

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'enseignement Supérieur et de La Recherche Scientifique
Université Amar Thelidji-Laghouat



Faculté de Technologie
Département Electrotechnique

Mémoire de MASTER

Réalisé par:

AMRANI Tahar

BOUKLILA Mohammed Haithem

Domain: Science Et Technologie

Filière: Génie Electrique

Option: Réseaux électrique

THEME

Dimensionnement d'un système solaire PV résidentiel connecté au
réseau électrique: Application à la région de Laghouat

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
CHETTIH Saliha	Prof	Présidente
BOUCHIBA Oumelkhier	M.C.B	Examinatrice
OUAI Atallah	M.C.A	Rapporteur

Année Universitaire
2022/2023

ملخص:

العمل المطروح في هذه المذكرة يتمثل في تحجيم نظام كهروضوئي منزلي متصل بشبكة توزيع الكهرباء العامة ومزود ببطارية حيث يمكن استخدام الطاقة الكهربائية المنتجة من خلاله لتغذية الأحمال المحلية، فيما يذهب الفائض لتغذية الشبكة الكهربائية. لقد قمنا بوصف مختلف الأجزاء المكونة للنظام الكهروضوئي المدروس وكيفية عملها (مولد كهروضوئي، موج، بطاريات، عداد، نظام الحماية....). تتأثر إنتاجية الطاقة الكهروضوئية بتغيرات العوامل المناخية (الإشعاع الشمسي ودرجة الحرارة)، ففي أغلب الأحيان تكون هناك طاقة كهربائية زائدة ينتجها النظام الكهروضوئي ويستطيع المنتج بيعها للشبكة بتعريف خاصة مقابل كل كيلو واط ساعي. تمت محاكاة سلسلة التحويلات الكهروضوئية هذه باستخدام برنامج PVsyst والنتائج المتحصل عليها أظهرت أن النظام الكهروضوئي السكني المدروس يُمكن صاحب المنزل من توليد كل احتياجاته اليومية من الطاقة و إسترجاع المبلغ المستثمر عن طريق بيع الفائض من الطاقة المنتجة للشبكة.

كلمات مفتاحية: نظام كهروضوئي منزلي، شبكة كهربائية، تحجيم مولد كهروضوئي، برنامج PVsyst، حقن فائض الطاقة في الشبكة الكهربائية.

Résumé :

Le travail proposé dans ce mémoire s'appuie sur le dimensionnement d'un système PhotoVoltaïque (PV) résidentiel connecté au réseau public de distribution d'électricité et équipé d'une batterie, sachant que l'énergie électrique produite par ce système est utilisée pour alimenter les charges locales, tandis que le surplus d'énergie va alimenter le réseau électrique. Nous avons décrit les différents éléments constituant le système PV étudié et leur fonctionnement (générateur PV, onduleur, batteries, compteur, système de protection...). La productivité de l'énergie PV est affectée par les changements des paramètres climatiques (éclairage solaire et température), dans la plupart des cas, il y a un excès d'énergie électrique produite par le système PV, et le producteur peut la vendre au réseau à un tarif spécial pour chaque kWh. La chaîne de conversions PV a été simulée à l'aide du logiciel PVsyst, et les résultats obtenus ont montré que le système PV résidentiel étudié permet au propriétaire de produire tous ses besoins énergétiques quotidiens et de récupérer le montant investi en vendant le surplus de la production au réseau.

Mots clés : Système PV résidentiel, Réseau électrique, Dimensionnement d'un générateur PV, Logiciel PVsyst, Injection du surplus d'énergie au réseau.

Abstract:

The work proposed in this memoir is based on the design of a residential PhotoVoltaic (PV) system connected to the public electricity distribution grid and equipped with a battery, knowing that the electrical energy produced by this system is used to supply the local loads, while the excess energy will supply the electricity grid. We have described the different parts constituting the studied PV system and their operation (PV generator, inverter, batteries, meter, protection system, etc.). The productivity of PV energy is affected by changes in climatic parameters (solar radiation and temperature), in most cases, there is an excess of energy produced by the PV system, and the producer can sell it to the grid at a special rate for each kWh. The PV conversion chain has been simulated using the PVsyst software, and the obtained results showed that the studied residential PV system allows the owner to produce all his daily energy needs and to recover the amount invested by selling the excess PV production to the grid.

Key-words: Residential PV system, Electrical grid, Sizing a PV generator, Electrical grid, PVsyst software, Injection of excess energy into the grid.

Remerciements

Nous remercions tout d'abord, **ALLAH** qui nous a donné la force pour terminer nos études et élaborer ce modeste travail ;

Nous tenons tout d'abord à exprimer nos sincères remerciements à notre encadreur **Mr. OUAI Atallah** pour avoir accepté notre encadrement et l'opportunité d'aborder un sujet très intéressant et pour ces conseils et son soutien.

Nos respectueux remerciements à l'ensemble des membres du jury pour l'intérêt porté à notre travail : **Mme CHETTIH Saliha** en tant que présidente de jury, **Mme BOUCHIBA Oumelkhier** en qualité d'examinatrice.

Nos remerciements vont également à tous nos enseignants et à tout le staff du département d'Electrotechnique qui nous ont aidés de près ou de loin pour le bon déroulement de ce travail et toute personne qui nous a aidés à atteindre notre objectif.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail en signe de respect de reconnaissance et de remerciement :

*À Ma chère **maman** : lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur ;*

*À Mon cher **Père** : l'homme de ma vie, mon exemple éternel, mon soutien moral et source de joie et de bonheur ;*

*À ma **sœur** et mes **frères**, pour leur appui et leur encouragement ;*

*À mon petit ange et un morceau de mon cœur,
IHSAN ;*

*À tous mes **collègues**, Promotion 2022-2023 ;*

Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce projet soit possible, je vous dis merci.

AMRANI Tahar

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

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

*A mes chers **frères**, pour leur appui et leur encouragement ;*

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

*A tout mes **amis** ;*

A tous ceux qui me sont chers.

BOUKLIL A Mohammed Haithem

Sommaire

Résumé

Remerciements

Dédicace

Sommaire i

Liste des figures vii

Liste de tableaux..... x

Liste des abréviations..... xi

Introduction générale..... 1

CHAPITRE I : *Généralités sur l'Énergie Solaire Photovoltaïque*

I.1. Introduction..... 4

I.2. L'énergie solaire 4

I.2.1. Définition 4

I.2.2. Rayonnement solaire 4

I.3. L'énergie solaire photovoltaïque 5

I.3.1. Historique du développement de l'énergie solaire photovoltaïque..... 6

I.3.2. Premières centrales isolées pour quelques applications bien spécifiques 6

I.3.3. Développement du PV raccordé au réseau et compétitivité du kWh produit 6

I.3.4. Maturité technologique du photovoltaïque permettant l'accès à l'énergie..... 7

I.4. L'utilisation de l'énergie photovoltaïque 8

I.4.1. Centrales électriques 8

I.4.2. Pour les bâtiments 8

I.4.3. Pour les dispositifs autonomes 8

I.4.4. Pour les satellites..... 8

I.5. Cellule photovoltaïque..... 9

I.5.1.Principe de fonctionnement de cellule photovoltaïque	9
I.5.2. Matériaux de cellules PV	10
I.5.3. Différentes technologies des cellules PV	10
I.5.3.1. Cellules à base de silicium cristallin.....	11
I.5.3.2. Cellules à base de couches minces	12
I.5.4. Avantages et les inconvénients de chaque cellule	12
I.6. Module photovoltaïque.....	13
I.6.1. Constitution d'un module photovoltaïque	13
I.6.2. Association en série et en parallèle des modules PV	14
I.6.3. Regroupement des cellules.....	14
I.6.3.1. Regroupement en série	15
I.6.3.2. Regroupement en parallèle	15
I.6.3.3. Regroupement série-parallèle	16
I.6.4. Protection du module PV	17
I.6.4.1. Diode anti-retour.....	17
I.6.4.2. Diodes by-pass.....	17
I.6.5. Déférents défauts des systèmes photovoltaïques	17
I.6.5.1. Défaut de mismatch et d'ombrage.....	18
I.6.5.2. Défaut de diodes de By-pass	18
I.6.5.3. Défaut de module.....	19
I.6.5.4. Défaut de connectique	19
I.6.5.5. Défaut de diode anti-retour	19
I.7. Conclusion	20

CHAPITRE II : Composants d'un Système PV Connecté au Réseau

II.1. Introduction	22
II.2. Champ PV	22

II.3. Construction d'un champ PV	22
II.3.1. Assemblage des modules photovoltaïques.....	22
II.3.2. Supports de ces modules	22
II.3.3. L'ensemble des liaisons électriques entre les modules	23
II.4. Position et orientation du champ PV	23
II.5. Système de régulation	24
II.5.1. Régulateur	24
II.5.2. Caractéristiques de régulateur	24
II.5.3. Principe de fonctionnement de régulateur	24
II.5.4. Types de régulateur	25
II.5.4.1. Type de régulateur MPPT.....	25
II.5.4.2 Type de régulateur PWM	26
II.6. Onduleurs.....	26
II.6.1. Principe de fonctionnement	27
II.6.2. Types d'onduleurs.....	27
II.6.2.1.Onduleur monophasé.....	27
II.6.2.2. Onduleur triphasé	29
II.6.3. Topologies des systèmes PV raccordés au réseau :.....	30
II.6.3.1.Topologie centralisée.....	30
II.6.3.2.Topologie centralisée maître esclave.....	30
II.6.3.3.Topologie en chaîne.....	31
II.6.3.4. Topologie multi-chaîne.....	31
II.6.3.5.Topologie modulaire (module PV à courant alternatif)	32
II.7. Système de stockage	32
II.7.1. Batteries	32
II.7.2. Principe de fonctionnement	32
II.7.3. Grandeurs caractéristiques des batteries	33
II.7.3.1. Capacité.....	33

II.7.3.2. Résistance interne.....	34
II.7.3.3. Tension en circuit ouvert	34
II.7.3.4. Etat de charge	34
II.7.3.5. Etat de santé	34
II.7.4. Raccordement des batteries	34
II.8. Système de câblage et raccordement	35
II.8.1. Câble	35
II.8.2. Boîtes de jonction	36
II.9. Système de protection	36
II.10. Compteur photovoltaïque.....	37
II.11. Système de maintenance	38
II.11.1. Procédure de maintenance des panneaux solaires.....	38
II.11.2. Procédure de maintenance de la batterie	38
II.12. Types de systèmes PV.....	39
II.12.1. Systèmes autonomes	39
II.12.2. Systèmes hybrides.....	40
II.12.3. Systèmes PV raccordés au réseau.....	40
II.13. Gestion et modalité de raccordement	41
II.13.1. Injection du surplus de la production.....	41
II.13.2. Injection de la totalité de la production.....	41
II.14. Conclusion.....	42

CHAPITRE III : *Dimensionnement du Système PV Connecté au Réseau par la Méthode Analytique*

III.1. Introduction.....	44
III.2. Dimensionnement d'une installation PV	44
III.2.1. Paramètres d'entrée intervenants dans le dimensionnement	44
III.2.2. Paramètres relatifs au système PV	44
III.2.3. Paramètres relatifs au site d'installation	44

III.2.4. Paramètres concernant le module PV	45
III.2.5. Paramètres concernant les batteries de stockage.....	45
III.2.6. Paramètres concernant le régulateur de charge	45
III.2.7. Paramètres concernant l'onduleur	45
III.2.8. Paramètres concernant la charge	45
III.3. Méthodes de dimensionnement d'un système PV	45
III.3.1. Méthode de la probabilité d'erreur dans la consommation	46
III.3.2. Méthode du mois le plus défavorable	46
III.3.3. Méthode de la moyenne annuelle	52
III.3.4. Méthode LPSP	52
III.3.5. Méthode des heures équivalentes	53
III.3.6. Méthode itérative	53
III.3.7. Méthode utilisabilité solaire	54
III.4. Dimensionnement du système PV étudié par la Méthode du mois le plus défavorable.....	55
III.4.1. Présentation de site	56
III.4.2. Quantité d'énergie consommée	57
III.4.3. Calcul de la puissance crête PC	58
III.4.4. Calcul du nombre total des modules (en série et en parallèle) :	58
III.4.5. Dimensionnement de la capacité des batteries	59
III.4.6. Choix de l'onduleur	59
III.4.7. Dimensionnement des câbles.....	59
III.4.8. Choix des appareils de protection.....	60
III.5. Conclusion	61

CHAPITRE IV : Dimensionnement du Système PV Étudié par le Logiciel PVsyst

IV.1. Introduction	63
IV.2. Présentation du logiciel PVsyst	63
IV.3. Étapes de la simulation d'un système PV couplé au réseau sous PVsyst	64
IV.3.1. Désignation du projet.....	64
IV.3.2. Les paramètres du site.....	64
IV.3.3. Orientation des panneaux.....	66
IV.3.4. Dimensionnement du champ PV	67
IV.3.5.Choix de l'onduleur et Régulateur	68
IV.3.6. Dimensionnement du parc de batteries	69
IV.3.7. Dimensionnement des câbles	70
IV.3.8. Besoins des utilisateurs	71
IV.3.9. Conception de simulation d'ombre 3D.....	71
IV.4. Interprétation et discussions des résultats	72
IV.4.1.Température et l'irradiation solaire.....	72
IV.4.2. Etat de charge et décharge des batteries.....	73
IV.4.3. Bilan de puissance et résultats principaux.....	74
IV.4.3.1. Energie produite	75
IV.4.3.2. Consommation d'énergie	76
IV.4.3.3. Énergie injectée dans le réseau.....	76
IV.4.4. Pertes du système	77
IV.4.6.Bilan du CO2 émis.....	79
IV.5. Conclusion.....	79
Conclusion générale	87

Liste des figures

CHAPITRE I : *Généralités sur l'Énergie Solaire Photovoltaïque*

Figure I.1: Rayonnement solaire.....	5
Figure I.2 : Evaluation de la capacité d'énergie solaire photovoltaïque installée dans le monde de 2006 à 2018 (en GW) (REN21; GEA; PVPS; IEA)	6
Figure I.3 : Baisse du coût des panneaux photovoltaïques en fonction de la production sur la période 1980 à 2015 (ISE)	7
Figure I.4 : Schéma d'une cellule élémentaire	9
Figure I.5 : Création d'un courant électrique dans une cellule PV	10
Figure I.6 : Les étapes les plus importantes de la fabrication de la cellule PV	10
Figure I.7 : formes des cellules solaires	10
Figure I.8 : Cellule monocristalline	11
Figure I.9 : Cellule poly-cristalline	12
Figure I.10 : Module Photovoltaïque	13
Figure I.11 : Composition du module photovoltaïque.....	14
Figure I. 12 : Association en série et en parallèle des modules PV	14
Figure I.13 : caractéristique d'un groupement de n cellules identiques en série.....	15
Figure I.14 : Caractéristique d'un groupement de n cellules identiques en parallèle.	16
Figure I.15 : Caractéristique résultante d'un groupement hybride de cellules identiques....	16
Figure I.16 : Protection des modules Photovoltaïques	17
Figure I. 17 : Schéma équivalent du défaut de diodes de by-pass	18
Figure I. 18 : Schéma équivalent du défaut de diodes de module	19
Figure I. 19 : Schéma équivalent du défaut de diodes de connectique.....	19
Figure I. 20 : Schéma équivalent du défaut de diodes d'anti-retour	20

CHAPITRE II : *Composants d'un Système PV Connecté au Réseau*

Figure II. 1 : Champ photovoltaïque.....	22
Figure II.2 : Montage des supports des modules	23
Figure II.3 : Connectivité entre les modules.....	23

Figure II.4 : Angle et orientation des panneaux	24
Figure II.5 : Schéma de position de régulateur	25
Figure II.6 : Type de régulateur MPPT (blue solar charger MPPT 75 15)	26
Figure II.7 : Type de régulateur PWM	26
Figure II.8 : Symbole d'onduleur	26
Figure II.9 : Schéma d'onduleur (MultiPlus 24V).....	27
Figure II.10 : Schéma de principe d'un onduleur monophasé en demi-pont.....	28
Figure II.11 : Schéma de principe d'un onduleur monophasé en Pont.....	28
Figure II.12 : Schéma de principe d'un onduleur triphasé en pont.	29
Figure II.13 : Topologie centralisée.....	30
Figure II.14 : Topologie centralisée maître esclave.....	31
Figure II.15 : Topologie en chaîne.....	31
Figure II.16 : Multi-chaîne	32
Figure II.17 : Topologie modulaire (module PV à courant alternatif).....	32
Figure II.18 : Batterie.....	33
Figure II.19 : Composants de la batterie.....	33
Figure II.20 : Schéma de raccordement des batteries	35
Figure II.21 : Câble solaire photovoltaïque	35
Figure II.22 : Boîtes de jonction	36
Figure II.23 : Système de protection d'un système PV	37
Figure II.24 : Compteur photovoltaïque	37
Figure II.25 : Nettoyage des panneaux	38
Figure II.26 : Système autonome.....	40
Figure II.27 : Système hybride	40
Figure II.28 : Système PV raccordé au réseau.....	41
Figure II.29 : Schéma de principe de la configuration d'injection du surplus de l'énergie	41
Figure II.30 : Schéma de principe de la configuration d'injection de la totalité de l'énergie	42

CHAPITRE III : *Dimensionnement du Système PV Connecté au Réseau par la Méthode Analytique*

Figure III.1: Synoptique de l'altitude et la longitude	46
Figure III.2 : Synoptique de La longitude	47
Figure III. 3 : Présentation site de Laghouat par site de web PVGIS.....	56
Figure III. 4 : Schéma de température moyenne année 2023	57
Figure III.5 : Schéma d'irradiation moyenne année 2023 par site de web PVGIS	57
Figure III.6 : Schéma général de centrale solaire PV	61

CHAPITRE IV : *Dimensionnement du Système PV Étudié par le Logiciel PVsyst*

Figure IV.1 : Présentation de PVsyst.....	63
Figure IV.2 : Désignation du projet dans PVsyst	64
Figure IV.3 : Position et coordonnées géographiques	65
Figure III.4 : Données météorologiques mensuelles de Laghouat	65
Figure IV.5 : Diagramme de la trajectoire du soleil	66
Figure IV.6 : Orientation des panneaux et type de champ	66
Figure IV.7 : Dimensionnement du champ PV	67
Figure III.8 : Les caractéristiques du panneau.....	67
Figure IV.9 : Choix de l'onduleur et régulateur	68
Figure IV.10 : Les caractéristiques du l'onduleur	68
Figure IV.11 : Dimensionnement du parc de batteries	69
Figure IV.12 : caractéristiques de la batterie	69
Figure IV.13 : Fonctionnement de la batterie.....	70
Figure IV.14 : Schéma de système	70
Figure IV.15 : Résistance du câble et méthode de connexion.....	71
Figure IV.16 : Besoins énergétiques quotidiens moyens pour l'été.....	71
Figure IV.17 : Conception de simulation d'ombre 3D	72
Figure IV.18 : Température et l'irradiation	73
Figure IV.19 : Etat de charge et décharge des batteries	73
Figure IV.20 : Energie produite.....	75
Figure IV.21 : La puissance produit par rapport à la température et le rayonnement.....	75
Figure IV.22 : La consommation d'énergie.....	76
Figure IV.23 : Energie injectée dans le réseau	76
Figure IV.23 : Pertes du système.....	77
Figure IV.24 : Effet des différentes pertes sur la caractéristique I(V).....	78
Figure IV.25 : Bilan du CO2 émis.....	79

Liste de tableaux

Tableau III.1 : Estimation des récepteurs	48
Tableau III.2 : Choix des appareils de protection	52
Tableau III.3 : Présentation de site	56
Tableau III.4 : Températures moyenne année 2023.....	56
Tableau III.5 : Consommation d'énergie par jour	58
Tableau III.6 : Caractéristiques de module utiliser.....	58
Tableau III.7 : Caractéristiques de batterie utiliser.....	59
Tableau III.8 : Les besoins de câblage	60
Tableau IV.1 : Bilas et résultats principaux	74

Liste des abréviations

n_1 : Facteur de non idéalité de la jonction de la diode 1
 n_2 : Facteur de non idéalité de la jonction de la diode 2
 I : Courant fourni par la cellule, (A)
 V : Tension aux bornes de la cellule (V)
 R_P : Résistance shunt caractérisant les courants de fuites de la jonction (Ω)
 R_S : Résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions(Ω)
 T_c : Température absolue ($^{\circ}\text{C}$)
 q : Constante de charge d'un électron= $1.602 \cdot 10^{-19}$ C
 I_{ph} : Photo courant (A)
 I_S : Courant de saturation inverse. (A)
 V_{co} : Tension à circuit ouvert (V)
 P_{max} : Puissance maximale du module (W)
 I_{max} : Courant maximal du module (A)
 V_{max} : Tension maximale du module (V)
 FQ : Facteur de qualité
 FF : Facteur de forme
 η_c : Rendement d'une cellule solaire (%)
 V_{groupe} : Tension du groupe PV (V)
 I_{groupe} : Courant du groupe PV (A)
 $V_{cellule}$: Tension de la cellule PV (V)
 $I_{cellule}$: Courant de la cellule PV (A)
 $I_{pybasse}$: Courant de by-pass (A)
 $N_{cellule}$: Nombre de cellules PV
 Z : Impédance (Ω)
 V_{string} : Tension de string PV (V)
 I_{string} : Courant de string PV (A)
 V_{module} : Tension de module PV (V)
 I_{module} : Courant du module PV (A)
 V_{champ} : Tension du champ PV (V)
 I_{champ} : Courant du champ PV (A)
 I_{shunt} : Courant shunt du module PV (A)
 N_{string} : Nombre de string PV
 P_t : Puissance totale(W)
 N : Nombre d'appareils
 P_i : Puissance d'un appareil(W)
 E : Energie électrique journalière consommée par les usagers (Wh / j)
 H : Nombre d'heures (h)
 P : Puissance (w)
 P_c : Puissance crête du générateur photovoltaïque (Wc)
 E_c : Energie journalière consommée (Wh)
 K : Constant des pertes d'énergie (0.65- 0.75)
 I_r : Irradiation (kW/m²/j)
 N_{pt} : Nombre totale des modules
 N_{pp} : Nombre des panneaux parallèles
 N_{ps} : Nombre des modules en séries
 V_{opt} : Tension d'un panneau choisi optimale (V)
 V_{sys} : Tension du système (V)

C_t : Capacité totale des batteries en (Ah)
 E_c : Energie journalière consommée (Wh)
 N_j : Nombre de jour d'autonomie (J)
DOD : Décharge maximale de la batterie (%)
 N_{bt} : Nombre de batterie Totale
 C_b : Capacité de la batterie choisie (Ah)
 N_{bs} : Nombre des batteries série
 N_{bp} : Nombre des batteries parallèle
 V_b : Tension de la batterie choisie (V)
 $P_{régula}$: Puissance nominale du régulateur (W)
 $V_{entrérég}$: Tension maximale admissible du régulateur (V)
 $I_{entrérég}$: Courant d'entrée du régulateur (A)
 P_{ond} : Puissance fournie à l'onduleur (W)
 V_{ond} : Tension d'entrée d'onduleur (V)
 R : Résistance de câble (Ω)
 I : Courant Passant dans le câble (A)
 ΔU : Chute de tension (V)
 ρ : Résistivité du câble : 0.000016 - 0.000017 pour le cuivre
 L : Longueur des câbles (m)
 S : Section du câble (mm²)
 V_{opt} : Tension optimale du panneau PV (V)
 I_{opt} : Courant optimale du panneau PV (A)
 V_{oc} : Tension circuit ouvert de panneau PV (V)
 I_{cc} : Courant court-circuit du panneau PV (A)

De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir des énergies fossiles, la consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures, et aussi face aux multiples crises économiques et pétrolières, la science s'est tout naturellement intéressée aux ressources dites "renouvelables" qui constituent un secteur stratégique et occupent une place privilégiée dans les domaines de recherche et développement [1].

Par ailleurs aujourd'hui nous distinguons plusieurs sources d'énergies renouvelables : l'énergie Hydroélectrique, l'énergie géothermique, l'énergie de la biomasse, l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque (qui sera étudiée dans ce mémoire). L'avantage principal de ces énergies renouvelables est que leurs utilisations ne polluent pas l'atmosphère et elles ne produisent pas de gaz à effet de serre comme le dioxyde de carbone et les oxydes d'azote qui sont responsables du réchauffement de la terre [2].

L'énergie photovoltaïque est une possibilité de développement efficace et durable. C'est pour cela que les recherches scientifiques se développent dans le sens de généraliser, améliorer et optimiser l'exploitation des systèmes solaires. L'optimisation des systèmes solaires est basée sur des critères de dimensionnement et de maximisation de la puissance générée pour avoir un bon rendement [2].

Dans ce contexte, l'objectif de notre travail est de dimensionner un système PV résidentiel connecté au réseau électrique et muni d'une batterie de stockage. Cette étude vise à comparer le dimensionnement du système PV étudié fait par la méthode analytique par celui réalisé par le logiciel PVsyst. Pour se faire, ce mémoire est structuré en quatre chapitres :

Dans le premier chapitre, on a présenté des généralités sur l'énergie solaire et le rayonnement solaire, on a appris sur l'énergie photovoltaïque et ses usages, on a aussi parlé de la cellule solaire, de son fonctionnement et de ses différentes technologies.

Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté les différents éléments constituant une chaîne photovoltaïque (générateur PV, l'onduleur, régulateur...) et leur fonctionnement afin de connaître la technologie utilisée, et nous avons également expliqué les méthodes de raccordement du système PV au réseau.

Dans le troisième chapitre, nous nous sommes intéressés aux méthodes analytiques et classiques de dimensionnement d'un système PV en basant sur le système PV connecté au réseau. Ensuite, nous avons procédé au dimensionnement du système PV étudié par la

méthode du mois le plus défavorable afin de satisfaire le besoin en énergie de la maison à la région de Laghouat.

Dans le dernier chapitre, nous avons consacré notre étude à la simulation numérique en présentant le logiciel PVsyst que nous avons utilisé en choisissant la même maison situé à la région de Laghouat. Le dimensionnement du système PV par ce logiciel, nous a permet de maximiser la puissance générée par le champ PV et par conséquent le rendement du système PV est amélioré.

Enfin, ce travail est clôturé par une conclusion générale et quelques perspectives.

Chapitre I

Généralités sur l'Énergie Solaire Photovoltaïque

I.1. Introduction

Il existe différentes sources d'énergie renouvelables disponibles sur la planète dont les principales sont : l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la biomasse et la géothermie. Elles peuvent être converties, selon les besoins, en électricité ou en chaleur.

Dans le cadre de notre étude, nous nous sommes concentrés sur la production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque. Nous détaillons dans les paragraphes suivants les éléments ayant trait à cette ressource et sa transformation en énergie électrique.

I.2. L'énergie solaire

I.2.1. Définition

L'énergie solaire est produite par les réactions de fusion thermonucléaire d'hydrogène en hélium au sein du noyau du soleil, ce processus engendre un défaut de masse (Δm) qui se transforme en énergie (ΔE) selon la célèbre relation d'Einstein [3] :

$$\Delta E = \Delta m \times C^2 \quad (I.1)$$

C : Vitesse de la lumière dans le vide ($2.99792 \times 10^8 m/s$)

L'équation globale de cette fusion est donnée par :



Quatre protons fusionnent pour donner naissance à un noyau d'hélium avec émission de deux positrons e^+ , de deux neutrons ν_e et accompagnés d'une énergie égale à 26,7 MeV [4]. L'énergie solaire est actuellement exploitée selon deux techniques [5]:

- La conversion du rayonnement solaire en chaleur par des capteurs thermiques c'est le solaire thermique, il est utilisé dans les chauffe-eau solaires et les planchers thermiques.
- La conversion directe du rayonnement lumineux en électricité par des capteurs (cellule photovoltaïque) c'est le solaire photovoltaïque.

I.2.2. Rayonnement solaire

L'énergie émise par le soleil est sous forme d'ondes électromagnétiques dont l'ensemble forme le rayonnement solaire. En traversant l'atmosphère, le rayonnement va subir des transformations par absorption et par diffusion, on distingue pour cela [6].

➤ Rayonnement direct

Les rayons du soleil atteignent le sol sans subir de la modification (sans diffusion par l'atmosphère). Les rayons restent parallèles entre eux [6].

➤ Rayonnement diffus

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire rencontre des obstacles tels que les nuages, la poussière, etc. Ces obstacles ont pour effet de repartir un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux dans toutes les directions [6].

➤ Rayonnement réfléchi

C'est le résultat de la réflexion des rayons lumineux sur une surface réfléchissante par exemple :

la neige ; cette réflexion dépend de l'albédo (pouvoir réfléchissant) de la surface concernée.

Le rayonnement global est tout simplement la somme de ces diverses contributions comme le montre la figure suivante [6] :

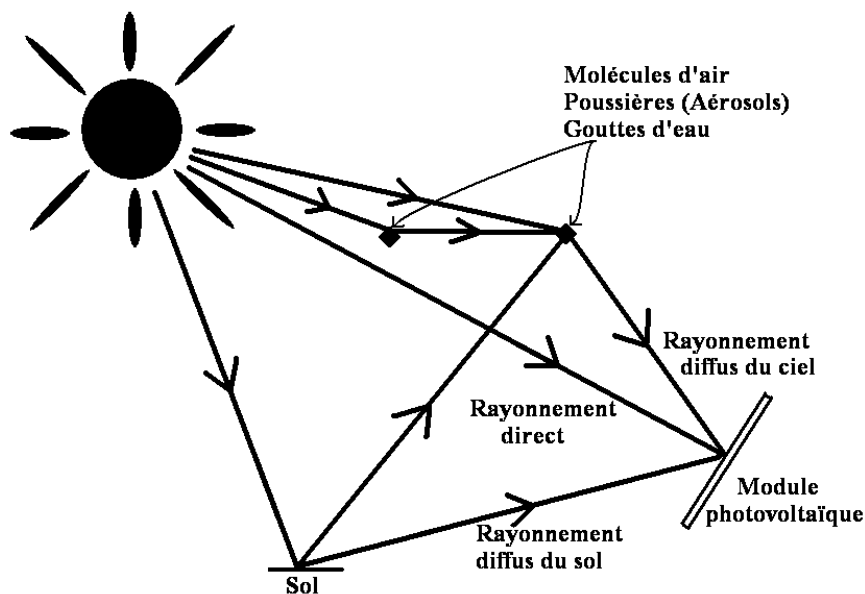


Figure I.1 : Rayonnement solaire

I.3. L'énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque est une technologie qui permet de convertir directement l'énergie du soleil en électricité. Les panneaux solaires photovoltaïques sont composés de cellules solaires qui sont capables de convertir la lumière du soleil en électricité grâce à l'effet photovoltaïque. Cette technologie est de plus en plus utilisée pour produire de l'électricité à partir d'une source d'énergie renouvelable, propre et inépuisable. La figure I.2 représente le développement de la capacité d'énergie solaire photovoltaïque installée dans le monde de 2006 à 2018.

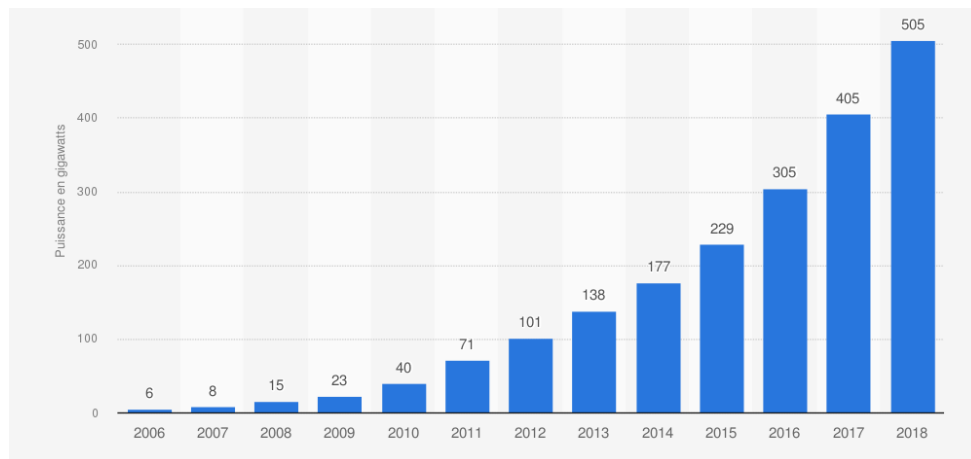


Figure I.2 : Evaluation de la capacité d'énergie solaire photovoltaïque installée dans le monde de 2006 à 2018 (en GW) (REN21; GEA; PVPS; IEA)

I.3.1. Historique du développement de l'énergie solaire photovoltaïque

Plusieurs décennies séparent les premières applications spécifiques du PV à la maturité technologique permettant un large accès à l'électricité.

I.3.2. Premières centrales isolées pour quelques applications bien spécifiques

L'effet photovoltaïque a été découvert en 1839 par le physicien français Antoine César Becquerel. Dès les années 60, les premiers panneaux solaires équipent les satellites. Puis à partir de 1970, la France est l'un des premiers pays à promouvoir les applications terrestres en sites isolés: pompage solaire au fil du soleil en Afrique, alimentation de systèmes de télécommunications, balisage aérien et maritime, entre autres [7].

La baisse des coûts et l'augmentation progressive du rendement des modules photovoltaïques ont permis de diversifier les applications, en particulier pour les besoins d'électrification rurale. Dans les années 1980, la France a réalisé de nombreuses installations photovoltaïques autonomes pour l'électrification d'habitations, notamment dans les départements et territoires d'outre-mer. Des refuges de montagne ont été équipés en photovoltaïque : les modules solaires du refuge des Evettes, après plus de trente-cinq ans d'utilisation dans des conditions difficiles, sont toujours en fonctionnement.

I.3.3. Développement du PV raccordé au réseau et compétitivité du kWh produit

Les années 1990 ont vu le développement du photovoltaïque raccordé au réseau, ce qui apparaissait, à l'époque, comme une aberration économique. Malgré tout, cette application s'est développée d'une manière exponentielle dans les pays du Nord, avec l'incitation financière des Etats pour développer cette filière très prometteuse, les résultats ont dépassé toutes les prévisions, puisqu'à présent dans certaines régions, le kWh d'origine photovoltaïque injecté

sur le réseau présente le coût actualisé le plus faible par rapport à toutes les autres sources d'énergie [7].

Historiquement, les systèmes autonomes étaient réservés, de par leur coût élevé, aux applications professionnelles pour lesquelles l'électricité était nécessaire et non substituable par d'autres sources (réseau, groupe électrogène). L'essor mondial des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau constaté depuis le début du XXI^e siècle a permis un changement d'échelle des filières de production et de diffusion des équipements, principalement les modules photovoltaïques et l'électronique de conversion associée. Le prix des modules photovoltaïques qui était de l'ordre de 29 € en 1980, est proche en 2016 du seuil symbolique de 0.5 €/Wc, soit une réduction de coût d'un facteur 50 (voir figure I.3). Par conséquent le marché des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides connaît depuis quelques années un net accroissement d'intérêt, bénéficiant de la baisse des coûts et de la démocratisation des équipements, renforcé par l'accroissement constant des préoccupations environnementales et la hausse inéluctable des prix des énergies fossiles [8].

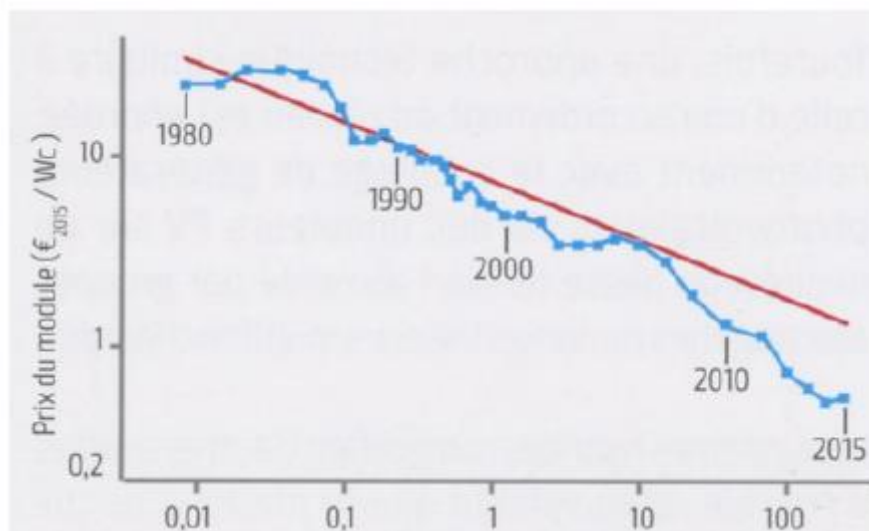


Figure I.3 : Baisse du coût des panneaux photovoltaïques en fonction de la production sur la période 1980 à 2015 (ISE)

I.3.4. Maturité technologique du photovoltaïque permettant l'accès à l'énergie

Aujourd'hui, les systèmes photovoltaïques autonomes ou hybrides atteignent une phase de maturité technique et financière leur permettant d'être considérés comme compétitifs au regard d'une production par groupe électrogène, voire d'un raccordement au réseau public de distribution dans certains cas. Il ne s'agit plus uniquement d'avoir recours à la technologie photovoltaïque par défaut, mais de considérer la production d'électricité solaire autonome comme une source économiquement viable et techniquement pérenne.

Le photovoltaïque est en mesure d'apporter une réponse à plusieurs défis [9]:

- La lutte contre la pauvreté.
- La lutte contre le changement climatique.
- L'amélioration des conditions de vie des populations non électrifiées.
- La contribution à la transition énergétique dans les pays du Sud.

On peut distinguer deux grandes applications du photovoltaïque selon que le système est raccordé au réseau public de distribution ou non. Les systèmes hybrides comportant d'autres sources d'énergie renouvelable que le photovoltaïque (éolien, microhydraulique...) ne sont pas abordés, bien que la démarche de conception soit semblable.

I.4. L'utilisation de l'énergie photovoltaïque

I.4.1. Centrales électriques

En 2009 les principaux parcs solaires produisent aux alentours de 60 MW. Par contre cela nécessite de très grands espaces et un très grand nombre de panneaux photovoltaïques qui captent le rayonnement solaire et le transforment en électricité [7].

I.4.2. Pour les bâtiments

L'installation d'un système photovoltaïque se fait facilement pour les bâtiments. Le système peut être sur loin ou à proximité du bâtiment. C'est un système attractif pour les particuliers désireux d'être autonomes énergétiquement ou isolés par rapport au réseau standard. La plupart du temps les panneaux sont directement montés sur le toit. Certains sont positionnés à proximité des constructions. De plus en plus, les bâtiments modernes ont des panneaux directement intégrés dans leurs structures.

I.4.3. Pour les dispositifs autonomes

On cite quelques exemples d'applications utilisant l'énergie photovoltaïque : Les pompes à eau, les téléphones d'urgences, les parcomètres ...

I.4.4. Pour les satellites

Les études de conception de grandes installations solaires sur des satellites ont été menées depuis des décennies. L'idée a été proposée par Peter Glaser, Puis D.Little Inc. La NASA a mené une longue série d'études techniques et de faisabilité économique dans les années 1970 et a ravivé l'intérêt dans les premières années du XXI siècle. D'un de vue économique, la question clé pour ces satellites semble être le cout de lancement.

I.5. Cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est assimilable à une diode photo-sensible, son fonctionnement est basé sur les propriétés des matériaux semi-conducteurs. La cellule photovoltaïque permet la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Son principe de fonctionnement repose sur l'effet photovoltaïque (Bequerelle 1938). Une cellule est constituée de deux couches minces d'un semi-conducteur. Ces deux couches sont dopées différemment.

Pour la couche (*N*), c'est un apport d'électrons périphériques et pour la couche (*P*) c'est un déficit d'électrons. Les deux couches présentent ainsi une différence de potentiel. L'énergie des photons lumineux captés par les électrons périphériques (couche *N*), leur permet de franchir la barrière de potentiel et d'engendrer un courant électrique continu. Pour effectuer la collecte de ce courant, des électrodes sont déposées par sérigraphie sur les deux couches du semi-conducteur comme le montre la figure I.4. L'électrode supérieure est une grille permettant le passage des rayons lumineux. Une couche anti reflet est ensuite déposée sur cette électrode afin d'accroître la quantité de lumière absorbée [8].

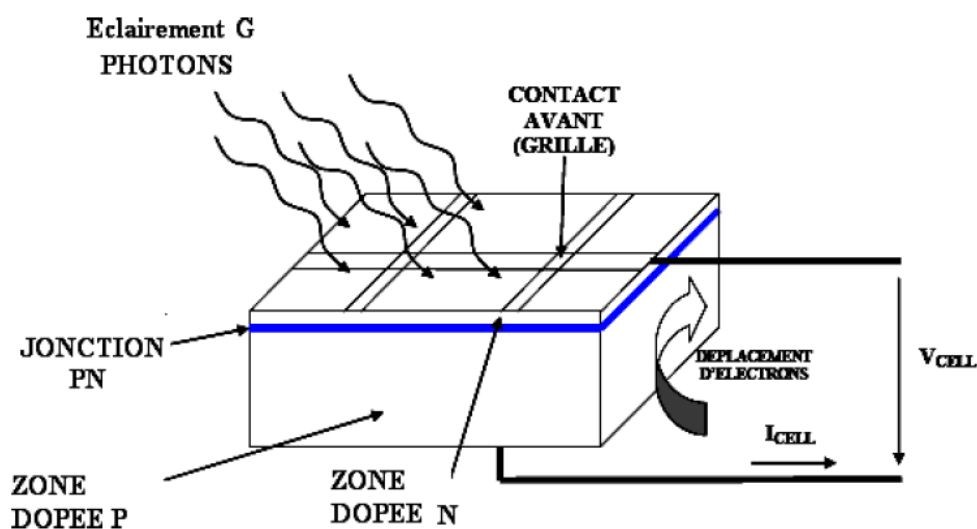


Figure I.4: Schéma d'une cellule élémentaire

I.5.1.Principe de fonctionnement de cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque fonctionne grâce au rayonnement solaire. Pour générer de l'électricité, elle fait appel à l'effet photovoltaïque qui est obtenu à la suite du choc des photons issus de la lumière solaire sur un matériau semi-conducteur. Ce dernier transmet l'énergie des photons aux électrons qui vont alors créer la tension électrique. Voici le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [8].

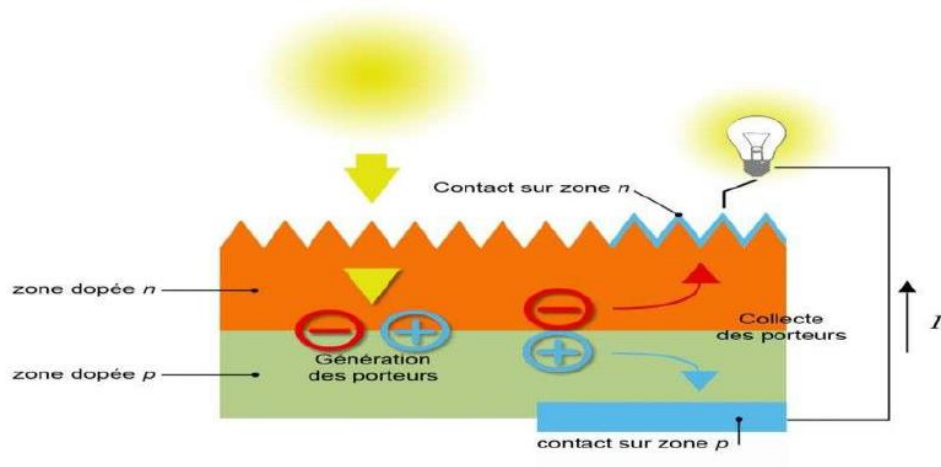


Figure I.5 : Création d'un courant électrique dans une cellule PV

I.5.2. Matériaux de cellules PV



Figure I.6: Les étapes les plus importantes de la fabrication de la cellule PV

Généralement on distingue des cellules photovoltaïques en fonction des développements technologiques.



Figure I.7: formes des cellules solaires

I.5.3. Différentes technologies des cellules PV

Les principales technologies industrialisées en quantité à ce jour sont :

- Les cellules à base de silicium cristallin,
- Les cellules à base de couches minces.

I.5.3.1. Cellules à base de silicium cristallin

Le silicium cristallin domine le marché à plus de 80%. La fin de cette technologie gourmande en matière première est annoncée depuis de nombreuses années mais les progrès technologiques réalisés par cette filière au cours des 10 dernières années lui ont permis de garder sa place prédominante sur le marché.

Cette filière, de part de son très fort développement actuel, semble partie pour garder cette place encore quelques années.

Elle comporte deux technologies : les cellules monocristallines et les cellules polycristallines [9].

a. Cellules monocristallines

Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau. Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal.

Un wafer (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium. Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche antireflet, pose des collecteurs) [10], le wafer devient cellule d'épaisseur [200-300 μm], son rendement est compris entre 15 et 18% [11].

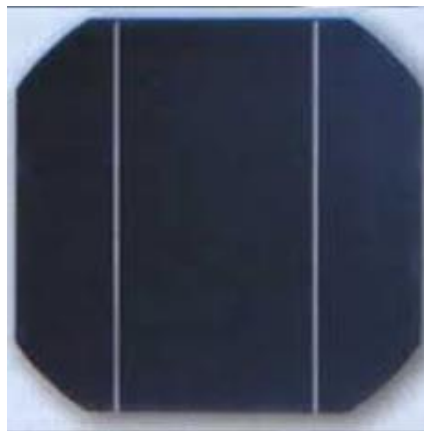


Figure I.8 : Cellule monocristalline

b. Cellules poly-cristallines

Est devenue aujourd'hui la technologie la plus utilisée. Elle représente près de 50% du marché [11].

Le wafer est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé a créé une structure poly-cristalline, leur épaisseur est comprise entre [200-300 μm]. Son rendement faible sous un faible éclairement, il est compris entre 11 et 15%) selon les fabricants [11].



Figure I.9 : Cellule poly-cristalline

I.5.3.2. Cellules à base de couches minces

La technologie (couche mince) désigne des types des cellules (ou modules) obtenu par diffusion d'une couche mince de silicium amorphe sur un substrat (verre) [9]. Les cellules en couches minces de silicium ont une ou plusieurs jonctions (silicium amorphe hydrogéné (a-Si:H) + alliages de aSi:H et/ou silicium cristallin (c-Si)). Leur faible épaisseur (quelques μm [0.5-2 μm]), Les meilleurs rendements sont de l'ordre de 14 % pour les cellules et entre 5 % et 10% pour les modules. La technologie couche minces est la seconde technologie en termes de vente avec 5 % environ du marché [12].

I.5.4. Avantages et les inconvénients de chaque cellule

➤ Cellule photovoltaïque en silicium monocristallin

Cette cellule photovoltaïque offre un rendement d'environ 25 %, l'un des meilleurs sur le marché. La durée de vie des panneaux solaires composés de cellules en silicium monocristallin avoisine les 30 ans, ce qui est très rentable, malgré le coût élevé à l'achat. L'inconvénient de ce type de cellule solaire est qu'elle offre un rendement très faible lorsqu'il n'y a pas assez de soleil. Elle convient donc mieux aux régions les plus ensoleillées.

➤ Cellule photovoltaïque en silicium poly-cristallin

La fabrication de ce type de cellule photovoltaïque est plus simple que la version en silicium monocristallin. Son coût est donc moindre. Côté rendement du panneau solaire, on peut espérer entre 10 et 15 %, ce qui est nettement inférieur aux cellules monocristallines. Elle a cependant l'avantage de pouvoir être utilisée par temps nuageux, ceci grâce à sa flexibilité d'irradiation.

➤ Cellule au silicium amorphe

Cette cellule solaire présente de nombreux avantages. Elle est tout d'abord peu chère à fabriquer. Elle peut aussi être intégrée sur tout type de support, flexible ou rigide.

Un autre point positif est qu'elle capte les rayons solaires même par temps nuageux. Son principal inconvénient est qu'elle offre un faible rendement, environ 7 % au maximum. Pour être rentable, il faut donc que la surface du panneau solaire soit conséquente. De même, ses performances diminuent dans le temps. [12]

I.6. Module photovoltaïque

Un module solaire photovoltaïque (ou panneau solaire photovoltaïque) est un générateur électrique de courant continu constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement, qui sert de module de base pour les installations photovoltaïques et notamment les centrales solaires photovoltaïques.



Figure I.10 : Module Photovoltaïque

I.6.1. Constitution d'un module photovoltaïque

Un module solaire PV est composé généralement des éléments suivants [13]:

- ✓ Cadre en aluminium.
- ✓ Joint pour fixer le module.
- ✓ Verre : pour la protection du module.
- ✓ Couche de l'EVA (EVA : éthylène-acétate de vinyle):pour résister aux intempéries et à l'humidité.
- ✓ Cellules photovoltaïques.
- ✓ Feuille de Tedlar blanc : pour plus de résistance mécanique des grands modules

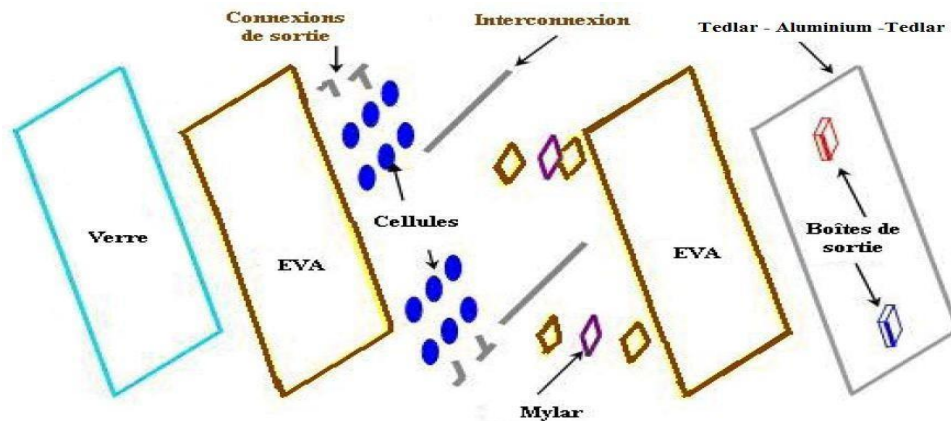


Figure I.11: Composition du module photovoltaïque

I.6.2. Association en série et en parallèle des modules PV

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle pour construire le champ photovoltaïque afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation. Toutefois, il est important de prendre quelques précautions car l'existence de cellules moins efficaces ou l'occlusion d'une ou plusieurs cellules (dus à de l'ombrage, de la poussière,...etc.) peuvent endommager les cellules de façon permanente [14].

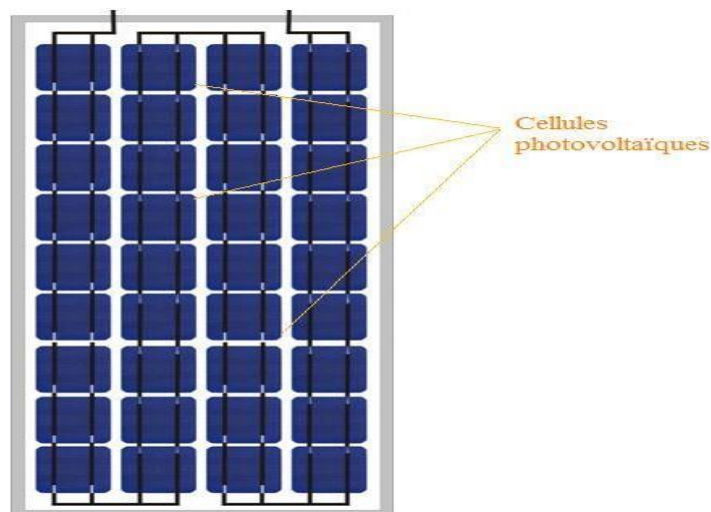


Figure I.12 : Association en série et en parallèle des modules PV

I.6.3. Regroupement des cellules

Sous des conditions d'ensoleillement standard (1000 W/m^2 , 25°C , AM 1,5), une cellule en silicium de 150 cm^2 peut délivrer une puissance maximale d'environ $2,3 \text{ Wc}$ sous une tension de $0,5 \text{ V}$. En conséquence, une cellule photovoltaïque élémentaire ne peut fournir qu'une faible puissance, insuffisante pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Par conséquent, les générateurs PV sont construits en associant en série et/ou en parallèle un grand nombre de cellules élémentaires pour obtenir la puissance requise [15].

I.6.3.1. Regroupement en série

Une association de (N_s) cellule en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement série est obtenues par addition des tensions élémentaires de chaque cellule. L'équation résume les caractéristiques électriques d'une association série de (N_s) cellules [15].

$$V_{coNs} = N_s \times V_{co} \quad (I.3)$$

$$I_{ccNs} = I_{cc} \quad (I.4)$$

V_{coNs} : la somme des tensions en circuit ouvert de N_s cellules en série.

I_{ccNs} : courant de court-circuit de N_s cellules en série.

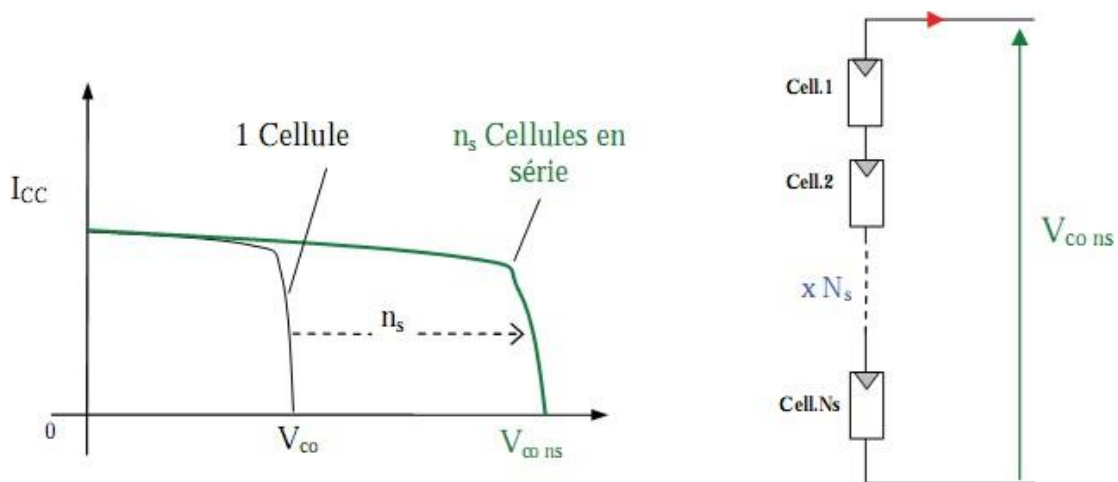


Figure I.13 : Caractéristique d'un groupement de n cellules identiques en série.

I.6.3.2. Regroupement en parallèle

Il est possible d'augmenter le courant de sortie d'un générateur photovoltaïque en associant en parallèle (N_p) cellules. Lorsqu'un groupe de cellules identiques est connecté en parallèle, toutes les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue en additionnant les courants de chaque cellule [15].

$$\text{Avec : } I_{ccNp} = I_{cc} \times N_p \quad (I.5)$$

$$V_{co} = V_{coNp} \quad (I.6)$$

I_{ccNp} : la somme des courants de court-circuit de (N_p) cellules en parallèle.

V_{coNp} : tension du circuit ouvert de (N_p) cellules en parallèle.

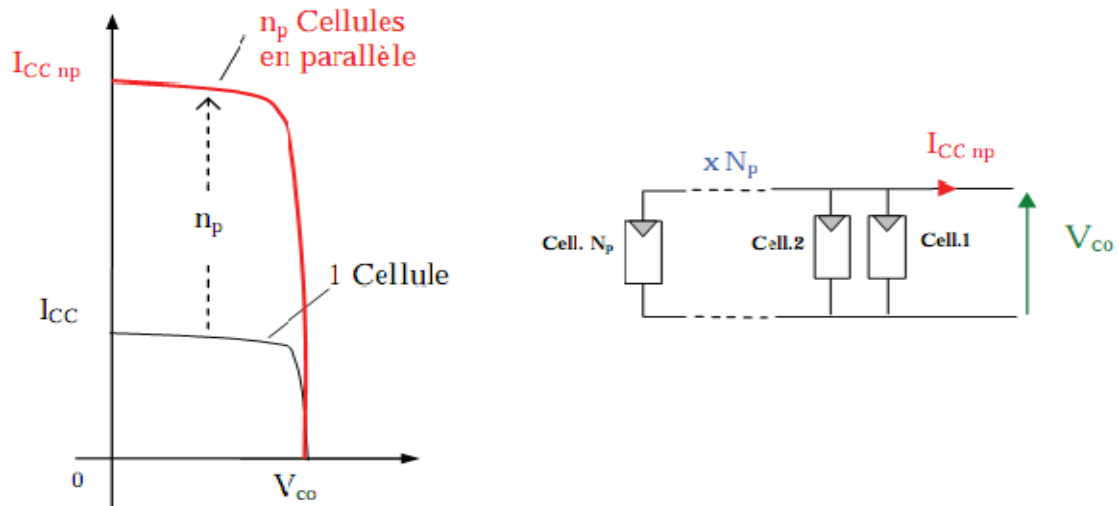


Figure I.14: Caractéristique d'un groupement de n cellules identiques en parallèle.

I.6.3.3. Regroupement série-parallèle

L'association en série des photopiles permet généralement d'obtenir une tension élevée, égale à la somme des tensions individuelles, tandis que le courant reste égal à celui d'une seule cellule. En revanche, l'association en parallèle permet d'augmenter le courant de sortie du générateur. La caractéristique d'un groupement de deux modules solaires en série est représentée ci-dessous, mais cette configuration peut être généralisée sur une gamme de N_s modules solaires.

Pour obtenir des puissances de plusieurs kilowatts sous une tension appropriée, il est nécessaire de connecter les modules en panneaux et de les assembler en rangées de panneaux connectés en série et en parallèle pour former un générateur photovoltaïque [15].

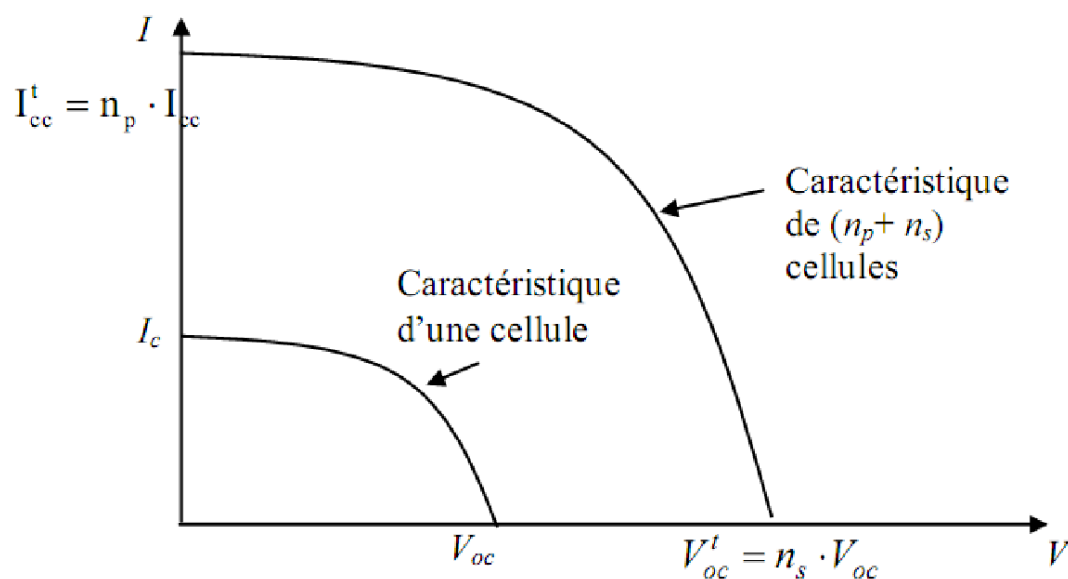


Figure I.15 : Caractéristique résultante d'un groupement hybride de cellules identiques.

I.6.4. Protection du module PV

Une installation photovoltaïque est destinée à produire de l'énergie électrique pendant des années. Il est donc indispensable d'ajouter des protections électriques aux modules pour éviter des pannes destructrices liées à l'association en série et en parallèle des cellules. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés [16].

I.6.4.1. Diode anti-retour

Empêche la circulation d'un courant négatif dans les GPV lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle. Cette diode est indispensable lorsque la charge est une batterie pour qu'elle ne débite pas sur le module PV pendant la nuit.

I.6.4.2. Diodes by-pass

Servent à isoler un ensemble de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène pour éviter l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées.

La figure I.16 montre l'architecture d'un panneau photovoltaïque avec les diodes de protection, et la mise en évidence du courant de circulation dans le cas de la défaillance d'une cellule.

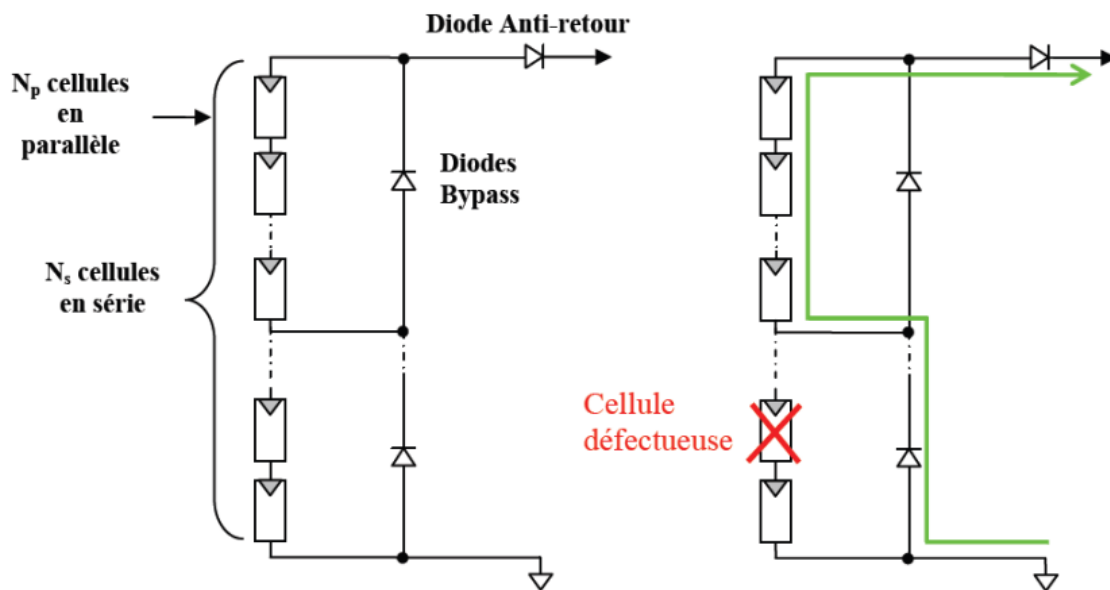


Figure I.16 : Protection des modules Photovoltaïques

I.6.5. Différents défauts des systèmes photovoltaïques

Comme tous les systèmes d'alimentation électrique, il existe de nombreux défauts qui doivent être corrigés. En ce qui concerne les systèmes d'énergie photovoltaïque, il existe cinq types de défauts:

- ✓ Défauts de Mismatch et d'ombrage
- ✓ Défauts de la diode de by-pass

- ✓ Défauts de module
- ✓ Défauts de connectique
- ✓ Défauts de la diode anti-retour

I.6.5.1. Défaut de mismatch et d'ombrage

Bien que l'intérêt soit croissant dans la recherche pour améliorer les performances des systèmes PV, il y a peu de travaux effectués jusqu'à présent sur la détection des pannes de systèmes photovoltaïques. L'ombrage est parmi les causes des pannes au niveau des modules PV. En effet, l'ombrage de la surface de la cellule se fait par des infrastructures ou à cause du relief naturel (un fil électrique, cheminées, des arbres ou à d'autres parties de construction) [17]. Le module peut devenir polarisé en inverse, fonctionnant comme charge au lieu de générateur. Cela produit la réduction de la puissance de sortie et des points chauds (hot spot). Ce hot spot provoque l'apparition d'un circuit ouvert et risque de détruire ce module. Le défaut d'ombrage est un cas particulier du défaut de mismatch car sa présence conduit à une réduction de l'ensoleillement reçu par des cellules [18]

I.6.5.2. Défaut de diodes de By-pass

Dans son bon état, la diode By-pass est passante quand la somme des tensions des cellules qu'elle protège est négative et elle est bloquée dans le cas contraire. Dans son état défaillant, ce rôle de protection n'est plus assuré. Les défauts électriques associés à cette diode sont : diode court-circuitée, diode déconnectée et diode inversée. En plus de ces défauts électriques, cette diode pourrait être éventuellement claquée en cours de fonctionnement et se comporter comme une impédance d'une valeur quelconque. La Figure suivante montre le schéma d'un groupe de cellules dans lequel la diode de By-pass est remplacée par un élément qui peut, à chaque fois, prendre un des états défaillants de la diode : court-circuit, circuit ouvert, impédance quelconque et diode inversée [18].

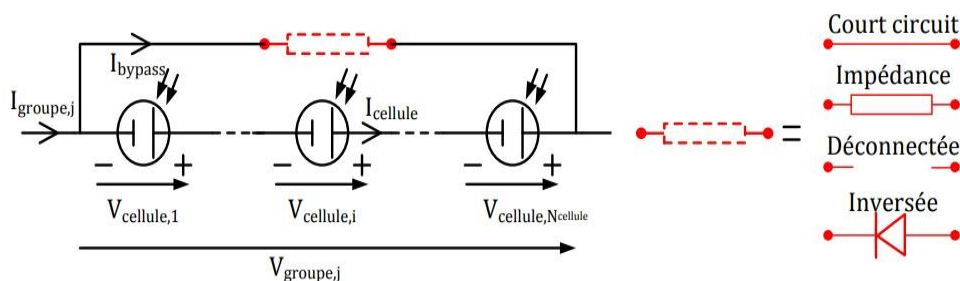


Figure I. 17 : Schéma équivalent du défaut de diodes de by-pass

I.6.5.3. Défaut de module

Le défaut de module se réfère à tous les défauts électriques associés à la connexion d'un module dans un string PV. Ces défauts électriques sont : module court-circuit, module connecté en parallèle avec une impédance et inversion de la polarité du module. La Figure suivante montre le schéma d'un module avec l'élément qui représente, à chaque fois, un des états défaillants de la connexion du module [18].

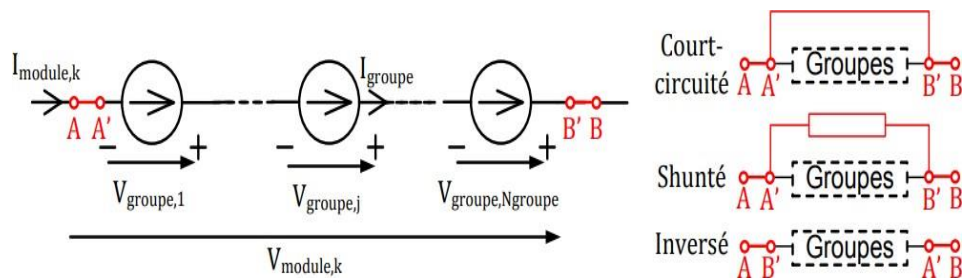


Figure I. 18 : Schéma équivalent du défaut de diodes de module

I.6.5.4. Défaut de connectique

Le défaut de connectique est lié au problème de l'augmentation de la résistance de connectique entre deux modules PV (voir figure I.19). En fonctionnement normal, cette résistance de connectique est quasi nulle. La valeur de cette résistance peut être augmentée dans plusieurs cas anormaux (corrosion de la connectique, vis mal serrée etc). Dans le cas extrême, une résistance infinie peut être utilisée pour représenter un module qui est déconnecté du string PV [18].

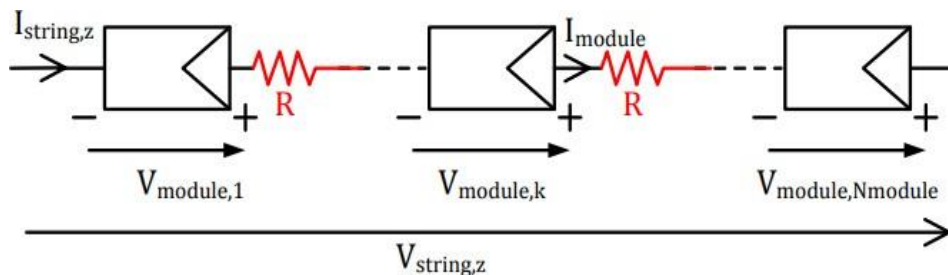


Figure I. 19 : Schéma équivalent du défaut de diodes de connectique

I.6.5.5. Défaut de diode anti-retour

De la même manière que pour la diode de by-pass, 4 types de défauts peuvent être envisagés pour la diode anti-retour : court-circuit, impédance quelconque, circuit ouvert et inversée. La Figure I.20 illustre le schéma d'un champ PV dans lequel la diode anti-retour est remplacée par un élément qui peut, à chaque fois, représenter un des états défaillants de la diode.

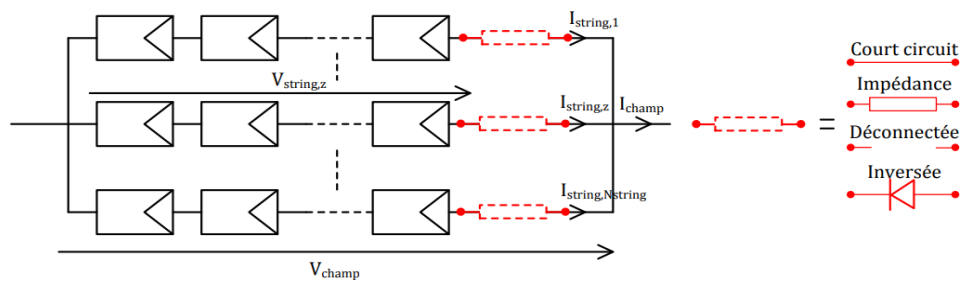


Figure I. 20 : Schéma équivalent du défaut de diodes d'anti-retour

I.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons défini d'une manière générale l'énergie solaire et le rayonnement. Ensuite, nous avons concentré sur l'énergie solaire photovoltaïque, où nous avons discuté en détail les cellules photovoltaïques, leurs avantages et leurs inconvénients, comment former un panneau solaire, les problèmes qui peuvent l'affecter et comment le protéger.

Chapitre II

Composants d'un Système PV Connecté au Réseau

II.1. Introduction

Un système PV couplée au réseau électrique est composé principalement de l'ensemble des éléments suivants : un champ PV, un système de conditionnement de puissance (un hacheur et/ou un onduleur), un filtre et un transformateur. L'énergie produite par le champ PV traverse ces éléments et se termine au point du jeu de bars alternatif.

Dans ce chapitre, nous nous intéressons à l'étude des composants de ce système PV et le principe de fonctionnement de chaque élément, et connaître en profondeur toutes les différentes technologies et leurs différentes utilisations.

II.2. Champ PV

Le champ photovoltaïque représente l'unité de production DC du système PV. Cet élément est composé de panneaux solaires photovoltaïques qui sont assemblés en modules pour former un ensemble capable de produire de l'électricité en courant continu. Il peut alimenter des équipements électriques ou être connecté au réseau électrique [17].



Figure II. 1 : Champ photovoltaïque

II.3. Construction d'un champ PV

II.3.1. Assemblage des modules photovoltaïques

Les panneaux solaires dans le champ photoélectrique sont du même type et de même taille et ont les mêmes propriétés électriques. Et n'oubliez pas que tous les panneaux ont la même direction et le même angle d'inclinaison. Tout cela augmente l'efficacité et la qualité du champ PV

II.3.2. Supports de ces modules

Les modules photovoltaïques sont assemblés sur un support généralement métallique comme l'illustre la figure II.2. Cette charpente est réalisée le plus souvent en aluminium ou en acier galvanisé.

Ce choix de matériau est justifié par des contraintes telles que [12]:

- ✓ Résistance mécanique (vent)
- ✓ Tenue à la corrosion
- ✓ Conductivité thermique
- ✓ Facilité d'assemblage
- ✓ Poids, etc.



Figure II.2: Montage des supports des modules

II.3.3. L'ensemble des liaisons électriques entre les modules

Lors de la liaison entre deux modules en série, nous utilisons un connecteur simple, soit lors de la liaison entre les panneaux, on utilise le connecteur multi branches.

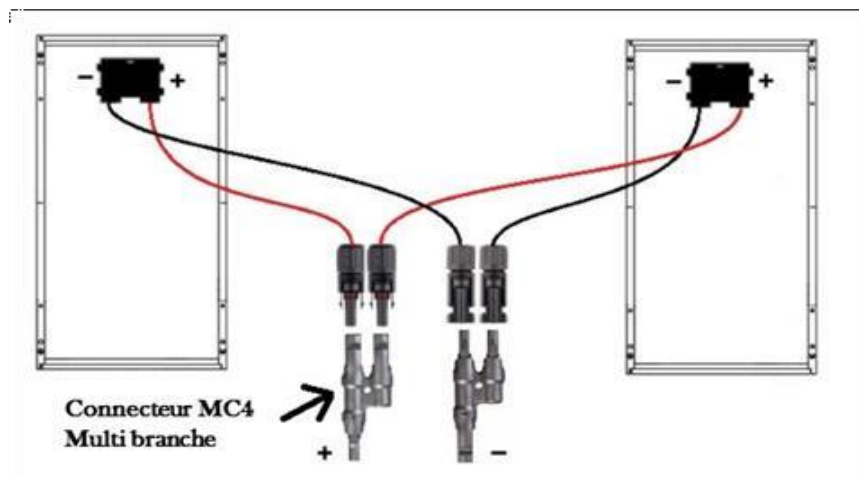


Figure II.3 : Connectivité entre les modules

II.4. Position et orientation du champ PV

La direction optimale pour le panneau solaire est en fait le sud, donc le soleil sera à sa hauteur (la position la plus élevée dans le ciel) au milieu de la journée en raison de la rotation de

la Terre et de la façon dont nous tournons autour du soleil. Dans cet exemple, l'angle 30° représente la latitude du lieu.

INCLINAISON ORIENTATION	0°	30°	60°	90°
EST	93%	90%	78%	55%
SUD - EST	93%	96%	88%	66%
SUD	93%	100%	91%	68%
SUD - OUEST	93%	90%	88%	66%
OUEST	93%	90%	78%	55%

Figure II.4 : Angle et orientation des panneaux

II.5. Système de régulation

II.5.1. Régulateur

Le régulateur de charge principalement sert avant tout à contrôler l'état de la batterie. Il existe plusieurs valeurs limites correspondant chacune à un type de protection différent : surcharge, décharge profonde, température de fonctionnement, court-circuit, etc. Les nouvelles générations de régulateurs, quant à eux, sont de plus en plus perfectionnées et proposent des fonctionnalités plus nombreuses et de plus en plus évoluées [19].

II.5.2. Caractéristiques de régulateur

Il existe de nombreux régulateurs de charge disponible sur le marché qui ont des caractéristiques différentes [19]:

- ✓ **L'affichage de l'état de charge de la batterie** : certains régulateurs ne fournissent pas cette information, d'autres la fournissent sur un écran digital.
- ✓ **Compensation thermique** : elle permet d'affiner les seuils de travail du régulateur de charge et améliore la durée de vie de la batterie.
- ✓ **Seuils de coupures ajustables** : sur certains régulateurs, les seuils de coupure sont réglables soit par des petits interrupteurs (dip-switch), soit par des potentiomètres, soit par un réglage avec l'afficheur LC Dou à l'aide d'une commande à distance.
- ✓ **Data logging**: certains régulateurs de charge enregistrent les données du système. Ces données sont ensuite lisible sur le régulateur ou sur ordinateur ; cela permet de visualiser une erreur ou alarme sur le système solaire.

II.5.3. Principe de fonctionnement de régulateur

Le champ solaire est connecté à l'entrée du régulateur et la batterie à sa sortie. Lorsque la

tension batterie est inférieure à la tension de régulation, le régulateur fait fonctionner le générateur photovoltaïque à puissance maximale P_{mpp} et transfère cette puissance à la sortie.

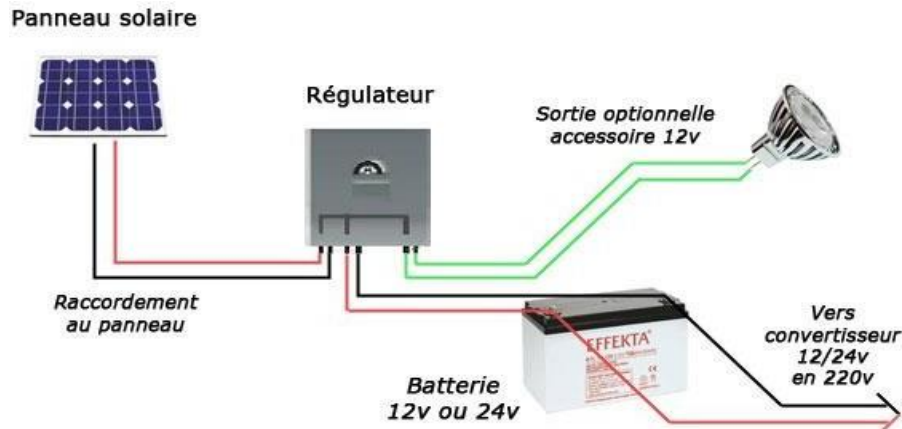


Figure II.5 : Schéma de position de régulateur

II.5.4. Types de régulateur

II.5.4.1. Type de régulateur MPPT

Ce régulateur est actuellement la meilleure solution. Il contient un microprocesseur et un convertisseur statique qui permet de tirer toute l'énergie du module photovoltaïque malgré les variations de production de ces générateurs. L'idée est d'introduire un étage intermédiaire entre le module PV et la batterie qui sera constitué par le convertisseur DC-DC.

Le fonctionnement est le suivant :

- ✓ Les régulateurs MPPT traquent la tension V_{mp} des modules.

Ils balaient une plage de tension en entrée pour déterminer constamment à quel point se trouve la puissance maximale délivrée par les modules.

Le régulateur MPPT prélève la puissance à cette tension V_{mp} et la renvoie vers les batteries sous une tension plus basse, ce qui a pour effet d'augmenter le courant de charge.

La puissance est égale au produit de la tension et du courant, ainsi, si la tension est réduite, le courant augmente nécessairement pour maintenir le ratio entrée/sortie égal.

- ✓ Pour un rendement de 100% : Puissance d'Entrée = Puissance de Sortie [19].

Une fois la tension de la batterie arrive à sa tension maximale, le système Switch vers une commande à tension constante, et à un courant décharge décroissant jusqu'à arriver à la pleine charge.



Figure II.6 : Type de régulateur MPPT (blue solar charger MPPT 75 | 15)

II.5.4.2 Type de régulateur PWM

Certains régulateurs réalisent une commande PWM, le rapport cyclique variant selon l'énergie à fournir à la batterie afin de réaliser une charge à tension constante. Celui-ci est un peu plus subtil que le « tout ou rien » : Les régulateurs solaires traditionnels intégrant la technologie PWM relient les panneaux solaires au banc de batteries. Dans cette utilisation directe, la tension de sortie des panneaux est réduite à la tension nominale des batteries.



Figure II.7 : Type de régulateur PWM

II.6. Onduleurs

Les convertisseurs sont des dispositifs qui ont pour fonction de modifier la tension continue fournie par les panneaux solaires ou les batteries afin de l'adapter aux besoins de récepteurs fonctionnant avec une tension continue différente ou une tension alternative [18]. Ces convertisseurs sont couramment utilisés dans les nouvelles sources d'énergie décentralisées reliées au réseau électrique. L'une des fonctions importantes de l'onduleur réseau est donc de rechercher le MPPT (Maximum Power Point Tracking), en ajustant en permanence l'impédance d'entrée afin d'optimiser le produit $P = U \cdot I$ à chaque instant sur la caractéristique du champ PV [18]. Ensuite, l'onduleur doit générer une ou trois tensions sinusoïdales correspondant aux normes du réseau électrique.

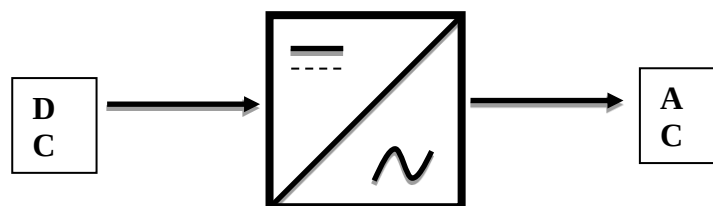


Figure II.8 : Symbole d'onduleur

Les onduleurs intègrent de base plusieurs sécurités :

- Protection contre la surcharge
- Protection contre le court-circuit
- Protection en température
- Protection contre une tension trop élevée ou trop faible (paramétrable le plus souvent)

II.6.1. Principe de fonctionnement

La création d'une sinusoïde à partir d'une tension continue s'obtient grâce à des impulsions de tension de largeur bien déterminée, cette PWM (Pulse width Modulation).

En pratique, l'onduleur est composé d'un ensemble de composants actifs (interrupteurs électroniques). L'onduleur doit tolérer une large plage de tension en entrée (-10% à +30%) à cause des variations de tension nominale de la batterie selon les différentes conditions de fonctionnement.



Figure II.9 : Schéma d'onduleur (MultiPlus24V)

II.6.2. Types d'onduleurs

Deux types d'onduleurs sont donc utilisés pour assurer une telle conversion [20] :

- **Onduleur monophasé;**
- **Onduleur triphasé ;**

II.6.2.1. Onduleur monophasé

Un onduleur monophasé est un convertisseur électronique qui permet de transformer une tension continue en une tension alternative monophasée. Il est utilisé pour alimenter des équipements fonctionnant en courant alternatif (AC) à partir d'une source de tension continue (DC), telle qu'un panneau solaire ou une batterie. Les onduleurs monophasés sont couramment utilisés pour les applications domestiques et industrielles de petite puissance, généralement

inférieures à quelques kilowatts. Deux classes d'onduleurs monophasés sont à distinguer, suivant leur topologie.

➤ Onduleur monophasé en demi-pont

Un onduleur monophasé en demi-pont est un type d'onduleur utilisé pour convertir une tension continue en une tension alternative sinusoïdale d'une phase. Il est constitué de deux interrupteurs électroniques (généralement des transistors ou des IGBT) qui alternativement connectent la charge à la source positive et à la source négative de tension continue.

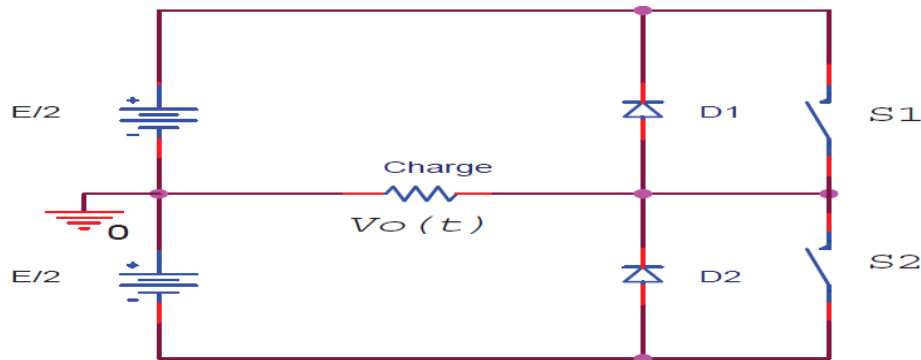


Figure II.10 : Schéma de principe d'un onduleur monophasé en demi-pont.

Cet onduleur est appelé "demi-pont" car il ne dispose que d'une seule branche pour générer la tension alternative. Le cœur de cet onduleur est constitué de deux interrupteurs de puissance notés S_1 et S_2 , qui sont commandés de manière complémentaire. Chaque interrupteur reste conducteur pendant la durée d'un demi-cycle (soit 180°) de la fréquence du signal de sortie souhaité [20]. Lorsque l'interrupteur S_1 est fermé, la tension aux bornes de la charge est de $-E/2$, et elle prend la valeur de $+E/2$ lorsque le second interrupteur, S_2 , est fermé. Les deux interrupteurs ne peuvent pas conduire simultanément en raison des caractéristiques différentes des imperfections de ces interrupteurs de puissance (temps de montée t_r , temps de descente t_f et temps de stockage t_s), et une commande adéquate est donc élaborée pour éviter cette situation. Les diodes D_1 et D_2 , également appelées diodes de récupération, permettent la conduction d'un courant négatif en cas de déphasage de ce dernier par rapport à la tension aux bornes de la charge.

➤ Onduleur monophasé en pont (Pont H) :

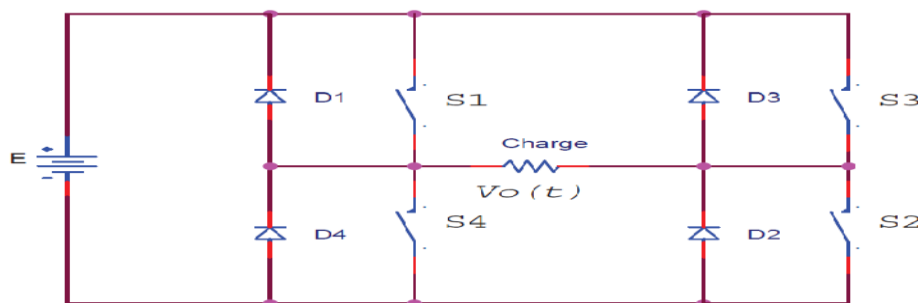


Figure II.11 : Schéma de principe d'un onduleur monophasé en Pont

Un onduleur monophasé en pont (ou Pont H) est un type d'onduleur qui utilise quatre interrupteurs de puissance pour produire une tension alternative à partir d'une tension continue d'entrée. Les interrupteurs, notés S_1 , S_2 , S_3 et S_4 , sont disposés en deux paires de commutation diagonalement opposées. Lorsque les interrupteurs S_1 et S_2 sont fermés simultanément, la tension imposée aux bornes de la charge prend la valeur positive $+E$, et lors de la fermeture simultanée des deux autres interrupteurs S_3 et S_4 , elle prend la valeur négative $-E$.

Deux interrupteurs du même bras ne peuvent pas conduire simultanément, sous peine de court-circuiter la source de tension continue.

L'onduleur en pont est utilisé dans de nombreuses applications telles que les moteurs électriques, les systèmes d'alimentation sans interruption, les éoliennes et les systèmes photovoltaïques. Il peut également être utilisé comme un convertisseur continu-continu pour augmenter ou diminuer la tension continue d'entrée. [20]

II.6.2.2. Onduleur triphasé

Ce type d'onduleur est souvent préféré pour les applications nécessitant une grande puissance. Sa structure consiste en trois onduleurs monophasés en demi-pont (ou en pont) connectés en parallèle, ce qui produit trois tensions de sortie déphasées de 120° l'une par rapport à l'autre.

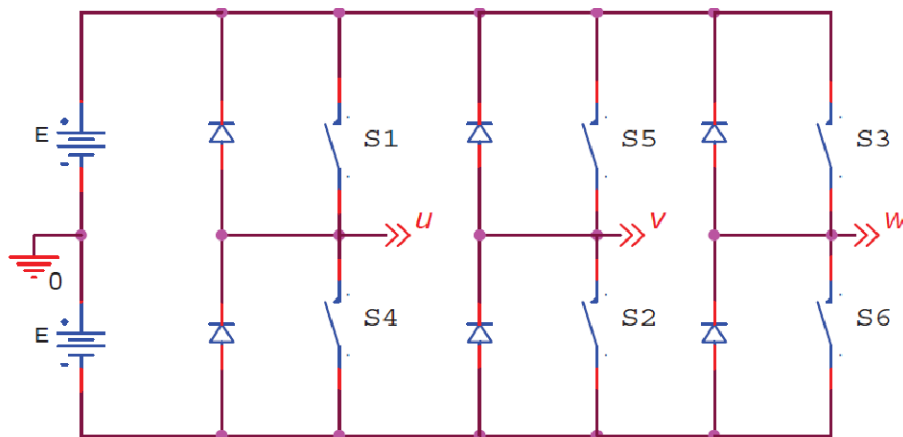


Figure II.12 : Schéma de principe d'un onduleur triphasé en Pont.

Les onduleurs triphasés sont composés de trois bras, chacun comportant deux interrupteurs. Les interrupteurs choisis constituent une cellule de commutation, dont le fonctionnement doit être complémentaire pour éviter le court-circuit de la source continue.

Les interrupteurs doivent être bidirectionnels en courant et peuvent être constitués soit d'un thyristor et d'une diode en antiparallèle, soit d'un transistor avec une diode en antiparallèle [20].

II.6.3. Topologies des systèmes PV raccordés au réseau :

Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau ont un rôle important dans la production d'électricité décentralisée. Selon la connexion des modules photovoltaïques avec la chaîne de conditionnement d'énergie, nous pouvons distinguer cinq topologies des systèmes raccordés au réseau à savoir: la topologie centralisée, la topologie centralisée maître-esclave, la topologie multi-chaîne (multi-string), la topologie en chaîne et la topologie modulaire.

II.6.3.1.Topologie centralisée

Cette topologie est généralement utilisée pour les grandes stations de production d'électricité photovoltaïque avec des puissances de sortie allant de 10 kWc jusqu'à plusieurs mégawatts crête. Dans cette topologie, un seul onduleur est connecté à un réseau de modules PV. Ces modules sont connectés en série formant des chaînes, générant chacune une tension suffisamment élevée pour éviter une amplification supplémentaire. Ces chaînes sont ensuite montées en parallèle pour parvenir à des niveaux de puissance élevés. Les principaux avantages de la topologie centralisée est son faible coût par rapport aux autres topologies en raison de l'utilisation d'un seul onduleur, le haut rendement dû aux faibles pertes dans l'étape de conversion de puissance et la facilité de la détection des défaillances et de l'entretien de l'onduleur. Cependant, cette topologie a une faible fiabilité car l'arrêt de l'onduleur central cause l'arrêt de fonctionnement du système complet.

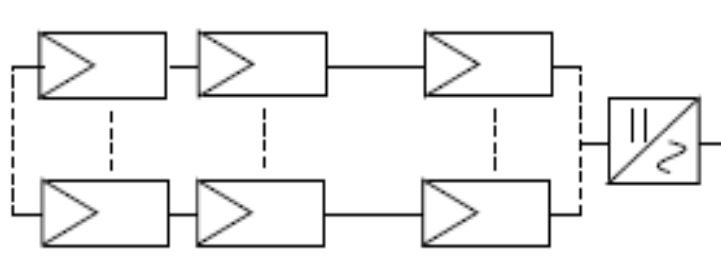


Figure II.13 : Topologie centralisée

II.6.3.2.Topologie centralisée maître esclave

Cette topologie a pour but d'améliorer la fiabilité de la topologie centralisée classique. Le principe est de connecter plusieurs onduleurs en parallèle de telle sorte que si l'un des onduleurs tombe en panne, les autres peuvent fournir toute la puissance photovoltaïque.

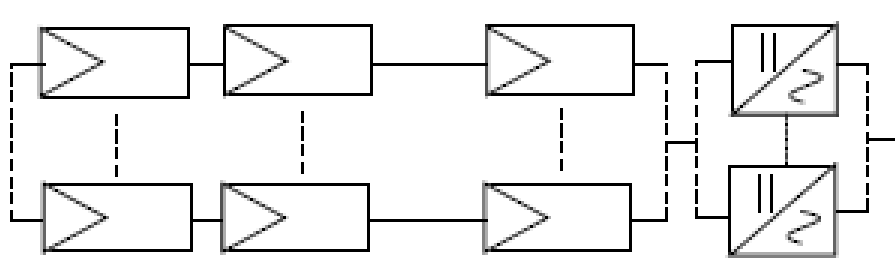


Figure II.14 : Topologie centralisée maître esclave

Cette technique de fonctionnement prolonge la durée de vie des onduleurs et améliore le rendement global du système. Cependant, le coût de cette topologie et la perte de puissance due à la non-concordance (mismatch) dans le cas de l'ombrage partiel sont les deux inconvénients de celle-ci.

II.6.3.3. Topologie en chaîne

Pour cette topologie, chaque chaîne est reliée à un onduleur ce qui améliore la fiabilité du système. De plus, les pertes dues à l'ombrage partiel sont réduites parce que chaque chaîne peut fonctionner à sa propre puissance. L'autre avantage de cette topologie est la possibilité d'ajouter de nouvelles chaînes afin d'augmenter la puissance nominale du système. Généralement, la puissance nominale de chaque chaîne varie entre 2 et 3kWc.

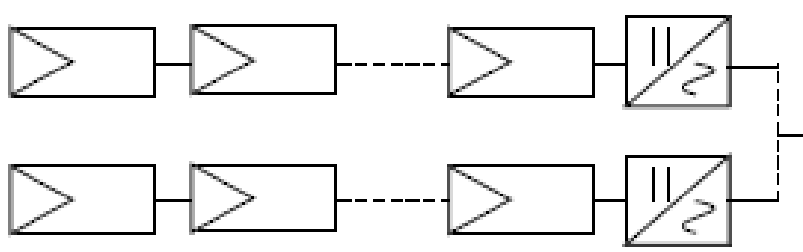


Figure II.15 : Topologie en chaîne

II.6.3.4. Topologie multi-chaîne

La différence de cette topologie avec celle en chaîne est que chaque chaîne comporte un convertisseur DC-DC. Tous les convertisseurs DC-DC sont ensuite connectés à un seul onduleur utilisé comme simple convertisseur DC-AC via un bus DC. Cette topologie combine les avantages de la topologie en chaîne et la topologie centralisée car elle augmente le rendement du système en fonctionnant autour de la puissance maximale de chaque chaîne tout en utilisant un onduleur central pour un coût réduit.

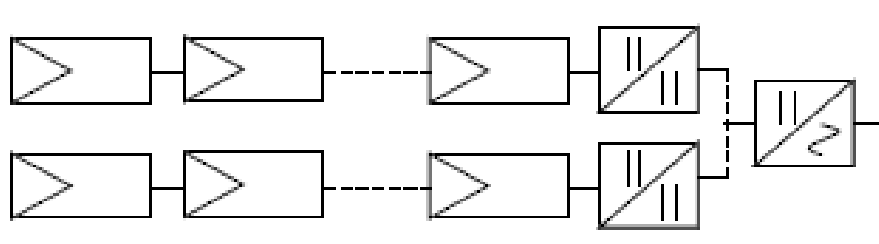


Figure II.16 : multi-chaîne

II.6.3.5. Topologie modulaire (module PV à courant alternatif)

Cette topologie est la plus récente. Elle consiste à intégrer un micro-onduleur dans chaque module photovoltaïque. Un meilleur rendement est obtenu par rapport aux autres topologies car un contrôle de la puissance maximale est mis en œuvre pour chaque module, ce qui réduit les pertes dues à l'ombrage partiel. Le deuxième avantage est la flexibilité de la conception du réseau du fait que les modules PV à courant alternatif sont des dispositifs faciles à brancher. Le coût de cette topologie de module PV-AC est relativement élevé, ce qui fait qu'elle ne convient que pour les applications de faible puissance (jusqu'à 500Wc). Le fonctionnement de l'onduleur est affecté par le dégagement de chaleur des panneaux PV.

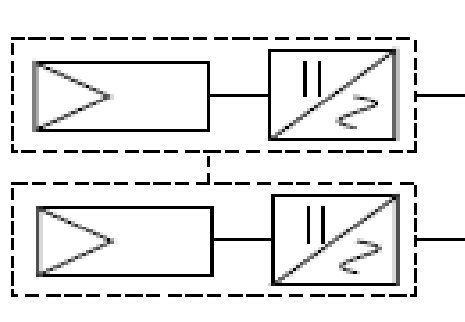


Figure II.17 : Topologie modulaire (module PV à courant alternatif)

II.7. Système de stockage

II.7.1. Batteries

Les accumulateurs électrochimiques (Batteries) sont des générateurs "réversibles" c'est-à-dire pouvant stocker de l'énergie électrique sous forme chimique puis la restituer à tout moment sur demande grâce à la réversibilité de la transformation. Contrairement aux photopiles, où il n'y a qu'un transport d'électron ne donnant lieu à aucune « usure », dans les accumulateurs électrochimiques, il y a transfert de matière de l'électrolyte vers les électrodes et par conséquent une « usure » incontournable qui limite leur durée de vie.



Figure II.18 : Batterie

II.7.2. Principe de fonctionnement

Une batterie ou un accumulateur, qui se caractérise donc tout d'abord par deux couples « oxydant-réducteur » (par exemple Plomb/Oxyde de plomb, carbone/Oxyde de cobalt lithium ou Carbone/Phosphate de fer lithié...) échangeant des électrons. L'association de deux plaques (ou de deux matériaux d'insertion pour la batterie li-ion) constitue l'entité primaire d'une batterie. Les deux électrodes baignent dans une solution électrolytique (ou électrolyte), liquide ou sous forme de gel. C'est la réaction entre la solution et les électrodes qui est à l'origine du déplacement des électrons et des ions dans la solution. Ainsi, l'électrolyte a pour fonction d'assurer la conduction ionique et, plus généralement, de participer à la réaction chimique.

Un isolant poreux (ou séparateur) permet de séparer les deux électrodes tout en autorisant le passage des ions.

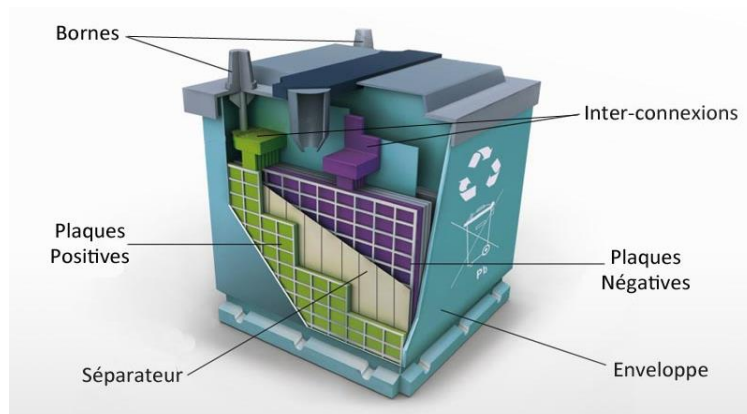


Figure II.19 : Composants de la batterie

II.7.3. Grandeurs caractéristiques des batteries

II.7.3.1. Capacité

La capacité est une quantité d'électricité, exprimée en Ah, pour un régime donné. Elle correspond au total des Ah disponibles lorsque la batterie est déchargée à un certain régime (ou à un certain courant) à partir de 100% d'état de charge jusqu'à la tension limite de fin de

décharge. Généralement, la capacité est calculée en multipliant le courant de décharge par le temps de décharge. Les fabricants de batteries fournissent souvent la capacité nominale qui est obtenue à un courant de décharge nominal, respectant les limites de tensions spécifiées et dans des conditions de température données [21].

II.7.3.2. Résistance interne

La résistance interne de la batterie est liée aux matériaux constituant la batterie et aux réactions au sein de celle-ci. Elle dépend du régime de charge/décharge, de la température, de l'état de santé et de l'état de charge. En effet, avec la résistance, les pertes par effet Joule augmentent ce qui diminue le rendement. Il à noter que la capacité et la résistance interne d'une batterie sont deux données particulièrement importantes pour quantifier son état de santé. Elles sont également liées à l'état de fonction SOF (State Of Fonction) puisque la résistance est l'image de la puissance maximale disponible [21].

II.7.3.3. Tension en circuit ouvert

La tension à vide ou en circuit ouvert OCV (Open Circuit Voltage) d'une batterie correspond à son potentiel d'équilibre i.e. la différence de potentiel entre les deux électrodes quand la batterie est au repos. Cette tension d'équilibre dépend directement des activités des espèces actives qui varient avec l'état de charge et la température [21].

II.7.3.4. Etat de charge

L'état de charge SOC (State Of Charge) est une expression de la capacité disponible de la batterie à un instant donné exprimée en un pourcentage de sa capacité maximale. Cette quantité est généralement calculée en intégrant le courant et ainsi en suivant l'évolution de la quantité de charge tout au long de la sollicitation électrique de la batterie.

II.7.3.5. Etat de santé

L'état de santé SOH (State Of Health) est une grandeur qui quantifie les pertes de performances dues à la dégradation de la batterie. Il peut être défini comme le rapport entre la capacité totale actuelle et la capacité maximale obtenue lorsque la batterie était neuve [21].

II.7.4. Raccordement des batteries

Pour augmenter la tension ou la capacité du banc de batterie, le câblage des batteries se fait en série ou en parallèle:

- ✓ En parallèle (en reliant les bornes "+" aux bornes "+" et les bornes "-" aux bornes "-») pour additionner les capacités de stockage (en Ah) tout en conservant la même tension (en Volts).

- ✓ En série pour additionner la tension des batteries (en Volts). La capacité en Ah

reste celle d'une seule batterie.

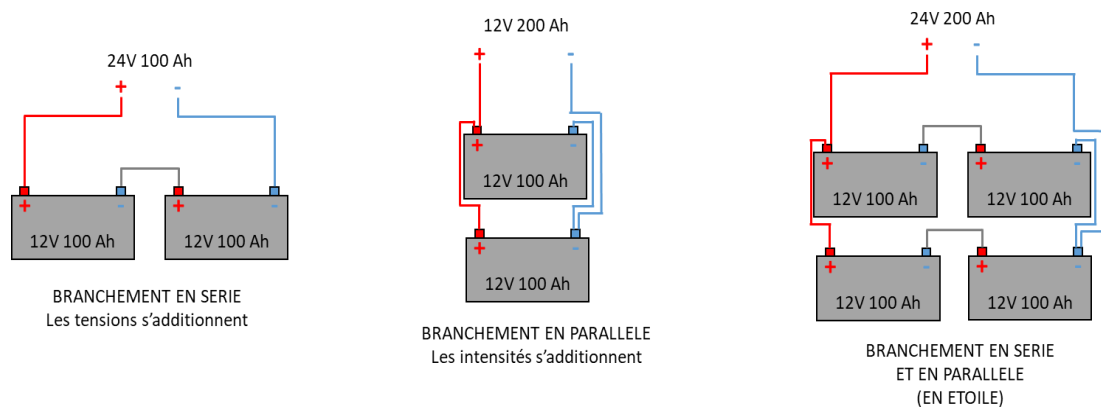


Figure II.20 : Schéma de raccordement des batteries

Il est risqué de brancher une batterie solaire directement sur un panneau solaire, car vous risquez d'endommager la batterie. En installant un régulateur entre le panneau et la batterie, celle-ci est protégée entre autres contre la surcharge.

II.8. Système de câblage et raccordement

II.8.1. Câble

Le système de câblage PV fait référence à l'ensemble des câbles, connecteurs et boîtiers utilisés pour relier les panneaux solaires entre eux et à l'onduleur, ainsi que pour relier l'onduleur au système électrique de la maison.

Le câblage PV doit être dimensionné pour supporter le courant électrique produit par les panneaux solaires et doit être conçu pour résister aux conditions climatiques extérieures telles que la chaleur, le froid, la pluie, le vent et la neige.

Les connecteurs PV sont des éléments clés du système de câblage car ils permettent de réaliser des connexions rapides et sûres entre les différents composants de l'installation solaire. Les connecteurs doivent être choisis en fonction de la tension et du courant de l'installation solaire, et doivent être de qualité pour assurer une connexion fiable et résistante aux intempéries [16].

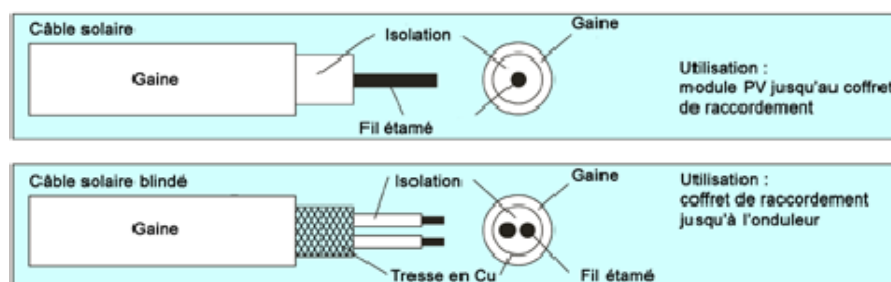


Figure II.21: câble solaire photovoltaïque

II.8.2. Boîtes de jonction

Boîtes de jonction, situées le plus près possible du champ solaire, permet un parallélisme avec les chaînes photoélectriques et ont la capacité de casser et de couper (intersection) en plus de la protection contre les surtensions (inhibiteur de surintensité). Facultativement, la boîte de jonction peut contenir des fusibles sur chaque chaîne de module PV.



(a) Boîte de jonction niveau 1 (b) Boîte de jonction niveau 2

Figure II.22 : Boîtes de jonction (SKTM)

II.9. Système de protection

Toute installation photovoltaïque doit être munie d'un système de protection contre d'éventuels risques électriques afin de protéger les personnes et le matériel (voir figure II.23). A cet effet, des armoires (coffrets) de protection contre les surintensités et les surtensions doivent être prévues dans la partie à courant continu (DC) et la partie à courant alternatif (AC).

Le coffret DC et le coffret AC sont installés respectivement en amont et en aval de l'onduleur.

Le coffret de protection DC est généralement constitué de :

- Fusibles solaires DC spécifiques aux installations PV (portant le marquage PV) ;
- Interrupteur(s)-sectionneur(s) DC ;
- Parafoudre(s) DC.

Le coffret de protection AC est généralement constitué de :

- Disjoncteur(s) différentiel(s) ;
- Interrupteur(s)-sectionneur(s) AC ;
- Parafoudre(s) AC.

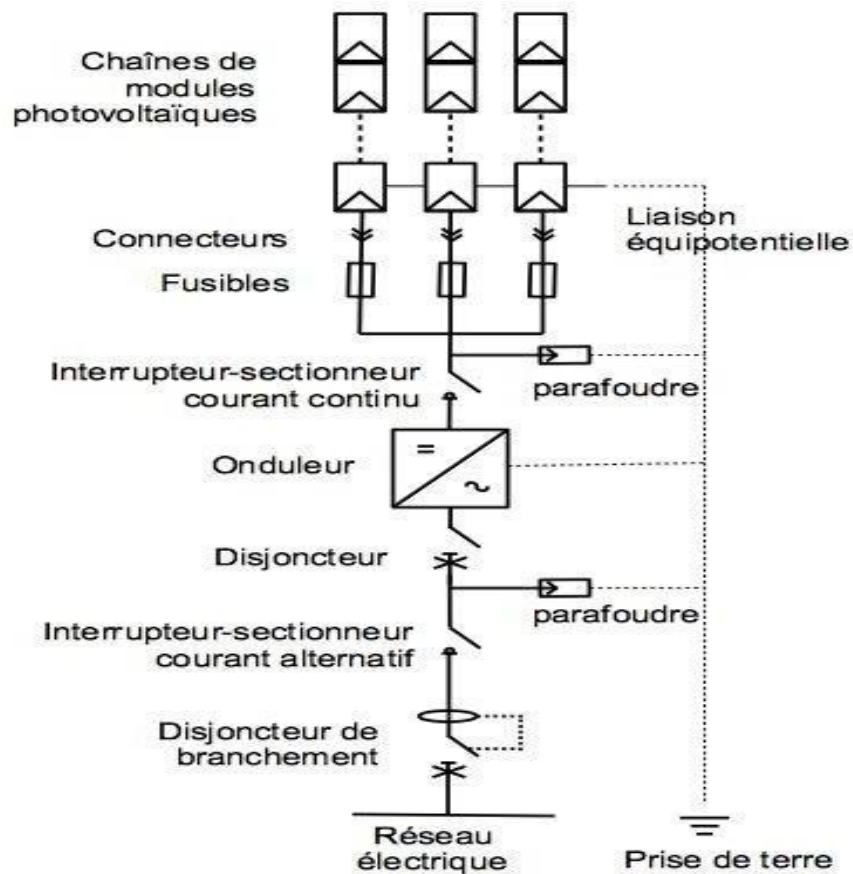


Figure II.23 : Système de protection d'un système PV

II.10. Compteur photovoltaïque

Un compteur photovoltaïque est un appareil utilisé pour mesurer la quantité d'énergie produite par une installation photovoltaïque et/ou la quantité d'énergie injectée dans le réseau électrique. Il est important de noter que l'installation d'un compteur photovoltaïque est généralement obligatoire pour toute installation photovoltaïque connectée au réseau électrique.

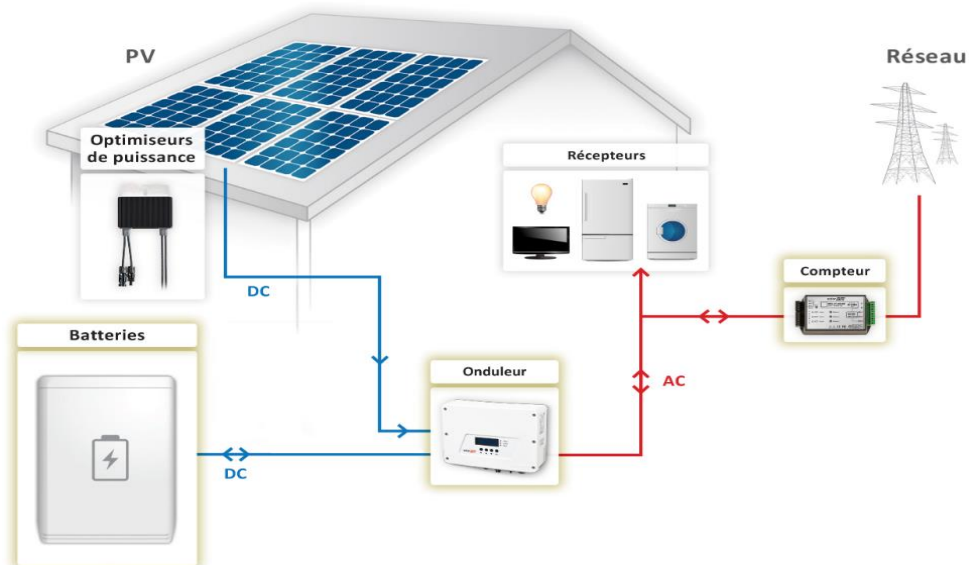


Figure II.24 : Compteur photovoltaïque

Le compteur photovoltaïque de production peut être de plusieurs types, notamment le compteur électromécanique, le compteur électronique et le compteur intelligent. Les compteurs intelligents sont les plus avancés et sont capables de communiquer avec le réseau électrique pour fournir des informations sur la production d'énergie électrique en temps réel.[22]

II.11. Système de maintenance

II.11.1. Procédure de maintenance des panneaux solaires



Figure II.25 : Nettoyage des panneaux

- ✓ Nettoyez avec de l'eau, tôt le matin ou tard le soir.
- ✓ Vérifiez si le panneau est toujours fixé, orienté et incliné correctement.
- ✓ Vérifiez d'éventuel le décoloration de cellules, bris de vitres ou corrosion des connexions entre cellules.
- ✓ Vérifiez l'absence d'ombre portée (ex : nouveau bâtiment, arbre ayant poussé, antenne TV).
- ✓ Vérifiez si l'arrière du panneau n'est pas encombré de nids d'oiseaux ou d'insectes, enlevez-les dans tous les cas.
- ✓ Vérifiez si la ou les boîtes de jonction son bien étanches.
- ✓ Dans le cas où le support du module est relié à terre vérifiez sa continuité depuis le module jusqu'au piquet de terre.
- ✓ Resserrez toutes les connexions [22].

II.11.2. Procédure de maintenance de la batterie

Il est préférable de disposer de gants, d'une paire de lunettes de protection et d'une bassine d'eau pour laver d'éventuelles projections d'électrolyte.

- ✓ Commencez toujours par demander à l'utilisateur : ·S'il ou elle a de l'eau distillée en stock, et en quelle quantité. ·Si de l'eau distillé a été rajoutée, quelle quantité et dans quelles cellules de

la batterie. ·Si le niveau d'électrolyte est au-dessus des plaques. ·D'où provient l'eau distillée. Dans quel récipient était-elle stockée. S'il pense que la batterie est fatiguée et pourquoi.

- ✓ Arrêtez la charge de la batterie (ex : déconnectez le câble du panneau solaire au niveau du régulateur et éteignez tous les récepteurs; attendez environ 30 minutes avant toute mesure).
- ✓ Enlevez les bouchons et vérifiez qu'aucune poussière ou corps étranger ne soit tombé dans les cellules.
- ✓ Mesurez et notez la tension de circuit ouvert.
- ✓ Mesurez la valeur de la densité et la température de l'électrolyte : ·Dans chaque cellule de la batterie, pompez une fois, rejetez le contenu pompé. ·Dans la même cellule. Pompez une seconde fois et lisez la valeur de la densité (Notez la valeur, par exemple : 1, 150, 1,260...). ·Rejetez l'électrolyte dans la cellule ou vous l'avez pompé (ne pas mélanger l'électrolyte avec celui d'une autre cellule).
- ✓ Si la batterie est en bon état (vérifiez avec les données du fournisseur), reconnectez-la au panneau.
- ✓ Vérifiez le niveau d'électrolyte.
- ✓ Si nécessaire, ajoutez de l'eau distillé avec un entonnoir en plastique (ne touchez pas les plaques avec l'entonnoir sous peine de les endommager). Ne remplissez JAMAIS une bassine avec de l'eau distillées elle est déchargée .Rechargez-la d'abord.
- ✓ Nettoyez les bornes avec du papier de verre ou une brosse métallique si nécessaire.
- ✓ Mesurez la tension aux bornes de la batterie avec une charge standard, puis laissez la batterie se recharger [22].

II.12. Types de systèmes PV

II.12.1. Systèmes autonomes

C'est un système photovoltaïque complètement indépendant d'autre source d'énergie et qui alimente l'utilisateur en électricité sans être connecté au réseau électrique. Dans la majorité des cas, un système autonome exigera des batteries pour stocker l'énergie. Ils servent habituellement à alimenter les maisons en site isolé, sur des îles, en montagne ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau [23].

En règle générale, les systèmes PV autonomes sont installés là où ils constituent la source d'énergie électrique la plus économique.

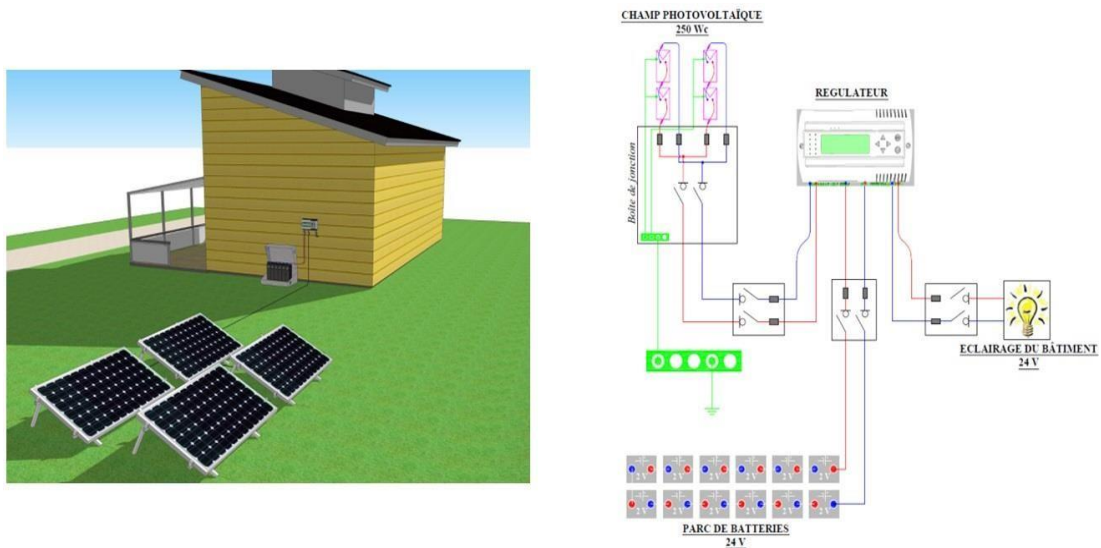


Figure II. 26 : Système PV autonome

II.12.2. Systèmes hybrides

Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur énergie d'une ou plusieurs sources supplémentaires, qui sont également indépendants des réseaux de distribution d'électricité. En pratique le générateur photovoltaïque est combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois avec des accumulateurs de stockage de l'énergie. Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée

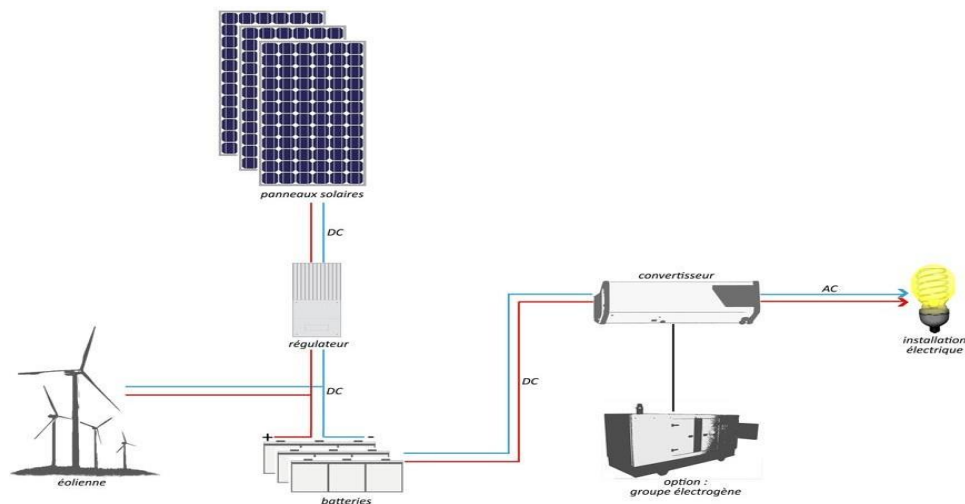


Figure II.27 : Exemple d'un système hybride (photovoltaïque et à combustible)

II.12.3. Systèmes PV raccordés au réseau

Les systèmes photovoltaïques sont couplés au réseau électrique à l'aide d'un convertisseur courant continu- courant alternatif (DC-AC) [26]. Les systèmes photovoltaïques intégrés aux réseaux électriques sont liés à plusieurs domaines : la physique en général notamment celle des semi-conducteurs, l'électronique de faible et grande puissances, etc.

On peut dire qu'ils débouchent sur une science plus thématique que l'énergétique ou autres (génie électrique, électrotechnique, etc...) [23].

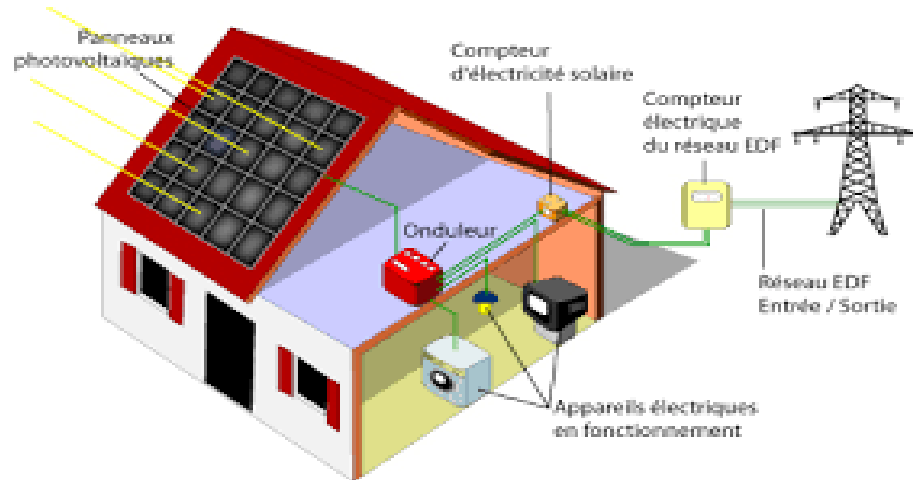


Figure II.28 : Système PV raccordé au réseau

II.13. Gestion et modalité de raccordement

Les systèmes photovoltaïques couplés aux réseaux injectent l'énergie issue des modules sur le réseau de distribution. Les deux figures II.30 et II.31 montrent les deux types d'installation existante pour l'injection de la production solaire [24] :

II.13.1. Injection du surplus de la production

L'énergie produite par les modules est directement consommée sur place par les charges. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté sur le réseau [24].

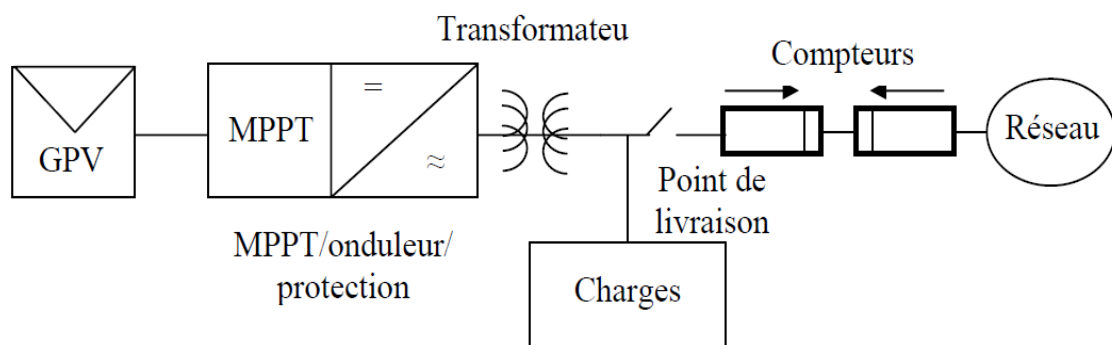


Figure II.29 Schéma de principe de la configuration d'injection du surplus de l'énergie

II.13.2. Injection de la totalité de la production

Dans ce cas, l'énergie produite par les modules est directement injectée sur le réseau électrique. Les périodes d'injection sur le réseau correspondent aux périodes de production photovoltaïque [24].

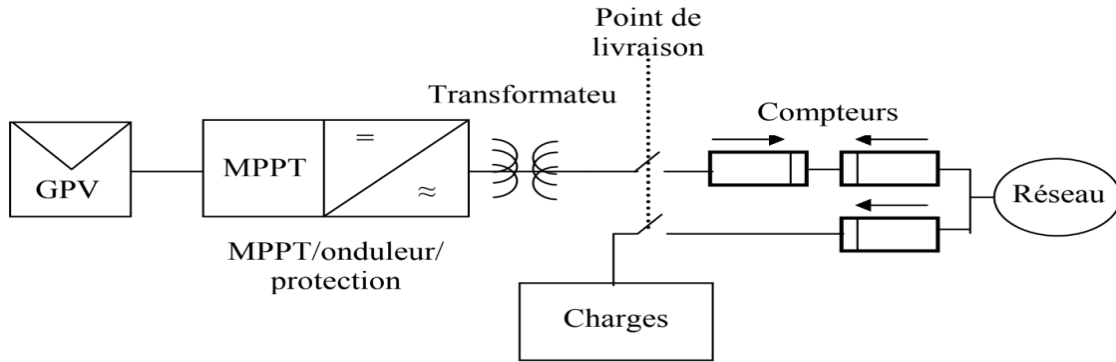


Figure II.30 Schéma de principe de la configuration d'injection de la totalité de l'énergie

II.14. Conclusion

Dans ce chapitre, il y a des détails sur une série de conversions photoélectriques qui ont été montrées. En fait, il s'agit d'une description des systèmes photovoltaïques et de leurs composants (champ photovoltaïque, onduleurs, régulateurs, câblage ...) et de leurs moyens de protection.

Dans le chapitre suivant, nous aborderons les méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque, et nous choisirons une des méthodes citées afin de l'appliquer à notre système PV.

Chapitre III

Dimensionnement du Système PV Connecté au Réseau par la Méthode Analytique

III.1. Introduction

Le dimensionnement d'un système PV a pour but de déterminer la taille des composants constituant la chaîne PV pour garantir une fourniture d'énergie tout au long de l'année ou éventuellement sur une période déterminée à partir des besoins électriques de l'utilisateur d'une part et des données d'ensoleillement du site d'autre part. Dans ce contexte, le but de ce chapitre est le dimensionnement des composants d'un système PV connecté au réseau étudié en utilisant la méthode analytique classique en respectant les grandeurs électriques (puissance, tension et courant).

III.2. Dimensionnement d'une installation PV

Le dimensionnement est un aspect fondamental de la conception du système. C'est l'ensemble des opérations nécessaires, une fois connue la consommation de l'installation, pour déterminer les dimensions optimales du générateur photovoltaïque, du système d'accumulation et capable de garantir cette consommation. Dans cette partie il y a deux paramètres particulièrement importants : Connaître le rayonnement incident sur le système et déterminer avec précision la consommation [18].

III.2.1. Paramètres d'entrée intervenants dans le dimensionnement

D'une manière générale, les paramètres à prendre en compte pour concevoir et dimensionner un système photovoltaïque sont assez nombreux et concernent :

- Le lieu où sera placé le générateur PV,
- Le système PV (modules, régulateur, onduleur et batteries),
- La charge.

III.2.2. Paramètres relatifs au système PV

Les paramètres concernant le système donnent à titre indicatif un ordre de grandeur du rendement de l'installation, sont relatifs aux modules PV, éléments de batterie, régulateur et onduleurs existants dans le marché. Ces paramètres basés sur un critère liant d'un côté la satisfaction des besoins et le fonctionnement optimal du système et de l'autre la disponibilité [7].

III.2.3. Paramètres relatifs au site d'installation

Le dimensionnement du générateur PV est dicté par les conditions relatives au site. Pour adopter les capacités générateur PV / batterie, aux conditions de charge, il est indispensable de connaître les caractéristiques de l'irradiation solaire par jour ou par mois, soit l'énergie moyenne reçue sur un plan donné, à l'endroit même où sera situé le générateur PV. Les données doivent être connues pour chaque mois de l'année.

Elles peuvent être obtenues par des organismes nationaux de météorologie ou par des calculs (outil informatique), qui exigent les paramètres d'entrées suivants [25]:

- ✓ Latitude,
- ✓ Altitude,
- ✓ Réflectivité du sol ou albédo,
- ✓ Irradiation moyenne journalière la plus défavorable dans l'année, soit mesurée ou calculée.

III.2.4. Paramètres concernant le module PV

Les paramètres concernant le module PV sont [7]:

- ✓ Tension maximale,
- ✓ Courant maximal,
- ✓ Puissance maximale.

Les paramètres aux conditions standards (1000W, 25°C) sont donnés par le constructeur.

III.2.5. Paramètres concernant les batteries de stockage

Les paramètres relatifs au système de stockage sont donnés selon la disponibilité des batteries à capacité normalisée:

- ✓ Profondeur de décharges,
- ✓ Rendement énergétique de la batterie.

III.2.6. Paramètres concernant le régulateur de charge

Les paramètres sont, la tension selon la puissance de la charge et le rendement donné par le constructeur.

III.2.7. Paramètres concernant l'onduleur

Pour l'onduleur continu/alternatif on précisera le rendement seulement, qui est aussi donné par le constructeur [25].

III.2.8. Paramètres concernant la charge

Les paramètres concernant la charge sont [7]:

- ✓ Type d'alimentation continue ou alternative,
- ✓ Puissance de la charge,
- ✓ Durée de fonctionnement moyenne par jour.

III.3. Méthodes de dimensionnement d'un système PV

Il existe plusieurs méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque:

III.3.1. Méthode de la probabilité d'erreur dans la consommation

Cette méthode permet d'optimiser le dimensionnement d'un système dans des conditions complexes (fluctuation saisonnières de l'irradiation, ciel couvert (nuageux),...etc.) grâce à un logiciel adapter. L'inconvénient de cette méthode est qu'il faut connaître les radiations pour un nombre d'années très grand (10ans minimum) [9].

III.3.2. Méthode du mois le plus défavorable

Dans cette méthode, on estime l'énergie récupérable pour une période critique d'un mois, appelé le mois le plus défavorable .Ce mois correspond au mois pendant lequel la valeur de l'irradiation moyenne mensuelle est la plus faible de l'année ou dans certains pays la période d'hivers est rude [26].

Etape 01 :

➤ Présentation de site

Dans cette partie nous devons découvrir : Caractéristiques géographiques et climatiques,

Latitude :

La latitude est une coordonnée géographique représentée par une valeur angulaire, expression de la position d'un point sur Terre (ou sur une autre planète), au nord ou au sud de l'équateur qui est le plan de référence. Lorsque reliés entre eux, tous les endroits de la Terre ayant une même latitude forment un cercle, cercle dont le plan est parallèle à celui de l'équateur, d'où l'autre terme « parallèle » permettant de nommer une latitude [26].

Longitude :

La longitude représente l'angle formé par le plan méridien de lieu considéré et le plan méridien origine. Ce dernier passe par l'observatoire de Greenwich et a pour longitude 0°. Les longitudes situées à l'est de ce méridien sont positives et celles situées à l'Ouest négatives [26].

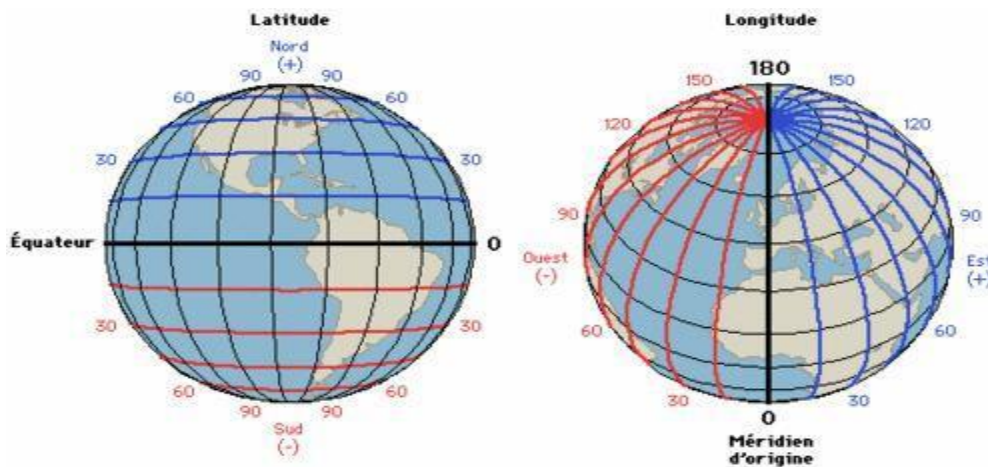


Figure III.1: Synoptique de l'altitude et la longitude

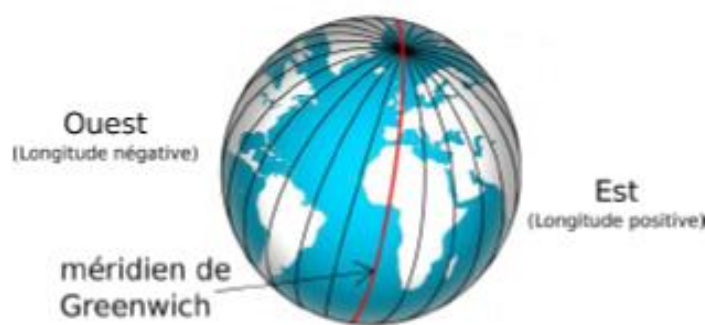


Figure III.2 : Synoptique de la longitude

Altitude :

L'altitude d'un point donné est donc sa distance à une surface de niveau de référence, par convention, sur Terre cette surface de niveau est le plus souvent le niveau de la mer (ou «niveau zéro »). Les sommets sont associés à une altitude, calculée par divers moyens indirects (géodésie, triangulation). L'altitude est également une donnée exogène utile pour le calcul numérique dans divers domaines : météorologie, physique, biologie [26].

Découvrez dans quelle direction (L'orientation ou Azimut) :

Capteur par rapport au sud, est de 0° au sud, 180° au nord, $+90^\circ$ à l'ouest et -90° à l'est dans notre cas, cette variation est mise à zéro. Il est important que les modules soient orientés plein sud pour capter l'énergie quotidienne maximale, quelle que soit la saison.

Angle d'inclinaison :

Par rapport au capteur de masse ($0^\circ < d < 90^\circ$). Il est égal à zéro pour le plan horizontal et à 90° pour le plan vertical. Une inclinaison faible par rapport à l'horizontale favorise la captation de l'énergie solaire pendant l'été. Cependant, une inclinaison importante par rapport à l'horizontale favorise la captation de l'énergie solaire pendant l'hiver.

Valeur du rayonnement solaire :

Des mesures de l'irradiation solaire ont été prises sur le site (par jour ou par mois). En utilisant l'orientation et l'inclinaison des modules rayonnement global, on indique, en (KWh /m² / jour **ou** KWh / m² / mois),

Température de site :

C'est la valeur moyenne de la température par l'année pour cette région géographique, qui aide à connaître la production d'énergie par les panneaux solaires

L'ensoleillement :

Le nombre d'heures pendant lesquelles le soleil existe dans la journée et varie en fonction du lever et du coucher du soleil, ainsi que de l'emplacement géographique et temporel.

Mauvais temps :

Il représente le nombre de jours nuageux pendant lesquels le soleil est absent à cause des nuages par semaine.

Espace disponible pour le champ PV :

L'espace disponible pour le champ du module PV est de connaître le nombre de panneaux solaires qui peuvent être utilisés et si l'espace est suffisant pour produire l'énergie nécessaire.

Etape 02

➤ Estimation des récepteurs

L'estimation des récepteurs détermine la puissance de chaque appareil et le nombre d'heures par jour pendant lesquelles l'appareil fonctionne (voir le tableau III.1)

Tableau III.1: Estimation des récepteurs

Equipements	Puissance Unitaire (W)	Nombre	Temps de fonctionnement (heure)	Puissance (W)	Consommation journalière (Wh/j)
Elément 1					
Elément 2					
⋮					
Elément n					
				$P_{tot} =$	$E_{cj} =$

$$P_t = P_i \times N_j \quad (II.1)$$

P_t : Puissance totale (w)

P_i : Puissance d'un équipement

N_j : Nombre des équipements

➤ Besoin journalier énergétique

La définition du besoin électrique est un travail préalable important impactant le dimensionnement du champ photovoltaïque et du parc de batteries.

Calculer les besoins électriques consiste à calculer l'énergie électrique journalière consommée par les usagers. Ainsi, les besoins électriques s'exprimeront en Wh/jour (ou kWh/jour).

$$E_{cj} = h \times P_t \quad (III.2)$$

E_{cj} : L'énergie électrique journalière consommée par les usagers (Wh / j)

h : Le nombre d'heures (h)

P_t : la puissance (w)

Etape 03 :

➤ Calcul de la puissance crête

La puissance crête totale du champ photovoltaïque, dépend de l'irradiation quotidienne du lieu d'utilisation, elle est donnée par [26]:

$$P_{pv} = \frac{E_c}{k \times I_r} \quad (III.3)$$

I_r : Irradiation du mois le plus défavorable

P_{pv} : Puissance crête du champ photovoltaïque

E_c : Energie consommée

k : Coefficient correcteur

➤ Choix de tension de système

On choisit la tension de fonctionnement en fonction de la puissance crête du champ PV en Watt. De façon générale [26] :

- ✓ Moins de 500 watts crête : elle est de 12V
- ✓ De 501 à 2000 watts crêtes : elle est de 24V
- ✓ De 2001 à 10000 watts crête : elle est de 48V
- ✓ Plus de 10000 watts crête : elle est supérieure à 48V

➤ Calcul le nombre des modules (total et séries, parallèles)

Le nombre des modules photovoltaïques est calculé en fonction des caractéristiques du module choisi et de la puissance crête du générateur par l'équation suivante [9] :

$$N_{pt} = \frac{P_c}{P_t} \quad (III.4)$$

N_{pt} : Nombre totale de modules

P_c : Puissance crête de l'installation

P_t : Puissance crête unitaire

- Nombre de modules connectés en série est égale à

$$N_{p,s} = \frac{V_{sys}}{V_{opt}} \quad (III.5)$$

$N_{p,s}$ Nombre de modules en série ;

V_{sys} : Tension du générateur PV ;

V_{opt} : Tension nominale unitaire.

– *Le nombre de modules connectés en parallèle est égale à:*

$$N_{p,p} = \frac{N_{opt}}{N_{p,s}} \quad (III.6)$$

N_{pp} : Nombre de modules en parallèles

N_{ps} : Nombre de modules en série

V_{opt} : Tension optimale du module

Etape 04 :

➤ **Dimensionnement de la capacité des batteries**

$$C_t = \frac{E_p \times N_j}{DOD \times V_{sys}} \quad (III.7)$$

C_t : Capacité totale des batteries en (Ah)

E_p : L'énergie journalière consommée (Wh)

N_j : Nombre de jour d'autonomie

V_{sys} : Tension du système (v)

DOD : Décharge maximale de la batterie (%)

➤ **Calcul le nombre de batterie (totale en série et parallèle)**

- Le nombre des batteries connectées en série est égale à :

$$N_{b,s} = \frac{V_{sys}}{V_b} \quad (III.8)$$

- Le nombre des batteries connectés en parallèle est égale à :

$$N_{b,p} = \frac{C_t}{C_b} \quad (III.9)$$

- Nombre total des batteries :

$$N_b = N_{b,p} \times N_{b,s} \quad (III.10)$$

N_{bt} : Nombre de batterie Totale

C_b : Capacité de batterie choisi

N_{bs} : Nombre des batteries série

N_{bp} : Nombre des batteries parallèle

V_b : Tension de la batterie choisie

V_{sys} : Tension de système

Etape 05 :

➤ **Choix de Régulateur**

La puissance maximale du champ photovoltaïque doit être inférieure à la puissance nominale de régulateur.

$$P_{\text{régulateur}} \geq 1.25 \times P_c \quad (\text{III.11})$$

La tension à vide du champ photovoltaïque doit être inférieure à la tension maximale admissible de régulateur.

$$V_{\text{entré rég}} \geq 1.25 \times V_{oc} \quad (\text{III.12})$$

Le courant de sortie du champ photovoltaïque doit être inférieur au courant d'entre du régulateur

$$I_{\text{entré rég}} \geq 1.25 \times I_{cc} \quad (\text{III.13})$$

1.25 : C'est le coefficient de sécurité de 20%. Le régulateur doit être compatible avec la tension de parc batterie

Etape 06 :

➤ **Choix d'onduleur**

$$P_{\text{ond}} \geq 1.25 P_c \quad (\text{III.14})$$

Avec P_{ond} : La puissance fournie à l'onduleur

La tension d'entrée d'onduleur doit être égale à la tension de système

$$V_{\text{ond}} = V_{\text{sys}} \quad (\text{III.15})$$

Etape 07 :

➤ **Dimensionnement des câbles**

On vous déterminer la section des cabales entrainant le moins de chute de tension possible donc on utilise la loi de chute de tension suivant :

$$\Delta U = R \times I \quad (\text{III.16})$$

$$R = \rho \times \frac{L}{S} \quad (\text{III.17})$$

Donc

$$S = \rho \times \frac{L \times I}{\Delta U} \quad (\text{III.18})$$

R : Résistance de câble (Ω)

I : Courant passant sur le câble (A)

ΔU : Chute de tension (V)

ρ : Résistivité de câble : 0.000016 - 0.000017 pour le cuivre

L : Longueur des câbles

S : Section de câble

Etape 08 :

➤ **Choix des Appareils de protection**

Tableau III.2 : Choix des appareils de protection

L'appareil	Critère de dimensionnement
Disjoncteur	Le choix de sec appareilles dépend des grandeurs qu'ils doivent protéger. Le courants et la tension doivent être majorées par un coefficient de sécurité (1.25) pour une bonne protection
Parafoudre	
Fusibles	
Interrupteur sectionneur	

III.3.3. Méthode de la moyenne annuelle

Cette méthode est très proche de celle du mois le plus défavorable. Elle utilise aussi, l'irradiation journalière en (KWh/m²/jr), pour une durée d'une année [9].

III.3.4. Méthode LPSP

Probabilité de Perte d'énergie (**Loss of Power Supply Probability**), est une technique probabiliste introduite par Abouzahr et Ramakumar dans le domaine des systèmes de génération photovoltaïques et largement utilisée dans la conception et l'optimisation des systèmes autonome (stand alone), jusqu'à présent. Elle est basée sur le concept de LPSP qui est la probabilité que le système rencontre une pénurie à un moment donné pendant une période d'analyse, c'est-à-dire un état dans lequel le système ne serait pas en mesure de fournir l'énergie nécessaire à la charge.

A partir de l'information sur la variabilité de la ressource renouvelable et sur la corrélation avec la charge, la méthode LPSP peut être définie, en termes d'état de charge des batteries par [15] :

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t-1)(1-\sigma) + \left(\frac{E_L(t)}{\eta_{ond}} - E_s(t) \right) \quad (III.19)$$

Où :

$E_{bat}(t)$: Energie stockée dans la batterie à une heure

$E_{bat}(t-1)$: Energie stockée dans la batterie à l'heure précédente (t-1)

σ : Taux horaire d'auto décharge

$E_s(t)$: Energie produite par la source (Wh)

$E_L(t)$: Energie demandée par la charge à une date (Wh)

η_{ond} : Rendement de l'onduleur

III.3.5. Méthode des heures équivalentes

Elle considère que l'intensité fournie par un module photovoltaïque est proportionnelle à l'ensoleillement, le calcul est effectué pour le mois le plus défavorable de l'année, on détermine alors le courant fourni par le champ photovoltaïque dans les conditions où la température est donnée par la relation [23]:

$$T_j = T_u + 25 \quad (III.20)$$

Où

T_u : Température diurne

L'énergie fournie par un module photovoltaïque ou une série de modules suivant la tension du système est donnée par l'expression suivante :

$$E = IV(G/B)\mu S \quad (III.21)$$

B : Eclairement de référence

V: Tension du générateur PV

μ : Coefficient d'intégration

S: Coefficient de sécurité

G: Energie incidente reçue sur le plan des modules

III.3.6. Méthode itérative

Connue aussi sous le nom de méthode « Ampère-heure » [17] cette méthode consiste à déterminer le nombre de panneaux photovoltaïques nécessaire pour satisfaire la demande, puis peu à peu à réduire ce nombre, tout en calculant le pourcentage des besoins énergétiques annuels fournis par le générateur PV et ainsi à compléter le reste par l'énergie fournie par un générateur complémentaire.

Etape1 : Evaluation de la puissance à produire E_p pour satisfaire la demande calcule l'énergie quotidienne nécessaire à produire en moyenne E_p afin de déduire les besoins pour chaque mois.

Cette énergie peut être exprimée en Wh ou en « Ah sous 48 V ». Elle est égale à l'énergie consommée par la charge E_c corrigée par un coefficient k pour bien assurer les besoins de l'habitat :

$$E_p = \frac{E}{K} \quad (III.22)$$

Le coefficient k tient compte des facteurs suivants:

- ✓ Le rendement du convertisseur
- ✓ Le rendement des cycles de charge et de décharge de la batterie
- ✓ Les pertes dans les câbles et connexions

Etape 2 : Détermination de la capacité de stockage des batteries. La capacité des batteries est donnée par la formule suivante:

$$C_n = \frac{E_p}{DOD \times f_t} \quad (III.23)$$

C_n : Capacité nominale de la batterie en Ampère-heure

E_p : Energie à produire par jour

N : Nombre de jours d'autonomie

DOD : Profondeur de décharge maximale admissible par les batteries (70% pour les batteries au plomb)

$$f_t = \frac{C}{C_0} \quad (III.24)$$

f_t : Facteur de réduction de température

C : Capacité de la batterie

C_0 : Capacité de la batterie évaluée à 27°C

Etape3 : Calcul de la puissance crête nécessaire P_c du générateur photovoltaïque pour chaque mois.

$$P_c = \frac{E_p}{\eta_{pc} \times T_{sun}} \quad (III.25)$$

E_p : Énergie produite par jour

T_{sun} : Temps équivalent avec pleine irradiation (heure par jour)

η_{pc} : Facteur de dégradation

Etape4 : Détermination du nombre de panneaux photovoltaïques nécessaire chaque mois

$$N = \frac{P_c}{\text{puissance crête unitaire panneau}} \quad (III.26)$$

III.3.7. Méthode utilisabilité solaire

La méthode utilisabilité solaire [24] est un outil très puissant pour le dimensionnement des systèmes photovoltaïques. L'utilisabilité de la radiation solaire est définie comme étant la fraction de la radiation totale incidente sur la surface des panneaux PV, et qui excéderait un niveau spécifique appelé niveau critique. Avant de donner la relation permettant de calculer l'utilisabilité solaire, il nous faut d'abord définir quelques paramètres.

a) Calcul du rendement moyen

Le rendement moyen du module PV η_p en fonction de la température moyenne du module T_c est donné par :

$$\eta_p = \eta_r [1 - \beta_p (T_c - T_r)] \quad (\text{III.27})$$

η_r : Rendement du module à la température de référence T_r (25°C)

β_p : Coefficient de température pour le rendement du module

T_c : Est reliée à la température ambiante du mois T_a par la formule d'Evans:

$NOCT$ (Nominal Operating Cell Temperature) : Température nominale des cellules en opération

$\overline{K_T}$: Indice de clarté mensuelle.

b) Énergie électrique produite par les panneaux PV

L'énergie produite par les panneaux PV durant une heure t de la journée, est donnée par la relation suivante:

$$E_p(t) = S \times \eta_p \times \overline{I}_t \quad (\text{III.28})$$

S : Surface de ces panneaux

η_p : Rendement moyen des cellules PV

$\overline{I}_t$: Irradiation horaire incidente sur la surface inclinée des panneaux

Cette énergie doit être réduite par les pertes diverses du champ PV λ_p et les autres pertes du conditionnement de l'énergie λ_c .

$$E_a(t) = E_p(t)(1 - \lambda_p)(1 - \lambda_c) \quad (\text{III.29})$$

$E_a(t)$: Énergie disponible pour la charge électrique et l'accumulateur durant l'heure t .

III.4. Dimensionnement du système PV étudié par la Méthode du mois le plus défavorable

Afin de dimensionner ce système, nous avons appliqué la Méthode du mois le plus défavorable en suivant les étapes précédentes, pour que la consommation totale d'énergie couvre la maison.

Lorsqu'il y a un éclairage solaire (lumière du jour), nous utilisons des panneaux solaires pour alimenter la maison et en même temps charger les batteries, et lorsque le système produit plus d'énergie que nécessaire, l'excédent est injecté dans le réseau électrique public. En l'absence d'éclairage solaire (la nuit), nous utilisons les batteries pour l'alimentation, et en cas de défaut ou d'augmentation de la consommation, nous utilisons le réseau électrique.

III.4.1. Présentation de site

➤ Site géographique

Nous avons choisi la situation géographique de la ville de Laghouat. Le tableau III.3 et la figure III.3 montrent le site étudié et ses données.

Tableau III.3 : Présentation de site

Présentation de site	Les données
Ville	Laghouat
La latitude	33.806 nord
La longitude	2.854 est
L'altitude	5.2mètre
L'azimut	SUD
L'inclinaison	35°

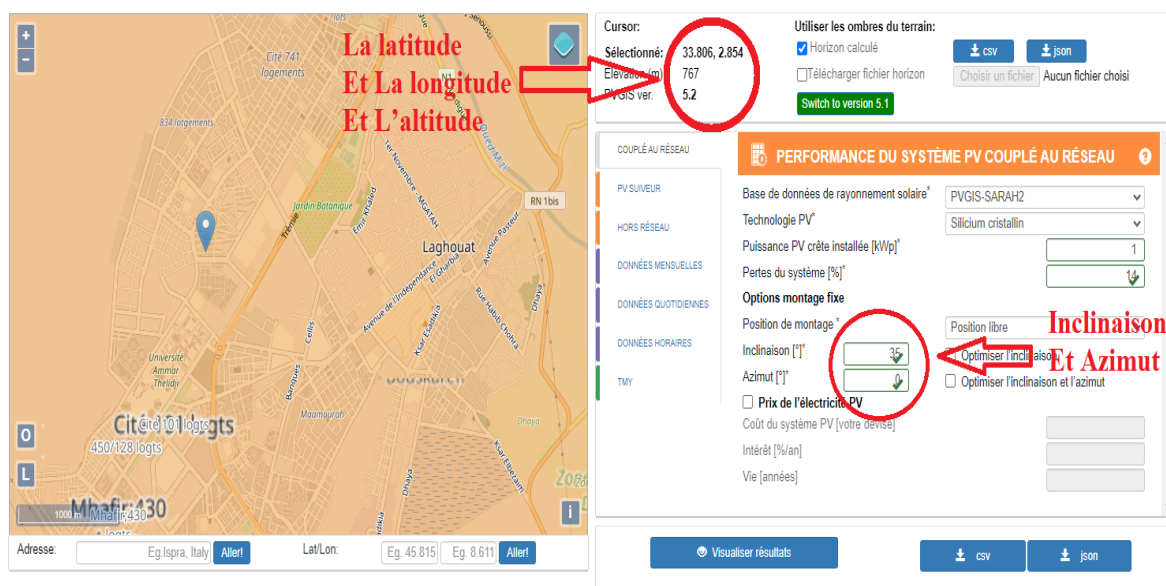


Figure III. 3 : Présentation site de Laghouat par site de web PVGIS

➤ Température moyenne

Tableau III.4 : Températures moyenne année 2023

Moyenne	janv.	févr.	mars	avr.	mai	juin	juil.	août	sept.	oct.	nov.	déc.
Haute °C	14	16	20	24	29	35	38	37	32	25	19	15
Basse °C	3	4	7	11	16	21	24	23	19	13	7	4
Temp °C	8	10	13	17	22	28	32	31	25	19	13	9

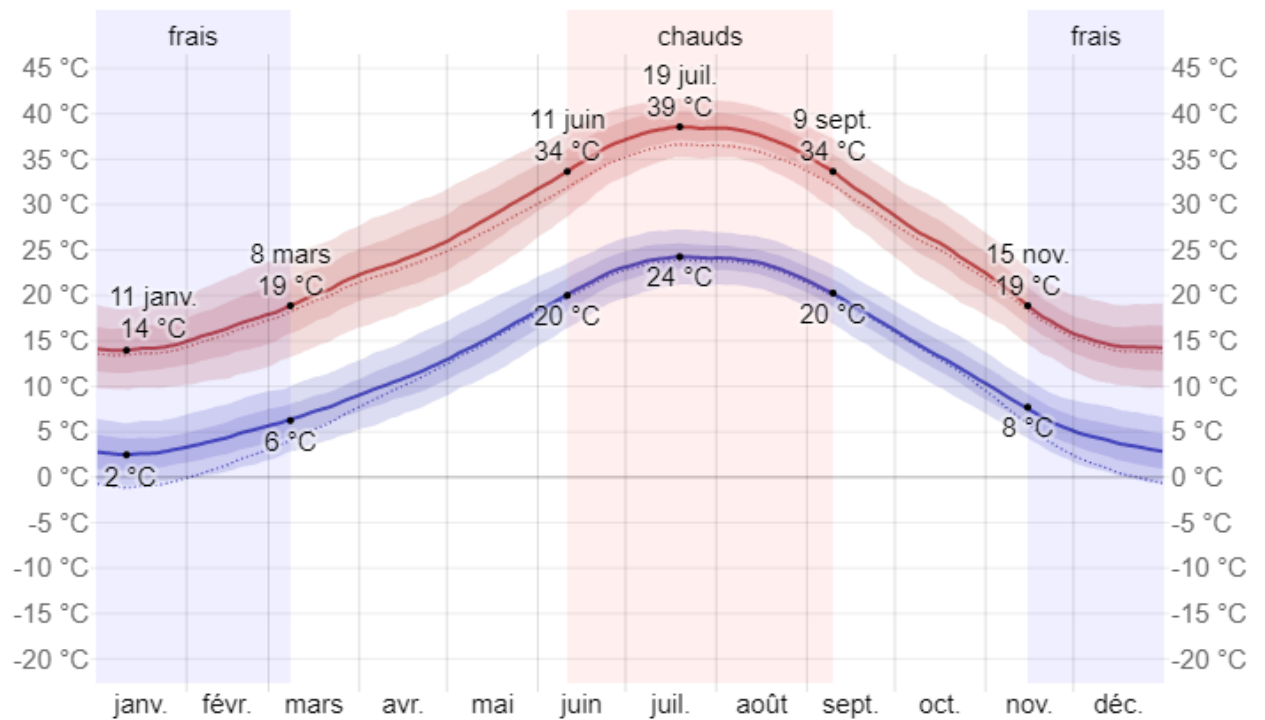


Figure III. 4: Schéma de température moyenne année 2023

➤ **Rayonnement (irradiation) moyenne :**

D'autre part, la figure III.5 présente la variation moyenne d'irradiation dans la ville de Laghouat pour chaque mois.

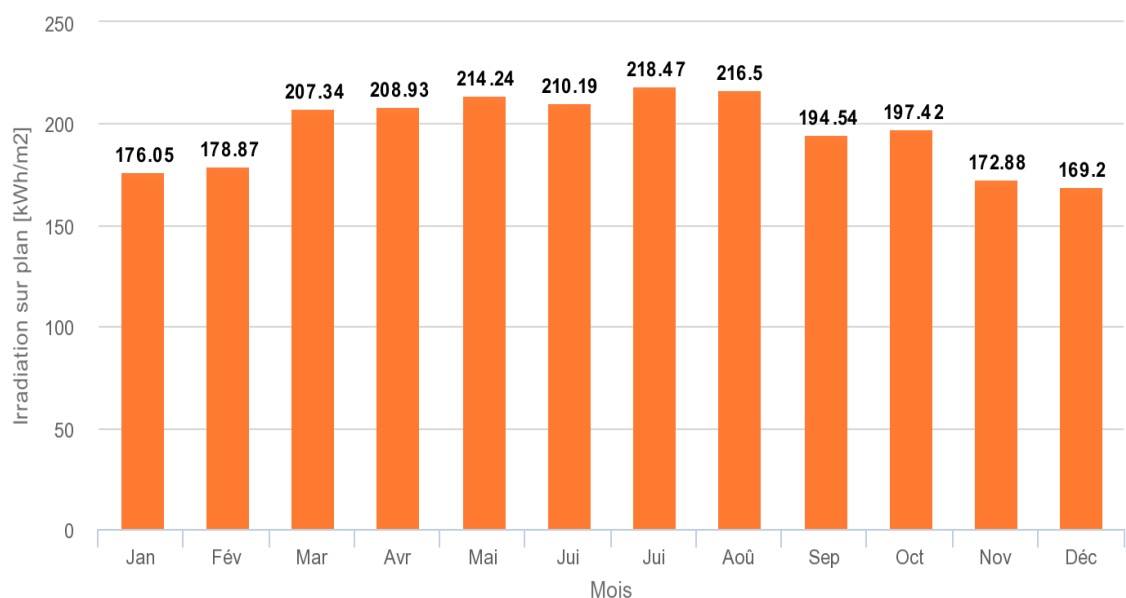


Figure III.5 : Schéma d'Irradiation moyenne année 2023 par site de web PVGIS

III.4.2. Quantité d'énergie consommée

Nous avons pris une maison située dans la ville de Laghouat (500 logements), Algérie et les besoins énergétiques de cette maison sont résumés dans le tableau suivant:

Tableau III.5 : Consommation d'énergie par jour

Equipements	Puissance Unitaire (W)	Nombre	Temps de fonctionnement (heure)	Puissance (W)	Consommation journalière (Wh/j)
Lampes	14	8	7	112	784
TV+Démo	104	2	6	208	1248
Réfrigérateur	170	1	24	170	4080
Ordinateur bureau	280	1	5	280	1400
Machine � laver	2000	1	1/2	2000	1000
Mobile	7	4	1	28	28
Climatiseur	1500	2	8	3000	24000
Autres utilisations	888	/	1/4	222	222
				P_{tot}=6020	E_{cj}= 32762

III.4.3. Calcul de la puissance crête PC

Irradiation journalière de Laghouat par site de web PVGIS : **6.48** [kWh/m²]

$$P_c = \frac{E_{cj}}{k \times I_r} = \frac{32,762}{0,65 \times 6.48}$$

$$P_c = 7.79 \text{ KWc}$$

Avec: E_c= 32762 Wh ; k=0.65 ; I_r =6.48 kW/m²/j.

➤ Choix de la tension du système

V_{sys}=48V (P_c >2000 W).

III.4.4. Calcul du nombre total des modules (en série et en parallèle) :

Tableau III.6 : Caractéristiques électriques du module choisi

Sun Earth_TDB156X156_72P_300W.PAN	
Type	Mono-crystalline
Puissance P _c	300 W
Tension V _{opt}	31V
Courant I _{opt}	8.27 A
Tension V _{oc}	39.8 V
Courant I _{cc}	9.66 A
L x G x H	(1642�992�35) mm

- Nombre total des modules :

$$N_m = \frac{7790}{300} = 26 \rightarrow 28 \text{ P}_{PV}$$

- Le nombre de modules connectés en parallèle est égale à :

$$N_{m,p} = \frac{V_{sys}}{V_{opt}} = \frac{48}{31} = 1.55 \approx 2 \text{ P}_{PV}$$

On a déduit à partir du nombre total de modules par champ PV le nombre de en série :

$$N_{m,s} = \frac{N_m}{N_{m,p}} = \frac{28}{2} = 14 \text{ P}_{PV}$$

III.4.5. Dimensionnement de la capacité des batteries

$$C_t = \frac{E_p \times N_j}{DOD \times U} = \frac{32762 \times 2}{0.8 \times 48} = 1706.35 \text{ Ah}$$

Avec : $E_c = 32762 \text{ Wh}$; $N_j = 2 \text{ jour}$; $U = 48 \text{ v}$; $D = 0.8$

➤ Calcul du nombre total des batteries (en série et en parallèle)

Caractéristiques de la batterie sélectionnée :

Tableau III.7 : Caractéristiques de la batterie utilisée

Kokam_KBM216_2P13S_120Ah.BTR	
Capacité	120 Ah
Technologie	Lithium-ino, NMC
Tension	48 V
DOD	80%

- Le nombre des batteries connectées en série est égale a :

$$N_{b,s} = \frac{V_{sys}}{V_{opt}} = \frac{48}{48} = 1$$

- Le nombre des batteries connectés en parallèle est égale à :

$$N_{b,p} = \frac{C_t}{C_b} = \frac{1706.35}{120} = 14 \text{ batteries}$$

- Nombre total des batteries :

$$N_b = N_{b,p} \times N_{b,s} = 14$$

III.4.6. Choix de l'onduleur

$$P_{ond} \geq 1.25 P_c \geq 1.25 \times 6020 \text{ W}$$

$$P_{ond} \geq 7525 \rightarrow 8000 \text{ W}$$

Avec : tension de l'onduleur égale à 48v

III.4.7. Dimensionnement des câbles

La section du câble électrique est calculée par la formule suivante :

$$S = \rho \times \frac{L \times I}{\Delta U}$$

Pour chaque panneau de 7 modules solaires raccordés en parallèle, il y a une boîte jonction niveaux1. Donc les nombre total de boîtes jonction est égal à 4. De plus, chaque 2 boîte jonction niveaux 1 raccordées en parallèle, il y a une boîte jonction niveaux 2. Boîte jonction niveaux 2 raccordée en série. Donc :

- La section de câble entre 7 modules et la boîte jonction niveaux1 :

$$S = 16 \times 10^{-6} \times \frac{2 \times 67.62}{1.194} = 1.81 \rightarrow 2.5mm$$

$$\text{Avec : } L = 2m; I_{sc}=67.62 \text{ A}; \rho=16 \times 10^{-6}; \Delta U = \frac{3\% \times 39.8}{100\%} = 1.194V;$$

- La section de câble entre la boîte jonction niveaux1et la boîte jonction niveaux2 :

$$S = 16 \times 10^{-6} \times \frac{4 \times 135.24}{1.194} = 7.2 \rightarrow 10mm$$

$$\text{Avec : } L = 4m; I_{sc}=135.24 \text{ A}; \rho=16 \times 10^{-6}; \Delta U = \frac{3\% \times 39.8}{100\%} = 1.194V;$$

- Section de câble entre boîte jonction niveaux 2 et l'onduleur:

$$S = 16 \times 10^{-6} \times \frac{8 \times 135.24}{1.194} = 14.5 \rightarrow 16mm$$

$$\text{Avec : } L = 8m; I_{sc}=135.24 \text{ A}; \rho=16 \times 10^{-6}; \Delta U = \frac{3\% \times 39.8}{100\%} = 1.194V;$$

- La section de câbles entre l'onduleur et parc de batterie :

$$S = 16 \times 10^{-6} \times \frac{4 \times 135.24}{1.194} = 7.2 \rightarrow 10mm$$

$$\text{Avec : } L = 4 \text{ m}; I_{sc}=135.24 \text{ A}; \rho=16 \times 10^{-6}; \Delta U = \frac{3\% \times 39.8}{100\%} = 1.194V;$$

Alors, nous résumons les besoins de câblage dans le tableau suivant :

TableauIII.8 : les besoins de câblage

Section de câbles	Longueur
2.5 mm	2 m
10 mm	8 m
16 mm	8 m

III.4.8. Choix des appareils de protection

Pour la protection de la boîte jonction niveaux 1, on utilise un fusible et un interrupteur sectionneur :

$$I_{\text{fusible}} \geq 1.25 \times 67.62A; V_{\text{fusible}} \geq 1.25 \times 39.8 \text{ V}$$

$$I_{\text{interr}} \geq 1.25 \times 67.62A; V_{\text{interr}} \geq 1.25 \times 39.8V$$

Pour la protection de la boîte jonction niveaux 2, on utilise un fusible et un interrupteur sectionneur,

$$I_{\text{fusible}} \geq 1.25 \times 135.24 \text{ A}; V_{\text{fusible}} \geq 1.25 \times 39.8 \text{ V}$$

$$I_{\text{interr}} \geq 1.25 \times 135.24 \text{ A}; V_{\text{interr}} \geq 1.25 \times 39.8 \text{ V}$$

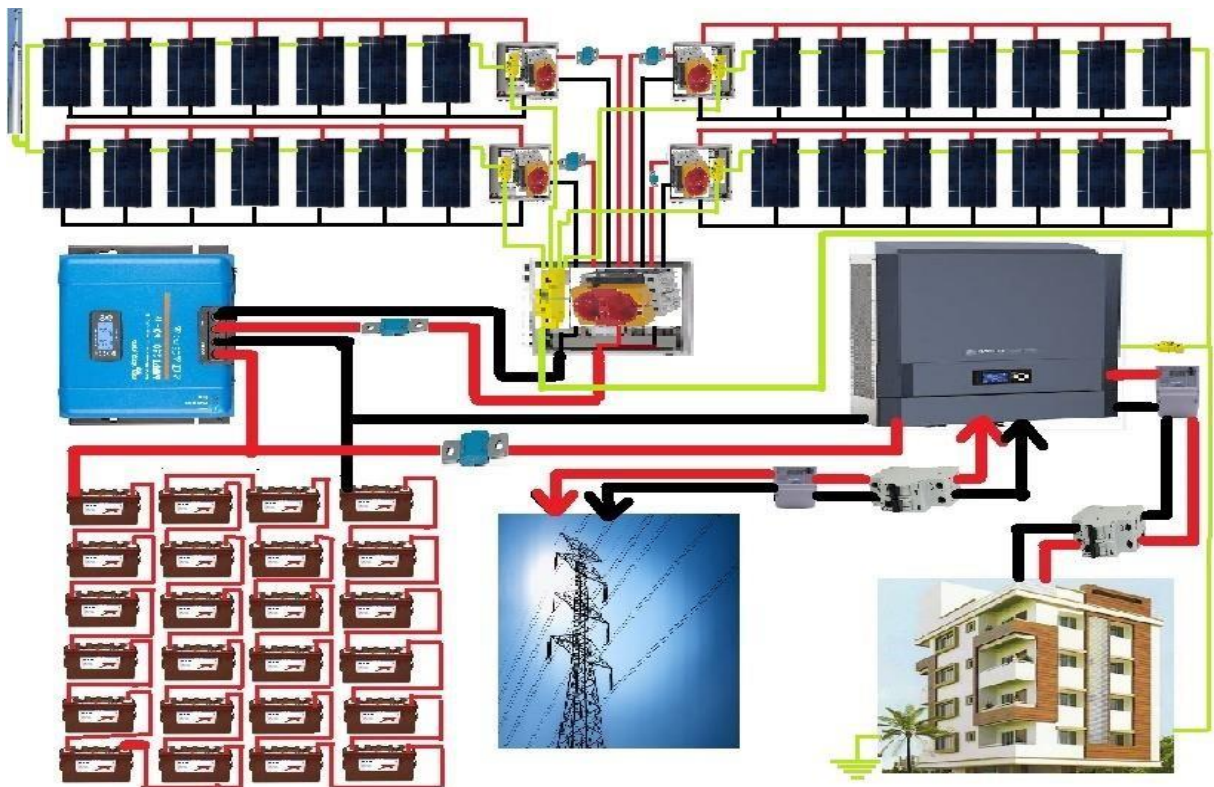
Pour la protection de du champ PV totale, on utilise un fusible et interrupteur sectionneur :

$$I_{\text{fusible}} \geq 1.25 \times 135.24 \text{ A}; V_{\text{fusible}} \geq 1.25 \times 79.6 \text{ V}$$

$$I_{\text{interr}} \geq 1.25 \times 135.24 \text{ A}; V_{\text{interr}} \geq 1.25 \times 79.6 \text{ V}$$

Et enfin, pour la protection entre le régulateur et le parc de batteries, on utilise des fusibles :

$$I_{\text{fusible}} \geq 1.25 \times 135.24 \text{ A} ; V_{\text{fusible}} \geq 1.25 \times 79.6 \text{ V}$$



FigureIII.6: Schéma général de la centrale solaire PV étudiée

III.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons abordé les méthodes analytiques et classiques de dimensionnement d'une installation photovoltaïque, et on a choisi **la méthode du mois le plus défavorable** pour dimensionner notre installation PV. Dans le dernier chapitre, nous allons faire une comparaison entre ces résultats avec ceux obtenus via le logiciel PVsyst.

Chapitre IV

**Dimensionnement du Système PV
Étudié par le Logiciel PVsyst**

IV.1. Introduction

Dans le but d'optimiser le dimensionnement des différents composants constituant une installation PV connectée au réseau et réduire le coût de cette installation, nombreux des logiciels existent maintenant pour modéliser, optimiser ou dimensionner les différents systèmes conçus à partir de l'énergie renouvelable. Dans notre étude, on a choisi le logiciel PVsyst pour dimensionner et simuler notre système PV (la simulation numérique concernant la même maison présentée précédemment).

IV.2. Présentation du logiciel PVsyst

PVSYST est un logiciel conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs, mais aussi un outil pédagogique très utile. Il inclut une aide contextuelle approfondie, qui explique en détail la procédure et les modèles utilisés et offre une approche économique avec guide dans le développement d'un projet. PVSYST permet d'importer des données météo d'une dizaine de sources différentes ainsi que des données personnelles [27].

Il est conçu pour être utilisé dans le domaine du photovoltaïque pour la conception et le dimensionnement du système. Il propose plusieurs manières de modéliser un système PV (système autonome ou accordé au réseau), comme il propose plusieurs technologies des cellules PV et des batteries ainsi que les différents fabricants de ces derniers. Pour notre étude on a choisi un système isolé avec batteries.

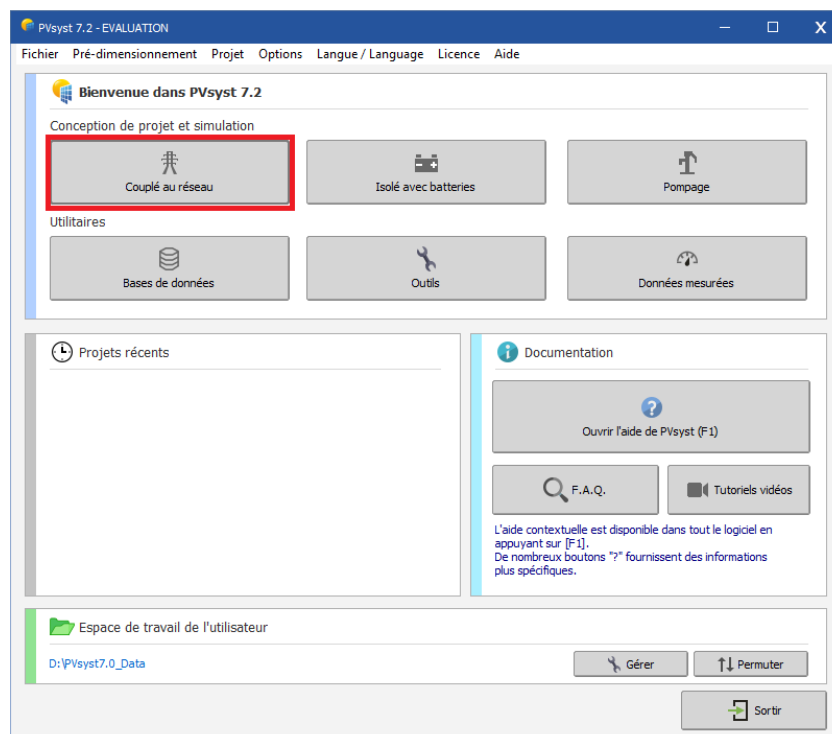


Figure IV.1 : Présentation du logiciel PVsyst

La simulation d'un système sous PVsyst nécessite plusieurs étapes qui se succèdent l'une après l'autre.

IV.3. Étapes de la simulation d'un système PV couplé au réseau sous PVsyst

IV.3.1. Désignation du projet

Le projet inclut principalement la définition du site géographique et le fichier météo horaire. Par ailleurs, on peut construire plusieurs variantes du système à étudier.

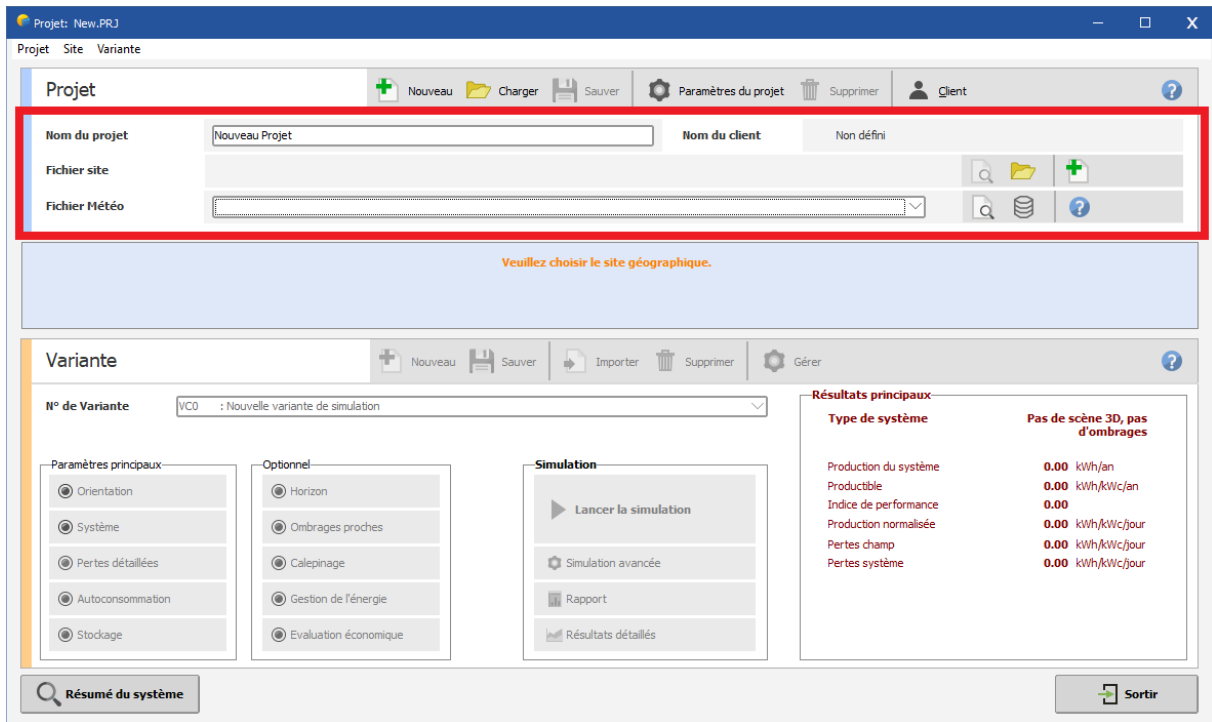


Figure IV.2 : Désignation du projet dans PVsyst

IV.3.2. Les paramètres du site

Dès le lancement de la simulation du système étudié, la fenêtre indiquée sur la Figure IV.3 s'affiche. Ainsi, l'utilisateur introduit les coordonnées géographiques relatives au site concerné, ce qui permet d'avoir toutes les informations nécessaires du gisement solaire.

CHAPITRE IV : Dimensionnement du Système PV Étudié par le Logiciel PVsyst

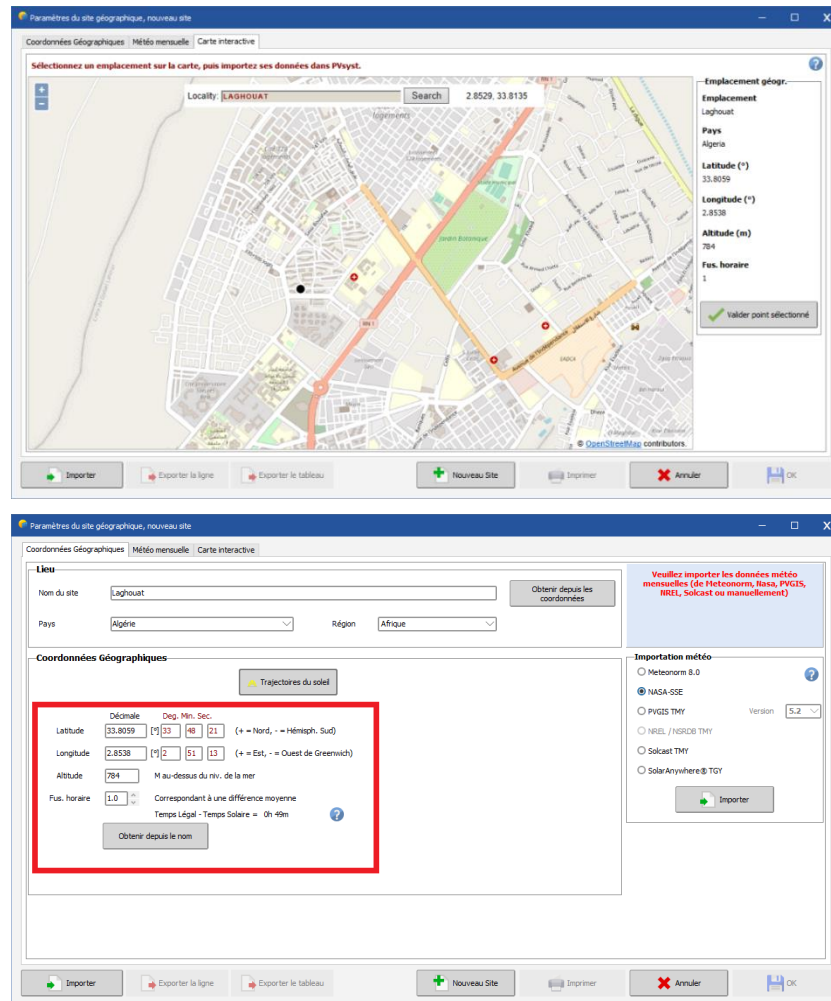


Figure IV.3 : Position et coordonnées géographiques

La figure IV.4 ci-dessous nous donne les moyennes mensuelles des irradiances globales et diffuses ainsi que celles des températures.

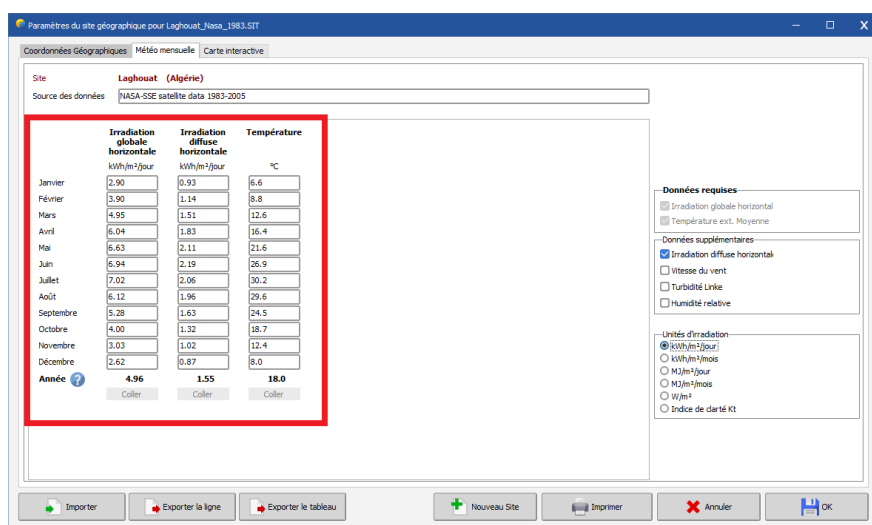


Figure III.4 : Données météorologiques mensuelles de Laghouat

Par ailleurs, la Figure IV.5 nous montre la trajectoire du soleil à chaque heure de la journée pendant les mois de l'année selon les deux coordonnées : l'azimut (angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'Est) et la hauteur du soleil (angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu).

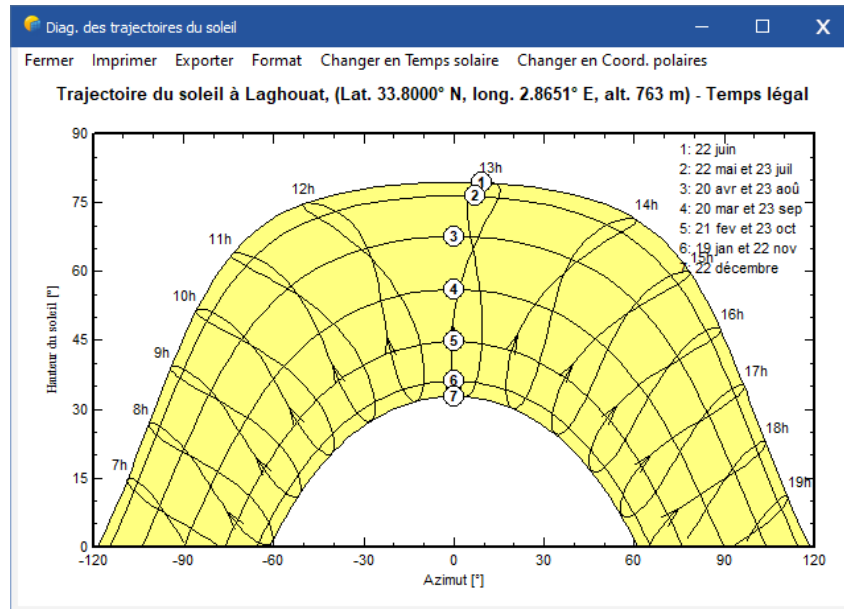


Figure IV.5 : Diagramme de la trajectoire du soleil

IV.3.3. Orientation des panneaux

Selon les informations citées au paragraphe III.4.1, nous avons opté pour une inclinaison de 35° et azimut 0° (sud), et nous avons choisi le type de champ plan incliné fixe.

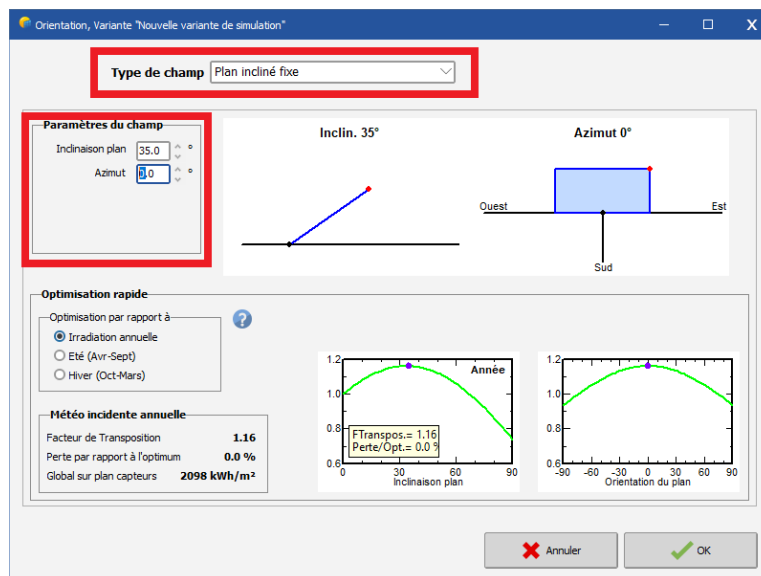


Figure IV.6 : Orientation des panneaux et type de champ

IV.3.4. Dimensionnement du champ PV

Le type de module choisi dans cette présente étude est de type : Sun Earth_TDB156X156_72P_300W.PAN dont les caractéristiques techniques sont présentées dans l'Annexe.

Sous-champ

Nom et orientation du sous-champ
 Nom: Champ PV
 Orient: Plan incliné fixe
 Indinaison: 35°
 Azimut: 0°

Aide au dimensionnement
 Entrez Pnom désirée: 7.9 kWc
 ou surface disponible(modules): 51 m²

Sélection du module PV

Disponibles: Tous les modules PV
 Modules nécessaires approx.: 26

Sun Earth Solar Power
 300 Wp 31V Si-mono TDB156X156-72-P 300W Depuis 2011 Manufactureur 2011

Utiliser optimiseur

Dimens. des tensions : Vmpp (60°C) 30.4 V
 Vco (-10°C) 51.1 V

Sélection de l'onduleur

Disponibles: Tension de sortie 230 V 50Hz
 SofarSolar 8.0 kW 160 - 960 V TL 50/60 Hz SOFAR 8800TL-X Depuis 2017

Nb. d'entrées MPPT: 2
 Tension de fonctionnement: 160-960 V Puissance onduleur utilisée: 8.0 kWac
 Tension entrée maximale: 1000 V onduleur avec 2 MPPT

Dimensionnement du champ

Nombre de modules et chaînes
 Mod. en série: 14 entre 6 et 19
 Nb. chaînes: 2 entre 2 et 3

Cond. de fonctionnement
 Vmpp (60°C) 426 V
 Vmpp (20°C) 527 V
 Vco (-10°C) 715 V

Irradiance plan 1000 W/m²
 Imp (STC) 16.4 A
 Isc (STC) 17.4 A
 Isc (aux STC) 17.4 A

Puiss. max. en fonctionnement (à 1000 W/m² et 30°C) 7.4 kW
 Puiss. nom. champ (STC) 8.4 kWc

Résumé système global

Nombre de modules: 28
 Surface modules: 54 m²
 Nbre d'onduleurs: 1
 Puissance PV nominale: 8.4 kWc
 Puissance PV maximale: 8.1 kWDC
 Puissance AC nominale: 8.0 kWAC
 Rapport Pnom: 1.050

Figure IV.7 : Dimensionnement du champ PV

Les deux figures suivantes représentent les caractéristiques du panneau choisi.

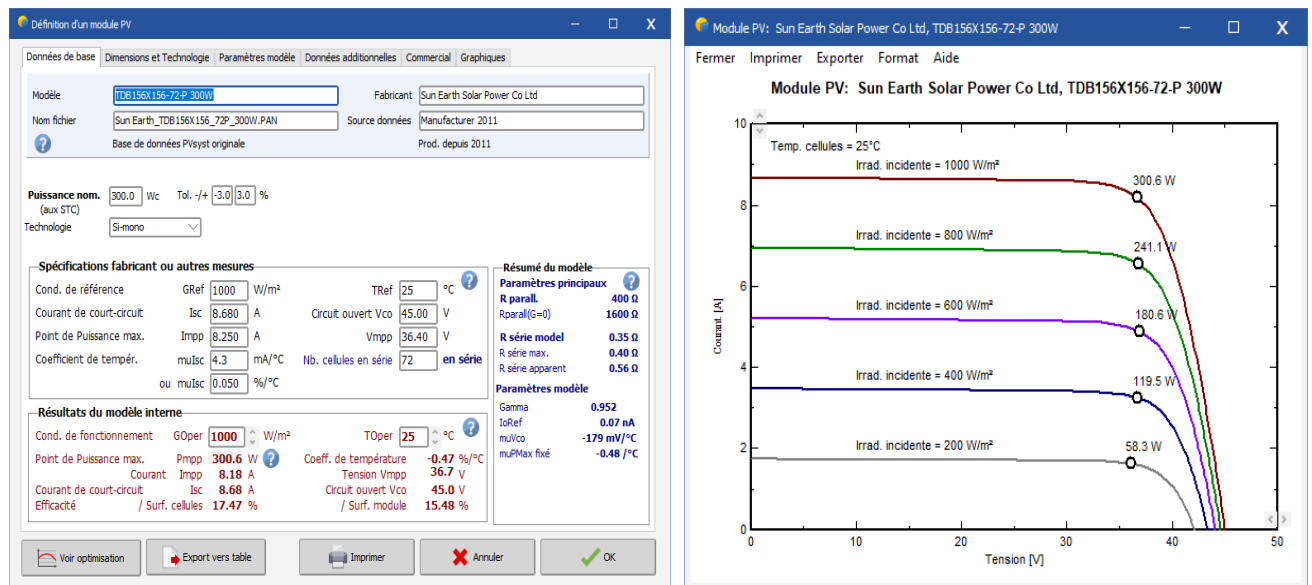


Figure III.8 : Les caractéristiques du module

IV.3.5.Choix de l'onduleur et Régulateur

Afin de réaliser un système stable et conforme aux choix précédents, nous avons choisi l'onduleur suivant : Kokam_KBM216_2P13S_120Ah.BTR.

En ce qui concerne le régulateur, dans la technologie moderne, il est intégré au l'onduleur, et dans notre cas il a été choisi le régulateur MPPT qui est le plus utilisé.

The screenshot displays the 'Définition d'un système réseau' window in PVsyst. The 'Sélection de l'onduleur' (Inverter Selection) section is highlighted with a red box. It shows the selection of a SofarSolar 8800TL-X inverter with 2 MPPT inputs. The 'Dimensionnement du champ' (Field Sizing) section shows the number of modules (28) and strings (2). The 'Résumé système global' (Global System Summary) section shows the overall system parameters, including the number of modules (28), surface (54 m²), and power (8.4 kW).

Figure IV.9 : Choix de l'onduleur et Régulateur

La figure suivante représente les caractéristiques du l'onduleur choisi.

The screenshot displays the 'Définition d'un onduleur pour le réseau' window in PVsyst. The 'Paramètres principaux' (Main Parameters) section is highlighted. It shows the model (SOFAR 8800TL-X) and manufacturer (SofarSolar). The 'Entrée (DC, Champ PV)' (DC Input) section shows the minimum MPP voltage (160 V) and maximum PV voltage (1000 V). The 'Sortie (Réseau AC)' (AC Output) section shows the AC voltage (230 V) and power (8.00 kVA). The 'Efficacité' (Efficiency) section shows the maximum efficiency (98.30 %) and EURO efficiency (98.00 %).

Figure IV.10 : Les caractéristiques du l'onduleur

IV.3.6. Dimensionnement du parc de batteries

On a choisi des batteries Lithium-ion NMC, pour le stockage d'énergie ; ainsi, selon III.4.5, pour une tension DC de 48 V et une durée d'autonomie de deux jours le nombre de batteries nécessaires pour un tel système photovoltaïque est de 14 batteries (1 en série de 14 chaines). La capacité totale du parc de batteries est de 1680 Ah, pour assurer une énergie électrique suffisante pendant les journées peu ou non ensoleillées.

The screenshot shows the 'Système réseau avec gestion du stockage' window in PVsyst. The 'Type de système - Stratégie de stockage' is set to 'Autoconsommation'. Under 'Pack de batteries', the 'Définition du pack de batteries' section shows the following configuration:

- Trier les batteries selon: ☒ tension, ☐ capacité, ☐ fabricant
- Kokam, 48.1 V, 120 Ah, Li NMC, KBM216_2P13S_120Ah
- Lithium-ion
- La batterie sélectionnée est un module
- 1 modules en série, 14 modules en parallèle
- Nombre de modules: 14, Nombre d'éléments: 364
- Tension du pack batteries: 48 V
- Capacité globale (C10): 1680 Ah
- Energie stockée (80% DOD): 64.6 kWh
- Poids total: 546 kg
- Nbre de cycles à 50 % DOD: 1953
- Energie totale stockée durant la vie de la batterie: 79.2 MWh

The 'Température batterie en opération' section shows 'Mode tempér.' set to 'Fixée (local tempéré)' and 'Température fixée' at 20 °C. The 'Information système' section shows:

- PNom du champ PV: 8.40 kWc
- Production PV journalière (jour clair, été): 49.6 kWh
- Puissance utilisateur maximum: 1.02 kW
- Besoins journaliers moyens des utilisateurs: 13.2 kWh
- Ce pack de batteries représente environ :
 - Durée de charge en plein soleil: 7.7 heures
 - Décharge sous consommation moyenne: 117.8 heures
 - Décharge sous consommation maximale: 63.3 heures

Figure IV.11 : Dimensionnement du parc de batteries

La figure IV.12 représente les caractéristiques de la batterie choisie.

The screenshot shows the 'Définitions d'une batterie' window in PVsyst. The 'Données de base' tab is selected, showing the following details:

- Modèle: KBM216_2P13S_120Ah, Fabricant: Kokam
- Nom fichier: Kokam_KBM216_2P13S_120Ah.BTR, Source données: Datasheet 2017
- Technologie: Lithium-ion, NMC, Catégorie: Batterie
- Paramètres de base:
 - Nbre cellules en série/en parallèle: 13 / 2 soit 26 cellules
 - Tension nominale: 48.1 V
 - Capacité à C10: 120.00 Ah
 - Résistance interne @ temp. réf.: 9.75 mΩ
 - Température de référence: 20.0 °C
 - Efficacité coulombienne: 96.0 %
- Info : Renormalisation à C10:
 - Capacité nominale spécifiée: 106.0 Ah
 - Définie pour un taux de décharge de: 2.00 Heures
 - =>C10 correspondant, selon modèle Peukert: 109.5 Ah
- Comportement aux limites:
 - Tension de coupure de charge: 54.6 V
 - Tension de coupure de décharge: 39.0 V
 - Courant de charge maximum: 212.0 A
 - Courant de décharge maximum: 212.0 A
 - Température minimale de charge: 10.0 °C
 - Température minimale de décharge: -10.0 °C
- Indicateurs pour la batterie complète:
 - Energie stockée à DOD: 95 %
 - Energie stockée totale (1047 cycles): 5.50 kWh
 - Energie spécifique: 141 Wh/kg
 - Poids spécifique: 7 kg/kWh

Figure IV.12 : caractéristiques de la batterie

D'autre part, la figure suivante représente le fonctionnement de la batterie choisie.

Système réseau avec gestion du stockage

Type de système - Stratégie de stockage: **Autoconsommation**

Autoconsommation

Pack de batteries | Autoconsommation

Seuils SOC pour la batterie

Max. SOC pour charge (OFF): 95 %

Min. SOC pour décharge (OFF): 20 %

Cond. de fonctionnement

Charge: Lorsqu'il y a un excès de puissance solaire. La puissance peut attendre la puissance du champ PV, moins la puissance de l'utilisateur à ce moment-là.

Décharge: Dès que l'utilisateur a besoin de puissance. La puissance peut attendre la puissance maximum demandée par l'utilisateur, particulièrement la nuit.

☒ Autorise l'injection solaire dans le réseau

Chargeur de batterie

Puissance max. de charge: 6.2 kW

=> Durée de charge complète: **10.4 heures**

Info: P_{Nom} du champ PV: **8.40 kWc**

Puissance de sortie max. (ciel clair): **7.92 kWac**

Efficacité maximale: 97.0 %

Efficacité EURO (équivalent): 95.0 %

Onduleur batterie - utilisateur

Puissance max. de décharge: 1.4 kW

=> Durée de décharge complète: **47.9 heures**

Info: Puissance max. de l'utilisateur: **1.02 kW**

Puissance moyenne utilisateur: **0.55 kW**

Efficacité maximale: 97.0 %

Efficacité EURO: 95.0 %

Résumé du système | Annuler | OK

Figure IV.13 : Fonctionnement de la batterie

De plus, cette figure suivante représente le schéma synoptique du système PV connecté au réseau :

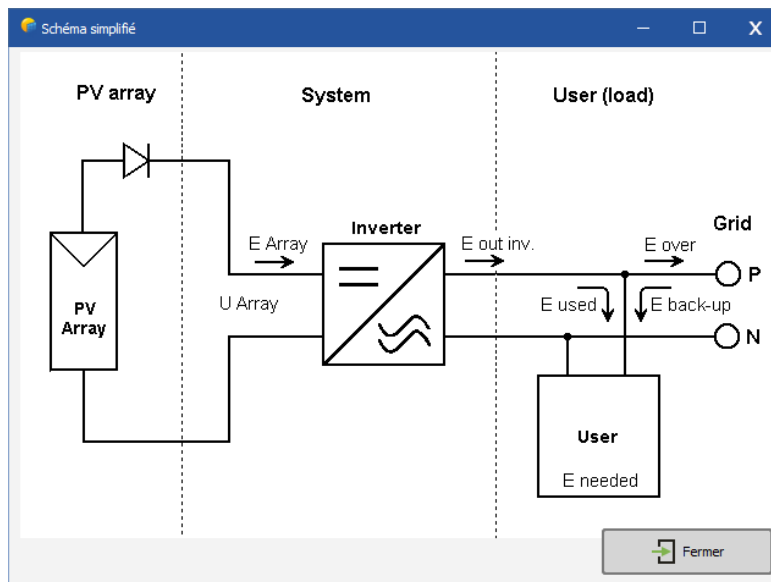


Figure IV.14 : Schéma synoptique du système PV étudié

IV.3.7. Dimensionnement des câbles

Après avoir mesuré les longueurs et les sections des câbles, le programme nous permet de savoir comment les connecter et la valeur de leur résistance

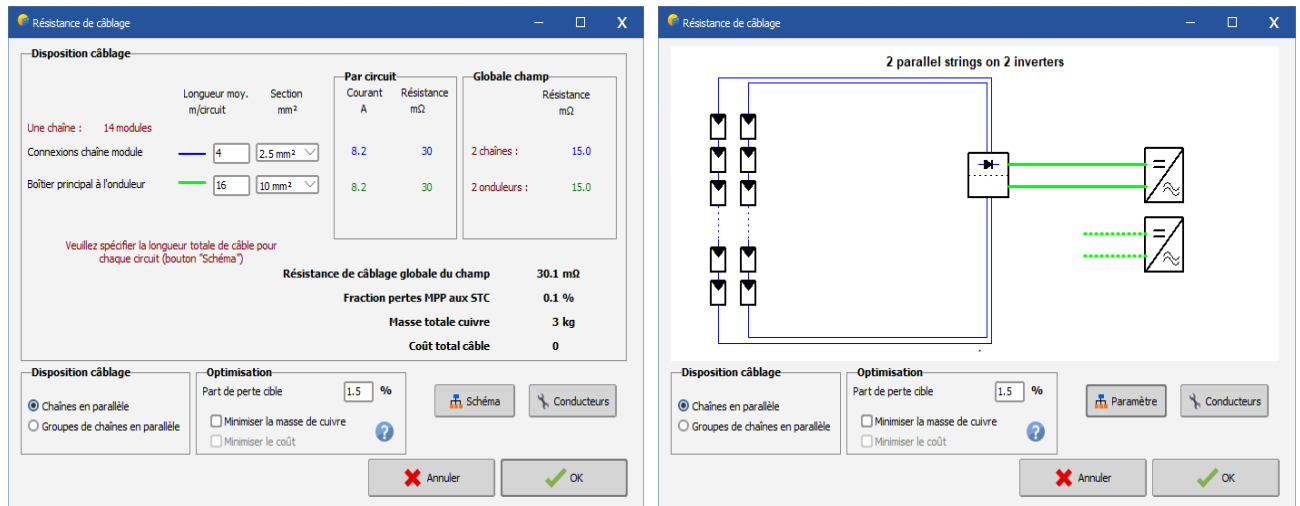


Figure IV.15 : Résistance du câble et méthode de connexion

IV.3.8. Besoins des utilisateurs

Nous avons entré la valeur moyenne réelle de l'énergie consommée pendant la journée pour chaque saison.

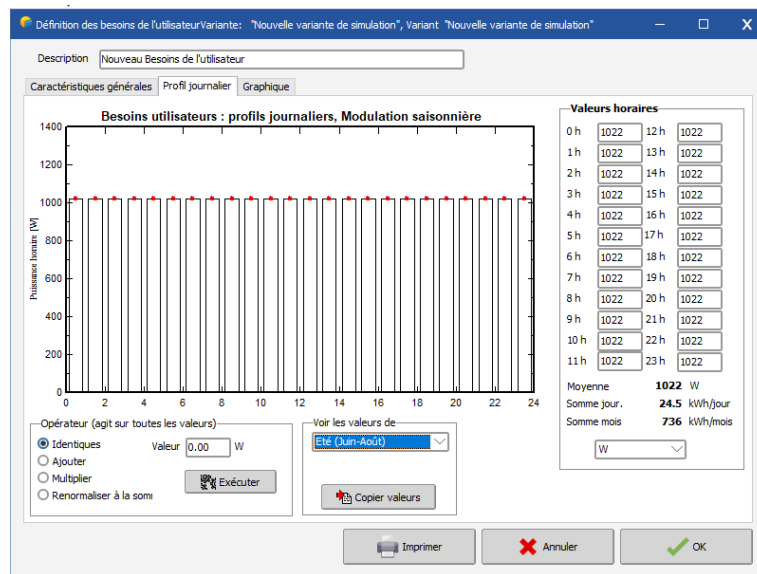


Figure IV.16 : Besoins énergétiques quotidiens moyens pour l'été

IV.3.9. Conception de simulation d'ombre 3D

Cette fonctionnalité nous permet de créer une conception 3D du système afin de connaître l'ombrage et la valeur des pertes de celui-ci.

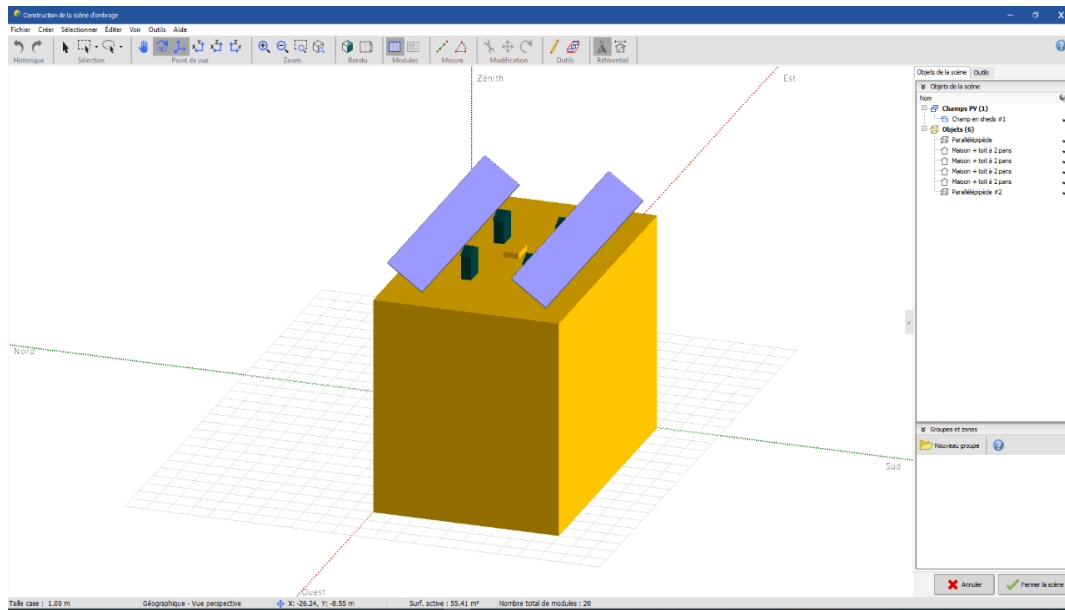


Figure IV.17 : Conception de simulation d'ombre 3D

IV.4. Interprétation et discussions des résultats

Après la configuration de toutes les étapes de la simulation, un rapport de cette dernière est réalisé automatiquement avec tous les résultats nécessaires sous forme de tableaux et de figures.

IV.4.1. Température et l'irradiation solaire

La figure IV.18 montre la variation de la température et du l'irradiation solaire sur le site de Laghouat. Chaque paramètre a une signification et une importance dans notre étude.

- La température de l'air, a une influence sur le rendement de la production des panneaux photovoltaïque, (la température est inversement proportionnelle au rendement des panneaux photovoltaïques).
- L'irradiation solaire mensuelle, nous aidons à déterminer la production énergétique des panneaux photovoltaïques pour chaque mois (l'irradiation solaires sont proportionnelle au rendement des panneaux photovoltaïques).

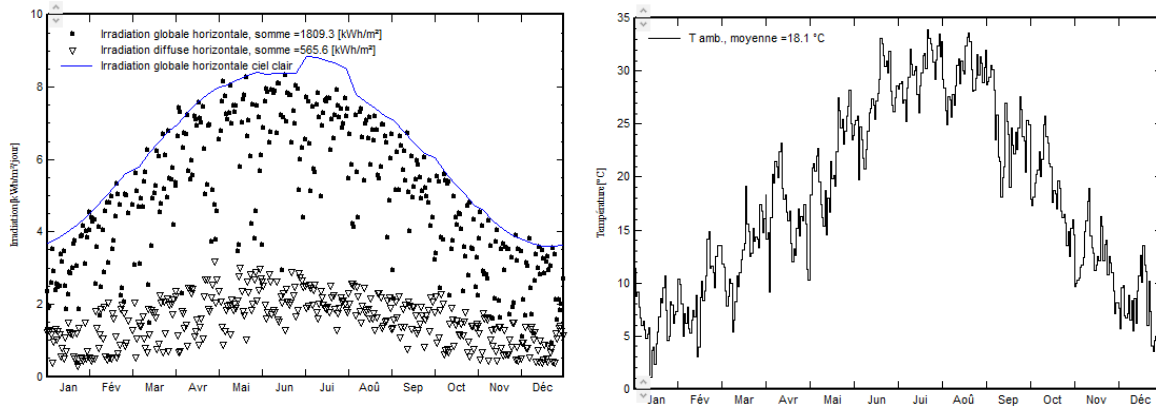


Figure IV.18 : Irradiation et Température

IV.4.2. Etat de charge et décharge des batteries

Nous choisissons trois cas de courant afin d'étudier la charge et la décharge de la batterie :

Cas1 : dans le premier cas d'un courant égal à 24A, les batteries tiennent 4.9 heures pour une charge ou décharge complété.

Cas2 : dans le deuxième cas d'un courant égal à 6A, les batteries tiennent 20 heures pour une charge ou décharge complété.

Cas3 : dans le troisième cas d'un courant égal à 1.2A, les batteries tiennent 104 heures pour une charge ou décharge complété.

La tension de couper de charge égale à 54.6 V et la tension de couper de décharge égal 39V.

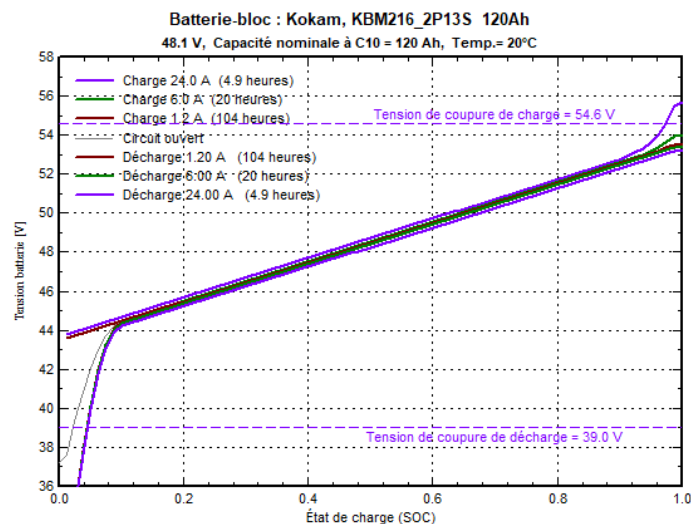


Figure IV.19 : Etat de charge et décharge des batteries

IV.4.3. Bilas de puissance et résultats principaux

Le tableau IV.1 représente toutes les données relatives à la production d'énergie et la quantité de consommation des utilisateurs, ainsi que la quantité qui est injectée dans le réseau. Les données seront discutées après les avoir converties en graphiques.

Tableau IV.1 : Bilas et résultats principaux

	GlobHor KWh/m ²	DiffHore KWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc KWh/m ²	GlobEffi KWh/m ²	EArray KWh	E_User KWh	E_Solar KWh	E_Grid KWh	EFr_Grid KWh
Janvier	89.9	28.83	6.62	146.1	139.6	992	135.4	135.4	782.2	0.000
Février	109.2	31.92	8.83	156.0	151.0	1054	122.3	122.3	892.0	0.000
Mars	153.5	46.81	12.55	187.5	181.6	1242	598.9	598.9	577.6	0.000
Avril	181.2	54.90	16.37	190.1	182.9	1229	579.6	579.6	585.6	0.000
Mai	205.5	65.41	21.60	192.1	184.2	1212	598.9	598.9	546.5	0.000
Juin	208.2	65.70	26.91	184.2	176.2	1127	735.8	735.8	321.7	0.000
Juillet	217.6	63.86	30.17	198.4	190.3	1191	760.4	760.4	350.4	0.000
Août	189.7	60.76	29.56	190.6	183.4	1150	760.4	760.4	313.5	0.000
Septembre	158.4	48.90	24.54	183.4	177.4	1147	125.3	125.3	974.3	0.000
Octobre	124.0	40.92	18.70	166.5	161.1	1074	129.5	129.5	903.3	0.000
Novembre	90.9	30.60	12.44	140.4	135.4	935	125.3	125.3	770.7	0.000
Décembre	81.2	26.97	7.96	137.2	130.8	923	135.4	135.4	747.4	0.000
Année	1808.3	565.58	18.07	2072.6	1994.0	13274	4807.2	4807.2	7765.2	0.000

Légende :

GlobHor : Irradiation globale horizontale

DiffHor : Irradiation diffuse horizontale

T_Amb : Température ambiante

GlobInc : Global incident plan capteurs

GlobEff : Global effectif, pour ombrage

Earray : énergie effective sortie champ

E_User : énergie fournie à l'utilisateur

E_Solar : énergie stockée

E_Grid : énergie injectée dans le réseau

EFr_Grid : puissance prélevée sur le réseau

IV.4.3.1. Energie produite

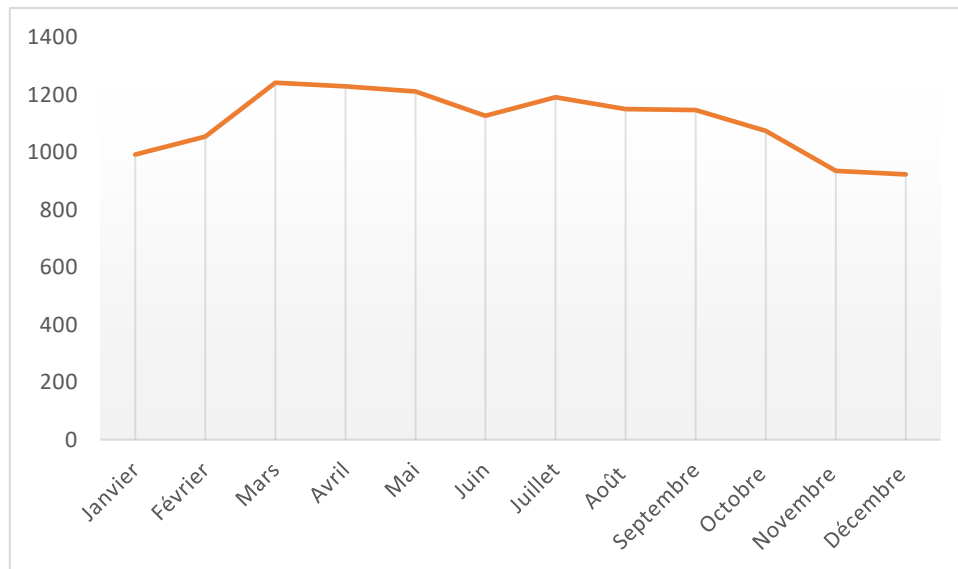


Figure IV.20 : Energie produite

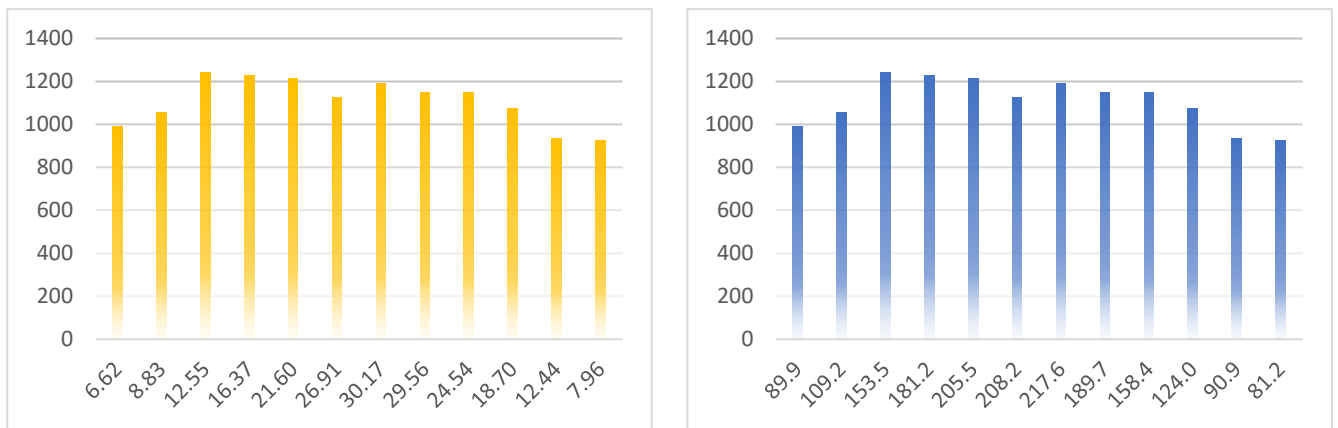


Figure IV.21 : La puissance produit par rapport à la température et le rayonnement

Selon les graphiques précédents (figure IV.20 et figure IV.21), la productivité énergétique est directement liée au cycle thermique et à la quantité de rayonnement émise par le soleil, c'est-à-dire que plus le rayonnement élevés et la température sont modérée, plus la productivité du système est élevée, Par exemple, le plus grand mois au cours duquel l'électricité a été produite est le mois de mars 1242 KWh, et il s'agit d'une référence à la quantité de rayonnement 187,5KWh/m² et à la température modérée 12,55°C.

IV.4.3.2. Consommation d'énergie

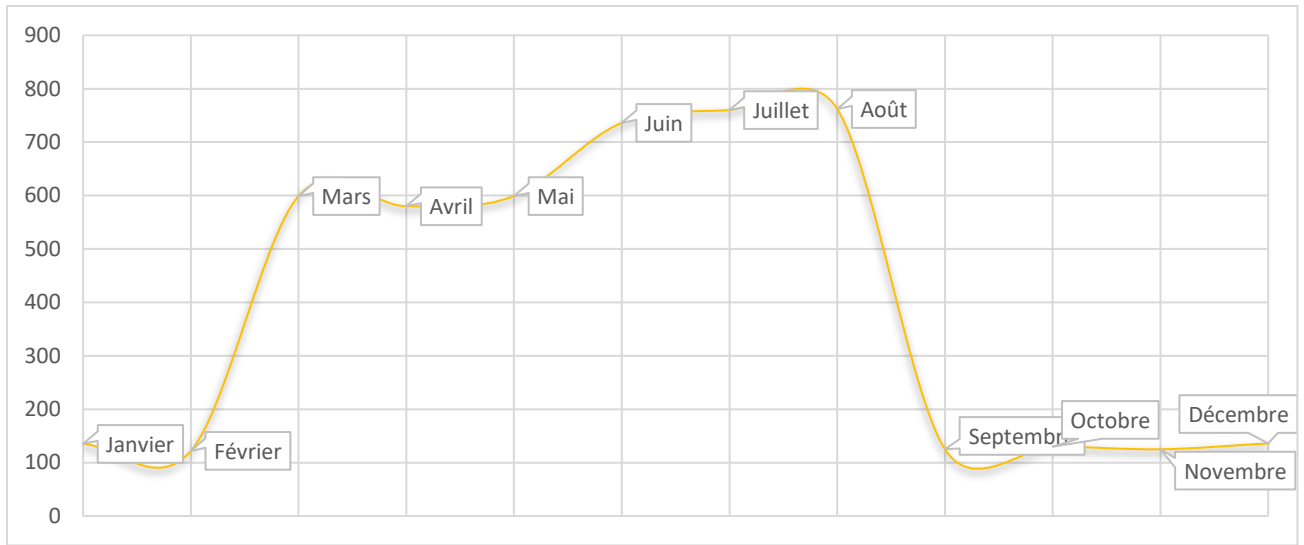


Figure IV.22 : Consommation d'énergie

On constate que la consommation d'énergie est importante en été et au printemps et diminue en hiver et en automne, ce qui est normal car la région de Laghouat se caractérise par un climat chaud en été, ce qui entraîne la consommation d'une grande quantité d'énergie.

IV.4.3.3. Énergie injectée dans le réseau

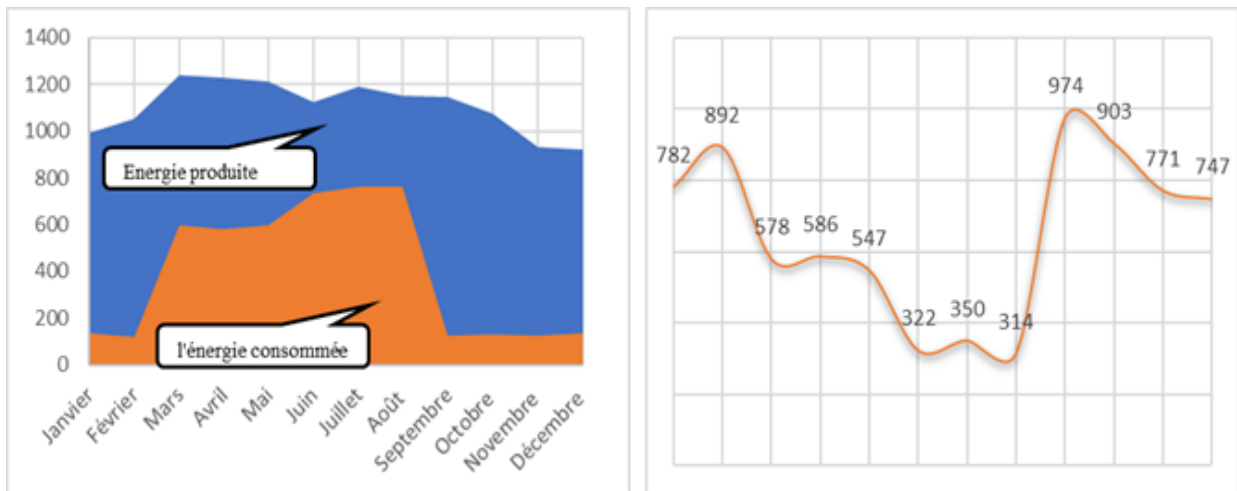


Figure IV.23 Énergie injectée dans le réseau

L'énergie excédentaire est injectée après avoir atteint la couverture de consommation de l'utilisateur de l'énergie produite. Comme nous le constatons, la quantité d'énergie injectée dans l'alun en hiver et en automne est supérieure à celle de l'été et du printemps, car la consommation de l'utilisateur est plus élevée au cours de ces deux saisons, car nous avons expliqué précédemment.

IV.4.4. Pertes du système

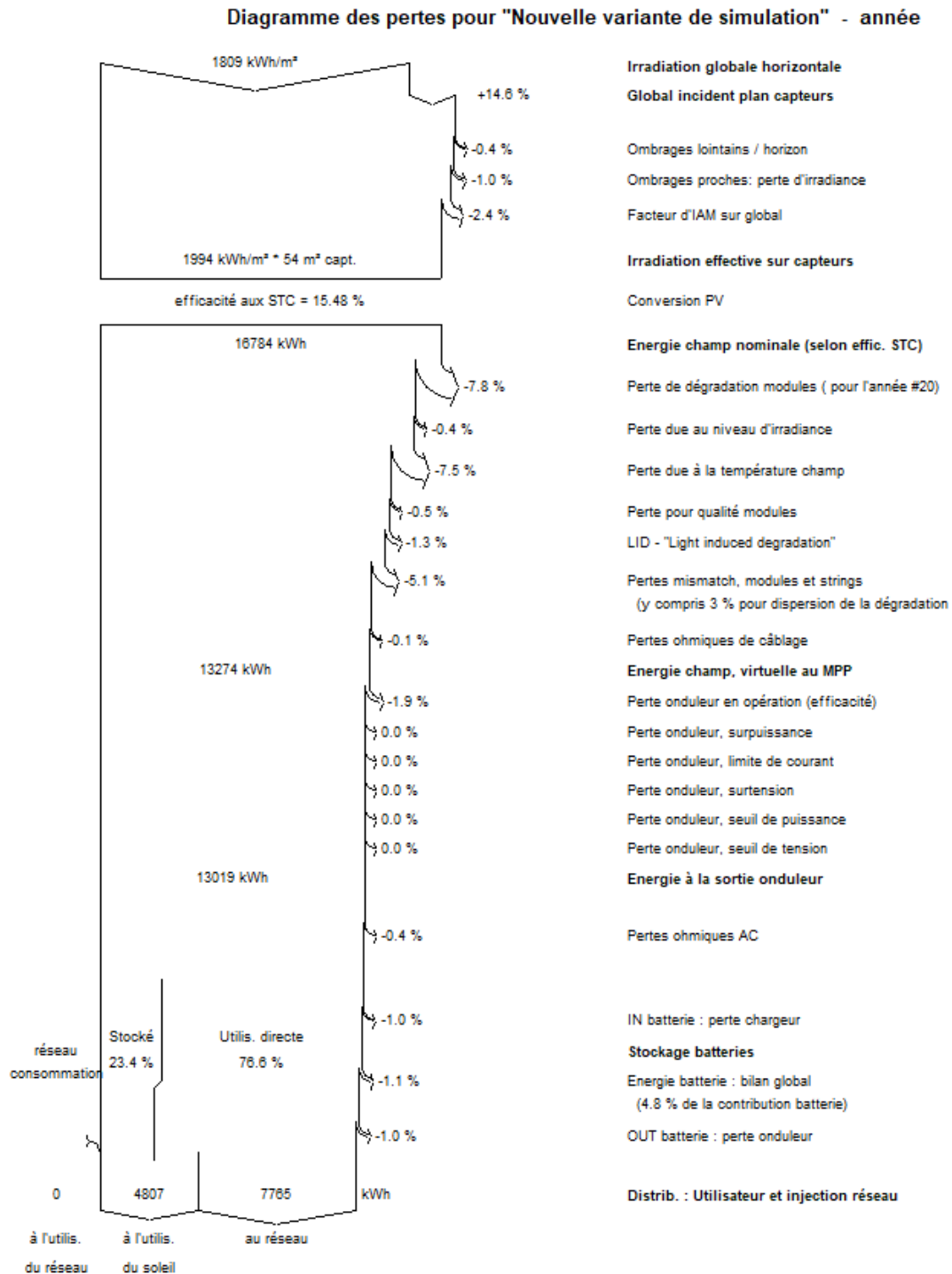


Figure IV.23 : Pertes du système

À partir de la figure IV.23, nous constatons les différentes pertes d'énergies, résumées sous forme d'un diagramme, sont très importantes dans le système photovoltaïque.

Ceci est justifié par le fait que le système photovoltaïque est exposé à plusieurs paramètres de dégradation qui est interprété par des facteurs de pertes (voir figure IV.23) :

- Pertes champs (Température, qualité des modules, résistance...).
- Pertes Onduleur globales.
- Pertes système de stockage
- Le besoin d'utilisation : charge avec système de stockage

Nous remarquons sur le diagramme des pertes sur l'année entière que l'irradiation globale incidente n'est pas complètement exploitable à cause des facteurs et pertes sur les différentes parties du système, on obtient une énergie totale de 13019 kWh.

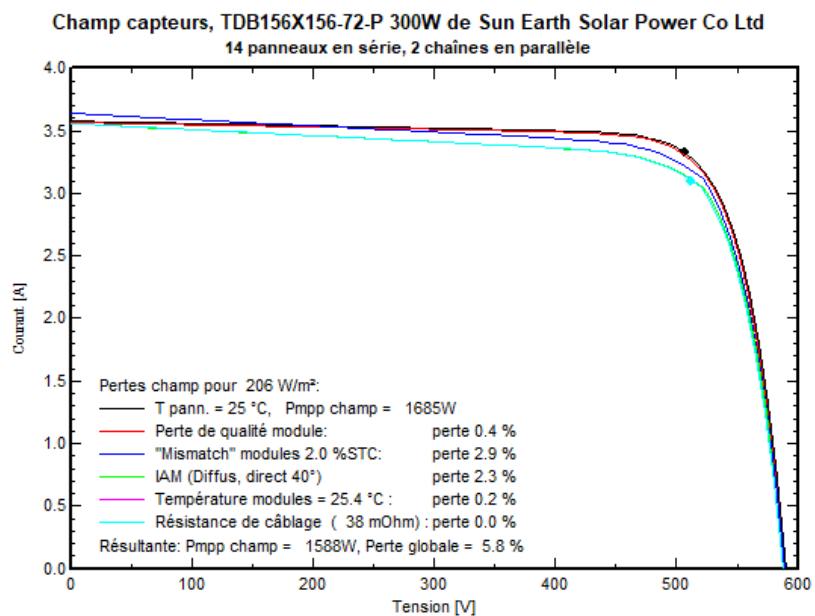


Figure IV.24: Effet des différentes pertes sur la caractéristique I(V)

La figure IV.24 représente l'influence de chaque type de perte électrique sur le graphe représentant les caractéristiques courant-tension de la cellule PV. Nous constatons que le facteur le plus influençant sur la production d'énergie d'un champ photovoltaïque est la température.

IV.4.6. Bilan du CO₂ émis

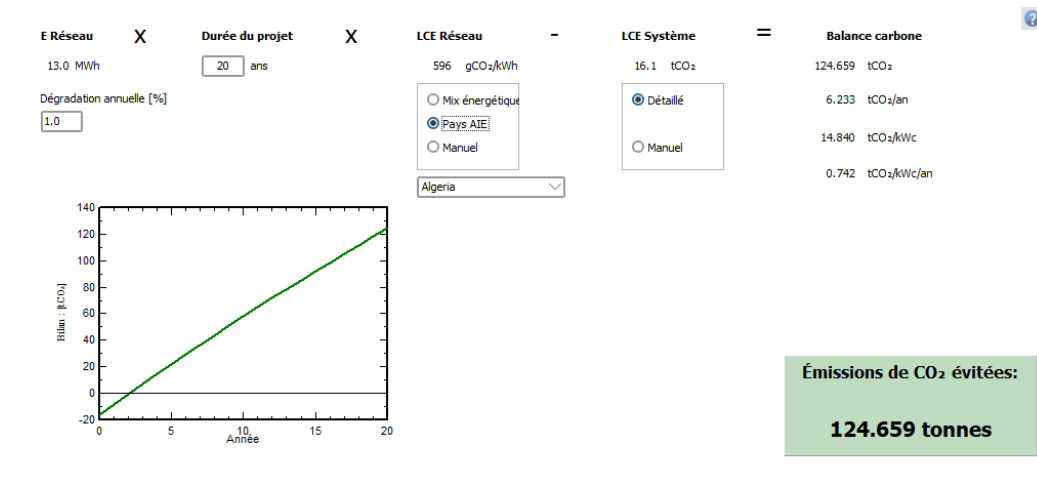


Figure IV.25 : Bilan du CO₂ émis

On peut exprimer le potentiel de réduction des émissions de CO₂ en tCO₂/kWc. Il indique la quantité de CO₂ qu'aurait émis le parc énergétique national pour produire la même quantité d'électricité pendant la durée de vie du système photovoltaïque.

Le système étudié a donné le résultat du taux de réduction d'émission du CO₂ pendant 20 ans est de 124,659 tons.

IV.5. Conclusion

D'après les résultats obtenus, l'utilisation du logiciel PVsyst nous a permis de simuler un système photovoltaïque connecté au réseau et dispose d'une riche base de données des éléments constitutifs de ce système (panneau photovoltaïque, onduleur, régulateur, batterie), et cela nous donne plusieurs données sur lesquelles s'appuyer et essayer de trouver le système optimal en termes de production d'énergie, choisir les éléments optimaux et disponibles, et même calculer la quantité de CO₂ que ce système limite.

Conclusion Générale

L'objectif général de cette étude est dimensionnement d'un système photovoltaïque résidentiel raccordé au réseau au niveau de la wilaya de Laghouat, Après notre étude théorique sur le système solaire photovoltaïque et ses éléments, à commencer par la fabrication des panneaux solaires, le principe de fonctionnement, leurs types et utilisations, et des éléments complémentaires tels que les batteries, les éléments complémentaires :le régulateur, le convertisseur et les câbles et protection, nous avons appris comment les panneaux solaires et les batteries s'interconnectent, comment l'interconnexion (séries et parallèle) affecte la valeur du courant et de la tension, et quels sont les influences naturels et électriques qui peuvent bien influencées le fonctionnement du système solaire, ainsi que les éventuels problèmes qui endommagent le système et nous avons appris à connaître les éléments distinctifs de chaque partie du système photoélectrique, et tout cela était en théorie (l'étude).

En ce qui concerne le dimensionnement, nous avons appris les lois de calcul de chaque élément (panneaux solaires, batteries et la sélection du convertisseur, câblage et protection), et nous avons utilisé un exemple réel (maison située dans la willaya de Laghouat ville) par deux méthodes de calcul : le calcul manuel et en utilisant le logiciel PVsys, où nous avons constaté des résultats presque similaires il ne déferé que par le fait que le programme est plus précis.

Sachant que le coût du système photovoltaïque est élevé par rapport au réseau régulier en Algérie, le système présente plusieurs avantages, notamment la réduction de la grande quantité de CO₂ émis en raison de l'utilisation des combustibles fossiles. Par conséquent, les études doivent être séchées afin de remplacer les combustibles fossiles par des énergies renouvelables afin de préserver la nature pour la prochaine génération.

Toutes fois, des perspectives demeurent nécessaires au-delà de ce mémoire, dont :

- Affiner le travail en utilisant des modèles plus performants et plus complexes.
- Généraliser l'étude pour d'autres zones climatiques algériennes

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] C. Ronneau, " ÉNERGIE, POLLUTION DE L'AIR ET DÉVELOPPEMENT DURABLE", Presses universitaires de Louvain, Belgique, 2004.
- [2] E.K. Hellel, " Fiabilité des systèmes énergétiques multi-sources ", Thèse De Doctorat, Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou.
- [3] F. Antony, C. Durschner, K. HeinzRemmers "Le photovoltaïque pour tous, conception et réalisation d'installations", deuxième édition, Berlin 2010.
- [4] SH. BENSALAM, "Effets de la température sur les paramètres caractéristiques des cellules solaires", Mémoire Magister, Université Ferhat Abbas, Sétif, 2011.
- [5] N. ZIDANE, "Étude et Dimensionnement des Systèmes de Production d'Energies Renouvelables", Mémoire Magister, Université Ferhat Abbas, Sétif 1, 2014.
- [6] A. Cheron "Le rayonnement solaire dans l'environnement terrestre", Le magazine de la politique scientifique fédérale, France, 2014.
- [7] G. MOINE, "L'énergie solaire photovoltaïque (PV): une filière compétitive en site isolé", Article 167, avr 2018.
- [8] A. Labouret, M. Villos, "Energie solaire photovoltaïque", Dunod 3ème édition 2006.
- [9] C. El AZZOUZY, " Dimensionnement d'une installation photovoltaïque ", Rapport de fin d'étude, Université Sidi Mohammed Ben Abdellah, Fes-Maroc, 2015.
- [10] A. ZIDANE, "Etude et dimensionnement d'une installation photovoltaïque au niveau d'un puits de gaz", Mémoire de Master, Université Abderrahmane Mira, Bejaïa, Promotion Juin 2012.
- [11] H. BOULECHFAR, " Conversion photovoltaïque ", Cours Master 1, Université Mohamed Boudiaf, M'sila, 2017/2018.
- [12] R. Alain, "Systèmes photovoltaïques", Polytech' Savoie 5eme année, Oct 2011
- [13] F. Guessoumi, A. Saadi, " Commande de panneau solaire à l'aide d'une carte à pic, Mémoire ingénieur, université de Biskra, 2010.
- [14] A. BORNi, " Etude et régulation d'un circuit d'extraction de la puissance maximale d'une panneau solaire", Mémoire Ingénieur d'Etat en Electrotechnique université MENTOURI, Constantine, 05/052009

- [15] S. ABOUDA, "Contribution à la commande des systèmes photovoltaïques: application aux systèmes de pompage", Thèse de doctorat, co-tutelle de l'Université de Reims Champagne-Ardenne et de l'Université de Sfax, France, Avril 2015.
- [16] M. ABBASEN Lyes, " Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale Photovoltaïque" Mémoire de magistère, Université Mouloud Mammeri, Tizi Ouzou, 2011.
- [17] R.P.Mukund, " wind and Solar power Systems ", Ph.D, Université merchant marine, France, 1999.
- [18] B. RAISON, "Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV", THÈSE Pour obtenir le grade de DOCTEUR, UNIVERSITÉ DE GRENOBLE, 7 août 2006
- [19] H. ASSEM, "Le régulateur de charge et de contrôle dans un système Photovoltaïque Autonome", Attachée de Recherche Division Energie solaire Photovoltaïque -CDRE, 2014.
- [20] M. BENSEDDIK Othmane, "Etude et optimisation du fonctionnement d'un système Photovoltaïque", Mémoire de Master, Université KASDI MERBAH, OUARGLA, 2012.
- [21] B. Bendali, "etude et simulation d'une chaine de production photovoltaïque", mémoire de master, Blida, 2008.
- [22] M. ZELLAGUI, " Comptage et Compteurs Électrique ", Thèse de Doctorat, Université de Batna 2.
- [23] C. Rodriguez, G.A.J Amaratunga, "Dynamic stability of grid-connected photovoltaic systems", Power Engineering Society General Meeting, 2004, IEEE, 6 June 2004 10-Vol.2, pp.2193 – 2199, 2004.
- [24] SE. MANSOUR. " Etude de Dimensionnement optimal d'une stationsolaire autonome en site isolé", Mémoire de master. Université de Tlemcen.
- [25] M. T. Boukadoum, A. Hamidat et N. Ourabia, "Le Pompage Photovoltaïque", rapport du Centre De Développement. des Energies Renouvelables, Rev. Energ. Ren. : Zones Arides (2002) 69-7.
- [26] B. Bendali, "etude et simulation d'une chaine de production photovoltaïque", mémoire de master, Blida, 2008.
- [27] --, " Module Electrique Solaire Photovoltaïque M41.1", Penta Project, Edition 2009.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: LAGHOUAT500

Variant: Nouvelle variante de simulation

Sheds, single array

System power: 8.40 kWp

Laghouat - Algérie

Author



PVsyst V7.2.21

VC1, Simulation date:
23/05/23 01:32
with v7.2.21

Project summary

Geographical Site

Laghouat

Algérie

Situation

Latitude 33.80 °N

Longitude 2.87 °E

Altitude 763 m

Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Laghouat

NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Synthétique

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 20

PV Field Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 35 / 0 °

Sheds, single array

Near Shadings

Linear shadings

User's needs

Daily profile

Seasonal modulation

Average 13.2 kWh/Day

System information

PV Array

Nb. of modules 28 units

Pnom total 8.40 kWp

Inverters

Nb. of units 1 unit

Pnom total 8.00 kWac

Pnom ratio 1.050

Battery pack

Storage strategy: Self-consumption

Nb. of units 14 units

Voltage 48 V

Capacity 1680 Ah

Results summary

Produced Energy 12.59 MWh/year

Used Energy 4.81 MWh/year

Specific production 1499 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR 72.32 %

Solar Fraction SF 100.00 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Detailed User's needs	7
Main results	8
Loss diagram	9
Special graphs	10
CO ₂ Emission Balance	11



PVsyst V7.2.21

VC1, Simulation date:
23/05/23 01:32
with v7.2.21

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 35 / 0 °

Horizon

Average Height 1.7 °

Storage

Kind Self-consumption

Charging strategy

When excess solar power is available

Sheds, single array

Sheds configuration

Nb. of sheds 2 units

Single array

Sizes

Sheds spacing 6.00 m

Collector width 2.00 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 33.4 %

Top inactive band 0.02 m

Bottom inactive band 0.02 m

Shading limit angle

Limit profile angle 15.0 °

Near Shadings

Linear shadings

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

User's needs

Daily profile

Seasonal modulation

Average 13.2 kWh/Day

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic

Model TDB156X156-72-P 300W

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 300 Wp

Number of PV modules 28 units

Nominal (STC) 8.40 kWp

Modules 2 Strings x 14 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 7.40 kWp

U mpp 451 V

I mpp 16 A

Total PV power

Nominal (STC) 8 kWp

Total 28 modules

Module area 54.4 m²

Cell area 48.2 m²

Battery Storage

Battery

Manufacturer Generic

Model KBM216_2P13S 120Ah

Battery pack

Nb. of units 14 in parallel

Discharging min. SOC 20.0 %

Stored energy 64.0 kWh

Inverter

Manufacturer Generic

Model SOFAR 8.8KTL-X

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 8.00 kWac

Number of inverters 2 * MPPT 50% 1 unit

Total power 8.0 kWac

Operating voltage 160-960 V

Max. power (=>25°C) 8.80 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.05

Total inverter power

Total power 8 kWac

Number of inverters 1 unit

Pnom ratio 1.05

Battery Pack Characteristics

Voltage 48 V

Nominal Capacity 1680 Ah (C10)

Temperature Fixed 20 °C

**PVsyst V7.2.21**

VC1, Simulation date:
23/05/23 01:32
with v7.2.21

PV Array Characteristics**Battery Storage****Battery input charger**

Model	Generic
Max. charg. power	6.2 kWdc
Max./Euro effic.	97.0/95.0 %

Battery to Grid inverter

Model	Generic
Max. disch. power	1.4 kWac
Max./Euro effic.	97.0/95.0 %

Array losses**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance	
Uc (const)	29.0 W/m²K
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.	38 mΩ
Loss Fraction	0.1 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction	1.3 %
---------------	-------

Module Quality Loss

Loss Fraction	0.5 %
---------------	-------

Module mismatch losses

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Strings Mismatch loss

Loss Fraction	0.1 %
---------------	-------

Module average degradation

Year no	20
Loss factor	0.4 %/year

IAM loss factor

ASHRAE Param.: IAM = 1 - bo (1/cosi -1)	
bo Param.	0.05

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion	0.4 %/year
Vmp RMS dispersion	0.4 %/year

AC wiring losses**Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage	400 Vac tri
Loss Fraction	0.77 % at STC

Inverter: SOFAR 8.8KTL-X

Wire section (1 Inv.)	Copper 1 x 3 x 3 mm²
Wires length	20 m



PVsyst V7.2.21

VC1, Simulation date:
23/05/23 01:32
with v7.2.21

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=33°48'0", Long=2°51'54", Alt=763m

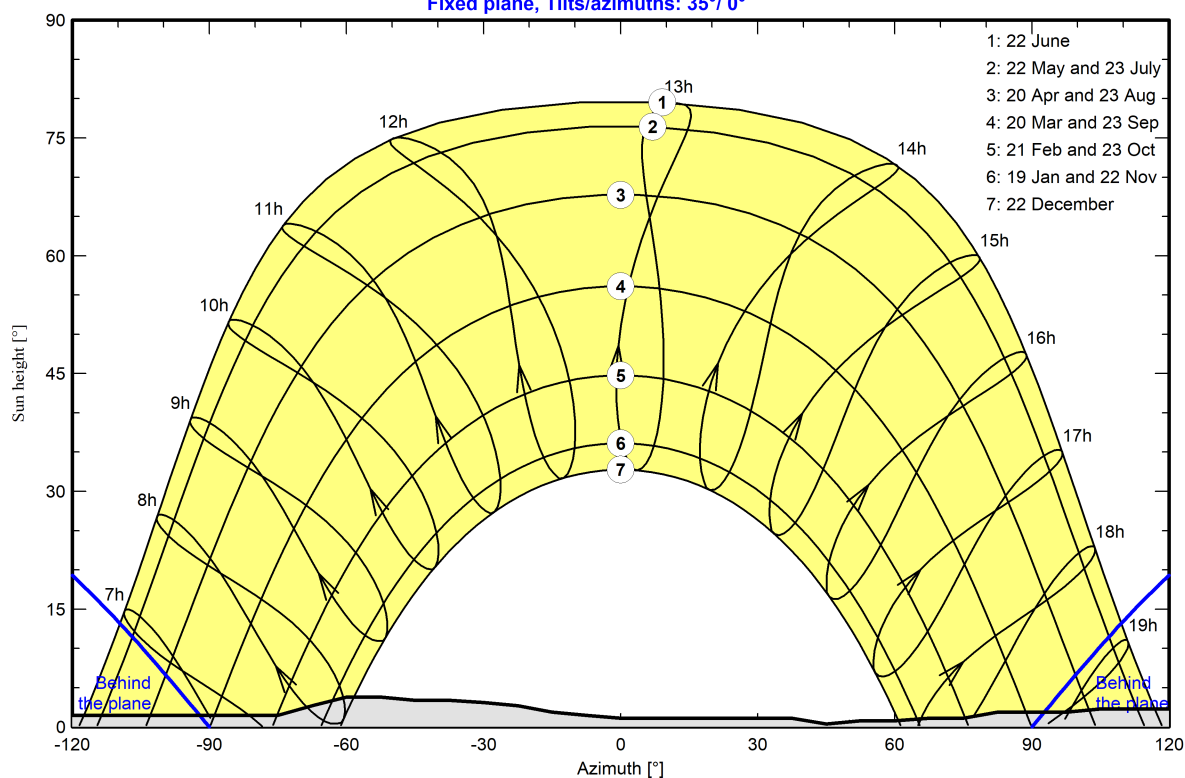
Average Height	1.7 °	Albedo Factor	0.91
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-143	-135	-75	-68	-60	-53	-45
Height [°]	1.1	0.8	0.8	1.1	1.1	1.5	1.5	2.7	3.8	3.8	3.4
Azimuth [°]	-38	-30	-23	-15	-8	0	38	45	53	60	68
Height [°]	3.4	3.1	2.7	1.9	1.5	1.1	1.1	0.4	0.8	0.8	1.1
Azimuth [°]	75	83	98	105	128	135	143	173	180		
Height [°]	1.1	1.9	1.9	2.3	2.3	1.9	1.5	1.5	1.1		

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 35°/ 0°



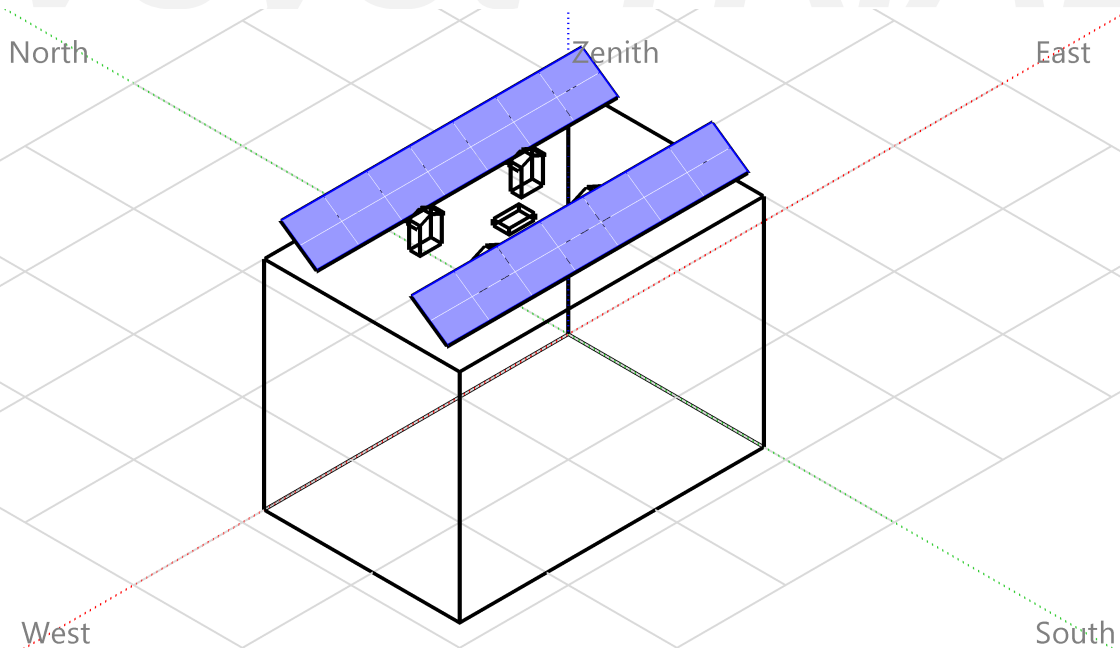


PVsyst V7.2.21

VC1, Simulation date:
23/05/23 01:32
with v7.2.21

Near shadings parameter

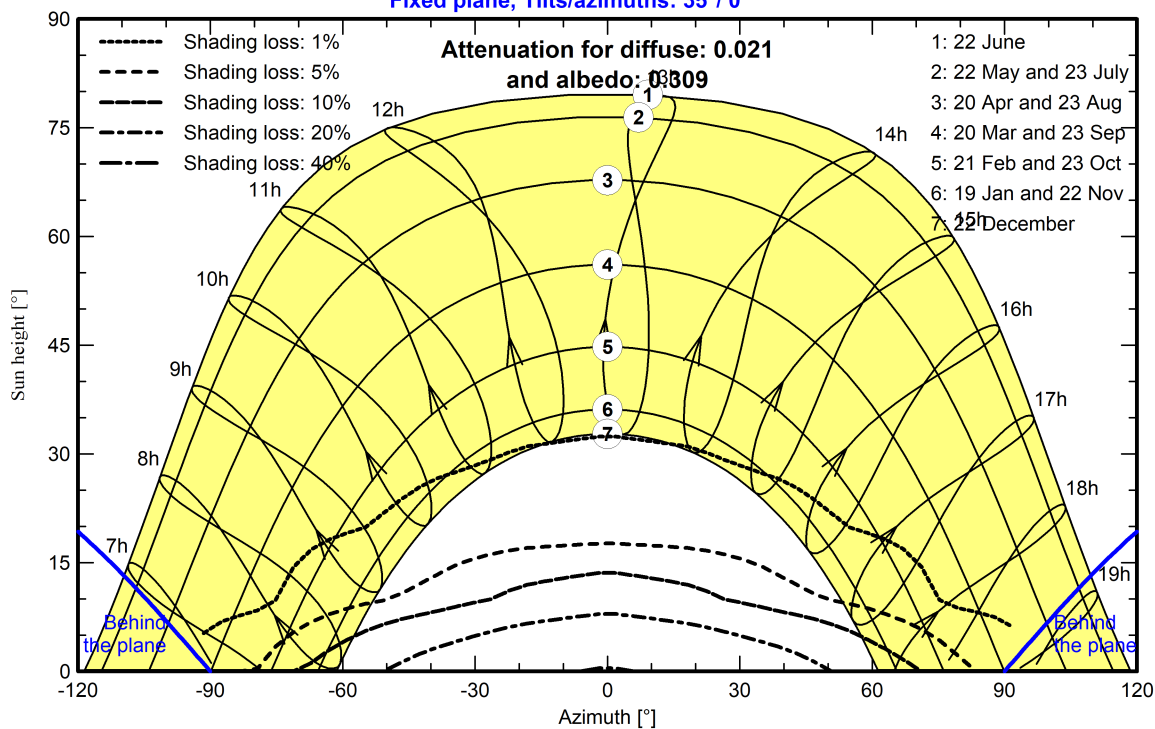
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 35°/ 0°





PVsyst V7.2.21

VC1, Simulation date:

23/05/23 01:32

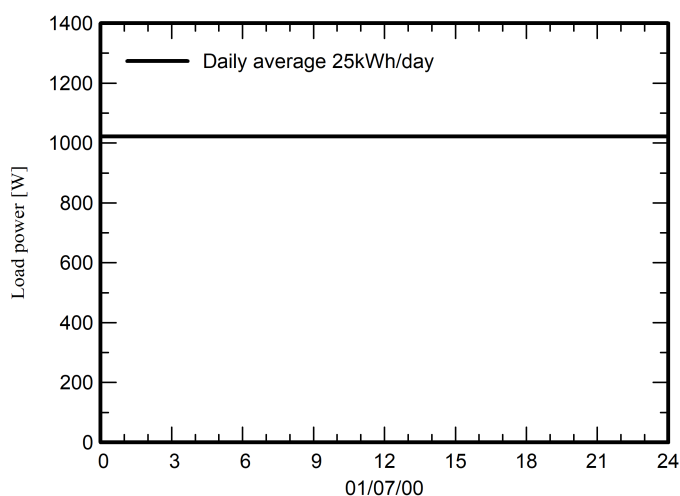
with v7.2.21

Detailed User's needs

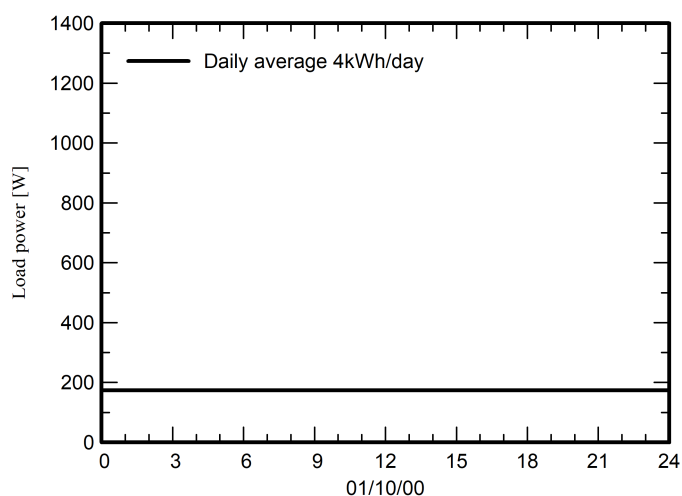
Daily profile, Seasonal modulation, average = 13.2 kWh/day

Summer	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	kW
	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	kW
	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	
Autumn	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	kW
	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	kW
	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	
Winter	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	kW
	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	kW
	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	
Spring	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	kW
	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	kW
	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	

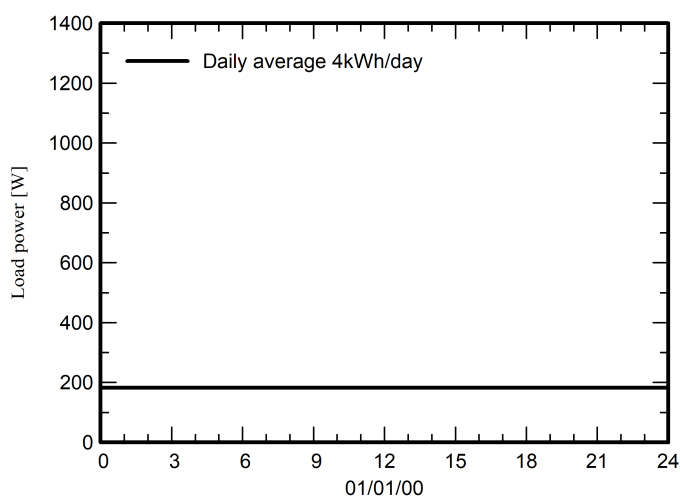
Summer (Jun-Aug)



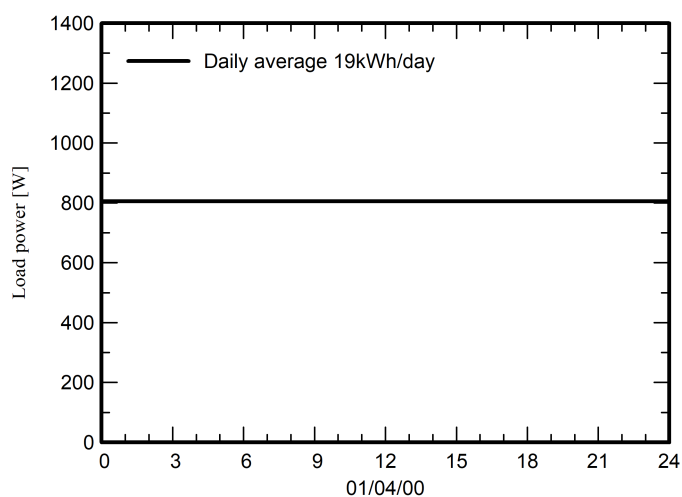
Autumn (Sep-Nov)



Winter (Dec-Feb)



Spring (Mar-May)





PVsyst V7.2.21

VC1, Simulation date:
23/05/23 01:32
with v7.2.21

Main results

System Production

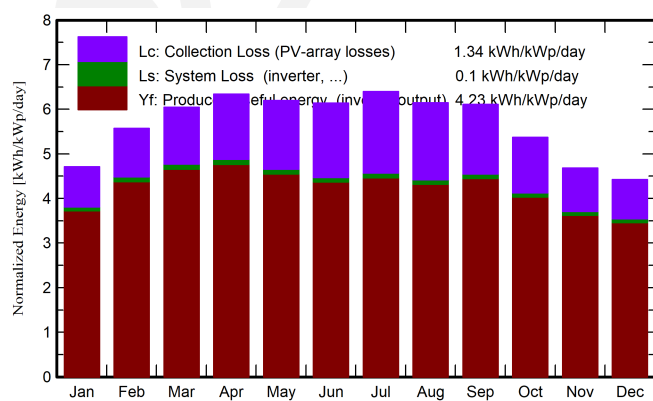
Produced Energy 12.59 MWh/year
Used Energy 4.81 MWh/year

Specific production 1499 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 72.32 %
Solar Fraction SF 100.00 %

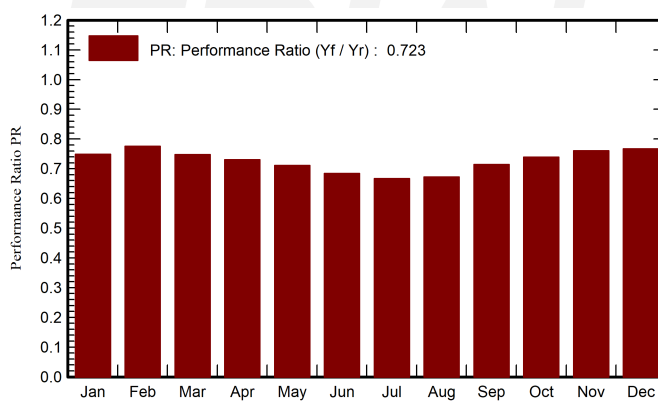
Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW 95.0 %
Static SOW 90.0 %
Battery lifetime 10.0 years

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	89.9	28.83	6.62	146.1	139.6	0.993	0.135	0.135	0.784	0.000
February	109.2	31.92	8.83	156.0	151.0	1.055	0.122	0.122	0.893	0.000
March	153.5	46.81	12.55	187.5	181.6	1.244	0.599	0.599	0.579	0.000
April	181.2	54.90	16.37	190.1	182.9	1.231	0.580	0.580	0.587	0.000
May	205.5	65.41	21.60	192.1	184.2	1.214	0.599	0.599	0.548	0.000
June	208.2	65.70	26.91	184.2	176.2	1.128	0.736	0.736	0.323	0.000
July	217.6	63.86	30.17	198.4	190.3	1.192	0.760	0.760	0.352	0.000
August	189.7	60.76	29.56	190.6	183.4	1.152	0.760	0.760	0.315	0.000
September	158.4	48.90	24.54	183.4	177.4	1.148	0.125	0.125	0.976	0.000
October	124.0	40.92	18.70	166.5	161.1	1.075	0.129	0.129	0.905	0.000
November	90.9	30.60	12.44	140.4	135.4	0.936	0.125	0.125	0.772	0.000
December	81.2	26.97	7.96	137.2	130.8	0.924	0.135	0.135	0.749	0.000
Year	1809.3	565.58	18.07	2072.6	1994.0	13.293	4.807	4.807	7.784	0.000

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_User Energy supplied to the user

E_Solar Energy from the sun

E_Grid Energy injected into grid

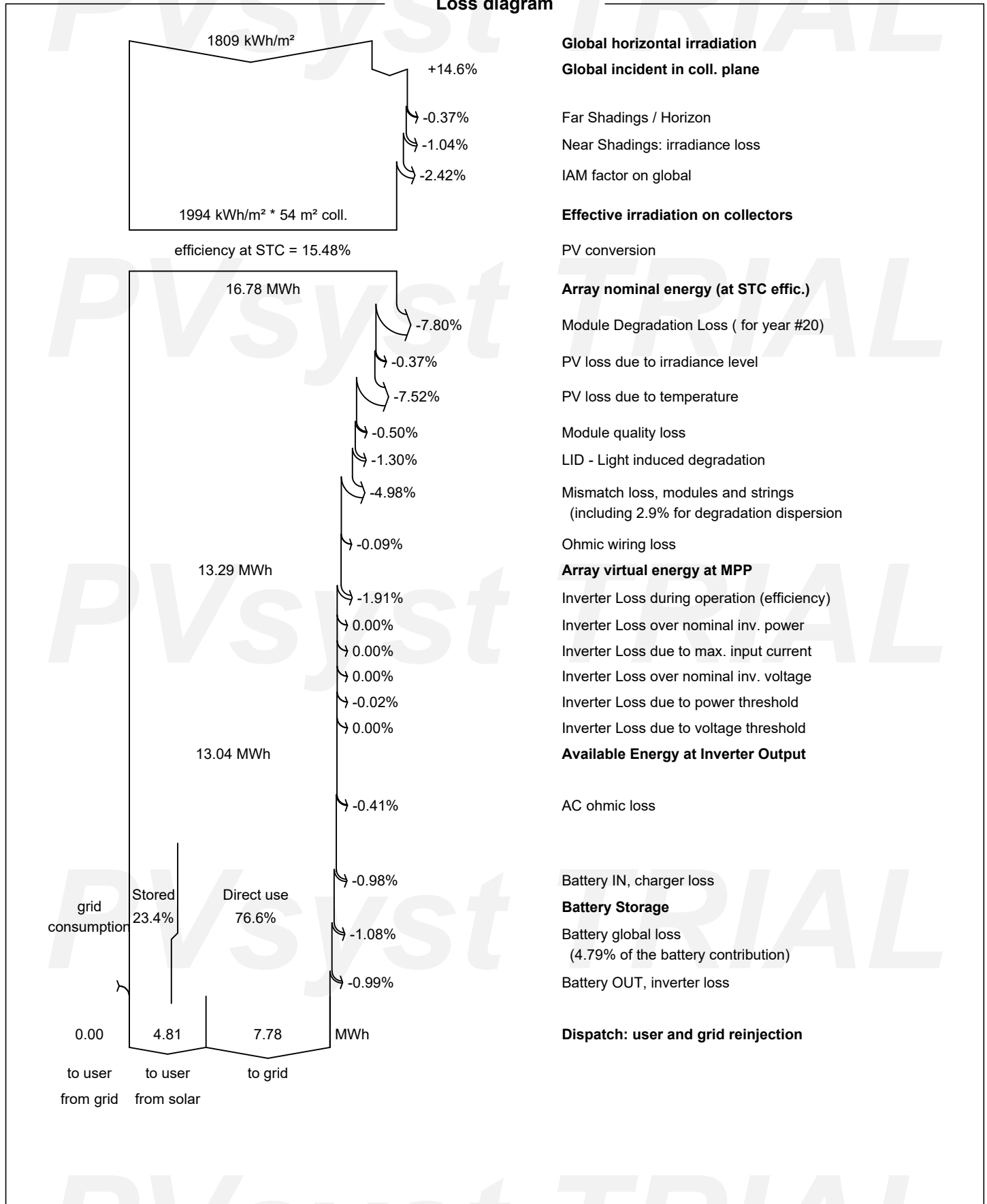
EFrGrid Energy from the grid



PVsyst V7.2.21

VC1, Simulation date:
23/05/23 01:32
with v7.2.21

Loss diagram



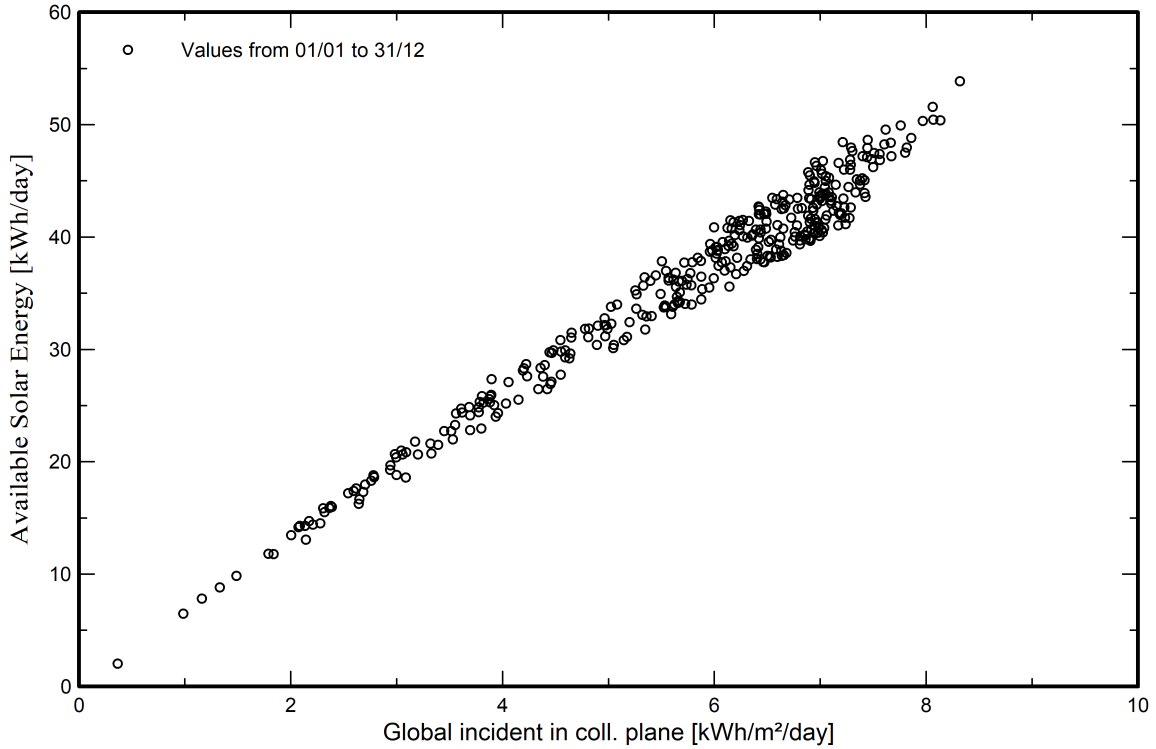


PVsyst V7.2.21

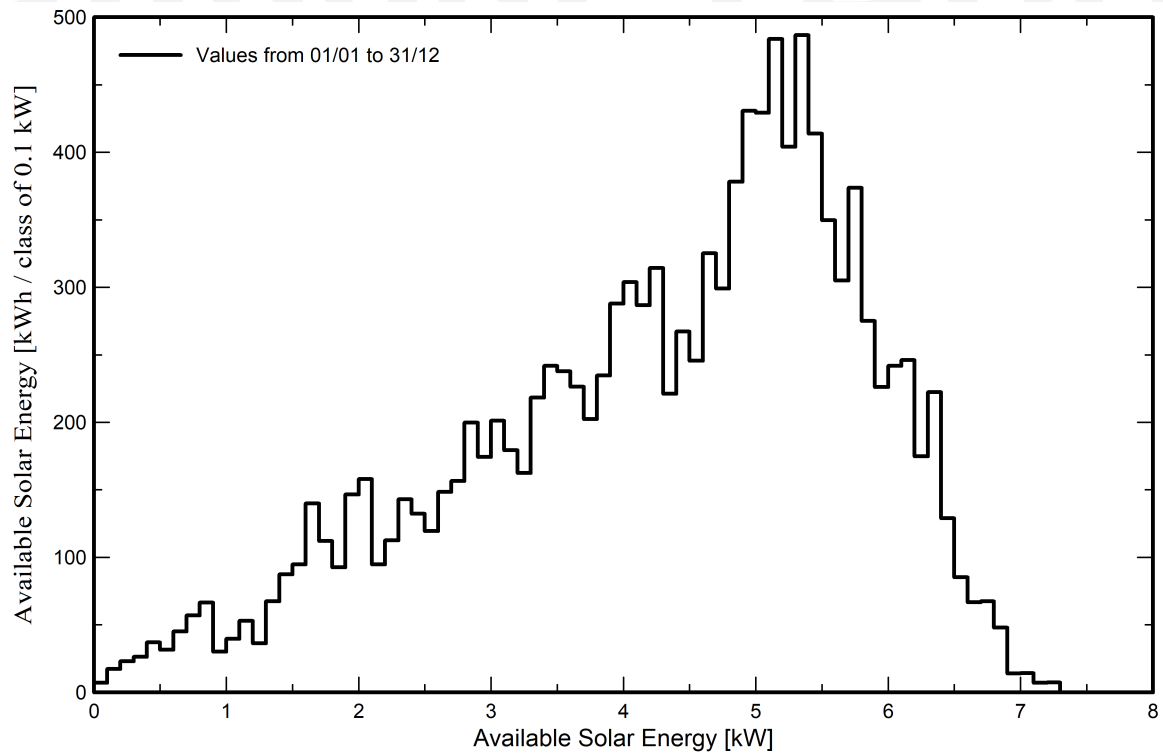
VC1, Simulation date:
23/05/23 01:32
with v7.2.21

Special graphs

Diagramme d'entrée/sortie journalier



Distribution de la puissance de sortie système





PVsyst V7.2.21

VC1, Simulation date:
23/05/23 01:32
with v7.2.21

CO₂ Emission Balance

Total: 124.9 tCO₂

Generated emissions

Total: 16.06 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below:

Replaced Emissions

Total: 154.8 tCO₂

System production: 12.98 MWh/yr

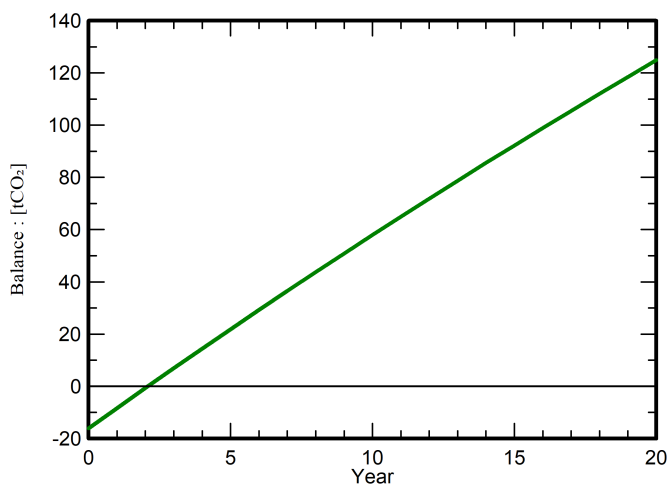
Grid Lifecycle Emissions: 596 gCO₂/kWh

Source: IEA List

Country: Algeria

Lifetime: 20 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time

System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	8.40 kWp	14387
Supports	4.40 kgCO ₂ /kg	280 kg	1233
Inverters	436 kgCO ₂ /units	1.00 units	436

Sun-Earth

Mono-Crystalline



Superior products durability and reliability:
decreased micro cracks, snail trails and corrosion caused
by moisture, dust, salt mist and acid-base.



Low maintenance requirements and superior
fire-protection rating.



Sun Earth East solar modules are guaranteed to work for
more than 25 years so as to guarantee investor' s profit.
The modules are proved that the power depreciation is less
than 20% after 25 years working.



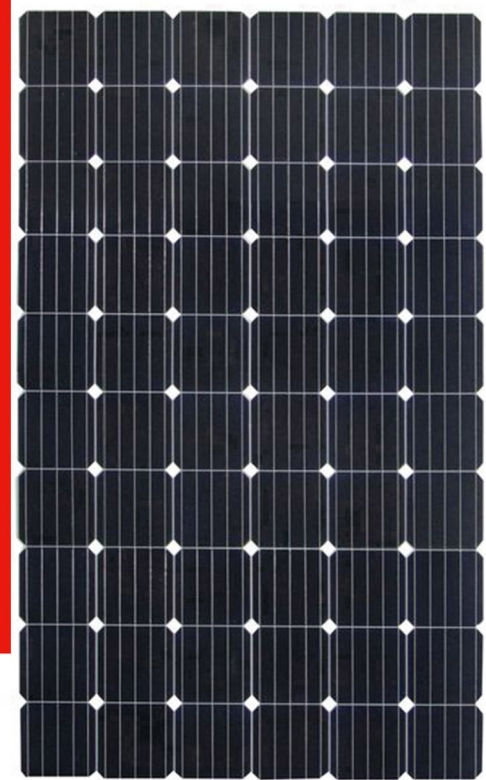
Superior loading capacity: snow pressure of 5400PA and
wind pressure of 2400PA.



PID FREE.

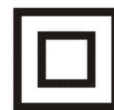


Superior design: module efficiency is up to 19.34% with
white EVA (the maximum output power of 60pcs series
is up to 315W) , particularly suitable for light demand
projects.



285W/300W/305W/310W/315W

DXM6-60P



SPECIFICATIONS

	STC					NOCT				
Rated Power (Pmax):	285W	300W	305W	310W	315W	285W	300W	305W	310W	315W
Maximum Power (Pmax):	285W	300W	305W	310W	315W	210.47W	221.55W	225.24W	228.94W	232.63W
Rated Voltage at Pmax (Vmp):	31.9V	32.7V	32.9V	33.2V	33.4V	29.66V	30.40V	30.59V	30.87V	31.06V
Rated Current at Pmax (Imp):	8.93A	9.17A	9.27A	9.34A	9.43A	7.18A	7.38A	7.46A	7.51A	7.58A
Open-circuit Voltage (Voc):	39.0V	39.8V	40.0V	40.3V	40.5V	36.31V	37.05V	37.24V	37.52V	37.71V
Short-circuit Current (Isc):	9.45A	9.66A	9.76A	9.83A	9.90A	7.65A	7.82A	7.90A	7.96A	8.02A
Module Efficiency (η_m):	17.5%	18.4%	18.7%	19.0%	19.3%					
Maximum System Voltage:						1000VDC				
Application Class:						Class A				
Fire Resistance Class:						Class C				
Maximum Over-Current Rating:						16A				
Operating Temperature:						85% Rh, -40℃ ~ +85℃				
Maximum Snow Loads (front):						5400Pa				
Maximum Wind Loads (front & back):						2400Pa				
Maximum Hailstone Impact (diameter @ 23m/s):						25mm				

- STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25℃, Air mass AM1.5 according to EN60904-3.
- NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20℃/s, wind Speed 1m/s.
- Average efficiency reduction of 4.5% at 200W/m² according to EN60904-1.

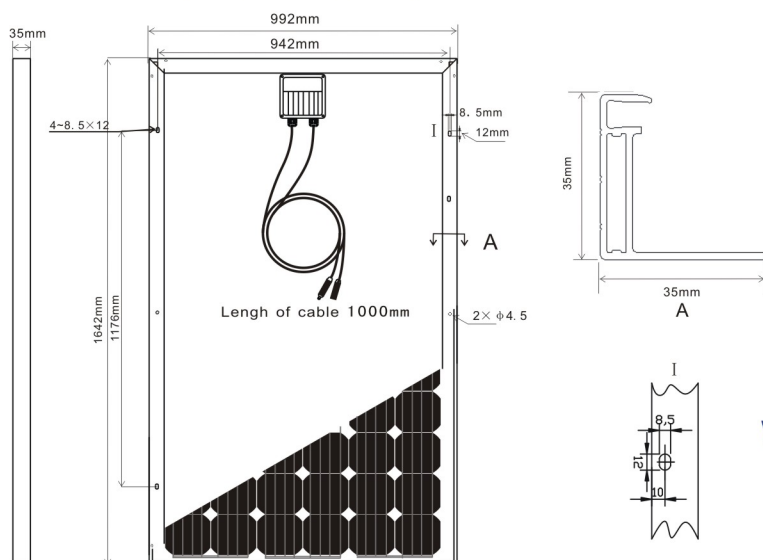
Thermal Characteristics:

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT):	45±2℃
Temperature Coefficient of Pmax (γ_{Pmp}):	-0.4%/℃
Temperature Coefficient of Voc (β_{Voc}):	-0.3%/℃
Temperature Coefficient of Isc (α_{Isc}):	+0.05%/℃

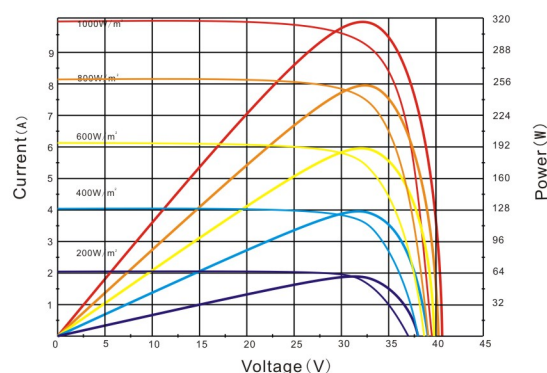
Construction Characteristics:

Front Cover:	low-iron tempered glass/3.2mm
Cell:	60 pcs mono-crystalline 156×156mm
Frame:	anodized aluminum alloy/silver
Junction Box (protection degree):	IP67
Cable (length/cross-sectional area):	1000mm/4mm ²
Connector (protection degree):	IP67
Module Dimension (L×W×H):	1642×992×35mm
Weight:	18.0±3% kg

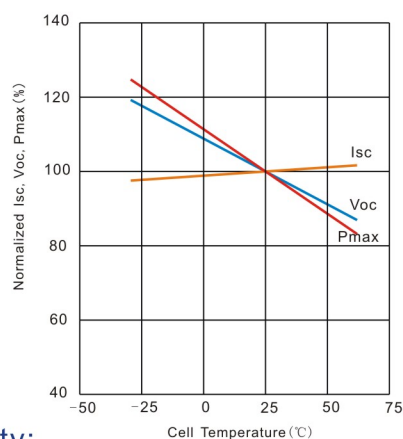
Dimensions (tolerance ±2mm)



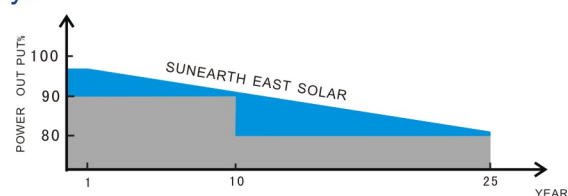
I-V (315W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax



Warranty:



Please refer to Sun Earth Solar East Product Warranty for details.

