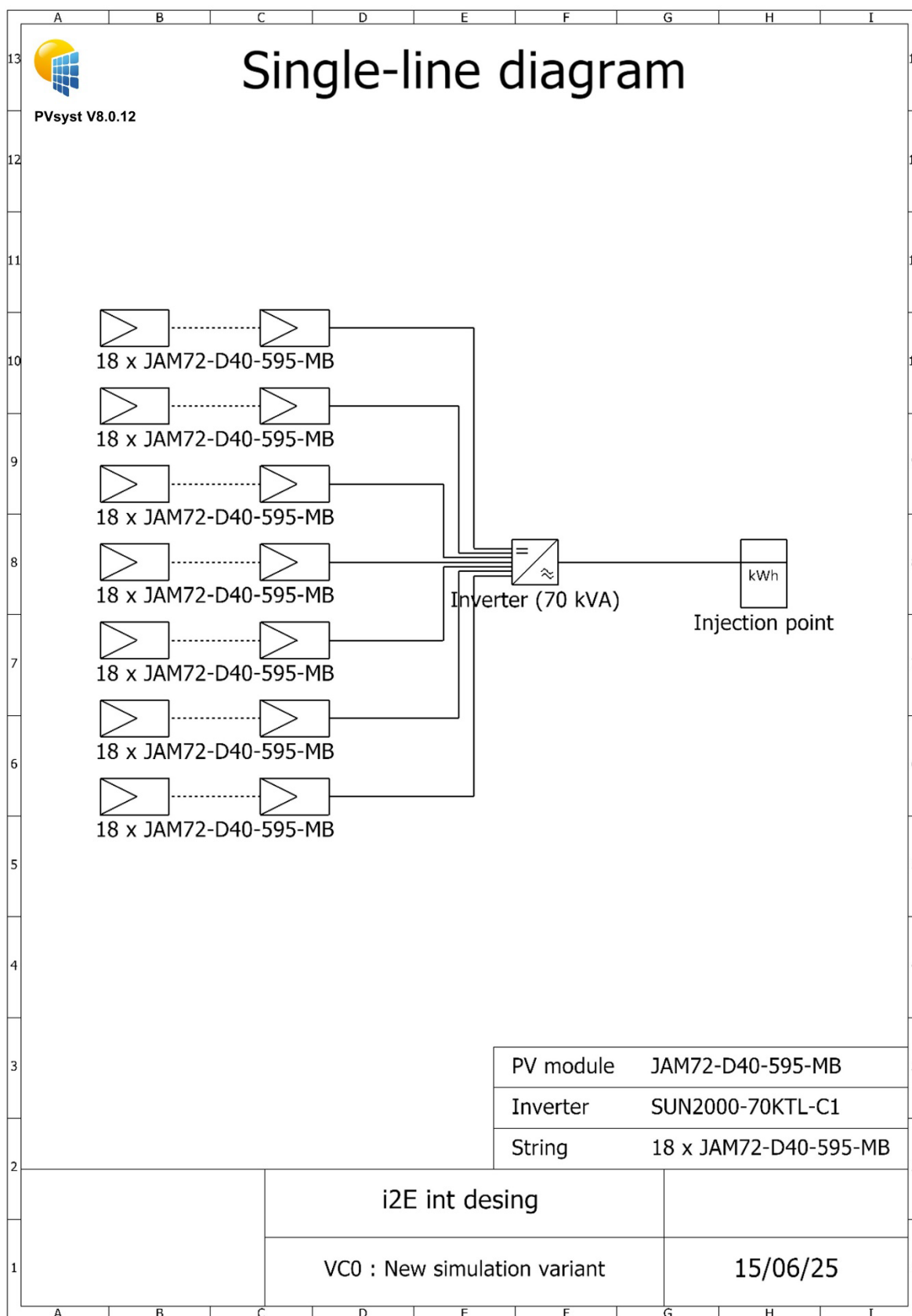
A. Variation annuelle météorologique



PVsyst V8.0.12



B. Diagram électrique du système PV interne



C. Caractéristiques du panneau PV (système interne) [38]

Harvest the Sunshine

595W

JAM72D40 MB n-type Double Glass Bifacial Modules

Premium Cells

n-
Bycium+
16BB

26%
Up To
Cell Conversion
Efficiency

Premium Modules

Higher power generation better LCOE

Better Temperature Coefficient

LID n-type with very Lower LID

Better low irradiance response

12-year product warranty 30-year linear power output warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001:2015 Quality management systems
- ISO 14001:2015 Environmental management systems
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62443-2015 Terminal of semiconductor (SPV) modules - Quality system for PV module manufacturing

JAM72D40 MB n-type Double Glass Bifacial Modules

Dimensions: 1134±0.2mm (L) x 1956mm (W) x 30mm (H)
Mounting holes: 8 (Front), 8 (Back)
Mounting holes A: 30mm (D), 30mm (D)
Mounting holes B: 30mm (D), 30mm (D)
Covering holes: 8 (Front, 84°), 8 (Back, 84°)
Unit: mm

MECHANICAL PARAMETERS

Cell	Mono
Weight	31.8kg
Dimensions	2278±2mm x 1134±2mm x 30±1mm
Cabin Cross Section Size	4mm (IEC), 11mm (UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 34series
Connector	QC 4.10-3512/MCA-EV02A
Cable Length	Front: 3000mm(±400mm), Landscape: 13000mm(±1300mm)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 720pcs/40HQ Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D40 570/MB	JAM72D40 575/MB	JAM72D40 580/MB	JAM72D40 585/MB	JAM72D40 590/MB	JAM72D40 595/MB
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	570	575	580	585	590	595
Type-Circuit Voltage [V]	51.52	51.73	51.95	52.16	52.37	52.58
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	43.62	43.82	44.02	44.22	44.43	44.64
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.74	13.79	13.84	13.89	13.94	13.99
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	13.07	13.12	13.17	13.23	13.28	13.33
Module Efficiency (%)	21.1	22.3	22.5	22.6	22.8	23.0

Power Tolerance: 0±3%
Temperature Coefficient of Isc(I_{sc}/T_{cell}): +0.040%/°C
Temperature Coefficient of Voc (V_{oc}/T_{cell}): -0.260%/°C
Temperature Coefficient of P_{max}(P_{max}/T_{cell}): -0.290%/°C
STC: Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G

Remark: The Voc of double glass module is not order for a single module and they are not part of the offer. They are same for comparison among different model types.

CHARACTERISTICS

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM72D40 570/MB	JAM72D40 575/MB	JAM72D40 580/MB	JAM72D40 585/MB	JAM72D40 590/MB	JAM72D40 595/MB
Rated Max Power(P _{max}) [W]	616	621	626	631	637	643
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	51.52	51.73	51.95	52.16	52.37	52.58
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	43.62	43.82	44.02	44.22	44.43	44.64
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	14.84	14.89	14.95	15.00	15.06	15.11
Max Power Current(I _{mp}) [A]	14.11	14.17	14.23	14.29	14.34	14.40
Irradiation Ratio (Isp/I _{STC})	10%					

* For the same test conditions, maximum static load power take compatibility appears better between JA Solar and other solar for reference.
** Bifaciality: P_{max} vs Rated P_{max} Front

OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112.15lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50.15lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality**	80%±10%
Fire Performance	UL Type 29

JA SOLAR

Headquarters No. 8 Building, Huode Centre, No.1 Courtyard, F-up Auto Museum Road, Hongtu District, Beijing
Tel: +86-10-6361-1888 Fax: +86-10-6361-1999
E-mail: sales@jasolar.com market@jasolar.com www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation.
Version No.: Global-EN-20240326A

D. Caractéristiques du panneau PV (système externe) [40]

Harvest the Sunshine

390W Bifacial Mono PERC Double Glass Module
JAM72D09 370-390/BP

Introduction

JA bifacial modules are assembled by high-performance PERCium cells and encapsulated by glass-glass panels, are capable of converting energy from incident light on front and diffuse light, as well as reflected and scattered light on rear sides, which make them better reliability, superior low irradiance performance, and excellent energy generation performance.

3%~15% more energy generation

Superior low irradiance performance

Excellent temperature dependent performance

Lower LCOE

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 30-year linear power output warranty

0.3% Annual Degradation Over 30 years

■ Additional Value From 30-Year Warranty ■ JA Standard

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- OHSAS 18001: 2007 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design, qualification and type approval

JA SOLAR

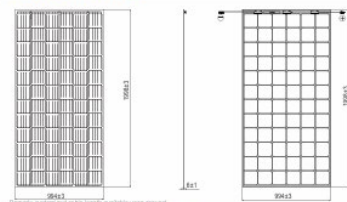
www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and improvements. JA Solar reserves the right of final interpretation.

JA SOLAR

JAM72D09 370-390/BP

MECHANICAL DIAGRAMS



SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28.5kg±1%
Dimensions	1956±3mm×994.5±3mm×40±1mm (1956mm×994mm×25mm with junction box)
Cable Cross Section Size	4mm ²
No. of cells	72(6x12)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	OC 4 10-35
Cable Length (Including Connector)	Frontal: 300mm(+/-400mm)- Landscape: 1200mm(+/-1200mm)-
Packaging Configuration	28 Per Pallet

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D09-370BP	JAM72D09-375BP	JAM72D09-380BP	JAM72D09-385BP	JAM72D09-390BP
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	370	375	380	385	390
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	48.20	48.51	48.81	49.11	49.42
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	39.41	39.73	40.02	40.33	40.63
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	9.91	9.97	10.03	10.09	10.14
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	9.39	9.44	9.50	9.55	9.60
Module Efficiency [%]	18.6	18.9	19.1	19.4	19.6
Power Tolerance	0~±5W				
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.065%/°C				
Temperature Coefficient of V _{oc} (α _{Voc})	-0.305%/°C				
Temperature Coefficient of P _{max} (α _{Pmp})	-0.370%/°C				

STC Irradiance: 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G

Remark: Electrical data in this catalog is not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.
*Bifacially-Powered Front Panel

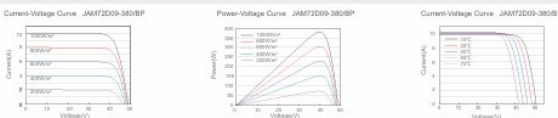
ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH DIFFERENT REAR SIDE POWER GAIN(REFERENCE TO 380W FRONT)

Backside Power Gain	5%	10%	15%	20%	25%
Rated Max Power(P _{max}) [W]	404	434	445	452	481
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.11	49.11	49.11	49.21	49.21
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	40.33	40.33	40.33	40.43	40.43
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	10.59	11.10	11.60	12.11	12.61
Max Power Current(I _{mp}) [A]	10.02	10.51	10.98	11.43	11.90

OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V (DC)(IEC)
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse	25A
Maximum Static Load Front	2400Pa
Maximum Static Load Back	2400Pa
NOCT	45±2°C
Bifaciality*	70%±5%

CHARACTERISTICS



Premium Cells, Premium Modules

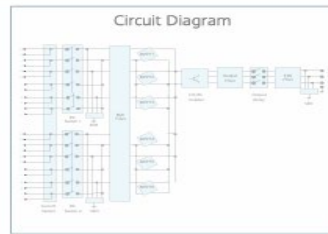
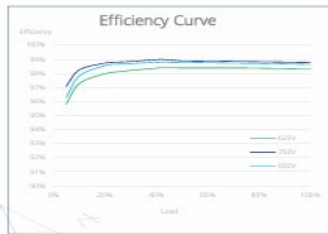
Version No.: G16en_EH_20190703A

E. Caractéristiques de l'onduleur (système interne) [39]

SUN2000-70KTL-INM0
Smart String Inverter



-  6 MPP Trackers
-  99.0% Max. Efficiency
-  String-level Management
-  Smart I-V Curve Diagnosis Supported
-  Residual Current Monitoring Integrated
-  Fuse Free Design
-  Surge Arresters for DC & AC
-  IP65 Protection



SOLAR.HUAWEI.COM

SUN2000-70KTL-INM0
Technical Specifications

Efficiency		
Max. Efficiency		99.0%
European Efficiency		98.7%
Input		
Max. Input Voltage		1,100 V
Max. Current per MPPT		22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		30 A
Start Voltage		300 V
MPPT Operating Voltage Range		200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage		750 V
Number of Inputs		12
Number of MPP Trackers		6
Output		
AC Active Power		70,000 W @ 45°C, 65,000 W @ 50°C
Max. AC Apparent Power		72,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		72,000 W
Rated Output Voltage		500 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz
Rated Output Current		75.1 A
Max. Output Current		83.2 A
Adjustable Power Factor Range		0.8 LG ~ 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion		< 3%
Protection		
Input-side Disconnection Device		Yes
Anti-islanding Protection		Yes
AC Overcurrent Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Monitoring		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Monitoring Unit		Yes
Communication		
Display		LED Indicators, Bluetooth + APP
USB		Yes
RS485		Yes
Power Line Communication (PLC)		Yes
General		
Dimensions (W x H x D)		1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 inch)
Weight (with mounting plate)		71 kg (156.5 lb.)
Operating Temperature Range		-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method		Natural Convection
Max. Operating Altitude		4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity		0 ~ 100%
DC Connector		Amphenol Helios H4
AC Connector		Waterproof PG Connector + OT Terminal
Protection Degree		IP65
Topology		Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)		
Certificate		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 62910, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code		IEC 61727

SOLAR.HUAWEI.COM

F. Caractéristiques de l'onduleur (système externe) [42]



SAKO
SVP 1KW-3KW OFF GRID
PWM SOLAR INVERTER

CE IEC Off Grid PWM Solar Inverter

TECHNICAL PARAMETER

MODEL	SVP 1K	SVP 2K	SVP 3K
The Rated Power	1KW	2KW	3KW
BATTERY			
Battery Voltage	12 VDC	24 VDC	24 VDC
Floating Charge Voltage	13.5 VDC	27 VDC	27 VDC
Overcharge Protection	14 VDC	32 VDC	32 VDC
INPUT			
Voltage	230 VAC		
Selectable Voltage Range	90-280VAC (For Home Appliances), 170-280VAC (For Personal Computers)		
Frequency Range	50 Hz/60 Hz (Auto sensing)		
OUTPUT			
AC Voltage Regulation (Ball. Mode)	230 VAC ± 5%		
Surge Power	2000VA	4000VA	6000VA
Efficiency (Peak)	90%	93%	93%
Transfer Time	10 ms (For Personal Computers); 20 ms (For Home Appliances)		
Waveform	Pure sine wave		
SOLAR CHARGER & AC CHARGER			
Maximum PV Array Power	600 W	1200 W	1200 W
PWM Range Operation Vol.	16-22 VDC	32-44 VDC	32-44 VDC
Maximum PV Array Open Circuit Vol.	40 VDC	60 VDC	60 VDC
Standby Power Consumption	2 W		
Maximum Solar Charge Current	PWM 50 A		
Maximum AC Charge Current	20 A	20 A	25 A
Maximum Charge Current	50 A	70 A	70 A
Maximum Efficiency	98%		
BEST PANEL CONFIGURATION			
Max. Generated from Solar Charger	600 W	1200 W	1200 W
Best Panel Configuration	150W*18V*4Parallel	330W*36V*4Parallel	330W*36V*4Parallel
PHYSICAL			
Dimension: D*W*H (mm)	400*330*130	400*330*130	420*330*133
Net Weight (kg)	5.4	6.15	7.8
OPERATING ENVIRONMENT			
Humidity	5% to 95% Relative Humidity(Non-condensing)		
Operating Temperature	0°C-50°C		

MAIN FEATURES

- Selectable Input Voltage Range for Home Appliances and Personal Computers
- Solar Charger and AC Charger Built Inside, Compatible to Grid Power or Generator Power
- Configurable Priority of AC/Solar Charge Via LCD Setting
- Auto Restart While AC is Recovering, Auto Charge and Switch, Unattended Operation
- Smart Battery Charger and Management for Optimized Battery Performance

Solar System Connection



Diagram showing connections for Solar Panel, Utility, Generator, Battery, and Home Appliances to the SAKO Inverter.

www.sakopower.com We can provide all kinds of solar solutions, according to your demands.

www.sakopower.com We can provide all kinds of solar solutions, according to your demands.

www.sakopower.com


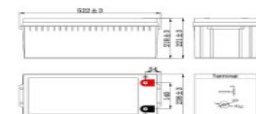
G. Caractéristiques de la batterie [41]

Geti


GEL battery 12V 200Ah

SPECIFICATION

Nominal Voltage	12V (6 cells in series)	
Rated Capacity	200.0Ah	(C ₁₀₀ , 1.80V/cell)
Dimensions(mm)	Length	522 ± 3 mm
	Width	238 ± 3 mm
	Height	218 ± 3 mm
	Total Height	221 ± 3 mm
Nominal Capacity @25°C (Ah)	20 Hour rate (10.90A to 10.8 volts)	218.0Ah
	10 Hour rate (20.40A to 10.8 volts)	204.0Ah
	5 Hour rate (35.00A to 10.8 volts)	175.0Ah
	1 Hour rate (126.6A to 10.5 volts)	126.6Ah
Approx. Weight	60 kg	
Terminal	T13	
Max. Discharge Current	1600A @25°C (5s)	
Internal Resistance	3.5mΩ @25°C (Full Charged Battery)	
DOD 80%	> 600 Cycles @25°C	
Ambient Temperature	Charge:	-20°C~50°C
	Discharge:	-40°C~60°C
	Storage:	-20°C~60°C
Container Material	A.B.S, UL94-HB, UL94-V0, Optional	
Self Discharge	Deep Cycle Gel Battery can be stored for more than 6 months at 25°C. Self-Discharge ratio less than 3% per month at 25°C. Please charge batteries before using.	

COMPANY CERTIFICATION



CONSTANT CURRENT DISCHARGE CHARACTERISTICS (A). (25°C)

F.V/Cell	5min	10min	15min	30min	60min	2H	3H	6H	8H	10H	20H
1.60V/cell	850.0	453.9	362.6	225.0	130.0	77.70	55.20	39.96	24.54	21.20	11.60
1.70V/cell	810.0	417.0	345.0	219.0	128.2	76.70	54.20	39.08	24.44	20.90	11.30
1.75V/cell	550.0	385.0	329.0	213.0	126.6	75.70	53.60	35.54	24.20	20.70	11.10
1.80V/cell	490.0	351.0	309.0	204.8	124.0	74.66	53.00	35.00	23.84	20.40	10.90

CONSTANT WATTAGE DISCHARGE CHARACTERISTICS (WATT). (25°C)

F.V/Cell	5min	10min	15min	30min	60min	2H	3H	6H	8H	10H	20H
1.60V/cell	1173.0	607.9	656.1	420.0	248.2	151.5	109.3	73.49	49.43	42.22	23.18
1.70V/cell	1077.7	737.6	635.4	412.5	246.6	150.2	107.8	71.92	48.76	41.73	22.60
1.75V/cell	965.4	709.0	611.4	404.7	244.5	148.9	106.8	71.02	48.40	41.40	22.20
1.80V/cell	860.2	655.2	579.4	392.5	240.8	148.1	105.9	70.00	47.68	40.80	21.80

Bibliographie

Bibliographie

- [1] Anne Labouret et Michel Villon, Energie solaire photovoltaïque- le Manuel du professionnel, Dunod, Paris, (2003).
- [2] Ministère de la Transition écologique. Solaire. Consulté le 31 mai 2025, sur <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/solaire>
- [3] MEZIANI Faiza, « Détermination du gisement solaire par traitement d'images MSG », Thèse de magister en électronique, Tizi-Ouzou 2011.
- [4]: A. Maafi, « A survey on PV activities in Algeria ». Renewable Energy, 2000.
- [5] Missoum M. et Hamidat A. Contribution de l'énergie PV dans la performance énergétique de l'habitat à haute qualité énergétique en Algérie. Magister en génie mécanique, 2011.
- [6] BOUTALEB Fouad, Analyse du rayonnement solaire et spectre solaire, Université de Béjaïa, 2014.
- [7] YASSAAD Abdelbaki. Étude de dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour le pompage d'eau. Mémoire de Master en Génie Mécanique, option Génie des Composants Photovoltaïques, Université Mohamed El Bachir El Ibrahim - Bordj Bou Arreridj, Faculté des Sciences et de la Technologie, Département d'Électromécanique, 2013.
- [8] GAIRAA Kacem. Prédiction du rayonnement solaire en Algérie à partir des modèles hybrides. Thèse de Doctorat LMD en Génie Électrique, option Énergies Renouvelables, Université Ibn Khaldoun - Tiaret, Faculté des Sciences Appliquées, Département de Génie Électrique, 2018.
- [9] M. Naoual, Etude de dimensionnement d'une installation photovoltaïque indépendante, Mémoire de master, Université Elbachir Elibrahimi de BBA, (2012).
- [10] B. Zakaria, contribution à la modalisation d'une cellule solaire, Thèse de magistère, Université de Bachar, (2009).
- [11] N. D. Kaushika, Solar Photovoltaics Technology, System Design, Reliability and Viability, 2018.
- [12] C.S. Jiang, F.S. Hasoon, H.R. Moutinho, H.A. Al-Thani, M.J. Romero, M.M. Al-Jassim, Applied Physics Letters, vol. 82, p.127, 2003.
- [13] HELALI Kamelia. Modélisation d'une cellule photovoltaïque : étude comparative. Mémoire de Magister en Electrotechnique, option Machines Electriques, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2012.
- [14] MEKLCHE Said. Étude et simulation des paramètres électriques d'une cellule solaire photovoltaïque à base de silicium. Mémoire de Master en Electronique, spécialité Matériaux et Dispositifs Electroniques et Photovoltaïques, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Faculté de Génie Electrique et d'Informatique, Département d'Electronique, 2016/2017.
- [15] ACHOURI Mohamed Cherif. Modélisation d'un panneau solaire photovoltaïque. Mémoire de Master en Automatique et Informatique Industrielle, Faculté des Sciences de l'Ingénierie, Département d'Électronique, Université Badji Mokhtar - Annaba, Algérie, 2021.
- [16] JEAN-PAUL BRAUN, Cellules solaires Les bases de l'énergie photovoltaïque, éditions techniques et scientifique françaises, 2010.

Bibliographie

- [17] BELAID Sarah, Étude et optimisation d'une installation photovoltaïque autonome, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2016.
- [18] BENSEBA Ghaliya, « Etude des différents paramètres influençant le rendement et la stabilité d'une cellule solaire organique », mémoire de magister Tizi-Ouzou 2013.
- [19] ARAB Salim, TOUDERT Dalila. Étude d'un système photovoltaïque. Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de Master en Électrotechnique, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Faculté du Génie Électrique et d'Informatique, Département d'Électrotechnique, 2017.
- [20] KHECHAFI Sofiane, BENLAACHI Salah, Calcul et dimensionnement électrique d'une mini centrale photovoltaïque autonome, Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur, École Supérieure en Sciences Appliquées de Tlemcen (ESSA), Spécialité : Énergie et Environnement, soutenu publiquement le 09 juillet 2019.
- [21] HOUREGAA Soulef, MORSO Kouheïba. Dimensionnement d'un système photovoltaïque raccordé au réseau pour subvenir aux besoins en électricité de la bibliothèque technique du Centre Universitaire Salhi Ahmed Naâma. Mémoire de Master en Énergies Renouvelables, 2020.
- [22] Addadi Lemza, Benhaddou Kamel. Etude et simulation de dimensionnement d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique (appliquée sur l'internat primaire Frères Chaabane-Mecheria). Mémoire de Master en Énergies Renouvelables, Institut des Sciences et Technologies, Département de Technologie, Centre Universitaire Salhi Ahmed - Naama, Algérie, 2020.
- [23] GAIRAA Kacem. Prédiction du rayonnement solaire en Algérie à partir des modèles hybrides. Thèse de Doctorat LMD en Génie Électrique, option Énergies Renouvelables, Université Ibn Khaldoun - Tiaret, Faculté des Sciences Appliquées, Département de Génie Électrique, 2018.
- [24] Mazouz Karim, Etude d'une batterie de stockage dans un système photovoltaïque, Mémoire de master, Université Abderrahmane Mira Bejaia, 2012.
- [25] TARFAYA Yazid, SIAD Heythem, Réglage et stabilisation de la tension d'une batterie dans un système PV, Mémoire de fin d'étude présenté en vue de l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique, spécialité Commande électrique, Université Badji Mokhtar - Annaba, Faculté des Sciences de l'Ingéniorat, Département d'Électrotechnique, année 2019.
- [26] OULHADI Ibrahim, MESKINE Mohammed, Réalisation d'un régulateur de charge pour un système photovoltaïque, Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de Master en Physique Énergétique, Université d'Adrar, Faculté des Sciences et de la Technologie, Département des Sciences de la Matière, soutenu en juin 2014.
- [27] Zrinski, Yvonne Booth « Planning and Installing Photovoltaic Systems », A Guide for installers, architects and engineer, second edition, 2008.
- [28] GUERBOUZ Mohammed Souleymene, SALAHI Ismail, Étude, modélisation et commande d'un onduleur à trois niveaux à structure NPC, Mémoire de Master, Université Ahmed Draya d'Adrar, Faculté des Sciences et de la Technologie, Département des Sciences de Technologie, Spécialité : Commande Électrique, 2021.

Bibliographie

- [29] Philippe Barrade, « électronique de puissance méthodologie et convertisseurs élémentaire », press polytechnique et universitaires, 1ère édition, 2006.
- [30] Arno HM Smets, « Solar energy, The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems », 2016.
- [31] Guide UTE C15-712-2, Installations photovoltaïques raccordées au réseau ou autonomes – Règles de conception et de réalisation, Union Technique de l'Électricité, France, 2010.
- [32] ZAÏRI Soufiane, BOUBIADA Slimane. Étude et dimensionnement d'une centrale photovoltaïque. Mémoire de Master, Université de Biskra, Département d'Électrotechnique, 13 septembre 2020.
- [33] AMARA Karima, « Contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension », mémoire de magister, UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU, 2015.
- [34] Google Earth, Données géographiques pour Tlemcen, <https://earth.google.com>
- [35] [Climatologie de l'année 2024 à Tlemcen Zenata - Infoclimat](#)
- [36] PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System, Joint Research Centre, European Commission, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools
- [37] [Climat, météo par mois, température moyenne pour Tlemcen \(Algérie\) - Weather Spark](#)
- [38] Fiche technique du panneau photovoltaïque JAM72D40-595/MB, JA Solar Technology Co., Ltd. Disponible sur : <https://www.jasolar.com> (consulté en 2025).
- [39] Fiche technique de l'onduleur 70 kW, Huawei Technologies Co., Ltd. Disponible sur : <https://solar.huawei.com> (consulté en 2025).
- [40] JA Solar, Datasheet JAM72D09 380/BP – Mono PERC Module, [en ligne], Disponible sur: <https://www.jasolar.com>
- [41] Geti, Fiche technique – Batterie Gel 12V 200Ah
- [42] Fiche technique de l'onduleur SVP 3K, SAKO Power. Disponible sur : www.sakopower.com
- [43] EPEVER. Fiche technique – Régulateur MPPT 100A 145V .<https://www.epever.com>
- [44] PVsyst SA. “General description of the PVsyst Software”. Site officiel de PVsyst, Version 7.2. <https://www.pvsyst.com>