

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DU GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux Electriques

Présenté par
ALI SLIMANE Mohand
TIGRINE Bachir

Thème

*Etude Théorique et simulation de la
centrale photovoltaïque de GHARDAÏA.*

Mémoire soutenu publiquement le 11/07/ 2017 devant le jury composé de :

Mr Chafik BIROUCHE

Maître Assistant classe A, U.M.M.T.O, Président

Mr Hakim DENOUN

Maître de conférences classe A, U.M.M.T.O, Examineur

Mr Nabil BENYAHIA

Maître de conférences classe A, U.M.M.T.O, Encadreur

Mr Salah HADDAD

Professeur, U.M.M.T.O, Examineur

M^{lle} Karima AMARA

Doctorante, U.M.M.T.O, Invitée

REMERCIEMENT

Nous plus chaleureux remerciement vont à notre promoteur Dr BENYAHIA, à notre encadreur LADJEL Lokman, AMARA Karima et à toute l'équipe SKTM de Ghardaïa qui nous ont accompagnés durant notre stage.

Nous remercions le président et les membres de jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en examinant notre travail Enfin, nous tenons à exprimer notre reconnaissance à tous ceux et celles qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration et la finalisation de ce mémoire.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à l'être le plus cher sur terre Yemma, à mon père, à ma fabuleuse famille, mes camarade de la promotion réseau 2016/2017, militants et syndicalistes, mon binôme et à tous ceux avec lesquelles j'ai passé des moments précieux, tout ceux qui ont apportés un brin de bonheur dans ma vie. Enfin une pensée profonde pour tous les martyrs de la liberté et de la démocratie.

Bachir

Dédicace

Je dédie ce travail

*A mes parents (cher père et chère mère) pour leur aide
et leur patience. Je pense ne jamais pouvoir assez les
remercier.*

A mes sœurs, mes frères, mes nièces et mes neveux.

A tout mes amis (es)

A mon binôme Bachir

A ma chère Rosa

*A tous ceux qui ont sacrifié leur temps pour la science
et à tous ceux qui utilisent la science pour le bien et la
prospérité de l'humanité.*

Mohand

Sommaire

Introduction générale

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

Introduction	3
I.1. Rayonnement solaire	3
I.1.1. Type de rayonnement.....	3
I.1.1.1. Rayonnement direct	3
I.1.1.2. Rayonnement diffusé.....	3
I.1.1.3. Rayonnement solaire réfléchi.....	3
I.1.1.4. Rayonnement global.....	4
I.2. Pourquoi le solaire ?.....	4
I.3. Le gisement solaire.....	5
I.3.1. Potentiel solaire Algérien.....	5
I.3.2. L'effet photovoltaïque.....	6
I.4. Cellule photovoltaïque.....	7
I.4.1. Définition.....	7
I.4.2. Structure de la cellule PV	7
I.4.3. Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire.....	8
I.4.4. Modélisation de la cellule photovoltaïque.....	9
I.4.4.1. Modèles électriques de la cellule PV	9
I.4.4.2. Modèle mathématique de la cellule PV.....	10
I.4.4.3. Modèle à une seule diode (modèle général).....	12
I.4.5. Les caractéristiques électriques d'une cellule PV.....	13
I.4.5.1. La courbe courant-tension Tension-puissance d'une cellule PV.....	13
I.4.5.1.1. Influence des résistances série et shunt sur la caractéristique I(V).....	14
I.4.5.1.2. Influence de la température sur les caractéristiques I(V).....	15
I.4.5.1.3. Influence du rayonnement sur les caractéristiques I(V).....	16
I.4.5.2. Tension de circuit ouvert V_{co} (pour $I_{co} = 0$).....	17
I.4.5.3. Courant de court-circuit I_{cc}	17
I.4.5.4. La puissance caractéristique d'une cellule PV.....	17
I.4.5.5. La puissance maximale.....	17
I.4.5.6. Le facteur de forme.....	18
I.5. Module photovoltaïque.....	18
I.5.1. Caractéristiques d'un module	18
I.5.2. Association des cellules photovoltaïques.....	19
I.5.2.1. Assemblage des cellules en série.....	19
I.5.2.2. Assemblage des cellules en parallèle.....	20
Conclusion.....	22

Sommaire

Chapitre II : Les Systèmes Photovoltaïques

Introduction.....	23
II.1. Le système photovoltaïque	23
II.1.1. Types des systèmes photovoltaïque	23
II.1.1.1. Systèmes photovoltaïques autonomes.....	23
II.1.1.2. Centrale raccordée au réseau.....	24
II.1.1.3. Systèmes photovoltaïques hybrides.....	25
II.1.2. Comparaison des systèmes photovoltaïques.....	26
II.1.2.1. Système autonome.....	26
II.1.2.2. Système hybride.....	27
II.1.2.3. Centrale raccordée au réseau.....	27
II.2. Les critères de choix d'une centrale photovoltaïque.....	28
II.3. Les composants d'une centrale photovoltaïque	28
II.3.1. les panneaux solaire	29
II.3.1.1. Les types de panneaux.....	31
II.3.1.1.1. Panneaux photovoltaïques orientables.....	31
II.3.1.1.2. Panneaux photovoltaïques fixes.....	31
II.3.1.1.3. Panneaux photovoltaïques mobiles ou suiveur solaire.....	31
II.3.2. Le système de stockage	31
II.3.2.1. Composition d'une batterie solaire plomb-acide.....	32
II.3.2.2. Principe de fonctionnement.....	33
II.3.3. Les convertisseurs.....	34
II.3.3.1. Les convertisseurs DC/DC.....	34
II.3.3.1.1. Le convertisseurs BOOST.....	35
II.3.3.1.2. Convertisseur Buck.....	35
II.3.3.2. MPPT.....	36
II.3.3.3. Les convertisseurs DC-AC (Onduleur).....	36
II.3.3.3.1. Principes de fonctionnement.....	36
II.3.3.3.2. Caractéristiques d'un onduleur pour systèmes PV.....	37
II.3.3.3.3. Architecture des onduleurs.....	38
II.3.3.3.3.1. Onduleur central	38
II.3.3.3.3.2. Onduleur string.....	39
II.3.3.3.3.3. Onduleur multi-string.....	39
II.4. Classification des centrales photovoltaïques au réseau.....	40
II.4.1. Centrale de petite taille (PW=1 A 10 KW).....	40
II.4.2. Centrale de taille moyenne (PW=10 A 100 KW).....	40
II.4.3. Centrale de grande taille (PW≥500 KW).....	40
II.5. Cout de l'installation d'une centrale photovoltaïque	41
Conclusion.....	42

Sommaire

Chapitre III : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

Introduction.....	43
III.1. Présentation de la centrale.....	43
III.2. Conditions climatiques.....	44
III.3. Coordonnées géographiques de la centrale.....	44
III.4. Description technique de la centrale.....	45
III.5. Fiche technique globale.....	46
III.6. Composants et caractéristique de la centrale.....	46
III.6.1. Système générateur photovoltaïque.....	47
III.6.1.1. Panneaux photovoltaïques.....	47
III.6.1.1.1. Panneaux en silicium monocristallin	47
III.6.1.1.2. Panneaux en silicium polycristallin	48
III.6.1.1.3. Panneaux en silicium amorphe (a-Si).....	49
III.6.1.1.4. Panneaux en couche mince (Cd-Te)	50
III.6.1.2. Structures de support pour les panneaux.....	51
III.6.1.3 Chaîne des panneaux photovoltaïques.....	52
III.6.1.4. Connexion électrique des panneaux photovoltaïque.....	53
III.6.1.5. Boîte de raccordement (jonction) et coffrets courant continu.....	53
III.6.1.5.1. Boîte de raccordement (ou de jonction).....	53
III.6.1.5.2. Coffret courant continu.....	54
III.6.1.6. Onduleurs.....	55
III.6.2. Système de transformation.....	56
III.6.2.1. Tableaux de parallèle et tableaux de liaison.....	57
III.6.2.2. Transformateurs.....	57
III.6.2.3. Câbles MT.....	59
III.6.3. Système d'évacuation de l'énergie produite sur le réseau.....	59
III.6.3.1. Poste d'évacuation de 30 KV.....	59
III.6.3.2. Coffret de comptage.....	61
III.6.3.3. Connexion entre poste 30 KV et lignes aériennes.....	61
III.6.4. Système des auxiliaires en courant alternatif.....	61
III.6.5. Système des auxiliaires en courant continu.....	62
III.6.6. Système de contrôle commande.....	64
III.7. Cadre légale.....	65
Conclusion.....	66

Chapitre IV : Simulation de la centrale avec PVsys

Introduction.....	67
IV.1. Le logiciel PVsys.....	67
IV.2. Site d'implantation.....	68
IV.3. Données géographiques.....	68
IV.4. Données météorologiques.....	68

Sommaire

IV.5. Trajectoire du soleil.....	69
IV.6. Simulation d'une centrale PV de puissance 1.1 MW avec le logiciel PVSYST.....	69
IV.6.1. Orientation des modules PV.....	69
IV.6.2. Schéma de la centrale PV.....	70
IV.6.3. Paramètres de simulation.....	71
IV.6.4. Résultats de la simulation.....	76
IV.6.5. Interprétation des résultats obtenus.....	82
Conclusion.....	83

Conclusion Générale

Conclusion Générale	84
---------------------------	----

Introduction

Introduction

Le XXIème siècle est confronté à des défis énergétiques sans précédent. En effet la demande croissante en énergie et la raréfaction des ressources fossiles, telles que le pétrole, le charbon et le gaz, ou fissiles, comme le minerai d'uranium, qui sont nécessaires pour assurer le fonctionnement des systèmes énergétiques classiques. Les gisements de ces ressources sont, en effet, limités dans le temps et s'épuisent de plus en plus rapidement, au fur et à mesure que la consommation énergétique de l'humanité croît, en effet le pétrole s'épuisera en d'ici 42 ans, le charbon 160 ans et le gaz naturel dans 65ans [1]. L'autre défi, concerne la réduction de l'empreinte de l'homme sur la planète, et en particulier la réduction des émissions de gaz à effet de serre, dans la lutte contre les dérèglements climatiques. Exceptée la ressource nucléaire, la combustion des ressources fossiles dans le domaine énergétique est, en effet, fortement émettrice de dioxyde de carbone, principal responsable de l'effet de serre avec l'ozone, la vapeur d'eau ou encore le méthane. Cette amplification non naturelle d'un phénomène physique naturel tend à augmenter la température moyenne à la surface de la Terre, de fait, à modifier fortement son climat. On constate, en effet, une hausse de la température du globe plus marquée sur ces 30 dernières années.

Inépuisables à l'échelle des temps, moins polluantes et surtout abondantes; les énergies renouvelables constituent l'une des réponses parmi les plus innovantes et les plus crédibles à ces différents défis, à l'inverse des combustibles fossiles, des énergies dont le gisement est inépuisable. Elles proviennent, dans leur très grande majorité, directement ou indirectement du soleil, à l'exception de la géothermie, énergie thermique issue du noyau terrestre en fusion, et des phénomènes de marée, résultant du système Terre-Lune-Soleil.

L'objectif de ce travail est donc l'étude et la simulation d'une centrale photovoltaïque dont l'énergie est injectée sur le réseau national.

Ce mémoire est composé de quatre chapitres :

Le premier chapitre décrit la nature de production d'énergie électrique et les principales caractéristiques de l'énergie solaire.

Le deuxième chapitre présente les généralités sur les centrales photovoltaïques ainsi que les composants qui leur permettent la production de l'électricité.

Et pour mieux appréhender la notion de la centrale et à travers le stage qu'on a effectués au sein de la centrale pilote de Ghardaïa qui nous a permis d'aborder dans le 3^{ème} chapitre la centrale solaire de Ghardaïa, ces composants, son fonctionnement et sa supervision.

Introduction

Enfin, dans le chapitre 4, nous présenterons une méthode de dimensionnement de la Centrale photovoltaïque réalisée à l'aide du logiciel de simulation PVSYST dans le but de savoir tous les détails de notre centrale ainsi que les résultats obtenus et l'interprétation de ces derniers.

Enfin, nous terminerons notre travail par une conclusion générale.

Introduction

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la terre et la plus abondante. Une partie de ce rayonnement peut être exploitée pour produire directement de la chaleur (solaire thermique) ou de l'électricité : c'est l'énergie solaire photovoltaïque.

I.1. Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est l'ensemble du rayonnement émis par le soleil. En plus des rayons cosmiques, particules animées d'une vitesse et d'une énergie extrêmement élevées, le soleil émet des ondes électromagnétiques dont le spectre s'étend des ondes radio aux rayons gamma, en passant par la lumière visible. Ce rayonnement transporte une énergie issue réactions de fusion nucléaire qui a lieu au cœur du soleil, indispensable à toute vie terrestre, cette énergie s'exprime habituellement en watts par mètre carré (W/m^2), l'ensoleillement varie de zéro, au lever du soleil, à sa valeur maximale, typiquement au midi solaire, et elle nous parvient 8 minutes plus tard. [1]

I.1.1. Type de rayonnement

Il y a quatre types de rayonnement :

I.1.1.1. Rayonnement direct

Le rayonnement direct est le rayonnement solaire atteignant directement la surface terrestre depuis le soleil. Il dépend de l'épaisseur de l'atmosphère que la radiation solaire doit traverser et de l'inclination des rayons par rapport au sol. Le pyréliomètre est l'instrument qui permet de mesurer l'intensité du rayonnement direct. Le pyréliomètre doit être muni d'un dispositif chargé de l'orienter en permanence vers le soleil.

I.1.1.2. Rayonnement diffusé

Est le rayonnement provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages.

I.1.1.3. Rayonnement solaire réfléchi

C'est ce qu'on appelle au même titre albédo, c'est la capacité d'une surface à réfléchir la lumière notamment celle du soleil (exprimé par un chiffre compris entre 0 et 1 ; 1 s'affecte à un corps qui réfléchit totalement la lumière reçue).

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

I.1.1.4. Rayonnement global

Est la somme de tous les rayonnements reçus, y compris le rayonnement réfléchi par le sol et les objets qui se trouvent à sa surface. Il est mesuré par un pyranomètre, La Figure (I.1) présente les trois rayonnements incidents sur un plan.

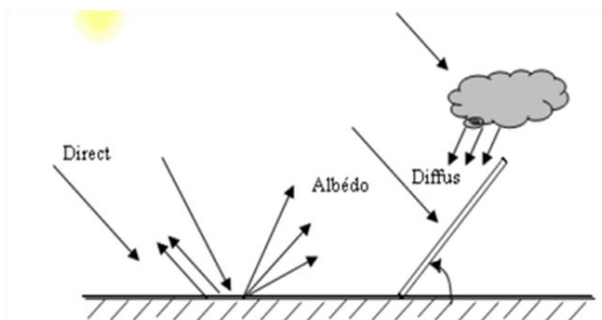


Figure I.1 : Composantes de rayonnements solaires au sol.

I.2. Pourquoi le solaire ?

On peut dire que les avantages de l'énergie solaire photovoltaïque sont multiples tant sa technologie est fiable. De plus, l'absence de pièces mobiles donne un avantage particulièrement intéressant quand l'utilisation de cette énergie en ce qui concerne les régions isolées. Il faut dire aussi, que le système des panneaux solaires photovoltaïques a l'avantage d'être simple et modulable. Il s'adapte donc à la puissance que l'on recherche selon nos besoins en énergie. En ce qui concerne les frais de fonctionnement de ces panneaux solaires, on peut dire qu'ils sont très faibles vu qu'il n'y a pratiquement aucun entretien à faire. Donc, ni carburant, ni personnel professionnel pour la maintenance, ni transport ne sont nécessaires. Et sur le plan écologique pour une installation en panneaux solaires, il n'y a que l'occupation de l'espace nécessaire pour une installation de grande puissance qui peut nuire au paysage. Sinon, on peut constater que cela n'entraîne aucune perturbation du milieu, ni pollution et aucun bruit. Le plus gros avantage de l'énergie solaire est qu'on peut l'installer partout, aussi bien sur un toit que sur une façade ou bien même dans son jardin ... Et si la moitié des toits de Goma étaient recouverts de panneaux solaires, cela couvrirait les 100% de nos besoins en énergie pour cette ville.

Source d'énergie inépuisable, l'énergie solaire a aussi l'avantage de voir son rendement sans cesse augmenter avec des coûts d'utilisation de plus en plus faible. L'utilisation de l'énergie solaire est un fait très ancien. L'énergie solaire est à l'origine de la vie sur Terre: les premiers organismes photosynthétiques l'utilisaient déjà il y a 3,6 milliards d'années pour produire leur

matière organique. Le but de cette sous-partie est de montrer que l'évolution des techniques d'exploitation de l'énergie solaire s'est faite en plusieurs phases. [2]

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire.

[illegible]

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la figure, elle appartient à l'un des principaux gisements solaires, le (MENA).

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatial Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9TWh/an pour le solaire photovoltaïque. Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à HassiR'Mel. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau suivant selon l'ensoleillement reçu annuellement :

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'insolation (h/an)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Tableau I.1 : Répartition du potentiel solaire par région climatique

La durée d'insolation dans le Sahara algérien est de l'ordre de 3500h/an est la plus importante au monde, elle est toujours supérieure à 8h/j et peut arriver jusqu'à 12h/j pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6h/j en période estivale.

La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée et présente le plus grand potentiel de toute l'Algérie.

L'Algérie dispose donc de suffisamment d'énergie solaire qui peut satisfaire la demande énergétique mondiale.

I.3.2. L'effet photovoltaïque

Le terme « photovoltaïque » est composé du mot de grec ancien « photos » lumière, clarté et du nom de famille du physicien italien (Alessandro Volta) qui inventa la pile électrique en 1800 et donna son nom à l'unité de mesure de la tension électrique, le volt.

L'effet photovoltaïque, découvert en 1839 par le français Antoine-César Becquerel, désigne la capacité que possèdent certains matériaux, notamment les semi-conducteurs, à convertir directement les différentes composantes de la lumière du soleil (et non sa chaleur) en électricité.

L'effet photovoltaïque représente ainsi la seule alternative existante à la production d'électricité à partir de la force mécanique, puisque toutes les autres techniques sans exception, renouvelables ou non, font appel à des génératrices tournantes (alternateurs ou dynamos) qui peuvent être actionnées de diverses manières : vapeur, vent, force de l'eau, courants marins, ...

Outre cette spécificité qui le distingue très nettement des autres techniques, le photovoltaïque possède de nombreuses qualités qui présentent autant d'avantages :

- Basé sur un phénomène physique imperceptible, son fonctionnement n'occasionne strictement aucune nuisance ou impact sur l'environnement immédiat : ni mouvement, ni bruit, ni odeur, ni émission quelconque.

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

- Le fonctionnement d'un système photovoltaïque ne fait appel à aucune pièce en mouvement, le risque de panne ou d'accident est donc quasiment nul et le niveau de fiabilité très élevé.
- Les caractéristiques physiques des matériaux photovoltaïques ne s'altèrent pas dans le temps, et la baisse de rendement des panneaux, que l'on peut éventuellement observer et due essentiellement aux imperfections mineures de fabrication, est très lente et très limitée, ce qui permet aux fabricants d'apporter une garantie de rendement pouvant aller jusqu'à 30 ans.
- L'alternance jour/nuit étant un phénomène universel, même si sa répartition temporelle peut être très différente selon les lieux, le photovoltaïque peut fonctionner en tout point du globe terrestre avec un écart de potentiel annuel allant de 1 à 4 en entre le moins bon et le meilleur site.
- La quantité d'énergie récupérable en un lieu donné est directement proportionnelle à la surface exposée à la lumière du soleil, ce qui confère au photovoltaïque un caractère intrinsèquement modulaire et flexible : la surface des capteurs va de quelques cm² pour l'alimentation d'une calculatrice à plusieurs centaines de milliers de m² pour les centrales au sol et cette taille peut être modifiée à tout moment par simple ajout (ou retrait) de « tranches », sans même interrompre le fonctionnement de l'installation existante.

I.4. Cellule photovoltaïque

I.4.1. Définition

Une cellule photovoltaïque, également dénommée cellule solaire, est un composant électronique qui, exposé à la lumière (photons), produit de l'électricité grâce à l'effet photovoltaïque qui est à l'origine du phénomène. La puissance obtenue est proportionnelle à la puissance lumineuse incidente et est fonction du rendement de la cellule. La cellule photovoltaïque délivre une tension continue et un courant la traverse dès qu'elle est connectée à un circuit électrique.

I.4.2. Structure de la cellule PV

Les cellules photovoltaïques les plus répandues sont constituées de semi-conducteurs, Principalement à base de silicium (Si) et plus rarement d'autres semi-conducteurs : séléniure de cuivre et séléniure d'indium ($\text{CuIn}(\text{Se})_2$ ou $\text{CuInGa}(\text{Se})_2$), tellurure de cadmium (CdTe) ; etc. Elles se présentent généralement sous la forme de fines plaques d'une dizaine de

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

centimètres de côté. Les cellules sont souvent réunies dans des modules solaires photovoltaïques ou panneaux solaires, en fonction de la puissance recherchée. [3]

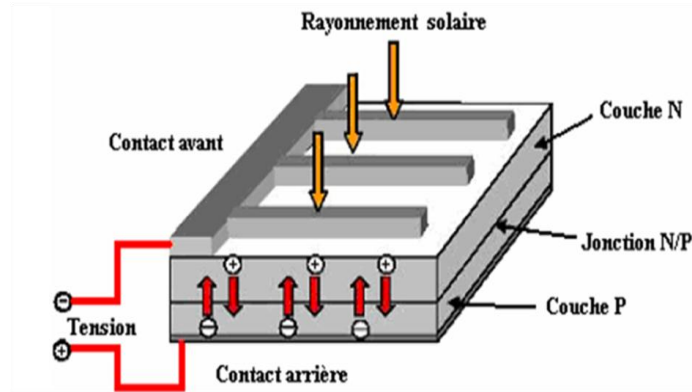


Figure I.3: Représentation schématique d'une cellule solaire. [3]

I.4.3. Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire

Une cellule photovoltaïque est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation est basée sur les trois mécanismes suivants :

Absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif.

Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création des paires électron/trou dans le matériau semi-conducteur.

Collecte des particules générées dans le dispositif.

Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être assez conducteur pour permettre l'écoulement du courant d'où l'intérêt des semi-conducteurs pour l'industrie photovoltaïque. Afin de collecter les particules générées, un champ électrique permettant de dissocier les paires électron/trou créés est nécessaire. Pour cela on utilise le plus souvent une jonction P-N. d'autres structures, comme les hétérojonctions et les Schottky sont également être utilisées.

Le fonctionnement des cellules photovoltaïques est illustré sur la figure I.4.

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

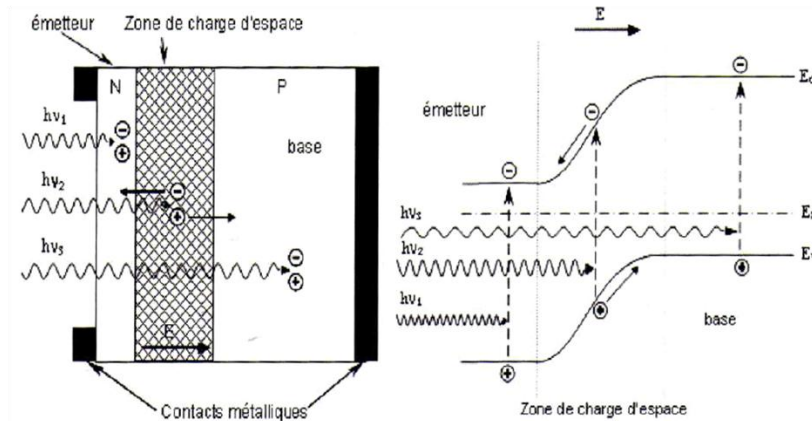


Figure I.4 : structure (gauche) et diagramme de bande (droite) d'une cellule PV [4]

Les dimensions respectives de différentes zones ne sont pas respectées.

Les photons incidents créent des porteurs dans les zones N et P et dans la zone de charge d'espace. Les photo-porteurs auront un comportement différent suivant la région :

Dans la zone N ou P, les porteurs minoritaires qui atteignent la zone de charge d'espace, sont envoyés par le champ électrique dans la zone P (pour les trous) ou dans la zone N (pour les électrons) ou ils seront majoritaires. On aura un photo-courant de diffusion.

Dans la zone de charge d'espace, les paires électron/trou créés par les photons incidents sont dissociés par le champ électrique : les électrons vont aller vers la région N, les trous vers la région P. on aura un photo-courant de génération. [4]

I.4.4. Modélisation de la cellule photovoltaïque

I.4.4.1. Modèles électriques de la cellule PV

La modélisation d'une cellule photovoltaïque peut être effectuée selon différents niveaux de complexité. Il s'agit d'obtenir un circuit électrique équivalent de la cellule photovoltaïque. Il existe plusieurs types de modèles pour la modélisation cellulaire solaire. [5]

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

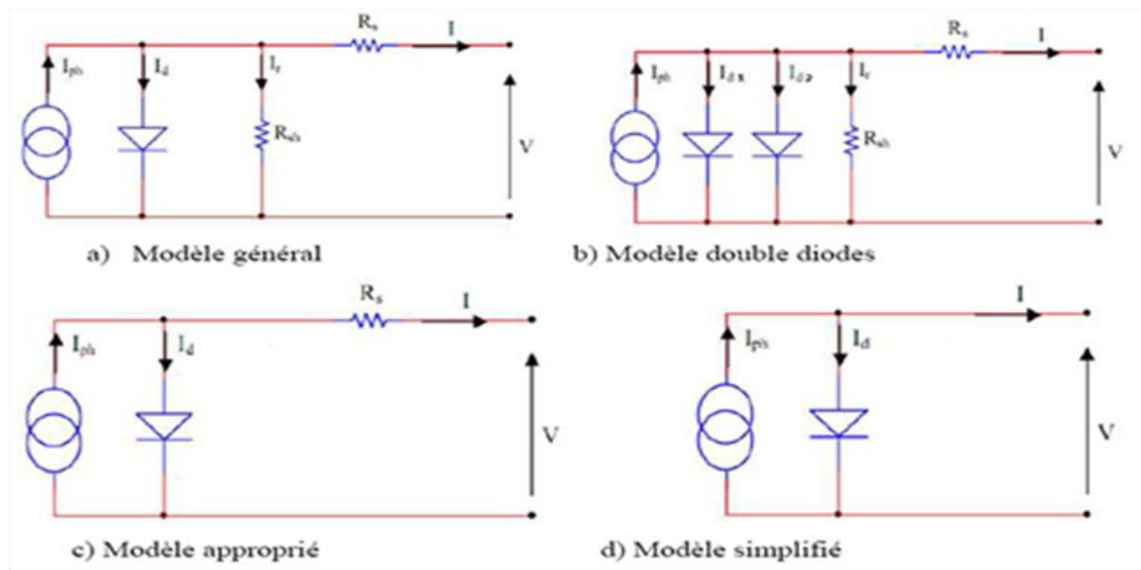


Figure I.5 : Schéma équivalent d'une cellule PV [5]

Chaque modèle donnera les différents types d'équations mathématiques en raison du nombre différent de composants dans le circuit. La figure I-5 montre quatre types de modèles cellulaires PV différents parmi lesquels nous avons choisis celui de la figure I.5a

I.4.4.2. Modèle mathématique de la cellule PV

Les propriétés de la jonction PN et la réaction du semi-conducteur au rayonnement mènent au schéma du circuit équivalent idéal simplifié d'une cellule photovoltaïque représenté sur la Figure I-6

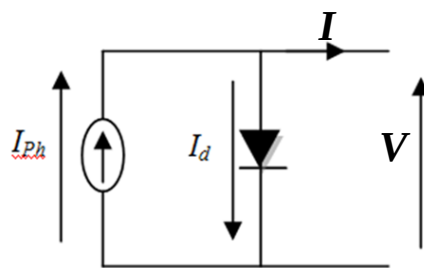


Figure I.6 : Schéma équivalent simple d'une cellule photovoltaïque

L'application de la loi de Kirchhoff et de l'expression du courant de la diode mène à l'expression mathématique de ce modèle

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

$$I = I_{ph} - I_d \quad (I.1)$$

$$\text{Avec } I_d = I_s \left[e^{\frac{qV}{AkT}} - 1 \right] \quad (I.2)$$

On aura :

$$I = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{qV}{AkT}} - 1 \right] \quad (I.3)$$

Avec : I_{ph} : Photo-courant généré par la cellule sous éclairement.

V : tension délivrée par la cellule PV

I_s : courant de saturation de la diode dépendant de la température

T : température de la cellule en K

A : facteur d'idéalité de la diode

q : La constante de charge élémentaire ($q = 1.6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$)

k : constante de Boltzmann ($k = 1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$)

En polarisant électriquement une jonction PN classique à base de Si (Silicium), on obtient les caractéristiques électriques d'une diode, (Figure I.13) La particularité du(Si) est que : lorsque la jonction PN est éclairée, un courant proportionnel à l'éclairement apparaît. C'est cette particularité qui est employée dans les générateurs solaires photovoltaïques.

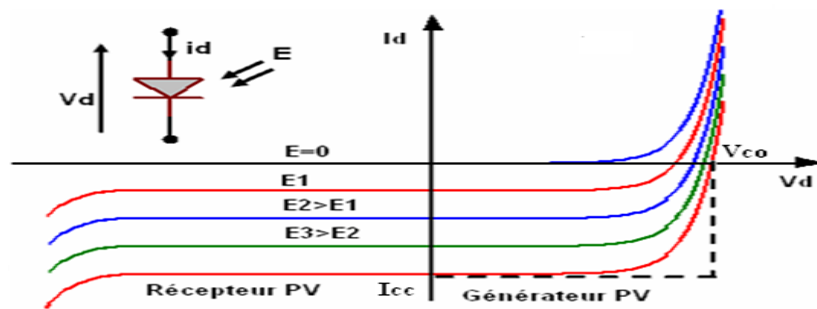


Figure I.7 : Caractéristique I-V d'une cellule PV sous différents éclairements E_i

Comme nous pouvons le remarquer sur la caractéristique de la Figure (I.7)

Si $V < 0$, la jonction se comporte en photorécepteur.

Si $V_{co} > V > 0$, elle fonctionne comme un générateur avec un courant de court-circuit I_{CC} proportionnel à l'éclairement.

Les deux modèles mathématiques les plus utilisés sont le modèle à une diode et le modèle à deux diodes, parmi lesquels nous avons choisis celui d'une seule diode. [5]

I.4.4.3. Modèle à une seule diode (modèle général)

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est caractérisée par son schéma électrique équivalent (Figure I.5a) qui se compose d'une source de courant qui modélise la conversion du flux lumineux en énergie électrique, une résistance shunt R_{sh} modélisant le courant de fuite au niveau de la jonction, une résistance série R_s représentant les diverses résistances de contacts et de connexions et une diode en parallèle qui modélise la jonction PN. [6]

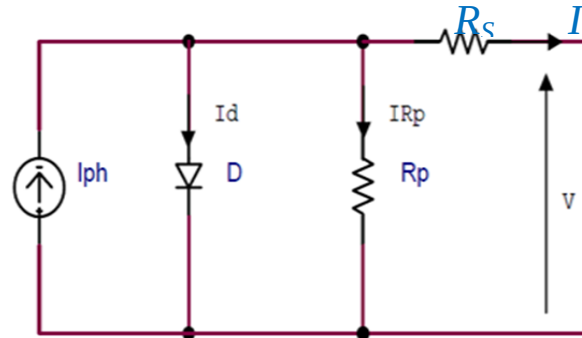


Figure I.5a : Schéma électrique équivalent du modèle à une diode de la cellule [6]

L'expression résultante correspondant à une caractéristique courant-tension pour une température et un éclairement donné s'exprime comme suit :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \text{ ou } I = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{q(V+I \cdot R_s)}{A k T}} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (I.4)$$

Avec

I : Courant fourni par la cellule PV

I_{ph} : Courant photo générer

I_d : Courant traversant la diode

I_{sat} : Courant de saturation de la diode

V : Tension de sortie

q : Charge de l'électron ($1.6 \cdot 10^{-19}$ C)

K : Constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K)

A : Facteur d'idéalité de la diode ($1 < A < 3$)

T : Température de la jonction en K

R_{sh} : Résistance parallèle (shunt)

R_s : Résistance série

Le courant photo généré I_{ph} dépend de l'éclairement et de la température, il s'exprime comme suit :

$$I_{ph} = I_{ccref} \times \frac{E}{E_{ref}} \quad (I.5)$$

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

Le courant de saturation I_{sat} dépend de la température, de la largeur de la bande interdite du matériau et du nombre de cellules en série. Il est donné par:

$$I_{sat} = \frac{I_{ccref}}{e^{\frac{V_{co}}{V_t}}} \times \left[\frac{T^3}{T_0^3} \right] \times e^{\frac{qE_g}{kT}} \quad (I.6)$$

En utilisant l'équation (I-3) et en partant du fait qu'un générateur photovoltaïque est constitué de groupements, série-parallèle, de cellules photovoltaïques, la relation qui lie le courant à la tension d'un GPV est donnée par :

$$I = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_{sat} \left[\exp \left[\frac{q \left[\left(\frac{V}{N_s} \right) + \left(\frac{I}{N_p} \right) \left(\frac{N_p}{N_s} R_s \right) \right]}{AKT} \right] - 1 \right] - N_p \frac{\left[\left(\frac{V}{N_s} \right) + \left(\frac{I}{N_p} \right) \left(\frac{N_p}{N_s} R_s \right) \right]}{R_{sh}} \quad (I.7)$$

Soit en simplifiant :

$$I = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_{sat} \left[\exp \left[\frac{q[v + (I \times R_s)]}{N_s AKT} \right] - 1 \right] - \frac{[v + (v \times R_s)]}{R_{sh}} \quad (I.8)$$

I.4.5. Les caractéristiques électriques d'une cellule PV

I.4.5.1. La courbe courant-tension Tension-puissance d'une cellule PV

La courbe caractéristique d'une cellule PV représente la variation du courant qu'elle produit en fonction de la tension aux bornes de la cellule PV depuis le court-circuit (tension nulle correspondante au courant maximum produit) jusqu'au circuit ouvert (courant nul pour une tension maximale aux bornes de la cellule).[5]

Pour tracer les caractéristiques $I=f(V)$ et $P=f(V)$ il faut trois points de mesure, fournie par le constructeur :

- Le point de court-circuit ($I_{cc}, 0$) ;
- Le point à circuit ouvert ($0, V_{co}$) ;
- Le point optimum (I_m, V_m) où le module délivre sa puissance maximale.

Les figures **I.14a** et **I.14b** les caractéristiques $I=f(V)$, $P=f(V)$ d'un module photovoltaïque

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

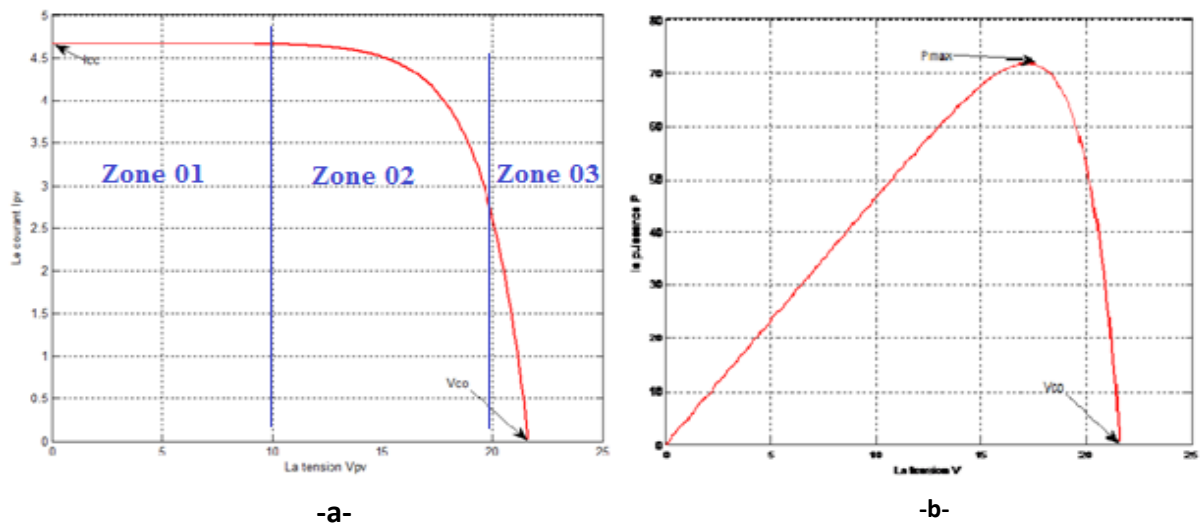


Figure I.8: Les caractéristiques a) $I=f(V)$, b) $P=f(V)$ [5]

La figure (I.8 a) montre les trois zones essentielles :

- a) **La zone (1) :** où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
- b) **La zone (2) :** correspond au coude de la caractéristique, c'est la région intermédiaire entre les deux zones (1) et (3). Elle représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.
- c) **La zone (3):** qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

En effet, pour un éclairage et une température donnés, la tension en circuit ouvert ou à forte charge est à peu près constante (assimilable à une source de tension), tandis qu'en court-circuit ou à faible charge le courant est pratiquement constant (source de courant).

I.4.5.1.1. Influence des résistances série et shunt sur la caractéristique $I(V)$

Une photopile comporte en réalité une résistance série (R_s) et une résistance en dérivation ou shunt (R_p). Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique $I-V$ de la photopile.

- la résistance série est la résistance interne de la cellule; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles. [7]

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

- la résistance parallèle (shunt) est due à un courant de fuite au niveau de la jonction ; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée [8]

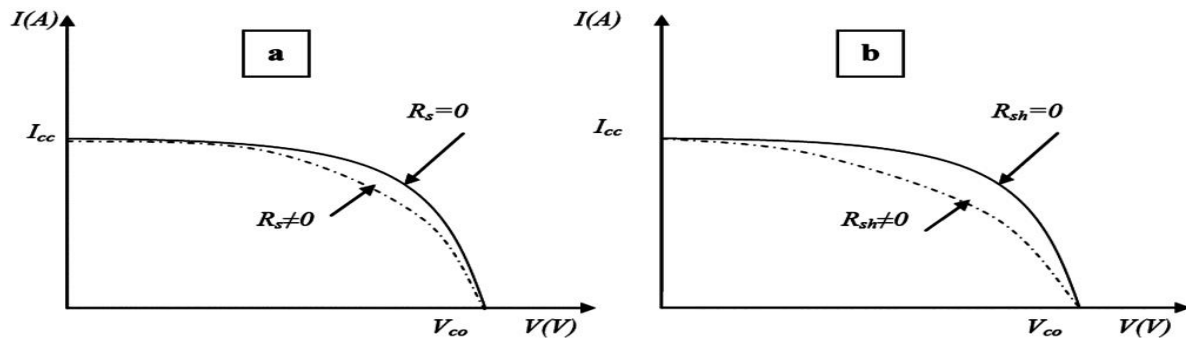
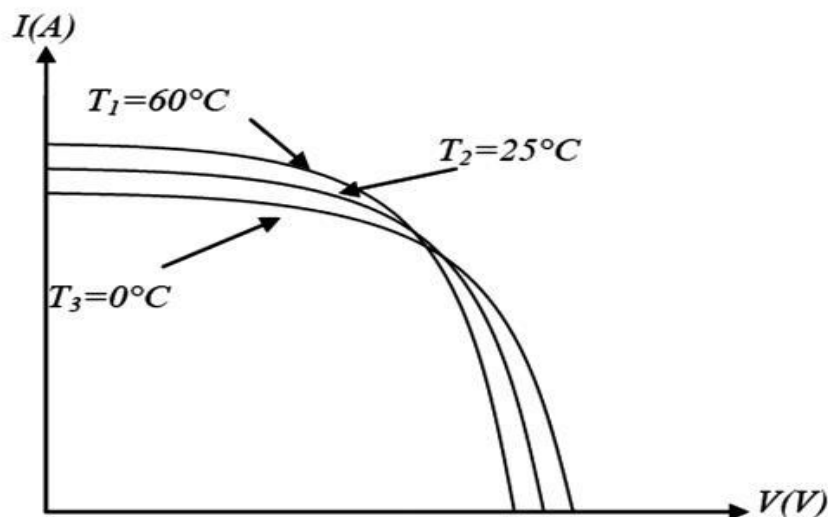


Figure I.9 : Influences des résistances séries et shunt. [9]

I.4.5.1.2. Influence de la température sur les caractéristiques I(V)

La température est un paramètre très important dans le comportement des photopiles. En effet, si la température augmente, le photo-courant augmente à peu près de $3 \times 10^{-2} \text{ m.A.K}^{-1}$ par cm^2 de cellule et par conséquent le courant I , ce qui engendre une diminution de la tension du circuit ouvert V_{co} figure I.10. L'augmentation de la température se traduit aussi par la diminution de la puissance maximale disponible, de l'ordre de $5 \times 10^{-5} \text{ W/K}$ par cm^2 de cellule, soit une variation de 0,35% par degré. [10]

Sur la figure I.11, nous reportons les caractéristiques courant-tension pour différentes températures, sous un ensoleillement donné ($E=1000 \text{ W/m}^2$).



Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

Figure I.10 : Influence de la température. [9]

On remarque l'importance des variations de la tension et le courant gagne un petit peu d'intensité lorsque la température augmente.

I.4.5.1.3. Influence du rayonnement sur les caractéristiques I(V)

La jonction PN réagit différemment selon l'énergie qu'elle reçoit. Plus elle reçoit d'énergie plus elle en restitue et Le photo-courant I_{ph} est pratiquement proportionnel à l'éclairement ou à l'ensoleillement ($\psi = E_s$) pour différents niveaux d'éclairement.

Notons aussi la légère diminution de la tension du circuit ouvert V_{co} suite à une chute du flux lumineux.

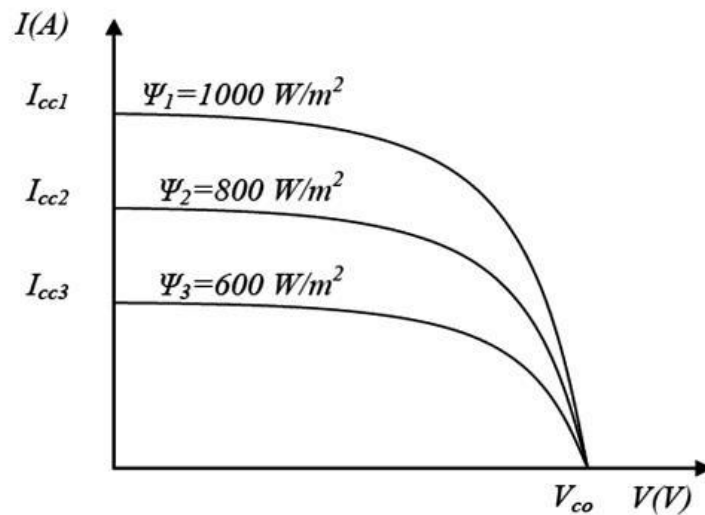


Figure I.11 : Influence de l'ensoleillement $\psi = E_s$. [9]

Ceci implique donc que :

- la puissance optimale de la cellule (P_m) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement
- les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension
- L'augmentation du flux lumineux se traduit en somme par le déplacement de la caractéristique I-V suivant l'axe des courants

I.4.5.2. Tension de circuit ouvert V_{co} (pour $I_{co} = 0$)

Elle est fonction des caractéristiques de la jonction électronique et des matériaux. Pour une cellule donnée, elle ne varie presque pas avec l'intensité lumineuse, au moins pour des

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

éclairagements supérieurs à 100 W/m^2 (ce qui correspond au rayonnement solaire sur terre d'une journée très couverte). On l'obtient en branchant directement un voltmètre aux bornes de la cellule. [11]

I.4.5.3. Courant de court-circuit I_{cc}

Il est directement proportionnel à l'énergie rayonnante reçue, c'est-à-dire à l'éclairement S (W/m^2), à la température ambiante, à la vitesse de circulation de l'air ambiant.

Il est également directement fonction de la surface de la cellule. On obtient sa valeur en branchant un ampèremètre aux bornes de la cellule. [11]

Dans les cellules PV au silicium, la tension V_{co} est de l'ordre de 0,4 à 0,6 V et le courant I_{cc} est de l'ordre de 12 mA/cm^2 .

I.4.5.4. La puissance caractéristique d'une cellule PV

Dans des conditions ambiantes de fonctionnement fixes (éclairage, température, vitesse de circulation de l'air ambiant, etc.), la puissance électrique $P(W)$ disponible aux bornes d'une cellule PV:

$$P = V \times I \quad (\text{I. 9})$$

$P(W)$: Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV.

$V(V)$: Tension mesurée aux bornes de la cellule.

$I(A)$: Intensité mesurée aux bornes de la cellule PV.

I.4.5.5. La puissance maximale

Pour une cellule solaire idéale, la puissance maximale P_{max} , idéale correspondrait donc à la tension de circuit ouvert V_{co} multipliée par le courant de court-circuit I_{cc} : [11]

$$P_{max, idéale} = V_{CO} \times I_C \quad (\text{I. 10})$$

$P_{max, idéale}(W)$: La puissance mesurée aux bornes de la cellule PV.

$V_{co}(V)$: La tension de circuit ouvert mesurée aux bornes de la cellule PV.

$I_{cc}(A)$: L'intensité de court-circuit mesurée aux bornes de la cellule PV. En pratique, la courbe caractéristique d'une cellule PV est plus "arrondie", et la tension au point de puissance maximale V_{PMax} est inférieure à la tension de circuit ouvert V_{co} , de même que le courant fourni I_{PMax} est inférieur, pour cette même tension, au courant de court-circuit I_{cc} . L'expression de la puissance en ce point est donnée par :

$$P_{Max} = V_{PMax} \times I_{PMax} \quad (\text{I. 11})$$

I.4.5.6. Le facteur de forme

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

On appelle facteur de forme **f** le rapport entre la puissance maximale fournie par la cellule P_{Max} , dans des conditions d'éclairement, de température et de vitesse de circulation de l'air ambiant donnés, et le produit du courant de court-circuit I_{cc} par la tension de circuit ouvert V_{co} (c'est à dire la puissance maximale d'une cellule idéale) : [12]

$$f = \frac{P_{Max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (I. 12)$$

f: Facteur de forme.

$P_{Max}(w)$: Puissance maximale aux bornes de la cellule PV.

$V_{co}(V)$: Tension de circuit ouvert.

$I_{cc}(A)$: Intensité de court-circuit.

Le facteur de forme **f** est de l'ordre de 70 % pour une cellule de fabrication industrielle.

I.5. Module photovoltaïque

Un module photovoltaïque est un ensemble de cellule solaire monté en série et en parallèle, le but de ce montage est d'augmenter la puissance de sortie de système photovoltaïque.

I.5.1. Caractéristiques d'un module

Les caractéristiques d'un module photovoltaïque sont comme suit :

- **La puissance de crête, P_c**

Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).

- **La caractéristique $I=f(V)$**

Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.

- **Tension à vide, V_{co}**

Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement plein soleil.

- **Courant de court-circuit, I_{cc}**

Courant débité par un module en court circuit pour un éclairement plein soleil.

- **Point de fonctionnement optimum, $P_m (V_m, I_m)$**

Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, $P_m = V_m \cdot I_m$

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

- **Rendement :**

Rapport de puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

- **Facteur de forme :**

Rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule

I.5.2. Association des cellules photovoltaïques

La puissance disponible aux bornes d'une cellule unitaire est très faible. Il est donc nécessaire d'associer en série et en parallèle des générateurs photovoltaïques pour augmenter la puissance et de rendre la puissance compatible avec l'équipement électrique usuel. Les puissances des modules disponibles sur le marché s'échelonnent entre quelque watt crête et quelque dizaines de watt crête, 1 m^2 de cellule produit environ 100W, En fait l'association de cellules PV est analogue à l'association de générateurs de courant, en série : leurs tensions s'ajoutent, En parallèle : leurs courants s'ajoutent.

Afin d'augmenter la puissance des générateurs photovoltaïques on est obligé à grouper Les cellules photovoltaïques en série et en parallèle pour obtenir un générateur mixte équivalent.

I.5.2.1. Assemblage des cellules en série

Une association de (N_s) cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultante de groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, un tel regroupement est représenté par la figure I.11.

L'équation (I.13) résume les caractéristiques électriques d'une association série de (N_s) cellules. [13]

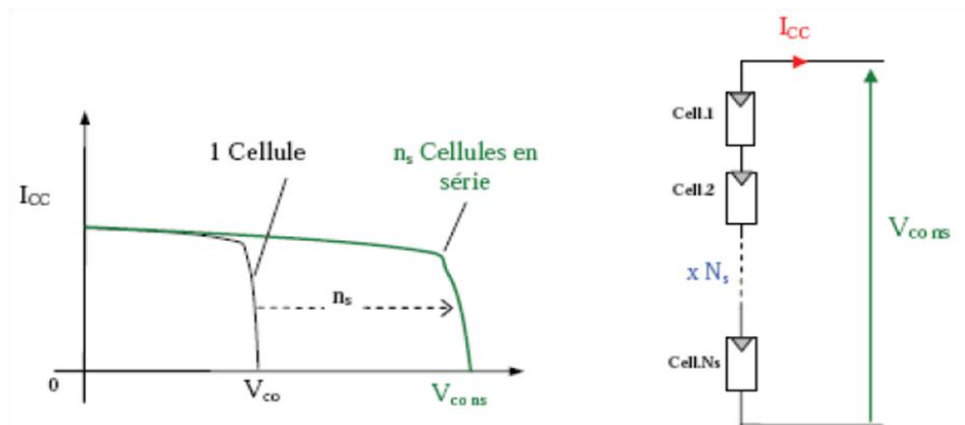


Figure I.12: Caractéristiques résultantes d'un groupement de (N_s) cellules en séries

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

$$V_{coN_s} = N_s * V_{co}; I_{cc} = I_{ccN_s} \quad (I.13)$$

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

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

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce.

Comme la surface de cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible.

L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble.

I.5.2.2. Assemblage des cellules en parallèle

Une association parallèle de (N_p) cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants. [13]

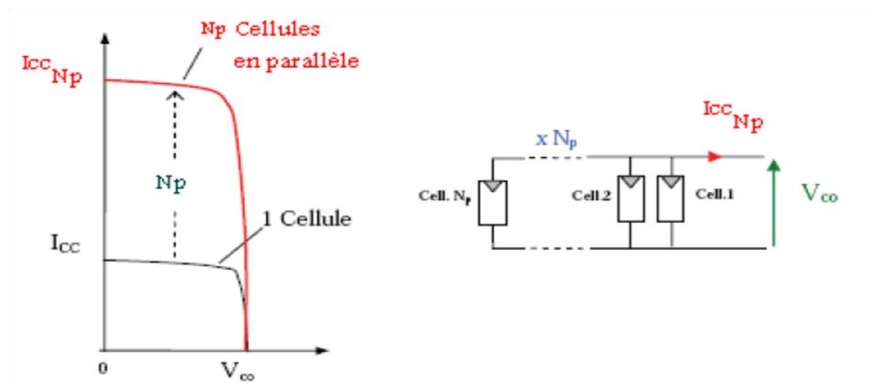


Figure I.13 : caractéristiques d'un groupement de (N_p) cellules en parallèle [13]

Avec :

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

$$I_{cc_{N_p}} = N_p * I_{cc}; \quad V_{co} = V_{co_{N_p}} \quad (I.14)$$

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

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

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

Conclusion

Nous avons présenté dans ce présent chapitre les différentes notions qui entrent dans la constitution d'un système de captage photovoltaïque. Aussi que les principes de fonctionnement de chaque élément.

Introduction

Dans ce chapitre, une étude descriptive générale des systèmes photovoltaïques est présentée. Cette étude comprend : la conception des systèmes photovoltaïques, leurs types, leurs problèmes produits, leurs compositions et les critères de choix d'un système photovoltaïque.

II.1. Le système photovoltaïque

Un système photovoltaïque est une chaîne de composants qui vont du module photovoltaïque au disjoncteur de raccordement au réseau électrique. Le courant continu disponible aux bornes du module peut être utilisé de différentes manières en raccordant ces bornes à un circuit électrique qui l'achemine vers un ensemble de composants qui forment un "système photovoltaïque" conçu et dimensionné en fonction de l'application et de l'usage qui est fait de l'électricité produite.

II.1.1. Type des systèmes photovoltaïques

II.1.1.1. Systèmes photovoltaïques autonomes

Le rôle des systèmes autonomes est d'alimenter un ou plusieurs consommateurs situés dans une zone isolée du réseau électrique. La Fig. II-1 présente un exemple d'un système PV autonome, en remarquant qu'il y a un système de stockage qui est associé aux générateurs PV pour assurer l'alimentation à chaque instant et pendant plusieurs jours malgré l'intermittence de la production. Ce système est utilisé en tampon, celui-ci étant rechargé en cas de surplus de production et déchargé en cas de surconsommation. Les principales applications des systèmes isolés sont:

Electrification des maisons et des bâtiments, principalement pour l'éclairage et les appareils de faible puissance [14]

- Éclairage public
- applications agricoles et de l'élevage
- Pompage et traitement de l'eau
- Réseau d'antennes téléphoniques isolé
- Signalisation et Communications



Figure II.1 : schéma d'un system autonome [14]

II.1.1.2. Centrale raccordée au réseau

Le photovoltaïque raccordé au réseau fournit du courant électrique continu, de tension variable, via des panneaux solaires photovoltaïques. Ce courant est transformé par un onduleur en courant alternatif de fréquence, tension et phase adaptées aux caractéristiques du réseau. Il est ensuite injecté dans le réseau de distribution électrique et peut ainsi être consommé immédiatement ; cette énergie photovoltaïque peut donc être consommée par des utilisateurs proches, avec peu de pertes réseaux, comme dans le cas d'une centrale électrique traditionnelle, mais avec une production cyclique et variant en fonction de l'intensité solaire et donc de l'heure du jour et de la saison, ce qui nécessite des dispositifs de stockage (batteries).[15]

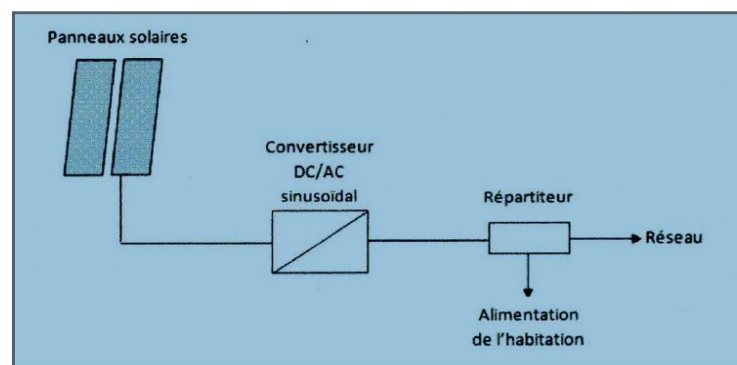


Figure II.2 : schéma d'un system raccordée au réseau [26]

II.1.1.3. Systèmes photovoltaïques hybrides

Les Systèmes Hybrides sont généralement des Systèmes PV AC où les panneaux solaires sont combinés avec d'autres sources d'énergie, comme par exemple une éolienne ou un groupe électrogène. Dans le cas d'un système hybride avec éolienne, l'énergie produite par celle-ci qui possède son propre contrôleur vient compléter la charge des batteries. Sa production étant plus aléatoire que celle des panneaux solaires, elle complète efficacement un générateur photovoltaïque pour des applications particulièrement gourmandes en électricité, qui ne nécessitent pas de fonctionner de façon régulière, mais au gré du vent.

Le cas d'un système hybride avec groupe électrogène, est très différent. On y a recours pour des applications très consommatrices d'électricité mais qui ne fonctionnent qu'une, deux ou trois heures par jour (comme par exemple des pompes piscines, des climatiseurs, etc.)

Il peut aussi être utilisé comme « secours », permettant de limiter la taille du parc de batteries pour les jours « sans soleil ». Le convertisseur solaire des Systèmes PV AC est alors remplacé par un convertisseur-chargeur sur lequel le groupe électrogène est raccordé.

A son démarrage, il deviendra la source principale d'alimentation de la maison tout en complétant la charge des batteries au travers du convertisseur-chargeur. Lorsque le groupe s'arrêtera, le système basculera automatiquement sur les batteries.

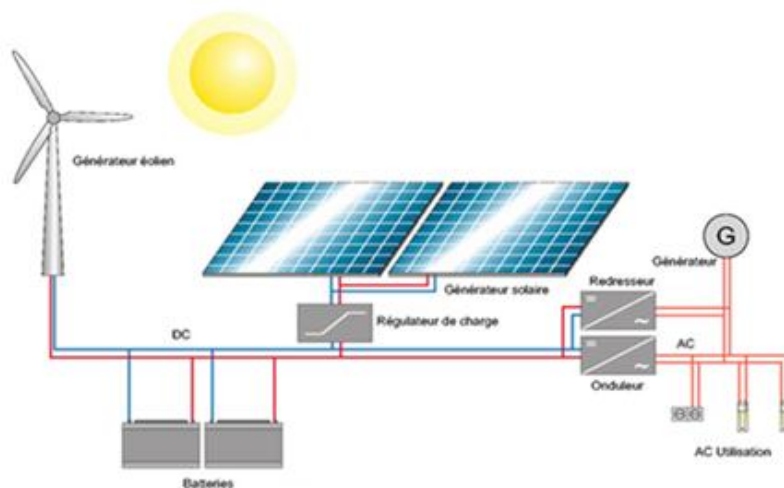


Figure II.3 : Principe d'un système hybride [16]

II.1.2. Comparaison des systèmes photovoltaïques

Les centrales photovoltaïques non connectés au réseau peuvent être autonomes (avec ou sans batteries), c'est-à-dire dépendant uniquement de l'énergie solaire, ou hybrides. Les systèmes hybrides allient la technologie PV à une ou plusieurs autres formes de production d'électricité et comprennent habituellement des accumulateurs. Au moment de choisir le genre de système dont on a besoin, on doit tenir compte des facteurs suivants : demande totale, puissance maximale appelée, moments et périodes de l'année de la demande, fiabilité requise et accessibilité du système selon l'endroit où il sera installé. [17]

II.1.2.1. Système autonome

Comme son nom l'indique, le système autonome est complet et ne comporte aucune source d'énergie d'appoint. Il comprend généralement des accumulateurs.

Dans certains cas, par exemple le pompage de l'eau (notamment pour irriguer les cultures) ou la ventilation d'une serre, on a besoin d'énergie électrique pendant les périodes ensoleillées seulement; le système autonome sans accumulateurs convient alors. Toutefois, la plupart du temps, la demande d'énergie est indépendante de l'ensoleillement, et le système doit alors comporter des accumulateurs. Pour s'assurer une provision d'énergie durant l'année à l'aide d'un système alimenté uniquement à l'énergie solaire, il faut donc installer un champ de modules photovoltaïques beaucoup plus gros (donc beaucoup plus coûteux) et l'assortir d'accumulateurs. Ces systèmes sont pratiques dans les endroits isolés, où il n'y a pas de personnel sur place et où il est difficile et coûteux d'aller faire des tournées d'inspection. Les immobilisations requises sont alors vite compensées par les économies réalisées au titre des frais d'entretien et du ravitaillement en combustible. On emploie par conséquent des systèmes autonomes avec accumulateurs pour l'électrification des clôtures de pâturages, et pour les communications, le balisage, les dispositifs d'avertissement et les stations de surveillance ainsi que pour divers usages où la fiabilité et les exigences d'entretien sont des considérations de première importance. [22]

Le système autonome peut aussi convenir dans le cas d'une résidence d'été, d'un voilier ou d'autres usages dont la période d'utilisation correspond à la période d'ensoleillement maximal. Si on considère l'électricité comme un luxe et estime pouvoir supporter les rares instants où le système ne suffira pas à nos besoins, le système autonome peut s'avérer une solution satisfaisante à prix raisonnable. Toutefois, si on tient à être assuré d'un approvisionnement constant à longueur d'année et si on a facilement accès aux produits

Chapitre 2 : les systèmes photovoltaïques

consommateurs d'énergie, ce serait sans doute plus avantageux d'installer un système hybride.

II.1.2.2. Système hybride

Le système hybride allie l'énergie photovoltaïque à celle d'autres sources. En règle générale, il comporte une éolienne ainsi qu'un groupe électrogène d'appoint au diesel, au propane ou à l'essence. Un tel système peut convenir dans le cas d'une résidence ou d'un immeuble commercial non connecté à un réseau de distribution. Pour celui qui consomme plus de 2,5 kWh d'énergie par jour l'année durant et qui a besoin d'un groupe électrogène, ou qui habite une région où l'ensoleillement est limité pendant de longues périodes, le système hybride constitue probablement un bon choix.

La plupart des systèmes hybrides comportent une batterie d'accumulateurs dont provient la charge de consommation. Les modules maintiennent la charge des accumulateurs tant qu'il y a assez de soleil. Si on assortit une éolienne au système, celle-ci recharge les accumulateurs pendant les périodes venteuses, qui surviennent souvent lorsque le ciel est couvert ou durant la nuit. Par conséquent, les éléments éoliens et solaires se complètent avantageusement. Le groupe électrogène n'est mis en marche qu'à l'occasion pour charger les accumulateurs durant les périodes nuageuses prolongées, ou sans vent, et quand il est en marche, il tourne à plein régime. Son rendement et son efficacité énergétique sont donc bien supérieurs; de plus, il nécessite alors moins d'entretien et il dure plus longtemps. Les systèmes qui comportent à la fois des composantes solaires et éoliennes suffisent souvent aux besoins, sans qu'un groupe électrogène ne soit nécessaire. [23]

II.1.2.3. Centrale raccordée au réseau

La particularité de l'énergie photovoltaïque raccordée au réseau dans la plupart des cas, la centrale photovoltaïque peut être installée à proximité du lieu de consommation, évitant ainsi les pertes en ligne qui peuvent atteindre 15 % sur les grands réseaux électriques lorsque des centaines de kilomètres séparent les lieux de production et de consommation. Cette énergie répond bien au concept de la décentralisation. Une centrale photovoltaïque raccordée au réseau fonctionne «au fil du jour » de manière totalement transparente pour l'utilisateur et sans intervention de sa part. Son fonctionnement est particulièrement optimisé.

Chapitre 2 : les systèmes photovoltaïques

Étant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même, les accumulateurs ne sont pas nécessaires à moins que si nous voulions une forme autonome d'énergie pendant les pannes d'électricité [17].

L'énergie photovoltaïque raccordée au réseau est particulièrement bien adaptée à l'intégration dans la plupart des bâtiments quel que soit leur type (habitations, bureaux, entreprises, centres commerciaux,...). Elle est par ailleurs particulièrement souple d'emploi.

II.2. Les critères de choix d'une centrale photovoltaïque

Trois critères peuvent être pris en compte dans le classement en fonction de la structure du système.

- Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique. Cette source conventionnelle peut être un générateur diesel, une micro turbine à gaz, et dans le cas d'une étude du réseau électrique complet, une centrale toute entière.
- Un second critère possible est la présence ou non d'un dispositif de stockage. La présence d'un stockage permet d'assurer une meilleure satisfaction des charges électriques pendant les périodes d'absence d'une ressource primaire à convertir en électricité. Les dispositifs de stockage peuvent être des batteries rechargeables, des électrolyseurs avec réservoirs d'hydrogène, des volants d'inertie,...etc.
- La dernière classification possible est celle relative au type de sources d'énergie renouvelables utilisées. La structure du système peut contenir un système photovoltaïque, une éolienne, un convertisseur d'énergie hydraulique (centrales hydroélectrique ou utilisation des vagues) ou une combinaison de ces sources. Un critère important pour la sélection de la source utilisée est le potentiel énergétique disponible qui dépend de l'endroit d'installation du système hybride.
- Un autre facteur déterminant est le consommateur électrique alimenté. Son importance détermine le besoin d'une source supplémentaire, d'un dispositif de stockage et/ou d'une source conventionnelle.

II.3. Les composants d'une centrale photovoltaïque

L'ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles, constitue le module photovoltaïque. Plusieurs modules sont groupés pour former un système (ou une centrale) photovoltaïque qui

Chapitre 2 : les systèmes photovoltaïques

comprend d'autres composants comme le régulateur, l'onduleur et la batterie pour un site isolé (autonome).

Afin de bien comprendre le fonctionnement d'un système photovoltaïque, il est utile d'en analyser les principaux composants (Figure 4). Les informations présentées ne se veulent pas exhaustives mais doivent permettre de comprendre le rôle et l'utilité de chacun des composants, ainsi que de leur emplacement respectif.

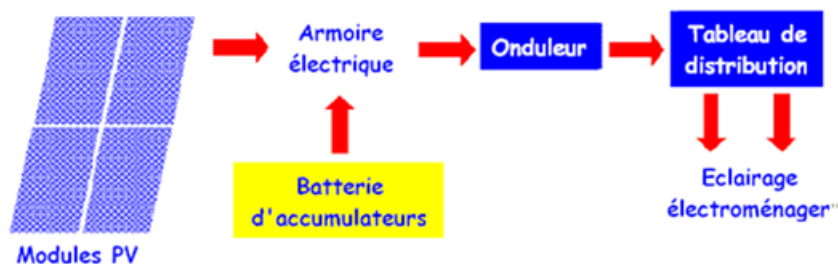


Figure II.4 : Schéma général d'une installation photovoltaïque

II.3.1. Les panneaux solaires (capteurs)

Le champ solaire se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise (Figure 5). Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique.



Figure II.5 : Panneau solaire

Pour chaque champ on peut avoir autant de sorties que de modules, ce que fait qu'on aura besoin de boîte de dérivation qui regroupe le tous, comme l'illustre la Figure 6, Alors cette

Chapitre 2 : les systèmes photovoltaïques

boite de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connections entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie.



Figure II.6 : Boite de dérivation.

La boite de dérivation est composée également d'un circuit imprimé sur lequel se trouvent :

- Des diodes Schottky série, placées sur un radiateur, sur chaque entrée, qui empêchent aux batteries de se décharger dans les panneaux.
- Des fusibles de protections qui empêcheront aux batteries de se décharger dans les modules en cas de destruction des diodes antiparallèles.
- Des diodes lumineuses, en parallèle sur chaque fusible de protection. Ces diodes permettant de contrôler individuellement chaque branche de modules. Par exemple une boite à 4 entrées de 24 Volts sera constituée de deux branches de deux modules, il y aura donc deux diodes qui permettront de constater le fonctionnement de chaque branche.
- Une protection parafoudre (Transil ou VDR) en sortie de la boîte. Le câblage de ces boites permet d'avoir une sortie en 12,24 ou 48 volts selon les modules, elles sont équipées de deux à douze entrées, selon les tensions de sortie. La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants des panneaux PV dépend :
 - Des besoins en électricité;
 - la taille du panneau ;
 - L'ensoleillement du lieu d'utilisation ;
 - La saison d'utilisation.

La puissance délivrée par un panneau est importante dans les heures d'ensoleillement maximales, ce qui nécessite un élément de stockage.

Chapitre 2 : les systèmes photovoltaïques

II.3.1.1. Les types de panneaux

II.3.1.1.1. Panneaux photovoltaïques orientables

Avec des panneaux orientables, on peut modifier l'inclinaison tous les mois, mais par facilité, on peut également choisir une inclinaison pour l'été, une autre pour l'hiver. On utilise généralement ce genre de structure pour des applications au sol ou sur des toits plats. Pour ces systèmes à inclinaison variable, il existe un angle d'inclinaison des panneaux par rapport à l'horizontale, qui permet de maximiser la production d'électricité mensuelle.

II.3.1.1.2. Panneaux photovoltaïques fixes

Les panneaux fixes sont installés dans une position fixe tout au long de l'année (azimut et inclinaison). Le rendement optimum est obtenu pour une orientation sud avec une inclinaison de 35°. Dans cette position, un système d'une puissance d'1kWc produit environ 900 kWh par an. Si on s'écarte de cette position, le rendement diminue. Cette diminution du rendement peut être calculée en multipliant le rendement obtenu en position optimale par le facteur de correction pour l'orientation et l'inclinaison choisie (ce qu'on appelle le Facteur de transposition qui tient compte de l'orientation et de l'inclinaison FT).

II.3.1.1.3. Panneaux photovoltaïques mobiles ou suiveur solaire

L'objectif du système de panneaux mobiles est de pouvoir suivre le soleil tout au long de la journée. Pour cela, la structure possède deux degrés de liberté : une rotation horizontale pour régler l'azimut et une rotation verticale pour l'inclinaison. Ce système permet aux panneaux photovoltaïques de suivre continuellement la position du soleil pour assurer une production électrique maximum. Ce type de structure permet d'augmenter la production d'électricité par rapport aux panneaux fixes, d'environ 25%.

II.3.2. Le système de stockage

Une batterie d'accumulateurs permet de stocker l'énergie électrique afin de la restituer par la suite, en fonction des besoins. Elle est cruciale pour les installations autonomes, moins présentes dans l'installation raccordées au réseau et dispensable pour les installations fonctionnant au fil du soleil.

Les batteries utilisées sont en général de type plomb-acide en raison de son coût qui est relativement faible et d'une large disponibilité. Par contre, les batteries nickel-cadmium sont plus chères, elles sont utilisées dans les applications où la fiabilité est vitale [18].

II.3.2.1. Composition d'une batterie solaire plomb-acide:

Ces batteries sont composées de plusieurs plaques de plomb dans une solution d'acide sulfurique. La plaque consiste en une grille d'alliage de Plomb avec une pâte d'oxyde de plomb marquée sur la grille(Figure7). La solution acide sulfurique et l'eau est appelée électrolyte. [19]

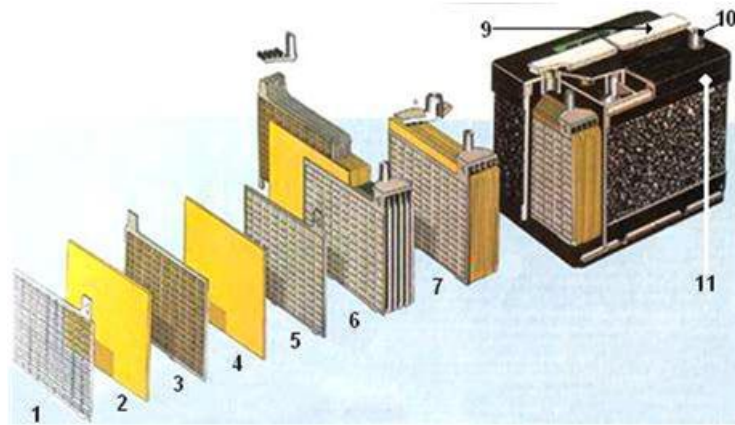


Figure II.7 : Construction d'une batterie monobloc [25]

- | | |
|-----------------------|------------------------|
| 1 : Grille. | 7 : Élément complet |
| 2 : Séparateur. | 8 : Pont |
| 3 : Plaque positive. | 9 : Rampe de bouchons. |
| 4 : Plaque négative. | 10 : Borne. |
| 5 : Barrette. | 11 : Bac. |
| 6 : Faisceau négatif. | |

Le matériel de la grille est un alliage de plomb parce que le plomb pur est un matériel physiquement faible, et pourrait se casser pendant le transport et le service de la batterie.

Peut-être l'alliage est en plomb avec 2-6% d'Antimoine. Moins la contenance en Antimoine sera grande, moins résistante sera la batterie pendant le processus de charge. Une petite quantité d'Antimoine réduit la production d'hydrogène et d'oxygène pendant la charge, et par conséquent la consommation d'eau. D'autre part, une plus grande proportion d'Antimoine permet des décharges plus profondes sans endommager les plaques, ce qui implique une plus grande durée de vie des batteries. Ces batteries plomb-antimoine sont de type de "cycle profond".

Chapitre 2 : les systèmes photovoltaïques

Le Cadmium et le Strontium sont utilisés à la place de l'Antimoine pour fortifier la grille. Ceux-ci offrent les mêmes avantages et inconvénients que l'Antimoine, mais réduisent en outre le pourcentage d'autodécharge quand la batterie n'est pas en utilisation. Le Calcium fortifie aussi la grille et réduit l'autodécharge. Toutefois, le Calcium réduit la profondeur de décharge recommandée dans non plus de 25%. D'autre part, les batteries de plomb- calcium sont de type "cycle peu profond". Les plaques sont alternées dans la batterie, avec des séparateurs entre elles, qui sont fabriqués d'un matériel poreux qui permet le flux de l'électrolyte. Ils sont électriquement non conducteurs, ils peuvent être des mélanges de silice et de matières plastiques ou gommes. Les séparateurs peuvent être des feuilles individuelles ou des "enveloppes". Les enveloppes sont des manchons, ouverts par en haut, qui sont uniquement placés sur les plaques positives.

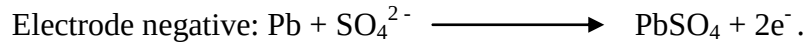
Un groupe de plaques positives et négatives, avec des séparateurs, constituent un "élément". Un élément dans un container plongé dans un électrolyte constitue une "cellule" de batterie. Des plaques plus grandes, ou en plus grand nombre, entraînent une plus grande quantité d'ampères heure que la batterie peut fournir. Indépendamment de la taille des plaques, une cellule fournira une tension varie entre 1,7 et 2 volts suivant l'état de charge en conductions nominales de fonctionnement, et un rendement énergétique de l'ordre de 70% à 85% (pour plomb-acide) Une batterie est constituée par plusieurs cellules ou des éléments reliés en série, interne ou externe, pour augmenter le voltage à des valeurs normales aux applications électriques. Pour cette raison, une batterie de 6 V est composée de trois cellules, et une de 12 V de 6. Les plaques positives d'une part, et les négatives de l'autre, sont interconnectées au moyen de terminaux externes dans la partie supérieure de la batterie. Les éléments des batteries sont souvent montés dans des bacs isolés du sol pour éviter le refroidissement de l'électrolyte par l'intermédiaire de support de bois, ces bacs sont réalisés en plastique transparent afin de bien visualiser le repérage de niveau de l'électrolyte. Les liaisons entre les éléments doivent être dimensionnées de manière à avoir une chute de tension très faible quelque soit le régime.

II.3.2.2. Principe de fonctionnement :

Une réaction chimique intervient lorsque la batterie alimente une charge connectée à ces deux électrodes. Pendant la décharge, il y a une oxydation à la plaque négative qui se traduit par une perte d'électrons et réduction à la plaque positive ou gain d'électrons. L'électrolyte en présence dans la batterie facilite le déplacement des charges électrochimiques sous forme d'ions. Le processus inverse se produit quand la batterie se recharge on voit apparaître

Chapitre 2 : les systèmes photovoltaïques

immédiatement une force électromotrice entre les deux électrodes. Les équations des réactions suivantes décrivent la réaction principale:



II.3.3. Les convertisseurs

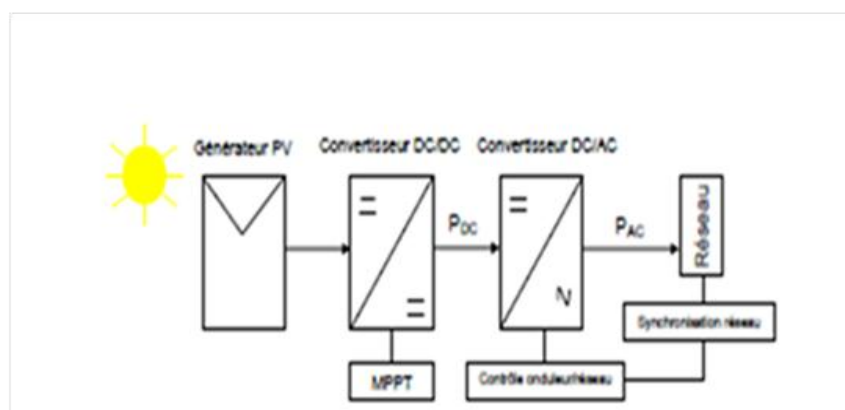


Figure II.8 : Chaîne de conversion PV raccordée au réseau

Les convertisseurs statiques ont pour rôle d'assurer plusieurs fonctions :

- L'adaptation du niveau de tension entre le générateur PV et la charge ;
- L'introduction d'une isolation galvanique pour la sécurité des biens et des personnes ;

II.3.3.1. Les convertisseurs DC/DC

Le hacheur est un convertisseur continue/continue permettant de convertir une énergie continue à un niveau donné de tension (ou de courant) en une énergie continue à un autre niveau de tension (ou de courant). Son utilisation s'avère nécessaire pour stocker l'énergie photovoltaïque dans des batteries, ou pour alimenter une charge continue le schéma équivalent du hacheur se représente selon la figure ci-dessous : Deux topologies de basse de circuit de conversion (DC/DC) seront décrits dans le paragraphe suivant.

II.3.3.1.1. Le convertisseurs BOOST

Le convertisseur boost est connu par le nom d'élévateur de tension peut être représenté par le circuit de la figure II.8.

C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type courant continu (inductance en série avec une source de tension) et la charge de sortie est de type tension continue (condensateur en parallèle avec la charge résistive). L'interrupteur K1 peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage) [24].

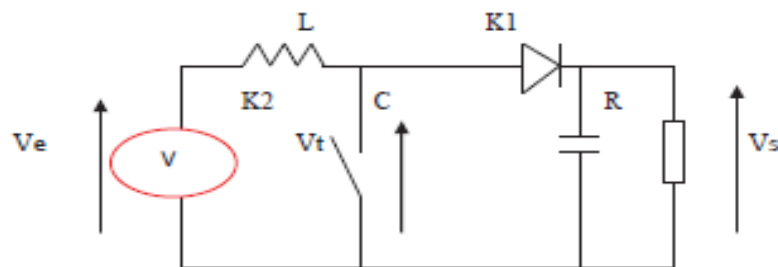


Figure II.9: Le convertisseur boost

II.3.3.1.2. Convertisseur Buck

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

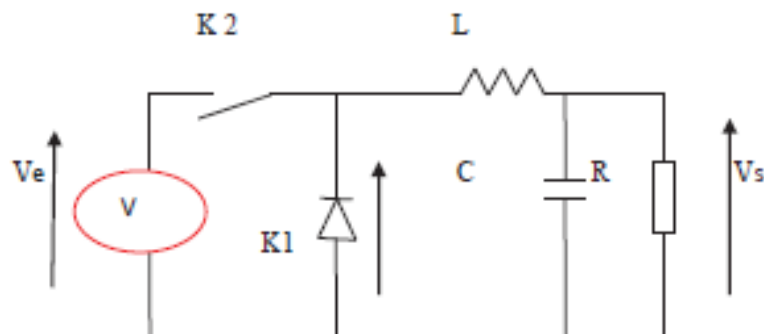


Figure II.10: Convertisseur Buck

Le hacheur série est un convertisseur direct DC-DC, La source d'entrée est de type tension continue et la charge de sortie continue de type source de courant. L'interrupteur K1 peut être

Chapitre 2 : les systèmes photovoltaïques

remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage).

II.3.3.2. MPPT

La MPPT, comme son nom l'indique, est une technique permettant de poursuivre le point de puissance maximum d'un générateur électrique dont la caractéristique est non-linéaire (comme le cas des générateurs PV) à fin d'en extraire le maximum de puissance.

Plusieurs algorithmes peuvent être utilisés pour l'identification de ce point. Leur principe est de déplacer le point de fonctionnement en augmentant la tension V lorsque le rapport $\frac{\Delta P}{\Delta V}$ est positif ou en la diminuant dans le cas contraire (sachant que le MPP correspond à l'annulation de ce rapport de dérivation).

Ces différents algorithmes de la MPPT peuvent être séparés en deux classes, les algorithmes Temps-réel et ceux Hors-ligne [20]. Les méthodes temps-réel opèrent avec des algorithmes qui calculent la puissance délivrée par la cellule en temps-réel et suit ses variations pas-à-pas. D'autre part, les méthodes hors-lignes travaillent avec des algorithmes qui se basent sur de précédentes connaissances des paramètres du panneau.

II.3.3.3. Les convertisseurs DC-AC (Onduleur)

Dans une centrale photovoltaïque (PV) connectée au réseau électrique, l'onduleur est un élément important dans la conversion de l'énergie continue produite par les modules PV en une énergie alternative, qui sera injectée dans le réseau.

De multiples efforts de recherche et développement dans le domaine de l'électronique de puissance, ont été déployé dans le but d'améliorer les performances techniques et la fiabilité des onduleurs. De nombreux onduleurs de tous types ont été développés pour augmenter le rendement et la rentabilité de la centrale PV pour améliorer la qualité de l'énergie injectée au réseau.

II.3.3.3.1. Principes de fonctionnement

Un onduleur est un dispositif permettant de transformer en alternative une énergie électrique de types continu. Ils sont utilisés dans le domaine de l'électrotechnique pour :

- Soit fournir des tensions ou courants alternatifs de fréquence et d'amplitude variables.

Chapitre 2 : les systèmes photovoltaïques

- Soit fournir une ou des tensions alternatives de fréquence et d'amplitude prééglée.

On distingue des onduleurs de tension et des onduleurs de courant, et cela en fonction de la source d'entrée continue : source de tension ou source de courant. La technologie des onduleurs de tension est la plus maîtrisée et est présente dans la plupart de l'ensemble des systèmes industriels, dans toutes les gammes de puissance (quelques Watts à plusieurs MW).

II.3.3.2. Caractéristiques d'un onduleur pour systèmes PV

L'onduleur connecté au réseau est un convertisseur de puissance permettant de convertir le courant continu (CC), produit par le générateur photovoltaïque (PV), en courant alternatif (CA) avec ses circuits de puissance, de commande et de protection. Il doit être capable de supporter le courant et la tension maximum du champ photovoltaïque. L'onduleur comporte un contrôleur d'isolement côté courant continu permettant de prévenir un défaut éventuel d'isolement. En plus, les onduleurs peuvent assurer ce qui suit :

- L'onduleur est pourvu de toutes ses protections internes.
- L'onduleur est caractérisé aussi par un temps d'enclenchement automatique très rapide pour une insolation faible.
- La possibilité de limiter la puissance injectée dans le réseau selon la consigne de l'exploitant.
- Le taux d'harmoniques de courant injecté THD est inférieur à 3%.
- Haute qualité et précision dans la recherche du point de puissance maximale.
- L'armoire de l'onduleur doit posséder un degré de protection élevé et adapté à la région de l'installation.
- Un fonctionnement sans dégradation dans une plage de
- température adapté à la région de l'installation.
- Fonction déconnexion automatique du réseau : Elle commande automatiquement l'arrêt de l'onduleur et la déconnexion du réseau en l'absence de tension sur le réseau électrique.

II.3.3.3. Architecture des onduleurs

On retrouve 3 types d'architecture.

II.3.3.3.1. Onduleur central

Cette architecture est la plus classique et la plus ancienne. Un seul onduleur est utilisé et réalise la conversion de la puissance DC totale en puissance AC totale injectée sur le réseau. Cette architecture est peu coûteuse et simple à surveiller. Elle permet également une maintenance simple et rapide. L'inconvénient réside dans le fait qu'il y a un seul MPPT pour tout l'ensemble du champ, ce qui limite l'extraction optimale de la puissance du champ, car il peut exister des différences de caractéristiques en charge sur chaque string, liées à l'ombrage, au vieillissement du matériel, etc...

Ce type de montage présente plusieurs défauts:

- Pertes de conversion solaire (un seul MPPT pour un ensemble de modules)
- Pertes et risques électriques dans le câblage DC
- Aucune évolutivité
- Aucune continuité de service en cas de panne de l'onduleur
- Malgré les nombreux défauts de cette configuration, cette solution reste très employée dans les centrales PV au sol de forte puissance.

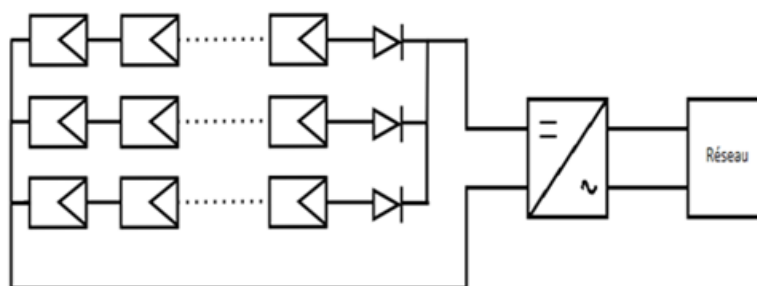


Figure II.11 : Topologie onduleur central raccordée au réseau [21]

II.3.3.3.2. Onduleur chaîne

Dans cette architecture, un onduleur est placé au bout de chaque chaîne ce qui a pour but d'augmenter le nombre de convertisseur DC/DC qui amène à la possibilité d'extraction du maximum de puissance. La panne d'un onduleur n'engendre pas l'arrêt total du système.

L'autre avantage est que cette structure est évolutive dans le sens où chaque string est indépendant, et aussi un rendement global plus élevé.

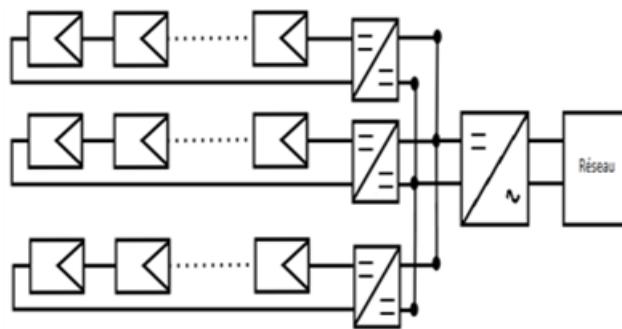


Figure II.12: Topologie onduleur chaîne raccordée au réseau [21]

II.3.3.3.3. Onduleur multi-chaîne

Cette architecture utilise un seul onduleur, tout en ayant un MPPT par string, en utilisant un hacheur ce qui réduit le nombre d'interactions entre le réseau et le système PV.

L'intérêt principal est de réduire le coût par rapport à l'architecture précédente puisque le hacheur n'a pas besoin d'intégrer des fonctionnalités de mesure et de surveillance des données électriques du réseau. Le coût peut être réduit aussi par le fait que le hacheur n'intègre pas le contrôle commande de la partie alternative, ni la détection du courant continu résiduel sur le réseau. En cas de panne de l'onduleur par contre, la continuité du service n'est plus assurée.

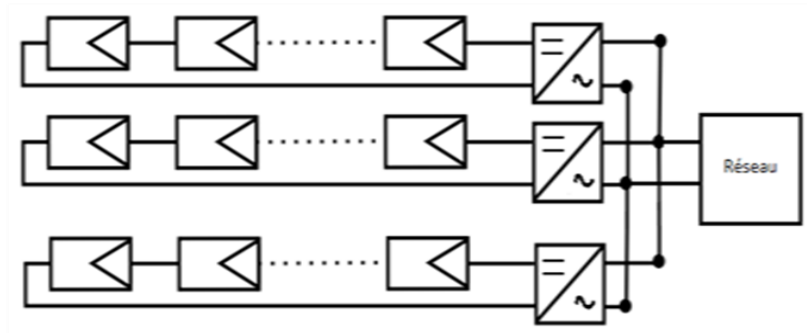


Figure II.13: Topologie onduleur multi-chaîne raccordée au réseau [21]

II.4. Classifications des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau

Une première classification des (CPCR) en fonction de leur taille peut être faite de la manière suivante :

II.4.1. Centrales de petite taille ($P_w=1$ à 10 KW)

Pour des applications sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings,... Elles se connectent au réseau basse tension.

II.4.2. Centrales de taille moyenne ($P_w=10$ à 100 KW)

Ce type de système peut se trouver installé et intégré sur un édifice, sur un toit ou une façade. Il peut être connecté à la basse ou à la moyenne tension du réseau de distribution électrique selon sa taille

II.4.3. Centrales de grande taille ($P_w \geq 500$ KW)

Ce sont des systèmes centralisés et sont des propriétés de compagnies d'électricité. On peut également classer ces systèmes selon qu'ils soient munis de batteries de stockage ou non [26].

II.5. Coût de l'installation d'une centrale photovoltaïque

Le coût global de l'installation d'une centrale PV (qui n'est pas raccordée au réseau) est donné par la relation suivante. [27]

$$C_T = AP_C + BC_S + C_{T0}$$

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons parlé sur les différentes centrales existantes et les distinctions qu'on trouve dans leur topologie, leurs composantes, leur fonctionnement pour aborder ensuite les éléments d'une centrale PV ou nous avons mis l'accent sur la partie la plus importante pour les installations raccordées au réseau qui est l'onduleur.

Introduction

De par sa position géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde (5 milliards GWH/an), avec une durée d'ensoleillement sur le Sahara et les Hauts plateaux pouvant atteindre les 3.900 heures/an, selon les spécialistes. La centrale solaire photovoltaïque de 1,1MW de Ghardaïa, s'inscrit dans le cadre du programme de développement des énergies renouvelables.

Cette centrale pilote permettra de tester le comportement de ce genre d'équipements et son adaptation au climat du Sud. La réalisation de cette centrale à aussi pour objectif d'évaluer la rentabilité des panneaux photovoltaïques avant de généraliser cette opération sur le territoire national.

III.1. Présentation de la centrale

La centrale en panneaux photovoltaïques 1.1 MW sur un site à environ 15 km au Nord de la ville de Ghardaïa, près du village d'OuedNechou.

Elle aura puissance nominale d'environ 1100 kWc (kW crête), répartie comme suit:

- 452 kWc: panneaux en silicium monocristallin, **1880** panneaux
- 452 kWc: panneaux en silicium polycristallin, **1960** panneaux
- 100 kWc: panneaux en silicium amorphe (a-Si), **988** panneaux
- 100 kWc: panneaux en couches minces (tellurure de cadmium CdTe), **1261** panneaux

Le nombre total des panneaux est **6089**

La superficie totale du site est de dix (10) hectares environ. Seulement une partie de six (06) hectares est destinée à la centrale, l'autre partie est réservée pour des extensions futures.

Les coordonnées géographiques sont les suivantes:

- Latitude Longitude de la station climatologique de Ghardaïa 32°24N 03°48 E.
- Le terrain du site est limité comme suit et illustre sur fig1
- Au Nord: route nationale N°01.
- Au Sud: terrain vague.
- A l'Est: terrain vague.
- A l'Ouest: route nationale N°01.



Figure III.1 : Localisation de la centrale à la route nationale N°01

III.2. Conditions climatiques

Selon les prescriptions du cahier des charges, cette centrale sera localisée à Gherdaia dans le sud Algérien où les conditions environnementales sont très sévères.

Le dimensionnement de tous les équipements et les systèmes de la centrale photovoltaïque aura à tenir en compte des conditions du site citées ci-dessus.

Les matériels électriques installés à l'intérieur du bâtiment technique ne seront pas tropicalisés puisque le bâtiment est doté par un système d'air conditionné.

III.3. Coordonnées géographiques de la centrale

Latitude Longitude du site Ghardaïa 32°24N 03°48 E.

La valeur maximum de température ambiante 50°C.

III.4. Description technique de la centrale

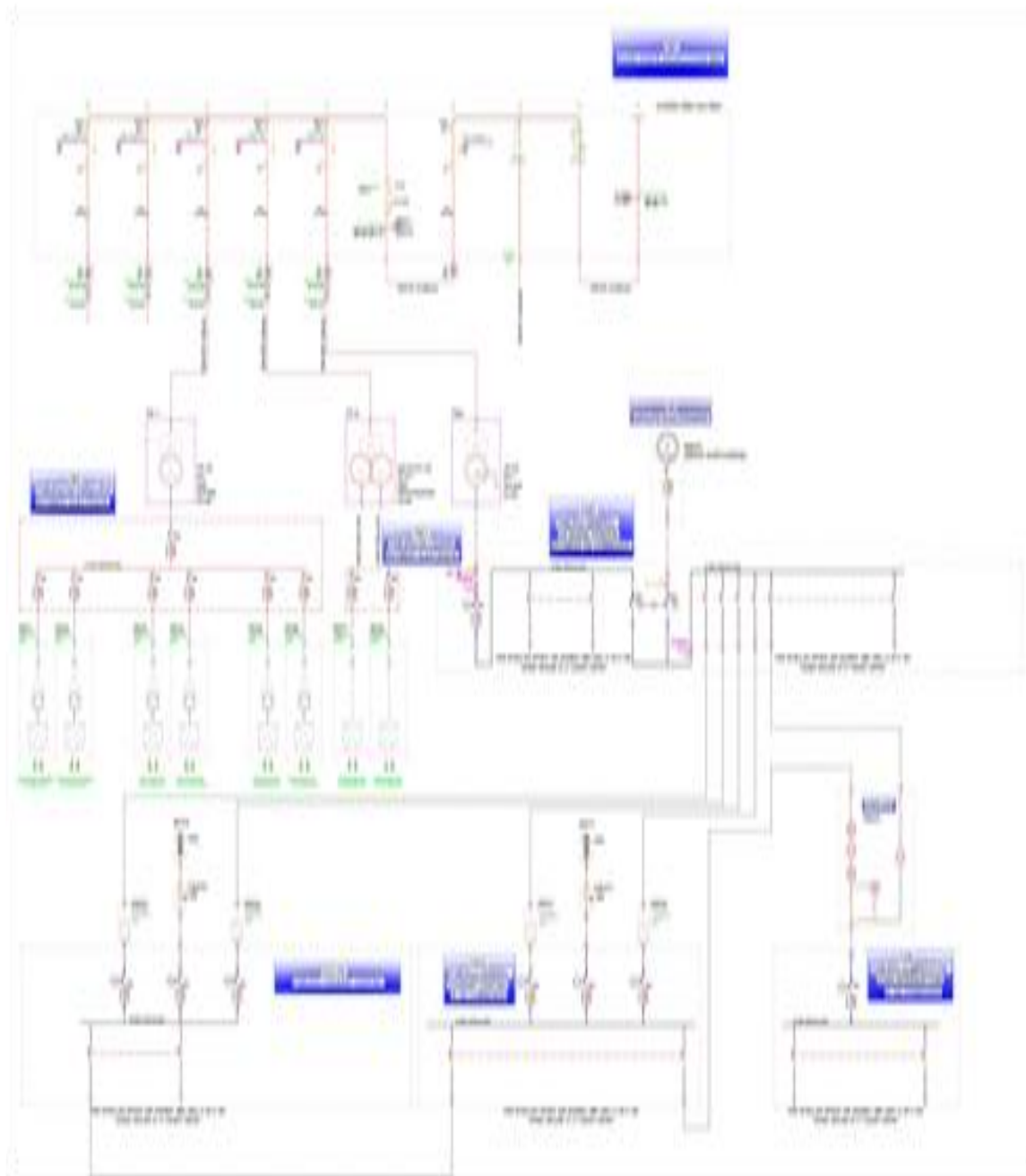


Figure III.2 : Schéma unifilaire de la centrale

III.5. Fiche technique globale

- Identification de l'installateur: SPE Société Algérienne de Production de l'Electricité.
- Puissance nominale (de crête): 1100 kWc
- Puissance totale des onduleurs (coté c.a.) : 1054 kW
- Rendement des onduleurs: 95.5%
- Tension de sortie: 30 kV
- Energie primaire utilisée: Energie photovoltaïque (lumière du soleil)
- Energie de secours le cas échéant : 160 kVA maximum pour les systèmes auxiliaires pendant la nuit ou en absence de soleil.
- Lieu d'implantation : Environ 15 km au Nord de la ville de Ghardaïa, près du village de Oued Nechou (à coté de la route RN1)
- Source d'énergie à utiliser (Energysupplywillbeused) : L'énergie des systèmes auxiliaires est produite par la centrale elle-même. Pendant la nuit ou en absence de soleil, l'énergie pour ces systèmes est prise du réseau de distribution moyenne tension. Dans le cas de black-out, il est utilisé un système batteries +groupe électrogène.
- Capacité du groupe électrogène : 66 kVA
- La superficie destinée à la centrale : 5 hectares (total du terrain 10 hectares, seulement la moitié sera utilisée pour la centrale photovoltaïque).

III.6. Composants et caractéristique de la centrale

La centrale photovoltaïque de Ghardaïa est constituée par les systèmes électriques suivants :

- Système générateur photovoltaïque
- Système de transformation
- Système d'évacuation de l'énergie produite sur le réseau
- Système des auxiliaires en courant alternatif
- Système des auxiliaires en courant continu
- Système des auxiliaires 'ASI'
- Système de commande

III.6.1. Système générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est constitué par l'ensemble des panneaux photovoltaïques, qui transforment la lumière du soleil en électricité courant continu.

Il est défini "système générateur photovoltaïque" l'ensemble de:

- Panneaux photovoltaïques
- Boîtes de raccordement (ou de jonction)
- Coffrets courant continu
- Onduleurs
- Structures de support de panneaux
- Câbles de connexion

C'est-à-dire les équipements nécessaires à recueillir l'énergie produite par les panneaux et à la transformer en courant alternatif.

III.6.1.1. Panneaux photovoltaïques

III.6.1.1.1. Panneaux en silicium monocristallin

Les cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme.

Elles ont un rendement de 13 à 17%, mais la méthode de production est laborieuse.

Les panneaux monocristallins seront de marque **Solaria, modèle S6M-2G**.



Figure III.3 : panneaux en Silicium monocristallin

➤ Caractéristiques électriques des panneaux en silicium monocristallin

Type	SOLARIA S6M-2G
Puissance de crête	245 Wc
Tolérance de la puissance de crête	0 / +5 Wc
Rendement du module	15%
Tension max (Vmpp)	30,33 V
Intensité max (Impp)	8,08 A
Tension circuit ouvert	37,82 V
Courant de court-circuit	8,52 A
Tension max. du système	1000 V

➤ Caractéristiques thermiques des panneaux en silicium monocristallin

NOCT (Température nominale opérative de la cellule)	46 +/- 2 [°C]
Coefficient de température Isc	+0,015% [°K]
Coefficient de température Voc	- 0,31% [°K]
Coefficient de température Pmax	-0,46% [°K]

III.6.1.1.2. Panneaux en silicium polycristallin

Les cellules poly-cristallines sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vues de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes).

Elles ont un rendement de 12 à 14%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines.

Le panneaux polycristallin est de marque **ATERSA, modèle A-235P**.



Figure III.4 : Panneaux en Silicium polycristallin

Chapitre 3 : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

➤ Caractéristiques électriques des panneaux en silicium polycristallin

Type ATERSA	A-235P
Pays d'origine	Espagne
Puissance de crête	235 Wc
Tolérance de la puissance de crête	0 / +5 Wc
Rendement du module	14,43%
Tension max (Vmpp)	29,04 V
Intensité max (Impp)	8,10 A
Tension circuit ouvert	36,94 V
Courant de court-circuit	8,64 A
Tension max. du système	1000 V

➤ Caractéristiques thermiques des panneaux en silicium polycristallin

NOCT (Température nominale opérative de la cellule)	47 +/- 2 [°C]
Coefficient de température Isc	+0,04% [°K]
Coefficient de température Voc	- 0,32% [°K]
Coefficient de température Pmax	-0,43% [°K]

III.6.1.1.3. Panneaux en silicium amorphe (a-Si)

Les modules photovoltaïques amorphes ont un coût de production bien plus bas, mais leur rendement n'est que 5 à 8% actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide.

Les panneaux en silicium amorphe sont de marque **SCHOTT, modèle ASI 103**



Figure III.5 : Panneaux en Silicium amorphe (a-Si)

Chapitre 3 : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

➤ Caractéristiques électriques des panneaux en silicium amorphe

Type	SCHOTT ASI 103
Puissance de crête	103 Wc (valeur stabilisée)
Puissance de crête initiale	125 W c (valeur initiale)
Rendement du module	7,1%
Tension max (Vmpp)	30,9 V (valeur stabilisée)
Intensité max (Impp)	3,33 A (valeur stabilisée)
Tension circuit ouvert	41,1 V (valeur stabilisée)
Courant de court-circuit	3,94 (valeur stabilisée)
Tension max. du système	1000 V

➤ Caractéristiques thermiques des panneaux en silicium amorphe

NOCT (Température nominale opérative de la cellule)	46 +/- 2 [°C]
Coefficient de température Isc	+0,08% [°K]
Coefficient de température Voc	- 0,33% [°K]
Coefficient de température Pmax	-0,20% [°K]

III.6.1.1.4. Panneaux en couche mince (Cd-Te)

Les modules photovoltaïques à couches minces, comme CdTe (tellure de cadmium) permettent le captage de différentes fréquences du spectre lumineux.

Ils ont une excellente sensibilité à la faible luminosité et un faible coefficient de sensibilité à la température.

Les panneaux en couche mince est de marque **FIRST SOLAR, modèle FS-380**.



Figure III.6 : Panneaux en Couche mince (Cd-Te)

➤ Caractéristiques électriques des panneaux en couche mince

Type	FIRST SOLAR FS-380
Puissance de crête	80 Wc
Tolérance de la puissance de crête	+/- 5%
Rendement du module	11,1 %
Tension max (Vmpp)	48,5 V
Intensité max (Impp)	1,65 A
Tension circuit ouvert	60,8
Courant de court-circuit	1,88
Tension max. du système	1000 V

➤ Caractéristiques thermiques des panneaux en couche mince

NOCT (Température nominale opérative de la cellule)	46 +/- 2 [°C]
Coefficient de température Isc	+0,04% [°K]
Coefficient de température Voc	- 0,27% [°K]
Coefficient de température Pmax	-0,25% [°C]

III.6.1.2. Structures de support pour les panneaux

Etant la centrale photovoltaïque de Ghardaïa un site expérimental, il a été choisi d'employer non seulement quatre type de panneaux différents, mais aussi deux types différents de structures de support, c'est-à-dire soit des structures fixes, soit de structures mobiles (systèmes suiveurs motorisés).

Il y aura pourtant les sous-champs suivants:

- 252 kWc en silicium monocristallin **structure fixe**
- 252 kWc en silicium polycristallin **structure fixe**
- 100 kWc en silicium monocristallin **structure fixe**
- 100 kWc en silicium polycristallin **structure fixe**
- 100 kWc en silicium monocristallin **structure motorisée**
- 100 kWc en silicium polycristallin **structure motorisée**
- 100 kWc en couche minces (Tellurure de cadmium CdTe) **structure fixe**
- 100 kWc en silicium amorphe **structure fixe**

Les structures fixes seront orientées vers le sud avec un angle de «tilt» de 20 degrés, pour optimiser l'ensoleillement sur les panneaux.

Chapitre 3 : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

Les systèmes suiveurs seront de type «simple axe», avec axe orienté dans la direction nord-sud. Le système suiveur, ou «tracker», pendant la journée suit le soleil de est à ouest (suivie azimutal). Les panneaux installés sur le tracker, auront un angle de tilt de 17 degrés pour optimiser l'ensoleillement sur les panneaux.

Chaque tracker est mouvementé par un moteur électrique qui se trouve à bord du système et est alimenté par un tableau BT de la centrale.

Le mouvement des systèmes suiveurs est synchronisé par un système de contrôle commande propriétaire (PLC).

Les systèmes suiveurs devront remettre les modules à l'horizontal pour une vitesse de vent élevée.



Figure III.7 : Représentation des deux structures utilisées

III.6.1.3. Chaîne des panneaux photovoltaïques

Comme la tension d'un seul panneau est très petite, de l'ordre de quelque Volts, pour élever la tension, des «chaines» de panneaux doivent être créés. Un certain nombre des panneaux est donc relié «en série», de façon à former une chaîne des modules.

Cette connexion est faite à travers les câbles (positif / négatif) dont les panneaux sont déjà équipés sur leur côté arrière, et par l'emploi de câbles «solaires» pour connecter les deux panneaux d'extrémité à la boîte de jonction la plus proche.

Les câbles solaires sont caractérisés par tension nominale $U_0 \geq 1 \text{ kVcc}$ et sont identifiés par le code FG21M21 en accord a la norme CEI 20-29.

Dans la centrale de Ghardaïa les chaines de modules sont organisées de la façon suivante :

Chapitre 3 : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

Type de panneaux	N.de panneaux/chaine	N.de chaine	Tension de la chaine
Silicium monocristallin	20	8	756,4 V
Silicium polycristallin	20	8	752,4 V
Silicium amorphe	18	8	780,9 V
Couche mince (Cd-Te)	12	8	790,4 V

Tableau III.1: représentation des chaînes de modules de la centrale

Les chaînes sont puis raccordées en parallèle sur une boîte de jonction, qui se trouve à côté de la structure porteuse ou directement fixée sur la même. Telle boîte peut recevoir jusqu'à un maximum de 16 séries.

III.6.1.4. Connexion électrique des panneaux photovoltaïques

La connexion entre les panneaux photovoltaïques est du type «en série», de façon à former une chaîne des modules.

Cette connexion est faite à travers les câbles (positif / négatif) dont les panneaux sont déjà équipés sur leur côté arrière, et par l'emploi de câbles «solaires» pour connecter les deux panneaux d'extrémité à la boîte de jonction la plus proche.

Les câbles solaires sont caractérisés par tension nominale $U_0 \geq 1 \text{ kVcc}$ et sont identifiés par le code FG21M21 en accord avec la norme CEI 20-29.

III.6.1.5. Boîte de raccordement (jonction) et coffrets courant continu

III.6.1.5.1. Boîte de raccordement (ou de jonction)

La boîte de raccordement (ou de jonction) est le siège des connexions pour le câblage du champ photovoltaïque et prédispose les câblages au coffret courant continu.

Dans la boîte il est réalisé le parallèle des chaînes de panneaux y raccordées.

La boîte de raccordement contient:

- les bornes de chaque chaîne du sous-champ
- un fusible pour chaque série de modules photovoltaïques et pour chaque polarité
- un interrupteur-sectionneur
- un parafoudre

Chapitre 3 : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

- des points de test pour chaque branche
- un transducteur pour la mesure du courant et de la tension des chaines de panneaux y afférent.



Figure III.8 : Boîte de raccordement

III.6.1.5.2. Coffret courant continu

Chaque boîte de raccordement est connectée, à travers un câble type FG7OR ($U_0/U=0.6/1kV$), à un coffret courant continu, situé en proximité de l'onduleur de référence, dans le bâtiment technique.

Dans le coffret courant continu il y a le parallèle des toutes les boîtes de jonction d'un certain sous-champ. La sortie du coffret va directement à l'onduleur.

Le coffret courant continu est équipé d'un couple de fusibles pour chaque ligne qui provient du sous-champ.



Figure III.9 : Coffret courant continu

III.6.1.6. Onduleurs

Les onduleurs sont les équipements qui transforment l'énergie courant continu produite par le champ photovoltaïque, en énergie courant alternatif.

Après la transformation en courant alternatif, il est possible d'élever le niveau de tension à travers les transformateurs, de façon à évacuer l'énergie produite sur le réseau de distribution.

Les onduleurs ont aussi le but de soutenir la tension du réseau de la centrale et de contribuer à la régulation de la tension.

Les onduleurs employés dans les centrales photovoltaïques sont de type spécial, à haute rendement: onduleurs solaires.

A Ghardaïa les onduleurs sont de marque ASI (AnsaldoSistemiIndustriali – Answer Drives), type PV8L et PV8M.

Ils sont installés dans le bâtiment électrique au milieu du champ.

Il y a huit (8) onduleurs, un pour chaque sous-champ.

Les six onduleurs de type PV8L121 (100 kW) sont mis en parallèle à travers un tableau BT, nommé « TBT - Tableau de Parallèle», qui porte l'énergie sur un transformateur élévateur 30/0,4 kV, 750 kVA.

Au contraire les deux onduleurs de type PV8M291 (250 kW) sont connectés aux deux enroulements secondaires d'un transformateur 30/0,27 kV, 630 kVA, à travers un « Tableau de liaison – TBT1.



Figure III.10 : Onduleur ASI

Chapitre 3 : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

A suivre une table récapitulative des caractéristiques principales des onduleurs de Ghardaïa:

	Onduleur sous-champ 1-6	Onduleur sous-champ 7-8
Type	ASI PV8L121	ASI PV8M291
Puissance nominale côté CC	101 W	245 W
Puissance crête recommandé côté CC	119 W	288 W
Max. tension côté CC	880 V _{cc}	880 V _{cc}
MPPT Range	430 - 760 V _{cc}	430 - 760 V _{cc}
Courant nominale côté CC	221 A	536 A
Tension côté CA	400 V	270 V
Fréquence	50 Hz	50 Hz
Facteur de puissance	>0,99	>0,99
Distorsion harmonique côté CA	<3%	<3%
Puissance nominale côté CA	96 kW	239 kW
Puissance max côté CA	105 kW	262 W
Courant nominale côté CA	210 A	510 A
Rendement max à la puissance	96,1 %	97,91 %
Rendement européen	95,5 %	97,4 %
Alimentation auxiliaire	230 V _{ca} (normal et ASI)	400 V _{ca} (normal) 230 V _{ca}
Protection surtension côté CC	Oui	Oui
Contrôle de l'isolement côté CC	Oui	Oui
Interrupteur-sectionneur côté CC	Oui	Oui
Protection surtension côté CA	Oui	Oui
Disjoncteur côté CA	Oui	Oui
Encombrement (LxHxW)	1400 x 2172 x 800 mm	2000 x 2172 x 800 mm
Refroidissement	forcé (par ventilateur interne)	forcé (par ventilateur interne)

Tableau III.2 : Caractéristiques principales des onduleurs de la centrale

Le fonctionnement des onduleurs solaires est tout à fait automatique. Ils démarrent le matin quand il y a un niveau d'ensoleillement, et donc de tension, suffisant, et ils s'arrêtent le soir quand le niveau de tension est trop bas pour leur fonctionnement.

III.6.2. Système de transformation

Il est défini "système de transformation" l'ensemble de:

- Tableau BT de parallèle
- Tableau BT de liaison
- Transformateur élévateur TP1
- Transformateur élévateur TP2
- Câbles MT

Chapitre 3 : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

C'est-à-dire les équipements nécessaires à recueillir l'énergie basse tension en sortie des onduleurs et à la transformer en énergie en moyenne tension

III.6.2.1. Tableaux de parallèle et tableaux de liaison

Puisque à Ghardaïa il y a un ensemble de six onduleurs de puissance assez petite (environ 100 kW), il y a la nécessité de les mettre en parallèle pour le relier à un seul transformateur de puissance (TP1).

Cette liaison est réalisée à travers un «tableau de parallèle», nommé « TBT », situé dans le bâtiment électrique à côté des onduleurs.

Pour chaque arrivée onduleur un interrupteur-sectionneur est prévu, et il y a un interrupteur-sectionneur sur la sortie vers le transformateur TP1.

Il est à noter que la circulation de courant entre les onduleurs n'est pas possible car les onduleurs 100 kW sont munis d'un transformateur dedans.

En ce qui concerne les deux onduleurs 250 kW, ils sont reliés à un transformateur de puissance avec deux enroulements secondaires. Entre chaque onduleur 250 W et le correspondant enroulement secondaire, un interrupteur-sectionneur a été prévu. Les deux sont logés dans le «tableau de liaison», nommé « TBT1», situé dans le bâtiment électrique à côté des onduleurs.

III.6.2.2. Transformateurs

Dans la centrale photovoltaïque trois transformateurs MT/BT: deux transformateurs élévateurs pour transformer en moyenne tension l'énergie produite par le champ, et un transformateur auxiliaire pour alimenter les services auxiliaires de la centrale.

Les transformateurs élévateurs seront installés dans le bâtiment technique, près des onduleurs, tandis que le transformateur auxiliaire sera dans le bâtiment contrôle commande.



Figure III.11 : Transformateurs MT/BT

Chapitre 3 : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

Ci-dessous une table récapitulative des caractéristiques principales des transformateurs de puissance:

	TP1	TP2
Type	ONAN	ONAN
Isolement	Huile	Huile
Enroulements	Cuivre	Cuivre
Puissance nominale	750 kVA	630 / 315 / 315 kVA
Tension Primaire	30 kV +/- 2x2,5%	30 kV +/- 2x2,5%
Tension Secondaire	400 V	270 V
Niveau Isolement	36 kV	36 kV
Couplage	Dy11	Dy11y11
Tension de court-circuit	6%	6%
Norme de référence	IEC 60076	IEC 60076

Tableau III.3 : Caractéristiques principales des transformateurs de puissance

Le transformateur TSA est un transformateur MT/BT, avec le but d'alimenter tous les services auxiliaires de la centrale photovoltaïque.

Il sera alimenté par le tableau 30 kV situé dans le poste d'évacuation.

Le transformateur TSA sera de type en huile et il est installé dans le bâtiment des auxiliaires mécaniques.



Figure III.12 : Transformateur auxiliaire MT/BT

Type	ONAN
Isolement	huile
Enroulements	cuivre
Puissance nominale	160 kVA

Chapitre 3 : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

Tension primaire	30 kV +/- 2x2,5%
Tension secondaire	400 V
Niveau isolement	36 kV
Couplage	Dyn11
Tension de court-circuit	6%
Norme de référence IEC	60076.

III.6.2.3. Câbles MT

Les câbles MT, entre le tableau 30 kV et les transformateurs TP1, TP2 et TSA, ont conducteur en cuivre et isolant XLPE.

Ils sont directement enterrés, donc armés avec armature en acier galvanisé.

III.6.3. Système d'évacuation de l'énergie produite sur le réseau

Il est défini «système d'évacuation de l'énergie produite sur le réseau» l'ensemble de:

- Poste 30 kV
- Coffret de comptage
- Connexion entre poste 30 kV et ligne aérienne existante

C'est-à-dire les équipements nécessaires à délivrer au réseau de distribution l'énergie produite par la centrale photovoltaïque.

III.6.3.1. Poste d'évacuation de 30 KV

Le poste d'évacuation (tableau 30 kV) est situé dans un bâtiment à la limite du site, près de la clôture.

Le tableau est du type blindé, isolé en gaz SF6.

Les disjoncteurs sont du type sous vide.

A bord du tableau 30 kV il y a les relais de protection pour les départs transformateurs et pour la protection générale.

Ci-dessous une table récapitulative des caractéristiques principales du tableau MT de Ghardaïa:

Chapitre 3 : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

Tableau 30 KV	
Constructeur	ABB
Pays d'origine	Norvège
Type	Safe plus 36
Normes de références	IEC 62271-200
Pression SF6	1,4 bar à 20°C
Tension nominale	33 KV
Fréquence	50 Hz
Tension d'essai de tenue à fréquence industrielle	70 KV
Tension de tenue au choc de foudre	170 KV
Courant nominal jeu de barres	630 A
Courant nominal disjoncteurs et sectionneurs	630 A
Courant de court-circuit nominal	16 KA 1 sec
Tenue à l'arc interne	20 KA 1 sec
Tension auxiliaire	127 Vcc +10% -15%
Disjoncteurs	A vide
Sectionneurs	Air
Relais de protection	ABB REF 542plus, ABB REF 610
Classe de température	-25° C +40° C (indoor)
Degrés de protection	
❖ Enveloppe SF6	IP67
❖ Boîtes fusible	IP67
❖ Face antérieure du tableau	IP2X
❖ Boîte à câbles	IP3X
Épaisseur de l'enveloppe	2mm

Tableau III.4 : Caractéristiques principales du tableau MT de la centrale

Pendant le fonctionnement normal de la centrale, tous les disjoncteurs et sectionneurs du tableau MT sont fermés. Le disjoncteur « général » (cellule A4) doit être toujours enclenché ; il se déclenche automatiquement dans le cas de manque de tension sur réseau MT.

En cas de manque de tension, tous les disjoncteurs internes aux onduleurs cotés AC. Se déclenchent avec un retard de quelques secondes.

Chapitre 3 : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

Au retour de tension sur le réseau MT, une logique automatique du relais de protection « d'interface » réalise la fermeture du disjoncteur « général ».

Suite à la fermeture du disjoncteur « général », et donc le retour de tension sur le côté MT des onduleurs, leur disjoncteurs internes s'enclenchent automatiquement.

Le renclenchement du disjoncteur « général » et des onduleurs est donc automatique à moins que l'ouverture soit intentionnelle.

III.6.3.2. Coffret de comptage

Le coffret de comptage est situé dans le poste d'évacuation.

Les TC et TT de mesure sont dans le tableau MT.

La classe de mesure du compteur est 0,5.

Ci-dessous une table récapitulative des caractéristiques principales du coffret de comptage de Ghardaïa:

Coffret de comptage	
Constructeur	CEWE
Pays d'origine	UK pour le compteur, Italie pour le coffret
Type	CEWE PROMETER W.376.2.1.3.1.15
Tension d'entrée	30000 :1,73 / 100 : 1,73
Courant d'entré	100/1 A
Tension de mesure	3 x 99 ÷415 V, 50 Hz
Courant de mesure	1 (6) A
Tension d'alimentation	40÷276 Vac / 40÷300 Vdc
Entrées /sorties digitale	4 entrées, 8 sorties
Communication	RS 232 MODBUS
Classe de précision	0,5S

Tableau III.5 : Caractéristiques principales du coffret du comptage de la centrale

III.6.3.3. Connexion entre poste 30 KV et lignes aériennes

Cette connexion sera réalisée en câble MT.

III.6.4. Système des auxiliaires en courant alternatif

Il est défini «système des auxiliaires en courant alternatif» l'ensemble de :

- Transformateur des services auxiliaires «TSA»

Chapitre 3 : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

- Tableau général BT à courant alternatif «TGBT»
- Tableaux de distribution BT
- Groupe diesel de secours
- Câbles BT

C'est-à-dire les équipements nécessaires à délivrer la tension auxiliaire 400 / 230 Vca aux équipements de la centrale photovoltaïque.

III.6.5. Système des auxiliaires en courant continu

Il est défini «système des auxiliaires en courant continu» l'ensemble de:

- Batteries
- Redresseurs
- Tableau général courant continu TGCC
- Tableaux auxiliaires courant continu
- Câbles BT

C'est-à-dire les équipements nécessaires à délivrer la tension auxiliaire 127 Vcc aux équipements de la centrale photovoltaïque.

Deux jeux de batteries + redresseurs sont prévus pour fournir l'alimentation auxiliaire 127 Vcc, soit dans le fonctionnement normal soit dans les conditions d'urgence.

Un jeu est installé dans le bâtiment de commande, l'autre dans le poste d'évacuation.

Un système de secours est prévu entre les deux, à travers un câble de connexion entre les tableaux TGCC et TCC-PE.

La batterie sera de type au plomb étanche, a recombinaison partielle de gaz.

Pour les salles des batteries un système de climatisation est prévu, données les conditions climatiques extrêmes du Sud Algérien. Les batteries sont dimensionnées pour la puissance des utilisateurs 127 Vcc avec une marge de sécurité du 40%. Les batteries sont conçues pour une durée de vie de 15 ans.

Ci-dessous une table récapitulative des caractéristiques principales des batteries:

Chapitre 3 : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

Batteries BAT1 et BAT2	
Constructeur	ENERSYS
Pays d'origine	UK
Type	Plomb étanche powerSafe SBS390
Tension nominale	127 +10 -15% Vcc
Capacité nominale	720 Ah
Durée	4 heures
Nombre d'éléments	60 éléments en série, deux chaînes en parallèle (pour un total de 120 éléments)
Température de projet	10° C
Tension nominale d'un élément en pleine charge	2,27 V
Tension nominale d'un élément en charge flottante	2,27 V
Tension nominale d'un élément en fin de décharge	1,8 V

Tableau III.6 : Caractéristiques principales des batteries de la centrale

Pour chaque batterie, deux redresseurs sont prévus pour l'alimentation des charges à 127 Vcc et pour la charge de la batterie. Les redresseurs seront installés dans la salle BT au rez-de-chaussée du bâtiment de commande et du poste d'évacuation.

Chaque redresseur est dimensionné pour la somme de l'intensité des charges du tableau général courant continu et l'intensité de charge de la batterie.

Le dimensionnement de chacun redresseur résulte en 220 A.

Ci-dessous une table récapitulative des caractéristiques principales des redresseurs :

Chapitre 3 : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

Redresseurs RED1,RED2,RED3,RED4	
Constructeur	EMERSON /CHLORID
Pays d'origine	France
Type	Hexagone
Tension coté c.a	400 Vca
Tension nominale coté cc	127 +10 -15% Vcc
Courant nominal coté cc	220 A

Tableau III.7 : Caractéristiques principales des redresseurs de la centrale

III.6.6. Système de contrôle commande

Le système de contrôle commande est conçu pour réaliser la supervision et la commande de l'entière centrale photovoltaïque. Il est un système «distribué», c'est-à-dire qu'il y aura une armoire de contrôle commande pour chaque bâtiment, et une armoire centrale + poste operateur dans la salle de commande.

Les armories de contrôle seront reliés entre eux et avec l'armoire centrale par fibre optique, en anneau. Le système de contrôle commande sera constitué essentiellement des équipements suivants:

- Ordinateur operateur avec écran et périphériques
- Armoire central contenant le «server» et des unités d'archivage redondantes
- Une armoire contrôle commande pour chaque bâtiment, contenant: un processeur, des modules d'entrée/sortie données (I/O cards), des modules de communication (Switch).

Le système contrôle commande est un système ABB type AC500.

Tous les états des équipements électriques, à savoir:

Cellules moyenne tension, transformateurs, onduleurs

- Boites de raccordements
- Tableau BT
- Instruments

Seront envoyés aux armoires de contrôle commande par câble en cuivre (hardwired) ou par système sériel (software), par exemple modbus. Egalement ces équipements électriques pourront recevoir de commandes depuis les armoires de contrôle commande.

Le système de contrôle commande a aussi le but de vérifier si la production de l'énergie est congruente avec celle que le générateur photovoltaïque est capable de produire.

Chapitre 3 : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

Cela est fait grâce à un logiciel qui compare courant, tension, énergie mesurés à un certain moment, avec les valeurs que le générateur PV devrait produire avec les conditions météorologiques de ce moment là.

Les conditions météorologiques et l'ensoleillement sont mesurés à chaque instant par des instruments spécifiques installés sur champ.

Les différences éventuelles entre les valeurs mesurées et les valeurs calculées sont signalés à l'opérateur.

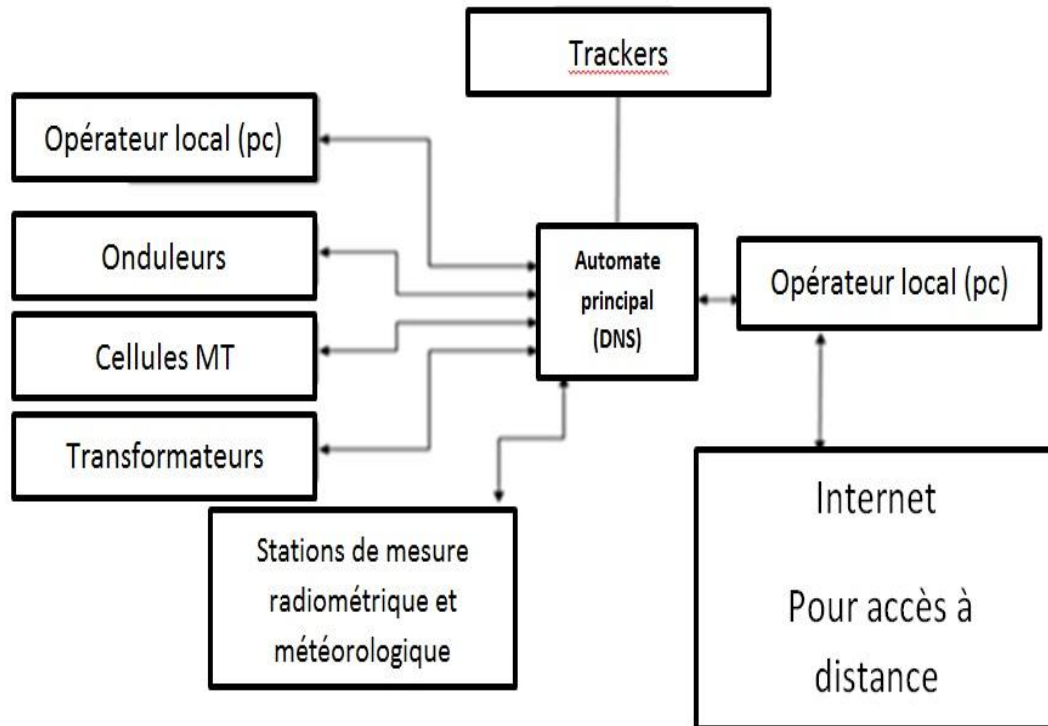


Figure III.13 : Schéma de principe du système contrôle commande

III.7. Cadre légale

Les conditions techniques et les formalités juridiques du raccordement au réseau est régit par l'arrêté ministériel du ministère de l'énergie et des mines du 14 Safar 1429 correspondant au 21 Février 2008 fixant les règles techniques de raccordement au réseau de transport de l'électricité et les règles de conduite du système électrique.[38]

Conclusion

Dans ce présent chapitre nous avons mis l'accent sur la centrale de GHARDAÏA ; ou nous avons abordé les différents composants ainsi que les caractéristiques qui lui permettent de produire de l'énergie électrique injectée sur le réseau national à partir du rayonnement incident sur la région de GHARDAÏA.

Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons les résultats de simulation d'une centrale PV de puissance 1,1 MW interconnectée au réseau avec le logiciel de simulation PVsys, en utilisant différentes technologies des panneaux selon celle de la centrale pilote de Ghardaïa(Oued enchou). Les résultats de simulation sont ensuite interprétés.

IV.1. Le logiciel PVsys

PV SYST est un logiciel de dimensionnement des panneaux solaires permettant d'obtenir diverses informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire, ou la production annuelle d'énergie. Un mode avancé permet d'obtenir beaucoup plus d'informations pour une étude très complète.

Le logiciel comprend principalement deux modes de fonctionnement (figure. IV.1). Le premier est une application de pré dimensionnement assez simple à prendre en main et accessible au néophyte. Le deuxième permet une étude beaucoup plus approfondie et prend en compte beaucoup plus de paramètre. De plus il se base sur du matériel concret pour ses calculs, contrairement au premier mode qui effectue ses calculs pour un cas très général.

Pour chacun des deux modes, le principe est le même : on donne la localisation géographique de l'installation, puis on entre les données concernant l'installation. Vient ensuite une partie résultats où l'on choisit les données qui nous intéressent.

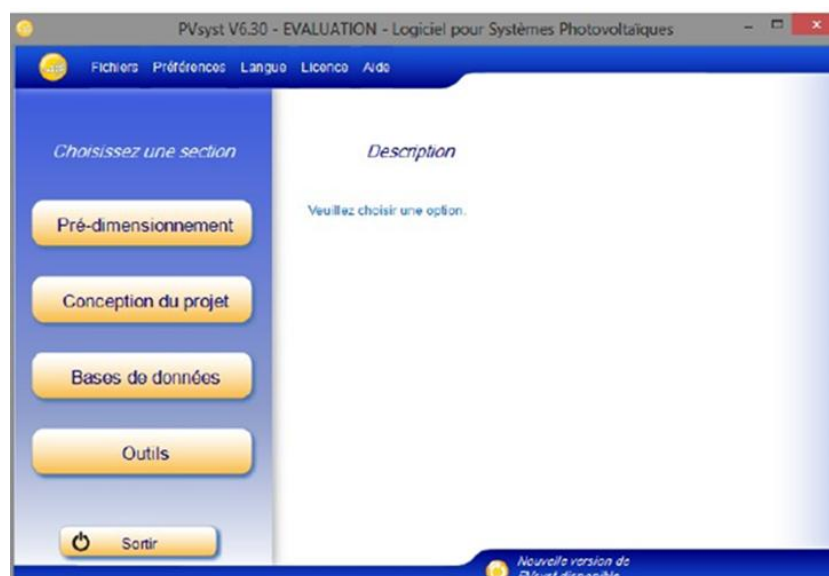


Figure IV.1 : interface de PVSYS

IV.2. Site d'implantation

Pour la simulation de notre projet de la centrale photovoltaïque, nous avons choisi le site de GHARDAÏA où les données géographiques et météorologiques sont incluses dans le logiciel PVSYST.

IV.3. Données géographiques

Le tableau 1 présente les données géographiques du site de GHARDAÏA.

Caractéristiques site	Latitude [°]	Longitude [°]
Ghardaia (Oued enchou)	32°24N	03°48 E

Tableau IV.1: données géographiques du site d'Oued Enchou (Ghardaïa).

IV.4. Données météorologiques

Le tableau IV. 2 résume les caractéristiques climatiques du site étudié, obtenu à l'aide de la base de données météorologique météoNorm7.1

Site	Oued enchou (Algeria)			
Source des données	Meteonorm 7.1 (1986-2005), Sat=100%			
	Irrad. Glob. W/m ²	Diffus W/m ²	Tempér. °C	Vit. vent m/s
Janvier	162.9	26.3	10.6	3.39
Février	200.4	35.9	13.2	3.51
Mars	259.4	41.5	18.0	3.90
Avril	307.2	57.2	21.3	4.70
Mai	330.6	73.0	26.5	4.40
Juin	342.2	74.3	31.1	3.60
Juillet	341.9	69.2	35.5	3.50
Août	308.9	70.3	34.0	3.30
Septembre	259.4	68.3	28.3	3.40
Octobre	210.5	49.3	23.7	2.99
Novembre	175.4	29.0	15.9	2.99
Décembre	148.9	25.9	12.0	3.60
Année	254.2	51.8	22.5	3.6
	Coller	Coller	Coller	Coller

Tableau IV.2 : Données météorologiques du site d'Oued enchou (Ghardaïa).

IV.5. Trajectoire du soleil

La connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre est nécessaire pour toute application solaire. La position du soleil est définie par deux angles : sa hauteur **HS** (angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu) et son Azimut **AZ** (angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'est). La figure IV.2 présente la hauteur du soleil dans le ciel en fonction de l'azimut à Ghardaïa au cours d'une année.

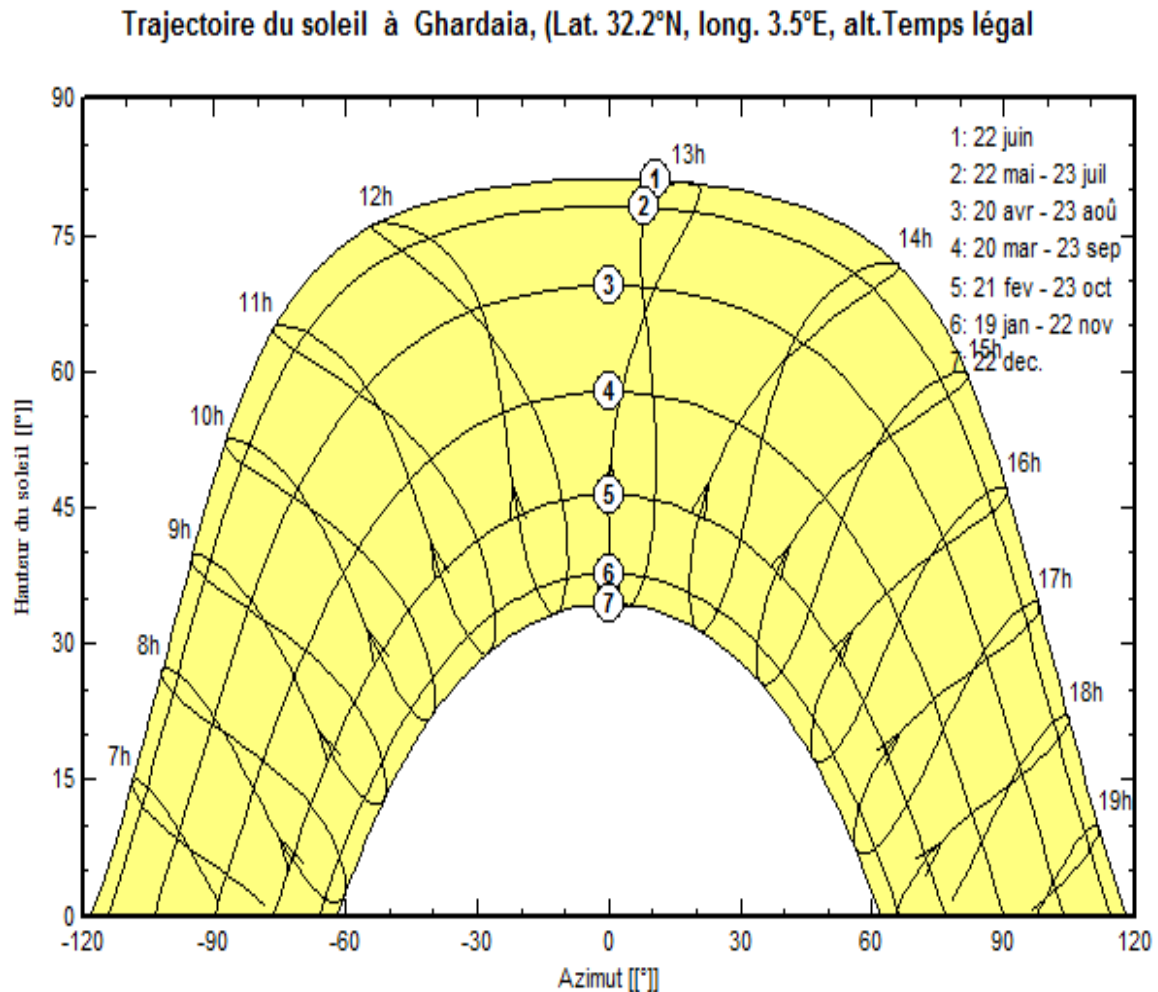


Figure IV.2: trajectoire du soleil à Oued Enchou(Ghardaia)

IV.6. Simulation d'une centrale PV de puissance 1.1 MW avec le logiciel PVSYST

La simulation détaillée d'un système PV comporte :

- Le choix des composants (panneaux PV, onduleur, matériel de raccordement,...etc) ;
- La disposition détaillée du champ de capteurs (orientation, mode de montage,...etc) ;
- L'estimation de l'énergie produite ;
- Une évaluation des coûts de l'installation, et le prix du KWh résultant.

IV.6.1. Orientation des modules PV

Vu le prix élevé des modules PV, il est nécessaire de choisir des orientations et inclinaisons favorables à la production d'énergie.

Chapitre IV : Simulation de la centrale avec PV.SYS

Pour la simulation en technologie de silicium monocristallin, nous avons choisi un plan incliné fixe d'une inclinaison 20° (par rapport à l'horizontale) comme l'illustre la figure IV.3, 30° c'est l'inclinaison optimale donnée par le logiciel PVSYST, en dehors de cette dernière le rendement diminue.

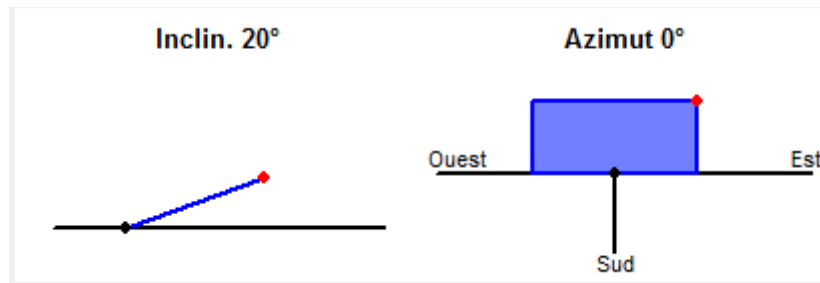


Figure IV.3: positionnement des systèmes de panneaux PV (plan incliné fixe).

IV.6.2. Schéma de la centrale PV

La figure IV.4 représente le schéma de la centrale PV raccordée au réseau prise en compte dans la simulation.

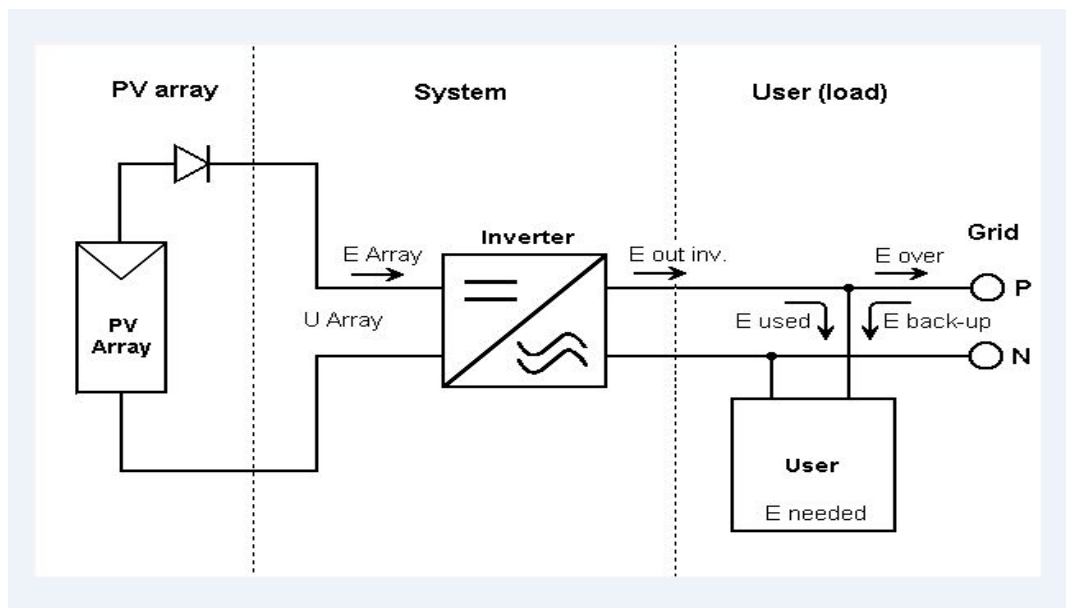


Figure IV.4: schéma simplifié d'une centrale PV raccordée au réseau (PVSYST).

IV.6.3. Paramètres de simulation

Après avoir configuré notre système avec les différents paramètres réels repris depuis la centrale comme décrit ci-dessous, et insérer les données météorologique et coordonnées géographiques du site nous entamons la simulation.

Chapitre IV : Simulation de la centrale avec PV.SYS

PVSYST V6.43				18/06/17	Page 1/5
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation					
Projet :		Projet PV couplé au réseau at Ghardaia			
Site géographique		Ghardaia	Pays Algeria		
Situation		Latitude 32.2°N	Longitude 3.5°E		
Temps défini comme		Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude 499 m	
		Albédo 0.20			
Données météo:		oued enchou	Meteonorm 7.1 (1986-2005), Sat=100% - Synthétique		
Variante de simulation :		Nouvelle variante de simulation			
		Date de la simulation	18/06/17 à 17h12		
Paramètres de simulation					
Orientation plan capteurs		Inclinaison 20°	Azimut 0°		
Modèles utilisés		Transposition Perez	Diffus	Perez, Meteonorm	
Horizon		Pas d'horizon			
Ombrages proches		Sans ombrages			
Caractéristiques des champs de capteurs (8 type de champs définis)					
Sous-champ "Sous-charSi-mono Modèle SM 245 M (245 Wp)					
Original PVsyst database Fabricant Sunways					
Nombre de modules PV		En série 20 modules	En parallèle 21 chaînes		
Nombre total de modules PV		Nbre modules 420	Puissance unitaire 245 Wc		
Puissance globale du champ Nominale (STC)		103 kW	Aux cond. de fonct. 93.0 kWc (50°C)		
Caractéristiques de fonct. du champ (EU mpp)		552 V	I mpp 168 A		
Sous-champ "Sous-chamSi-poly Modèle ND-R235A5					
Original PVsyst database Fabricant Sharp					
Nombre de modules PV		En série 20 modules	En parallèle 21 chaînes		
Nombre total de modules PV		Nbre modules 420	Puissance unitaire 235 Wc		
Puissance globale du champ Nominale (STC)		98.7 kW	Aux cond. de fonct. 88.2 kWc (50°C)		
Caractéristiques de fonct. du champ (EU mpp)		529 V	I mpp 167 A		
Sous-champ "Sous-champ CdTe Modèle FS-390-PLUS					
Original PVsyst database Fabricant First Solar					
Nombre de modules PV		En série 12 modules	En parallèle 105 chaînes		
Nombre total de modules PV		Nbre modules 1260	Puissance unitaire 90 Wc		
Puissance globale du champ Nominale (STC)		113 kW	Aux cond. de fonct. 105 kWc (50°C)		
Caractéristiques de fonct. du champ (EU mpp)		491 V	I mpp 214 A		
Sous-champ "Sousa-Si:H tandem Modèle PROTECT ASI 103					
Original PVsyst database Fabricant Schott Solar AG					
Nombre de modules PV		En série 18 modules	En parallèle 54 chaînes		
Nombre total de modules PV		Nbre modules 972	Puissance unitaire 103 Wc		
Puissance globale du champ Nominale (STC)		100 kW	Aux cond. de fonct. 96.6 kWc (50°C)		
Caractéristiques de fonct. du champ (EU mpp)		530 V	I mpp 182 A		

Tableau IV.3 : paramètres de la simulation page N°1.

Chapitre IV : Simulation de la centrale avec PV.SYS

PVSYST V6.43		18/06/17	Page 2/5
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation (suite)			
Sous-champ "Sous-champ Si-mono Modèle YL240P-29b			
Custom parameters definition	Fabricant	Yingli Solar	
Nombre de modules PV	En série	20 modules	En parallèle 21 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	420	Puissance unitaire 245 Wc
Puissance globale du champ Nominale (STC)		103 kW	Aux cond. de fonct. 90.0 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (EU mpp)		531 V	I mpp 170 A
Sous-champ "Sous-champ Si-poly Modèle YL245P-29b			
Original PVsyst database	Fabricant	Yingli Solar	
Nombre de modules PV	En série	20 modules	En parallèle 24 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	480	Puissance unitaire 245 Wc
Puissance globale du champ Nominale (STC)		118 kW	Aux cond. de fonct. 105 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (EU mpp)		535 V	I mpp 196 A
Sous-champ "Sous-champ Si-mono Modèle SM 245 M (245 Wp)			
Original PVsyst database	Fabricant	Sunways	
Nombre de modules PV	En série	20 modules	En parallèle 51 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	1020	Puissance unitaire 245 Wc
Puissance globale du champ Nominale (STC)		250 kW	Aux cond. de fonct. 226 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (EU mpp)		552 V	I mpp 409 A
Sous-champ "Sous-champ Si-poly Modèle SM 240 U (245 Wp)			
Original PVsyst database	Fabricant	Sunways	
Nombre de modules PV	En série	20 modules	En parallèle 55 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	1100	Puissance unitaire 245 Wc
Puissance globale du champ Nominale (STC)		270 kW	Aux cond. de fonct. 242 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (EU mpp)		545 V	I mpp 444 A
Total	Puissance globale ch	Nominale (STC) 1155 kWc	Total 6092 modules
	Surface modules	8612 m²	
Sous-champ "Sous-champ #1" : OiModèle Sinvert 100 M			
Original PVsyst database	Fabricant	Siemens	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	450-750	Puissance unitaire 100 kWac
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	1 unités	Puissance totale 100 kWac
Sous-champ "Sous-champ #2" : OiModèle Sinvert 100 M			
Original PVsyst database	Fabricant	Siemens	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	450-750	Puissance unitaire 100 kWac
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	1 unités	Puissance totale 100 kWac
Sous-champ "Sous-champ #3" : OiModèle Sinvert 100 M			
Original PVsyst database	Fabricant	Siemens	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	450-750	Puissance unitaire 100 kWac
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	1 unités	Puissance totale 100 kWac
Sous-champ "Sous-champ #4" : OiModèle Sinvert 100 M			
Original PVsyst database	Fabricant	Siemens	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	450-750	Puissance unitaire 100 kWac
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	1 unités	Puissance totale 100 kWac

Tableau IV.4 : paramètres de la simulation page N°2..

Chapitre IV : Simulation de la centrale avec PV.SYS

PVSYST V6.43		09/06/17	Page 3/5
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation (suite)			
Sous-champ "Sous-champ #8" : Onduleur			
Original PVsyst database	Modèle	Solargate PV8M290NN	
	Fabricant	Nidec ASI S.p.A.	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	430-760 V	Puissance unitaire 239 kWac
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	1 unités	Puissance totale 239 kWac
Total	Nbre d'onduleurs	8	Puissance totale 1089 kWac
Facteurs de perte du champ PV			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent) 0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Champ#1	56 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
	Champ#2	49 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
	Champ#3	40 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
	Champ#4	48 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
	Champ#5	53 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
	Champ#6	48 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
	Champ#7	21 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
	Champ#8	21 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
	Global		Frac. pertes 1.5 % aux STC
LID - "light Induced degradation"			Frac. pertes 1.1 %
Perte de qualité module		Champ#1,	Frac. pertes 1.5 %
		Champ#2,	Frac. pertes -1.3 %
		Champ#3,	Frac. pertes 2.5 %
		Champ#4,	Frac. pertes -0.8 %
		Champ#5,	Frac. pertes -0.8 %
		Champ#6,	Frac. pertes -0.8 %
		Champ#7,	Frac. pertes -0.8 %
		Champ#8,	Frac. pertes -0.8 %
Perte de "mismatch" modules		Champ#1,	Frac. pertes 1.0 % au MPP
		Champ#2,	Frac. pertes 1.0 % au MPP
		Champ#3,	Frac. pertes 0.8 % au MPP
		Champ#4,	Frac. pertes 0.8 % au MPP
		Champ#5,	Frac. pertes 1.0 % au MPP
		Champ#6,	Frac. pertes 1.0 % au MPP
		Champ#7,	Frac. pertes 1.0 % au MPP
		Champ#8,	Frac. pertes 1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo 0.05
Besoins de l'utilisateur : Charge illimitée (réseau)			

Tableau IV.5: paramètres de la simulation page N°3.

Chapitre IV : Simulation de la centrale avec PV.SYS

Comme l'illustre les tableaux IV.3 N°1, IV.4 N°2 et IV.5 N°3 le champ PV sera constitué de 8 sous champs, et de 6032 module pour une puissance de 1149 KWc et une surface de 8552m² et avec des types de panneaux différents pour chaque sous-champ, comme suit :

❖ Sous champ N°1 : [Annexe1]

- Technologie des panneaux : monocristallin
- 20 Modules connectés en série;
- 21 chaines connectées en parallèle.
- Surface = 686 m²

❖ Sous champ N°2 : [Annexe2]

- Technologie des panneaux : polycristallin
- 20 Modules connectés en série;
- 21 chaines connectées en parallèle.
- Surface = 755 m²

❖ Sous champ N° 3 : [Annexe3]

- Technologie des panneaux : couche mince CdTe
- 12 Modules connectés en série;
- 105 chaines connectées en parallèle.
- Surface = 864 m²

❖ Sous champ N°4 [Annexe4]

- Technologie des panneaux : amorphe As-i
- 18 Modules connectés en série;
- 54 chaines connectées en parallèle.
- Surface = 1409 m²

❖ Sous champ N°5 : [Annexe5]

- Technologie des panneaux : monocristallin
- 20 Modules connectés en série;
- 21 chaines connectées en parallèle.
- Surface = 682 m²

❖ Sous champ N°6 : Annexe6]

- Technologie des panneaux : polycristalin[
- 20 Modules connectés en série;
- 23 chaines connectées en parallèle.
- Surface = 747 m²

❖ Sous champ N°7 : [Annexe7]

- Technologie des panneaux : monocristallin
- 20 Modules connectés en série;
- 51 chaines connectées en parallèle.

Chapitre IV : Simulation de la centrale avec PV.SYS

- Surface = 1665 m²
- ❖ Sous champ N°8 : [Annexe8]
- Technologie des panneaux : Polycristallin
- 20 Modules connectés en série;
- 55chainesconnectées en parallèle.
- Surface = 1795m²

Le nombre d'onduleur est égal à 8 unités avec une puissance globale de 1078 KW AC, et a travers clés différentes annexes on trouvera aussi les différentes caractéristiques et dimensions de ces composants.

IV.6.4. Résultats de la simulation

**Nouvelle variante de simulation
Bilans et résultats principaux**

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	
Janvier	121.2	19.63	10.63	174.4	169.6	174612	168653	0.844
Février	134.7	24.13	13.20	176.1	171.6	173468	167685	0.831
Mars	193.0	30.92	18.02	226.2	221.2	215391	207719	0.802
Avril	221.2	41.19	21.28	234.9	229.0	219140	211488	0.786
Mai	246.0	54.25	26.51	243.5	237.1	222173	214287	0.768
Juin	246.4	53.54	31.11	235.8	229.4	210500	202858	0.751
Juillet	254.4	51.55	35.46	247.3	241.2	215290	207454	0.732
Août	229.8	52.31	34.02	237.6	231.6	208714	201400	0.740
Septembre	186.8	49.24	28.28	210.1	204.7	191641	185007	0.768
Octobre	156.6	36.69	23.67	195.7	190.6	183533	177177	0.790
Novembre	126.3	20.87	15.91	175.0	170.5	170525	164666	0.821
Décembre	110.8	19.34	11.98	164.2	159.3	163682	158254	0.841
Année	2227.5	453.66	22.56	2520.7	2455.8	2348669	2266650	0.785

Tableau IV.6: principaux résultats de simulation d'une centrale PV connectée au réseau

Légende :

GlobHor : Irradiation globale horizontale

GlobEff : Global "effectif ", corr pour IAM et ombrages

E Avail : Energie solaire disponible

Chapitre IV : Simulation de la centrale avec PV.SYS

E Unused : Energie inutilisée (batterie chargé)

E Miss : Energie manquante

E User : Energie fournie à l'utilisateur

E Load : Besoin d'énergie de l'utilisateur

SolFrac : Fraction solaire (Eutile / Ebesoin)

.

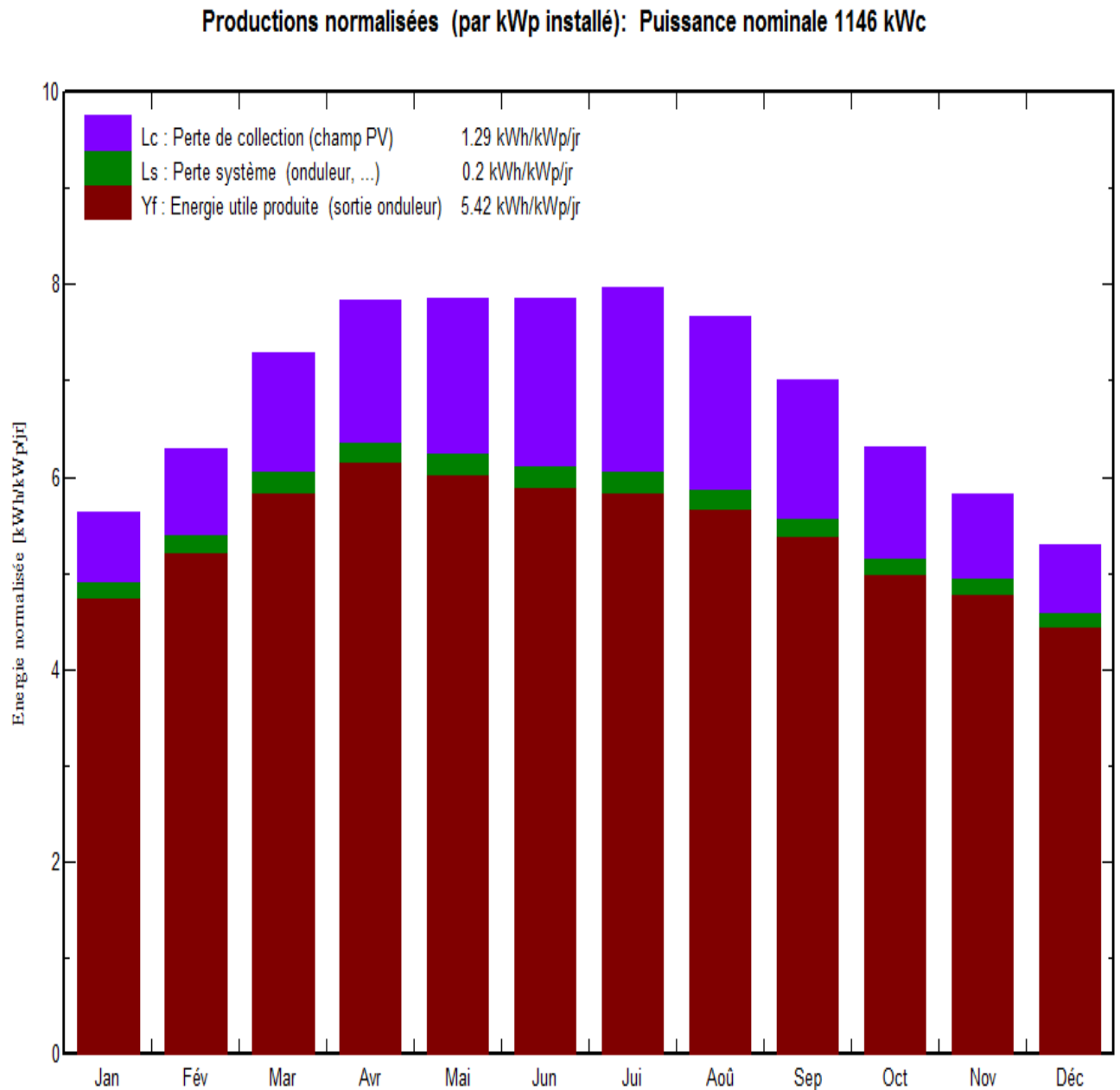


Figure IV.5: Énergie utile produite par la centrale PV (à la sortie de l'onduleur).

D'après les résultats Tableau IV.6, on voit bien que l'énergie produite par le champ photovoltaïque (E_{Array} illustrée sur la figure IV.5) est proportionnelle aux valeurs d'énergie incidente (G_{Inc}). La production du système (à la sortie de l'onduleur : Y_f) est représentée sur la figure IV.6. Les pertes L_c et L_s sont les pertes correspondantes au champ PV et dues à l'onduleur, respectivement

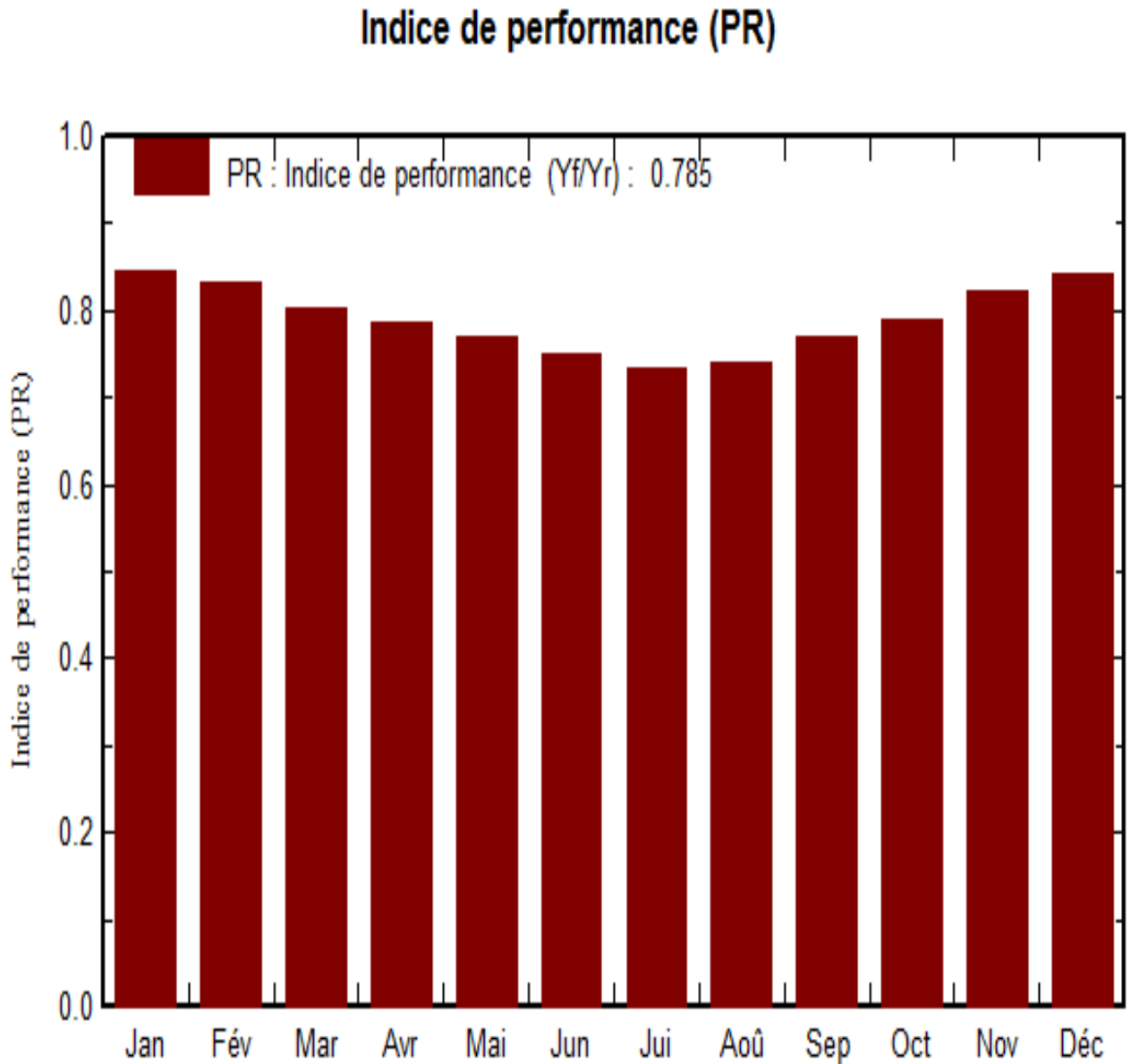


Figure IV.6: indice de performance de la centrale PV.

La figure IV.6 représente l'indice de performance qui est défini par le rapport de la production du système (Y_f) par l'énergie incidente de référence (Y_r) tel que : $PR = Y_f/Y_r$. Autrement dit, il représente l'efficacité globale du système par rapport à ce qu'on pourrait en attendre selon la puissance installée et peut atteindre 80 % dans les meilleures installations PV. L'énergie

Chapitre IV : Simulation de la centrale avec PV.SYS

produite peut être donnée par la relation : **énergie produite** = $P_{nom} \cdot E_{inc} \cdot PR$, où : P_{nom} est la puissance nominale de l'installation.

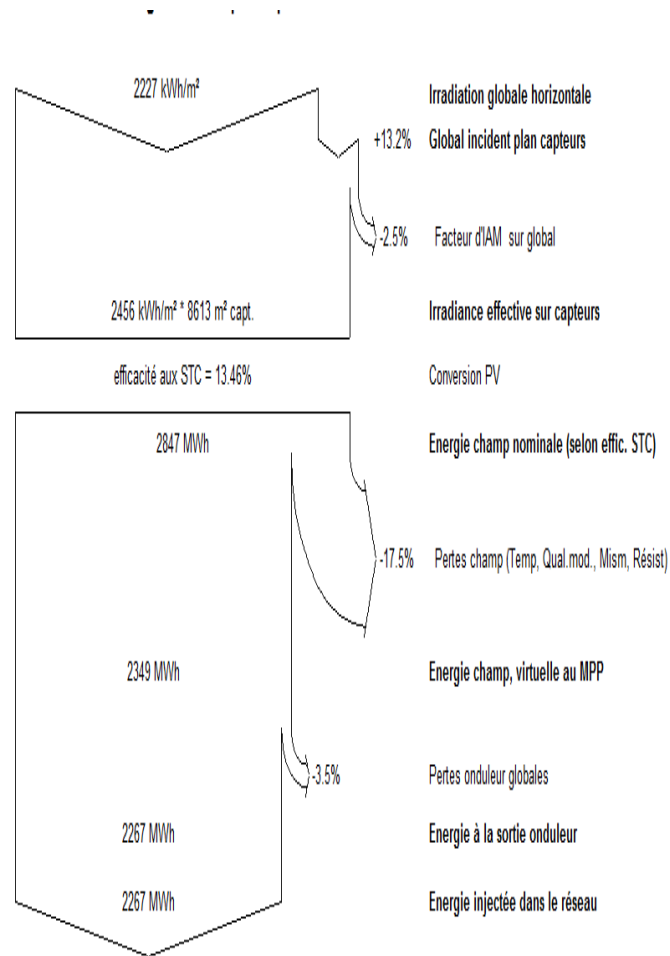


Figure IV.7 : Diagramme des pertes dans le système

Nouvelle variante de simulation Détail des pertes système

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janvier	2398	1715	1944	174612	5958.840
Février	2377	1704	2114	173468	5782.961
Mars	2946	2119	3024	215391	7672.095
Avril	2994	2156	3177	219140	7652.071
Mai	3031	2185	3183	222174	7886.729
Juin	2869	2070	3026	210505	7647.224
Juillet	2933	2118	3259	215315	7861.074
Août	2844	2053	3103	208725	7324.480
Septembre	2615	1884	2620	191642	6635.769
Octobre	2510	1803	2329	183533	6355.680
Novembre	2338	1675	2061	170525	5858.730
Décembre	2248	1607	1774	163682	5427.738
Année	32103	23087	31613	2348713	82063.390

Tableau IV.7: pertes dans le système PV sur l'année entière.

Le tableau IV.7 résume les pertes influençant la production du système PV à savoir : les pertes ohmiques du câblage, effets d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes dues à la qualité des modules, ...etc. Parmi celles-ci, nous remarquons que la contribution la plus importante est celle de l'onduleur, d'où l'importance de prendre en considération l'efficacité de l'onduleur.

En effet, comme l'illustre le figure IV .7 qui démontre la quantité des pertes a chaque niveau de la production jusqu'à a l'injection au réseau l'énergie produite par le champ (E_{Array} : tableau IV.7) estimée à 2348MWh est réduite à 2267MWh à la sortie de l'onduleur comme l'illustre le tableau ci-dessous.

Chapitre IV : Simulation de la centrale avec PV.SYS

Pour une étude plus complète, d'autres résultats concernant l'énergie incidente de référence sur le plan des panneaux, la distribution de l'irradiation incidente, distribution de la puissance du champ et le diagramme journalier d'Entrée/Sortie sont représentés, respectivement, sur les figures IV.9, IV.10, IV.11 et IV.12.

L'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux est de 2227 KWh/m² (figure IV.8) pour un fonctionnement en mode normal.

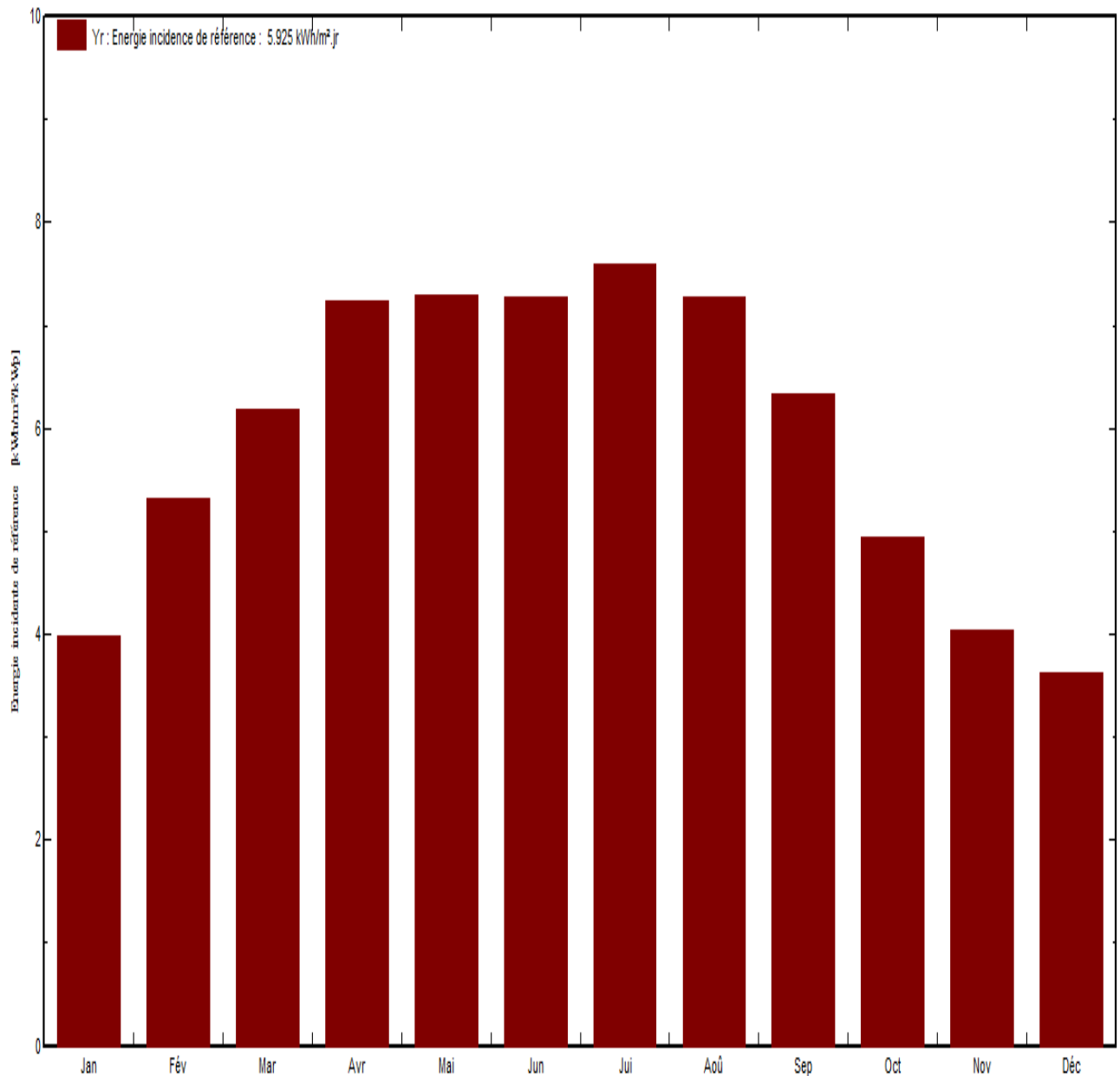


Figure IV.8: Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux.

La distribution de cette même énergie le long de l'année est illustrée par la figure IV.8., on remarque que cette énergie atteint son paroxysme en mois de juillet par contre une valeur minimal au mois de janvier et décembre

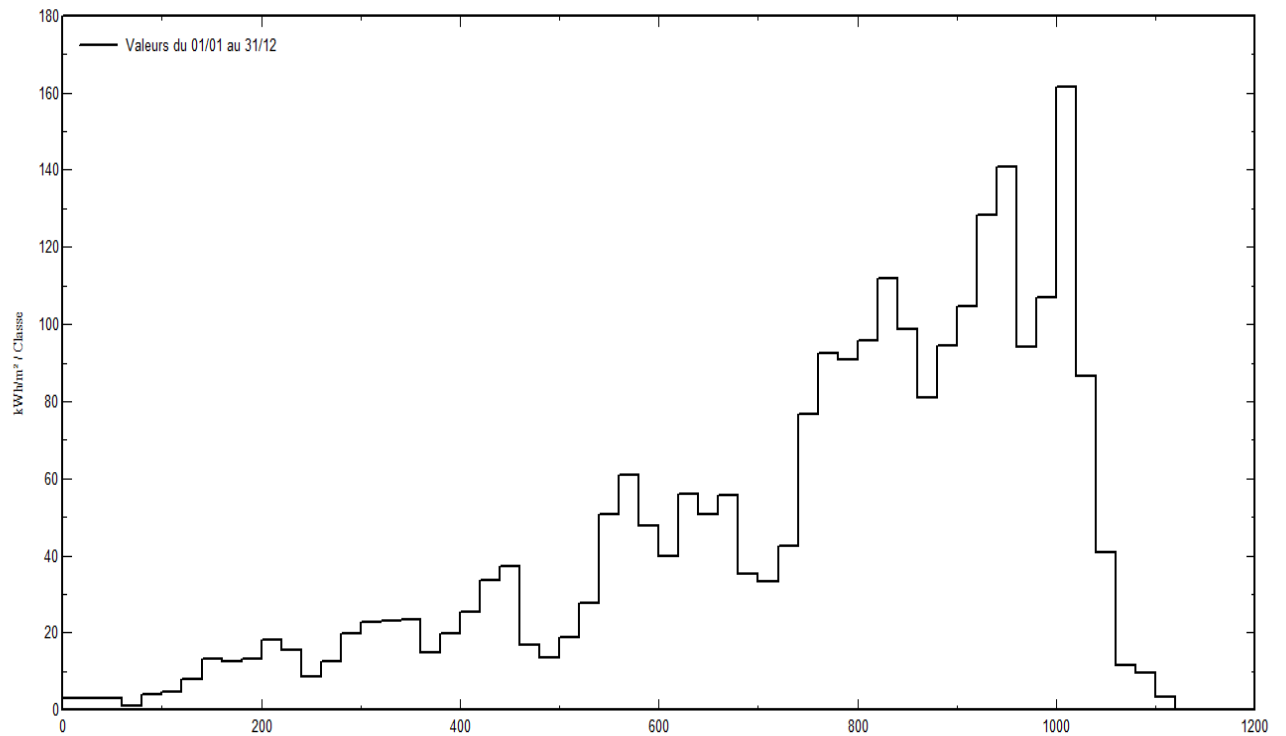


Figure IV.9: distribution annuelle de l'irradiance incidente.

En comparant les deux figures IV.10 et IV.11, nous remarquons que la distribution de la puissance en sortie du champ PV varie suivant la même tendance que la distribution du rayonnement incident, à une échelle différente.

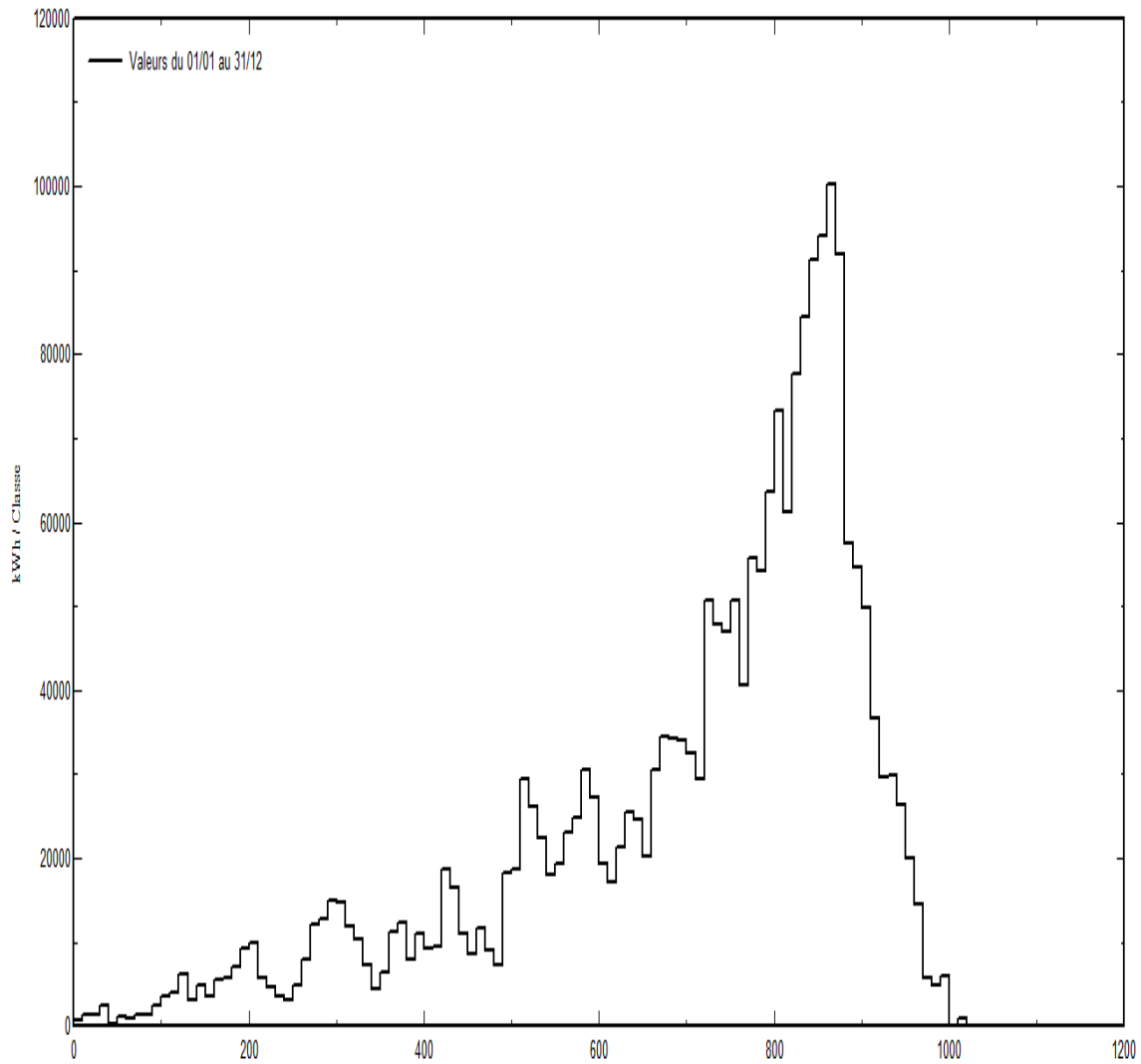


Figure IV.10: Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV.

En plus des bilans mensuels et annuels, le résultat le plus significatif est présenté sous forme de diagramme d'Entrée/Sortie reportant, pour chaque période, l'énergie produite en fonction de l'énergie incidente (figure IV.8). Les points de fonctionnement sont alignés sur une droite, dont la pente est directement liée à l'efficacité du système.

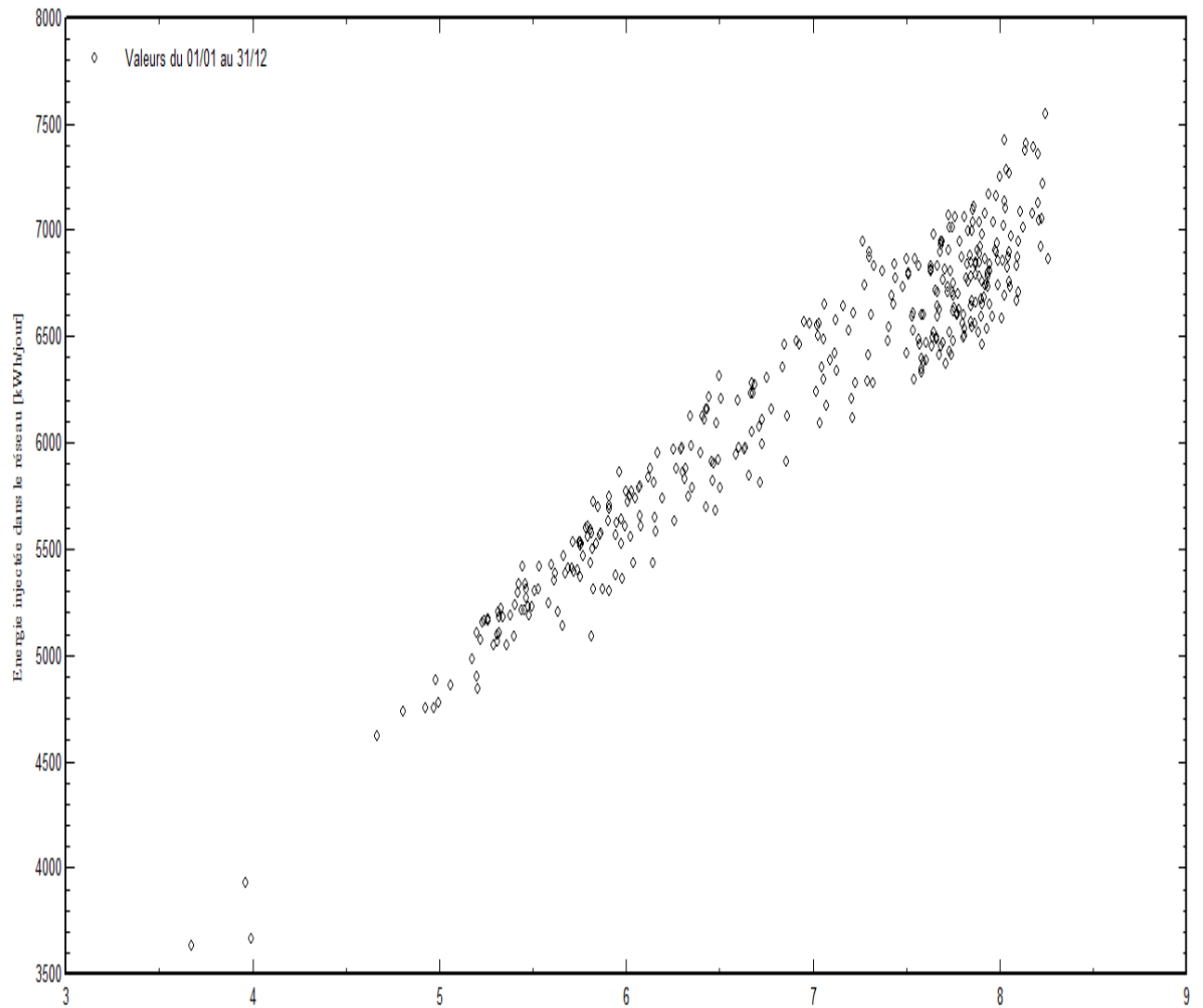


Figure IV.11: Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV.

La tension du champ est présentée dans la figure suivante.

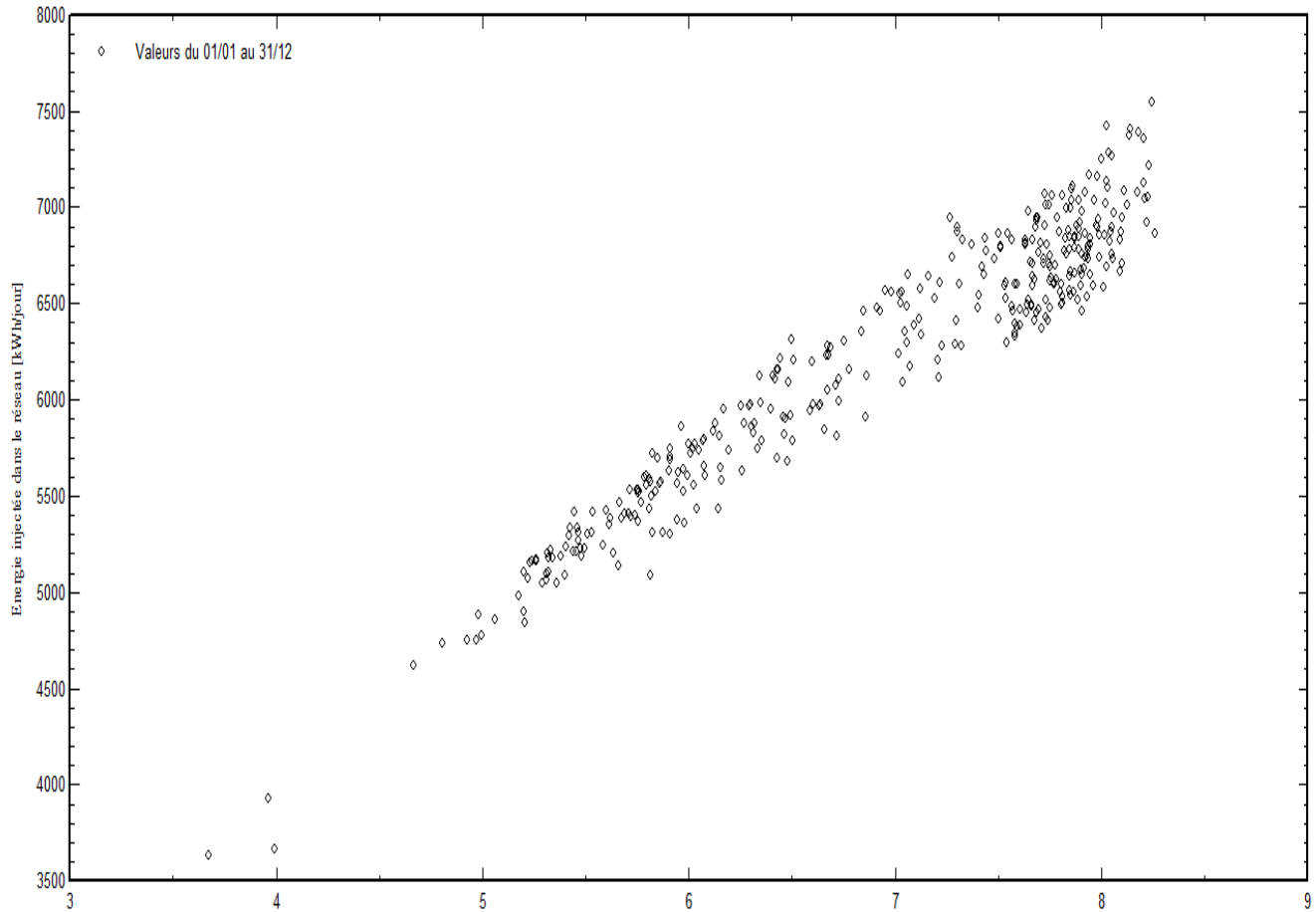


Figure IV.12: Distribution de la tension du champ PV

IV.6.5. Interprétation des résultats obtenus

Le lancement de la Simulation nous permet d'accéder aux différents résultats de la conception de notre système photovoltaïque d'une puissance de 1149 kWc.

Le système photovoltaïque est exposé au plusieurs paramètre de dégradation qui est interprété par des facteurs de perte:

- ❖ Perte champ (Température, qualité des modules, résistance,... etc), Perte Onduleur globales.
- ❖ Le besoin d'utilisation : charge illimitée (toute la production est injectée dans le réseau électrique donc sans stockage).

On voit que l'énergie produite qui varie proportionnellement avec l'énergie solaire incidente est dû à l'importance du l'éclairement pour un bon rendement des cellules tel que soit leur technologie avec des rendements déférents, du l'importance du bien choisir l'implantation de la centrale et de ces composants.

Conclusion

Cette étude nous a permis de visualiser les différentes configurations possibles pour notre installation, en précisant la puissance nominale installée, le type d'onduleur et les panneaux à utilisés, et de prévoir un dimensionnement adéquat du point de vue puissance et aussi surface pour un usage optimum.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les propriétés intrinsèques des énergies renouvelables répondent aux diverses problématiques énergétiques qui se posent à l'humanité aujourd'hui. Ainsi, si les ressources fossiles vont commencer à manquer d'ici peu, la ressource renouvelable est, par essence, inépuisable. De même, si la combustion des produits fossiles et fissiles pose le problème de la pollution et de l'impact sur l'environnement, tant par les émissions de gaz à effet de serre que par le retraitement des déchets radioactifs, les énergies renouvelables ne nécessitent, au plus, que des systèmes de conversion très peu polluants en comparaison.

Ce travail est une contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1.1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension.

Un système raccordé au réseau, non seulement permettrait de réduire le coût de l'installation, en supprimant le coût des batteries, car le stockage ne sera plus nécessaire, mais permettrait en plus d'avoir une possibilité de revendre l'énergie excédentaire au réseau et ainsi faire des profits, ce qui amortirait le prix d'investissement initial.

Dans un premier temps, nous avons revu les différentes technologies des cellules solaires commercialisées sur le marché, et présenté leurs caractéristiques. Dans un deuxième temps, nous avons décrit le fonctionnement des centrales photovoltaïques en s'étalant sur chaque composant du système, et au troisième chapitre nous avons et à travers notre stage sur les lieux ça nous a permis de mettre l'accent sur la centrale solaire pilote de Oued enchou (Ghardaïa) raccordée au réseau enfin nous avons abouti au dimensionnement et à la simulation de notre centrale de puissance 1.1 MW, avec le logiciel PVSYST, en choisissant différentes technologies des panneaux.

Nous avons constaté que l'installation de la centrale PV interconnectée au réseau est intéressante du point de vue énergétique, mais elle reste chère du point de vue économique et à cet effet le développement du marché photovoltaïque nécessite de connaître parfaitement la production électrique de ces systèmes sur différents sites en particulier et en prenant en compte les pertes dans le système, des données météorologiques et aussi de l'état de l'art des composants afin d'estimer sa rentabilité économique et améliorer son rendement.

Annexe

Sous-champ #1 | Sous-champ #2 | Sous-champ #3 | Sous-champ #4 | Sous-champ #5 | Sous-champ #6 | Sous-champ #7 | Sous-champ #8

Nom et orientation du sous-champ

Nom: Sous-champ #1 | Ordre: 1 | Inclinaison: 20° | Azimut: 0°

Orient: Plan incliné fixe

Aide au dimensionnement

☐ Pas de prédim. | Entrez Pnom désirée: 102.9 kWc
☐ ... ou surface disponible(modules): 686 m²

Sélection du module PV

Disponibles: Sunways | 245 Wp 27V | Si-mono | SM 245 M (245 Wp) | Since 2010 | Manufacturer 201 | Ouvrir

Modules nécessaires approx. 420

Dimens. des tensions: Vp (60°C) 26.1 V | Voc (-10°C) 42.3 V

☐ Use Optimizer

Sélection de l'onduleur

Disponibles: Siemens | 100 kW | 450 - 750 V | LF Tr | 50/60 Hz | Sinvert 100 M | Since 2001 | Mar. | Ouvrir

Nbre d'onduleurs: 1 | Tension de fonctionnement: 450-750 V | Puissance globale ond. 100 kWac
Tension entrée maximale: 900 V | Onduleur Maître | 0 | Esclav. ?

Dimensionnement du champ

Nombre de modules et chaînes

Mod. en série: 20 | entre 18 et 21
Nb. chaînes: 21 | entre 20 et 21
Perte sur-puissance 0.0 % | Rapport Pnom 1.03 | Voir conditions ?

Conditions de fonctionnement

Vmpp (60°C) 523 V
Vmpp (20°C) 640 V
Voc (-10°C) 846 V

Irradiance plan 1000 W/m²
Imp (STC) 168 A
Isc (STC) 181 A
Isc (aux STC) 178 A

Max. données | STC
Puiss. max. en fonctionnement à 1000 W/m² et 50°C 93.0 kW
Puiss. nom. champ (STC) 103 kWp

Nbre modules 420 | Surface 686 m²

Annexe1 : caractéristiques : sous-champ1.

Sous-champ #1 | Sous-champ #2 | Sous-champ #3 | Sous-champ #4 | Sous-champ #5 | Sous-champ #6 | Sous-champ #7 | Sous-champ #8

Nom et orientation du sous-champ

Nom: Sous-champ #2 | Ordre: 2 | Inclinaison: 20° | Azimut: 0°

Orient: Plan incliné fixe

Aide au dimensionnement

☐ Pas de prédim. | Entrez Pnom désirée: 98.7 kWc
☐ ... ou surface disponible(modules): 699 m²

Sélection du module PV

Tous les modules: Atersa | 230 Wp 25V | Si-poly | A-230 P | Until 2015 | Manufacturer 20C | Ouvrir

Modules nécessaires approx. 429

Dimens. des tensions: Vp (60°C) 26.1 V | Voc (-10°C) 41.4 V

☐ Use Optimizer

Sélection de l'onduleur

Disponibles: Siemens | 100 kW | 450 - 750 V | LF Tr | 50/60 Hz | Sinvert 100 M | Since 2001 | Mar. | Ouvrir

Nbre d'onduleurs: 1 | Tension de fonctionnement: 450-750 V | Puissance globale ond. 100 kWac
Tension entrée maximale: 900 V | Onduleur Maître | 0 | Esclav. ?

Dimensionnement du champ

Nombre de modules et chaînes

Mod. en série: 20 | entre 18 et 21
Nb. chaînes: 21 | impossible (Min=22, Max=21)
Perte sur-puissance 0.0 % | Rapport Pnom 0.97 | Voir conditions ?

Conditions de fonctionnement

Vmpp (60°C) 522 V
Vmpp (20°C) 617 V
Voc (-10°C) 828 V

Irradiance plan 1000 W/m²
Imp (STC) 160 A
Isc (STC) 173 A
Isc (aux STC) 171 A

Max. données | STC
Puiss. max. en fonctionnement à 1000 W/m² et 50°C 87.4 kW
Puiss. nom. champ (STC) 96.6 kWp

Nbre modules 420 | Surface 684 m²

la puissance de l'onduleur est légèrement sur-dimensionnée.

Annexe2 : caractéristiques : sous-champ2.

Annexe

Sous-champ #1 | Sous-champ #2 | Sous-champ #3 | Sous-champ #4 | Sous-champ #5 | Sous-champ #6 | Sous-champ #7 | Sous-champ #8

Nom et orientation du sous-champ

Nom: Ordre:
Orient: ☒ Plan incliné fixe ☐ Orientation azimutale
Inclinaison: Azimut:

Aide au dimensionnement

☐ Pas de prédim. ☒ Entrez Pnom désirée: kWc
☐ ... ou surface disponible(modules): m²

Sélection du module PV

Tous les modules: Modules nécessaires approx. **1200**
First solar: 90 Wp 37V CdTe FS-390-PLUS Since 2014 Manufacturer Jar
Dimens. des tensions: V_{mp} (60°C) **39.5 V**
 V_{oc} (-10°C) **61.6 V**
☐ Use Optimizer

Sélection de l'onduleur

Disponibles: ☒ 50 Hz ☒ 60 Hz
Siemens: 100 kW 450 - 750 V LF Tr 50/60 Hz Sirvert 100 M Since 2001 Mar
Nbre d'onduleurs: ☒ Tension de fonctionnement: **450-750 V** Puissance globale ond. **100 kWac**
Tension entrée maximale: **900 V** **Onduleur Maître**

Dimensionnement du champ

Nombre de modules et chaînes

Dégrad. initiale: % ☒ doit être
Mod. en série: ☒ entre 12 et 13
Nb. chaînes: ☐ entre 93 et 100
Perte sur-puissance: **0.0 %**
Rapport Pnom: **1.13**
Nbre modules **1260** **Surface** **907 m²**

Conditions de fonctionnemen

V_{mpp} (60°C) 474 V
 V_{mpp} (20°C) 543 V
 V_{oc} (-10°C) 740 V
Irradiance plan **1000 W/m²**
Imp (STC) 214 A
Isc (STC) 241 A
Isc (aux STC) 238 A

☐ Max. données ☒ STC
Puiss. max. en fonctionnement à 1000 W/m² et 50°C: **105 kW**
Puiss. nom. champ (STC) **113 kWp**

La puissance maximale du champ est plus grande que la puissance champ maximale spécifiée pour cet onduleur. (Info, non significative)

Annexe3 : caractéristiques : sous-champ3.

Sous-champ #1 | Sous-champ #2 | Sous-champ #3 | Sous-champ #4 | Sous-champ #5 | Sous-champ #6 | Sous-champ #7 | Sous-champ #8

Nom et orientation du sous-champ

Nom: Ordre:
Orient: ☒ Plan incliné fixe ☐ Orientation azimutale
Inclinaison: Azimut:

Aide au dimensionnement

☐ Pas de prédim. ☒ Entrez Pnom désirée: kWc
☐ ... ou surface disponible(modules): m²

Sélection du module PV

Tous les modules: Modules nécessaires approx. **972**
Schott Solar AG: 103 Wp 26V a-Si:H tandk PROTECT ASI 103 Since 2011 Manufacturer 201
Dimens. des tensions: V_{mp} (60°C) **28.6 V**
 V_{oc} (-10°C) **42.1 V**
☐ Use Optimizer

Sélection de l'onduleur

Disponibles: ☒ 50 Hz ☒ 60 Hz
Siemens: 100 kW 450 - 750 V LF Tr 50/60 Hz Sirvert 100 M Since 2001 Mar
Nbre d'onduleurs: ☒ Tension de fonctionnement: **450-750 V** Puissance globale ond. **100 kWac**
Tension entrée maximale: **900 V** **Onduleur Maître**

Dimensionnement du champ

Nombre de modules et chaînes

Dégrad. initiale: % ☒ doit être
Mod. en série: ☐ entre 16 et 19
Nb. chaînes: ☐ seule possibilité 54
Perte sur-puissance: **0.0 %**
Rapport Pnom: **1.00**
Nbre modules **972** **Surface** **1409 m²**

Conditions de fonctionnemen

V_{mpp} (60°C) 514 V
 V_{mpp} (20°C) 578 V
 V_{oc} (-10°C) 757 V
Irradiance plan **1000 W/m²**
Imp (STC) 182 A
Isc (STC) 220 A
Isc (aux STC) 216 A

☐ Max. données ☒ STC
Puiss. max. en fonctionnement à 1000 W/m² et 50°C: **96.6 kW**
Puiss. nom. champ (STC) **100 kWp**

Annexe4 : caractéristiques : sous-champ4.

Annexe

Sous-champ #1 | Sous-champ #2 | Sous-champ #3 | Sous-champ #4 | **Sous-champ #5** | Sous-champ #6 | Sous-champ #7 | Sous-champ #8

Nom et orientation du sous-champ
 Nom: Ordre:
 Orient: **Plan incliné fixe** Pente: Azimut:

Aide au dimensionnement
☐ Pas de prédim. Entrez Pnom désirée: kWc
☒ ... ou surface disponible(modules) m²

Sélection du module PV
 Tous les modules: Modules nécessaires approx. **420**
 Sunways: Si-mono SM 245 M (245 Wp) Since 2010 Manufacturer 201
 Dimens. des tensions: Vmp (60°C) **26.1 V** Voc (-10°C) **42.3 V**
☐ Use Optimizer

Sélection de l'onduleur
 Disponibles: 50 Hz ☒ 60 Hz ☒
 Siemens: 450 - 750 V LF Tr 50/60 Hz Sinvert 100 M Since 2001 Mar
 Nbre d'onduleurs: ☒ Tension de fonctionnement: **450-750 V** Puissance globale ond. **100 kWac**
 Tension entrée maximale: **900 V** **Onduleur Maître**

Dimensionnement du champ
Nombre de modules et chaînes
 Mod. en série: ☐ entre 18 et 21
 Nb. chaînes: ☒ entre 20 et 21
 Perte sur-puissance: **0.0 %**
 Rapport Pnom: **1.03**
Nbre modules: 420 Surface: 686 m²

Conditions de fonctionnemen
 Vmpp (60°C) 523 V
 Vmpp (20°C) 640 V
 Voc (-10°C) 846 V
 Irradiance plan **1000 W/m²** ☐ Max données ☒ STC
 Imp (STC) 168 A Puiss. max. en fonctionnement **93.0 kW**
 Isc (STC) 181 A à 1000 W/m² et 50°C
 Isc (aux STC) 178 A **Puiss. nom. champ (STC) 103 kWp**

Annexe5: caractéristiques : sous-champ5.

Sous-champ #1 | Sous-champ #2 | Sous-champ #3 | Sous-champ #4 | Sous-champ #5 | Sous-champ #6 | **Sous-champ #7** | Sous-champ #8

Nom et orientation du sous-champ
 Nom: Ordre:
 Orient: **Plan incliné fixe** Pente: Azimut:

Aide au dimensionnement
☐ Pas de prédim. Entrez Pnom désirée: kWc
☒ ... ou surface disponible(modules) m²

Sélection du module PV
 Tous les modules: Modules nécessaires approx. **490**
 Atersa: Si-poly A-230 P Until 2015 Manufacturer 20C
 Dimens. des tensions: Vmp (60°C) **26.1 V** Voc (-10°C) **41.4 V**
☐ Use Optimizer

Sélection de l'onduleur
 Disponibles: 50 Hz ☒ 60 Hz ☒
 Siemens: 450 - 750 V LF Tr 50/60 Hz Sinvert 100 M Since 2001 Mar
 Nbre d'onduleurs: ☒ Tension de fonctionnement: **450-750 V** Puissance globale ond. **100 kWac**
 Tension entrée maximale: **900 V** **Onduleur Maître**

Dimensionnement du champ
Nombre de modules et chaînes
 Mod. en série: ☐ entre 18 et 21
 Nb. chaînes: ☐ entre 22 et 25
 Perte sur-puissance: **0.0 %**
 Rapport Pnom: **1.10**
Nbre modules: 480 Surface: 782 m²

Conditions de fonctionnemen
 Vmpp (60°C) 522 V
 Vmpp (20°C) 617 V
 Voc (-10°C) 828 V
 Irradiance plan **1000 W/m²** ☐ Max données ☒ STC
 Imp (STC) 183 A Puiss. max. en fonctionnement **99.9 kW**
 Isc (STC) 197 A à 1000 W/m² et 50°C
 Isc (aux STC) 195 A **Puiss. nom. champ (STC) 110 kWp**

Annexe6 : caractéristiques : sous-champ6.

Annexe

Sous-champ #1 | Sous-champ #2 | Sous-champ #3 | Sous-champ #4 | Sous-champ #5 | Sous-champ #6 | Sous-champ #7 | Sous-champ #8

Nom et orientation du sous-champ

Nom: Ordre:
Orient: **Plan incliné fixe** Inclinaison: Azimut:

Aide au dimensionnement

☐ Pas de prédim. Entrez Pnom désirée: kWc
☐ ... ou surface disponible(modules): m²

Sélection du module PV

Tous les modules Modules nécessaires approx. **1020**
Sunways 245 Wp 27V Si-mono SM 245 M (245 Wp) Since 2010 Manufacturer 201 
Dimens. des tensions: V_{mp} (60°C) **26.1 V**
V_{oc} (-10°C) **42.3 V**
☐ Use Optimizer

Sélection de l'onduleur

Disponibles ☐ 50 Hz ☒ 60 Hz
Nidec ASI S.p.A. 239 kW 430 - 760 V TL 50 Hz Solargate PV8M290NN Since 2009 Mar 
Nbre d'onduleurs: ☒ Tension de fonctionnement: **430-760 V** Puissance globale ond. **239 kW**
Tension entrée maximale: **880 V**

Dimensionnement du champ

Nombre de modules et chaînes

Mod. en série: ☐ entre 17 et 20
Nb. chaînes: ☐ entre 49 et 51
Perte sur-puissance: **0.0 %**
Rapport Pnom: **1.05**  

Conditions de fonctionnement

V_{mp} (60°C) 523 V
V_{mp} (20°C) 640 V
V_{oc} (-10°C) 846 V

Irradiance plan **1000 W/m²**
Imp (STC) 409 A
Isc (STC) 439 A
Isc (aux STC) 432 A

☐ Max. données ☒ STC
Puiss. max. en fonctionnement à 1000 W/m² et 50°C: **226 kW**
Puiss. nom. champ (STC) 250 kWp

Nbre modules 1020 Surface 1665 m²

Annexe7 : caractéristiques : sous-champ7.

Sous-champ #1 | Sous-champ #2 | Sous-champ #3 | Sous-champ #4 | Sous-champ #5 | Sous-champ #6 | Sous-champ #7 | Sous-champ #8

Nom et orientation du sous-champ

Nom: Ordre:
Orient: **Plan incliné fixe** Inclinaison: Azimut:

Aide au dimensionnement

☐ Pas de prédim. Entrez Pnom désirée: kWc
☐ ... ou surface disponible(modules): m²

Sélection du module PV

Tous les modules Modules nécessaires approx. **1047**
Sunways 245 Wp 27V Si-mono SM 245 M (245 Wp) Since 2010 Manufacturer 201 
Dimens. des tensions: V_{mp} (60°C) **26.1 V**
V_{oc} (-10°C) **42.3 V**
☐ Use Optimizer

Sélection de l'onduleur

Disponibles ☐ 50 Hz ☒ 60 Hz
Nidec ASI S.p.A. 239 kW 430 - 760 V TL 50 Hz Solargate PV8M290NN Since 2009 Mar 
Nbre d'onduleurs: ☒ Tension de fonctionnement: **430-760 V** Puissance globale ond. **239 kW**
Tension entrée maximale: **880 V**

Dimensionnement du champ

Nombre de modules et chaînes

Mod. en série: ☐ entre 17 et 20
Nb. chaînes: ☐ entre 49 et 52
Perte sur-puissance: **0.0 %**
Rapport Pnom: **1.13**  

Conditions de fonctionnement

V_{mp} (60°C) 523 V
V_{mp} (20°C) 640 V
V_{oc} (-10°C) 846 V

Irradiance plan **1000 W/m²**
Imp (STC) 441 A
Isc (STC) 473 A
Isc (aux STC) 466 A

☐ Max. données ☒ STC
Puiss. max. en fonctionnement à 1000 W/m² et 50°C: **243 kW**
Puiss. nom. champ (STC) 270 kWp

Nbre modules 1100 Surface 1795 m²

Annexe8 : caractéristiques : sous-champ8.

Liste des abréviations

GPV	: Générateur Photovoltaïque
PV	: Photovoltaïque
MPPT	: Maximum Power Point Tracking.
MPP	: Maximum Power Point.
I_d	: Courant de direct la diode.
V	: Tension imposée à la diode.
P	: Puissance débité par la cellule photovoltaïque.
P_m	: La puissance maximale de la cellule photovoltaïque.
I_m	: Le courant pour le quel la puissance de la cellule PV est maximale.
V_m	: La tension pour la quel la puissance de la cellule PV est maximale.
I_{cc}	: Courant de court-circuit.
I_{sat}	: Courant de saturation de la diode.
I_{ph}	: Photo-courant de la cellule PV.
R_s	: Résistance série.
R_{sh}	: Résistance shunt.
I_{sh}	: Courant dérivé par la résistance shunt.
E	: Eclairement.
V_{Co}	: Tension de circuit ouvert.
I	: Le courant générer par le générateur photovoltaïque.
A	: Facteur d'idéalité.
N_s	: Nombre de cellule en série.
N_p	: Nombre de cellule en parallèle.
q	: La charge d'électron $1,6 \cdot 10^{-19}$ C.
K	: Constante de Boltzmann $1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K.
T	: Température (Kelvin).
f	: Facteur de forme.
Wc	: Watt crête.
S	: Surface totale de la cellule solaire.
η	: Le rendement
V_{ch}	: La tension de la charge.
DC /DC	: Convertisseur continu continu.
DC /AC	: Convertisseur continu alternatif
MLI	: Modulation de larguer d'impulsion.

Liste des abréviations

I_{D1}	: Courant passant dans la diode D_1
V_{PPM}	: Tension correspondante au point du fonctionnement maximale.
I_{PPM}	: Courant correspondant au point du fonctionnement maximal.
P_C	: puissance crête du champ PV
B	: Coût du Kwh de la batterie
C_S	: Capacité de stockage de la batterie (Kwh)
C_{T0}	: La somme des coûts de tous les autres systèmes.

➤ Les autres abréviations sont expliquées dans le texte.

Liste des tableaux

Chapitre I : Généralité sur le Photovoltaïque

Tableau I.I : Répartition du potentiel solaire par région climatique	6
--	---

Chapitre III : Présentation et description de la centrale de GHARDAÏA

Tableau III.1: Représentation des chaînes de modules de la centrale.....	53
Tableau III.2 : Caractéristiques principales des onduleurs de la centrale.....	56
Tableau III.3 : Caractéristiques principales des transformateurs de puissance.....	58
Tableau III.4 : Caractéristiques principales du tableau MT de la centrale.....	60
Tableau III.5 : Caractéristiques principales du coffret du comptage de la centrale.....	61
Tableau III.6 : Caractéristiques principales des batteries de la centrale.....	63
Tableau III.7 : Caractéristiques principales des redresseurs de la centrale.....	64

Chapitre IV : Simulation de la centrale avec PVsys

Tableau IV.1 : Données géographiques du site d'Oued Enchou (Ghardaïa).....	68
Tableau IV.2 : Données météorologiques du site d'Oued enchou (Ghardaïa).....	68
Tableau IV.3 : Paramètres de la simulation page N°1.....	72
Tableau IV.4 : Paramètres de la simulation page N°2.....	73
Tableau IV.5: Paramètres de la simulation page N°3.....	74
Tableau IV.6: Principaux résultats de simulation d'une centrale PV connectée au réseau.....	76
Tableau IV.7: Pertes dans le système PV sur l'année entière.....	79

Liste des figures

Chapitre I : Généralité sur le Photovoltaïque

Figure I.1 : Composantes de rayonnements solaires au sol.....	3
Figure I.2 : Carte de l'irradiation solaire en Algérie.....	4
Figure I.3: Représentation schématique d'une cellule solaire.....	7
Figure I.4 : Structure (gauche) et diagramme de bande (droite) d'une cellule PV	8
Figure I.5 : Schéma équivalent d'une cellule PV.....	9
Figure I.6 : Schéma équivalent simple d'une cellule photovoltaïque.....	9
Figure I.7 : Caractéristique I-V d'une cellule PV sous différents éclairagements E_i	10
Figure I.5a : Schéma électrique équivalent du modèle à une diode de la cellule solaire....	11
Figure I.8: Les caractéristiques a) $I=f(V)$, b) $P=f(V)$	13
Figure I.9 : Influences des résistances séries et shunt.....	14
Figure I.10 : Influence de la température.....	15
Figure I.11 : Influence de l'ensoleillement $\psi = E_s$	15
Figure I.12: Caractéristiques résultantes d'un groupement de (N_s) cellules en séries	19
Figure I.13 : Caractéristiques d'un groupement de (N_p) cellules en parallèle.....	20

Chapitre II : les systèmes photovoltaïques

FIGURE II.1 : Schéma d'un système autonome.....	24
FIGURE II.2 : Schéma d'un système raccordé au réseau.....	24
FIGURE II.3 : Principe d'un système hybride.....	25
FIGURE II.4 : Schéma général d'une installation photovoltaïque	29
FIGURE II.5 : Panneaux solaire.....	29
FIGURE II.6 : Boite de dérivation	30
FIGURE II.7 : Construction d'une batterie monobloc.....	32
FIGURE II.8 : Chaîne de conversion PV raccordée au réseau.....	34
FIGURE II.9: Le convertisseur Boost.....	35

Liste des figures

FIGURE II.10: Convertisseur Buck.....	35
FIGURE II.11 : Topologie onduleur centrale raccordée au réseau.....	38
FIGURE II.12: Topologie onduleur chaine raccordée au réseau.....	39
FIGURE II.13: Topologie onduleur multi-chaines raccordée au réseau.....	40

Chapitre III : présentation et description de la centrale de Ghardaïa

Figure III.1 : Localisation de la centrale à la route nationale N°01.....	44
Figure III.2 : Schéma unifilaire de la centrale.....	45
Figure III.3 : Panneaux en Silicium monocristallin.....	47
Figure III.4 : Panneaux en Silicium polycristallin.....	48
Figure III.5 : Panneaux en Silicium amorphe (a-Si).....	49
Figure III.6 : Panneaux en Couche mince (Cd-Te).....	50
Figure III.7 : Représentation des deux structures utilisées.....	52
Figure III.8 : Boîte de raccordement.....	54
Figure III.9 : Coffret courant continu.....	54
Figure III.10 : Onduleur ASI.....	55
Figure III.11 : Transformateurs MT/BT.....	57
Figure III.12 : Transformateur auxiliaire MT/BT.....	58
Figure III.13 : Schéma de principe du système contrôle commande.....	65

Chapitre IV : Simulation de la centrale avec PV Sys

Figure IV.1 : Interface de PVSYS.....	67
Figure IV.2: Trajectoire du soleil à Oued Enchou(Ghardaia).....	69
Figure IV.3: Positionnement des systèmes de panneaux PV (plan incliné fixe).....	70
Figure IV.4: Schéma simplifié d'une centrale PV raccordée au réseau (PVSYST).....	70
Figure IV.5: Énergie utile produite par la centrale PV (à la sortie de l'onduleur).....	77
Figure IV.6: indice de performance de la centrale PV.....	77

Liste des figures

Figure IV.7 : Diagramme des pertes dans le système.....	78
Figure IV.8: Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux.....	80
Figure IV.9: Distribution annuelle de l'irradiance incidente.....	80
Figure IV.10: Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV.....	81
Figure IV.11: Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV.....	81
Figure IV.12: Distribution de la tension du champ PV.....	82

Références Bibliographiques

- [1] : Gilbert Menguy, Marcel Schwartz et Roger Bernard, « Le rayonnement solaire: conversion thermique et applications », TEC DOC, 1973.
- [2] : Francis Meunier, « Domestiquer l'effet de serre, Énergies et développement durable », dunod, 2005.
- [3] : S.Issaadi « Commande d'une poursuite du point de puissance maximum (MPPT) par les réseaux de neurones », Mémoire de Magistère, ENP, Alger, 2006.
- [4] : Anne LABOURET, Pascal CUMUNEL, Jean paul BRAUN, Benjamin FARAGGI, « Cellules solaires : Les bases de l'énergie photovoltaïque », ETSF, 2010.
- [5] : HANNES KNOPF, « analysis, simulation, and evaluation of maximum power point tracking (mppt) methods for a solar powered vehicle », Master of Science in Electrical and Computer Engineering, Portland, State University, 1999.
- [6] : R. Gottschalg, M. Rommel, D. G. In_eld, and H. Ryssel, « Comparison of different methods for the parameter determination of the solar cell's double exponential equation », In 14th European Photo-voltaic Science and Engineering Conference (PVSEC), Barcelona, Spain, 1997.
- [7] : Akihiro Oi, « Design and simulation of photovoltaic water pumping system », Master of Science in Electrical Engineering, California Polytechnic State University, San Luis Obispo 2005.
- [8] : ABB, Document d'application technique n°10 : « Installations photovoltaïques » ABB, 2010, consulté janv. 2014
- [9] : Ibrahim YASSINE « Système hybride : photovoltaïque – éolien – diesel sans stockage, Etudes, Modélisation et Contrôle en MATLAB/SIMULINK », université du Liban, 2013.
- [10] : Helali Kamelia, « Modélisation d'une Cellule Photovoltaïque : Etude Comparative », Mémoire de Magister en électrotechnique Option Machines Electriques, Université Mouloud Mammeri de Tizi-ouzou, 2012
- [11] : A.Tsamad, K.Mahmoud « développement d'un logiciel de dimensionnement des installations photovoltaïque ». Mémoire d'Ingéniorat, ENP, Alger, 2007.

Références Bibliographiques

- [12]: S.Nemsi, A Zaidi « Etude d'une cascade alimentée par une source photovoltaïque application a la machine asynchrone double étoile». Mémoire d'Ingéniorat, USTHB, Alger, 2008
- [13]: Karima Amara, « contrubution a l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de 1 MW interconnectée au réseau de distribution électrique », mémoire de magister, 2015.
- [14] : Hankins Mark, « Installation solaires photovoltaïque autonomes »,Dunod, France, 2012
- [15] : Xuan Linh Dang, « Contribution à l'étude des systèmes PV/Stockage distribues : impact de leur intégration a un réseau fragile ». Ecole normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, 2014. Français.
- [16]: DjamilaRekioua,Ernest Matagne, «Optimization of Photovoltaic Power SystemsModelization, Simulation and Control»,springer, USA, 2011.
- [17] : P. Menanteau, «L'électricité photovoltaïque », IEPE, Grenoble, 1997.
- [18] : Yann Rionneau, « Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïques avec stockage raccordé au réseau (application a l'habitat) »,Université de Joseph-Fourier ,Grenoble I, 2009, Français.
- [19]: L. Xuejun “ An improved perturbation and observation maximum power point tracking algorithm for PV pannels “, CONCORDIA UNIVERSITY, Montréal, (2004).
- [20] : Aboub, Hania (2014) Commande d'un onduleur neuf niveaux, destiné aux fortes puissances PV. Magister thesis, Université de Batna 2.
- [21] : M.Belhadj, « Modélisation d'un système de captage photovoltaïque Autonome », mémoire de magister de l'université de Bechar, 2007-2008.
- [22]: Y.Thiaux, J. Seigneurbieux, et al., "Load profile impact on the gross energy requirements of stand-alone photovoltaics systems", Renewable Energy, Elsevier, 2010.
- [23] : MECHALIKH Med Nadjib HAMADA Charaf Eddine « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau »mémoire de master,UNIVERSITÉ KASDI MERBAH, 2013.

Références Bibliographiques

[24]: R.M. Dell et D.A.J. Rand, Understanding batteries, The Royal Society of Chemistry, 2001.

[25]: G. Tiwari et D. Swapnil, «Fundamentals of photovoltaic modules and their applications.,» Royal society of Chemistry, Inde, 2010.

[26] : Bouchtouchecherfa «Etude et réalisation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau de distribution électrique BT». Mémoire de magister, Ecole National Polytechnique Elharach, 2004

[27] : B. CHIKH-BLED, I. SARI-ALI, B. BENYOUCEF, "Méthode de dimensionnement optimal d'une installation photovoltaïque", Revue internationale d'héliotechnique, N°41 (2010) 25-30.

Résumé

Dans ce mémoire, nous avons effectué un étude de la centrale pilote photovoltaïque de Oued enchou (Ghardaia) , cette installation destinée à pour un but de recherche et aussi alimenter le réseau national de Sonalgaz en électricité.

Ce travail est une contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1.1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension.

Un système raccordé au réseau, non seulement permettrait de réduire le coût de l'installation, en supprimant le coût des batteries, car le stockage ne sera plus nécessaire, mais permettrait en plus d'avoir une possibilité de revendre l'énergie excédentaire au réseau et ainsi faire des profits, ce qui amortirait le prix d'investissement initial.

Mots clefs

PV : Photovoltaïque.

GPV : Générateur photovoltaïque.

MPPT: Maximum Power Point Tracking.

DC : Courant Continu.

AC : Courant Alternatif.