



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



**Université Amar Thelidji- Laghouat**

Faculté de Technologique  
Département Électrotechnique

## **MÉMOIRE DE MASTER**

Présenté par : Lahouel Ramzi et Chounaa Mohamed Amine

**DOMAINE** : Sciences et Technologie

**FILIERE** : Electrotechnique

**OPTION** : Energies renouvelables en électrotechnique

### **Thème**

**Etude techno-économique et dimensionnement d'une centrale PV  
de capacité de 300 MW connecté au réseau**

#### **Jury de soutenance :**

**Pr. BESSEDIK Sid Ahmed**

Président

**DR. BIRANE Mouhoub**

Examineur1

**DR. BOUCHIBA Oumelkhier**

Rapporteur

**Pr. CHETTIH Saliha**

Co-Rapporteur

**Promotion : Juin 2024**

## **REMERCIEMENT**

Louange Allah, qui nous a fait prendre conscience de cela et nous n'y serions pas parvenus sans la grâce d'Allah.

Je voudrais également remercier mon professeur superviseur, le Dr **BOUCHIBA Oumelkheir**, pour son soutien et ses conseils dans la réalisation de cette recherche. Nous demandons à Dieu de la revêtir d'un vêtement de santé et de piété et de sceller la bonne nouvelle pour elle.

Nous remercions Co-encadreur **CHETTIH Saliha**, pour ses conseils et son soutien dans ce travail, que Dieu lui accorde santé et bien-être.

Mes remerciements s'adressent également aux membres du jury pour l'honneur qu'ils m'ont accordé en acceptant de participer à l'évaluation de ce travail.

# DÉDICACE

➤ ***Lahouel Ramzi***

À ma mère, qu'elle repose en paix, à ma grand-mère qui était une bougie qui fondait pour moi, à mon père Mon modèle, à mes frères et sœurs, à mon beau-frère, et à tous ceux qui nous ont aidés, même avec un mot gentil, que Dieu vous bénisse et prolonge votre vie.

➤ ***Chounaa Mohamed***

À ma mère, qui était une bougie qui fondait pour moi, à mon père, mon modèle et mon soutien, à mes frères et sœurs, et à tous ceux qui nous ont aidés, même avec un mot gentil, que Dieu vous bénisse et prolonge votre vie.

# Sommaire

Remerciement	i
Dédicace	ii
Sommaire	iii
Liste des figures	vii
Liste des tableaux	viii
Liste d'abréviation	ix
Introduction générale	01

## Chapitre I : Généralités sur les systèmes PV raccordés aux réseaux

I.1	Introduction	3
I.2	Energie solaire	3
	I.2.1 Exploitation de l'énergie solaire	4
I.3	Rayonnement solaire	5
	I.3.1 Composantes du rayonnement solaire	5
	I.3.2 Déclinaison du soleil $\delta$	6
	I.3.3 Les capteurs de la station météo	7
I.4	Les systèmes photovoltaïques	8
	I.4.1 Système autonome	9
	I.4.2 Système PV hybride	9
	I.4.3 Systèmes PV raccordés au réseau	10
	I.4.3.1 Systèmes PV raccordés au réseau avec autoconsommation	10
	I.4.3.2 Systèmes PV raccordés au réseau avec injection totale	10
	I.4.3.3 Applications	11
	I.4.4 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque	11
I.5	Etude technique d'une installation PV	12
	I.5.1 Besoin électrique	12
	I.5.2 Orientation et Angle d'inclinaison des modules PV	12
	I.5.3 Choix des modules photovoltaïque	14
	I.5.3.1 Définition des panneaux solaire	14
	I.5.3.2 Technologie des cellules PV	14
	I.5.3.3 Caractéristique du module PV	16
	I.5.4 Choix des onduleurs	17
	I.5.4.1 Les type d'onduleurs	17
	I.5.4.2 Dimensionnement de l'onduleur	19
	I.5.5 Choix des Boites de raccordement	20
	I.5.6 Section des câbles	21
	I.5.7 Choix du transformateur	21
	I.5.8 L'appareillage de communication	22
I.6	Étude économique de la central PV	23
	I.6.1 Le coûts de la centrale PV	23
	I.6.1.1 L'investissement initial de la centrale PV	23
	I.6.1.2 La maintenance de la centrale PV	23
	I.6.1.3 L'exploitation de la centrale PV	24
	I.6.1.4 La main d'œuvre de la centrale PV	24
	I.6.2 la rentabilité de la centrale solaire PV	24
	I.6.2.1 Détermination du prix du kWh	24
	I.6.2.2 Le retour sur investissement	25

I.7	Conclusion	25
<b>Chapitre II : Etude et dimensionnement de la centrale PV connectée au réseau</b>		
II.1	Introduction	26
II.2	Présentation de site d'étude	26
II.3	Dimensionnement de la centrale PV	27
	II.3.1 Choix des modules PV	28
	II.3.2 Choix des onduleurs	28
	II.3.3 Calcul du nombre de modules PV	29
	II.3.3.1 Calcul du nombre de modules PV en série	30
	II.3.3.2 Calcul du nombre des branches parallèles	30
	II.3.3.3 Calcul du nombre des structures	30
	II.3.3.4 Nombre final de modules PV	30
	II.3.4 Calcule La puissance maximale de la structure	31
	II.3.5 Surface occupée par ligne de production	31
	II.3.5.1 Calcul la surface occupée par la structure	31
	II.3.5.2 Calcul la distance entre deux rangées de structures	32
	II.3.5.3 Calcule de la surface occupée par ligne	33
	II.3.6 Choix d'une boîte de raccordement	33
	II.3.6.1 Calcul du nombre de boîtes de raccordements	34
	II.3.6.2 Vérification en tension	34
	II.3.6.3 Choix des fusibles	34
	II.3.6.4 Choix de l'interrupteur / sectionneur	34
	II.3.7 Calcul du nombre d'onduleurs	34
	II.3.7.1 Nombre de modules PV et surface occupée sur sous-centrale	36
	II.3.7.2 Nombre total de modules PV et surface occupée sur centrale	36
	II.3.8 Choix d'un transformateur	36
	II.3.9 Calcul de section des câbles	37
	II.3.9.1 Câble DC	37
	II.3.9.2 Câble AC	38
	II.3.10 Calculer la puissance injectée dans le réseau	39
	II.3.11 Calcul de l'énergie totale injectée dans le réseau	39
	II.3.12 Résultats de dimensionnement	40
II.4	Étude économique de centrale PV	41
	II.4.1 Calcul du coût total de la centrale PV	41
	II.4.1.1 Calcul du coût L'investissement initial	42
	II.4.1.2 Calcul du coût de maintenance	42
	II.4.1.3 Calcul du coût de d'exploitation	42
	II.4.1.4 Calcul du coût La main d'œuvre	42
	II.4.2 Calculer la rentabilité d'une centrale PV	43
	II.4.2.1 Calcul du prix du kWh	43
	II.4.2.2 Calcul Revenu brut	43
	II.4.2.3 Calcul du délai de récupération	43
II.5	Conclusion	44
<b>Chapitre III : simulation de la centrale PV connectée au réseau</b>		
III.1	Introduction	45
III.2	Présentation du Logiciel PVsys	45
III.3	Simulation de la centrale	45
	III.3.1 Emplacement et météorologie	45

III.3.2	Orientation des modules PV	46
III.3.3	Configuration du système	46
III.4	Résultats de la simulation PVsyst	47
III.4.1	Diagramme des pertes sur l'année entière	47
III.4.2	Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux	48
III.4.3	Les productions normalisées	48
III.4.4	Bilans et résultats	49
III.5	Comparés aux résultats obtenus	49
III.6	Conclusion	50
	<b>Conclusion générale</b>	51
	Bibliographie	53
	Annexe	56

# LISTE DES FIGURES

## Chapitre I

Figure I.1 : Global Horizontal Irradiation .....	4
Figure I.2 : Les Composante des rayonnements solaires .....	6
Figure I.3 Représentation du mouvement de la terre auteure de soleil .....	7
Figure I.4 : appareil de mesure le rayonnement solaire global (Pyranomètre) .....	7
Figure I.5 : capteur de vent.....	8
Figure I.6 : capteur de température et de point de rosée .....	8
Figure I.7: Système PV autonome avec batterie .....	9
Figure I.8: Système PV hybride .....	9
Figure I.9: système photovoltaïque avec autoconsommation sans stockage.....	10
Figure I.10: système photovoltaïque à injection totale sans stockage.....	11
Figure I.11 : Exemples de centrales PV .....	11
Figure I.12: Définition de l'orientation d'un panneau photovoltaïque .....	13
Figure I.13: Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques .....	13
Figure I.14: Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque .....	14
FigureI.15 : Les cellules multi cristallin.....	15
FigureI.16 : silicium monocristallin .....	15
Figure I.17 : modules en couches minces.....	16
Figure I.18 : Circuit équivalent et les caractéristique I(V), et P(V) du module PV .....	16
Figure I.19 : Onduleur central .....	18
Figure I.20 : Onduleur string .....	18
Figure I.21 : Onduleur multi-string .....	19
Figure I.22 : boîtes de raccordement pour système PV .....	20
Figure I.23 : Transformateur pour central PV .....	22
Figure I.24 : Plan de la centrale solaire PV .....	22

## **Chapitre II**

Figure II.1 : Localisation de la centrale solaire PV.....	22
Figure II.2 : Courbe le rayonnement solaire obtenu à partir du logiciel PVGIS.....	27
Figure II.3 : Courbe de température obtenue à partir du logiciel PVGIS .....	27
Figure II.4 : Courbe des vitesses du vent obtenue à partir du logiciel PVG .....	27
Figure II.5 : surface occupée par la structure PV .....	32
Figure II.6 : distance entre deux structures .....	31

## **Chapitre III**

Figure III.1 : Rayonnement global et diffus, température et vitesse du vent à Hassi Dalaa ..	47
Figure III.2 : Orientation et inclinaison des modules PV.....	47
Figure III.3 : Dimensionnement du champ PV.....	48
Figure III.4 : Diagramme des pertes sur l'année entière .....	42
Figure III.5 : Énergie incidente de référence sur dans le plan capteurs .....	50
Figure III.6 : Énergie utile produite par la centrale PV (à la sortie de l'onduleur) .....	51

# LISTE DES TABLEAUX

## Chapitre I

Tableau II.1 : Choix de l'inclinaison .....	14
---	----

## Chapitre II

Tableau II.1 : coordonnées géographiques du site .....	26
Tableau II.2 : Les caractéristiques du module PV .....	28
Tableau II.3 : Les caractéristiques de l'onduleur .....	29
Tableau II.4 : Le nombre de modules PV en ligne .....	30
Tableau II.5 : Nombre finale de modules PV en ligne .....	30
Tableau II.6 : La puissance maximale d'une structure PV .....	32
Tableau II.7 : Surface occupée par les modules dans le champ GPV .....	33
Tableau II.8 : Les caractéristiques de boîte de raccordement .....	34
Tableau II.9 : le nombre de boîtes de raccordements dans le champ GPV .....	35
Tableau II.10 : Les caractéristiques de transformateur élévateur .....	36
Tableau II.11 : Les caractéristiques de transformateur principal.....	37
Tableau II.12 : section des câbles DC .....	37
Tableau II.13: section des câbles AC .....	39
Tableau II.14 : Energie totale centrale PV injectée dans le réseau .....	40
Tableau II.15 : Résultats de dimensionnement de la central PV. ....	41
Tableau II.16 : Le coût total de la centrale PV.....	43
Tableau II.17 : La rentabilité d'une centrale PV .....	44

## Chapitre I

Tableau III.1 : des principales variables et de leurs résultats .....	51
Tableau III.2 : Comparaison des résultats de PVsyst avec les calculs .....	52

## Abréviation

PV	Photovoltaïque
GPV	Générateur photovoltaïque
P [W]	La puissance
$\delta$ [°]	Déclinaison du soleil
STC	Condition standard de test
Pc [Wc]	La puissance de crête
I[A]	Le courant
U [V]	La tension
Isc [A]	Le courant de court-circuit
Voc [V]	La tension de circuit ouvert
$\eta$ [%]	Le rendement
S [m <sup>2</sup> ]	La surface active du générateur photovoltaïque
FF	Facteur de forme
DC [A]	Le courant continu
AC [A]	Le courant alternatif
i [°]	L'angle d'inclinaison
$\vartheta$ [°]	La latitude de lieu
Nm	Le nombre des modules photovoltaïques
Nms	Le nombre de modules connectés en série
Nbp	Le nombre de modules branche en parallèle
I <sub>max</sub> [A]	Le courant maximal admissible par l'onduleur
IMPP [A]	Le courant de puissance maximale des modules
$\rho$ [ $\Omega$ .mm <sup>2</sup> /m]	La résistivité du matériau conducteur
L [m]	La longueur
$\varepsilon$	La chute de tension
PVSYST	Nom du logiciel de simulation de systèmes photovoltaïques
PR [%]	L'indice de performance
Yr [KWh/m <sup>2</sup> .jr]	Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux
Lc[Kwh/Kwp/jr]	Perte de collections (champ PV)
Ls[Kwh/Kwp/jr]	Perte de système (onduleur)
Yf[Kwh/Kwp/jr]	Énergie utile produite (sortie onduleur)
Glob <sub>Hor</sub> [Kwh/m <sup>2</sup> ]	Irradiation global horizontale
Diff <sub>Hor</sub> [Kwh/ m <sup>2</sup> ]	Irradiation diffuse horizontale
T_Amb [C°]	Température ambiant
Glob <sub>Inc</sub> [Kwh/ m <sup>2</sup> ]	Global incident plan capteur
Glob <sub>Eff</sub> [Kwh/ m <sup>2</sup> ]	Global effectif
EArray [Mwh]	Energie effective sortie champ
E_Grid [Mwh]	Energie injectée dans le réseau

# Introduction Générale

---

## **Introduction générale**

Depuis l'Antiquité, l'énergie est l'un des besoins fondamentaux de l'humanité. La consommation a augmenté de façon spectaculaire ces dernières années et devrait doubler d'ici 2060. Les énergies renouvelables sont essentielles pour répondre à l'augmentation de la consommation énergétique mondiale de manière durable. Elles offrent des solutions viables pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, améliorer la sécurité énergétique et favoriser le développement économique, tout en respectant l'environnement. C'est pourquoi la conférence des Nations unies sur le changement climatique s'est tenue à Paris, La conférence sur le changement climatique, également connue sous le nom de COP21. Lors de cette conférence ce que l'on appelle l'Accord de Paris a été conclu et signé par la plupart des grands pays émetteurs de dioxyde de carbone. L'objectif de l'accord de Paris est de réduire les émissions de gaz à effet de serre en limitant le réchauffement climatique à moins de deux degrés Celsius par rapport aux niveaux préindustriels.

L'Algérie peut jouer un rôle clé dans le secteur des énergies renouvelables, au moins au niveau régional, et assurer sa transition énergétique. Son potentiel solaire permettrait notamment de réduire significativement la consommation de gaz fossile. Avec une superficie de 2,4 millions de kilomètres carrés, la plus grande d'Afrique, et 3 000 heures d'ensoleillement par an, l'un des plus élevés au monde. Les initiatives en cours, combinées à des politiques favorables et des partenariats internationaux, placent l'Algérie sur la voie d'un avenir énergétique durable. Face à des défis environnementaux de plus en plus complexes qui nécessitent des solutions urgentes et durables à la conservation des hydrocarbures, les dirigeants du pays ont rapidement annoncé un programme ambitieux, mais fantaisiste, visant à améliorer l'efficacité énergétique afin d'économiser de l'énergie. Dans des secteurs aussi divers que l'industrie, les transports ou les bâtiments, dans des proportions sans précédent. Ce plan vise à produire 22 000 MW d'énergie renouvelable d'ici 2030 [1], dont une grande partie proviendra du solaire.

Trois décisions illustrent cet intérêt accru qu'accordent les autorités algériennes aux énergies vertes : D'abord le lancement, en Décembre 2022, d'un appel d'offre national et international pour la mise en œuvre du projet « Solar 1000 MW », susceptible de générer 800

millions de dollars d'investissement. D'après le gouvernement, le projet s'étalera sur plusieurs étapes, avec l'installation d'au moins 5 centrales solaires de différentes capacités dans le sud, et plus précisément à Ghardaïa, Ouargla et Béchar, El-Oued et Laghouat, 110 entreprises nationales et étrangères ont retiré le cahier des charges qui exige de chaque investisseur de participer, à raison de 66%, du montage financier, le reste étant à la charge de la société publique « Shaems », dont les deux actionnaires ne sont autres que « SONELGAZ » et « SONATRACH » (50% chacun) .[2]

L'objectif de cette étude est de concevoir et d'évaluer techniquement et économiquement une centrale solaire photovoltaïque de 300 MW qui sera installée à Hassi Dellaa, wilaya de Laghouat. Ce projet s'inscrit dans le cadre des efforts nationaux pour exploiter le potentiel solaire exceptionnel du pays et contribuer à la transition vers des sources d'énergie plus durables. Le dimensionnement de la centrale implique l'analyse des facteurs techniques tels que l'irradiation solaire, la sélection des technologies photovoltaïques adaptées, et la configuration optimale des systèmes pour maximiser la production d'électricité. Parallèlement, l'étude technico-économique évalue les coûts d'installation, d'exploitation et de maintenance, ainsi que les incitations financières et les tarifs d'achat garantis disponibles pour garantir la viabilité économique du projet. En abordant ces aspects, cette étude vise à démontrer la faisabilité et les avantages de développer une grande centrale solaire en Algérie, contribuant ainsi à la diversification énergétique, à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et au développement économique durable.

Dans notre étude,

- Le premier chapitre aborde les différents éléments qui constituent le système et l'installation photovoltaïque, ainsi que les concepts et techniques associés.
- Le deuxième chapitre se concentre sur le dimensionnement du nombre de modules PV en série et en parallèle, les calculs énergétiques, et les calculs économiques liés au coût du projet PV et à sa rentabilité.
- Le troisième chapitre est consacré à la simulation du modèle de la centrale à l'aide du logiciel PVsyst et à une comparaison entre les résultats de dimensionnement de la centrale PV calculés analytiquement et ceux obtenus avec le logiciel PVsyst.
- Enfin, nous terminons par une conclusion générale et des perspectives.

---

# **CHAPITRE I**

## **Généralités sur les systèmes PV connectée au réseau**

---

# **Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux**

## **I.1 Introduction**

Avant de mettre en œuvre la méthodologie de calcul de la conception d'une centrale de production photovoltaïque, il est nécessaire de décrire les principaux composants d'une installation photovoltaïque à grande puissance : les modules PV, les structures de montage, les onduleurs solaires, les transformateurs, les appareillages de commutation et les câbles DC et AC.

## **I.2 Energie solaire**

L'énergie solaire est l'énergie diffusée par le rayonnement du Soleil. Des ondes radio aux rayons gamma en passant par la lumière visible, tous ces rayonnements sont constitués de photons, les composants fondamentaux de la lumière et les vecteurs de l'énergie solaire. L'énergie solaire est issue des réactions de fusion nucléaire qui animent le Soleil.

L'énergie solaire est ainsi à l'origine de toutes les formes de production énergétique aujourd'hui utilisées sur Terre, à l'exception de l'énergie nucléaire, de la géothermie et de l'énergie marémotrice. L'homme utilise l'énergie solaire pour la transformer en d'autres formes d'énergie : énergie chimique (les aliments que notre corps utilise), énergie cinétique, énergie thermique, énergie électrique ou biomasse. Par extension, l'expression « énergie solaire » est souvent employée pour désigner l'électricité ou l'énergie thermique obtenue à partir de la source énergétique primaire qu'est le rayonnement solaire. Actuellement, il existe deux voies principales d'exploitation de l'énergie solaire, le solaire photovoltaïque et le solaire thermique. L'énergie solaire reçue en un point du globe dépend de :

- La nébulosité (nuages, brouillards, etc.), qui est par exemple importante à l'équateur et plus faible en milieu intertropical
- La latitude, la saison et l'heure, qui influent sur la hauteur du soleil dans le ciel et donc l'énergie reçue par unité de surface au sol. [1]

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

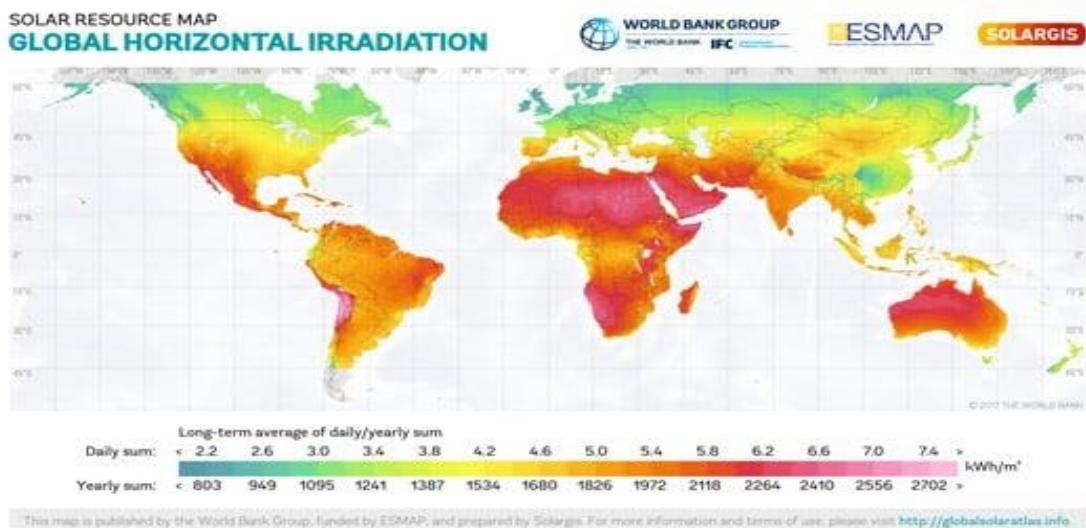


Figure I.1 : Global Horizontal Irradiation. [1]

### I.2.1 Exploitation de l'énergie solaire

Trois familles de procédés de transformation de l'énergie solaire se distinguent aujourd'hui.

#### a- L'énergie solaire thermique

L'énergie solaire thermique consiste à utiliser la chaleur du rayonnement solaire :

- En usage direct de la chaleur : chauffe-eau et chauffages solaires, cuisinières et sécheuses solaires ;
- En usage indirect, la chaleur servant pour un autre usage : rafraîchissement solaire, dessalement, etc.

De fait, elle est utilisée principalement pour le chauffage de l'eau ou des locaux. On utilise pour cela des capteurs thermiques.

#### b- L'énergie solaire thermodynamique (CSP)

L'énergie thermique du soleil permet également de produire de l'électricité par voie thermodynamique. Le principe est identique à celui d'une centrale électrique classique : la production de vapeur ou de gaz à haute pression est turbinée pour être ensuite transformée en électricité. Ce processus nécessite des températures importantes (de 250°C à plus de 1 000°C) que l'on atteint en concentrant la lumière solaire avec des miroirs vers un fluide caloporteur.

#### c- L'énergie solaire photovoltaïque (PV)

Le terme « photovoltaïque » peut désigner le phénomène physique (découvert par Alexandre Edmond Becquerel en 1839), ou la technique associée. L'intérêt de cette technique est de convertir l'énergie du soleil directement en électricité.

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

L'énergie solaire photovoltaïque est l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire dans une cellule photovoltaïque. Les cellules photovoltaïques sont fabriquées à partir de matériaux semi-conducteurs, comme le silicium, produits à partir d'une matière première de très grande pureté.

### I.3 Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est l'ensemble des ondes électromagnétiques émises par le Soleil. Malgré la distance considérable qui sépare le soleil de la terre 150.106 Km, la couche terrestre reçoit une quantité d'énergie importante 180.106 GW, c'est pour ça que l'énergie solaire se présente bien comme une alternative aux autres sources d'énergie. Cette quantité d'énergie quittera sa surface sous forme de rayonnement électromagnétique compris dans une longueur variant de 0.22 à 10  $\mu\text{m}$ . L'énergie associée à ce rayonnement solaire est composée de toute la gamme des rayonnements, de l'ultraviolet lointain comme les rayons gamma aux ondes radio en passant par la lumière visible. Le rayonnement solaire contient aussi des rayons cosmiques de particules animées d'une vitesse et d'une énergie extrêmement élevées. Une partie de ce rayonnement est filtrée par la couche d'ozone avant d'atteindre la troposphère. Via la photosynthèse il est nécessaire à la plupart des espèces qui vivent sur la Terre. Le rayonnement solaire reçu au sol varie dans le temps, d'une part en fonction des variations de l'activité solaire, et d'autre part en fonction des saisons (selon inclinaison de la Terre) et au sein de chaque saison en fonction des variations naturelles et anthropiques de la nébulosité. [2]

#### I.3.1 Composantes du rayonnement solaire

L'énergie reçue au niveau du sol est la réémet dans toutes les directions et plus faible que  $1367 \text{ w/m}^2$  car l'atmosphère absorbe une partie du rayonnement solaire (environ 15%). L'atmosphère réfléchit une autre partie du rayonnement solaire vers l'espace (environ 6%). Le rayonnement global définit la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus. L'énergie reçue par une surface dépend en outre de la saison, de la latitude, des conditions météorologiques, du relief, de la pollution, de l'orientation de la surface considérée, etc.

Les rayonnements solaires qui passent l'atmosphère vers le sol se divisent en trois types le rayonnement direct, le rayonnement diffus et le rayonnement réfléchi :

- **Le rayonnement direct** est le rayonnement solaire incident sur un plan donné et provenant d'un angle solide centré sur le disque solaire.

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

- **Le rayonnement diffus** est le rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions.
- **Le rayonnement réfléchi** (albédo) est le choc d'un rayonnement incident diffusée ou réfléchi avec un obstacle (le sol et les nuages généralement). La somme de trois types donne le quatrième type de rayonnement qui est le rayonnement global. [3]
- **Le rayonnement global sur une surface horizontale** est la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus.
- **Le rayonnement Global sur une surface inclinée** est la somme des composantes directe, diffuse et réfléchi par le sol du rayonnement solaire.

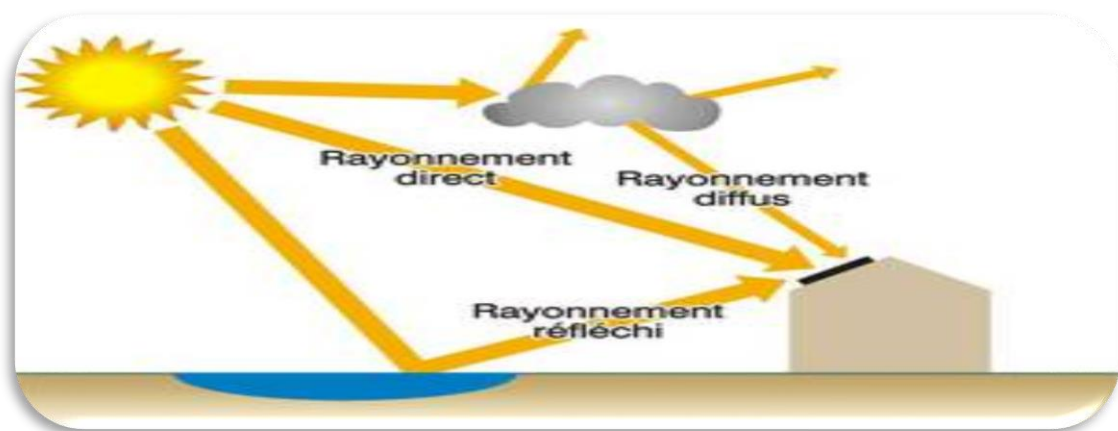


Figure 1.2 : Les Composante des rayonnements solaires [3]

### I.3.2 Déclinaison du soleil $\delta$

C'est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre, sa valeur en degré est donnée par la relation de Cooper suivante [4]

$$\delta = 23,45 \times \sin\left(2\pi \times \frac{284+n}{365}\right) \quad (\text{I.1})$$

$n$  est le numéro d'ordre du jour de l'année (  $n=1$  pour le 1 Janvier,  $n=32$  pour le 1 Février... etc.).

La déclinaison varie entre  $-23.45^\circ$  le 21 Décembre et  $+23.45^\circ$  le 21 Juin. Figure 1.3 : Représentation du mouvement de la terre auteure de soleil [4]

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

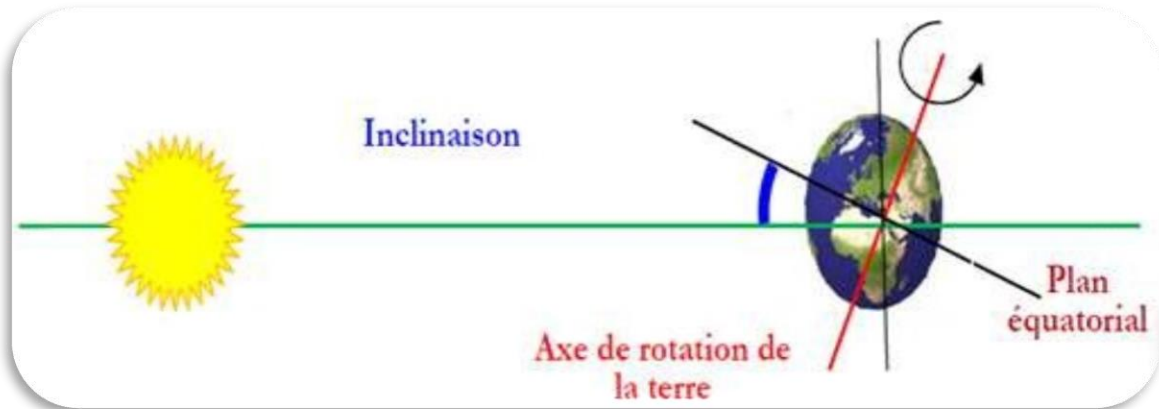


Figure 1.3 Représentation du mouvement de la terre auteure de soleil. [4]

### I.3.3 Les capteurs de la station météo

#### a. Pyrhéliomètre

Le pyrhéliomètre mesure le rayonnement direct figure (I.4). Il comporte une ouverture réduite et une surface réceptrice qui doit être maintenue normale au rayonnement par un système de poursuite automatique. La surface sensible est un disque d'argent noirci placé à la base d'un tube muni d'un obturateur et d'un diaphragme limitant l'angle d'ouverture à  $5.7^\circ$  (le diamètre apparent du soleil est de  $0.5^\circ$ ). Le tube est fixé sur une monture équatoriale. [5]



Figure I.4 : appareil de mesure le rayonnement solaire global (Pyranomètre). [5]

#### b. Capteurs de vent

Ces capteurs utilisent des ondes sonores pour mesurer la vitesse et la direction du vent, la m Ces capteurs utilisent des ondes sonores pour mesurer la vitesse et la direction du vent, la mesure est basée sur le temps qu'il faut à une impulsion ultrasonore pour se déplacer d'un transducteur à un autre, ce qui varie en fonction, entre autres, de la vitesse du vent. Le temps

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

de transit est mesuré dans les deux sens pour plusieurs paires de têtes de transducteur. Sur la base de ces résultats, le capteur calcule la vitesse et la direction du vent. [5]



*Figure I.5 : capteur de vent [5]*

### a. Capteur de température et de point de rosée

Les thermomètres hygro sont utilisés pour mesurer la température, l'humidité relative et La température du point de rosée (à une pression atmosphérique spécifique à laquelle l'air est complètement saturé d'eau).

Avec un thermomètre de point de rosée, vous pouvez déterminer la température de l'air, de sorte que vous puissiez toujours garder à l'esprit les circonstances environnementales et éviter la condensation indésirable qui pourrait endommager les appareils électriques ou des blessures. [5]



*Figure I.6 : capteur de température et de point de rosée*

# Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

## I.4 Systèmes photovoltaïques

### I.4.1 Systèmes autonomes

En journée, le générateur photovoltaïque alimente les récepteurs courant continu en fonctionnement et charge la batterie de stockage. Un contrôleur de charge évite la surcharge de la batterie en cas de surproduction solaire. Durant la nuit et par mauvais temps, les récepteurs sont alimentés par la batterie. Un limiteur de décharge protège la batterie en cas de décharge profonde. En présence de récepteurs fonctionnant en alternatif, un onduleur autonome convertit la tension continue en tension alternative, permettant ainsi leur alimentation. [6]

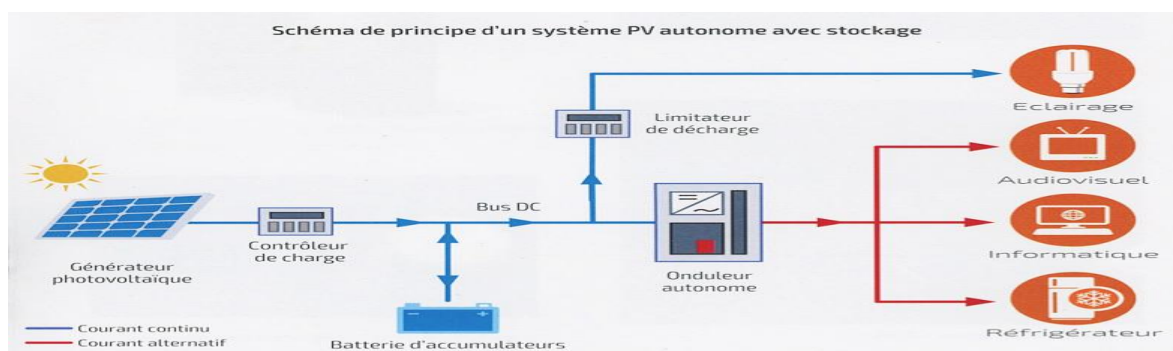


Figure I.7: Système PV autonome avec batterie. [6]

### I.4.2 Systèmes PV hybrides

Les systèmes PV hybrides intègrent un générateur PV et un autre générateur : éolien, groupe électrogène, système hydroélectrique et même parfois le réseau publique d'électricité. Ces systèmes s'appliquent particulièrement bien à des sites éloignés où il est important d'avoir de l'électricité à tout moment, où les coûts de transport du carburant sont élevés et où, il n'est pas encore rentable d'utiliser le système PV seul avec la batterie. Ils sont souvent utilisés pour de très nombreuses applications d'intérêt sensible et stratégique comme les relais de télécommunication, les postes frontaliers, l'habitat isolé, etc., hors réseau d'électricité conventionnelle. [7]

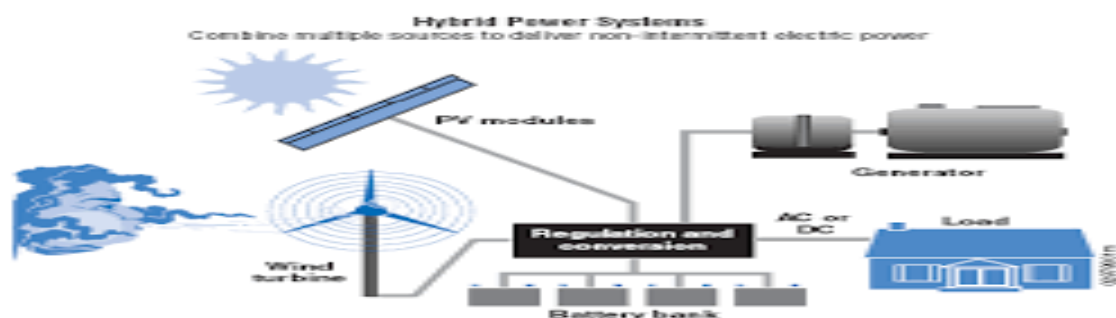


Figure I.8 : Système PV à sources hybride. [8]

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

### I.4.3 Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau

Les systèmes PV raccordés au réseau sont avant tout des équipements de production destinés à produire de l'énergie électrique d'origine photovoltaïque qui va être injectée sur un réseau électrique alimenté par d'autres sources de production, à partir de machines tournantes de puissance beaucoup plus importante. On peut considérer deux architectures électriques de raccordement, selon que l'énergie produite est consommée sur le site de production (autoconsommation) ou non (injection totale). [6]

#### I.4.3.1 Systèmes PV raccordés au réseau avec autoconsommation

Le système photovoltaïque fonctionne comme précédemment mais il est connecté directement sur l'installation électrique intérieure du site. L'électricité solaire est autoconsommée par les récepteurs en service. L'excédent éventuel d'électricité solaire produit est injecté dans le réseau public de distribution. En cas de défaillance du réseau électrique (perte de tension ou tension et fréquence hors tolérance), l'onduleur photovoltaïque s'arrête de fonctionner et les récepteurs ne sont plus alimentés. [6]

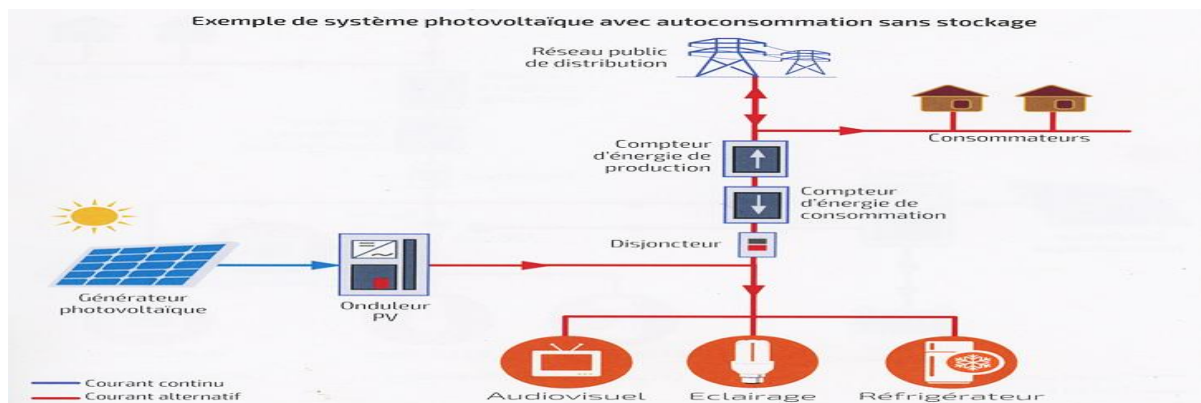


Figure I.9: système photovoltaïque avec autoconsommation sans stockage. [6]

#### I.4.3.2 Systèmes PV raccordés au réseau avec injection totale

Le système photovoltaïque transforme directement le rayonnement solaire en électricité. Le courant continu produit par les modules photovoltaïques est transformé, via un onduleur PV, en courant alternatif compatible avec les caractéristiques électriques du réseau public de distribution. L'énergie produite est intégralement injectée sur le réseau public de distribution afin d'être valorisée dans les meilleures conditions économiques pour le producteur. En cas de défaillance du réseau électrique (perte de tension ou tension et fréquence hors tolérance), l'onduleur PV s'arrête de fonctionner. [6]

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

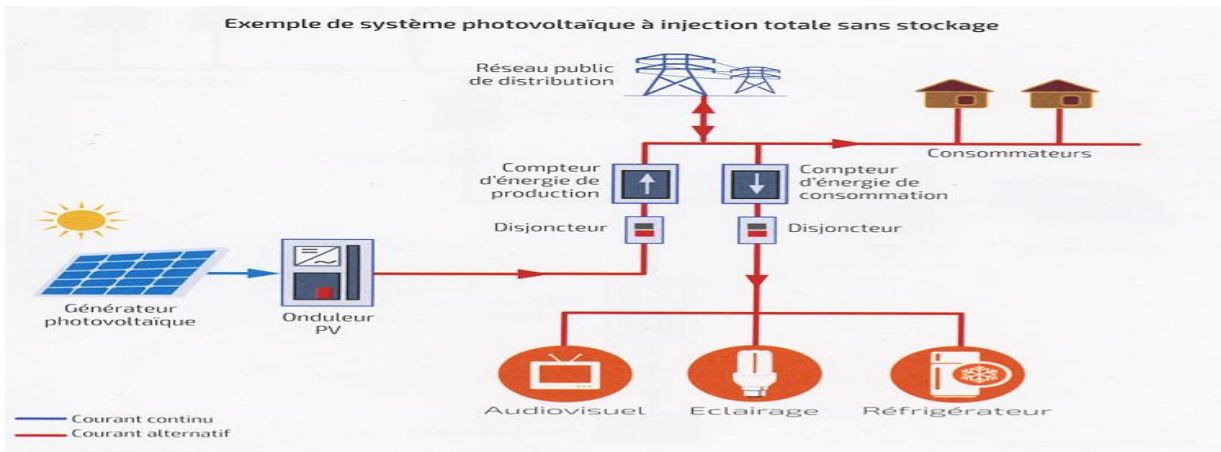


Figure I.10: système photovoltaïque à injection totale sans stockage. [6]

### I.4.3.3 Applications

On retrouve les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau aussi bien au sol que sur des bâtiments d'habitation, tertiaires, agricoles et industriels. Les centrales de production électrique à base de générateurs photovoltaïques de grande puissance (de quelques MW à quelques centaines de MW) sont destinées à être raccordées directement sur le réseau public de distribution en Haute Tension A (HTA), ou sur le réseau de transport en Haute Tension B (HTB). [6]



Centrale PV au sol (Narbonne - Aude)  
Source : Transénergie



© Gimball Prod / Neoen Centrale PV au sol de 300 MWc  
(33 Cestas) - Source : notre-planete.info

Figure I.11 : Exemples de centrales PV. [6]

### I.4.4 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

Les principaux avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque sont les suivants : [9],[6]

#### a) Avantages

- L'énergie photovoltaïque est une énergie propre et non-polluante qui ne dégage pas de gaz à effet de serre et ne génère pas de déchets.
- Réduit la vulnérabilité aux pannes d'électricité.

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

- Systèmes de production simples et rapides à mettre en œuvre et nécessitant une faible maintenance.

### b) Inconvénients

- Nécessité d'un réseau fiable et stable pouvant supporter le raccordement de la centrale.
- Nécessite un système d'appoint (batteries) pour les installations domestiques intermittence et variabilité de l'énergie solaire.
- Le coût d'investissement sur une installation photovoltaïque est cher.

## I.5 Etude technique d'une installation PV

Une étude technique d'une installation photovoltaïque est une étape cruciale avant de se lancer dans un projet d'énergie solaire. Elle permet d'évaluer la faisabilité technique et économique de l'installation, et de dimensionner correctement le système pour une production d'énergie optimale.

### I.5.1 Besoins électriques

La définition du besoin électrique est un travail préalable important impactant le dimensionnement de la centrale photovoltaïque. Une sous-estimation du besoin électrique provoquera des défauts des composants PV de fonctionnement coupure électrique, alors que sa surévaluation aura pour effet d'augmenter considérablement le coût de l'installation. [10]

Les besoins électriques d'une centrale photovoltaïque (PV) connectée au réseau dépendent de plusieurs facteurs, dont :

- Détermination de la quantité d'énergie électrique de la centrale PV ou couvrir les besoins des utilisateurs. Cela peut se faire en analysant les factures d'électricité existantes.
- L'efficacité des panneaux solaires, des onduleurs et des autres composants de la centrale affecte sa consommation d'énergie.
- Les conditions environnementales, telles que l'ensoleillement et la température, peuvent influencer la consommation d'énergie de la centrale.

### I.5.2 Orientation et Angle d'inclinaison des modules PV

**L'orientation** : Il est très important de positionner correctement les modules PV afin de les utiliser à leur plein potentiel. La position des modules photovoltaïques par rapport au soleil a un effet direct dans la production de leur énergie. [11]

Les panneaux solaires sont toujours orientés vers l'équateur :

- ✓ Orientation vers le sud dans l'hémisphère nord.

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

✓ Orientation vers le nord dans l'hémisphère sud

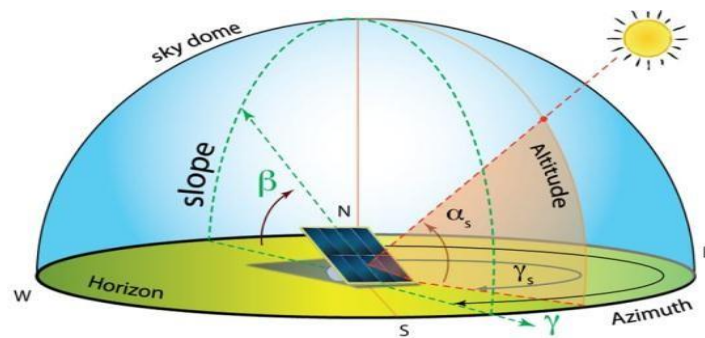


Figure I.12: Définition de l'orientation d'un panneau photovoltaïque. [11]

### L'angle d'inclinaison :

L'angle d'inclinaison correspond à l'angle formé par le plan du module solaire par rapport à l'horizontale. [11]

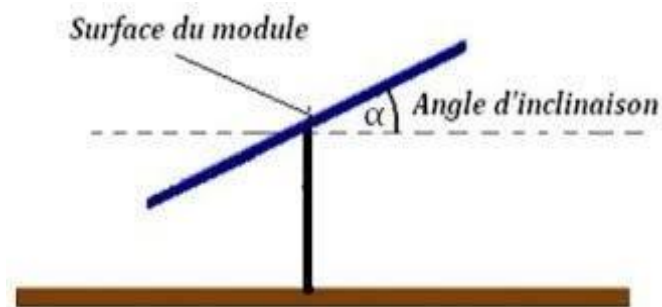


Figure I.13 : Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques.[11]

Elle se comporte en degrés pour que les modules produisent un maximum d'énergie, il faut que les surfaces soient perpendiculaires aux rayons solaires, or le soleil d'une saison à l'autre n'a pas la même inclinaison ; selon les saisons, à midi, il est plus au moins plus haut dans le ciel. On doit donc incliner les modules pour qu'ils soient face au soleil. L'inclinaison( $i$ ) des panneaux est donnée par la relation suivante :

$$i = \varphi - \sin^{-1}\left[0.4 \times \sin\left(360 \times \frac{N}{365}\right)\right]$$

(I.2)

$\varphi$ =latitude de lieu.

$N$  = Le nombre de jours entre l'équinoxe de printemps (21 mars de chaque année) et le jour considéré, (de signe négatif vers la saison froide).

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

Un type de choix de l'inclinaison est d'utiliser le tableau (I.1) ci-dessous, qui indique la relation entre la latitude et l'inclinaison des panneaux solaire.

Tableau II.1 : Choix de l'inclinaison. [11]

Latitude ( $\varphi$ )	Inclinaison ( $\alpha$ )
$\varphi < 10^\circ$	$\alpha = 10^\circ$
$10^\circ < \varphi < 30^\circ$	$\alpha = \varphi$
$30^\circ < \varphi < 40^\circ$	$\alpha = \varphi + 10^\circ$
$\varphi > 40^\circ$	$\alpha = \varphi + 15^\circ$

### I.5.3 Choix des modules PV

#### I.5.3.1. Définition des panneaux solaire

Un panneau solaire, aussi nommé module photovoltaïque, est une installation conçue pour convertir l'énergie lumineuse solaire en énergie électrique utilisable. Il est fabriqué à partir de plusieurs cellules photovoltaïques disposées en série et en parallèle. Ces cellules captent la lumière du soleil et génèrent un courant électrique continu grâce à l'effet photovoltaïque. [12]

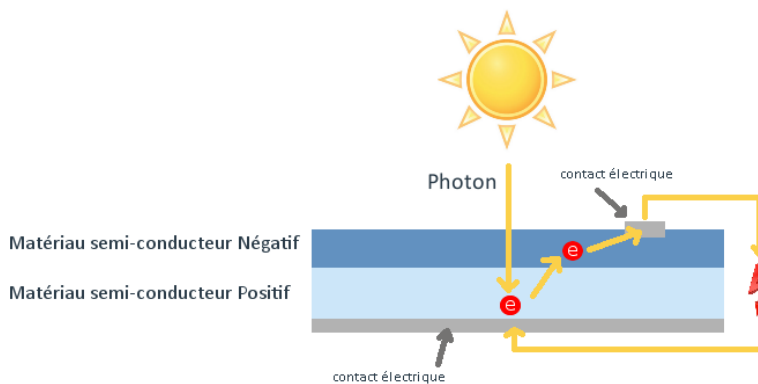


Figure 1.14 : Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque. [12]

#### I.5.3.2 Technologie des cellules PV

Une cellule photovoltaïque peut être réalisée avec de nombreux semi-conducteurs. En réalité il existe aujourd'hui trois principales filières technologiques : le silicium cristallin, les couches minces :

##### ➤ La première génération (Le silicium cristallin)

Modules PV était constituée de modules à structure cristalline de silicium. Bien que la technologie cristalline de silicium ait été la première technologie de module PV développée,

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

elle n'est pas aujourd'hui obsolète et certaines améliorations ont été apportées ces dernières années à cette technologie, qui reste en fait la technologie de module PV la plus utilisée. La famille de la structure cristalline du silicium comporte deux technologies : le silicium monocristallin et le silicium multi cristallin. Le silicium monocristallin est difficile à obtenir. En effet, il nécessite un taux de pureté très élevé et donc plusieurs étapes de purification. Ces étapes sont délicates et donc coûteuses. Le rendement du silicium monocristallin est le plus élevé, il est compris entre 12 et 20% Son coût élevé est aujourd'hui un handicap (Figure I.16).

Le silicium multi cristallin est devenu aujourd'hui la technologie la plus utilisée. A elle seule elle représente près de 50% du marché. Ces cellules sont obtenues par coulage de cristaux de silicium ce qui rend sa structure hétérogène (Figure I.15). Son rendement est légèrement inférieur au silicium monocristallin il est compris entre 10 et 14% selon les fabricants. En revanche sa fabrication est beaucoup plus simple, les coûts de production sont donc plus faibles. Malgré le rendement inférieur de cette technologie, le principal avantage des cellules solaires multi-cristallines par rapport aux autres technologies de cellules solaires est la réduction du coût obtenue en simplifiant le processus de fabrication. [13]

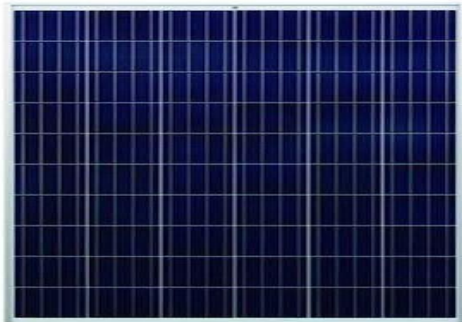


Figure I.15 : silicium multi cristallin



Figure I.16 : silicium monocristallin.

### ➤ La deuxième génération (Couche mince)

Ces modules couches minces en anglais- font l'objet de nombreux travaux de recherche actuellement. Les rendements actuels de l'ordre de 6 à 8% devraient augmenter dans les années à venir. Ils sont peu chers et adaptés quand de grandes superficies sont disponibles dans l'installation.

Le terme « couche mince » couvre un large éventail de technologies :

- Le silicium cristallin en couche mince,
- Le tellure de Cadmium (CdTe, filière innovante),

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

- Le cuivre/indium/sélénium ou cuivre/indium/Gallium/sélénium (CIS ou CIGS filières innovantes),
- Les cellules à double (tandem) ou à triple jonction (3a-si),
- Les cellules à base d'oxyde de titane [13]

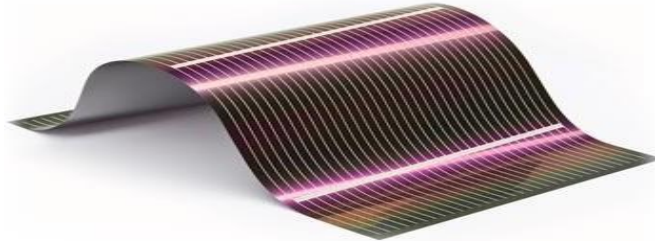


Figure I.17 : Modules en couches minces. [13]

### I.5.3.3 Caractéristique du module PV

La figure (I.18) montre la caractéristique I(V) pour un module de 36 cellules en série et 2 branches en parallèle. La caractéristique de puissance P(V) est aussi importante et sera visualisée en même temps que la caractéristique I(V).

L'équation I.3 représente la puissance du module :

$$P = V_{mod} \times I_{mod} \quad (I.3)$$

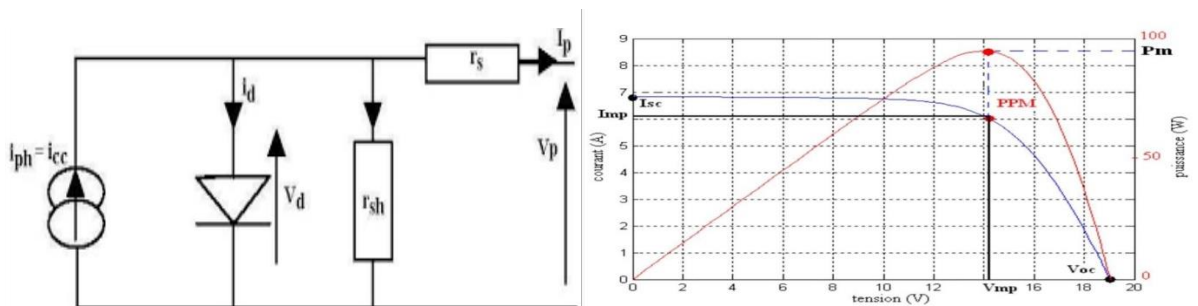


Figure I18 : circuit équivalent et les caractéristiques I(V), et P(V) du module PV

D'après les caractéristiques I(V) et P(V), on peut déterminer les points essentiels suivants.

- Le courant de court-circuit ( $I_{sc}$ ) : C'est le courant débité par la cellule quand la tension à ses bornes est nulle. En pratique ce courant est très proche du courant photovoltaïque  $I_{PH}$
- La tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ ) : C'est la tension qui apparaît aux bornes de la cellule quand le courant débité est nul.
- Le point de puissance maximale (PPM): C'est le point où le générateur travaille en rendement maximal et produit une puissance de sortie maximale.

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

- $I_m$  et  $V_m$  : Le courant et la tension correspondants au point PPM respectivement.
- Rendement : Le rendement énergétique d'un générateur photovoltaïque est défini par le rapport entre la puissance électrique maximale générée et la puissance incidente sur sa superficie [14]
- Facteur de forme : C'est le facteur qui indique le degré d'idéalité de la caractéristique I (V).

Le facteur de forme d'une cellule de bonne qualité est supérieur à 0.7 [14], il s'exprime par la relation ci-après :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} \times I_{sc}} = \frac{I_m \times V_m}{I_{sc} \times V_{oc}} \quad (I.4)$$

### I.5.4 Choix des onduleurs

Le rôle de l'onduleur photovoltaïque est de transformer le courant continu fourni par le champ photovoltaïque en un courant alternatif ayant toutes les caractéristiques du courant alternatif fourni par le réseau électrique. Les conditions que les onduleurs solaires doivent remplir dans toute installation connectée au réseau sont les suivantes : L'efficacité, la densité de puissance, le coût d'installation et la minimisation du courant de fuite.

#### I.5.4.1 Type d'onduleurs solaire

Trois types d'onduleurs sont utilisés dans les centrales photovoltaïques : [15]

**Onduleur central** : Dans cette configuration, l'onduleur ne perçoit pas les différences de caractéristiques entre les courants produits par les différents strings. Ils sont en effet couplés au préalable au niveau du boîtier de raccordement. C'est à partir de ce courant (d'intensité égale à la somme des courants et de tension égale à la tension la plus haute des différents strings) réellement perçu par l'onduleur est que celui-ci adaptera ses caractéristiques d'entrées pour faire fonctionner le générateur photovoltaïque à son point de puissance maximum.

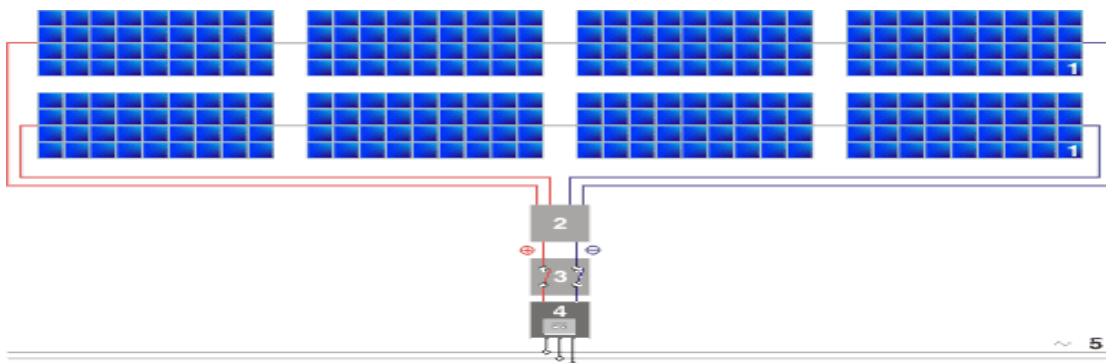


Figure I.19 : Onduleur central. [15]

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

- **Avantage :** un coût réduit et simplicité et rapidité de montage.
- **Inconvénient :** La tension de sortie et donc la production énergétique est très facilement perturbée par un string plus faible (ombrage, nombres de panneaux, type de cellule,...). Ce type de raccordement ne permet pas de travailler avec des strings de natures différentes sans altérer considérablement la production.

**Onduleur string :** Dans cette configuration, chaque onduleur peut exploiter au mieux chaque string.

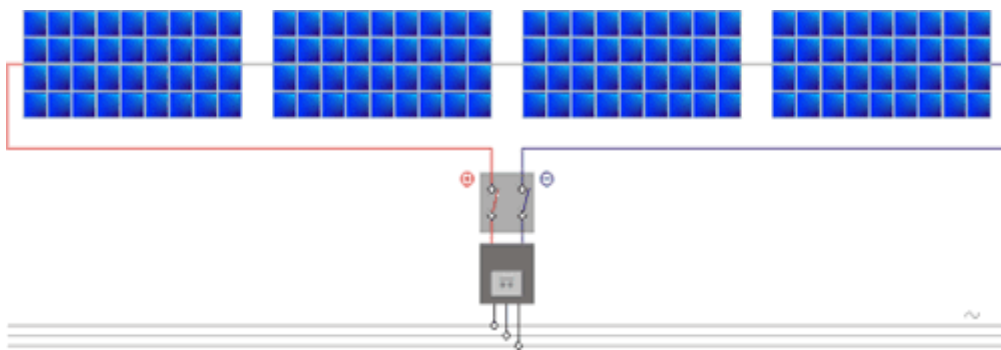


Figure I.20 : Onduleur string. [15]

- **Avantage :** Recherche du point de puissance maximale (MPP) pour chaque string.
- **Inconvénient :** Influence de la perte de rendement d'un module (dû à l'ombrage, à la saleté, ou à une défaillance) sur les performances des modules du string.

**Onduleur Multi-string :** Dans ce cas, combinant en quelque sorte les configurations "string et centralisées", les entrées sont équipées chacune de leur propre MPPT. Les différents courants continus générés sont d'abord synchronisés avant d'être transformés en courant alternatif.

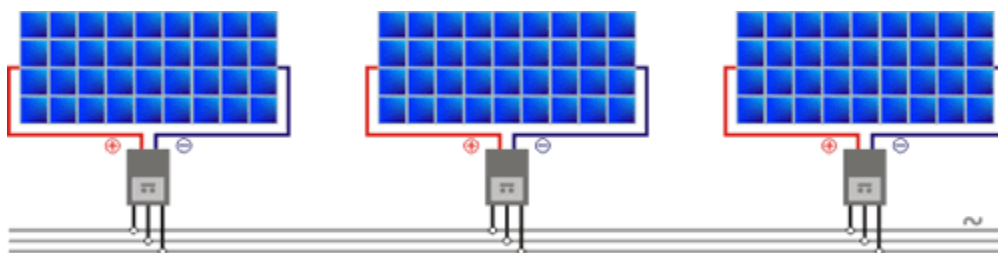


Figure I.21 : Onduleur multi-string. [15]

- **Avantage :** Pas de câblage en courant continu, l'ombrage d'un panneau et sa perte de rendement résultante n'affecte pas la production des autres panneaux.
- **Inconvénient :** Un coût élevé, la maintenance en général de ce type d'onduleur est directement intégré au panneau. Sa défaillance entraîne le remplacement du panneau

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

(hors la durée de vie de celui-ci est normalement inférieure à celle du panneau).

### I.5.4.2 Dimensionnement de l'onduleur

Le dimensionnement des onduleurs repose sur trois critères [16,17], la compatibilité en courant, la compatibilité en tension, et la compatibilité en puissance.

**Compatibilité en courant** : Un onduleur est caractérisé par un courant maximal admissible en entrée. Ce courant d'entrée limite correspond au courant maximal que peut supporter l'onduleur côté DC. Lorsque le courant d'entrée de l'onduleur côté DC est supérieur au courant maximal admissible par l'onduleur, celui-ci continue de fonctionner mais fournit au réseau la puissance correspondante à son courant maximal. On veillera donc à s'assurer que le courant débité par le groupe photovoltaïque ne dépasse pas la valeur du courant maximal admissible  $I_{max}$  par l'onduleur. Par ailleurs, comme les courants s'ajoutent lorsque les modules sont en parallèles, la valeur de  $I_{max}$  va déterminer le nombre maximum de chaînes photovoltaïques en parallèle. Cela dépendra évidemment du courant délivré par une chaîne photovoltaïque.

**Compatibilité en tension** : Pour calculer le nombre de modules en série nécessaires pour qu'une chaîne PV délivre une tension comprise dans la plage de tension MPPT (Maximum Power Point) de l'onduleur, les deux critères suivants peuvent être pris en compte. La tension MPP délivrée par la chaîne PV, à une température de module de  $-20^{\circ}\text{C}$  et une irradiation de  $1000 \text{ W/m}^2$ , doit être inférieure à la valeur maximale de la plage de tension MPPT de l'onduleur. Cela permet de déterminer le nombre maximum de modules PV en série. La tension MPP fournie par la chaîne PV, à une température de module de  $70^{\circ}\text{C}$  et un ensoleillement de  $1000 \text{ W/m}^2$ , doit être supérieure à la valeur minimale de la plage de tension MPPT de l'onduleur. Cela permet de déterminer le nombre minimum de modules PV en série.

**La compatibilité en puissance** : Un onduleur est caractérisé par une puissance maximale admissible en entrée. Lorsque la puissance en entrée de l'onduleur, côté DC, est supérieure à la puissance maximale admissible par l'onduleur, celui-ci continue de fonctionner mais fournit au réseau sa puissance maximale. Celle-ci n'est pas la puissance maximale que pourrait délivrer les modules, car l'onduleur s'est calé sur un point de fonctionnement (c'est-à-dire un couple Tension - Courant) ne correspondant pas au point de puissance maximale. Le groupe photovoltaïque ne délivre pas donc toute sa puissance : il est sous-exploité. La valeur de la puissance maximale en entrée de l'onduleur va limiter la quantité de modules du groupe photovoltaïque relié à l'onduleur. En effet, il faut veiller que la puissance du groupe photovoltaïque ne dépasse pas la puissance maximale admissible. La puissance délivrée par le groupe photovoltaïque variant en fonction de la luminosité et de la température, on pourra

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

considérer, pour le calcul de dimensionnement, une puissance égale à la somme des puissances crêtes de tous les modules du groupe photovoltaïque. Il faudra donc veiller que cette puissance calculée soit inférieure à la puissance maximale admissible par l'onduleur. Idéalement, la puissance délivrée par le groupe photovoltaïque doit être sensiblement égale à la puissance maximale admissible de l'onduleur.

### I.5.5 Choix du Boîtes de raccordement

Dans un système photovoltaïque (PV), les modules sont divisés en strings et en champs. Cela dépend du type d'onduleur, de la puissance totale et des caractéristiques techniques des modules. Le raccordement en série des modules s'effectue depuis les modules eux-mêmes, tandis que des boîtes de raccordement sont utilisées pour le branchement en parallèle des strings. En plus du système de raccordement, de l'espace est prévu dans les boîtes pour les dispositifs de protection contre les surintensités, les sectionneurs et les modules de protection contre les surtensions. [18]



Figure I.22 : boîtes de raccordement pour système PV. [18]

### I.5.6 Section des câbles

Les câbles DC relient les modules PV entre eux et avec les onduleurs, tandis que les câbles AC relient le reste de l'équipement électrique à l'intérieur de la centrale PV, à moins que le système de collecte de la centrale PV ne fonctionne en DC, mais de nos jours, ce n'est pas une solution courante. Les câbles installés dans un projet solaire doivent répondre aux exigences internationales et locales de ce type d'installations. Il existe trois paramètres principaux définissant les critères de sélection des câbles DC :

- Tension nominale du câble. Le câble sélectionné doit résister à la tension des modules PV connectés. Pour ce calcul, la tension en circuit ouvert des modules PV est utilisée.
- Minimisation de la chute de tension. La réduction des pertes d'énergie est un aspect clé qui peut déterminer la viabilité d'un projet de centrale PV, il est donc important de réduire la

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

chute de tension dans les câbles. Une valeur acceptable de chute de tension serait de 3%, mais il est possible d'atteindre 1% ou moins de pertes dans les câbles [19].

### I.5.7 Choix du transformateur

Un transformateur est un appareil électrique qui transfère l'énergie électrique appliquée dans un enroulement primaire à un enroulement secondaire par induction électromagnétique. Le transfert de puissance se fait à la même fréquence, mais avec une tension et un courant différents. Le rapport entre le nombre de tours de l'enroulement primaire et le nombre de tours de l'enroulement secondaire détermine s'il s'agit d'un transformateur de tension élévateur ou d'un transformateur de tension abaisseur. Il peut y avoir deux types de transformateurs dans une installation photovoltaïque : les transformateurs de distribution sont utilisés pour augmenter la tension pour le système de collecte de centrale, et les transformateurs de réseau augmentent la tension pour répondre aux exigences du réseau [19].

Un type courant de transformateur de puissance utilisé dans les centrales PV est le transformateur immergé dans l'huile. Ces transformateurs utilisent l'huile comme moyen de refroidissement et d'isolation et sont généralement logés dans de grands réservoirs pour contenir l'huile. Les transformateurs immergés dans l'huile sont connus pour leur efficacité et leur fiabilité élevées et sont souvent utilisés dans les systèmes de transmission à haute tension. Les transformateurs de type sec sont un autre type de transformateur de puissance couramment utilisé dans les centrales électriques. [20]

Les critères de sélection des transformateurs comprennent des facteurs techniques et économiques : efficacité, garantie, groupe de vecteurs, tension du système, puissance nominale, conditions du site, puissance acoustique, capacité de contrôle de la tension et cycle de fonctionnement, entre autres facteurs. En outre, le transformateur sélectionné pour tout projet photovoltaïque à grande échelle doit être certifié ISO 9001 [19].

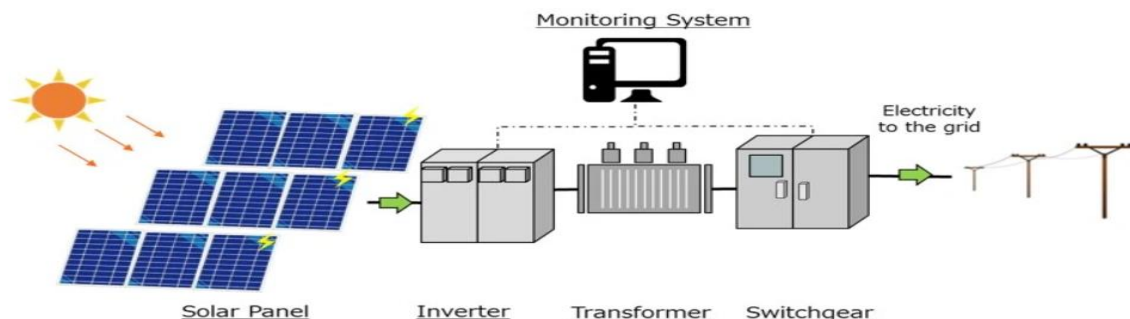


Figure I.23 : Transformateur pour central PV. [21]

### I.5.8 L'appareillage de communication

L'appareillage de commutation est l'ensemble des interrupteurs, fusibles ou disjoncteurs

## Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux

utilisés pour contrôler, protéger et isoler les équipements électriques inclus dans le système. Le type d'appareillage de commutation choisi dépendra du niveau de tension de l'interconnexion. L'appareillage typique pour les applications jusqu'à 33 kV est un appareillage interne à enveloppe métallique, de type cubique, avec des barres omnibus isolées par gaz/air et des disjoncteurs SF6 sous vide. Les appareillages de commutation installés dans une centrale PV doivent répondre aux exigences suivantes : respecter les normes CEI et les codes électriques nationaux ; indiquer clairement la position de marche et d'arrêt ; pouvoir être sécurisés par des verrous en position d'arrêt/de marche ; être calibrés pour les courants de fonctionnement et de court-circuit ; être calibrés pour la tension de fonctionnement correcte ; et être dotés d'une mise à la terre appropriée. La figure 1-24 montre la disposition générale des composants décrits pour les installations PV : Modules PV, transformateurs de distribution, transformateurs de réseau et appareillage de commutation [19].

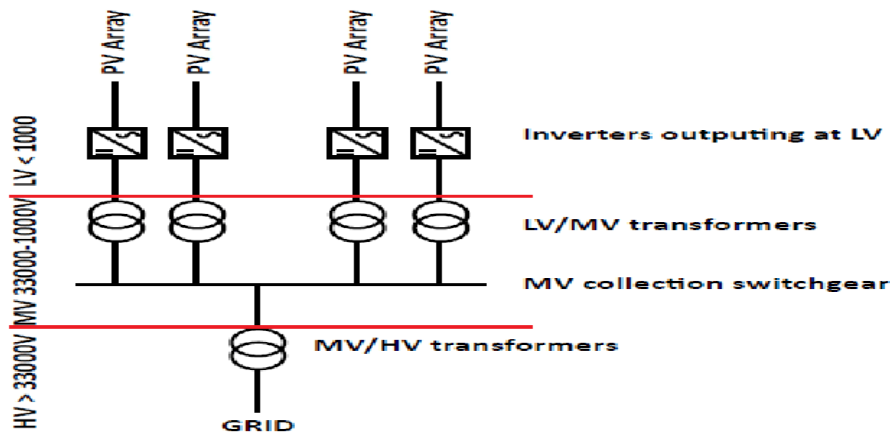


Figure 1-24 : Plan de la centrale solaire PV. [19]

### I.6 Étude économique

L'étude économique d'une centrale photovoltaïque (PV) est une analyse approfondie de la viabilité financière du projet. Elle permet d'évaluer les coûts d'investissement, les recettes générées par la vente d'électricité et la rentabilité globale de la centrale sur sa durée de vie.

#### I.6.1 Le coûts de la centrale PV

Ce coût comprend l'investissement initial, ainsi que les coûts d'exploitation, de maintenance et de main-d'œuvre pendant la durée de vie de centrale PV. [22]

##### I.6.1.1 L'investissement initial de la centrale solaire PV

Etant le cœur de tout projet, l'investissement est une dépense qui se distingue des autres par le fait qu'il ne se produit qu'une fois durant la durée de vie du projet et prend en considération les projections dans l'avenir. Ici l'investissement regroupe les coûts fixes (le

## **Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux**

coût de réalisation de la centrale ou investissement initial) et les coûts variables (les coûts annuels d'exploitation et de maintenance). Le coût de réalisation de la centrale inclut l'achat des équipements, du site, le génie civil et le coût du transport durant la construction.[22]

### **I.6.1.2 La maintenance de la centrale solaire PV [22]**

La maintenance est l'ensemble des activités visant à maintenir ou à rétablir le service de la centrale pour assurer la continuité et la qualité de la production. Elle est composée d'une part de la maintenance préventive ayant pour objet de réduire la probabilité de défaillance ou de dégradation des équipements et d'autre part la maintenance curative qui est effectuée après défaillance. Les actions de maintenance doivent être envisagées durant le cycle de vie de l'installation. Ces opérations sont effectuées par ordre de priorité d'assurance et de maintien de la sécurité des biens et des personnes. Le coût de la maintenance est évalué annuellement à près d'un pourcent (1%) de l'investissement initial de la centrale et il prend en compte les équipements à remplacer Comme par exemple le remplacement des onduleurs chaque 10 ans, le remplacement des connecteurs, des panneaux solaires cassés, des accessoires défectueux.

### **I.6.1.3 L'exploitation de la centrale solaire PV**

L'exploitation de l'installation PV est l'ensemble des activités nécessaires pour la production d'énergie électrique pour les clients de la société. Elle regroupe la bonne gestion des équipements, le maintien de la chaîne de production, le pilotage et la coordination des activités de maintenance. Elle améliore la performance de la centrale PV sur la base de données et des analyses obtenues des systèmes de surveillance pour :

- Contrôler en temps réel la production de l'installation ;
- Suivre les éventuels incidents ;
- Gérer les pannes et les indisponibilités (découplage du réseau, défauts électriques...);
- Planifier les interventions de maintenance ;
- Contrôler la sécurité du parc (sécurité technique, intrusions).

Le coût d'exploitation est pris comme égal à 10% de l'investissement initial. [22]

### **I.6.1.4 La main d'œuvre de la centrale PV**

Les divers représentent l'ensemble des activités imprévues et nécessaires au bon fonctionnement du système. Ils regroupent le paiement du personnel, les agents de nettoyages des équipements, les vigiles, les dépenses d'imprévus, etc. Ce coût est estimé à

## **Chapitre I: Généralités sur les systèmes PV connectée aux réseaux**

0,5% de l'investissement. [22]

### **I.6.2 la rentabilité de la centrale solaire PV**

La rentabilité du projet constitue le rapport entre les bénéfices financiers réalisés et l'investissement initial pour l'installation. C'est une donnée à prendre en charge avant de se lancer dans les travaux. En effet cela permettrait de savoir la somme d'argent à mobiliser pour produire l'électricité et aussi de savoir sous combien de temps l'achat des équipements sera amorti. [22]

#### **I.6.2.1 Détermination du prix du kWh**

Le prix du kilowattheure d'électricité est déterminé en prenant le rapport de l'investissement total sur l'énergie produite par l'installation durant toute sa durée de vie. Le prix du kilowattheure comme l'indique son unité, il se traduit par le montant à investir pour la production d'un kilowatt d'énergie annuellement ou sur toute la durée d'exploitation de la centrale électrique. Ici il est calculé par rapport à la durée de vie de l'installation du champ photovoltaïque. C'est ainsi qu'à cet effet que nous pouvons avoir une idée sur le prix de vente de l'électricité pour assurer la rentabilité du projet. Alors que ce montant est beaucoup plus inférieur au montant de la tarification, d'où la rentabilité de ce projet. [22]

#### **I.6.2.2 Le retour sur investissement**

Le retour sur investissement ou délai de récupération du capital investi (DRC) est un facteur important de tout investissement. Encore appelé « *playback* », il définit la durée au bout de laquelle l'investisseur recouvre le montant total des capitaux investis. Il est le rapport entre l'investissement total et le montant engendré par l'activité. Un délai court est un critère pour un investissement intéressant car cela facilite notamment les prévisions, ainsi que la stabilité de l'entreprise. [22]

### **I.7 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons examiné les divers composants d'un système photovoltaïque, ainsi que les concepts fondamentaux de l'énergie solaire et la construction d'un tel système. Nous avons exploré le principe de la conversion photovoltaïque, les technologies employées et les différents types de connexions photovoltaïques, en mettant particulièrement l'accent sur les systèmes connectés au réseau, qui sont au cœur de notre étude. Nous avons démontré comment mener une analyse technico-économique pour chaque élément de cette installation, en prenant en compte les paramètres nécessaires, tout en calculant les coûts de maintenance et les investissements requis pour assurer des performances optimales.

---

## **CHAPITRE II**

### **Etude et dimensionnement d'un centrale PV connectée au réseau**

---



## Chapitre II : Etude et dimensionnement d'une centrale PV raccordé au réseau

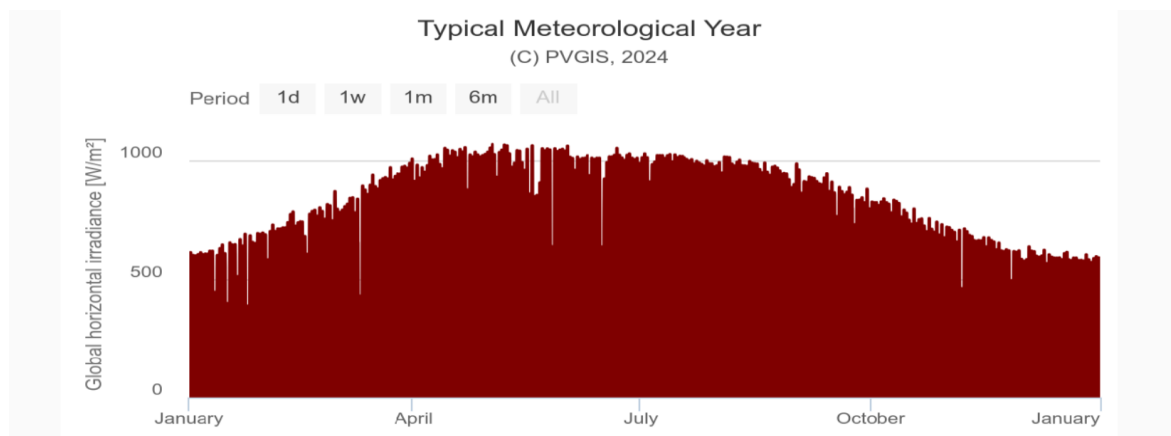


Figure II.2 : Courbe le rayonnement solaire obtenu à partir du logiciel PVGIS.

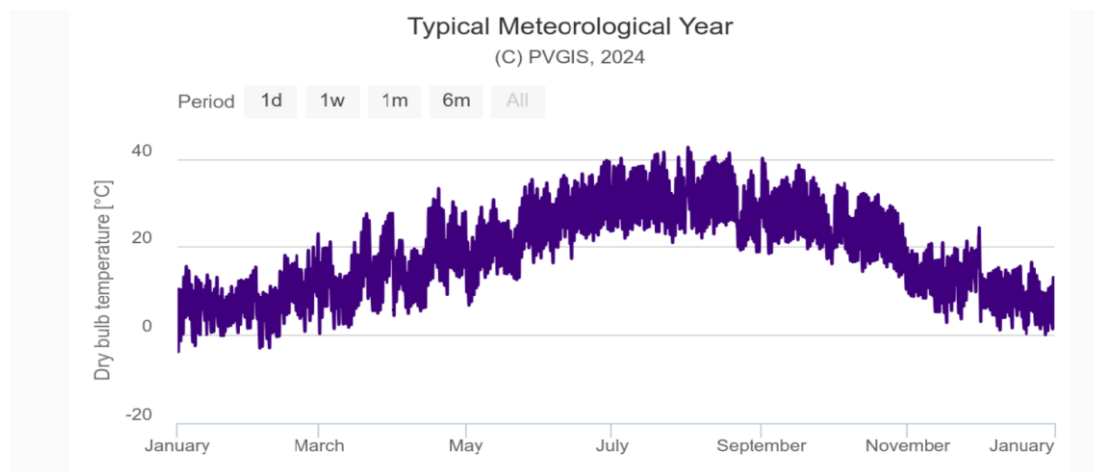


Figure II.3 : Courbe de température obtenue à partir du logiciel PVGIS.

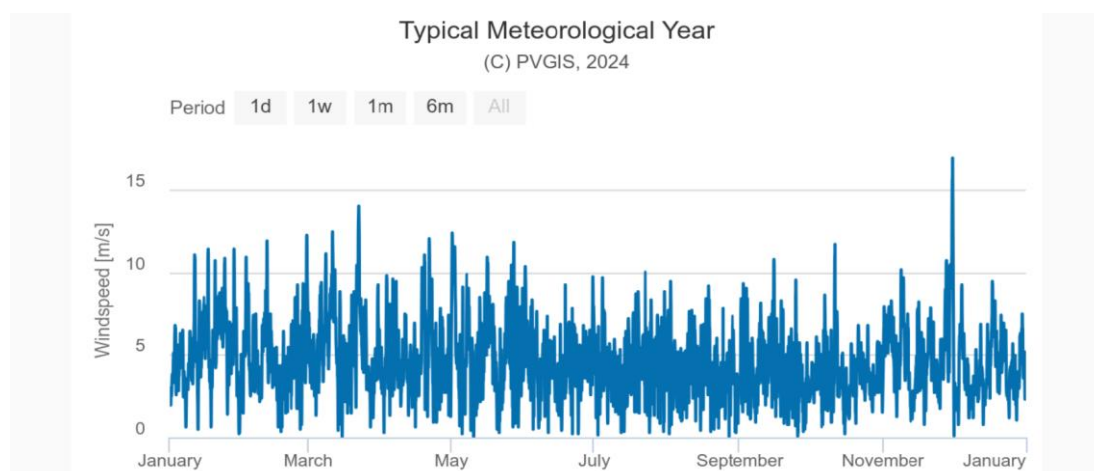


Figure II.4 : Courbe des vitesses du vent obtenue à partir du logiciel PVGIS.

### **II.3 Dimensionnement de la centrale PV**

Le dimensionnement consiste à déterminer le nombre et les caractéristiques de l'équipement de l'installation photovoltaïque ainsi que la conception de la centrale solaire photovoltaïque pour assurer une production stable et efficace. Dans notre cas, la puissance totale est calculée à partir de la capacité de la centrale solaire connectée au réseau, sans prendre en compte le stockage interne de la consommation. En retour, le réseau répondra aux besoins en électricité pendant la nuit.

La centrale a une capacité totale de 300 MW, divisée en trois sous-centrales de 100 MW chacune. Chaque sous-centrale est composée de 25 lignes de production électrique de 4 MW, et chaque ligne est constituée de 4 sous-champs de 1 MW. À ce stade, nous sommes en train de déterminer le dimensionnement de la ligne de production électrique de 4 MW. Cela implique de sélectionner la technologie de l'équipement photovoltaïque, de calculer le nombre de modules photovoltaïques nécessaires et la surface qu'ils occupent, ainsi que de déterminer le nombre de boîtes de raccordement, d'onduleurs solaires, de transformateurs et de câbles de connexion requis.

#### **II.3.1 Choix des modules PV**

Le bon choix du module photovoltaïque est crucial pour la mise en œuvre de projets solaires efficaces et rentables. Les caractéristiques du module choisi sont représentées dans le tableau (II.2).

*Tableau II.2 : Les caractéristiques du module PV*

Modèle	FU500M Silk Premium
Type de technologie	cellules solaires mono-cristallines
Dimensions	2185 * 1098 * 35 mm
Puissance crête	500 Wc
Tension (Voc)	51.6 V
Courant (Ioc)	12.34 A
Tension (Vmpp)	42.85 V
Courant (Impp)	11.67 A
Rendement	20.84

#### **II.3.2 Choix des onduleurs**

Le choix de l'onduleur approprié dépend de plusieurs facteurs, tels que la taille du système solaire, la configuration des panneaux, les conditions environnementales et les exigences spécifiques du projet. Après une analyse approfondie, notre choix s'est arrêté sur un

## Chapitre II : Etude et dimensionnement d'une centrale PV raccordé au réseau

modèle spécifique qui répond non seulement à nos besoins actuels, mais qui anticipe également nos exigences futures. Le tableau (II.3) présente les caractéristiques techniques détaillées de notre onduleur solaire sélectionné.

Tableau II.3 : Les caractéristiques de l'onduleur

Modèle	SMA_Central_4000UP OND
Type d'onduleur	Onduleur central 4 entrées
Tension d'entrée maximale	1500 v
Tension de fonctionnement	880–1325 V
Courant d'entrée maximal	4750 A
Puissance de sortie nominale	3600 kW (à 50 °C)
Tension nominale AC	600 V
Courant nominal AC	3850 A
Rendement	98.8

### II.3.3 Calcul du nombre de modules PV

Le nombre total de modules PV à installer dans la ligne de production ( $N_m$ ) est calculé sur la base de la capacité estimée du système. Nous allons calculer le nombre de modules photovoltaïques dans le champ de l'onduleur de 4 MW, puis en déduire le nombre total de modules dans la centrale.

$$N_m = \frac{\text{la puissance du champ GPV}}{\text{la puissance nominale du module PV}} \quad (\text{II.1})$$

Le nombre final de modules PV dans le système sera recalculé ultérieurement.

#### II.3.3.1 Calcul du nombre de modules PV en série

Le calcul du nombre de modules PV en série est une étape importante dans la conception d'un champ solaire, il est calculé par l'équation suivante [23] :

$$N_{ms} = \frac{V_{mid}}{V_{mpp}} \quad (\text{II.2})$$

$$V_{mid} = \frac{V_{i,min} + V_{i,max}}{2} \quad (\text{II.3})$$

$V_{mid}$  : la tension moyenne de la plage d'entrée de l'onduleur.

$V_{mpp}$  : Tension maximale du module PV.

$V_{i,min}$  : la tension minimale de l'onduleur MPP.

$V_{i,max}$  : la tension maximum de l'onduleur MPP.

## Chapitre II : Etude et dimensionnement d'une centrale PV raccordé au réseau

### II.3.3.2 Calcul du nombre des branches parallèles

Le nombre des branches parallèle peut être calculé à l'aide de la formule suivante :

$$N_{bp} = \frac{N_m}{N_{ms}} \quad (\text{II.4})$$

Tableau II.4 : Le nombre de modules PV en ligne.

Nombre de modules PV	8000
nombre des branches parallèle	308
nombre de modules PV en série	26

### II.3.3.3 Calcul du nombre des structures

Pour minimiser la surface occupée par les modules photovoltaïques dans la centrale, nous avons combiné deux strings dans chaque structure et chaque string en deux lignes.

$$N_{str} = \frac{N_{bp}}{2} \quad (\text{II.5})$$

$$N_{str/ent} = \frac{N_{str}}{N_{ent,ond}} \quad (\text{II.6})$$

$N_{str/ent}$  : Nombre de structures d'entrée de l'onduleur.

$N_{ent,ond}$  : Nombre d'entrées de l'onduleur.

Le nombre réel des branches parallèles à installer est calculé par l'équation :

$$N_{bp(ins)} = N_{ent,ond} \times N_{str/ent} \times 2 \quad (\text{II.7})$$

### II.3.3.4 Nombre final de modules PV

Le nombre final de modules PV est calculé à l'aide de l'équation suivante :

$$N_{m,f} = N_{bp(ins)} \times N_{ms} \quad (\text{II.8})$$

Tableau II.5 : Nombre finale de modules PV en ligne.

Nombre final de modules PV	8112
Nombre de modules PV en parallèle	312
Nombre de modules PV en série	26
Nombre de structures par sous-champs	39

## Chapitre II : Etude et dimensionnement d'une centrale PV raccordé au réseau

### II.3.4 Calcule La puissance maximale de la structure

La puissance maximale de chaque structure photovoltaïque est calculée par équation :

$$P_{str} = P_m \times N_{m, str} \quad (II.9)$$

$N_{m, str}$  : Nombre de modules PV dans la structure.

$P_m$  : la puissance nominale du module (Wc).

Tableau II.6 : La puissance maximale d'une structure PV.

Puissance nominale de module (Wc)	500
Nombre de modules PV dans la structure	52
la puissance maximale de la structure (Wc)	26000

### II.3.5 Surface occupée par ligne de production

La surface occupée par les modules PV de chaque ligne de production est un facteur important pour la planification et l'estimation des coûts. La surface totale peut être calculée en suivant les étapes suivantes:

#### II.3.5.1 Calcul la surface occupée par la structure

Le calcul de la surface occupée par la structure du champ solaire photovoltaïque est une étape importante pour s'assurer que le champ dispose de l'espace nécessaire. La surface occupée par la structure peut être calculée en suivant les étapes ci-dessous :

➤ **Calcul de la longueur d'une structure :**

$$L_{str} = Longueur_{PV} \times N_{m/line} \quad (II.10)$$

$N_{m/line}$  : Nombre de modules PV dans la ligne.

➤ **Calcul de la Largeur d'une structure :**

$$W_{str} = Largeur_{PV} \times N_{line/str} \quad (II.11)$$

$N_{line/str}$  : Nombre de lignes dans une structure.

➤ **La surface occupée par la structure :**

$$S_{str} = L_{str} \times H_{str} \quad (II.12)$$

$$H_{str} = W_{str} \times \cos(\beta) \quad (II.13)$$

$H_{str}$  : projection de la largeur ( $W_{str}$ ) de la structure.

( $\beta$ ) : Angle d'inclinaison du module PV à Hassi Dellaa ( $33.3^\circ$ ).



Figure II.5 : surface occupée par la structure PV.

### II.3.5.2 Calcul la distance entre deux rangées de structures

La distance entre deux rangées de structures est un élément important de la planification, de l'installation et de l'efficacité du projet. La distance peut être calculée à l'aide de la relation suivante ou  $h = W_{str}$  : [24]

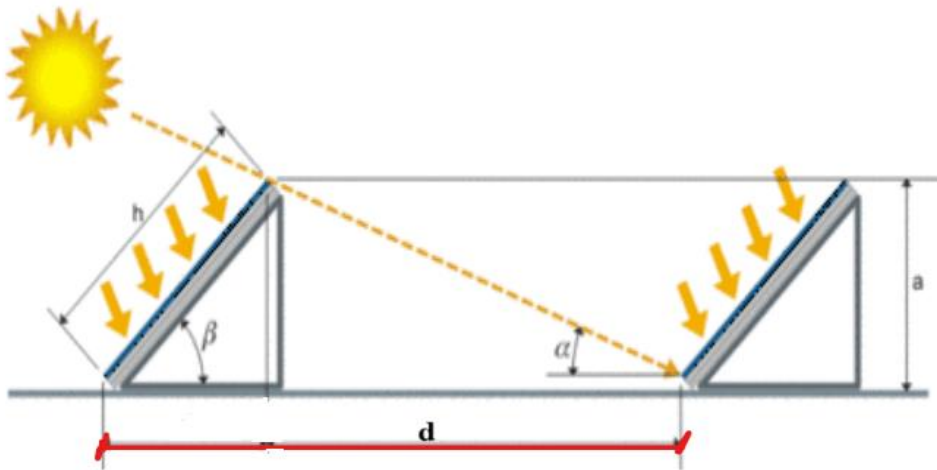


Figure II.6 : distance entre deux structures.

$$D = h \times \frac{(\cos \beta + \sin \beta)}{\tan \alpha} \quad (\text{II.14})$$

( $\alpha$ ) : la hauteur solaire minimum 21 décembre à Hassi Dallah soit un angle de ( $33.25^\circ$ ).

## Chapitre II : Etude et dimensionnement d'une centrale PV raccordé au réseau

### II.3.5.3 Calcul de la surface occupée par ligne

La surface du champ de la ligne de production PV est un élément crucial du dimensionnement d'une centrale solaire, car elle détermine la quantité de modules PV qui peuvent être installés et, par conséquent, la puissance de production d'électricité de la centrale.

L'onduleur solaire à 4 entrées donc on a 4 sous-champs de 1MW par ligne, la surface du champ photovoltaïque est calculée par l'équation (II.15).

$$S_{ch} = S_{s-ch} \times N_{ent,ond} \quad (II.15)$$

#### ➤ Calcul de la surface du sous-champ GPV

Après une analyse approfondie afin d'optimiser la surface occupée par chaque sous-champ, nous proposons une disposition stratégique qui consiste à disposer 8 structures par largeur et 5 structures par longueur, formant ainsi 5 rangées de panneaux solaires.

$$S_{s-ch} = L_{s-ch} \times W_{s-ch} \quad (II.16)$$

$$L_{s-ch} = D \times N_{line,str} \quad (II.17)$$

$$W_{s-ch} = (L_{str} + E_{str}) \times N_{str,line} \quad (II.18)$$

$L_{ch}$  : Longueur totale du sous-champ.

$W_{ch}$  : largeur totale du sous-champ.

$N_{lin,str}$  : Nombre de lignes de structure dans la sous-champ.

$N_{str/lin}$  : Nombre de structures dans la ligne.

$E_{str}$  : L'espacement entre les structures GPV sur une même rangée.

Tableau II.7 : Surface occupée par les modules dans le champ GPV.

La surface occupée par la structure [ $m^2$ ]	104.27
La distance entre deux rangées de structures (m)	9.27
la surface du sous-champ GPV (ha)	1.07
la surface du champ de la ligne (ha)	4.28

### II.3.6 Choix d'une boîte de raccordement

Dans le cadre de notre projet d'installation solaire, le choix de la boîte de raccordement revêt une importance cruciale pour assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité de notre système photovoltaïque. Après une évaluation minutieuse des différentes options disponibles,

## Chapitre II : Etude et dimensionnement d'une centrale PV raccordé au réseau

notre choix s'est porté sur la StringBox 20, une solution robuste et performante qui répond à nos exigences spécifiques.

Tableau II.8 : Les caractéristiques de boîte de raccordement.

Type	StringBox 20
Nombre maximum de chaînes d'entrée	20
type de fusibles	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA
Tension DC maximale	1500V

La StringBox 20 se distingue par plusieurs caractéristiques clés qui en font un choix optimal pour notre projet. Tout d'abord, sa capacité à accueillir jusqu'à 20 chaînes d'entrée permet une grande flexibilité dans la conception de notre installation solaire, nous permettant d'adapter la configuration selon nos besoins spécifiques.

De plus, le type de fusibles utilisé, des fusibles gPV de 10 x 85 mm avec une capacité de 30 kA, garantit une protection efficace contre les surintensités et les courts-circuits, assurant ainsi la sécurité des équipements et des personnes.

Un autre avantage notable de la StringBox 20 est sa capacité à supporter une tension DC maximale de 1500V, ce qui en fait une solution adaptée aux applications nécessitant une haute tension, tout en assurant une efficacité énergétique optimale. En choisissant la StringBox 20 comme boîte de raccordement pour notre installation solaire, nous sommes confiants dans notre capacité à garantir une performance fiable et durable, tout en maintenant un haut niveau de sécurité.

### II.3.6.1 Calcul de nombre de boîtes de raccordements

Pour déterminer le nombre de boîtes de raccordements nécessaires pour la centrale photovoltaïque PV nous suivons l'équation (II.19) [25].

$$\text{Nbr, ch} = \frac{\text{nombre de branches } N_{mp}(ins)}{\text{nombre d'entrée string Nbr}} \quad (\text{II.19})$$

$N_{br, ch}$  : nombre de boîtes de raccordements dans le ligne.

### II.3.6.2 Vérification en tension

$$V_{oc, chain MAX} = N_{m/chain} \times V_{oc} \times \left(1 + \left(\frac{C_{coeff} V_{oc}}{100}\right)\right) \times (T_{amb, min} - 25) \quad (\text{II.20})$$

$N_{m, chain}$  : nombre des panneaux par chaîne.

Coeff,  $V_{oc}$  : coefficient de température pour la tension  $V_{oc}$ .

$T_{amb, min}$  : Température ambiante min du site.

## Chapitre II : Etude et dimensionnement d'une centrale PV raccordé au réseau

### II.3.6.3 Choix des fusibles

$$1.4 \times I_{sc} \leq I_{fuse} \geq I_{inv,max} \quad (II.21)$$

$I_{sc}$  : courant de court-circuit du panneau photovoltaïque.

$I_{fuse}$  : Courant du fusible.

$I_{inv,max}$  : courant inverse maximale du panneau.

Ces données sont disponibles sur la fiche technique du panneau.

### II.3.6.4 Choix de l'interrupteur / sectionneur

$$I_{n,int} \geq 1,25 \times I_{sc} \times N_{chaines} \quad (II.22)$$

$N_{chaines}$  : numéro des chaînes de panneaux en parallèle sur la boîte de raccordement.

Tableau II.9 : le nombre de boîtes de raccordements dans le champ GPV.

Nombre de strings par boîte de raccordement	20
nombre de boîtes de raccordements champ	16
Vérification en tension (V)	1343
Choix des fusibles (A)	$17 \leq I_{fuse} \leq 25$
Choix de l'interrupteur / sectionneur (A)	$I_{n\_int} \geq 311.25$

### II.3.7 Calcul du nombre d'onduleurs

Le nombre d'onduleurs est calculé selon la relation suivante :

$$N_{ond(s-cen)} = \frac{\text{Puissance sous-centrale}}{\text{Puissance l'onduleur}} \quad (II.23)$$

$$N_{ond,tot} = N_{ond(s-cen)} \times N_{s-cen} \quad (II.24)$$

$N(s-cen)$  : nombre sous-centrale PV.

$N_{ond,tot}$  : nombre total d'onduleurs sur centrale.

❖ En calculant le nombre d'onduleurs, nous déduisons le nombre total de modules PV et la surface qu'ils occupent dans centrale en utilisant la relation suivante :

#### II.3.7.1 Nombre de modules PV et surface occupée sur sous-centrale

$$N_{m(s-cen)} = N_{ond(s-cen)} \times N_{ms} \times N_{bp(ins)} \quad (II.25)$$

$$S_{m(s-cen)} = N_{ond(s-cen)} \times S_{ch} \quad (II.26)$$

## Chapitre II : Etude et dimensionnement d'une centrale PV raccordé au réseau

$N_{m(s-cen)}$  : Nombre de modules PV sur sous-centrale.

$S_{m(s-cen)}$  : surface occupée de modules PV sur sous-centrale.

### II.3.7.2 Nombre total de modules PV et surface occupée sur centrale

$$N_{m,total} = N_{ond,total} \times N_{ms} \times N_{bp(ins)} \quad (II.27)$$

$$S_{m,total} = N_{ond,total} \times S_{ch} \quad (II.28)$$

$N_{m,total}$  : Nombre total de modules PV sur centrale.

$S_{m,total}$  : Surface total occupée par les modules PV sur centrale.

### II.3.8 Choix d'un transformateur

#### ➤ Transformateur élévateur à deux entrées (MT)

Le tableau II.10 expose en détail les spécifications de notre transformateur élévateur. Avec une puissance nominale de 10MW, ce transformateur est dimensionné pour gérer des charges importantes, offrant ainsi une capacité suffisante pour répondre à nos exigences de transmission d'électricité à grande échelle.

Tableau II.10 : Les caractéristiques de transformateur élévateur.

Puissance nominale	10MW
Tension d'entrée	600V
Tension de sortie	30KV
Refroidissement	Huile

La tension d'entrée de 600V et la tension de sortie de 30KV démontrent la capacité du transformateur à effectuer une conversion significative de la tension, permettant ainsi un transport efficace de l'électricité sur de longues distances avec des pertes minimales. De plus, le refroidissement par huile garantit une dissipation thermique efficace, assurant ainsi un fonctionnement optimal même dans des conditions de charge élevée et de températures ambiantes variables.

En choisissant ce transformateur élévateur à deux entrées, nous sommes confiants dans notre capacité à garantir une transmission d'électricité stable, sécurisée et efficace, contribuant ainsi à la robustesse et à la fiabilité de notre infrastructure énergétique.

#### ➤ Transformateur Principal (HT)

Dans cette vaste infrastructure énergétique de la centrale en cours d'étude, Le choix du transformateur principal est essentiel pour garantir une distribution efficace et sécurisée de l'électricité à travers le réseau. Notre décision s'est portée sur un transformateur principal dont

## Chapitre II : Etude et dimensionnement d'une centrale PV raccordé au réseau

les caractéristiques techniques sont en parfaite adéquation avec les exigences de notre système.

Tableau II.11 : Les caractéristiques de transformateur principal.

Puissance nominale	120MW
Tension d'entrée	30KV
Tension de sortie	220KV
Refroidissement	Huile

### II.3.9 Calcul de la section des câbles

Le calcul de la section des câbles est un aspect crucial de la conception d'un système solaire photovoltaïque, visant à garantir une transmission efficace et sûre de l'électricité générée par les panneaux solaires, les convertisseurs (onduleurs)...etc.

Nous sommes en mesure de déterminer avec précision la section requise pour nos câbles DC et AC, en prenant en considération les spécificités de notre installation solaire, telles que la distance entre les panneaux solaires et l'onduleur, la distance entre tous les composants de notre installation côté AC et ainsi que les caractéristiques électriques des composants du système. Ce calcul nous permet d'optimiser l'efficacité de notre système et de garantir un fonctionnement fiable et sûr dans toutes les conditions.

#### II.3.9.1 Câble DC

L'équation utilisée pour déterminer la section du câble DC est la suivante [25] :

$$S = \frac{2 \times \rho \times L \times I_{mp}}{\Delta U \times V_{mpp,ch}} \quad (II.29)$$

S : Section du câble DC (mm<sup>2</sup>).

(ρ) : Résistivité du conducteur (cuivre =0,017 Ω.mm<sup>2</sup>/m).

L : La longueur du câble.

I<sub>mpp</sub> : Courant de structure à P<sub>max</sub> STC.

ΔU : La chute de tension limite en pourcent (1%).

V<sub>mpp,ch</sub> : Tension de la chaîne à P<sub>max</sub> STC.

Suite à l'application de la formule de calcul de la section des câbles DC, en utilisant les données fournies dans le tableau II.12, nous avons obtenu des résultats significatifs pour chaque étape de notre installation solaire.

## Chapitre II : Etude et dimensionnement d'une centrale PV raccordé au réseau

Tableau II.12 : section des câbles DC.

Le début	La fin	Longueur (m)	Conducteur	Section (mm <sup>2</sup> )
Structures	Boîtes de raccd	44	Cuivre	4.5
Boîtes de raccd	Boîtes de jonc	80	Cuivre	70
Boîtes de jonc	Onduleur	20	Cuivre	70

- Pour relier les structures aux boîtes de raccordement on a proposé une distance de 44 mètres, une section de câble de 4.5 mm<sup>2</sup> en cuivre est recommandée.
- De même, pour le câblage entre les boîtes de raccordement et les boîtes de jonction sur une distance proposée de 80 mètres, une section de 70 mm<sup>2</sup> est préconisée.
- Enfin, pour la liaison entre les boîtes de jonction et l'onduleur sur une distance de 20 mètres, une section de câble de 70 mm<sup>2</sup> est recommandée.

Ces résultats fournissent des informations précieuses pour le dimensionnement correct des câbles DC de notre installation solaire, assurant ainsi une transmission efficace de l'électricité à travers chaque étape du processus et garantissant un fonctionnement fiable et sûr de notre système.

### II.3.9.2 Câble AC

La formule II.30 représente un outil essentiel dans la conception et la planification des installations électriques, permettant de déterminer la section appropriée des câbles en fonction de plusieurs paramètres clés [26].

$$S = \frac{a \times \rho \times L \times I_b}{U \times \Delta U} \times \cos(\varnothing) \quad (\text{II.30})$$

a : Coef est égale à 1 pour triphasé phase-neutre, et 2 pour le monophasé.

I<sub>b</sub> : Courant maximal donné par le fabricant d'onduleur.

ΔU : Chute de tension absolue.

U : Voltage maximal donné par le fabricant d'onduleur.

Cos (ϕ) : Facteur de puissance égale à 0,89.

Les résultats du calcul de la section des câbles AC, présentés dans le tableau II.13, fournissent des informations précieuses pour dimensionner correctement les câbles dans différentes parties de notre installation électrique.

## Chapitre II : Etude et dimensionnement d'une centrale PV raccordé au réseau

Tableau II.13: section des câbles AC.

Le début	La fin	Longueur (m)	Conducteur	Section (mm <sup>2</sup> )
Onduleur	Trans élévateur	15	Cuivre	240
Trans élévateur	Poste 30kv	100	Cuivre	95
Poste 30kv	Trans principal	100	Cuivre	95

➤ Pour relier l'onduleur au transformateur élévateur sur une distance proposée de 15 mètres, une section de câble en cuivre de 240 mm<sup>2</sup> est recommandée. Cette section permettra une transmission efficace de l'électricité du côté basse tension de l'onduleur vers le côté haute tension du transformateur élévateur.

➤ De même, pour la liaison entre le transformateur élévateur et le poste 30kV sur une distance proposée de 100 mètres, une section de câble de 95 mm<sup>2</sup> en cuivre est préconisée. Cette section plus importante est nécessaire pour transporter efficacement l'électricité à haute tension sur une plus longue distance, garantissant ainsi une transmission optimale vers le poste 30kV.

➤ Enfin, pour la liaison entre le poste 30kV et le transformateur principal sur une distance proposée de 100 mètres, une section de câble en cuivre sera déterminée en fonction des spécifications du transformateur principal et des exigences de sécurité et de performance de notre installation électrique."

### II.3.10 Puissance injectée dans le réseau

La puissance qui peut être injectée dans le réseau est calculée en tenant compte des pertes dans l'onduleur, le transformateur élévateur et le câble du côté CA. La formule utilisée pour ce calcul est la suivante [23]:

$$P_{cent} = (\eta_{TR} \times \eta_{cable} \times \eta_{ond}) \times P_{ond} \times N_{ond} \quad (II.31)$$

$\eta_{TR}$ : le rendement du transformateur d'interconnexion et est fixé à (99%). [23].

$\eta_{cable}$ : le rendement des connexions des câbles AC, cette valeur est fixée à (99,5%). [27].

$\eta_{ond}$ : le rendement de l'onduleur (98.8%).

$P_{ond}$ : est la puissance de sortie maximale de l'onduleur.

$N_{ond}$ : est le nombre d'onduleurs.

### II.3.11 Énergie totale injectée dans le réseau

Pour calculer l'énergie totale injectée dans le réseau pour chaque pas de temps, nous utilisons l'équation (II.32). [23].

## Chapitre II : Etude et dimensionnement d'une centrale PV raccordé au réseau

$$E_{cent,tot} = P_{cent} \times \Delta t \quad (II.32)$$

$E_{cent,tot}$  représente l'énergie totale injectée dans le réseau pour chaque pas de temps.

$P_{cent}$  est la puissance injectée dans le réseau, calculée précédemment.

$\Delta t$  représente le nombre de pas de temps pris en compte dans les calculs de la centrale photovoltaïque en cours d'étude.  $\Delta t$  est égal à 2920 heures par an, ce qui équivaut à 8 heures par jour comme durée d'ensoleillement dans la région de Hassi Dellea.

Tableau II.14 : Energie totale centrale PV injectée dans le réseau.

La puissance injectée dans le réseau	292 MW
L'énergie totale injectée dans le réseau	853 GWh

Les résultats présentés dans le tableau II.14 fournissent une vue d'ensemble de l'énergie totale injectée dans le réseau par la centrale photovoltaïque. Avec une puissance injectée dans le réseau de 292 MW, l'énergie totale injectée s'élève à 853GWh. Ces chiffres illustrent l'ampleur de la contribution de la centrale photovoltaïque à la production d'électricité du réseau. En transformant la puissance injectée sur une période de temps donnée en énergie totale, nous obtenons un aperçu précis de la contribution de la centrale photovoltaïque à l'approvisionnement énergétique régional. Ces données jouent un rôle crucial dans l'évaluation de la performance et de l'impact de la centrale photovoltaïque sur le réseau électrique, ainsi que dans la planification future des infrastructures énergétiques.

### II.3.12 Résultats de dimensionnement

Les résultats de dimensionnement de la centrale PV, comme présentés dans le tableauII.14, fournissent un aperçu détaillé de la configuration et de l'infrastructure nécessaires pour chaque composant de cette installation solaire d'envergure.

La sous-centrale PV, avec une capacité de 100 MW, est équipée de 26 modules PV en série et de 312 branches en parallèle. Elle est alimentée par 25 onduleurs et compte un total impressionnant de 202 800 modules PV. Cette sous-centrale occupe une surface de 107,33 hectares et nécessite l'installation de 400 boîtes de raccordements. De plus, elle est connectée à 13 transformateurs élévateurs de moyenne tension (MT) pour assurer la conversion de l'électricité produite.

En comparaison, la centrale PV principale, d'une capacité de 300 MW, suit une configuration similaire avec 26 modules PV en série et 312 branches en parallèle. Cependant, en raison de sa plus grande capacité, elle est alimentée par 75 onduleurs et compte un nombre total impressionnant de 608 400 modules PV, occupant une surface de 322 hectares. De plus, cette centrale nécessite 1200 boîtes de raccordements et est connectée à 39 transformateurs élévateurs de moyenne tension (MT) ainsi qu'à 3 transformateurs principaux de haute tension (HT).

## Chapitre II : Etude et dimensionnement d'une centrale PV raccordé au réseau

Tableau II.15 : Résultats de dimensionnement de la centrale PV.

	sous-centrale PV (100MW)	centrale PV (300MW)
nombre de modules PV en série	26	26
nombre de branches parallèles	312	312
nombre d'onduleurs	25	75
nombre total de modules PV	202800	608400
surface occupée modules PV (ha)	107.33	322
nombre de boîtes de raccordements	400	1200
Transformateur élévateur (MT)	13	39
Transformateur principal (HT)	1	3

Ces résultats démontrent la grandeur et la complexité de cette centrale PV, ainsi que l'importance d'une planification minutieuse pour assurer son fonctionnement efficace et fiable. La configuration détaillée de chaque composant reflète l'engagement envers une production d'énergie solaire à grande échelle, contribuant ainsi à la transition vers une économie énergétique durable et renouvelable.

### II.4 Étude économique de centrale PV

L'étude de faisabilité économique d'une centrale solaire PV est une analyse approfondie qui évalue la viabilité financière d'un projet de centrale solaire. Elle permet de déterminer si la centrale est susceptible de générer un rendement suffisant pour couvrir les investissements totaux de vie du projet. Pour mener une étude économique complète de la centrale photovoltaïque, vous devriez prendre en compte plusieurs aspects, notamment :

#### II.4.1 Coût total de la centrale PV

Ce coût comprend l'investissement initial, ainsi que les coûts d'exploitation, de maintenance et de main-d'œuvre pendant les 25 ans de durée de vie de l'installation. L'équation II.33 permet de calculer le coût total de la centrale PV [22].

$$C_c = C_i + (C_m + C_{exp} + C_{m,o}) \times an \quad (II.33)$$

## Chapitre II : Etude et dimensionnement d'une centrale PV raccordé au réseau

$C_i$  : le coût L'investissement initial (€).

$C_m$  : le coût de maintenance (€).

$C_{exp}$  : le cout de d'exploitation (€).

$C_{m,o}$  : le coût La main d'œuvre (€).

### II.4.1.1 Coût de l'investissement initial

Pour calculer le coût initial de l'investissement [23], nous utilisons l'équation II.34

$$C_i = (N_m \times C_{pv}) + (N_{ond} \times P_{ond} \times C_{ond}) + (N_{tr} \times P_{trns} \times C_{tr}) + (BOS \times P_{cent}) + (C_{gc} \times P_{cent}) \quad (II.34)$$

$C_{pv}$  : le coût des modules PV (250 €). [28]

$C_{ond}$  : le coût des onduleurs solaires (50 KW/€). [29]

$C_{tr}$  : le coût des transformateurs (20 KVA/€). [27]

BOS : le coût des composants de l'équilibre du système (74 KW/€). [30]

$C_{gc}$  : le coût associé à la construction et à l'installation des composants de la centrale photovoltaïque (165 KW/€). [30]

### II.4.1.2 Coût de maintenance

Le coût annuel de la maintenance et du remplacement des équipements est estimé à environ 1% de l'investissement initial dans la centrale [22].

$$C_m = \frac{1}{100} \times C_i \quad (II.35)$$

### II.4.1.3 Coût de d'exploitation

Le coût annuel d'exploitation est estimé à environ 10% de l'investissement initial dans la centrale. [22]

$$C_{exp} = \frac{10}{100} \times C_i \quad (II.36)$$

### II.4.1.4 Coût La main d'œuvre

Le coût annuel de la main d'œuvre est estimé à environ 0.5% de l'investissement initial dans la centrale.[22]

$$C_{m,o} = \frac{0.5}{100} \times C_i \quad (II.37)$$

Ces résultats fournissent une estimation détaillée des coûts impliqués dans la mise en place de la centrale photovoltaïque, ce qui permet d'évaluer l'ampleur de l'investissement nécessaire et de planifier les budgets de manière appropriée.

## Chapitre II : Etude et dimensionnement d'une centrale PV raccordé au réseau

Tableau II.16 : Le coût total de la centrale PV.

	le coût
modules PV [€]	152100000
onduleurs solaires [€]	15000000
Transformateurs [€]	15000000
BOS [€]	21608000
construction et à l'installation [€]	48180000
<b>L'investissement initial [€]</b>	<b>251888000</b>
coût de maintenance 25 ans [€]	62972000
coût de d'exploitation 25 ans [€]	629720000
coût La main d'œuvre 25 ans [€]	31486000
<b>coût l'investissement total de centrale [€]</b>	<b>976066000</b>

### II.4.2 Rentabilité de la centrale PV connectée au réseau

#### II.4.2.1 Calcul de prix unitaire de production de la centrale

Le prix du kilowattheure d'électricité est déterminé par le rapport entre l'investissement total et l'énergie produite par la centrale pendant sa durée de vie.

$$Cu = \frac{\text{l'investissement total}}{\text{Energie produite sur 25 ans (kWh)}} \quad (\text{II.39})$$

Selon l'article du Centre de recherche algérien Club Energia, la valeur du kWh est entre 0.032 € et 0.044 €. [31].

#### II.4.2.2 Revenus bruts

Les revenus bruts sont la somme de tous les revenus générés par la centrale photovoltaïque pendant la durée de vie du projet. L'équation II.40 est utilisée pour calculer les revenus bruts [25].

$$R_{\text{brut}} = Pr(\text{electricité}) \times E_{\text{cent, tot}} \times \text{ans} \quad (\text{II.40})$$

$Pr(\text{electricité})$  : le prix de l'électricité de la centrale photovoltaïque [€/KWh].

#### II.4.2.3 Délai de récupération

Il s'agit d'un facteur important dans tout investissement qui détermine la période de temps après laquelle l'investisseur récupère le montant total du capital. La formule utilisée pour délai de récupération est la suivante :

## Chapitre II : Etude et dimensionnement d'une centrale PV raccordé au réseau

$$\text{DRCI} = \frac{\text{Investissement total}}{\text{Revenu annuel}} \quad (\text{II.41})$$

Tableau II.117 : La rentabilité d'une centrale PV

le prix de l'électricité [€/KWh]	0.045
Revenus bruts de l'année (€)	39042640
Revenus bruts de 25 ans (€)	937904000
délai de récupération (ans)	6.5

### II.5 Conclusion

Dans ce chapitre, le dimensionnement de la centrale photovoltaïque a été minutieusement étudié, soulignant une initiative d'une envergure impressionnante et d'une complexité remarquable. Les données détaillées fournies dans le tableau II.15 mettent en lumière la nécessité d'une planification minutieuse, ainsi que l'importance d'une infrastructure électrique sophistiquée pour garantir un fonctionnement fiable et efficace à grande échelle. L'étude économique de la centrale photovoltaïque met en évidence une perspective financière favorable, démontrant le potentiel lucratif de l'énergie solaire à grande échelle. Les résultats révèlent une rentabilité attrayante, avec un délai de récupération relativement court de 6,5 ans et des revenus bruts substantiels sur une période de 25 ans. Cela souligne non seulement la viabilité financière du projet, mais également son rôle essentiel dans la transition vers une économie énergétique plus durable et renouvelable.

---

## **CHAPITRE III**

# **Simulation de la centrale PV connectée au réseau**

---

## **Chapitre III : simulation de la centrale PV connectée au réseau**

### **III.1 Introduction**

La simulation d'une centrale photovoltaïque est une étape très importante dans la conception et l'optimisation de projets solaires. PVsyst est l'un des logiciels les plus utilisés pour cette tâche. La comparaison des résultats obtenus par le programme PVsyst avec ceux obtenus par les calculs du chapitre précédent est une étape fondamentale pour valider la précision et la fiabilité des simulations effectuées.

### **III.2 Présentation du logiciel PVsyst**

PVsyst est un logiciel permettant d'étudier et de simuler des systèmes photovoltaïques et de dimensionner des panneaux solaires. Il fournit des informations telles que la production d'énergie, le rayonnement, les coûts d'installation, la surface nécessaire et la production annuelle d'énergie. Conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs, il constitue également un outil pédagogique très utile. Il offre une approche décontractée qui guide les utilisateurs tout au long de l'élaboration de leur projet.

PVsyst permet d'importer des données météo d'une dizaine de sources différentes ainsi que des données personnelles.

### **III.3 Simulation de la centrale**

Afin de simuler la centrale photovoltaïque de 300 MWc (Mégawatts crête), il est nécessaire de suivre une série d'étapes détaillées pour s'assurer que tous les aspects techniques, économiques et environnementaux sont pris en compte.

#### **III.3.1 Emplacement et météorologie**

Importez ou sélectionnez les données météorologiques pour le site. PVsyst propose plusieurs bases de données climatiques et permet d'importer des données personnalisées. Le site sélectionné est situé près de Hassi Dalaa (Wilaya de Laghouat) et est identifié à l'aide de ses coordonnées géographiques dans la Figure (III.1) du chapitre précédent. Une fois la sélection faite et les données enregistrées, une fenêtre affichant les données météorologiques pour le site apparaît.

## Chapitre III : simulation de la centrale PV connectée au réseau

	Irradiation globale horizontale	Irradiation diffuse horizontale	Température	Vitesse du vent	Turbidité Linke	Humidité relative
	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	°C	m/s	[-]	%
Janvier	139.9	35.1	9.7	3.30	2.762	52.1
Février	176.0	46.9	11.4	3.80	3.112	44.1
Mars	222.8	73.1	16.2	4.10	4.443	35.8
Avril	274.0	85.6	20.1	4.39	5.253	31.7
Mai	291.9	109.9	25.2	4.30	6.392	27.8
Juin	313.1	114.7	30.1	3.80	7.000	24.4
Juillet	313.0	111.3	34.3	3.50	7.000	20.8
Août	284.1	107.4	33.1	3.30	7.000	24.2
Septembre	233.2	81.8	27.6	3.20	6.495	34.7
Octobre	196.0	56.6	22.6	2.90	4.946	40.3
Novembre	158.1	36.0	14.8	3.00	3.451	48.8
Décembre	128.9	34.0	10.6	3.20	2.945	54.6
<b>Année</b>	<b>227.8</b>	<b>74.5</b>	<b>21.3</b>	<b>3.6</b>	<b>5.067</b>	<b>36.6</b>

Figure III.1 : Rayonnement global et diffus, température et vitesse du vent à Hassi Dalaa.

### III.3.2 Orientation des modules PV

La disposition de montage des modules PV est définie comme étant au sol, L'angle d'inclinaison est égal à la latitude pour obtenir les meilleurs résultats et, en fonction de l'emplacement prédéfini, pour optimiser le rendement annuel, l'angle d'azimut optimal est fixé à 0° (orientation vers le sud).

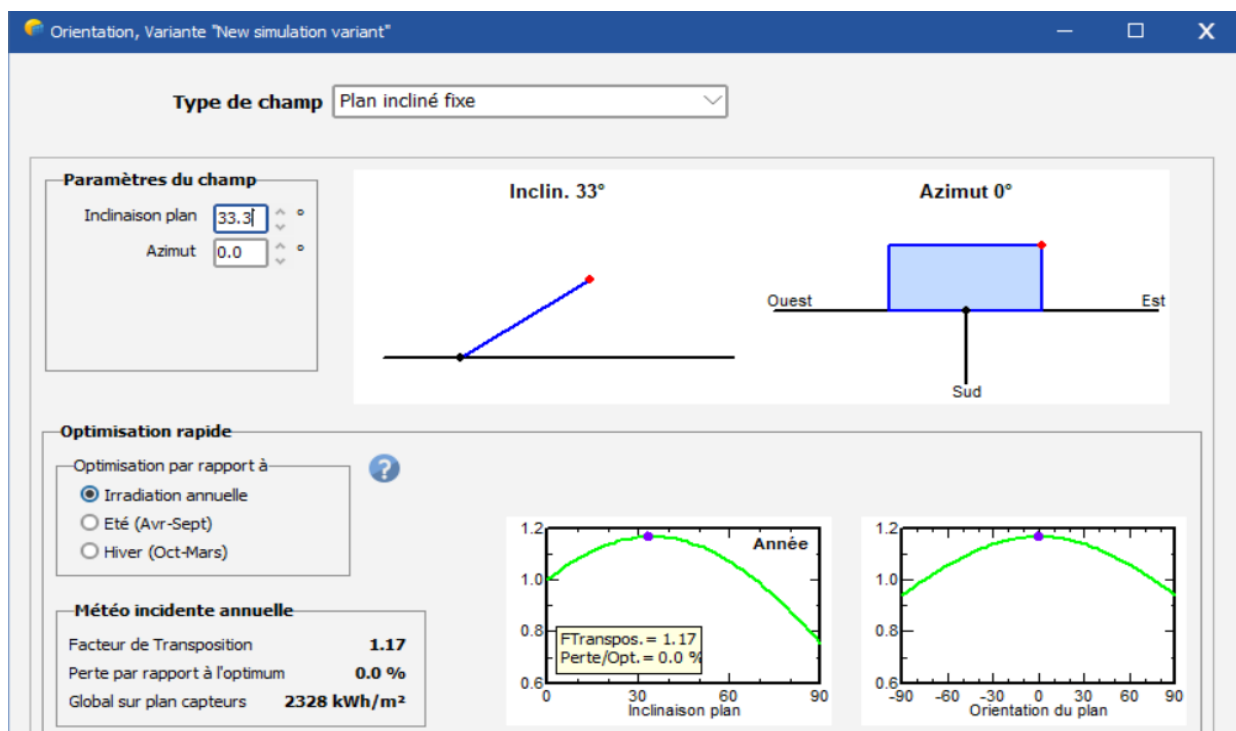


Figure III.2 : Orientation et inclinaison des modules PV.

## Chapitre III : simulation de la centrale PV connectée au réseau

### III.3.3 Configuration du système

La puissance nominale du système est fixée à 4 MW, ce qui représente la puissance de chaque ligne de production de la centrale, c'est-à-dire 75 champs PV dans notre cas étudié. La surface active et le rendement annuel sont automatiquement calculés. Lors de la sélection de la technologie des modules PV et des onduleurs, le nombre de modules PV en série et en parallèle ainsi que le nombre d'onduleurs requis sont calculés par l'outil de calcul PVsyst en entrant le paramètre de capacité de conception. La figure (III.3) illustre les résultats de dimensionnement obtenus.

**Sous-champ**

Nom et orientation du sous-champ: Nom: Sous-champ #75, Ordre: 75, Orient.: Plan incliné fixe, Inclinaison: 33°, Azimut: 0°.

Aide au dimensionnement: Entrez Pnom désirée: 4000.0 kWc, ou surface disponible(modules): 19193 m².

**Sélection du module PV**

Modules nécessaires approx.: 8000.

500 Wp 36V Si-mono FU500M Silk Premium Futurasun Manufacturer 2021.

Dimens. des tensions: Vmpp (60°C) 37.3 V, Vco (-10°C) 56.8 V.

**Sélection de l'onduleur**

Tension de sortie 600 V Tri 50Hz.

SMA 4000 kW - 880 - 1325 V TL 50/60 Hz Sunny Central 4000 UP Depuis 2019.

Nbre d'onduleurs: 1. Tension de fonctionnement: 880-1325 V, Puissance globale ond.: 4000 kWac, Tension entrée maximale: 1500 V.

**Dimensionnement du champ**

Nombre de modules et chaînes: Mod. en série: 26, Nb. chaînes: 312.

Cond. de fonctionnement: Vmpp (60°C) 969 V, Vmpp (20°C) 1133 V, Vco (-10°C) 1477 V.

Irradiance plan: 1000 W/m², Puiss. max. en fonctionnement (à 1000 W/m² et 50°C): 3700 kW.

Nbre modules: 8112, Surface: 19462 m², Puiss. nom. champ (STC): 4056 kWc.

**Liste des sous-champs**

Nom	#Mod #Ond.	#Chaîne #MPPT
Sous-champ #71		
- Futurasun - FU500M Silk Pre...	26	312
- SMA - Sunny Central 4000 UP	1	1
Sous-champ #72		
- Futurasun - FU500M Silk Pre...	26	312
- SMA - Sunny Central 4000 UP	1	1
Sous-champ #73		
- Futurasun - FU500M Silk Pre...	26	312
- SMA - Sunny Central 4000 UP	1	1
Sous-champ #74		
- Futurasun - FU500M Silk Pre...	26	312
- SMA - Sunny Central 4000 UP	1	1
Sous-champ #75		
- Futurasun - FU500M Silk Pre...	26	312
- SMA - Sunny Central 4000 UP	1	1

**Résumé système global**

Nombre de modules	608400
Surface modules	1459631 m²
Nbre d'onduleurs	75
Puissance PV nominale	304200 kWc
Puissance PV maximale	303998 kWDC
Puissance AC nominale	300000 kWAC
Rapport Pnom	1.014

Figure III.3 : Dimensionnement du système PV.

### III.4 Résultats de la simulation

Dans cette partie, nous examinerons en détail les résultats générés grâce à l'utilisation de PVsyst, tout en les soumettant à une analyse approfondie. De plus, nous confronterons les résultats obtenus via les simulations avec ceux issus des calculs précédents, afin de dégager des comparaisons significatives.

## Chapitre III : simulation de la centrale PV connectée au réseau

### III.4.1 Diagramme des pertes sur l'année entière

Le diagramme présenté dans la figure III.5, résume les pertes influençant la production du système PV à savoir : les pertes ohmiques du câblage, effet d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes dues à la qualité des modules...etc. Cette analyse vise à décomposer les pertes éventuelles subies par la centrale PV. On constate que l'énergie produite par le champ est de 609893 MWh, puis chute à 600494 MWh à la sortie de l'onduleur et injectée au réseau, D'où l'importance de prendre en compte l'efficacité de l'onduleur. Comme la montre de la figure (III.4).

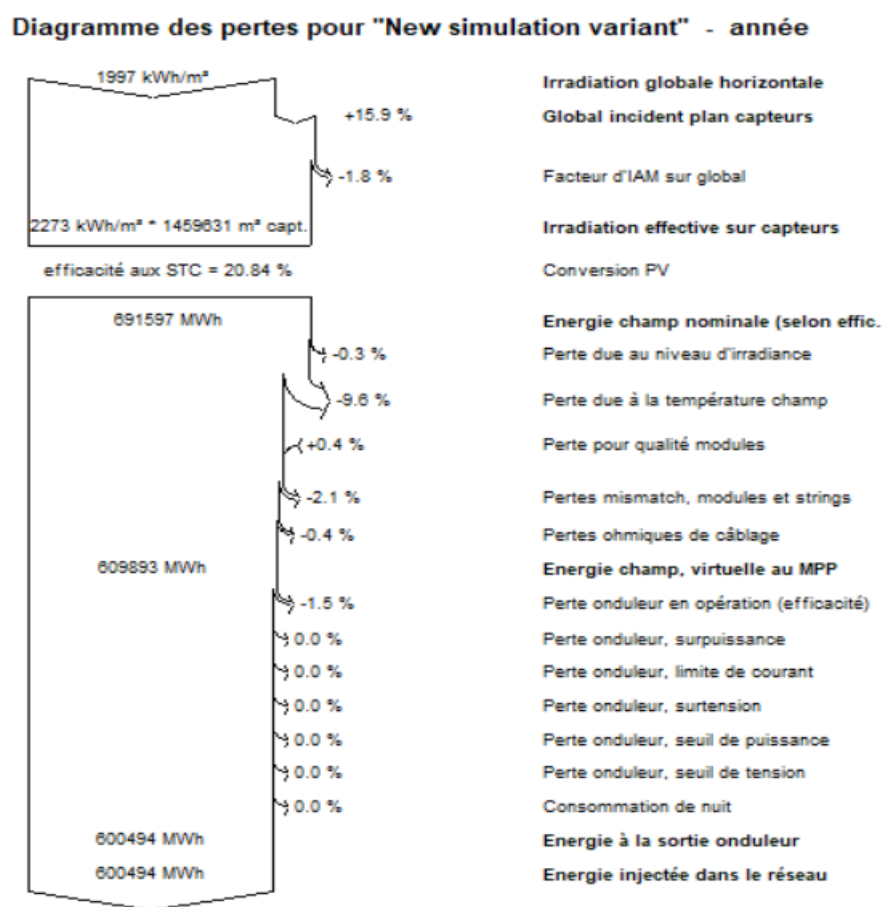


Figure III.4 : Diagramme des pertes sur l'année entière.

### III.4.2 Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux

Représente la puissance maximale théorique que les modules photovoltaïques peuvent recevoir dans des conditions d'essai normalisées. L'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux est de 6.343 KWh/jour pour un fonctionnement en mode normal. (Figure III.5).

## Chapitre III : simulation de la centrale PV connectée au réseau

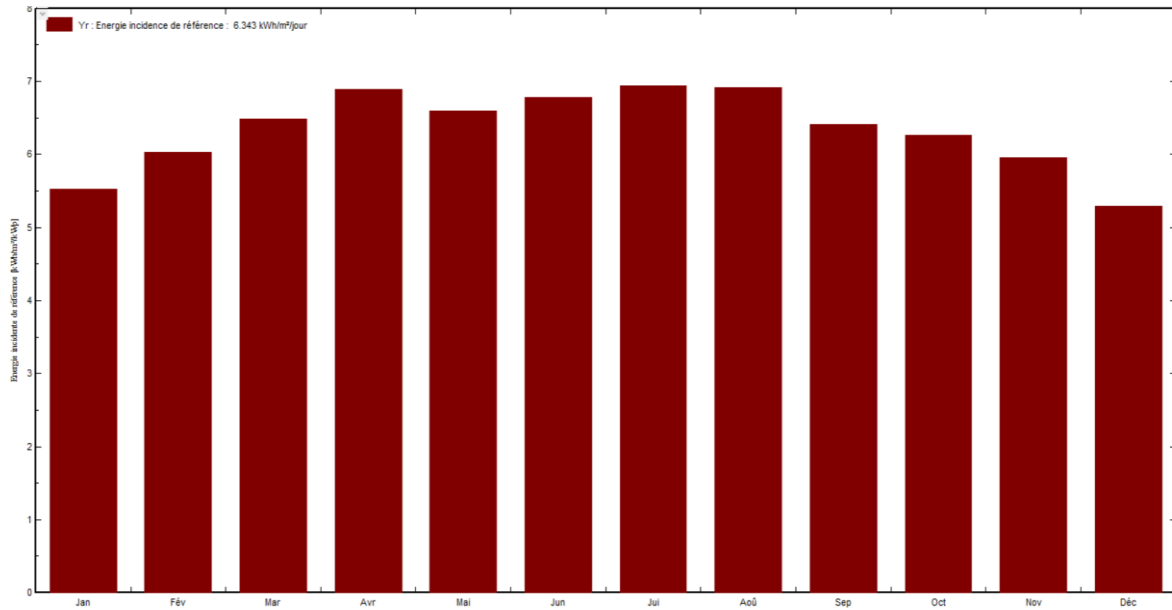


Figure III.5 : Énergie incidente de référence sur dans le plan capteurs

### III.4.3 Les productions normalisées

La quantité totale d'énergie électrique générée par le système PV tout au long de l'année pour chaque mois, L'énergie maximale est produite pendant la période estivale (juin-août), tandis que l'énergie minimale est produite pendant le mois de décembre. Lc les pertes champ PV égales à 0.85 (KWh/kWp/jr) et Ls les pertes onduleur à 0.08 (KWh/kWp/jr).

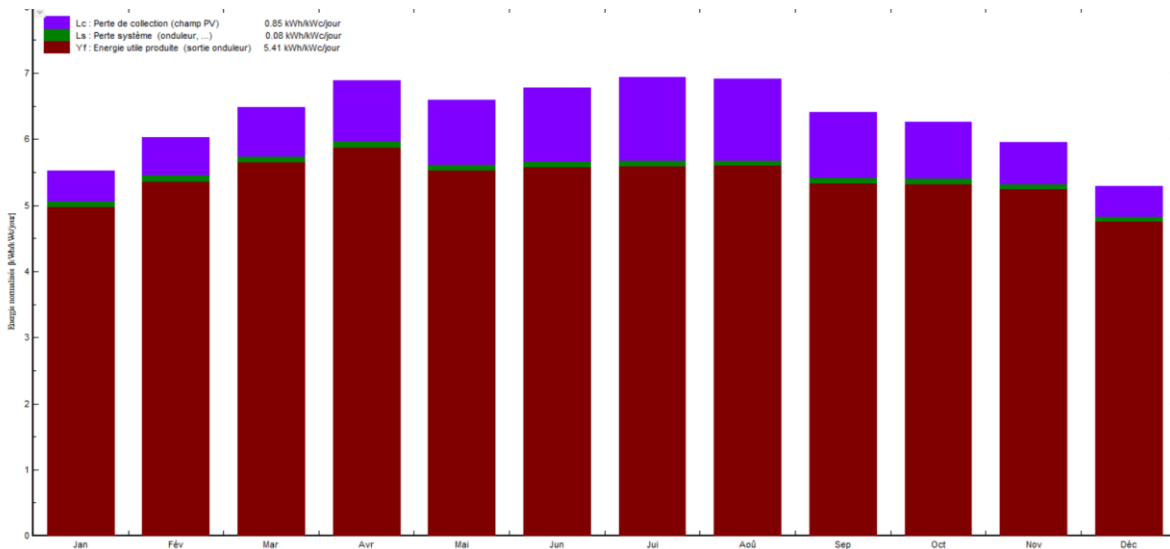


Figure III.6 : Énergie utile produite par la centrale PV (à la sortie de l'onduleur).

### III.4.4 Bilans et résultats

Le tableau III.1 représente un récapitulatif de l'énergie reçue et délivrée par l'installation au cours d'une année, mois par mois.

## Chapitre III : simulation de la centrale PV connectée au réseau

Tableau III.1 : des principales variables et de leurs résultats.

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
Janvier	104.2	26.05	9.82	171.3	169.1	47780	47017	0.902
Février	118.3	32.57	11.61	168.8	166.5	46490	45749	0.891
Mars	165.9	54.34	16.14	201.2	197.9	54211	53356	0.872
Avril	197.2	61.04	19.98	206.8	202.4	54545	53691	0.853
Mai	217.2	81.53	25.03	204.4	199.5	53059	52253	0.841
Juin	225.3	83.41	29.88	203.4	198.5	51717	50945	0.823
Juillet	232.9	83.00	34.22	215.3	210.3	53566	52777	0.806
Août	212.0	79.86	32.89	214.5	210.2	53663	52868	0.810
Septembre	168.5	59.06	27.43	192.4	188.8	49500	48753	0.833
Octobre	145.8	42.99	22.36	194.3	191.4	51030	50244	0.850
Novembre	113.7	26.20	14.74	178.8	176.8	48669	47901	0.881
Décembre	95.9	25.68	10.84	163.9	161.9	45662	44940	0.901
Année	1996.8	655.73	21.31	2315.0	2273.3	609893	600494	0.853

GloHor : Irradiation globale dans le plan horizontal. C'est notre valeur d'entrée météo.

T-Amb : Température ambiante moyenne dans la région.

GlobInc : Rayonnement global dans le plan du collecteur PV .

GolEff : Rayonnement global « effectif » sur les capteurs, c'est-à-dire après les pertes optiques (ombres lointaines et proches, IAM, pertes dues à l'encrassement).

EArray : Énergie produite par le générateur photovoltaïque (entrée des onduleurs).

E-Grid: Énergie injectée dans le réseau, après les pertes de l'onduleur et du câblage CA.

D'après le tableau des bilans et les résultats, nous constatons que la production annuelle la plus élevée est de 600 494 MWh, avec le mois d'avril enregistrant la valeur la plus élevée à 53 691 MWh. En analysant les données, nous remarquons que le rayonnement solaire en juillet atteint son apogée à 232,9 kWh/m<sup>2</sup>, tandis que la température moyenne est de 34,22°C. En revanche, en mars, le rayonnement solaire est de 197,2 kWh/m<sup>2</sup>, avec une température moyenne de 19,98°C. Il est important de souligner que les températures supérieures à 25°C semblent être le principal facteur expliquant la faible production des panneaux photovoltaïques.

### III.5 Comparés des résultats obtenus

Le tableau III.2 comparants les résultats des calculs analytiques avec ceux de PVsyst :

## Chapitre III : simulation de la centrale PV connectée au réseau

Tableau III.2 : Comparaison des résultats de PVsyst avec les calculs analytiques.

	Calculs	PVsyst
Nombre de modules en série	26	26
Nombre de branches parallèles	312	312
Nombre de modules PV	608400	608400
Surface des modules (ha)	321	146
Nombre d'onduleurs	75	75
Energie (GWh/an)	852	600.494

Le nombre de modules photovoltaïques connectés en série et en parallèle, obtenu à la fois dans les calculs et les simulations PVsyst, est identique, assurant ainsi que le nombre total de modules photovoltaïques et d'onduleurs est le même.

Cependant, la surface totale des modules PV installés obtenue dans la simulation est inférieure de 54,5 % à la surface totale obtenue dans les calculs. Cette différence s'explique par le fait que la simulation ne tient pas compte de l'espacement entre les structures PV.

En ce qui concerne l'énergie totale injectée dans le réseau, les résultats de la simulation sont inférieurs de 29,51 % à ceux des calculs. Cette disparité est attribuée aux heures de fonctionnement journalières des modules PV, étant de 8 heures dans les calculs, tandis qu'ils sont de 6,32 heures dans la simulation PVsyst.

### III.6 Conclusion

Les résultats de la simulation d'une centrale photovoltaïque de 300 MW connectée au réseau dans le sud de la Wilaya Lagawat, région de Hassi Della'a, ont confirmé que cette zone est particulièrement favorable aux projets photovoltaïques en raison de son ensoleillement abondant, bien que les variations de température puissent influencer les performances. Les données obtenues à travers PVsyst sont en accord avec celles des calculs manuels. Certains paramètres de conception obtenus dans PVsyst correspondent exactement à ceux des calculs, tandis que d'autres présentent des différences dues aux variations des paramètres du système. Cette cohérence entre les résultats des simulations et des calculs renforce la fiabilité des données générées par PVsyst, tout en soulignant l'importance d'une analyse détaillée des paramètres du système pour obtenir des prévisions précises et fiables dans le domaine de l'énergie solaire.

# Conclusion générale

---

## Conclusion générale

### Conclusion générale

Le travail présenté dans ce sujet concerne la construction d'une centrale photovoltaïque de 300 MW située dans le sud de la wilaya de Laghouat près de Hassi Dalaa pour la production de l'électricité pour l'injectée dans le réseau de distribution de Sonelgaz.

Le dimensionnement de cette centrale photovoltaïque révèle une entreprise de grande envergure, marquée par des chiffres impressionnants et une complexité notable. Avec une capacité combinée de 300 MW répartie entre la sous-centrale de 100 MW, cette installation représente un jalon significatif dans la transition vers les énergies renouvelables. Les données détaillées fournies dans le tableau II.14 mettent en lumière la nécessité d'une planification minutieuse, ainsi que l'importance d'une infrastructure électrique sophistiquée pour garantir un fonctionnement fiable et efficace à grande échelle. En outre, l'ampleur de cette centrale, avec ses centaines de milliers de modules PV, ses nombreux onduleurs et transformateurs, ainsi que ses vastes étendus de terre nécessaires, souligne l'engagement envers une production d'énergie solaire durable et renouvelable. À travers cette initiative, cette centrale joue un rôle crucial dans la lutte contre le changement climatique et la promotion d'une économie énergétique plus respectueuse de l'environnement.

L'étude économique confirme que la construction et l'exploitation d'une centrale photovoltaïque représentent un investissement judicieux, offrant à la fois des rendements financiers attractifs et des avantages environnementaux considérables. C'est un pas important vers une énergie plus propre et un avenir plus durable pour les générations futures. Les résultats combinés du dimensionnement et de l'étude économique confirment l'intérêt technique et économique significatif de la centrale photovoltaïque envisagée dans la région. En exploitant les ressources solaires abondantes de la région et en créant des opportunités économiques durables, le projet représente un catalyseur important pour la transition vers une économie énergétique propre, résiliente et prospère pour la région et ses habitants.

Les résultats de la simulation de la centrale à travers PVSyst sont en accord avec celles des calculs manuels. Certains paramètres de conception obtenus dans PVSyst correspondent exactement à ceux des calculs, tandis que d'autres présentent des différences dues aux variations des paramètres du système. Cette cohérence entre les résultats des simulations et des calculs renforce la fiabilité des données générées par PVSyst, tout en soulignant

## **Conclusion générale**

l'importance d'une analyse détaillée des paramètres du système pour obtenir des prévisions précises et fiables dans le domaine de l'énergie solaire.

L'étude démontre que la centrale photovoltaïque de 300 MWc à Hassi Dalaa est un projet viable et bénéfique à de nombreux niveaux. Elle répond aux besoins énergétiques actuels et futurs, offre des avantages économiques et environnementaux significatifs, et contribue au développement durable de la région. Ce projet représente une étape importante dans la transition énergétique de l'Algérie vers des sources d'énergie plus propres et renouvelables.

# Références bibliographiques

---

## References bibliographies

### References bibliographies

- [1] O. BOUCHIBA, « Conception, Modélisation, et Simulation d'une station hybride PV/éolienne connectée au réseau » mémoire de doctorat, université de Laghouat, 2021.
- [2] BAILEK Nadiem, « Étude et Modélisation du Flux Solaire globale sur surface inclinée dans la région de Touat » mémoire doctorat, université djillali liabes Sidi Belabes, 2017-2018
- [3] M. Aminul Islam, « Assessing the Impact of Spectral Irradiance on the Performance of Different Photovoltaic Technologies », 2021
- [4] Mohamed Lakhdar LOUAZENE, Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site d'Ouargla, Mémoire de Magister
- [5] Moulai Mohammed Racim. Rapport de stage La chaîne de conversion du système photovoltaïque 2021/2022
- [6] <https://www.encyclopedie-energie.org/lenergie-solaire-photovoltaïque-pv-une-filiere-competitive-en-site-isole/>
- [7] K. Ouabdelkader, H. Mersl, « Modélisation et contrôle d'un système photovoltaïque connecté au réseau », Mémoire Master, Université Abderrahmane Mira, Bejaia 2015
- [8] Jacques DUVAL « Energie Solaire Photovoltaïque et Son Stockage » ASPROM, Paris, 24-25 Novembre 2010.
- [9] Lalouni. « Optimisation de la qualité d'énergie électrique dans le cas d'un chargeur de batterie, Mémoire de magister », Université de Bejaia, 200
- [10] Jan Mertens, « L'industrie automobile allemande face au double choc de l'électrification du parc automobile et de l'accès aux sources énergétiques », Allemagne d'aujourd'hui, Décembre 2023.

## References bibliographies

- [11] Benmahrez, B., F. Oudihat. “Etude et dimensionnement d'une alimentation solaire pour les locaux administratifs de la société IFRI ». Mémoire d'ingénieur, Université de Bejaia, (2010).
- [12] Thomas Villemin, « Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque et interprétation physique renouvelée à l'aide d'espaces de chemins », conférence : Journées Nationales de l'Énergie Solaire (JNES), June 2022.
- [13] Helali Kamelia, « Modélisation d'une cellule photovoltaïque : Etude comparative », Thèse de doctorat Université de Tizi Ouzou, Algeria, 2012
- [14] B. Mohammed, « Modélisation d'un Système de Captage Photovoltaïque Autonome », Mémoire de Magister Centre Universitaire de Bechar, Institut des Sciences Exactes, (2008).
- [15] Azeddine Houari, « Contribution à l'étude de micro-réseaux autonomes alimentés par des sources photovoltaïques », thèse de doctorat ,2012.
- [16] Guillaume RAMI. Contrôle de tension auto adaptative pour la production décentralisée d'énergies connectées au réseau électrique de distribution. Thèse doctorat. Grenoble 2006.
- [17] Olivier Géraud. Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couple au réseau et associe à un accumulateur .Thèse doctorat. Ecole normale supérieur de Cachan.
- [18] [https://library.e.abb.com/public/4d848bf7f14846e9b2da6500ab6cbf48/1SLC009000D0301\\_Boite\\_de\\_junction\\_pour\\_systemes\\_PV\\_LR.pdf](https://library.e.abb.com/public/4d848bf7f14846e9b2da6500ab6cbf48/1SLC009000D0301_Boite_de_junction_pour_systemes_PV_LR.pdf)
- [19] IFC. International Finance Corporation, “Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants,” Washignton, D.C., 2015
- [20] <https://fr.hydgetpower.com/info/which-transformer-is-used-in-power-station82830172.html>.
- [21] <https://daelim-electric.com/fr/transformateur-solaire/>

## References bibliographies

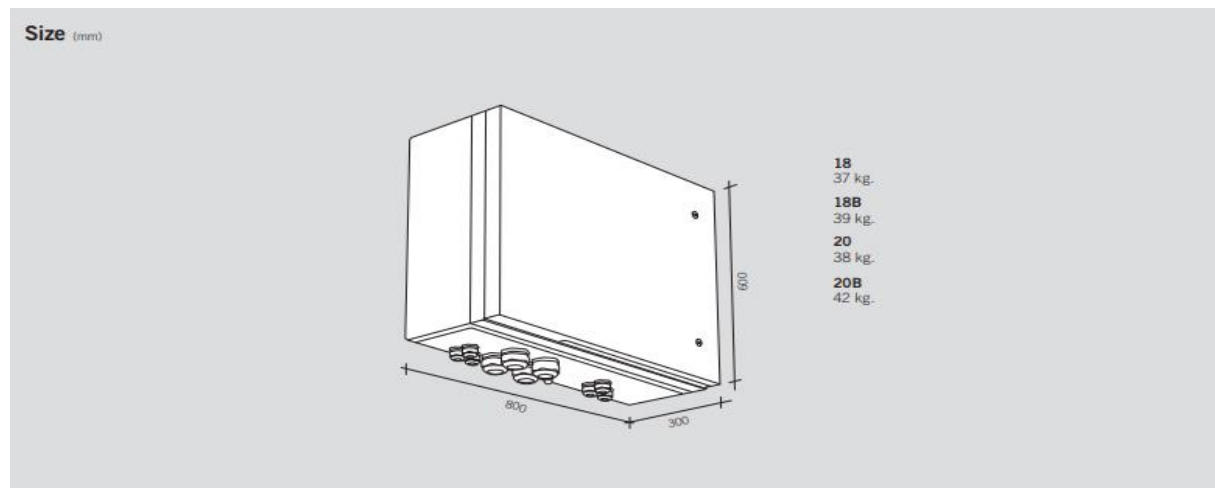
- [22] Abdoulaye Diagne, « Etude technico-économique d'une centrale solaire photovoltaïque de 10MWc raccordée au réseau HTA de La dorsal de Lour Escale » Université Assane Seck de Ziguinchor, 2023.
- [23] T. Kerekes, E. Koutroulis, D. Séra, R. Teodorescu and M. Katsanevakis, “An Optimization Method for Designing Large PV Plants,” IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 3, no. 2, pp. 814822, 2013.
- [24] Abedlkarim Ghezal, « Formation sur les études de Faisabilité Technico-économique des Projets Photovoltaïques Raccordées au Réseau Module 2 : Aspects techniques des projets solaires photovoltaïques connectés au réseau ».
- [25] Dro Augustin DIOMANDE, « Etude technico-économique d'une centrale solaire photovoltaïque de puissance minimale 2 MWc pour la SUCAF-CI » 2019.
- [26] [http://www.photovoltaique.guidenr.fr/informations\\_techniques/dimensionnement-photovoltaique-alternatif/exemple-calcul-section-cable-monophasé.php](http://www.photovoltaique.guidenr.fr/informations_techniques/dimensionnement-photovoltaique-alternatif/exemple-calcul-section-cable-monophasé.php)
- [27] A. Verna and S. Singhal, “Solar PV performance parameter and recommendation for optimization of performance in large scale grid connected solar PV plant,” Journal of energy and power resources, vol. 2, no. 1, pp. 40-53, 2015.
- [28] <https://www.todoensolar.com/500W-solar-panel-FuturaSun-FU500M-Silk-Premium>
- [29] R. Fu, D. Feldman, R. Margolis, M. Woodhouse and K. Ardani, “U.S. Solar photovoltaic system cost benchmark: Q1 2017,” 2017.
- [30] KICInnoEnergy, “Future renewable energy costs: solar photovoltaics,” 2015.
- [31] [Détails sur l'appel d'offres de 1000 MW solaire lancé en Algérie – pv magazine France \(pv-magazine.fr\)](#)

---

## ANNEXE

---


## Annexe 1 : détail la boîte de raccordement StringBox 20



	1,500 V			
	StringBox 18	StringBox 18B	StringBox 20	StringBox 20B
<b>Input</b>				
Maximum number of input strings	18 <sup>(1)</sup>	18 <sup>(1)</sup>	20 <sup>(1)</sup>	20 <sup>(1)</sup>
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	18	36	20	40
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Available fuses	10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard)			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm <sup>2</sup>			
<b>Output</b>				
Rated total current (A) <sup>(2)</sup>	216	216	240	240
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm <sup>2</sup> per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
<b>SPD</b>				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm <sup>2</sup> )			
<b>General Information</b>				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude <sup>(3)</sup>	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	0 W			
Size (mm)	800 x 600 x 300 (W x H x D)		1000 x 750 x 320 (W x H x D)	
Weight (kg)	37	39	38	42
Marking	CE			
Electrical installations	IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

**Notes:** <sup>(1)</sup> Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C <sup>(2)</sup> Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

## Annexe 2 : détail module PV FuturaSun 500 W

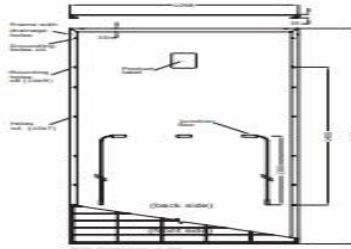



Engineered in Italy

**HARTPELLECHT-VERSICHERUNG**

1. IEC 61215:2016 – IEC 61730:2016  
2. Factory Inspection  
3. Feuerbeständigkeitsklasse C

DEKRA CE





**MULTI BUSBAR**

**FU 490 / 495 / 500 / 505 / 510 M SILK® Premium**  
Monokristallines Photovoltaik Modul - 150 Drittelzellen


**VORTEILE AUF EINEN BLICK**

- **Produktgarantie 15 Jahre**
- **150 Mono PERC Drittelzellen 210 mm**
- **Hohe Modulwirkereffizienz bis zu 21,25%** durch **High-Density-Zellverbindungs-technologie**
- **Geringe LCOE** (Levelized Cost Of Energy), und **niedrige BOS** (Balance Of System) Kosten, kürzere Payback Zeit
- **Dank des runden Ribboms** wird die Verschattung reduziert und **mehr Licht auf die Zelle** reflektiert
- **Mehr Leistung bei Teilverschattung** dank der **zwei unabhängigen Modulsektionen**
- **Höhere Leistung** dank eines geringen **NMOT**
- **Geringeres Risiko für Micro-Cracks und Hot spots**

**GARANTIEN**

**Lineare Leistungsgarantie**  
Max. **0,5%** jährliche Absenkung  
97% im 1. Jahr  
**90% am Ende des 20. Jahres**  
87% am Ende des 25. Jahres

**Produktgarantie**  
**15 JAHRE**



ELEKTRISCHE DATEN						
MODUL SILK® Premium		FU 490 M SILK® Premium	FU 495 M SILK® Premium	FU 500 M SILK® Premium	FU 505 M SILK® Premium	FU 510 M SILK® Premium
Standard Test Conditions STC: 1000 W/m <sup>2</sup> - AM 1,5 - 25 °C - tolerance: Pmax (±3%), Voc (±4%), Isc (±5%)						
Nennleistung (Pmax)	W	490	495	500	505	510
Leerlaufspannung (Uoc)	V	51,20	51,40	51,60	51,80	52,00
Kurzschlussstrom (Isc)	A	12,17	12,24	12,31	12,38	12,44
Nennspannung (Umpp)	V	42,47	42,64	42,85	43,06	43,26
Nennstrom (Impp)	A	11,54	11,61	11,67	11,73	11,79
Modulwirkungsgrad	%	20,42	20,63	20,84	21,05	21,25
Nominal Module Operating Temperature NMOT: 800 W/m <sup>2</sup> - T=45 °C - AM 1,5						
Nennleistung (Pmax)	W	371	375	379	382	386
Leerlaufspannung (Uoc)	V	48,40	48,60	48,80	49,00	49,20
Kurzschlussstrom (Isc)	A	9,77	9,83	9,89	9,94	9,99
Nennspannung (Umpp)	V	40,00	40,20	40,40	40,60	40,70
Nennstrom (Impp)	A	9,26	9,32	9,37	9,43	9,49
THERMISCHE DATEN						
Temperaturkoeffizient Isc	%/°C	0,05				
Temperaturkoeffizient Uoc	%/°C	-0,26				
Temperaturkoeffizient Pmax	%/°C	-0,35				
NMOT *	°C	43				
Betriebstemperatur	°C	Von -40 bis +85				

## Annexe 3 : détail onduleur de la centrale PV Sonny centrale 4000 kW

SUNNY CENTRAL  
4000 UP-US / 4200 UP-US / 4400 UP-US / 4600 UP-US



Technical data	SC 4000 UP-US	SC 4200 UP-US
<b>Input (DC)</b>		
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1050 V	921 to 1325 V / 1050 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, sc}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupling of battery	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV, 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
<b>Output (AC)</b>		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4000 kVA <sup>(11)</sup> / 3600 kVA	4200 kVA <sup>(11)</sup> / 3780 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3200 kW <sup>(11)</sup> / 2880 kW	3360 kW <sup>(11)</sup> / 3024 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>(11)</sup>	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>(9)</sup>	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>(9) (10)</sup>	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>(2)</sup> / European efficiency <sup>(2)</sup> / CEC efficiency <sup>(3)</sup>	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection	NEMA 3R	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. <sup>(4)</sup> / partial load <sup>(5)</sup> / average <sup>(6)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range (optional) <sup>(8)</sup>	(-37 °C) -25 °C to 60 °C / (-37 °C) -13 °F to 140 °F	
Noise emission <sup>(7)</sup>	65.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL <sup>(3)</sup> 1000 m / 2000 m	● / ○ [earlier temperature-dependent derating]	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	

## ملخص

الهدف الرئيسي من هذا العمل هو تحديد ودراسة الجدوى التقنية والاقتصادية لمحطة طاقة شمسية (كهروضوئية) بقدرة 300 ميغاوات، مخصصة لتزويد شبكة توزيع سونلغاز بالكهرباء في الجزء الجنوبي من ولاية الأغواط، في حاسي دلاعة. باتباع منهجية حساب دقيقة، نقوم بتحديد معايير تصميم محطة الطاقة الكهروضوئية، مثل عدد الوحدات الكهروضوئية، عدد العاكس، والمحولات الكهربائية، وكذلك الطاقة المنتجة و المضخوخة في الشبكة. بعد ذلك، ثم إجراء تحليل اقتصادي يغطي التكلفة الإجمالية لمحطة الطاقة الكهروضوئية، سعر بيع الكهرباء وفترة استرداد الاستثمار. بعد ذلك التحقق من النتائج التي تم الحصول عليها باستخدام برنامج Pvsyst

**الكلمات المفتاحية :** محطة كهروضوئية، الطاقة المحقنة لشبكة، تكلفة المشروع، برنامج Pvsyst.

## Résumé

L'objectif principal de ce travail est de dimensionner et d'étudier la faisabilité technico-économique d'une centrale photovoltaïque (PV) de 300 MW, destinée à alimenter en électricité le réseau de distribution de Sonelgaz dans le sud de la wilaya de Laghouat, à Hassi Dalaa. En suivant une méthodologie de calcul précise, nous déterminons les paramètres de conception de la centrale PV, tels que le nombre de modules PV, d'onduleurs et de transformateurs, ainsi que l'énergie produite et injectée dans le réseau. Ensuite, une analyse économique est réalisée, couvrant le coût total de la centrale, le prix de vente de l'électricité et le délai de récupération de l'investissement. Les résultats obtenus sont validés à l'aide du logiciel Pvsyst

**Mots clés :** Centrale PV, puissance injectée dans le réseau, coût du projet, logiciel Pvsyst.

## Abstract

The main objective of this work is to size and study the techno-economic feasibility of a 300 MW photovoltaic (PV) power plant, intended to supply electricity to the Sonelgaz distribution network in the southern part of Laghouat province, in Hassi Dalaa. By following a precise calculation methodology, we determine the design parameters of the PV power plant, such as the number of PV modules, inverters, and transformers, as well as the energy produced and injected into the grid. Then, an economic analysis is conducted, covering the total cost of the PV power plant, the electricity selling price, and the investment payback period. The results obtained are validated using the Pvsyst software.

**Keywords:** PV plant, grid-injected power, project cost, Pvsyst software.