

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de La  
Recherche scientifique



UNIVERSITE SAAD DAHLEB DE BLIDA  
Faculté de Technologies  
Département des Energies Renouvelables



*MEMOIRE DE FIN D'ETUDE*

Réalisé par :  
"Melle. ANBAT Khadidja"

Pour l'obtention  
Du diplôme de Master en Energies Renouvelables  
Option : Conversion Photovoltaïque

*Thème :*

« Etude expérimentale des  
performances dynamiques du système  
PV connecté au réseau »

*Devant le jury composé de :*

<i>Nom &amp; Prénom</i>	<i>Grade</i>	<i>Université</i>	<i>Fonction</i>
Mr. DOUMAZ Toufik	MAA	Blida 1	Président
Dr. AOUCHICHE Nedjma	MRA	CDER	Promotrice
Dr. BOUKENOUI Rachid	MCB	Blida 1	Co-Promoteur
Dr. Khoja Fouad	MCB	Blida 1	Examineur

2021/2022

## ملخص

الأنظمة الكهروضوئية هي وسيلة لتحويل الطاقة الكهروضوئية إلى طاقة كهربائية. يتكون كل نظام كهروضوئي من مولد كهروضوئي ومجموعة من المعدات الكهربائية التي تكيف الكهرباء التي تنتجها الوحدات لمواصفات أجهزة الاستقبال، والتطبيقات الرئيسية للخلايا الكهروضوئية هي في الأنظمة المتصلة بالشبكة. النظام الكهروضوئي المتصل بشبكة توزيع الكهرباء العامة هو نظام يحول حملته جزئياً أو كلياً لشبكة الكهرباء العامة. يقوم المولد الكهروضوئي بشحن طاقته من خلال محول التيار في الشبكة الكهربائية، ويجب تحويل هذه الكهرباء قبل حقنها في الشبكة إلى تيار متناوب. محول التيار ليس مسؤولاً فقط عن تحويل التيار من مستمر إلى متناوب ولا يقتصر عمله على ذلك، بل له عمل رئيسي آخر وهو البحث عن نقطة الاستطاعة القصوى القادمة من الألواح الشمسية بطرق عديدة. الغرض من عملنا هو إجراء دراسة لتحليل الأداء الديناميكي لنظام متصل بالشبكة بمحاكاة النظام الكهروضوئي المتصل بالشبكة.

**الكلمات المفتاحية:** الكهروضوئية، الطاقة الكهروضوئية، طاقة كهربائية، الأنظمة المتصلة بالشبكة، محول التيار، نقطة الاستطاعة القصوى

## *Résumé*

Les systèmes photovoltaïques semblent bien s'imposer comme moyen de conversion de l'énergie photovoltaïque en énergie électrique.

Chaque système photovoltaïque est composé d'un générateur photovoltaïque et d'un ensemble de composants qui adaptent l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs, les principales applications du photovoltaïque se trouvent dans les systèmes connectés au réseau.

Un système photovoltaïque raccordé au réseau produit une puissance électrique qui est auxiliaire à celle produite par le réseau électrique public de distribution d'électricité.

Le générateur PV est raccordé au réseau via un onduleur afin de convertir la puissance issue du champ PV en puissance alternative (AC).

Les onduleurs ne se limitent plus seulement à transformer le courant continu (DC) en courant alternatif (AC), mais aussi ils sont constitués d'une commande MPPT qui traque le point de fonctionnement de la puissance optimale provenant des modules par plusieurs méthodes.

L'objectif de notre travail est de faire une étude pour analyser les performances dynamiques d'un système connecté au réseau avec une simulation de ce système photovoltaïque connecté au réseau.

**Mots clés :** photovoltaïque, électrique, générateur photovoltaïque, connecté au réseau, onduleur, MPPT.

## *Abstract*

Photovoltaic systems seem to be well established as a means of converting photovoltaic energy into electrical energy.

Each photovoltaic system is composed of a photovoltaic generator and a set of components that adapt the electricity produced by the modules to the specifications of the receivers, the main applications of photovoltaic are in systems connected to the grid.

A grid-connected photovoltaic system produces power that is ancillary to that produced by a system the load of which is partly or wholly the public electricity grid.

The PV generator injects its power to the grid via an inverter in the power grid, this is to convert the power from the PV electric field before it is injected into the grid it must convert its power to an alternative (AC). Inverters are not limited to transforming direct current (DC) into alternative current (AC), but also consist of an MPPT control that tracks the optimal power point of the modules by several methods.

The purpose of our work is to do a study to analyze the dynamic performances of a grid-connected system with a simulation of a grid-connected photovoltaic system.

**Key words:** photovoltaic, electric, photovoltaic generator, grid connected, inverter, MPPT.

# Dédicaces

*Avec une profonde gratitude et sincères mots*

*Je dédie ce modeste travail à ma chère Grand-Mère 'Alia' Allah*

*Yerhamha , qui j'ai souhaitée qu'elle sera avec moi aujourd'hui*

*A celle qui m'a donnée la vie à ma chère maman 'Nora'*

*A mon pilier et mon cher père 'Abdelkader'*

*A ma chérie et unique sœur 'Zahida'*

*A mes deux petits frères 'Soheib' & 'Youcef'*

*A khaltou 'Hasina'*

*A mes amies 'Aya' 'Hasna' 'Sirine' 'Imene' 'Rania' et sa petite*

*'Layane'*

*A mes cousines maternelles et paternelles*

*A mes tantes et oncles*

*A la famille 'ANBAT' & 'HADEF'*

*A chaque personne qui m'a soutenu avec un joli mot ou un*

*encouragement*

*Et la meilleure pour la fin a une personne très spéciale qu'elle était*

*toujours à mes côtés et m'a soutenue jusqu'à la fin.*

*ANBAT Khadidja*

# *Remerciements*

*Un remerciement pour le département des Energies Renouvelables à Blida et au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) à Bouzareah.*

*A Monsieur D.LAFRI notre chef de département pour son soutien, son attention.*

*J'adresse mes remerciements à Monsieur T.DOUMAZ, notre chef d'option, pour les efforts prodigués, avec générosité et assistance tout le long de ce travail.*

*Je tiens à remercier sincèrement les membres du jury qui me font le grand honneur d'évaluer ce travail.*

*Mes plus profonds remerciements à Madame AOUCHICHE Nedjma et Monsieur BOUKENOUI Rachid non seulement d'avoir accepté l'encadrement de ce travail, mais surtout pour leurs aide, orientations, et encouragements pour la réalisation de ce présent travail.*

*Et à Monsieur KHOJA Fouad d'avoir accepté d'examiner ce travail. L'expression de ma plus profonde gratitude et mes vifs remerciements à ma famille et mes amies pour leurs soutient tout au long du chemin.*

*Merci pour votre présence dans ce parcours.*

---

# Sommaire :

<b>I. Chapitre 01 : Généralités sur les systèmes photovoltaïques .....</b>	<b>2</b>
I.1. Introduction : .....	2
I.2. Rayonnement solaire : .....	2
I.2.1. Rayonnement direct : .....	3
I.2.2. Rayonnement diffus : .....	3
I.2.3. Rayonnement réfléchi : .....	3
I.3. Système photovoltaïque : .....	4
I.3.1. Définition : .....	4
I.3.2. Histoire : .....	4
I.3.3. Principe de l'effet PV : .....	4
I.3.4. Types de système PV : .....	5
I.3.4.1. Système autonome : .....	5
I.3.4.2. Système hybride : .....	5
I.3.4.3. Système connecté au réseau : .....	6
I.4. Cellules PV : .....	7
I.4.1. Jonction PN : .....	8
I.4.2. Technologies de fabrication de la cellule PV : .....	8
I.4.3. Caractéristiques de cellules PV : .....	11
I.5. Module PV : .....	11
I.6. Centrale PV connectée au réseau : .....	15
I.6.1. Dispositifs d'un système PV connecté au réseau : .....	15
I.6.2. Technologies de stockage : .....	17
I.6.3. Le réseau de distribution : .....	18
I.6.4. Classification des centrales PV connectée au réseau : .....	19
I.7. Avantages & inconvénients de l'énergie solaire : .....	19
I.8. Conclusion : .....	20
<b>II. Chapitre 02 : Les onduleurs et la commande MPPT .....</b>	<b>22</b>
II.1. Introduction : .....	22
II.2. Onduleur : .....	22

II.2.1. Caractéristiques d'onduleur :.....	22
II.2.2. Type des onduleurs : .....	23
II.2.3.3. Critères du choix d'un onduleur :.....	31
<b>II.3. La commande MPPT : .....</b>	<b>32</b>
II.3.1. Nécessité d'une commande MPPT : .....	33
II.3.2. Principe de fonctionnement de la commande MPPT :.....	33
II.3.3. Méthodes de recherche du point de puissance maximale : .....	34
II.4. Conclusion :.....	36
<b>III. Chapitre 03 : Conception théorique du système PV connectée au réseau</b>	<b>38</b>
III.1. Introduction :.....	38
III.2. Description de la mini-centrale PV du CDER :.....	38
III.3. Dimensionnement : .....	39
III.3.1. Présentation de logiciel PVsyst :.....	39
III.3.2. Dimensionnement de la centrale de CDER Bouzareah : .....	39
III.4. Modélisation des dispositifs électriques de la mini-centrale du CDER :46	
III.4.1. Le générateur PV :.....	46
III.4.2. Le chaine de conversion PV : .....	49
III.4.2.1. Modélisation de l'onduleur «SMA Sunny Boy 3000TLST-21» : .....	50
III.4.2.2. Modélisation de transformateur et de réseau : .....	53
III.5. Simulation d'un système PV raccordée au réseau par MATLAB/SIMULINK : .....	53
III.6. Conclusion : .....	57
<b>IV. Chapitre 04 : Résultats et discussions .....</b>	<b>60</b>
IV.1. Introduction :.....	60
IV.2. Présentation des données :.....	60
IV.3. Etude expérimentale :.....	62
IV.4. Problèmes de performance : .....	95
IV.5. Conclusion : .....	96

# Table des Figures :

Figure I.1 : Réponse spectrale du rayonnement .....	2
Figure I.2 : Composants de rayonnement .....	3
Figure I.3 : Schéma d'un système PV .....	4
Figure I.4 : Schéma synoptique d'un système PV autonome avec stockage .....	5
Figure I.5 : Schéma synoptique d'un système hybride .....	6
Figure I.6 : Schéma de principe d'une injection de la totalité de la production....	7
Figure I.7 : Schéma de principe d'une injection de surplus de la production .....	7
Figure I.8 : Structure d'une cellule solaire .....	8
Figure I.9 : Cellules cristalline .....	9
Figure I.10 : Cellule couche minces .....	9
Figure I.11 : Caractéristiques de cellules solaire.....	11
Figure I.12 : Courbe des caractéristiques des cellules en série.....	12
Figure I.13 : Schéma des cellules en série .....	12
Figure I.14 : Courbe des caractéristiques des cellules en parallèle.....	12
Figure I.15 : Effet de la diode by-pass sur la caractéristique de la cellule PV en cas d'ombrage .....	13
Figure I.16 : Schéma des cellules avec diode by-pass.....	13
Figure I.17 : Influence de l'éclairement sur les courbes courant-tension .....	14
Figure I.18 : Influence de l'éclairement sur les courbes courant-tension .....	14
Figure II.1 : Schéma de principe de base de l'onduleur .....	22
Figure II.2 : Schéma d'onduleur de tension et courant .....	23
Figure II.3 : Schémas de principe de différentes topologies d'installations PV connectés au réseau .....	23
Figure II.4 : Schéma des onduleurs monophasés .....	25
Figure II.5 : Schéma principale d'un onduleur monophasé en demi- pont (HB)	26
Figure II.6 : L'allure de la tension aux bornes de la charge .....	26
Figure II.7: Schéma principale d'un onduleur monophasé pont (FB).....	27
Figure II.8 : L'allure de la tension aux bornes de la charge .....	27
Figure II.9 : Topologie utilisant un onduleur en pont de transistors .....	28
Figure II.10 : Onduleur PV avec deux étages et un convertisseur (Flyback) ....	29
Figure II.11 : Onduleur PV avec trois étages de conversion avec un transformateur à point milieu et un push-pull .....	30
Figure II.12 : Circuit de puissance d'un onduleur triphasé.....	30
Figure II.13 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque avec un convertisseur .....	32
Figure II.14 : La caractéristique $I = f(V)$ et $P = f(V)$ et la trajectoire de PPM .	33
Figure II.15 : Recherche et recouvrement du PPM .....	34
Figure II.16 : Classification des méthodes MPPT.....	35
Figure II.17 : Caractéristique de fonctionnement de la méthode P&O .....	35
Figure II.18 : Organigramme de P&O .....	36

Figure III.1 : Schéma électrique global du système PV connecté au réseau .....	39
Figure III.2 : Les données géographiques de CDER .....	40
Figure III.3 : Les données météorologiques du site du CDER .....	40
Figure III.4 : Les données de la mini-centrale PV connecté au réseau de 9.5kW .....	41
Figure III.5 : caractéristiques et courbes du module et d'onduleur .....	41
Figure III.6 : Les résultats principaux.....	42
Figure III.7 : Diagramme d'entrée et de sortie journalière de l'énergie injectée au réseau .....	42
Figure III.8: Les paramètres de système et les principaux résultats de dimensionnement .....	43
Figure III.9 : Histogramme de l'énergie utile et les pertes au niveau du champ et du l'onduleur.....	43
Figure III.10: Indices de performance PR.....	44
Figure III.11 : Diagramme des pertes sur l'année entière .....	45
Figure III.12 : Générateur PV installé sur le toit de l'administration du CDER	47
Figure III.13 : Schéma équivalent de cellule PV modèle à une diode .....	47
Figure III.14 : Les caractéristiques de champ PV sous Simulink .....	49
Figure III.15 : Laboratoire du centre CDER .....	50
Figure III.16 : Onduleur SMA Sunny Boy 3000TLST-21 .....	50
Figure III.17 : Contrôleur de l'onduleur .....	53
Figure III.18 : Modèle de la mini-centrale PV connectée au réseau .....	54
Figure III.19 : Le schéma bloc de simulation.....	54
Figure III.20 : Eclairement, Tension, Puissance et Courant d'un sous champ ...	55
Figure III.21 : Eclairement, Tension, Puissance et Courant d'un sous champ ...	56
Figure III.22 : Tension injecté au réseau d'une phase .....	56
Figure III.23 : Tension triphasée des trois phases avant l'injection.....	57
Figure III.24 : Tension triphasée injectée au réseau .....	57
Figure IV.1 : Pyranomètre.....	60
Figure IV.2 : FLUKE 2638A Hydra series III data acquisition .....	61
Figure IV.3 : Système de monitoring du Système PV .....	61
Figure IV.4 : Analyseur électrique C.A 8335 (Qualistar+) .....	62
Figure IV.5 : Eclairement et température.....	63
Figure IV.6 : Tension de chaque sous champ .....	64
Figure IV.7 : Puissance de chaque sous champ.....	65
Figure IV.8 : Tension efficace au niveau de réseau ( $V_{rms}$ ) .....	65
Figure IV.9 : Puissance active injectée au réseau .....	66
Figure IV.10: Tension monophasée injectée au réseau .....	66
Figure IV.11 : Puissance réactive Q et facteur de puissance $\cos \varphi$ .....	67
Figure IV.12 : Taux de distorsion de la tension de chaque phase $V_{THDr}$ .....	68
Figure IV.13 : Eclairement et température intérieure du panneau .....	69
Figure IV.14 : Tension de chaque sous champ .....	70
Figure IV.15 : Puissance de chaque sous champ.....	70

Figure IV.16 : Tension efficace au niveau de réseau ( $V_{rms}$ ) .....	71
Figure IV.17 : Puissance active injectée au réseau.....	71
Figure IV.18 : Tension monophasé injectée au réseau $U_1$ .....	72
Figure IV.19 : Puissance réactive et facteur de puissance $\cos \varphi$ .....	72
Figure IV.20 : Taux de distorsion de la tension de chaque phase $V_{THDr}$ .....	73
Figure IV.21 : Eclairage et température intérieure du panneau .....	74
Figure IV.22 : Tension de chaque sous champ .....	75
Figure IV.23 : Puissance de chaque sous champ.....	76
Figure IV.24 : Tension efficace au niveau de réseau ( $V_{rms}$ ) .....	76
Figure IV.25 : Puissance active injectée au réseau.....	77
Figure IV.26 : Tension monophasé injectée au réseau $U_1$ .....	77
Figure IV.27 : Puissance réactive et facteur de puissance $\cos \varphi$ .....	78
Figure IV.28 : Taux de distorsion de la tension de chaque phase $V_{THDr}$ .....	79
Figure IV.29 : Eclairage et température intérieure du panneau .....	80
Figure IV.30 : Tension de chaque sous champ .....	81
Figure IV.31 : Puissance de chaque sous champ.....	82
Figure IV.32 : Tension efficace au niveau de réseau ( $V_{rms}$ ) .....	82
Figure IV.33 : Puissance active injectée au réseau.....	83
Figure IV.34 : Tension monophasé injectée au réseau $U_1$ .....	83
Figure IV.35 : Puissance réactive et facteur de puissance $\cos \varphi$ .....	84
Figure IV.36 : Taux de distorsion de la tension de chaque phase $V_{THDr}$ .....	84
Figure IV.37 : Eclairage et température intérieure du panneau .....	85
Figure IV.38 : Tension de chaque sous champ .....	86
Figure IV.39 : Puissance de chaque sous champ.....	87
Figure IV.40 : Tension efficace au niveau de réseau ( $V_{rms}$ ) .....	87
Figure IV.41 : Puissance active injectée au réseau.....	88
Figure IV.42 : Tension monophasé injectée au réseau $U_1$ .....	88
Figure IV.43 : Puissance réactive et facteur de puissance $\cos \varphi$ .....	89
Figure IV.44 : Taux de distorsion de la tension de chaque phase $V_{THDr}$ .....	89
Figure IV.45 : Eclairage et température intérieure du panneau .....	90
Figure IV.46 : Tension de chaque sous champ .....	91
Figure IV.47 : Puissance de chaque sous champ.....	92
Figure IV.48 : Tension efficace au niveau de réseau ( $V_{rms}$ ) .....	92
Figure IV.49 : Puissance active injectée au réseau.....	93
Figure IV.50 : Tension monophasée injectée au réseau $U_1$ .....	93
Figure IV.51 : Puissance réactive et facteur de puissance $\cos \varphi$ .....	94
Figure IV.52 : Taux de distorsion de la tension de chaque phase $V_{THDr}$ .....	94
Figure IV.53 : Poteau du l'ombrage partiel sur le champ PV au CDER .....	95
Figure IV.54 : Etat de quelques cellules PV endommagées au CDER .....	95

---

## Liste des tableaux :

Tableau I.1: Caractéristiques des cellules selon leurs génération .....	10
Tableau I.2: Variation de tension en fonction de l'éclairement .....	15
Tableau I.3 : Classification des centrales PV connectées au réseau .....	19
Tableau I.4 : Les avantages & les inconvénients de l'énergie solaire .....	19
Tableau II.1 : Caractéristiques techniques des différentes topologies d'onduleur. .....	25
Tableau II.2 : Critères choix d'onduleur .....	31
Tableau III.1 : Le bilan de dimensionnement .....	45
Tableau III.2 : Caractéristiques techniques du module et du générateur PV ....	49
Tableau III.3 : caractéristiques électriques de l'onduleur de l'entrée et la sortie	51
Tableau III.4 : Les performances dynamique de système .....	55

# Abréviations :

AC	Courant alternative (Alternatif Curent)
AC/AC	Conversion alternatif/alternatif
AC/DC	Conversion alternatif/continu
B	Bore
BF	Basse fréquence
BT	Base tension
CDER	Centre de Développement des Energies Renouvelables
CdTe	Tellure de Cadmium
CIS	Cuivre Indium Sélénium
DC	Courant continu (Directe Curent)
DC/DC	Conversion continu/alternatif
DC/AC	Conversion continu/alternatif
DCP	Dispositifs de conditionnement de puissance
FB	Un pont complet (Full-Bridge en anglais)
I	Courant électrique
FC	Multicellulaire Série (Flying Capacitor)
FF	Facteur de forme
GaAs	Arséniure de Gallium
GPV	Générateur photovoltaïque
HB	Demi-pont ( Half Bridge en anglais)
HFT	Transformateurs de haute fréquence
HF	Haute fréquence
LF	Logique floue
LFT	Transformateurs de basse fréquence
NPC	(Neutral Point Clamped en anglais)
MPP	Point de puissance maximal
MT	Moyenne tension
MPPT	Maximum power point tracking
O&P	Observation et perturbation
P	Phosphore
PV	Photovoltaïque
PPM	Point de puissance maximale
PWM	Modulation de largeurs d'impulsions (Pulse Width Modulation)
Si	Silicium
THT	Taux d'harmonique de courant injecté
IGBT	Transistor bipolaire à grille isolée

# Acronymes :

<i>E<sub>ph</sub></i>	L'énergie d'un photon
$\lambda$	Longueur d'onde [m]
<i>c</i>	Vitesse de la lumière [m/s]
<i>k</i>	La constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23}$ [J / K])
<i>h</i>	Constante de Planck
<i>V<sub>oc</sub></i>	La tension de circuit ouvert de la cellule PV [V]
<i>I<sub>cc</sub></i>	Le courant de court-circuit de la cellule PV [A]
<i>V<sub>MPP</sub></i>	La tension au point maximal [V]
<i>I<sub>MPP</sub></i>	Le courant au point maximal [A]
$\eta$	Le rendement
<i>P<sub>inc</sub></i>	La puissance incidente
<i>P<sub>max</sub></i>	La puissance maximale
<i>I<sub>sc</sub></i>	Le courant de court-circuit de la cellule PV en série [A]
<i>V<sub>soc</sub></i>	La tension de circuit ouvert de la cellule PV en série [V]
<i>I<sub>pcc</sub></i>	Le courant de court-circuit de la cellule PV en parallèle [A]
<i>V<sub>pc0</sub></i>	La tension de circuit ouvert de la cellule PV en parallèle [V]
<i>N<sub>s</sub></i>	Le nombre de cellules PV connectées en série
<i>N<sub>p</sub></i>	Le nombre de cellules PV connectées en parallèle
<i>V<sub>e</sub></i>	Tension d'entrée d'onduleur
<i>P<sub>s</sub></i>	Puissance de sortie nominale et maximale d'onduleur
<i>P<sub>e</sub></i>	Puissance d'entrée d'onduleur
<i>I<sub>max</sub></i>	La valeur maximale du courant dans l'inductance
$\Delta E$	Changement d'erreur
$\Delta \alpha$	Changement du Rapport cyclique du convertisseur
<i>I<sub>ph</sub></i>	Photo courant circulante par la cellule
<i>I<sub>D</sub></i>	Courant circulant dans la diode
<i>I<sub>sh</sub></i>	Courant circulant dans la résistance R <sub>sh</sub>
<i>q</i>	La charge électrique
<i>T</i>	Température
<i>V</i>	Tension électrique
<i>I</i>	Courant électrique

## Introduction générale :

---

La terre est une planète riche en ressources naturelles telles que les ressources minérales et biologiques nécessaires pour la faune et la flore.

Les ressources naturelles peuvent être subdivisées en deux groupes distincts ; les ressources non renouvelables, constituées par les matières premières (fossiles et fissiles), et les ressources renouvelables constituées par (l'eau, le soleil, le vent, la biomasse...).

Actuellement, des efforts sont déployés afin protéger l'environnement de toute menace qui peut déséquilibrer l'écosystème tels que l'effet de serre et la pollution. A cet effet, les ressources renouvelables représentent le meilleur choix, car contrairement aux énergies fossiles, les énergies renouvelables sont propres, écologiques et disponibles. La majorité de l'apport énergétique de la terre provient du soleil. Parmi les types d'énergie solaire existants, on cite l'énergie photovoltaïque (PV) qui provient de la transformation directe de rayonnement en énergie électrique par un phénomène physique dit effet PV.

Durant le siècle dernier la consommation d'énergie a augmenté ainsi que la demande. L'Algérie est parmi les pays qui ont un important gisement solaire dans le monde (près de 2,6 millions de térawatts/heure (TW/h) par an) qui représente plus ce que 100 fois la consommation mondiale d'électricité grâce à son emplacement stratégique. A l'instar des autres pays, l'Algérie a mis en valeur cette source d'énergie par la réalisation de projets de centrales PV connectées aux réseaux dans plusieurs sites à travers le territoire national. Dans le nouveau programme de développement de secteur de l'énergie, le gouvernement a dévoilé sa stratégie qui à pour objectif 15000MW à l'horizon 2035 [1].

Les systèmes PV se scindent en deux catégories à savoir :

- Systèmes PV autonomes (Grid off) utilisés essentiellement dans les sites isolés.
- Systèmes PV raccordés au réseau (Grid on).

L'objectif de cette étude est de modéliser et analyser les performances d'une installation PV connectée au réseau d 9.5kW, cette installation se trouve dans le site expérimental du laboratoire INTEGRATION DES SYSTEMES PV AU RESEAU de Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) à « Bouzaréah, Alger ».

Nous avons dimensionné et modélisé les dispositifs et ainsi simulé ce système PV sous Matlab Simulink 2021. Ensuite, nous avons interpréter les données expérimentales de l'année 2021 afin d'analyser le comportement dynamique de cette mini-centrale sous différentes conditions climatiques.

Le reste de ce document comprend quatre chapitres :

Le 1<sup>er</sup> chapitre donne un aperçu général sur l'énergie solaire et plus particulièrement l'énergie PV. On a mis l'accent sur les avantages et les inconvénients de cette source d'énergie. Puis, on a donné une description détaillée sur les systèmes PV et leurs types.

Le 2<sup>ème</sup> chapitre est dédié aux convertisseurs DC-AC (onduleurs) avec une description pour leurs types, critères et topologies. La deuxième partie de ce chapitre traite la commande le poursuite de point de puissance (MPPT) qui permet d'atteindre le point de puissance maximale (MPP).

Le 3<sup>ème</sup> chapitre décrit la centrale PV de 9.5kW située au CDER. Dans cette description nous avons donné l'emplacement géographique du site et les conditions climatiques auxquels est soumis la mini-central PV. Ensuite, nous avons dimensionné cette mini-centrale en utilisant le logiciel PVsysteme. Enfin, on a modélisé et simulé la mini-centrale sous Matlab Simulink.

Le dernier chapitre est dédié à la partie expérimentale. On a analysé la réponse dynamique de cette mini-centrale sous différentes conditions atmosphériques. On a exploité les données expérimentales procuré lors du stage effectué au niveau de la division énergie solaire PV de CDER entre avril et septembre de l'année 2022.

Le mémoire s'achève par une conclusion générale qui résume les travaux réalisés avec des perspectives qui peuvent être développées pour mieux comprendre ce sujet.

# **Chapitre 01:**

# **Généralités sur les**

# **systemes**

# **photovoltaïques**

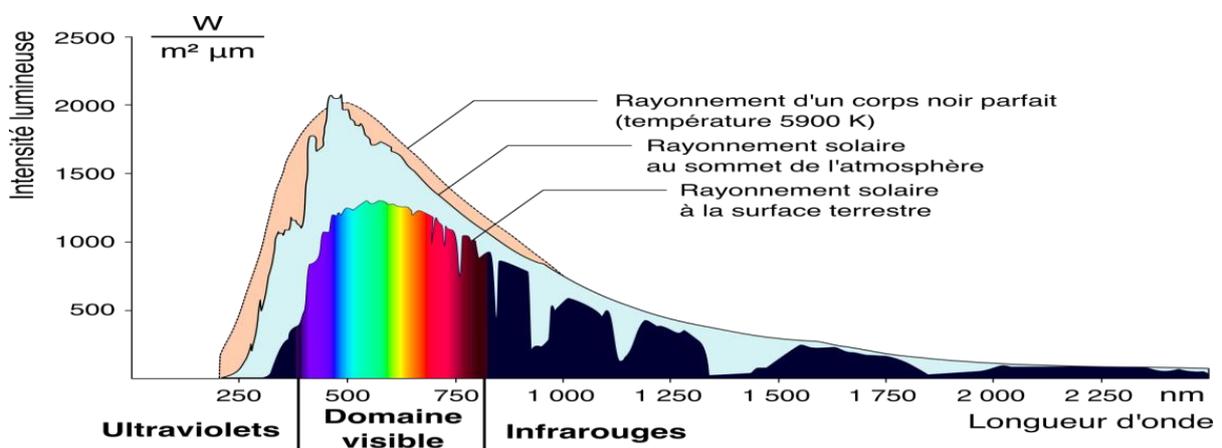
# I. Chapitre 01 : Généralités sur les systèmes photovoltaïques

## I.1. Introduction :

L'énergie solaire est une source d'énergie émise par le soleil. Cela signifie que la matière première est le soleil qui nous procure la chaleur et la lumière. Actuellement, l'énergie photovoltaïque (PV) est considérée comme l'une des concrètes solutions qui peuvent remplacer énergies fossiles qui sont en voie d'extinction. Cette énergie est propre, renouvelable et inépuisable ces avantages ont été exploités pour le développement de la production d'électricité issue sources d'énergies renouvelables.

## I.2. Rayonnement solaire :

L'énergie solaire arrive sur la terre sous forme d'un rayonnement électromagnétique. Ce rayonnement solaire représente l'ensemble des ondes électromagnétiques émises par le soleil. D'après la Fig I.1, Il existe plusieurs classes de rayonnement. En fonction de sa longueur d'onde, un rayon de soleil peut appartenir aux: les ultraviolets, les infra-rouges ou la lumière visible, mais également d'ondes radio en plus de rayons cosmiques [2].



L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement comme suit: [3]

- 9 % dans la bande des ultraviolets (< à 400 nm).
- 47 % dans la bande visibles (400 à 800 nm).
- 44 % dans la bande des infrarouges (> à 800 nm)

Ce rayonnement il est constitué de photons, ce photon a une énergie appelée l'énergie du photon  $E_{ph}$  qui dépend de sa fréquence.

Plus la fréquence est élevée, plus l'énergie du photon est considérable.

$$D'où: E_{ph} = hf = hc/\lambda \quad \text{I.1}$$

Avec

- $E_{ph}$  : l'énergie du photon
- $h$  : la constante de Planck ( $6,62606957(29) \times 10^{-34}$  J•s)
- $f$  : la fréquence des photons
- $\lambda$  : la longueur d'onde du photon
- $c$  : la vitesse de la lumière

A l'arrivée de rayonnement solaire au sol il sera composé de trois composants comme la Fig I.2 le montre :

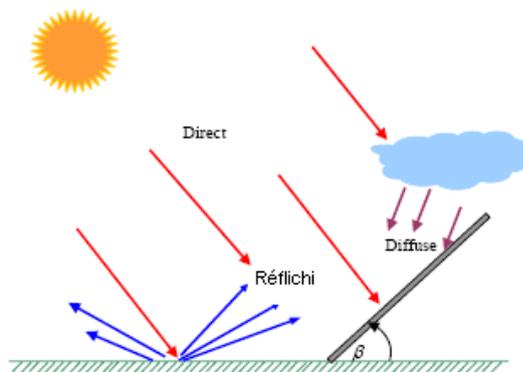


Figure I.2 : Composants de rayonnement [4]

### I.2.1. Rayonnement direct :

Les rayons du soleil atteignent le sol d'une façon perpendiculaire, sans subir aucune modification et sans avoir été dispersé par l'atmosphère.

### I.2.2. Rayonnement diffus :

Les rayons du soleil rencontrent des obstacles (nuages, poussières, ...) qui les redirigent dans de multiples directions.

### I.2.3. Rayonnement réfléchi :

C'est une partie rayonnement issues de la réflexion des rayons du soleil sur une surface réfléchissante (ex : la neige est une surface qui réfléchit très bien le rayonnement solaire -

l'asphalte des routes ne réfléchit pratiquement pas le rayonnement solaire). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature du lien appelé Albédo ( $0 \leq \varepsilon \leq 1$ ).

La superposition de ces trois composants de rayonnement (direct, diffus et réfléchi) ; résulte un d'un rayonnement global.

### I.3. Système photovoltaïque :

#### I.3.1. Définition :

Un système photovoltaïque 'PV' est un ensemble d'éléments constituant de production d'électricité, en utilisant une source PV.

Comme est montré sur la Fig I.3, les éléments essentiels sont : le champ PV (Générateur photovoltaïque 'GPV'), le conditionnement de puissance (compris un régulateur seul, un régulateur avec un convertisseur (DC /DC ou/et DC/ AC) ou un convertisseur seul), le système de stockage, et la charge.

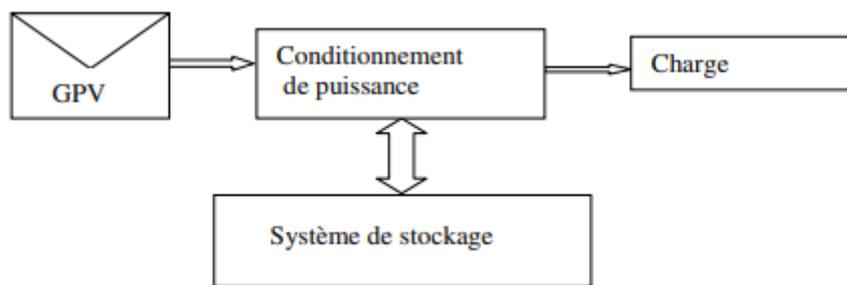


Figure I.3 : Schéma d'un système PV

#### I.3.2. Histoire :

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

L'effet photovoltaïque, découvert en 1839 par le français Edmond Becquerel, désigne la capacité que possèdent certains matériaux, notamment les semi-conducteurs, à convertir directement les différentes composantes de la lumière du soleil (et non sa chaleur) en électricité.[5]

#### I.3.3. Principe de l'effet PV :

Nous pouvons décrire le principe de l'effet PV à l'arrivée de rayonnement solaire sur le panneau PV quand les photons viennent frapper les cellules PV ils arrachent les électrons ce qui permet leur déplacement alors produisant un courant électrique continu.

### I.3.4. Types de système PV :

Selon plusieurs facteurs tels que la charge alimenté et le site on distingue les classes suivantes de système PV :

#### I.3.4.1. Système autonome :

Le système PV autonome est adapté aux sites isolés (les îles, les montagnes...). Ce système fournit de l'électricité aux consommateurs sans être raccordé au réseau.

Ce type de système nécessite l'utilisation de batteries pour le stockage de l'électricité et d'un contrôleur de charge pour assurer la durabilité des batteries[6].

L'énergie produite doit être directement consommée et/ou stockée dans des accumulateurs pour permettre de répondre à la totalité des besoins.

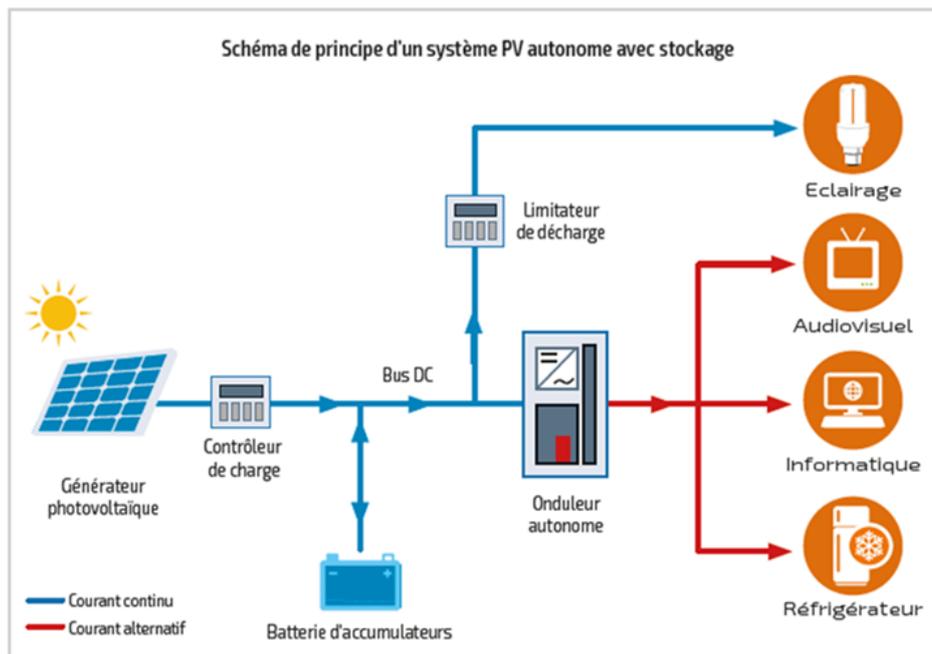


Figure I.4 : Schéma synoptique d'un système PV autonome avec stockage [6]

#### I.3.4.2. Système hybride :

Comme le montre la Fig I.5, ce type de système est basé sur l'association de plusieurs sources d'énergie. Ces systèmes PV hybrides intègrent généralement un générateur photovoltaïque, une éolienne, groupe électrogène, système hydroélectrique, et des batteries de stockage. La difficulté de ce type de système consiste à optimiser l'exploitation de ses différentes sources d'énergie[7].

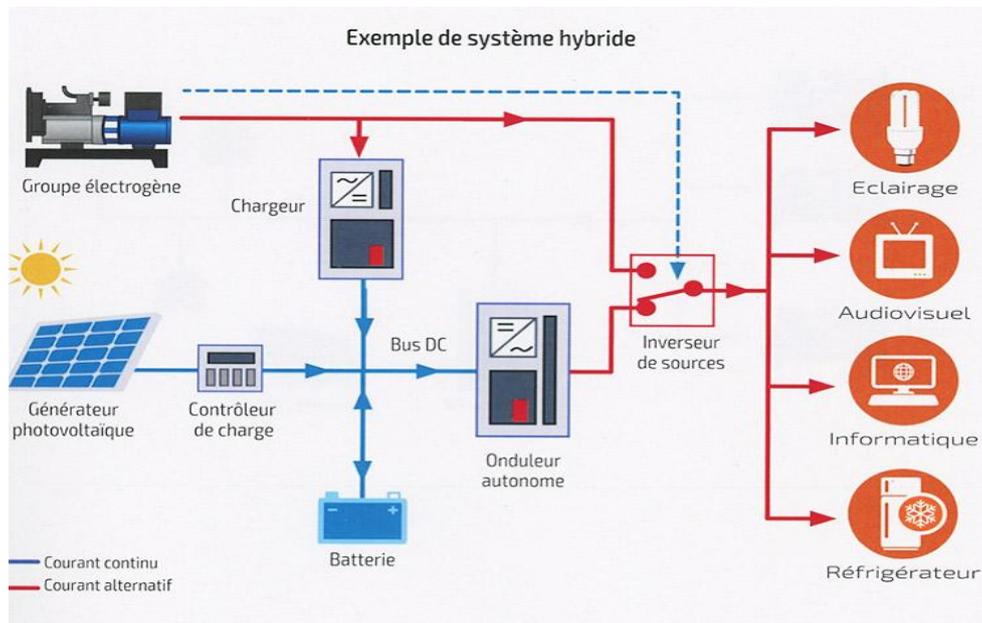


Figure I.5 : Schéma synoptique d'un système hybride [7]

### I.3.4.3. Système connecté au réseau :

Selon la Fig I.6, un système PV raccordé au réseau électrique a pour but d'alimenter partiellement ou totalement une charge. Comme le montre la Fig I.7, le surplus de puissance PV produite par ce système peut être injecté dans le réseau tout en respectant les normes internationales telles que la IEEE 1547-2003, CEI 61000, CEI 61727, UL1741...

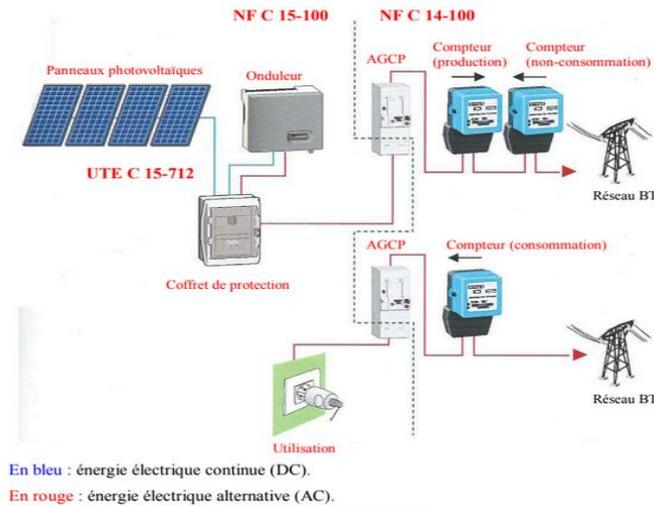
Parmi les types des systèmes PV connectés au réseau, on cite :

#### i. Systèmes centralisés :

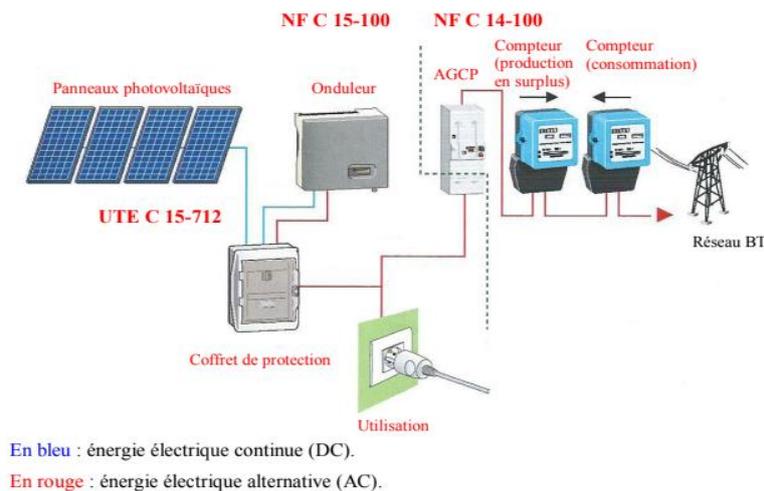
Ceux sont des systèmes à grandes puissances utilisés essentiellement pour renforcer le réseau en associant la puissance PV auxiliaire à la puissance conventionnelle produite par le réseau durant les périodes de pic de puissances. Ces systèmes nécessitent des espaces très vastes (environ 2 hectares pour un 1MWc).

#### ii. Systèmes décentralisés :

Les systèmes décentralisés sont de petite puissance (inférieur à 100 kWc) sont les plus courants, avec approximativement 80 % des systèmes raccordés au réseau mondial, la majorité étant posé sur des habitations individuelles.



**Figure I.6 : Schéma de principe d'une injection de la totalité de la production**

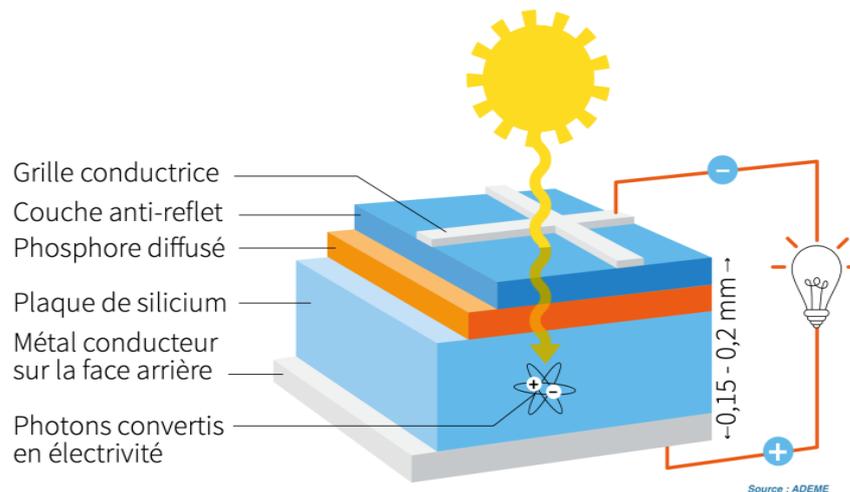


**Figure I.7 : Schéma de principe d'une injection de surplus de la production**

## I.4. Cellules PV :

La cellule PV est l'élément de base de la conversion photovoltaïque. Il s'agit d'un dispositif semi-conducteur qui transforme l'énergie solaire en énergie électrique.

Les cellules PV les plus répandues sont à base de silicium (Si). D'après la Fig I.8, elles sont sous la forme de fines plaques d'une dizaine de centimètres de côté, prises en sandwich entre deux contacts métalliques, pour une épaisseur de l'ordre du millimètre.



**Figure I.8 : Structure d'une cellule solaire**

### I.4.1. Jonction PN :

Dans un semi-conducteur les électrons contenus dans la matière ne peuvent circuler que si on leur apporte une énergie pour les libérer de leurs atomes. Quand la lumière pénètre dans un semi-conducteur, ses photons apportent une énergie permettant aux électrons de se libérer et de se déplacer dans la matière, il y a donc courant électrique sous exposition à la lumière.

Le silicium est largement disponible à la surface de la terre, ce qui permet de réaliser différents composants à base de ce semi-conducteur utilisés massivement dans l'électronique. Dans un photo-générateur, c'est en créant une différence de potentiel entre ses bornes que l'on permet la circulation du courant. Et c'est le « dopage » des parties avant et arrière de la couche de silicium qui va permettre l'apparition de cette différence de potentiel :

- Le dopage type P sur une face, par adjonction d'atomes de bore (B), contenant moins d'électrons périphériques par atome que le silicium.
- Le dopage type N sur l'autre face, par adjonction d'atomes de phosphore (P), contenant plus d'électrons périphériques par atome que le silicium.

On obtient ainsi une « jonction » possédant un champ électrique interne pour entraîner les charges électrique des électrons arrachés vers le circuit extérieur.

### I.4.2. Technologies de fabrication de la cellule PV :

Il existe plusieurs procédés de fabrication qui ont donné naissance à différents types de la cellule PV. Parmi ses technologies on cite :

### a. La première technologie :

- **Cellule PV cristalline :**

Le silicium est extrait de la silice, dont une des formes est le quartz, très abondant dans les sables. Les cellules au silicium constituent plus de 95 % du marché et leur rendement moyen, pour les produits commerciaux, va de 16,5 % à 22 % selon leur technologie.

Avec un traitement à froid, le silicium est formé de plusieurs cristaux (poly-cristallin). Il est facile à produire et atteint un rendement dépassant 22 % en laboratoire.

Fondu, le silicium peut être reconstitué en un grand cristal (mono-cristallin), avec un rendement jusqu'à 26,6 % en laboratoire. Le prix de ces cellules silicium est devenu très compétitif avec d'autres solutions de production d'électricité ces dernières années[8].



Figure I.9 : Cellules cristalline [9]

### b. La deuxième technologie :

- **Cellule PV amorphe :**

Le silicium peut également être utilisé en couches minces s'il est sous sa forme « amorphe » (non cristallisée). C'est la technologie rencontrée depuis longtemps dans les petites calculatrices mais le rendement est plus faible[8].

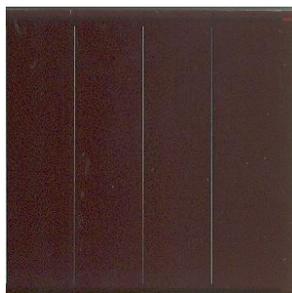


Figure I.10 : Cellule couche minces [9]

### c. La troisième technologie :

Fait appel à d'autres matériaux semi-conducteurs, tels que le Tellure de Cadmium(CdTe),

## CHAPITRE 01 : Généralités sur les systèmes photovoltaïques

Cuivre Indium Sélénium (CIS) et les jonctions à base d'Arséniure de Gallium (GaAs), cette technologie des multicouches est en voie de développement car chacune d'entre elles est sensible à des photons d'énergies différentes.[10]

Les rendements en laboratoire sont proches de ceux du silicium (22,1 % et 23,3 % respectivement).

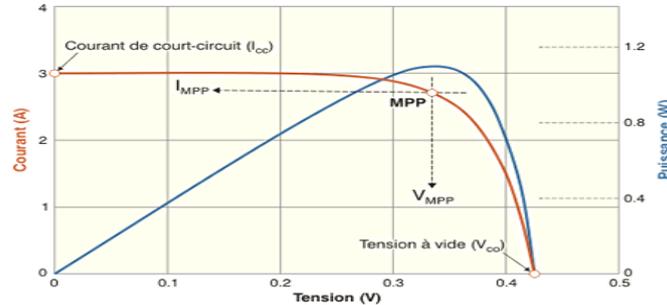
Selon ces technologies, le tableau suivant résume leurs caractéristiques :

**Tableau I.1: Caractéristiques des cellules selon leurs génération**

Cellules		1 <sup>er</sup> génération		2 <sup>eme</sup> génération	3 <sup>eme</sup> génération	
		Polycristallin	Monocristallin	Amorphe	CdTe	CIGS
Rendement (%)	<b>Théorique</b>	27	27	25	28.5	27.5
	<b>En labo</b>	19.8	24.7	13	22.1	23.3
	<b>Disponible</b>	12 – 14	14 – 16	6 – 8	9 - 11	10-12
Longévité		25 à 30 ans	25 à 30 ans	Moins de 20ans	/	
Utilisation		Modules pour toits, façades, générateurs...	Aérospatiale, modules pour toits, façades,...	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment		
Avantages		- Coût plus faible que les Monocristallin - Rendement moyen (10%) Rendement faible sous faible luminosité	- Bon rendement (15%) - Large choix de gammes et nombreux fabricants	- Un peu moins cher que les autres panneaux. -Fonctionne avec une luminosité faible ou diffuse, même par temps couvert	- Fonctionnent avec éclairage faible. - Moins sensible à l'ombrage et aux élévations de température. - Possibilité de créer des panneaux souples. Panneaux légers.	
Inconvénients		-Rendement faible sous faible Luminosité	- Coût élevé - Rendement médiocre si peu de luminosité et si d'augmentation de la température	-Rendement faible en plein soleil, de 6 %	-Rendement global plus faible en ce qui concerne les cellules commercialisées. -Rendement moindre sous éclairage direct. -Diminution de performance avec le temps plus importante. -Durée de vie moins grande que les cellules cristallines.	

**I.4.3. Caractéristiques de cellules PV :**

Sous un éclairage donné, toute cellule photovoltaïque est caractérisée par une courbe courant-tension (I-V) illustré dans la Fig I.11, représentant l'ensemble des configurations électriques que peut prendre la cellule.



**Figure I.11 : Caractéristiques de cellules solaire**

Trois grandeurs physiques définissent cette courbe :

• Sa tension à vide V<sub>co</sub> :

Cette valeur représenterait la tension générée par une cellule éclairée non raccordée.

• Son courant court-circuit I<sub>cc</sub> :

Cette valeur représenterait le courant généré par une cellule éclairée raccordée à elle-même.

• Son point de puissance maximal MPP :

(En anglais : maximal power point) obtenu pour une tension et un courant optimaux : V<sub>opt</sub>, I<sub>opt</sub> (parfois appelés aussi V<sub>mpp</sub>, I<sub>mpp</sub>).

$$MPP = V_{mpp} * I_{mpp} \quad \text{I.2}$$

• Facteur de forme FF :

Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée MPP et la puissance formée par le rectangle I<sub>cc</sub>×V<sub>co</sub> représenté par la relation

$$FF = MPP / I_{cc} * V_{co} \quad \text{I.3}$$

• Rendement η :

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

$$\eta = MPP / P_{in} \quad \text{I.4}$$

**I.5. Module PV :**

Le module PV est un ensemble de cellules PV connectées en série et/ou en parallèle. Une association en série augmente la tension du même courant, tandis qu'une association en parallèle augmente le courant de la même tension. Un module (généralement sous forme de panneau) est constitué d'un certain nombre d'unités de base placées en série pour rendre la tension disponible

en sortie. Ces modules sont ensuite reliés en réseau (série et parallèle) pour obtenir la tension/courant souhaité.

### I.5.1. Assemblage des cellules PV :

#### a. En série :

Les cellules peuvent être associées en série et appelée "String" (Fig I.13), elles sont traversées par le même courant et la tension résultante correspond à la somme des tensions générées par chacune des cellules, d'après la Fig I.12.

$$V_{sco} = n_s V_{co} \quad \text{I.5}$$

$$I_{scc} = I_{cc} \quad \text{I.6}$$

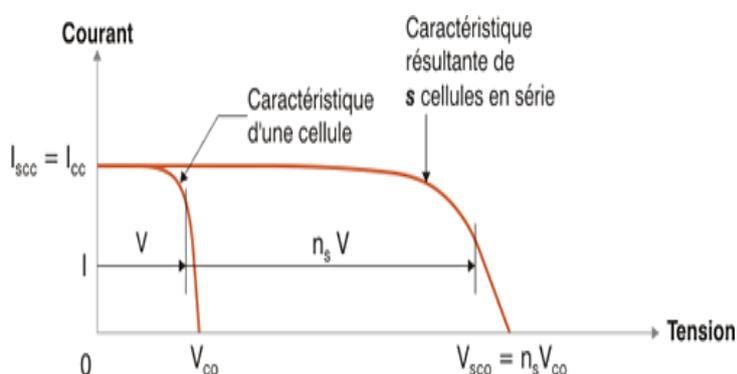


Figure I.12 : Courbe des caractéristiques des cellules en série

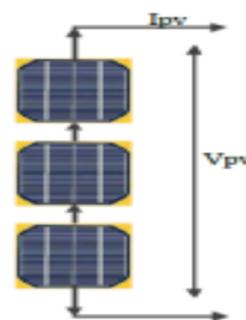


Figure I.13 : Schéma des cellules en série [8]

#### b. En parallèle :

Les cellules peuvent être associées en parallèle (Fig I.15). Le courant total est la somme des courants générés par chacune des cellules, d'après la Fig I.14.

$$I_{pcc} = n_p I_{cc} \quad \text{I.7}$$

$$V_{pco} = V_{co} \quad \text{I.8}$$

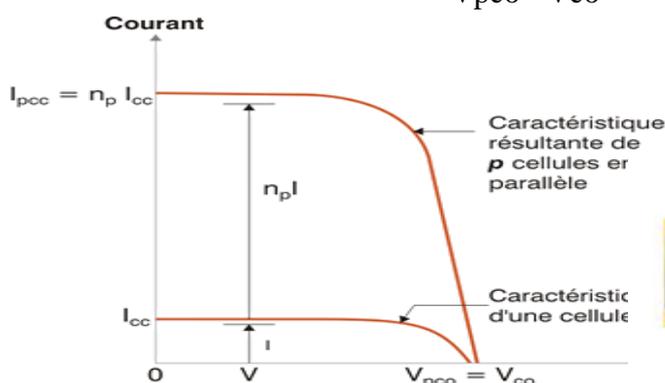


Figure I.14 : Courbe des caractéristiques des cellules en parallèle

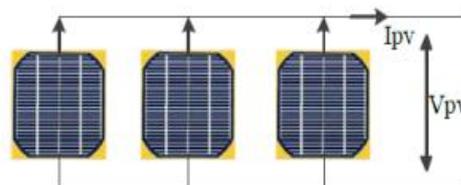
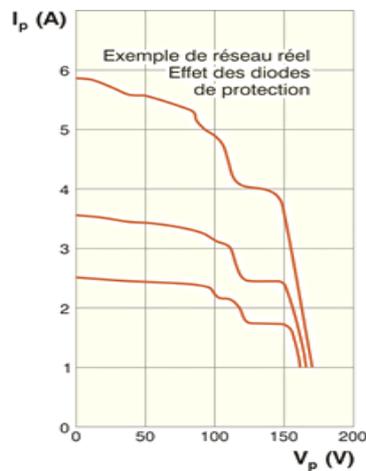


Figure I.15 : Schéma des cellules en parallèle [8]

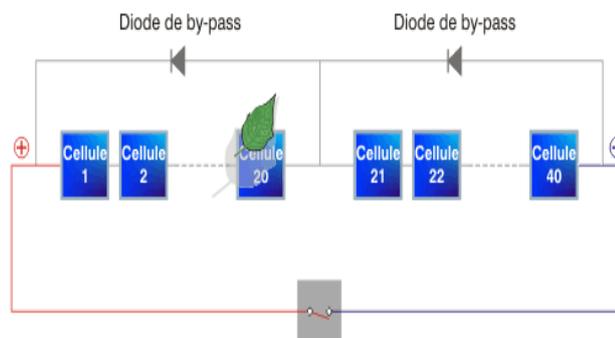
## c. Diode by pass :

D'après la Fig I.16, lors d'un assemblage de cellules PV en série, il est nécessaire de mettre une diode de by-pass pour parer à l'influence de la cellule ombrés sur les autres et ainsi empêcher la destruction de celle-ci. A cet effet, la tension inverse vue par la cellule ne doit pas dépasser la tension d'avalanche (environ 12V).



**Figure I.15 : Effet de la diode by-pass sur la caractéristique de la cellule PV en cas d'ombrage**

Pour que cette condition soit vérifiée, une diode by-pass doit être mise en parallèle au maximum toutes les 20 cellules pour les technologies silicium. Pour simplifier la réalisation de module, une diode de by-pass est placée en parallèle avec chaque groupe de 18 cellules PV constituant le module, comme le montre la Fig I.17. Donc deux (2) diodes de by-pass sont nécessaires pour un module 12V, quatre (4) pour un 24V et ainsi de suite.

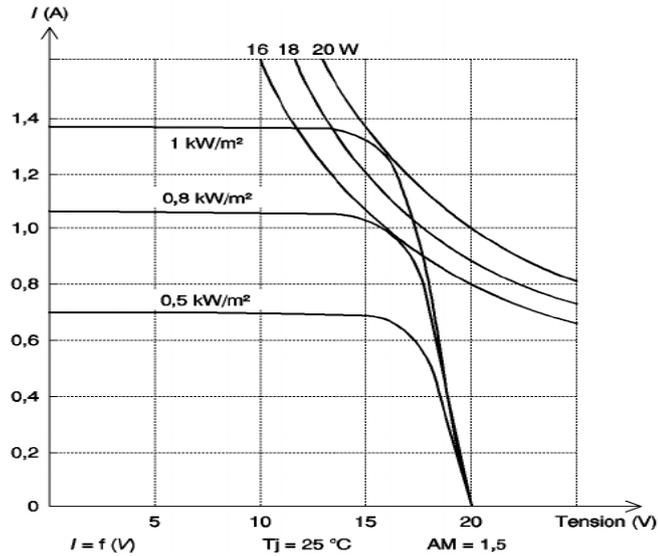


**Figure I.16 : Schéma des cellules avec diode by-pass**

## I.5.2. Influence de l'éclairement et de la température sur la cellule et le panneau PV :

**a. Effet d'éclairement :**

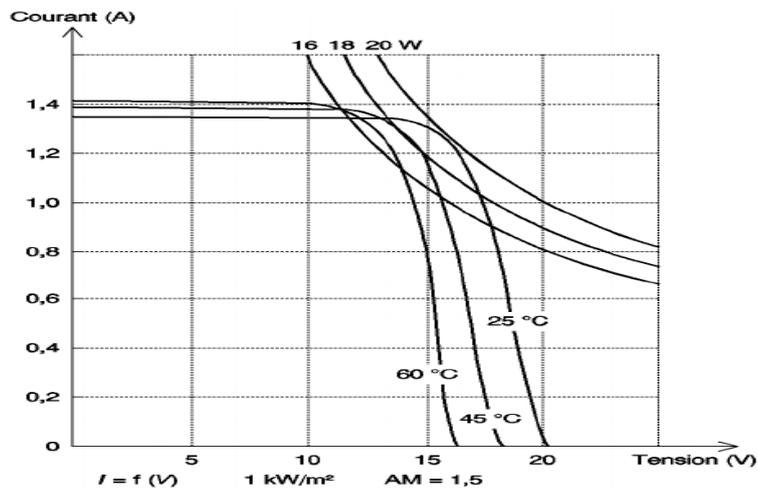
Le courant  $I_{cc}$  varie directement avec le rayonnement lumineux (la relation est proportionnelle), la tension restant relativement constante. Cela est intéressant, notamment pour la charge d'une batterie. Voyons par exemple les caractéristiques d'un panneau au silicium cristallin dans la Fig (I.18) , telles que données par le fabricant [11].



**Figure I.17 : Influence de l'éclairement sur les courbes courant-tension[11]**

**b. Effet de la température :**

La température a également une influence non négligeable sur les caractéristiques de ce panneau : quand la température augmente, la tension diminue et donc la puissance aussi. Les courbes de la Fig (I.19) montrent cette variation des caractéristiques de ce panneau en silicium cristallin en fonction de la température. On constate que l'on passe d'une puissance optimale de 20 W à 25 °C à une puissance de 18 W pour une température de 45 °C [10].



**Figure I.18 : Influence de l'éclairement sur les courbes courant-tension [11]**

Tableau I.2: Variation de tension en fonction de l'éclairement

Tension (V)	0.75	0.65	0.55
Eclairement (W/m <sup>2</sup> )	100	10	1

## I.6. Centrale PV connectée au réseau :

Une centrale PV connectée au réseau comprend un champ PV regroupant des modules PV connecté en série ou en parallèle pour obtenir la puissance désirée. Cette puissance est injectée dans le réseau via l'onduleur qui assure le raccordement de ce champ PV à ce réseau.

### I.6.1. Dispositifs d'un système PV connecté au réseau :

Un système PV connecté au réseau, schématisé dans la Fig (I.19), est constitué essentiellement de 4 blocs fonctionnels différents :

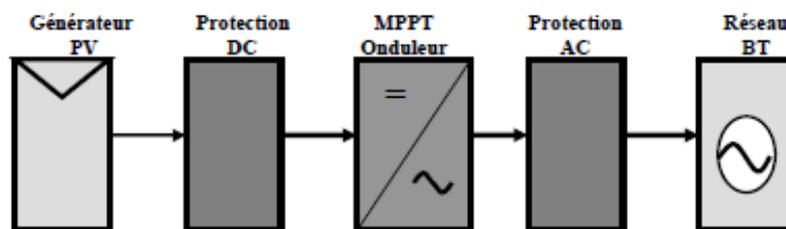


Figure I.19 : Schéma synoptique d'un système PV connecté au réseau

Les dispositifs d'un système PV sont les suivants :

#### I.6.1.1. Générateur photovoltaïque (GPV) :

Un ensemble de panneaux PV élémentaires montés en série et/ou en parallèle résulte 'un générateur photovoltaïque' (GPV), afin d'obtenir des grandeurs électriques désirées telles que la puissance et la tension.

Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique

#### I.6.1.2. Protection des GPV :

La protection des générateur PV est très importante pour assurer leur état qu'il soit fiable et pour augmenter la durée de de vie de l'installation.

Il existe 2 méthodes de protections :

- **Par la diode anti-retour** : la protection en cas de connexion en parallèle de modules PV pour éviter les courants négatifs dans les GPV.

- **Par la diode by-pass** : la protection lors de la mise en série de modules PV permettant de ne pas perdre la totalité de la chaîne.

### I.6.1.2. Protection DC :

Il peut toutefois être nécessaire, ou pratique, de regrouper dans une armoire d'entrée avant l'onduleur les câbles provenant de champs séparés, les sectionneurs DC, les dispositifs de protection anti-surtensions.

Le contacteur principal DC doit pouvoir séparer le champ photovoltaïque sous charge. Il ne faut utiliser que des contacteurs conçus et testés pour commuter du courant continu à la tension nominale.

Il ne doit pas être utilisé normalement pour arrêter le fonctionnement de l'onduleur.[12]

### I.6.1.3. Dispositifs de conditionnement de puissance (DCP) :

Ces dispositifs de conditionnement de puissance constituent d'un hacheur (convertisseurs DC/DC), ayant pour fonction la poursuite du point de puissance maximum (MPPT) et d'un onduleur (convertisseur DC/AC), qui permet d'adapter les caractéristiques de l'énergie produite par le générateur PV (DC) aux besoins du réseau électrique.

#### a. Hacheur :

Le hacheur est un convertisseur de courant continu-continu c'est-à-dire DC-DC, il fait varier la valeur de tension continu du panneau.

Parmi les convertisseurs les plus répandus, il y a :

- **Boost** : Elévateur de tension, pour qu'elle soit la tension de sortie importante.
- **Buck** : Abaisseur de tension, pour qu'elle soit la tension d'entrée plus importante.
- **Buck-Boost** : Combinaison des 2 types précédents.

#### b. Onduleur :

L'onduleur est un convertisseur de courant continu-alternatif DC-AC du panneau.

C'est un appareil électronique de haute technologie conçu pour répondre à toutes les exigences du réseau, comme la qualité, la sécurité et la fiabilité, et pour permettre un contrôle parfait du fonctionnement. Afin de limiter les pertes, il doit être placé le plus près possible des panneaux photovoltaïques.

L'onduleur connecté au réseau s'arrête automatiquement de fonctionner lorsque le réseau est mis hors tension. Une sécurité est en effet prévue afin de supprimer les risques d'électrocution lorsque des techniciens font une opération de maintenance sur le réseau.[13]

L'onduleur réseau intègre 3 fonctions principales :

- Suivi de Puissance maximale du champ PV
- Conversion du courant continu en courant alternative
- Couplage/découplage du réseau électrique

### **I.6.1.4. Protection AC :**

Si le point d'injection dans le réseau est relativement éloigné, un disjoncteur AC et les protections de ligne seront montés dans une armoire de sortie, à proximité de l'onduleur. Il ne doit pas être utilisé pour interrompre le fonctionnement de l'onduleur.[12]

#### **- Câblages :**

Pour faciliter le câblage et minimiser les effets d'ombrage, la surface de captage est généralement répartie en rangées parallèles est-ouest sur la largeur d'un terrain disponible. Le câblage des rangées suivra naturellement les structures jusqu'aux coffrets de raccordement. Les liaisons entre rangées et jusqu'aux onduleurs se font en caniveau. [9]

### **I.6.2. Technologies de stockage :**

De nombreuses études ont été consacrées ces dernières années à la recherche et au développement de systèmes PV raccordés au réseau électrique avec la fonction de stockage. En effet, cette dernière permet de résoudre les perturbations électriques engendrées par les réinjections directes non prévisibles des installations actuelles. Jusqu'à présent, ces perturbations sont encore absorbées par le réseau électrique lui-même. [14]

La fonction de stockage peut ouvrir plus largement le marché en s'affranchissant de la capacité de connexion. En effet, la fonction de stockage sert à d'autres fins que l'amélioration de la qualité du courant ; elle permet notamment de stocker l'énergie excédentaire produite pour éviter de surcharger le réseau lorsque la production est suffisante pour répondre à la demande. Ainsi, le réseau bénéficiera d'une source d'énergie prévisible et disponible à tout moment pour réduire la charge sur le réseau pendant les périodes de pointe de consommation. Ainsi, le stockage va répartir dans le temps l'énergie PV générée pendant la journée, la rendant échelonnée dans le temps et facilement disponible en fonction des besoins. Par conséquent,

cette fonction maximisera la consommation locale ou l'autoconsommation et augmentera l'efficacité du système PV.[14]

### **I.6.3. Le réseau de distribution :**

Le réseau de distribution doit être avec une tension de 230V ou 380V alternative et de fréquence 50 Hz, ce sont les normes en Algérie.

Il représente le dernier niveau de la distribution.

Un réseau de distribution électrique est caractérisé par différents éléments tels que[14] :

- Son architecture, sa taille, ses modes de fonctionnement.
- Son schéma de liaison du neutre à la terre.
- Le type des sources et des charges.
- Les types et caractéristiques des transformateurs de distribution,
- Les besoins spécifiques et les caractéristiques nécessaires de l'alimentation.

#### **o Le raccordement au réseau :**

Le producteur communique au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité les caractéristiques techniques de son installation de production qui sont nécessaires à la définition du raccordement ainsi que, à la demande du gestionnaire, les éléments justificatifs attestant [14] :

L'aptitude de l'installation de production à fonctionner dans les conditions normales de tension (c'est-à-dire pour une tension au point de livraison ne s'écartant pas de la tension contractuelle de plus ou de moins de 5 % pour les zones urbaines à usage éclairage prépondérant et de 10% pour les zones rurales ou industrielles à usage force motrice prépondérant) et de fréquence (c'est-à-dire pour une fréquence comprise entre 49,5 Hz et 50,5 Hz) rencontrées sur le réseau public de distribution d'électricité et sans limitation de durée.

L'aptitude de l'installation de production à rester en fonctionnement lorsque la fréquence ou la tension sur le réseau public de distribution d'électricité atteignent des valeurs exceptionnelles pour des durées limitées.

### I.6.4. Classification des centrales PV connectée au réseau :

La classification des centrales PV connectées au réseau est faite par rapport à sa taille et on distingue trois classifications qui résumé dans le Tableau I.3 :

**Tableau I.3 : Classification des centrales PV connectées au réseau**

Puissance PV (kWc)	Type de réseau	Domaine d'applications
1 à 10	BT	Les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings,...
10 à quelques centaines	BT ou MT	Un édifice, sur un toit ou une façade.
>500	HT	Compagnies d'électricité

### I.7. Avantages & inconvénients de l'énergie solaire :

L'énergie PV est une source d'énergie qui apporte plusieurs avantages mai qui engendre aussi des inconvénients illustré par le Tableau I.4.

**Tableau I.4 : Les avantages & les inconvénients de l'énergie solaire**

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"><li>- Production d'une énergie propre et renouvelables sans dégagement des gaz à effet de serre, et ne génère pas des déchets toxiques, durable et un bon investissement.</li><li>- La disponibilité de soleil partout et silencieuse</li><li>- Les installations photovoltaïques sont en général de haute fiabilité, elles demandent peu d'entretien et ne comporte pas de pièces mobiles, ce qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Rendement de conversion faible et diminuent avec le temps</li><li>- Variation météorologique donc l'ensoleillement, toujours variable</li><li>- Le coût d'installation augmente dont le besoin des batteries</li><li>- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé</li></ul>

### **I.8. Conclusion :**

Dans ce chapitre, on a donné un aperçu des notions de bases de l'énergie solaire de système PV et de ses types. Nous avons parlé de la cellule PV et du module PV avec le principe de leur fonctionnement. Ensuite, on a passé en revue les types de centrales PV connectées au réseau existantes dans ce qui de suit on abordera le convertisseur DC-AC et le régulateur MPPT.

# **Chapitre 02:**

## **Les onduleurs et la commande MPPT**

## II. Chapitre 02 : Les onduleurs et la commande MPPT

### II.1. Introduction :

L'onduleur est un élément important dans la conversion de l'énergie continue produite par les modules PV en une énergie alternative.

Dans ce chapitre, on présente les différents types des convertisseurs DC-AC, utilisés dans les systèmes PV. Nous étudierons en particulier l'onduleur réseau et nous désignerons ses paramètres afin d'assurer la poursuite de point de puissance maximale (MPPT). Nous présentons aussi le principe de la commande MPPT.

### II.2. Onduleur :

L'onduleur un est convertisseur DC-AC, qui permet de transformer un signal continu, issu d'une alimentation continue tel que : la batterie d'un accumulateur ou le générateur continu, en un signal alternatif.

Il peut comprendre une commande MPPT qui traque le point de fonctionnement optimal provenant des modules.

Le symbole de l'onduleur est donnée par Fig II.1

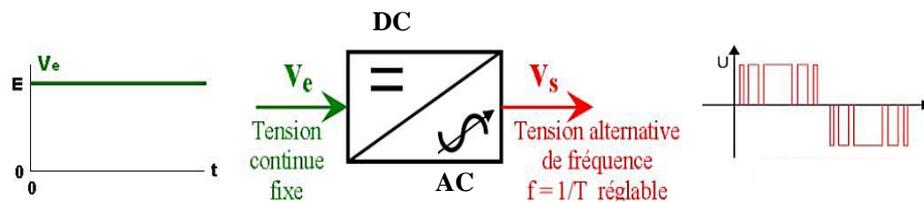


Figure II.1 : Schéma de principe de base de l'onduleur

#### II.2.1. Caractéristiques d'onduleur :

L'onduleur a des caractéristiques :[16]

- Tension d'entrée «  $V_e$  » :

C'est la gamme de la tension d'entrée «  $V_e$  » acceptable durant le fonctionnement nominal de l'onduleur.

- Puissance de sortie nominale et maximale «  $P_s$  » :

C'est la valeur nominale et maximale de la puissance de sortie AC que peut délivrer l'onduleur en fonctionnement continu.

➤ Le rendement «  $\eta$  » :

Le rendement de l'onduleur est défini comme le rapport de la valeur efficace de la puissance de sortie sur la valeur de la puissance d'entrée continue et s'écrit :  $\eta = \frac{P_s}{P_e}$  (II.1)

➤ Le courant maximal «  $I_{max}$  » :

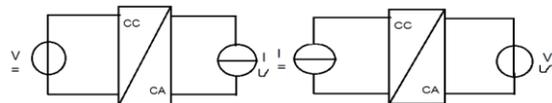
En fonctionnement continu, il est nécessaire de connaître le courant maximal et celui pouvant être débité pendant un temps très bref qui peut atteindre 2 à 10 fois le courant nominal d'une charge telle que lors du démarrage d'un moteur.

**II.2.2. Type des onduleurs :**

On distingue deux types selon la nature de la source continue :

- Onduleur de tension : la source DC impose la tension, la charge AC impose le courant sinusoïdal.

- Onduleur de courant : la source DC impose le courant, la charge AC impose la tension sinusoïdale.

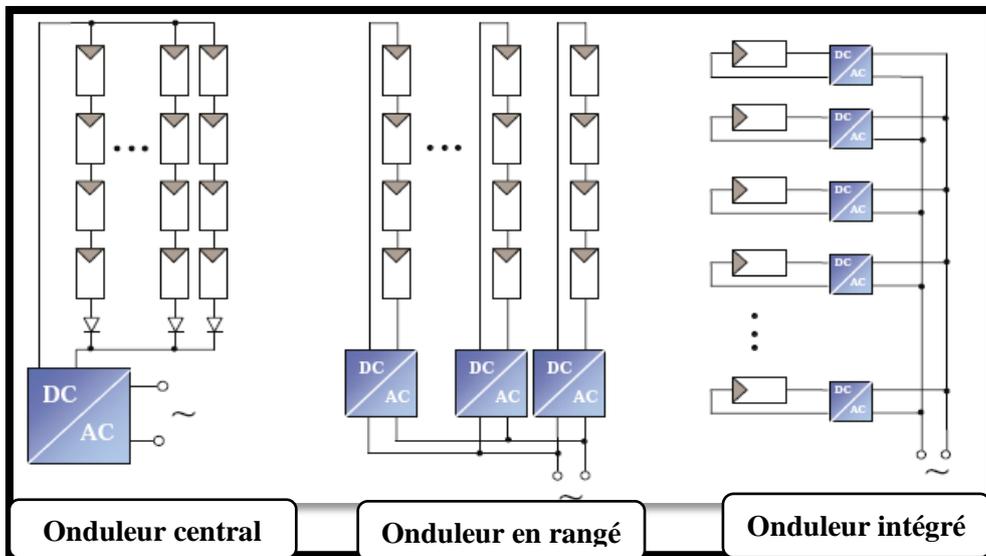


**Figure II.2 : Schéma d'onduleur de tension et courant**

**II.2.3. Topologies et catégories des onduleurs réseau :**

**a. Topologies :**

Il existe 3 topologies d'onduleurs comme le schéma dans la Fig suivante montre :



**Figure II.3 : Schémas de principe de différentes topologies d'installations PV connectés au réseau**

### **i. Onduleur central :**

Dans l'onduleur central, les divers panneaux PV pour une grande installation (>10kW) sont montés en rangées pour former une chaîne (String en anglais), elle est même couplée en série avec des diodes anti-retours. Le GPV de forte puissance, ainsi est reliée du côté DC à un seul onduleur. Cet onduleur central présente une grande efficacité énergétique imbattable à des coûts moins onéreux. L'onduleur central possède un seul système de contrôle MPPT lui permettant de fonctionner à son PPM. Cela marche parfaitement tant que les panneaux sont identiques et qu'ils fonctionnent sous un ensoleillement homogène. Mais lorsque les caractéristiques électriques entre les panneaux diffèrent, dues à des ombrages, des salissures et au vieillissement, la commande MPPT devient incertaine et le champ PV ne produit pas autant qu'il le pourrait. En outre, la fiabilité de l'installation est limitée parce qu'elle dépend d'un seul onduleur. Ainsi, lorsqu'une panne de l'onduleur central se produit, elle entraîne l'arrêt complet de l'installation et donc de la production [17], [18].

### **ii. Onduleur en rangée :**

L'une des topologies les plus employée actuellement est celle de l'onduleur « rangée », qui consiste à implanter un onduleur au bout de chaque chaîne. Les onduleurs sont ensuite connectés en parallèle au réseau électrique, ce qui nécessite une coordination entre les onduleurs (du type maître - esclaves) pour proscrire le fonctionnement en îlotage et éviter les échanges de puissance entre les onduleurs. Chaque branche peut ainsi fonctionner à son point de puissance maximum. Cette technologie réduit considérablement le risque de problèmes d'adaptation ainsi que les pertes dues aux effets d'ombrage, tout en éliminant celles occasionnées par les diodes anti-retour et un câblage prolongé vers le générateur DC. Ces propriétés techniques avantageuses accroissent la fiabilité de l'installation ainsi que sa production énergétique. Cette architecture présente l'inconvénient d'être onéreuse de point de vue économique en raison de l'utilisation d'un nombre important de convertisseurs par rapport à l'architecture précédente [17], [18].

### **iii. Onduleur intégré :**

Dans cette topologie chaque panneau dispose de son propre onduleur ce qui permet théoriquement d'éviter toutes pertes liées à la différence de puissance entre chaque module quelle que soit l'origine du défaut. Le rendement des onduleurs intégrés aux panneaux reste cependant au-dessous de celui de l'onduleur string à cause de la grande différence des tensions entre les GPV et la charge. De plus, les onduleurs intégrés aux panneaux induisent des coûts de

câblage supplémentaires du côté AC, étant donné que chaque panneau de l'installation doit être relié au réseau 230 V [5], [6].

On a caractérisé ses onduleurs dans le Tableau II.1 :

**Tableau II.1 : Caractéristiques techniques des différentes topologies d'onduleur.**

	<b>Onduleur central</b>	<b>Onduleur string</b>	<b>Onduleur intégré</b>
<b>Tension PV</b>	340-800 V	150-800 V	17-90 V
<b>Pertes DC (ohm)</b>	≈ 1-5% en fonction de la tension et de la distance	≈ 1% en fonction de la tension et de la distance	Négligeable
<b>Rendement « <math>\eta</math> »</b>	95-97%	92-96%	87-93%
<b>Maintenance et réparation</b>	Simple	Difficile (recherche disfonctionnement)	Difficile (recherche disfonctionnement)

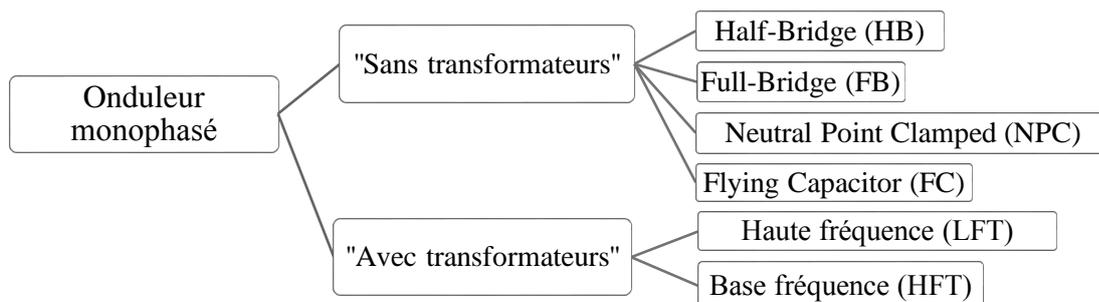
### II.2.3.2. Catégories :

En fonction de leurs topologies, les onduleurs sont classés en trois catégories :

- Les onduleurs monophasés sans transformateur
- Les onduleurs monophasés avec transformateur
- Les onduleurs triphasés

#### II.2.3.2.1. Les onduleurs monophasés :

Ce type d'onduleur est utilisé généralement pour les alimentations de secours, et il est résumé dans le schéma de la Fig II.4. Il délivre dans la sortie une tension alternative monophasée.



**Figure II.4 : Schéma des onduleurs monophasés**

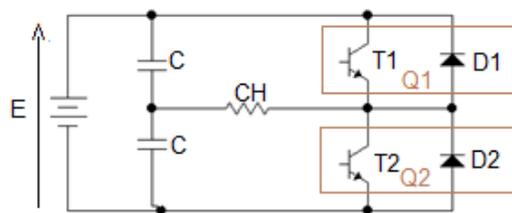
A cet effet, on distingue deux classes d'onduleurs monophasés suivant leurs topologies :

**a. Onduleur monophasé sans transformateur :**

Les topologies d'onduleurs sans transformateurs sont des onduleurs photovoltaïques dont la technologie est à venir. Cela est dû au fait que les transformateurs fonctionnant à la fréquence du réseau sont encombrants et coûteux et produisent des pertes. En outre, le transformateur limite la liberté de contrôler le courant injecté au réseau.

**1- Onduleur PV dérivé de la topologie demi pont (H-Bridge (HB)) :**

La famille des onduleurs HB développée pour la première fois par W. McMurray en 1965[18], [19]. Ce type d'onduleur peut être utilisé en conversion DC/DC ou DC/AC et peut aussi être implémentée en forme (FB) avec deux bras de branchement et en forme (HB) avec un seul bras de branchement.[19]

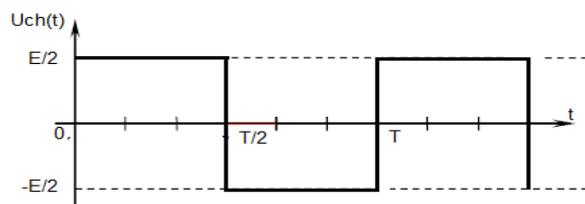


**Figure II.5 : Schéma principale d'un onduleur monophasé en demi- pont (HB)**

D'après la Fig II.5 cet onduleur est constitué de deux interrupteurs de puissance notés T1 et T2 à commande complémentaire. La durée de conduction de chacun des interrupteurs est  $(180^\circ)$  correspondant à la fréquence du signal de sortie requis.

Lors de la fermeture de l'interrupteur T1, la tension aux bornes de la charge serait donc de  $+E/2$ , et prend la valeur  $-E/2$  quand le second interrupteur T2 fermé, comme est montrée dans la Fig II.6.

Les diodes D1 et D2 dites de récupération, assurent la conduction d'un courant négatif en cas de déphasage de ce dernier par rapport à la tension aux bornes de la charge.[8]

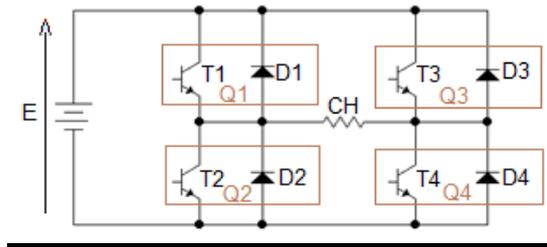


**Figure II.6 : L'allure de la tension aux bornes de la charge**

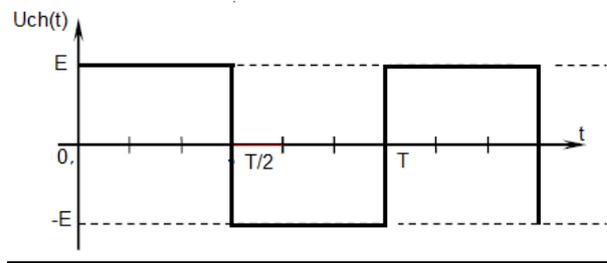
**2- Onduleur PV dérivé de la topologie pont (Full-Bridge (FB)) :**

Comme la Fig II.7 montre, il comporte quatre interrupteurs de puissance (T1, T2, T3 et T4). T1 et T2 sont fermés simultanément la tension imposés aux bornes de la charge prend la valeur +E et de -E lors de la fermeture simultanée des deux autres interrupteurs T3 et T4, comme est montrée dans la Fig II.8.

Les deux interrupteurs du même bras ne peuvent pas conduire simultanément, à cause d'un court-circuit de la tension.



**Figure II.7: Schéma principale d'un onduleur monophasé pont (FB)**



**Figure II.8 : L'allure de la tension aux bornes de la charge**

**3- Onduleur neutral point clamped (NPC) :**

C'est la plus pratique des catégories, de l'onduleur de tension multi-niveaux est la structure NPC (Neutral-Point-Clamped). Elle a été proposée, la première fois, par A.Nabae et H. Akagi en 1981.[21]

C'est un onduleur de tension à diodes de bouclage.

**4- Onduleur multicellulaire série (FC) :**

L'onduleur à condensateur flottant (Flying Capacitor Multilevel Inverter) est consisté à une conversion d'énergie qui repose sur la mise en série d'interrupteurs commandés. Elle a été proposée par Meynard et Foch en 1992. Dans cette topologie, les capacités remplacent les diodes de blocage, d'où l'appellation « onduleur à condensateur flottant ». Cette structure est proposée pour résoudre d'une part le problème de l'équilibre des tensions, et d'autre part pour réduire le nombre excessif de diodes.[21]

**b. Onduleur monophasé avec transformateur :**

Les onduleurs avec transformateur peuvent être classés en deux catégories :

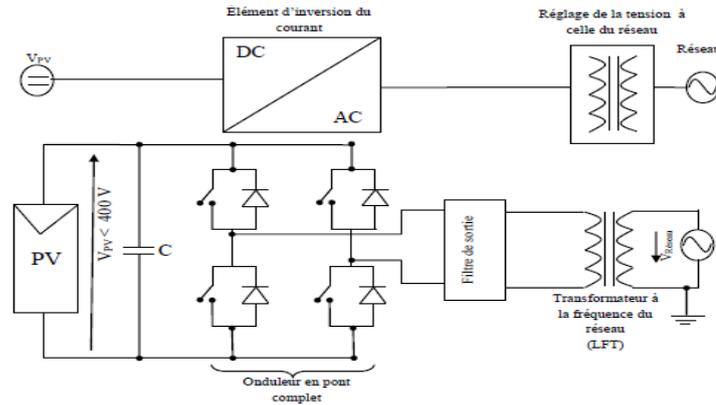
- Les onduleurs munis d'un transformateur basse fréquence 50 Hz ou fréquence du réseau alternatif (LFT).
- Les onduleurs munis d'un transformateur haute fréquence (HFT).

**1- Les onduleurs monophasés munis de transformateurs de basse fréquence (LFT) :**

Utilisant un onduleur en pont de transistors ; comprend un onduleur en pont de transistors commandés en PWM, d'un condensateur à son entrée pour accumuler l'énergie, filtrer les fluctuations de tension (commutations) et par conséquent maintenir le point de fonctionnement stable, ce condensateur doit être de forte valeur et il est très sensible à la chaleur. Un filtre à la sortie de l'onduleur élimine les harmoniques à hautes fréquences pour obtenir une onde sinusoïdale, un transformateur à basse fréquence augmente la tension à la sortie du onduleur jusqu'au niveau de celle du réseau et assure une isolation galvanique entre l'onduleur (PV) et le réseau.[22]

Enfin, les interférences sont une dernière fois filtrées en sortie de l'onduleur.

Le schéma dans la Fig II.9 présente cette topologie :



**Figure II.9 : Topologie utilisant un onduleur en pont de transistors [22]**

**2- Les onduleurs monophasés munis de transformateurs de haute fréquence (HFT) :**

Il existe l'onduleur PV avec deux étages de conversion et avec trois étages de conversion :

**a. Onduleur PV avec deux étages de conversion (Onduleur avec deux étages et un convertisseur Flyback) :**

Cette topologie est illustrée dans la Fig II.10.

Le principe de fonctionnement d'une telle topologie est le suivant : [22]

- a) Les modules PV sont raccordés en entrée de l'onduleur.
- b) La tension du générateur (PV) passe par un convertisseur DC/DC composé :  
D'un convertisseur Flyback (ou Forward) qui convertit le courant continu (DC) fourni par les panneaux PV en courant continu avec un niveau de tension désiré en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion avec la fréquence de découpage de 16 à 20 kHz.  
D'un transformateur HF qui augmente la tension à un niveau de tension nécessaire pour l'onduleur et assure une isolation galvanique.  
Enfin, d'un pont redresseur qui transforme le courant alternatif HF en courant continue.
- c) Après filtrage, un pont convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion dont le fondamental est à la fréquence de 50Hz.
- d) Enfin, les interférences sont une dernière fois filtrées en sortie de l'onduleur.

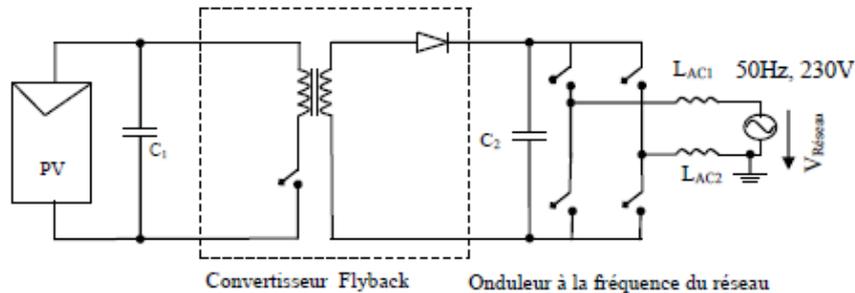


Figure II.10 : Onduleur PV avec deux étages et un convertisseur (Flyback) [22]

**b. Onduleur PV avec trois étages de conversion (Onduleur PV avec trois étages de conversion avec un transformateur à point milieu et un push-pull) :**

La topologie de cet onduleur est montrée dans la Fig II.11.

Afin de réduire les pertes de commutation sur le côté haute tension le transformateur à point milieu push-pull amplifie la tension au niveau de celle du réseau et façonne la forme du courant ainsi. Un pont redresseur à diodes à HF est utilisé dans un deuxième étage de conversion pour redresser la tension du secondaire du transformateur ensuite un onduleur en pont est utilisé pour créer la forme sinusoïdale de la tension. Les deux convertisseurs en série réduisent le rendement et rendent le contrôle plus complexe [21].

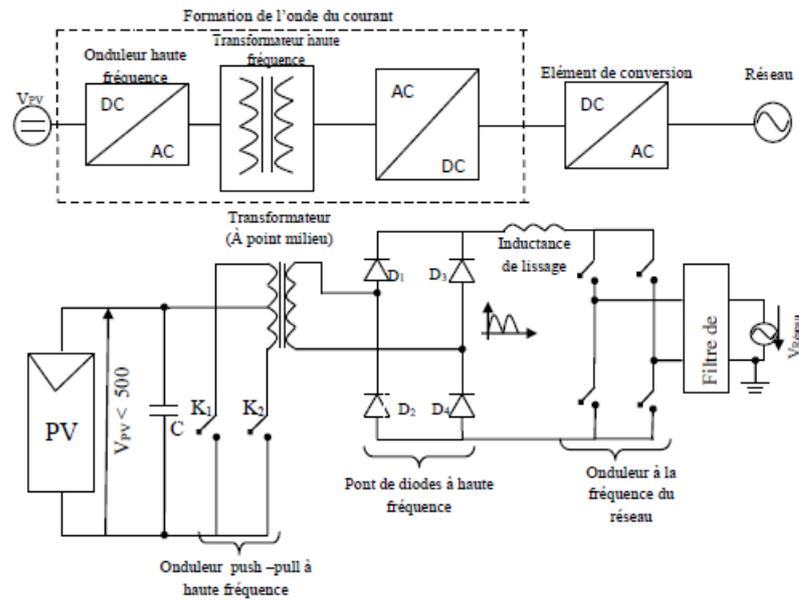


Figure II.11 : Onduleur PV avec trois étages de conversion avec un transformateur à point milieu et un push-pull

### II.2.3.2.2. Les onduleurs triphasés :

La Fig II.12 présente la structure générale d'un onduleur triphasé qui se compose de trois onduleurs demi-pont (HB) monophasé en parallèle. Le contrôle e commutation de chaque demi-pont permet d'obtenir trois phases déphasées de  $120^\circ$ . Les interrupteurs du même bras de l'onduleur doivent être complémentaires pour que la tension de la source continue ne soit jamais en court-circuit et que les courants des circuits ne soient jamais ouverts. Il faut noter que les interrupteurs donnent trois tensions de sorties.[24]

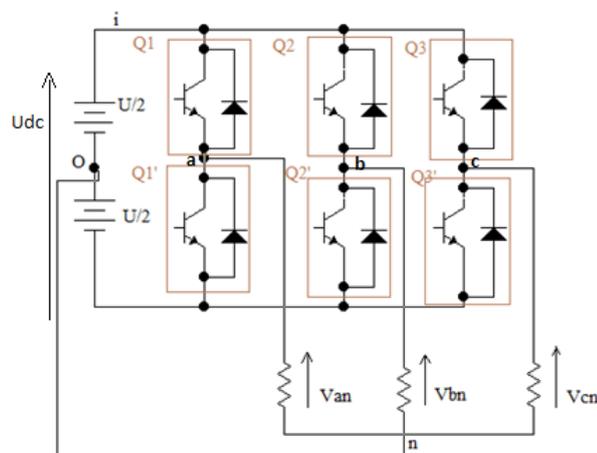


Figure II.12 : Circuit de puissance d'un onduleur triphasé

**II.2.3.3. Critères du choix d'un onduleur :**

Le choix d'un onduleur est donc une étape importante, pour cela on a classé les critères dans le Tableau II.2 :

**Tableau II.2 : Critères choix d'onduleur**

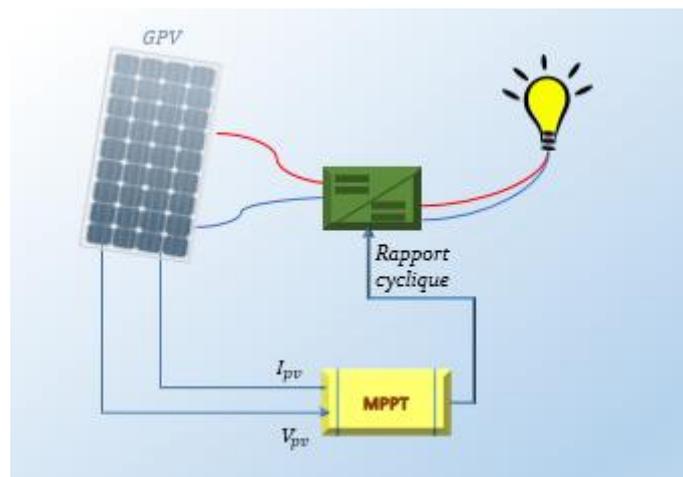
<b>Type des critères</b>	<b>Les critères</b>
Choix de la puissance	- La puissance nominale : La valeur nominale correspond à la puissance maximale que l'onduleur peut délivrer en continu sur la longue durée. - La puissance crête : la puissance maximale que peut délivrer un onduleur pendant quelques secondes.
Choix des tensions	- La tension d'entrée en courant continu : Elle doit être supérieure à celle du générateur (panneaux PV) et de la batterie. - La tension de sortie : Elle doit correspondre à celle des appareils utilisés. Soit en principe du 220/230V.
Rendement	Dépendent de la puissance qu'il consomme pour son propre fonctionnement.  Ce rendement varie en principe entre 95% et 98%.
Optimisation de la plage MPPT	Ramener le point de fonctionnement de système PV au point de puissance maximale en dépit des contraintes environnante.
Intensité max	Si plusieurs cordes de panneaux sont branchées en parallèle. La somme de l'intensité de chaque string ne doit pas dépasser l'intensité maximale de l'onduleur.
Forme du signal et type d'onduleurs	- Onduleurs "Pur Sinus" qui produisent un signal sinusoïdal conforme à celui du réseau électrique. - Onduleurs "Pseudo Sinus".

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- L'onduleur a onde carrée se trouve également sur le marché mais offre un signal de faible qualité et ne peut être utilisé que pour les petites charges.</li> <li>- Le choix du type d'onduleur qu'entre en compte l'utilisation que nous ferons de notre installation.</li> </ul>
Transformateur	<p>Le transformateur isole le réseau et le champ photovoltaïque, donc c'est une sécurité supplémentaire.</p> <p>En parallèle induit une diminution du rendement.</p>
Durée de vie	La durée de vie statistique d'un onduleur est donnée pour 10 ans.

### II.3. La commande MPPT :

D'après la Fig II.13, un Régulateur MPPT (Maximum Power Point Tracker) est utilisé pour la commande du hacheur en ajustant son rapport cyclique.

Cette technique a été utilisée pour la première fois dans les années 1970 pour des applications aérospatiales, par la société «Honeywell» et le centre de recherche «NASA»[24],[25].



**Figure II.13 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque avec un convertisseur**

Les systèmes MPPT sont généralement associés avec les générateurs photovoltaïques, dont la caractéristique  $I = f(V)$  est fortement non linéaire.

Les courbes de la Fig (II.14) représentent la trajectoire du point de puissance maximale produite par le générateur.

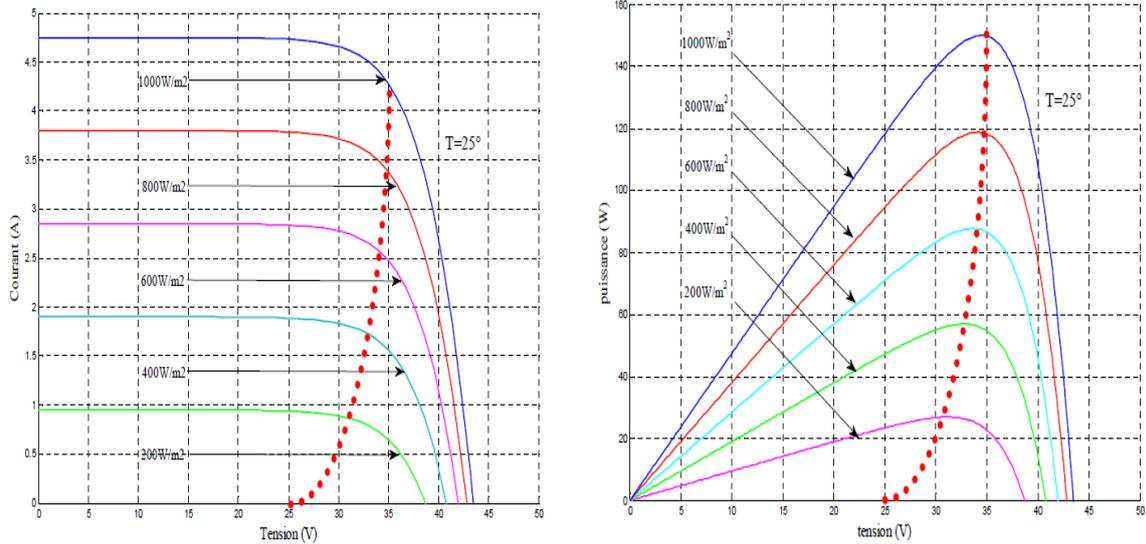


Figure II.14 : La caractéristique  $I = f(V)$  et  $P = f(V)$  et la trajectoire de PPM

### II.3.1. Nécessité d'une commande MPPT :

L'exploitation de l'énergie solaire a un énorme potentiel. Les panneaux photovoltaïques sont conçus pour optimiser les performances. Même avec un rendement connu relativement faible, il faut rechercher le maximum de puissance. Cependant, les panneaux photovoltaïques sont affectés par les conditions météorologiques (ensoleillement, température, ombre) qui affectent la puissance qui peut être extraite.

En effet, même dans des conditions constantes, la puissance pouvant être extraite varie en fonction de la tension (ou du courant) appliquée aux bornes du panneau PV. Il faut donc que le système d'exploitation s'adapte pour extraire le plus d'énergie possible : c'est ainsi qu'est née l'idée du MPPT.

### II.3.2. Principe de fonctionnement de la commande MPPT :

Durant le fonctionnement du GPV, plusieurs perturbations peuvent modifier le PPM. La Fig II.15 illustre un cas de perturbations et montre le comportement du GPV face à elles.

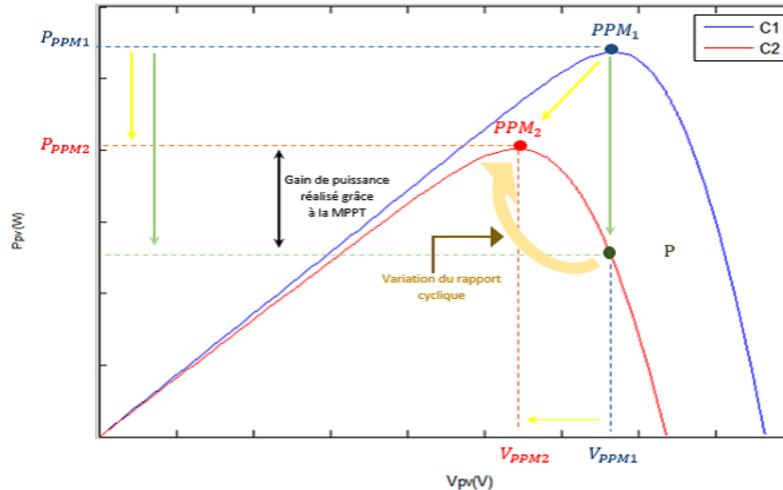


Figure II.15 : Recherche et recouvrement du PPM [25]

On suppose qu'un GPV fonctionne sous une condition  $C1$  présentant un seul point de puissance maximale  $PPM1$ . Le système PV, dans le cas où la poursuite est assurée, arrive à extraire le maximum de puissance en faisant coïncider le point de fonctionnement avec le point de puissance maximale. A un moment donné, la condition de travail  $C1$  se bascule vers une autre condition  $C2$ , bien sûr différente. En fonction de cette nouvelle condition, le rapport cyclique va être ajusté pour que la tension initiale  $V_{PPM1}$  s'attribue à la valeur  $V_{PPM2}$  qui fera correspondre le point de fonctionnement au nouveau point de puissance maximale  $PPM2$  sur la nouvelle caractéristique; (suivant les flèches jaunes).

Dans le cas contraire, correspondant à l'absence d'une poursuite, et donc à l'absence d'ajustement de la tension du point de fonctionnement ; le GPV garde la même tension initiale  $V_{PPM1}$ , mais comme la condition de travail a changé, le point de fonctionnement a migré sur la nouvelle caractéristique en attribuant une puissance  $P$  qui est inférieure à la puissance max qu'on pourrait tirer dans cette nouvelle condition de travail (flèches vertes). [25]

### II.3.3. Méthodes de recherche du point de puissance maximale :

Pour l'obtention d'un meilleur rendement dans le fonctionnement la commande du point de puissance maximale (MPPT) consiste transférer de façon optimale toute la puissance électrique à extraire de cette source de l'énergie photovoltaïque vers la charge à alimenter. Les algorithmes MPPT peuvent être classés en trois classes principales résumé dans la Fig II.16 :

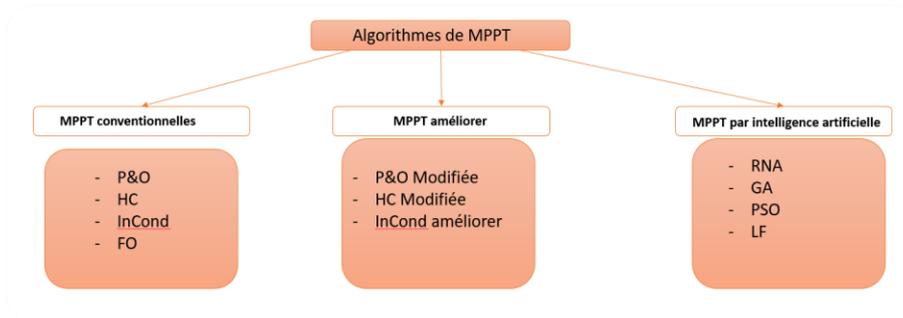


Figure II.16 : Classification des méthodes MPPT

II.3.3.1. Perturber et Observer (P&O) :

Le principe de cet algorithme est d’effectuer une perturbation sur la tension du panneau PV tout en agissant sur le rapport cyclique  $\alpha$ , et elle est une méthode d’échantillonnage. Cet algorithme utilise une rétroaction claire arrangement et légers paramètres mesurés.

En effet, suite à cette perturbation, on calcule la puissance fournie par le panneau PV à un instant, puis on la compare à la précédente de l’instant. Si la puissance augmente, on s’approche du point à maximum de puissance (MPP) et la variation du rapport cyclique est maintenue dans le même sens. Au contraire, si la puissance diminue, on s’éloigne du MPP.

Alors, on doit inverser le sens de la variation du rapport cyclique.

Le processus est également nommé comme étant basé sur l'escalade sur sa mise en œuvre.

Cette méthode est simplifiée dans la Fig II.17 :

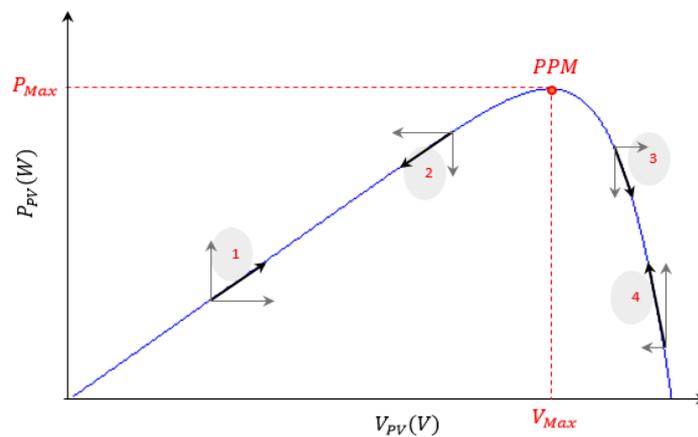


Figure II.17 : Caractéristique de fonctionnement de la méthode P&O [25]

On obtient les résultats après l’essai (1, 2, 3 et 4) dans le Tableau III-3 :

Tableau II-3 : Principe de la méthode P&O

Cas n°	$\Delta P_{PV}$	$\Delta V_{PV}$	$\frac{\Delta P_{PV}}{\Delta V_{PV}}$	Sens de la Poursuite	Action de contrôle
1	+	+	+	Bon	Incrémenter $V_{réf} = V_{réf} + C$
2	-	-	+	Mauvais	Incrémenter

					$V_{réf} = V_{réf} + C$
3	+	-	-	Mauvais	Décrémenter $V_{réf} = V_{réf} - C$
4	-	+	-	Bon	Décrémenter $V_{réf} = V_{réf} - C$

- Le sens de la poursuite est bon quand ( $\Delta PPV > 0$ ) avec la perturbation de la tension du GPV et la puissance tirée positive (+).
- Le sens de la poursuite est bon quand ( $\Delta PPV > 0$ ) avec la perturbation de la tension du GPV et la puissance tirée positive dans le sens inverse (-) et (+) respectivement.

L'algorithme de la méthode P&O est donné dans la Fig II.18 :

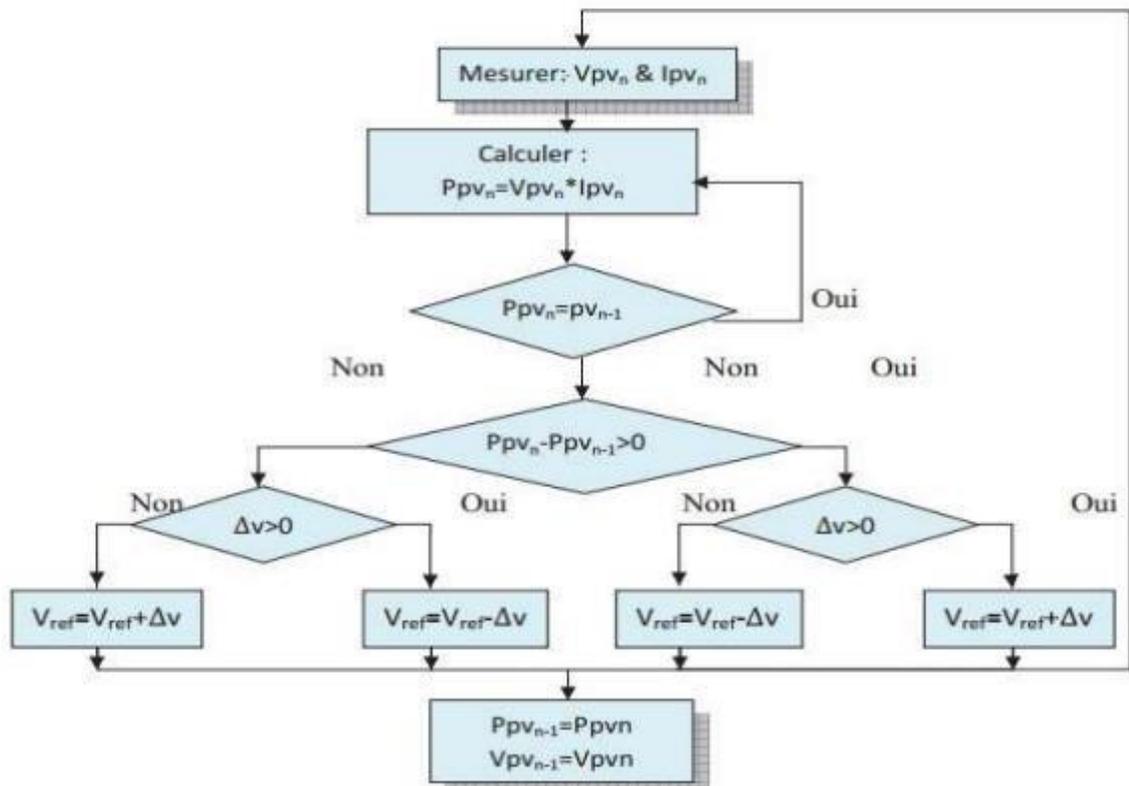


Figure II.18 : Organigramme de P&O

#### II.4. Conclusion :

Dans notre 2<sup>ème</sup> chapitre nous avons présenté quelques caractéristiques des onduleurs pour les systèmes photovoltaïques. Nous avons mentionné leurs types, leurs configurations, rendement et le critère d'un choix d'onduleur et leurs fonctionnements.

Et pour la commande MPPT nous avons expliqué que l'extraction du PPM n'est pas possible sans utiliser un contrôleur MPPT, donc nous avons expliqué le principe avec la P&O.

# **Chapitre 03:**

## **Conception théorique du système PV connectée au réseau**

### III. Chapitre 03 : Conception théorique du système PV connectée au réseau

#### III.1. Introduction :

Dans ce chapitre, on abordera la première partie de notre travail qui consiste à :

- Dimensionner la mini-centrale PV de puissance de 9,5kW installée au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) connectée au réseau utilisant le logiciel de PVsystème
- Modéliser cette mini-centrale PV
- Simuler le modèle sous Matlab

#### III.2. Description de la mini-centrale PV du CDER :

Dans ce travail nous proposons d'étudier la mini-centrale PV connectée au réseau qui se situe à Bouzareah, Alger au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) du 9.5kW. Ce projet entre dans le cadre de la Coopération Algéro-Espagnole. C'est un système PV dont le générateur fournit l'électricité au réseau sans stockage. Cette mini-centrale PV connecté au réseau est constituée d'un générateur de 90 modules PV du type ISOFOTON 106 WC.

La Fig III.1, présente le schéma électrique global de la mini-centrale connecté au réseau.

Le générateur PV est constitué de 90 modules qui sont répartis équitablement en trois sous-champs de 3.2 KWc. Chaque sous champ comprends 2 branches parallèle. Chaque branche est formée de 15 modules reliés en série. Chaque sous champ de ce générateur PV est raccordé à un onduleur monophasé de type SMA Sunny Boy 3000TL. Les trois phases sont assemblés en étoile afin de connecté l'ensemble au réseau 230 V, 50 Hz BT.

D'après la Fig III.1, le champ PV et les onduleurs sont reliés avec des armoires électriques DC et AC assure respectivement la jonction du champ PV avec les onduleurs et les onduleurs avec le réseau. Les 3 phase sont assemblées en triphasé. L'installation est dotée un disjoncteur différentiel qui assure sa protection.

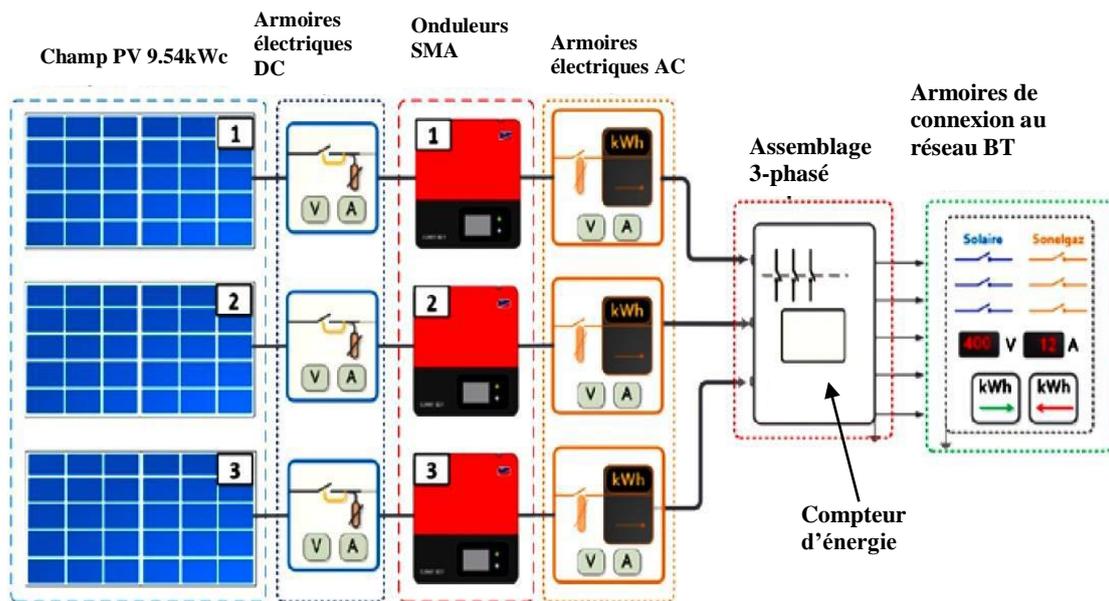


Figure III.1 : Schéma électrique global du système PV connecté au réseau

### III.3. Dimensionnement :

#### III.3.1. Présentation de logiciel PVsyst :

PV SYST est un logiciel développée à l'université de Genève.

Il est constitué sur le dimensionnement de panneaux solaires permettant d'obtenir diverse informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire, ou la production annuelle d'énergie. Il permet d'obtenir plus d'informations pour une étude très complète.

#### III.3.2. Dimensionnement de la centrale de CDER Bouzareah :

##### III.3.2.1. Données géographiques :

La zone d'étude se situe dans la région nord-ouest de la wilaya d'Alger. Les coordonnées terrestres de ce site sont comme montrer dans la Fig III.2.

- Latitude :  $36.72^\circ$
- Longitude :  $3.25^\circ$
- Altitude : 345 m
- Inclinaison :  $27^\circ$
- Azimut :  $-10^\circ$
- Orientation : plan incliné fixe

## CHAPITRE 03 : Conception théorique du système PV connectée au réseau

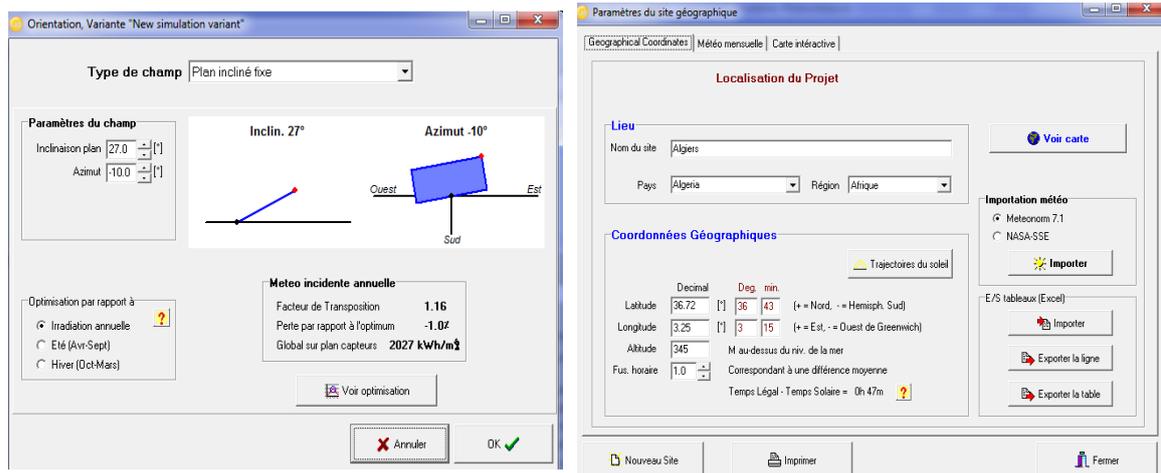


Figure III.2 : Les données géographiques de CDER

### III.3.2.2. Données météorologiques :

A partir de logiciel PVSYS on obtient les données météorologiques telles que la température et l'irradiation mensuelle du site :

Geographical Coordinates | **Météo mensuelle** | Carte interactive

Site: **Algiers (Algeria)**  
Source des données: NASA-SSE satellite data, 1983-2005

	Irrad. Glob. kWh/m <sup>2</sup> .ms	Diffus kWh/m <sup>2</sup> .ms	Tempér. °C
Janvier	76.9	27.0	10.6
Février	94.6	31.1	11.1
Mars	142.3	45.6	12.9
Avril	170.7	55.5	15.1
Mai	201.2	65.4	18.6
Juin	216.0	63.3	22.9
Juillet	221.0	62.0	25.8
Août	199.6	55.2	26.2
Septembre	158.4	45.0	23.3
Octobre	118.4	37.8	19.8
Novembre	78.9	28.8	15.3
Décembre	66.7	25.4	12.0
<b>Année</b>	<b>1744.7</b>	<b>542.1</b>	<b>17.8</b>

Figure III.3 : Les données météorologiques du site du CDER

D'après la Fig III.3 des données météorologiques, on peut déduire que la moyenne de rayonnement solaire globale annuel de Bouzareah est 1744,7 KWh/ m<sup>2</sup>.ms, avec une température ambiante moyennes est de 17,8°C et la valeur de rayonnement diffus 542,1 KWh/m<sup>2</sup>.ms, Ce sont des paramètres qui influencent la production du module PV et par conséquent du système PV.

### III.3.2.3. Choix des modules et des onduleurs dans le système :

## CHAPITRE 03 : Conception théorique du système PV connectée au réseau

Le logiciel PVsyst donne la meilleure configuration en lui spécifiant la puissance nominale installée, le type d'onduleur et de modules PV utilisés comme le montre la Fig III.4.

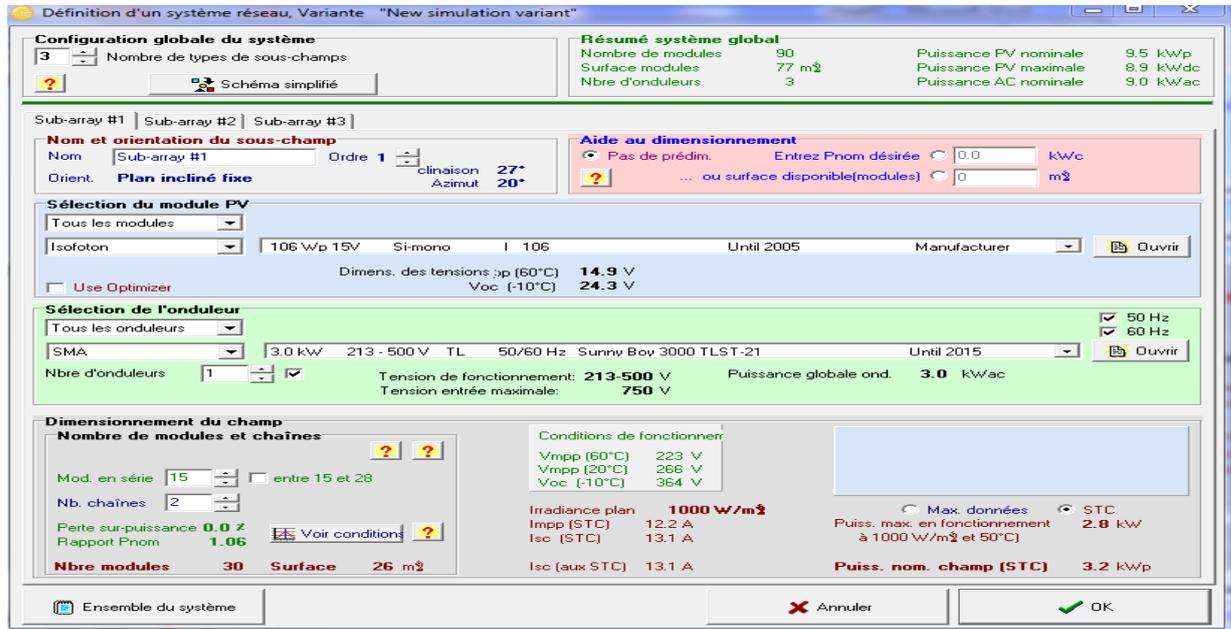


Figure III.4 : Les données de la mini-centrale PV connecté au réseau de 9.5kW

Nous reportons dans la Fig III.5, les principales caractéristiques et courbes du module PV et de l'onduleur.

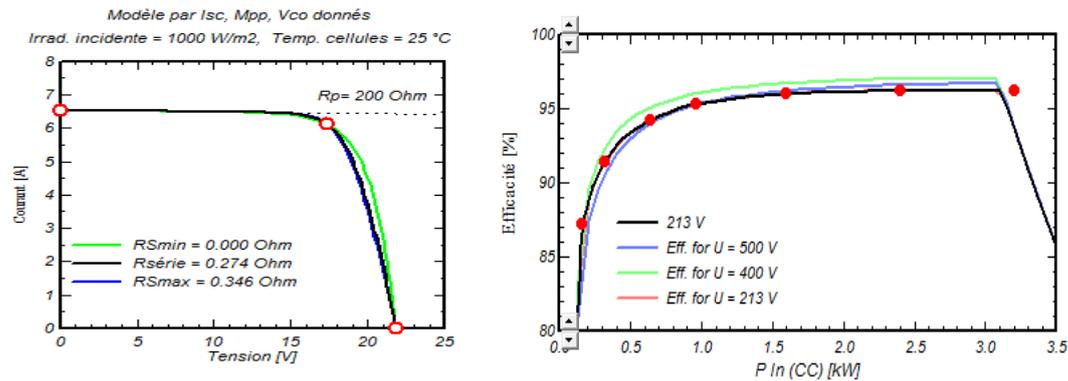


Figure III.5 : caractéristiques et courbes du module et d'onduleur

Les autres données (pertes ohmiques et effet d'ombre) ont gardé les valeurs par défaut fournies par le logiciel, car nous ne disposons pas de ces données.

### III.3.2.4. Résultats de dimensionnement :

Les principaux résultats sont donnés par la Fig III.6 :

Résultats principaux	
System kind	No 3D scene defined
Production du système	<b>15480 kWh/an</b>
Productible	<b>1623 kWh/kWp/an</b>
Indice de performance	<b>0.797</b>
Production normalisée	<b>4.45 kWh/kWp/jour</b>
Pertes champ	<b>0.94 kWh/kWp/jour</b>
Pertes système	<b>0.19 kWh/kWp/jour</b>

Figure III.6 : Les résultats principaux

La Fig III.7 nous donne l'énergie injectée dans le réseau en [kWh/jour] en fonction d'un rayonnement incident global en [kWh/m<sup>2</sup>.jr] au cours de l'année. On remarque que cette énergie produite injectée dans le réseau augmente en fonction du rayonnement incident global sur la surface active des modules PV (60 kWh/jour pour un rayonnement global d'environ 8 kWh/m<sup>2</sup>.jour) :

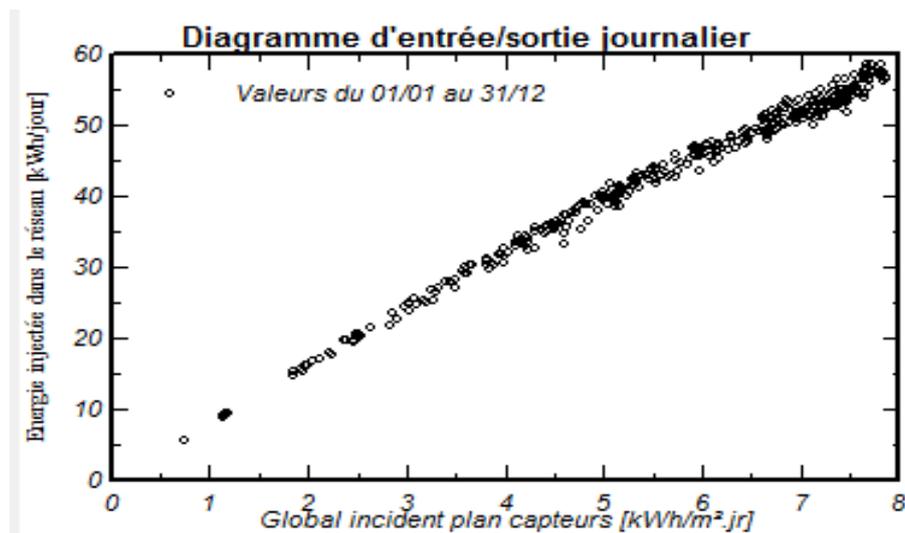


Figure III.7 : Diagramme d'entrée et de sortie journalière de l'énergie injectée au réseau

Le rapport donne les résultats suivants :

## CHAPITRE 03 : Conception théorique du système PV connectée au réseau

### 1- Les paramètres de système et les principaux résultats :

#### *Système couplé au réseau: Résultats principaux*

Projet : **cdcr bouzareah**

Variante de simulation : **New simulation variant**

Principaux paramètres système	Type de système	Couplé au réseau	
Orientation plan capteurs	inclinaison	27°	azimut -10°
Modules PV	Modele	L_106	Pnom 106 Wc
Champ PV	Nombre de modules	90	Pnom total <b>9.54 kWc</b>
Onduleur	Modele	Sunny Boy 3000 TLST-21	Pnom 3000 W ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total <b>9.00 kW ac</b>
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		

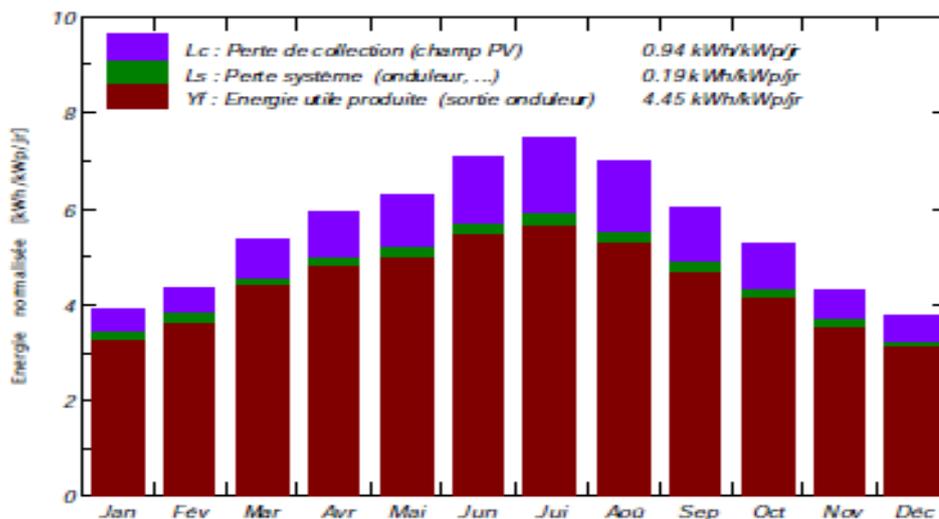
Principaux résultats de la simulation			
Production du système	Energie produite	15.48 MWh/an	Productible 1623 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	79.67 %	

**Figure III.8: Les paramètres de système et les principaux résultats de dimensionnement**

### 2- Energie utile produite :

C'est le facteur principal qui intéresse l'investisseur, cette valeur absolue doit être analysée en fonction des composants installés pour assurer un bon rapport du prix et qualité.

**Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 9.54 kWc**



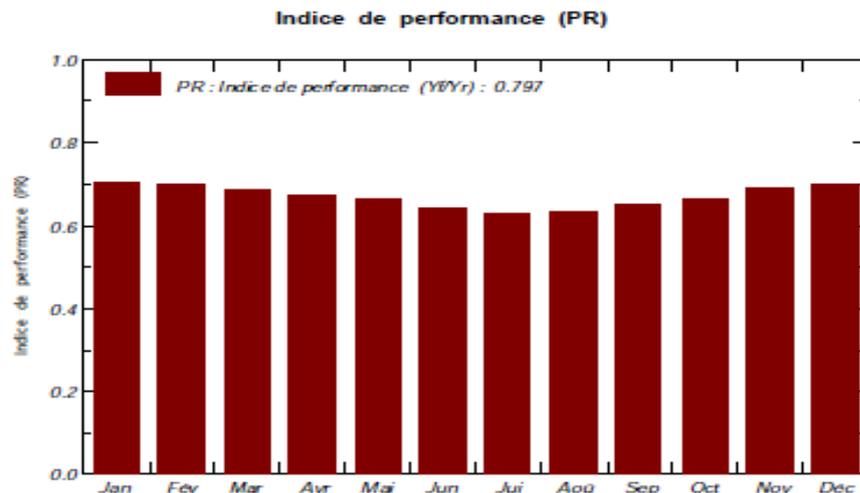
**Figure III.9 : Histogramme de l'énergie utile et les pertes au niveau du champ et de l'onduleur**

La Fig (III.9) représente l'énergie utile produite (YF) par la mini-centrale PV (à la

sortie de l'onduleur) qui atteint la valeur maximum (5.50 Kwh/kwp/J) dans l'été (juin), tandis que en mois janvier et décembre est généralement en baisse (3.10 Kwh/kwp/J). Les pertes « LS » et « LC » sont des pertes qui correspondent respectivement au champ PV et à l'onduleur.

### 3- Indice de performance :

La Fig III.10 représente l'indice de performance qui est défini par le rapport de la production du système « YF » par l'énergie incidente de référence « YR » tel que :  $PR = YF/YR$ , il représente l'efficacité globale du système (PR= 79.7 %).



**Figure III.10: Indices de performance PR**

### 4- Bilan :

Le Tableau III.3 représente un bilan de dimensionnement, on remarque que l'énergie produite par le champ PV ( $E_{Array}$ ) est proportionnelle aux valeurs d'énergie incidente ( $G_{globNC}$ ). On note aussi l'énergie injectée au réseau ( $E_{Grid}$ ) est inférieure à celle produite par le champ PV, cela est due aux pertes occasionnées au niveau de

## CHAPITRE 03 : Conception théorique du système PV connectée au réseau

différentes étapes de la chaîne de conversion PV.

**Tableau III.1 : Le bilan de dimensionnement**

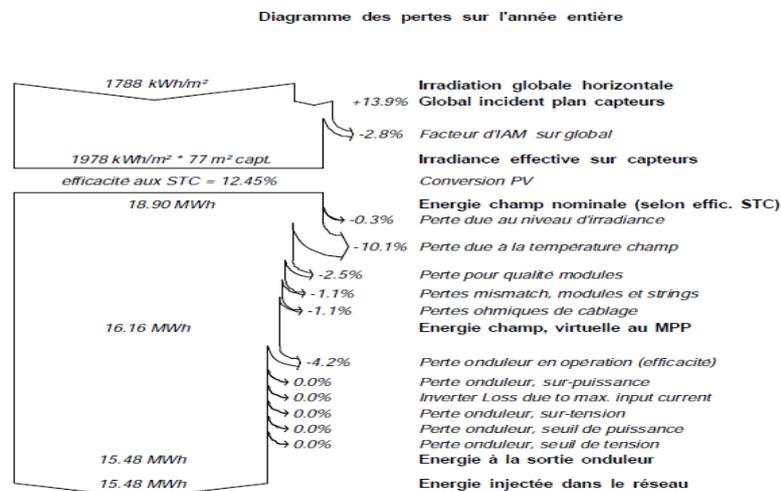
	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Janvier	81.1	32.79	10.23	122.1	118.8	1.028	0.984	0.845
Février	91.4	42.74	10.99	122.4	118.9	1.025	0.983	0.842
Mars	140.6	63.04	13.55	166.4	161.8	1.358	1.302	0.820
Avril	166.8	73.09	15.49	178.1	173.0	1.433	1.373	0.808
Mai	198.0	86.75	19.06	195.4	189.0	1.545	1.481	0.794
Juin	223.9	80.67	22.90	213.2	206.3	1.643	1.574	0.774
Juillet	238.8	70.58	26.08	232.5	225.7	1.752	1.678	0.757
Août	206.6	73.15	26.27	217.0	210.9	1.643	1.574	0.760
Septembre	157.3	58.11	22.99	181.7	176.9	1.407	1.348	0.777
Octobre	123.9	45.82	20.12	162.9	158.7	1.288	1.234	0.794
Novembre	87.1	32.45	14.47	129.3	125.7	1.062	1.019	0.826
Décembre	72.9	27.73	11.80	115.9	112.6	0.971	0.930	0.841
Année	1788.5	686.91	17.87	2036.8	1978.4	16.156	15.480	0.797

Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale  
 DiffHor Irradiation diffuse horizontale  
 T Amb Température ambiante  
 GlobInc Global incident plan capteurs  
 GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages  
 EArray Energie effective sortie champ  
 E\_Grid Energie injectée dans le réseau  
 PR Indice de performance

D'après le Tableau III.3 on note que l'énergie PV produite au niveau du champ PV (EArray) augmente en été et diminue en hiver. Cette fluctuation est due au caractère intermittent des conditions atmosphériques. On note aussi que le facteur de performance (PR) diminue en été et augmente en hiver, c'est due à la charge à alimenter aux performances de ce système PV connecté au réseau.

### 5- Les pertes :

Les pertes de l'année entière sont montrées dans le diagramme dans la Fig III.11.



**Figure III.11 : Diagramme des pertes sur l'année entière**

### ○ **Interprétations des résultats :**

Le lancement de dimensionnement nous a permis d'accéder aux différents résultats de la conception de notre système PV « Mini Centrale » d'une puissance de 9.5 kWc.

Le système PV se compose de 90 modules PV répartie en trois sous champs, chaque sous champ possède 2 branches connectées en parallèle. Chaque branche regroupe 15 module PV, d'une puissance de 106 Wc, en série. La surface occupée par ce système est de 77m<sup>2</sup>. L'onduleur choisi a une puissance de 3 kW AC, avec une tension de fonctionnement entre 213 et 500V, cette gamme de tension permet à l'onduleur de fonctionner dans les différentes variations de la production en fonction de la tension due au changement de l'éclairement et de la température.

L'énergie du champ nominale est 18.90MWh mais puisque il est exposé au plusieurs paramètre de dégradation qui est interprété par des facteurs de perte comme : perte ohmique de câblage (-1.1% au STC), perte de qualité module (-2.5%) et perte de « Mismatch » modules : (-1.1% au MPP) l'énergie injectée au réseau sera diminuée.

Le besoin d'utilisation : charge illimitée (toute la production est injecté dans le réseau électrique donc sans stockage).

On constate que le système PV a un bon indice de performance de valeur égale à 79.7%.

D'après le diagramme des pertes sur l'année entière, l'irradiation global incident n'est pas complètement exploitée à cause des facteurs et pertes aux niveau des différentes parties de système. On obtient une énergie totale injectée dans le réseau de 15.48 MWh.

### **III.4. Modélisation des dispositifs électriques de la mini-centrale du CDER :**

La mini-centrale PV l'objet de notre étude constituée de 2 blocs qui sont :

#### **III.4.1. Le générateur PV :**

La Fig III.12 montre le générateur PV installé sur le toit de l'administration du CDER qui est formé de 3 sous champs de 3.2kWc.



Figure III.12 : Générateur PV installé sur le toit de l'administration du CDER

#### III.4.1.1. Modélisation d'une cellule PV :

- **Modèle réel à diode simple :**

Le modèle électrique adopté dans cette étude est donnée par la Fig III.13. Dans ce modèle, les pertes par recombinaison des porteurs de charge dans la zone de déplétion sont absentes. Et la résistance série est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière. La résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction [10].

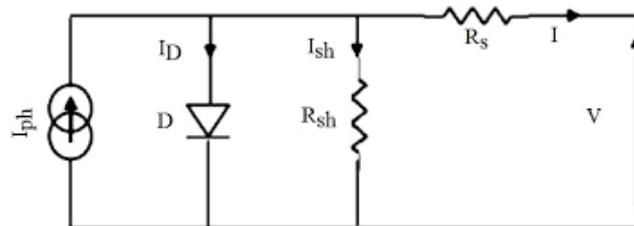


Figure III.13 : Schéma équivalent de cellule PV modèle à une diode [10]

Ce modèle consiste en un générateur de courant  $I_{ph}$  monté en parallèle avec une diode, une résistance série  $R_s$  et une résistance parallèle (résistance shunt)  $R_{sh}$ . Il est représenté par le circuit équivalent de la Fig (III.4). Ce circuit peut être utilisé pour une seule cellule PV, de même que pour un module PV constitué de plusieurs cellules PV ou pour un champ PV constitué de plusieurs modules PV.

L'équation caractéristique est donnée par la loi de Kirchhoffé :

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad \text{III.1 [10]}$$

Avec

- I : courant généré par la cellule PV.
- $I_{ph}$  : photo courant circulant par la cellule.
- $I_D$  : le courant circulant dans la diode.
- $I_{sh}$  : le courant circulant dans la résistance  $R_{sh}$ .

➤  **$I_{ph}$  est présenté par l'équation :**

$$I_{ph} = I_{cc} + K_i(T_{op} - T_{ref}) \left] \frac{G}{G_0} \right. \quad \text{III.2 [10]}$$

Avec

- $I_{cc}$  : le courant de court-circuit.
- $K_i$  : coefficient de la température de court-circuit.
- $T_{op}$  : température de fonctionnement de la cellule.
- $T_{ref}$  : température référence de la cellule.  $G_0$  : éclairement pour le STC.

➤  **$I_D$  est présenté par l'équation :**

$$I_D = I_0 \left( e^{\frac{V_d}{V_{th}}} - 1 \right) \quad \text{III.3 [10]}$$

Avec

- Tension thermique  $V_{th} = \frac{A.K.TOP}{q}$
- $I_s$  : courant de saturation.
- A : Facteur d'idéalité de la diode est (1.6).
- K : la constante de Boltzmann ( $1.3854.10^{-23} \text{J/k}$ ).
- q : Charge électrique élémentaire ( $1.6.10^{19} \text{C}$ ).

➤  **$I_s$  est présenté par l'équation :**

$$I_s = I_{sc} \left( \frac{T_{op}}{T_{ref}} \right)^3 e^{\frac{q.Eg}{AK} \left( \frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_{op}} \right)} \quad \text{III.4 [10]}$$

- Avec  $Eg$  : énergie de seuil.

➤  **$I_{sh}$  est présenté par l'équation :**

$$I_{sh} = \frac{V_d + R_s I}{R_{sh}} \quad \text{III.5 [10]}$$

- Avec  $V_d$  : tension aux bornes de la diode.

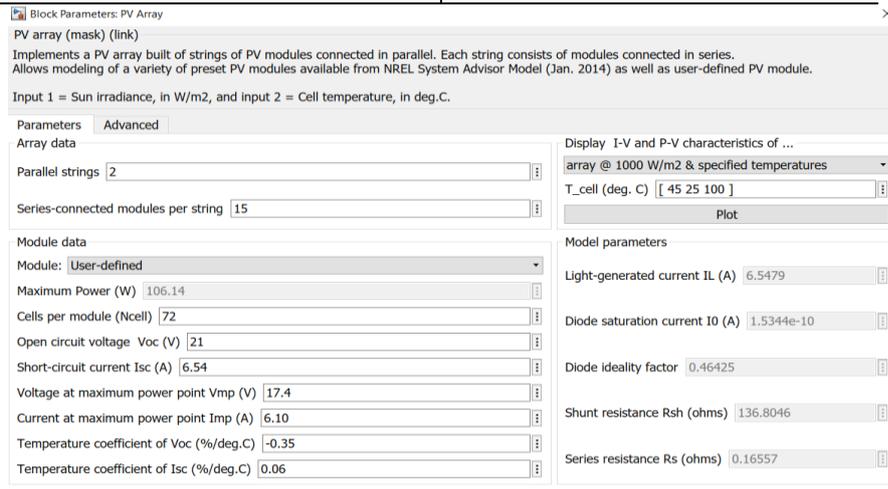
### III.4.1.2. Modélisation du module « Isofoton 106 Wc » et du champ PV :

## CHAPITRE 03 : Conception théorique du système PV connectée au réseau

Le module « Isofoton106 » est caractérisé dans le Tableau (III.2) avec le champ PV et modélisé sur matlab dans la Fig III.14 :

**Tableau III.2 : Caractéristiques techniques du module et du générateur PV**

<b>Module PV Isofoton I-106/12 (1000W/m<sup>2</sup> et 25°C)</b>	
Puissance crête	106 Wc
Technologie de la cellule PV et nombre	Monocristallin Si / 36 cellules
Nombre de cellules PV	72
Courant de court-circuit Isc	6.54 A
Courant max Impp	6.1 A
Tension de circuit ouvert, Voc	21.6 V
Tension max Vmpp	17.4 V
<b>Sous champ PV</b>	
Puissance DC max	3.18 kWc
Nombre de modules PV par branche	15
Nombre de branches PV en parallèle	2
Courant de court-circuit Isc	13.08 A
Courant max Impp	12.2 A
Tension de circuit ouvert Voc	324 V
Tension max Vmpp	261 V



**Figure III.14 : Les caractéristiques de champ PV sous Simulink**

### III.4.2. Le chaîne de conversion PV :

Le 2<sup>ème</sup> bloc de la mini-centrale est constituée le reste de la conversion PV. Comme l'illustre la Fig III.5, cette chaîne de conversion est formée d'un étage d'adaptation AC au réseau dont l'élément essentiel est l'onduleur de type SMA Sunny Boy 3000TLST-

21 et un système de monitoring constitué de capteurs et de différents appareils de mesure.



**Figure III.15 : Laboratoire du centre CDER**

### III.4.2.1. Modélisation de l'onduleur «SMA Sunny Boy 3000TLST-21» :

On a constaté qu'il ya trois onduleurs monophasé installés dans le système connecté au réseau du CDER sont de marque SMA de type Sunny Boy 3000TLST-21 (Voir la Fig III.6). Ce sont des onduleurs sans transformateur (transformer low TL) avec une seule entrée avec un tracker MPPT (Single Tracker ST). Cet onduleur intègre plusieurs fonctions assurant à la fois l'optimisation de la production et la sécurité de l'installation [26].



**Figure III.16 : Onduleur SMA Sunny Boy 3000TLST-21**

- **Les principales caractéristiques de l'onduleur utilisé sont [26] :**

o **Ecran :**

L'écran affiche les données de fonctionnement actuelles de l'onduleur (par exemple puissance, énergie produite pendant la journée, énergie totale, etc.) ainsi que les événements et erreurs (erreur mise à la terre, panne du réseau, etc.). L'énergie et la puissance sont représentées par un histogramme affichant la courbe de puissance des seize dernières heures d'injection et les rendements énergétiques des seize derniers jours.

o **Electronic Solar Switch ESS- L'ESS:**

C'est un interrupteur-sectionneur DC qui évite qu'un arc électrique ne survienne lors d'un débranchement des connecteurs DC.

o **Bluetooth :**

L'onduleur peut communiquer via Bluetooth avec différents appareils Bluetooth de SMA. (Exemple Sunny SensorBox ou Sunny WebBox).

o **Varistances :**

Ce sont des résistances dépendantes de la tension qui permettent de protéger l'onduleur des surtensions. L'onduleur est équipé de deux varistances à surveillance thermique.

o **Réglage de la norme et de la langue :**

L'onduleur peut être configuré pour différentes normes pré intégrées dans l'onduleur et par plusieurs langues selon le pays.

o **Dispositif à courants différentiel résiduel :**

- L'onduleur est équipé d'une unité de surveillance du courant de défaut sensible à tous les courants et fait automatiquement la différence entre courants de défaut véritables.

- **Les caractéristiques électriques de l'onduleur utilisé :**

Les caractéristiques électriques de l'onduleur utilisé sont montrées dans le Tableau :

**Tableau III.3 : caractéristiques électriques de l'onduleur de l'entrée et la sortie**

---

**Entrée DC :**

---

## CHAPITRE 03 : Conception théorique du système PV connectée au réseau

Puissance DC maximale (Pmax)	3200 W
Tension DC maximale (Vmax)	750 V
Plage de tension MPP	213 à 500 V
Tension d'entrée assignée	400 V
Tension d'entrée min / Tension d'entrée de démarrage	125 V / 150 V
Courant d'entrée max	15 A
Courant d'entrée max par string	15 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes / strings par entrée MPP	1 / 2

### Sortie AC :

Puissance assignée (à 230V/50Hz)	3000 W
Puissance apparente AC maximale	3000 VA
Plage de tension nominale AC	180 à 280 V
Fréquence du réseau AC/plage	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz à +5 Hz
Fréquence de réseau assignée / tension de réseau assignée	50 Hz / 230 V
Courant nominal AC	13.1 A
Rendement maximale	97%
Rendement européen	96.1%

### - Contrôleur de l'onduleur :

Il contient 5 sous système dedans (Contrôleur MPPT, Régulateur VDC, Régulateur de courant, PLL et mesure) pour modélisé cet onduleur ses valeur sont dans la Fig III.18 selon le système étudié.

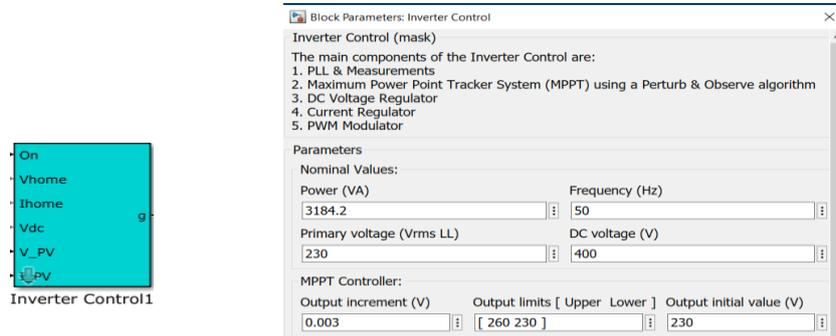
**Le contrôleur MPPT:** il est basé sur la technique "Perturb and Observe". Ce système MPPT fait varier automatiquement le signal de référence VDC du régulateur VDC de l'onduleur afin d'obtenir une tension continue qui extraira la puissance maximale de la chaîne PV.

**Régulateur VDC :** il détermine la référence  $I_d$  (courant actif) requise pour le régulateur de courant.

**Régulateur de courant :** sur la base des références de courant  $I_d$  et  $I_q$  (courant réactif), le régulateur détermine les tensions de référence requises pour l'onduleur.

**PLL et mesures :** il est nécessaire pour la synchronisation et les mesures de tension/courant.

**Générateur PWM:** il utilise la méthode de modulation bipolaire PWM pour générer des signaux de tir vers les IGBT. Dans notre exemple, la fréquence porteuse du PWM est fixée à 3184.2VA a 50Hz.



**Figure III.17 : Contrôleur de l'onduleur**

### III.4.2.2. Modélisation de transformateur et de réseau :

Il est un transformateur Triphasé ‘Three-Phase Transformer (Three Windings)’ pour connecter l’onduleur au réseau et on a régler ses paramètres selon notre système.

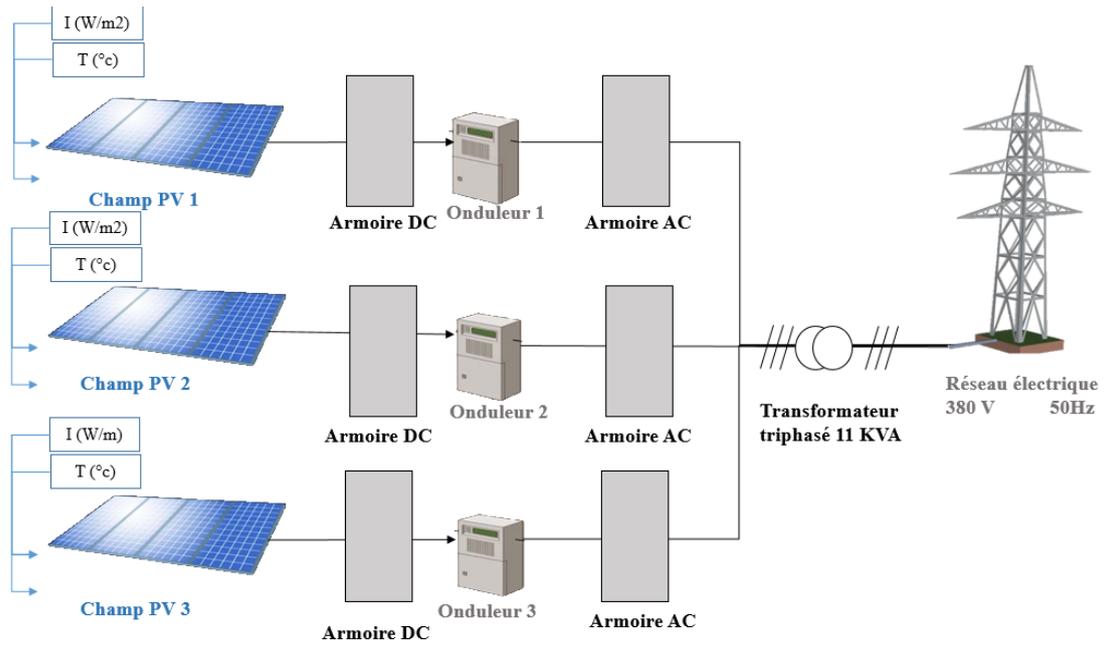
On a pris ce transformateur triphasé avec une puissance nominale de 11KVA et une fréquence de 50 Hz et une source triphasée alternative de 380V et fréquence de 50 Hz.

## III.5. Simulation d’un système PV raccordée au réseau par MATLAB/SIMULINK :

Dans ce travail, on propose de simuler sous Matlab/Simulink le modèle de la mini-centrale PV connectée au réseau du CDER de 9.5 kW. Cette simulation permet d’approcher les caractéristiques électriques de la mini-centrale PV connectée au réseau. A cet effet, on propose de simuler le système PV connecté au réseau sous des conditions atmosphériques réelles. Pour cela on a proposé d’exploiter les données de la température et l’éclairement enregistré au laboratoire du CDER durant l’année 2021.

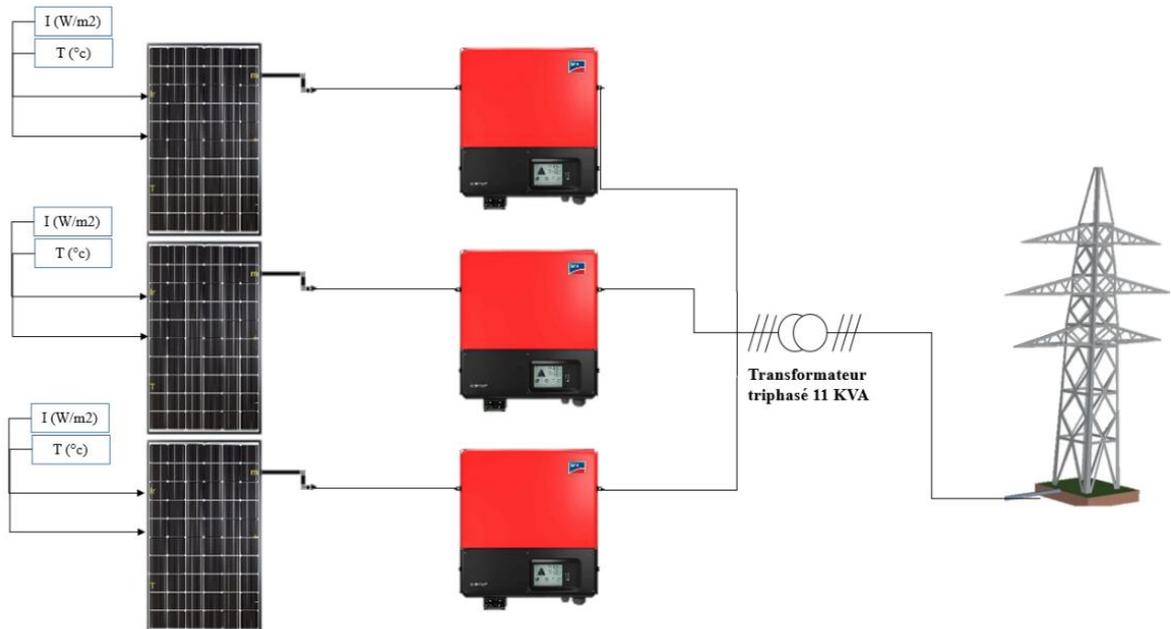
Le système PV est constitué du trois sous champ PV. Chaque sous champ liée à un onduleur monophasé contrôlé par la commande MPPT. La technique MPPT proposée est la P&O. A la sortie on a trois phases raccordées en étoile au réseau comme le montre la Fig III.18.

## CHAPITRE 03 : Conception théorique du système PV connectée au réseau



**Figure III.18 : Modèle de la mini-centrale PV connectée au réseau**

Le schéma bloc de simulation de cette configuration est donné par la Fig III.19.



**Figure III.19 : Le schéma bloc de simulation**

- **Résultats de simulation d'une centrale PV installé à Alger (CDER) :**

### III.5.2.1. Cas d'éclairement et température constants :

On propose d'étudier les performances dynamiques de système PV connecté au réseau en termes de rapidité, d'efficacité et de stabilité dans le cas d'éclairement et température constants.

L'éclairement et la température sont respectivement à  $1000\text{w/m}^2$  et  $25^\circ\text{C}$ .

D'après la Fig III.20, on note que le signal de la puissance suit correctement les signaux de température et de l'éclairement. Les résultats du tableau III.4 rebelle que le système PV connectée au réseau performant en termes de rapidité à temps de monté de 2.57 mS et stable avec une erreur relative de 0.37%.

Le système est considéré efficace avec un taux égale à 99.75%

**Tableau III.4 : Les performances dynamique de système**

Temps de monté (mS)	Temps de réponse (S)	Dépassement (%)	Puissance maximale (W)	Efficacité (%)	Erreur relative (%)
2.57	0.831	25.6832	3172	99.75	0.37

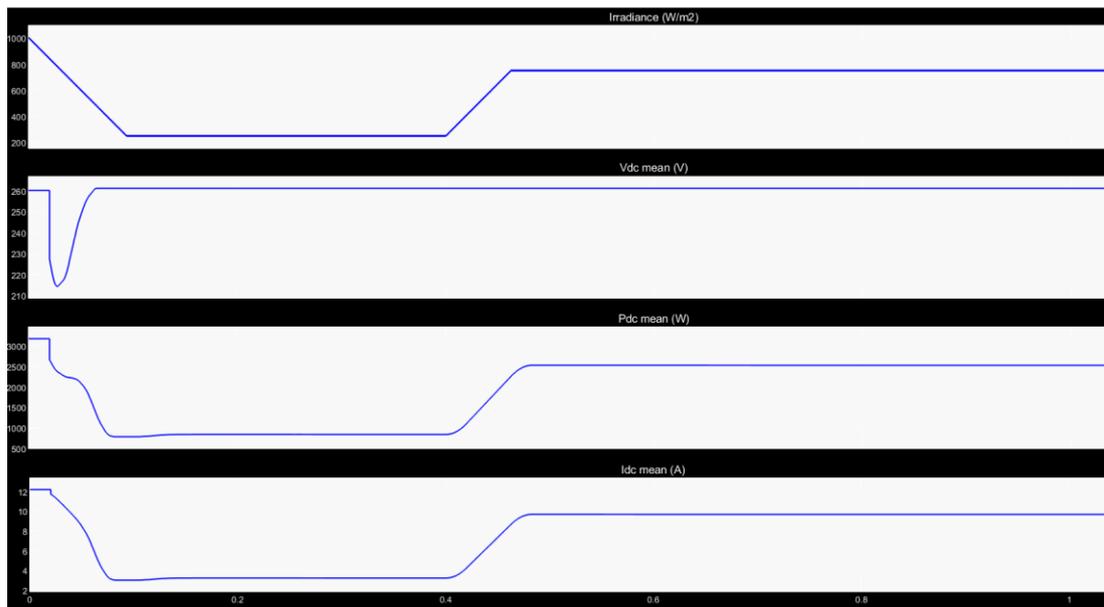


**Figure III.20 : Eclairement, Tension, Puissance et Courant d'un sous champ**

### III.5.2.2. Cas d'éclairement variable et température constante :

D'après le modèle simulé, on obtient les variations de l'éclairement, de la tension, de la puissance et de courant d'un sous champ PV. Ces variations sont illustrées dans la

Fig III.21.

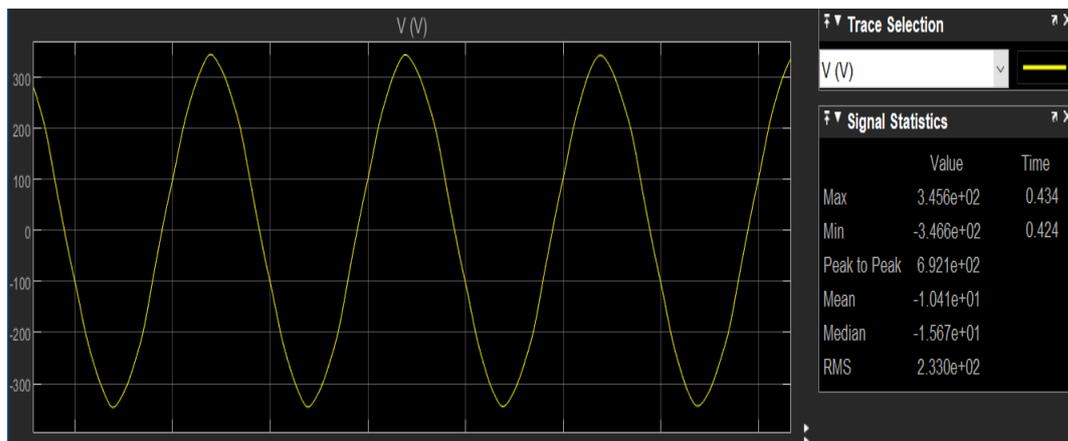


**Figure III.21 : Eclairement, Tension, Puissance et Courant d'un sous champ**

L'éclairement d'entrée du modèle PV est respectivement de  $1000\text{W/m}^2$  puis  $200\text{W/m}^2$  et finalement  $750\text{W/m}^2$  la température de fonctionnement est de  $25\text{ }^\circ\text{C}$ . A l'instant  $0\text{sec}$  dont l'éclairement est  $1000\text{W/m}^2$ ,  $V_{dc}=260\text{V}$ ,  $P_{dc}=3200\text{W}$  et  $I_{dc}=12.2\text{A}$ . La tension chute instantanément puis se stabilise à la valeur initiale, la puissance et le courant varie proportionnellement avec l'éclairement et ils sont stabilisés respectivement dans  $2500\text{W}$  et  $9.6\text{A}$ .

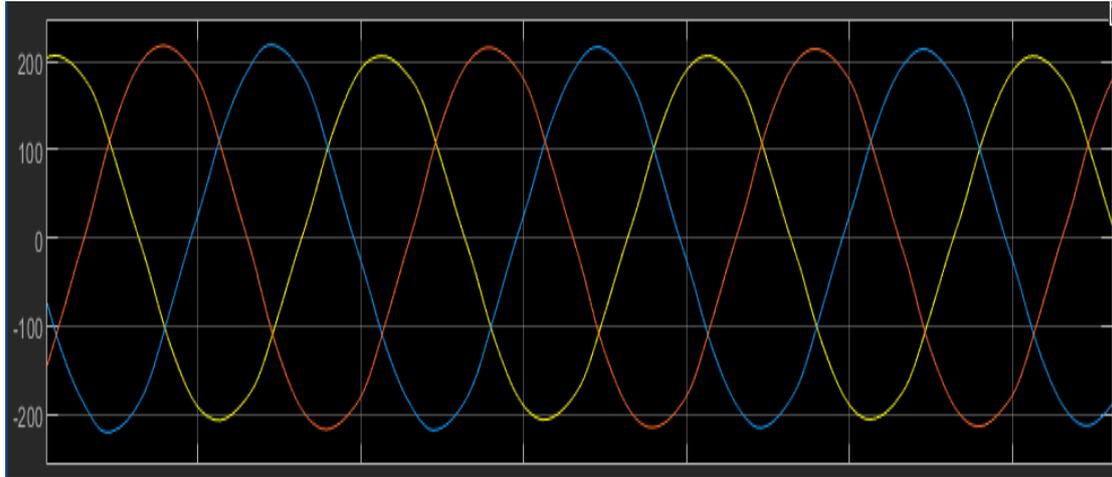
➤ Bloc DC-AC :

La Fig IV.22 illustre, la variation de signal alternatif de la tension d'une des phases est de forme sinusoïdale de  $50\text{Hz}$  et de  $V_{rms}=230\text{V}$  qui est demandé par le réseau (  $230\text{V}$ ).



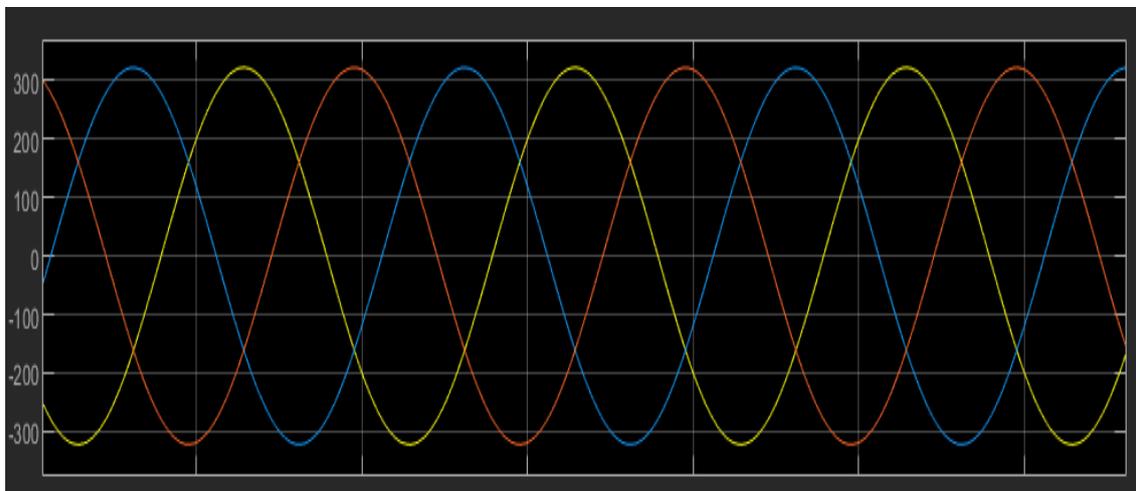
**Figure III.22 : Tension injecté au réseau d'une phase**

Les trois phases sont raccordés en étoile alors ça donne le graphique triphasée sinusoïdale de valeur 230V qui est demander par le réseau dans la Fig III.23.



**Figure III.23 : Tension triphasée des trois phases avant l'injection**

Après l'injection au réseau, la tension triphasée efficace est de d' la Fig III.24.



**Figure III.24 : Tension triphasée injectée au réseau**

### III.6. Conclusion :

Dans cette partie de mémoire nous avons dimensionnée la mini-centrale PV en utilisant le logiciel PVsyst. Ça nous a permis d'étudier différents paramètres qui régissent son comportement dynamique. Ensuite, on a modélisé cette mini-centrale sous Matlab. L'objectif est de simuler la mini-centrale PV connectée au réseau sous de réelles conditions atmosphériques et analyser sa réponse dynamique en utilisant différentes techniques MPPT à base d'intelligence artificielle. Faute de temps, nous nous sommes limité à appliquer la technique P&O. On projette d'accomplir la suite de ce travail prochainement.

Les résultats que nous avons obtenus nous ont permis d'analyser les performances de système PV.

Nous sommes satisfaits de ce simple exemple, mais nous travaillons à le développer et à le renforcer à l'avenir après avoir acquis plus d'expérience dans Simulink, et le rendre très proche de la réalité.

Pour cela nous allons faire une étude expérimentale pour des journées dans le prochain chapitre.

# Chapitre 04:

## Résultats et discussions

### IV. Chapitre 04 : Résultats et discussions

#### IV.1. Introduction :

Ce chapitre est consacré à la seconde partie de notre travail qui consiste à l'analyse expérimentale de comportement dynamique de la mini-centrale PV de CDER. Cette analyse a été réalisée grâce aux données expérimentales fournies par les techniciens de Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). Ses données ont été enregistrées pour une période de l'année 2021. Une partie de ses données représente les conditions météorologiques auxquelles a été soumise la mini-centrale PV. L'autre partie de ses données représente les différents paramètres caractérisant le comportement dynamique de cette mini-centrale durant l'année 2021.

#### IV.2. Présentation des données :

J'ai eu l'occasion de faire un stage qui date d'Avril 2022 jusqu'à Septembre 2022 au niveau de division PV au CDER. Le but de ce stage est d'observer le comportement de la mini-centrale PV connectée au réseau placée sur le toit de l'administration. Ce stage effectué au niveau du laboratoire INTEGRATION DES SYSTEMES PV AU RESEAU, m'a permis d'observer le comportement des différentes parties de la chaîne de PV et d'avoir une base de données a été mise à notre disposition qui contient des données réelles de l'année 2021.

- Acquisition des données de l'éclairement :

Les données de l'éclairement sont extraites à partir d'un pyranomètre qui est montré dans la Fig IV.1 qui est un capteur de flux thermique utilisé pour la quantité d'énergie solaire en lumière naturelle qui s'est placé au toit de l'administration avec le générateur PV.



**Figure IV.1 : Pyranomètre**

➤ Acquisition des données DC-DC :

Ces données sont enregistrés via l'acquisition des données de type 'FLUKE 2638A hydra series III data acquisition' qui est dans la Fig IV.2.



Figure IV.2 : FLUKE 2638A Hydra series III data acquisition

➤ Acquisition des données DC-AC :

Le système de monitoring qui est illustré dans la Fig IV.3 est doté d'une carte de communication qui assure la transmission directe des données de l'onduleur vers les produits de communication de SMA (exemple Sunny WebBox) ou vers l'interface web Sunny Portal [26].

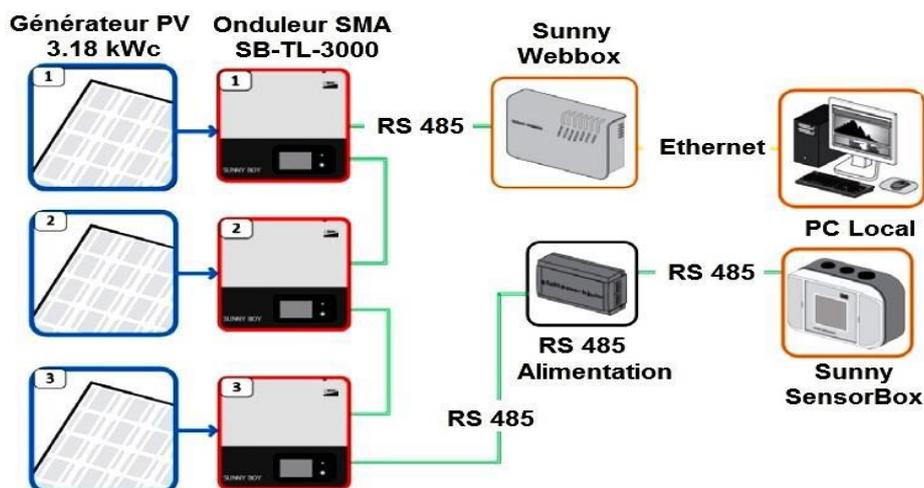


Figure IV.3 : Système de monitoring du Système PV [26]

➤ Acquisition des données de réseau :

Le C.A 8335 (Qualistar+) est un analyseur de réseaux électriques triphasés à affichage graphique couleur et à batterie rechargeable intégrée comme la Fig IV.4 le montre.

Son rôle est triple. Il permet de : [27]

- Mesurer des valeurs efficaces, des puissances et des perturbations des réseaux de distribution d'électricité.
- Obtenir une image instantanée des principales caractéristiques d'un réseau triphasé.
- Suivre les variations des différents paramètres dans le temps.



**Figure IV.4 : Analyseur électrique C.A 8335 (Qualistar+) [27]**

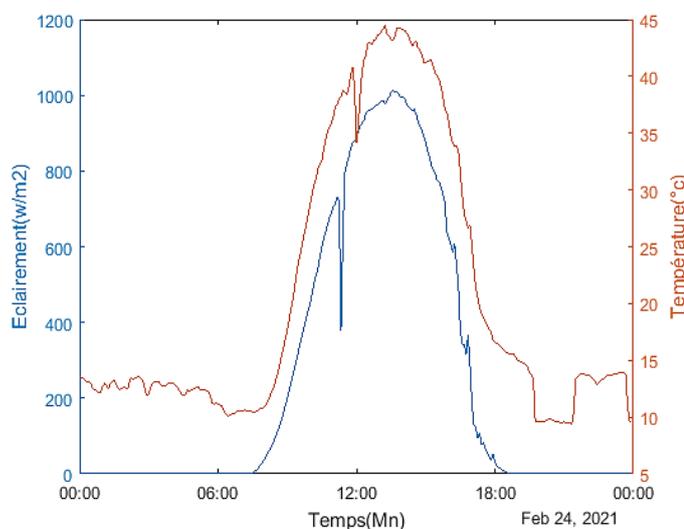
### IV.3. Etude expérimentale :

Cette partie consiste à réaliser les données (journées) sous des différentes conditions environnantes. Pour cela, nous avons utilisée des données de six journées réparties sur les quatre saisons de l'année 2021 au CDER, ses données sont détaillées et exprimés dans des graphes puis interprétés comme suit :

- **Date : 24/02/2021**
  - **Température & Eclairément :**

Le graphique de la Fig (IV.5) représente les fluctuations de la température intérieure d'un panneau solaire « Isofoton106 » ainsi que l'éclairément correspondant à l'énergie solaire reçue en fonction du temps dans une journée en mois de février (hiver) ensoleillée. Il existe un lien entre l'éclairément qui correspond à l'énergie solaire reçue et entre la température. Les résultats obtenus montrent qu'il existe un lien positif entre les variations de ces deux variables. Nous remarquons que hors cet intervalle (avant le lever et après le coucher du soleil) les valeurs d'éclairément sont absentes carrément

durant cette période et la température est minimale et légèrement stable autour de la valeur de  $200\text{W}/\text{m}^2$  sur la période du 18 :00h à 7 :00h et enregistre son minimum approximativement à 21 :00h à une valeur estimée à  $10^\circ\text{C}$ . Entre temps. A partir du lever de soleil jusqu'à son coucher, les deux courbes prennent la forme d'une cloche. Les valeurs d'éclairement commencent à augmenter en continue du zéro  $\text{w}/\text{m}^2$  jusqu'elles atteignent son maximum estimé à  $1000\text{W}$  à midi. D'une tendance similaire, les valeurs de température augmentent successivement et arrivent à son maximum de  $45^\circ\text{C}$  à midi. Les chutes instantanées enregistrées sur les deux courbes sur cette période sont dû au manque de réception des rayons solaires à cause de la présence d'un poteau qui fait ce qu'on appelle l'ombrage partiel. De midi jusqu'à le coucher du soleil, les valeurs de température et d'éclairement diminuent jusqu'à zéro  $0^\circ\text{C}$  et  $200\text{W}/\text{m}^2$  respectivement ce qui créer une atmosphère froid par rapport à la phase matinale.



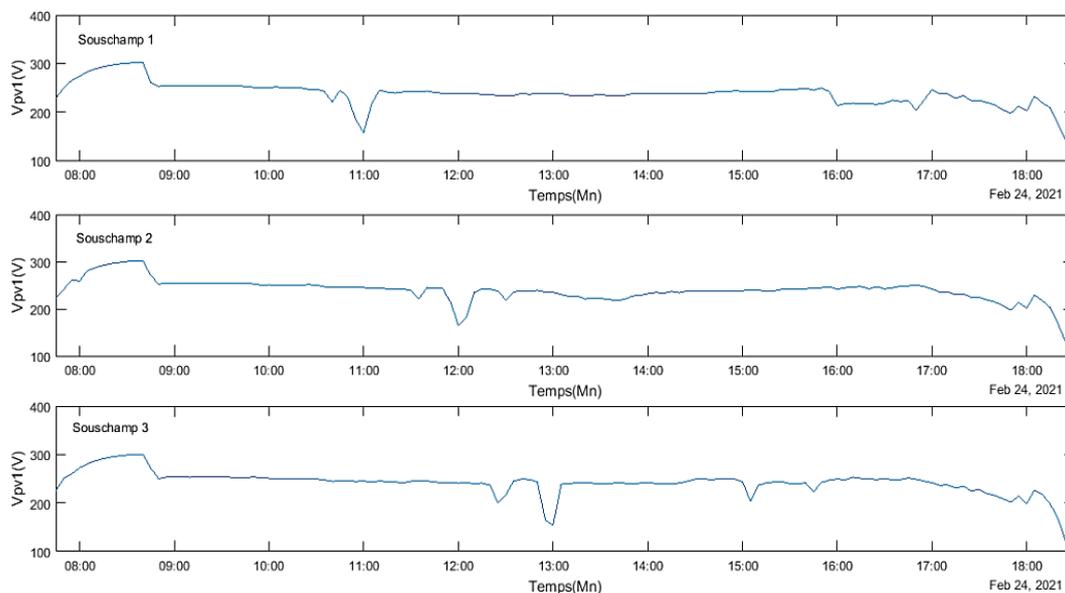
**Figure IV.5 : Eclairement et température**

➤ **Coté DC :**

○ **Tension PV :**

Le graphique de la Fig (IV.6) ci-dessus représente la variation de la tension  $V_{pv1}$  qui s'exprime en 'volt' de chaque sous champ de générateur PV en fonction du temps journalière. Les trois courbes des sous champ suivent une forme presque similaire de stabilité et qui se diffèrent à cause d'un décalage de temps. Au lever de soleil, nous observons une augmentation légère de tension de  $250\text{V}$  à  $300\text{V}$  suivie par une diminution brusque de  $40\text{V}$  à 9 :00h. Elle diminue au milieu de la journée peine lorsque la température est maximale ensuite la tension reste stable à cette valeur jusqu'à le

coucher de soleil, puis elle diminue soudainement jusqu'elle atteint son minimum estimé approximativement à 100V. Les chutes instantanées enregistrées dans chaque sous champs sur des périodes différentes de midi à 18 :00h est dû à cause de la présence du poteau (ombrage partiel) ou des nuages et à l'absence des rayons solaires comme résultat de la rotation du soleil sur la terre.

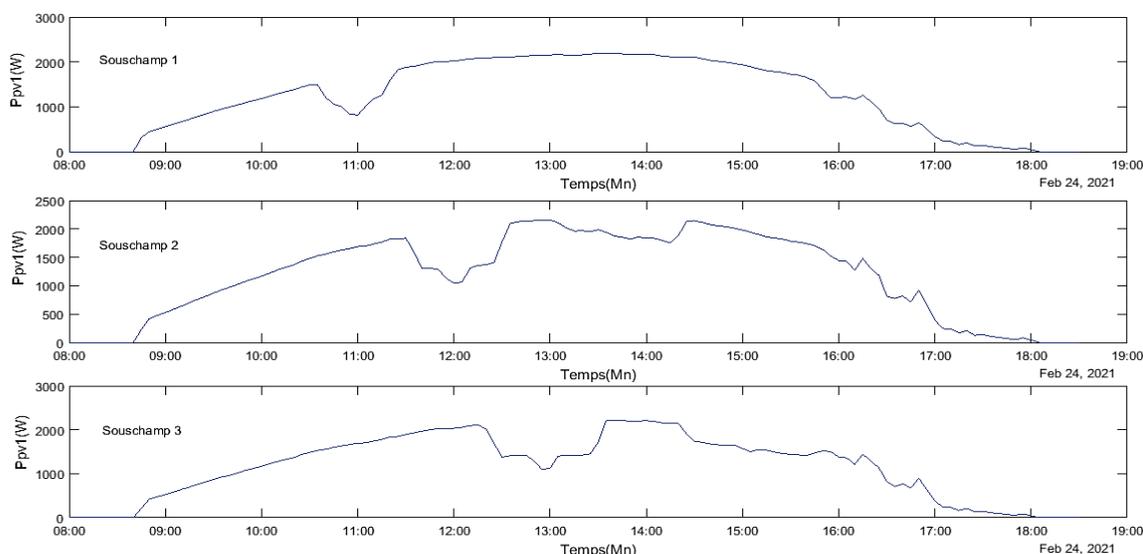


**Figure IV.6 : Tension de chaque sous champ**

### ○ Puissance PV :

Le graphique en Fig (IV.7) explique la variation de la puissance P<sub>pv1</sub> des champs du générateur PV qui s'exprime en 'watt' en fonction du temps journalière. D'après les résultats enregistrés, nous notons la présence d'une relation entre la variation de la puissance et l'éclairement. Les valeurs de la puissance sont nulles avant le lever de soleil et après son accouchement sur les trois courbes des sous champs. A partir de 8 :30h, une augmentation progressive de puissance est remarquée estimée à 1500W, 1800W et 2100W sur le sous champ 1, sous champs 2 et sous champs 3 respectivement. Cette augmentation est accompagnée d'un abaissement puis un accroissement équivalant à une moyenne de plus ou moins de 1000W à 11 :00h sur le sous champs 1, à 12 :00h sur le sous champs 2 et à 13h sur le sous champs 03 d'où les trois courbes atteignent leurs seuil évalué à 2000W. Lorsque la puissance est maximale c'est ou l'éclairement est maximal aussi. A partir de ces horaires, les valeurs de puissance prennent un rythme fluctuant jusqu'elles approchent du nul au coucher de soleil. On marque toujours la chute instantanée dans chaque sous champ dans des périodes

différentes. Ces fluctuations inscrites toute au long ce stade revient aux phénomènes du l'ombrage partiel du poteau ou des nuages et à la rotation du soleil. D'après cette analyse, nous constatons que la puissance et l'éclairement se variant proportionnellement.

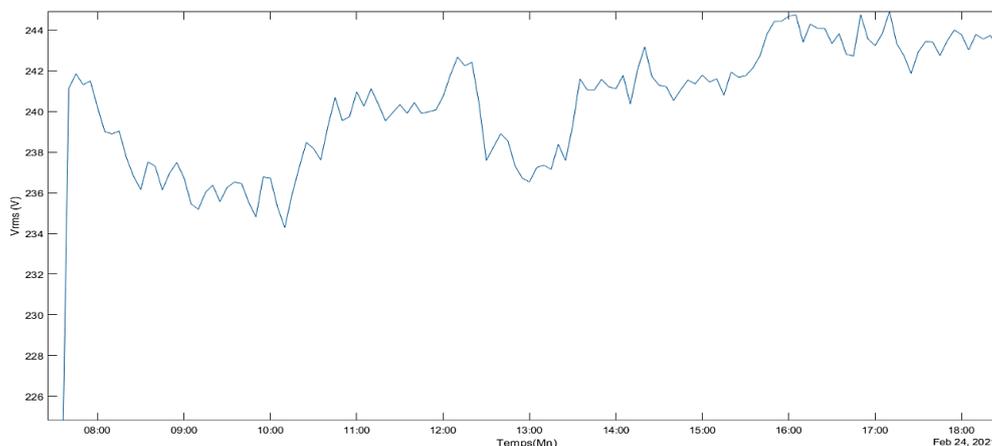


**Figure IV.7 : Puissance de chaque sous champ**

➤ **Coté AC (Grid) :**

○ **Tension efficace au niveau de réseau Vrms :**

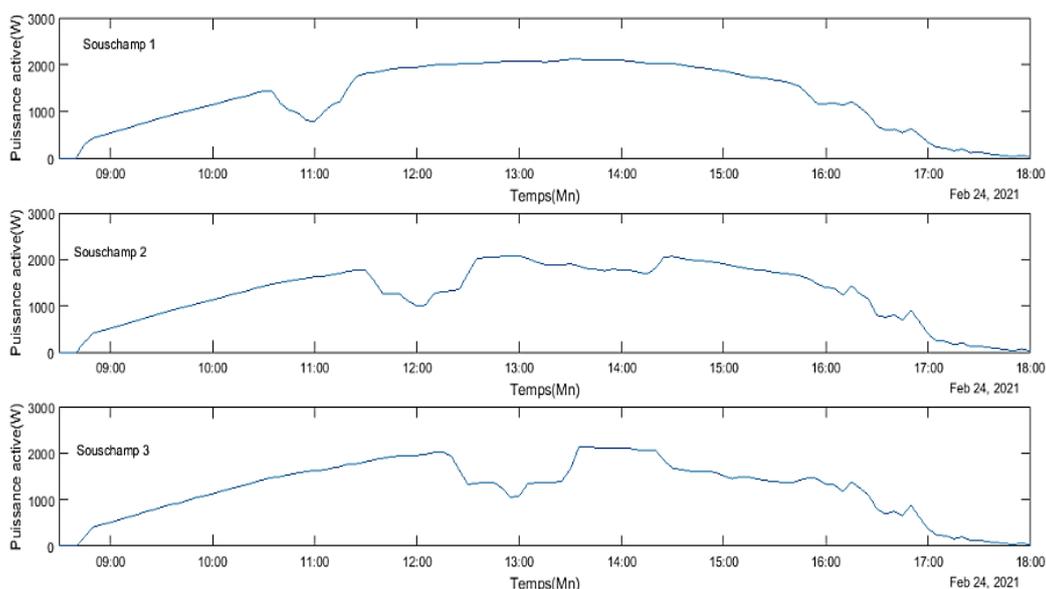
Le graphique dans la Fig (IV.8) représente la variation de la tension efficace au niveau de réseau qui s'exprime en 'volt' à 07 :50h la valeur initiale est à 242V, il y'a une chute instantanée à 10h jusqu'à 234V puis elle remonte à 12h jusqu'à 243V et une chute instantanée à 13h jusqu'à 236V puis elle remonte à 13h et atteinte sa valeur maximale 245V et puis elle se stabilise entre 242V et 244V.



**Figure IV.8 : Tension efficace au niveau de réseau (Vrms)**

### ○ Puissance active injectée au réseau :

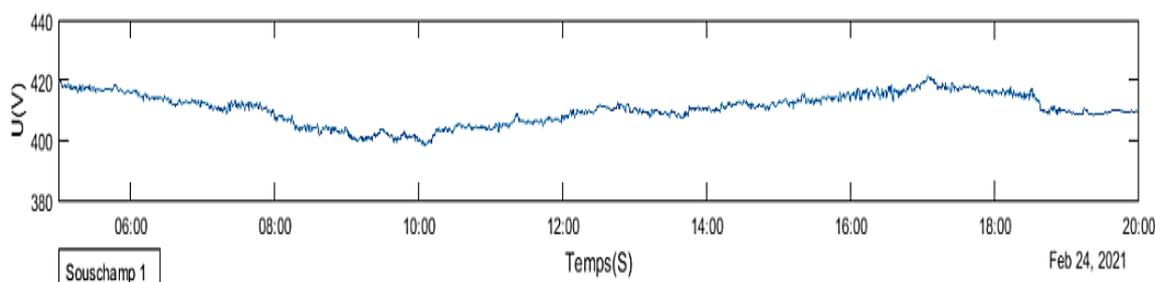
Le graphique dans la Fig (IV.9) représente la variation de la puissance active injectée au réseau qui s'exprime en 'watt' journalière des champs du générateur PV. La puissance est liée avec l'éclairement, elle augmente progressivement à partir de lever du soleil jusqu'à midi ou elle marque sa valeur de seuil, on marque ici aussi la présence de la chute instantanée. À l'approche du coucher de soleil elle diminue jusqu'à elle devienne nulle.



**Figure IV.9 : Puissance active injectée au réseau**

### ○ Tension monphasé injectée au réseau :

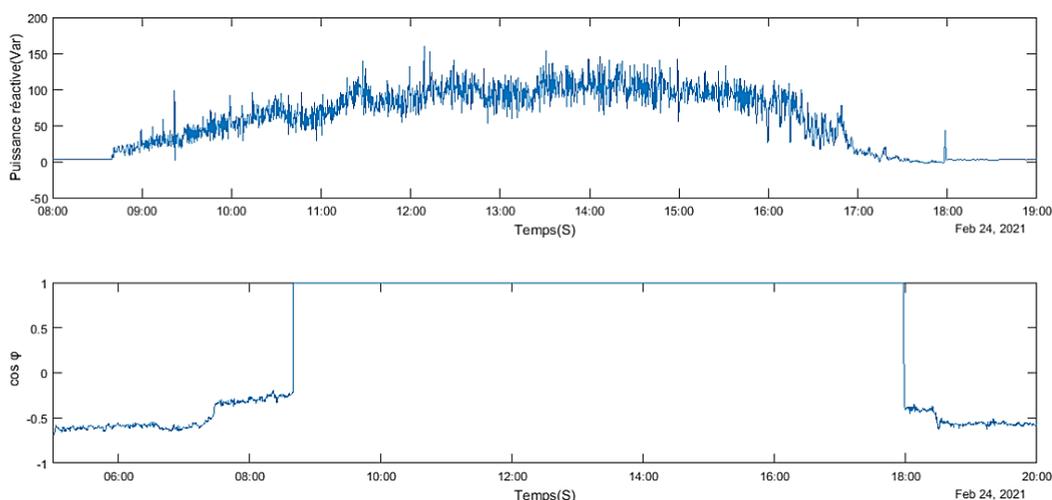
Le graphique dans la Fig (IV.10) représente la variation de la tension monphasée injectée au réseau U1(le 1<sup>er</sup>) qui s'exprime en 'volt' au cours d'une journée. Pour la tension triphasée du 1<sup>er</sup> onduleur à 5h elle est dans ses 420V puis elle diminue progressivement jusqu'à 10h et elle augmente encore progressivement jusqu'à 19h après elle se stabilise dans les 410V.



**Figure IV.10: Tension monphasée injectée au réseau**

### ○ Puissance réactive et facteur de puissance $\cos \varphi$ :

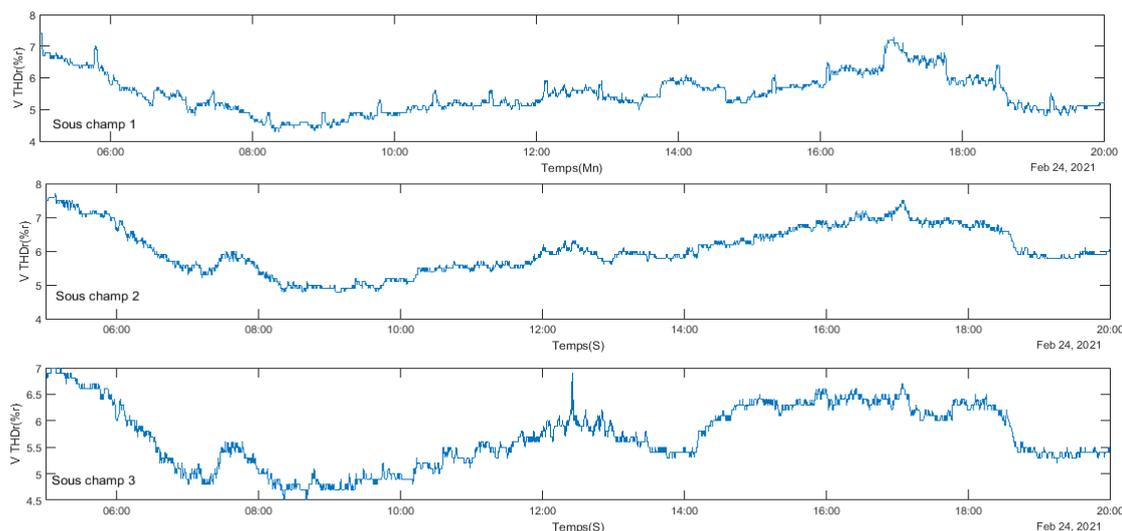
Le graphique dans la Fig (IV.11) représente la variation de la puissance réactive qui s'exprime en 'volt-ampère-réactive' qu'elle est nul jusqu'à 08 :50h où elle commence un augmentation progressive jusqu'à 13 :30h et marque sa valeur maximale environs 100Var puis elle diminue jusqu'à 17h et se stabilise en 0 Var et le  $\cos \varphi$  qui est le facteur de puissance qui mesure de déphasage entre la tension et courant au cours de la journée, qui est négative jusqu'à 08 :30h elle augmente progressivement et elle marque un signal carré positivement jusqu'à 18h et elle retombe progressivement à sa valeur initiale .



**Figure IV.11 : Puissance réactive Q et facteur de puissance  $\cos \varphi$**

### ○ Taux de distorsion de la tension de chaque phase V THDr:

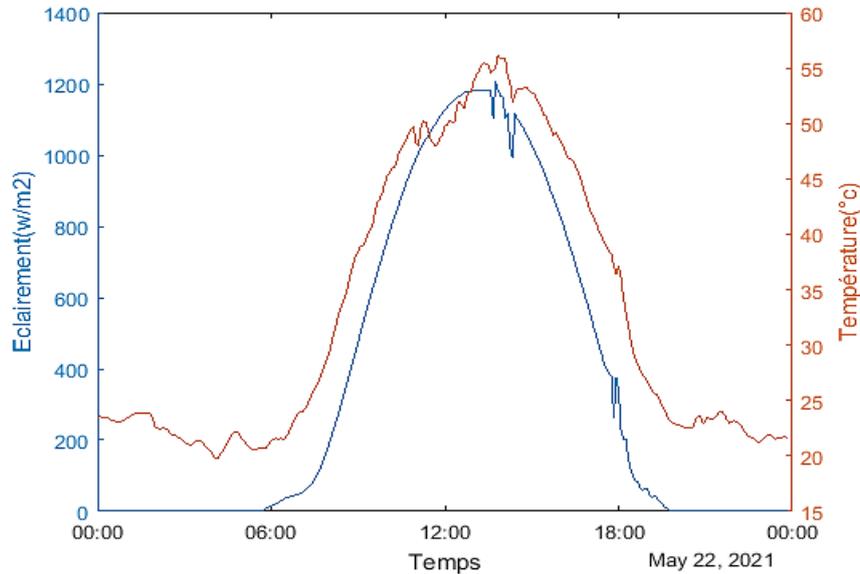
Le graphique dans la Fig (IV.12) représente la variation de la distorsion harmonique totale par rapport à la valeur efficace vraie du signal V THDr exprimé en pourcentage % dans chaque sous champs au cours de la journée. A 5h on remarque que la VTHDr diminue progressivement dans les trois sous champs de sa valeur initiale 7.5%, 7.6% et 7% respectivement dans chaque sous champ jusqu'à 8h où elle re-augmente plus lentement jusqu'à 13h où 14h, on note respectivement dans chaque sous champ 6%, 6.5% et 6.9%. Dans les 2 premiers sous champs la V THDr continue a augmenter jusqu'à sa valeur initiale puis elle retombe a la fin de journée pour se stabilise entre 5% et 6%.



**Figure IV.12 : Taux de distorsion de la tension de chaque phase V THDr**

- **Date : 22/05/2021**
- **Température & Eclairément :**

Le graphique présenté en Fig (IV.13) illustre les variations de la température intérieure d'un panneau solaire de type « Isofoton106 », ainsi que l'éclairément correspondant à l'énergie solaire reçue en fonction du temps dans une journée en mois de mai (printemps). Nous notons que la variation de l'éclairément et de la température au cours d'une journée prends la même forme et commence au lever du soleil 6 :00h comme on voyait qu'avant le lever du soleil et après le coucher de soleil 18 :30h ses valeurs sont constantes nul pour l'éclairément à cause de l'absence de la source de lumière et plus ou moins stable pour la température dans les 20°C et 25°C, au cours de la phase après le lever de soleil jusqu'au milieu de la journée, on marque un augmentation progressive afin d'atteindre la valeur maximale du l'éclairément 1200W/m<sup>2</sup> puis elle diminue et elle devienne nul et ainsi pour la température sauf qu'il y a des faibles diminutions instantanée jusqu'elle atteinte sa plus élevée valeur a 15 :00h après elle retombe pour qu'elle se stabilise encore.

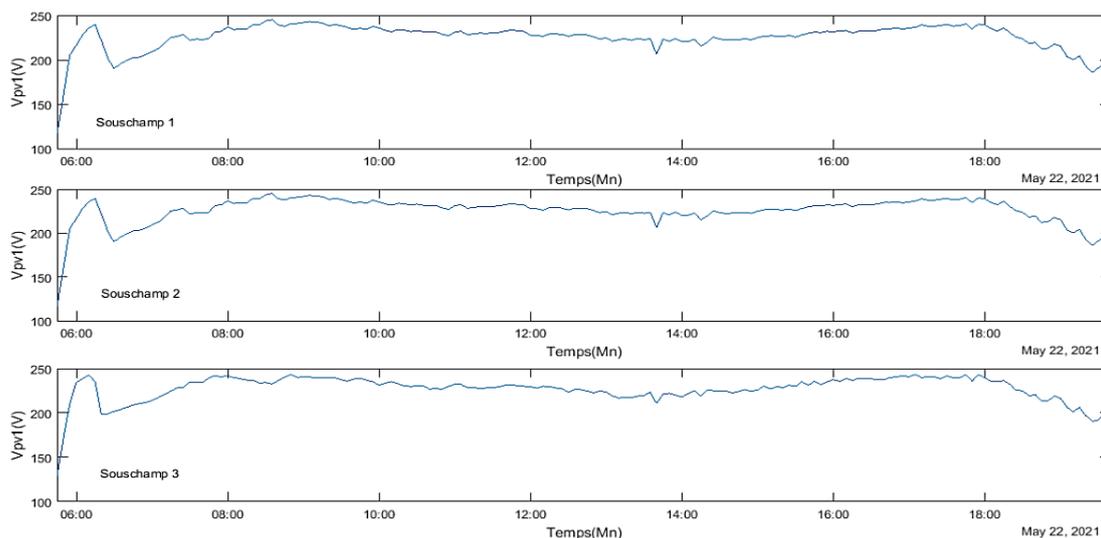


**Figure IV.13 : Eclairage et température intérieure du panneau**

➤ **Coté DC :**

○ **Tension PV :**

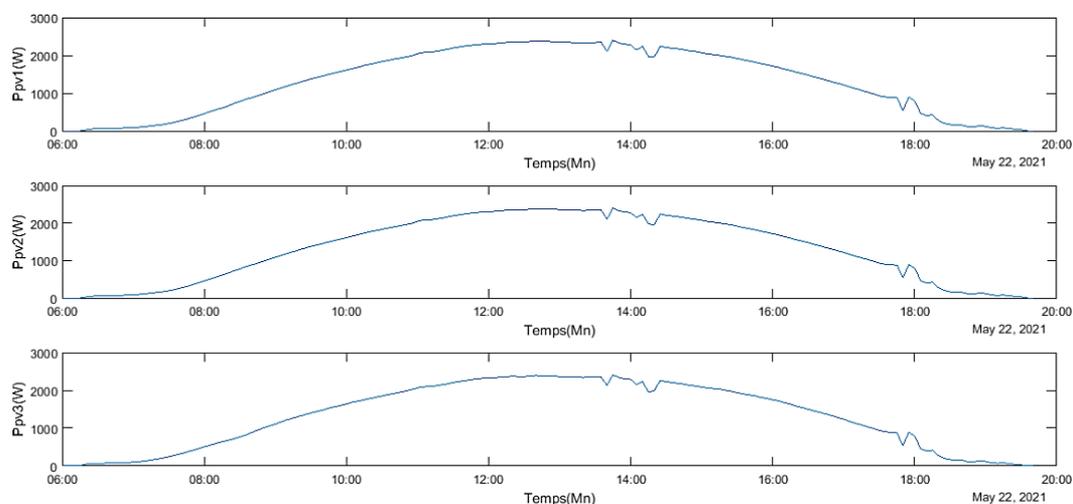
Le graphique présenté en Fig (IV.14) illustre la variation de la tension  $V_{pv1}$  qui s'exprime en 'volt' de chaque sous champs du générateur PV. Les trois courbes des sous champ suivent une forme presque similaire de stabilité et qui se diffèrent à cause d'un décalage de temps. Au lever de soleil, nous observons une augmentation légère de tension jusqu'à presque 250V suivie par une diminution brusque de 50V à 6 :30h et elle revienne à sa valeur première 250V et elle diminue au milieu de la journée lorsque la température est maximale (on marque 210V) et finalement elle reste stable de plus ou moins à cette valeur jusqu'à le coucher de soleil, puis elle diminue soudainement jusqu'elle atteint son minimum estimé approximativement à 150V. Alors lorsque on compare le changement de la tension avec la température on voit qu'il y'a une relation inverse entre eux. Les chutes instantanées enregistrées dans chaque sous champs à 13 :50h est dû à cause de la présence du poteau (ombrage partiel) ou des nuages et l'absence des rayons solaires comme résultat de la rotation du soleil sur la terre.



**Figure IV.14 : Tension de chaque sous champ**

○ **Puissance PV :**

Le graphique présenté en Figure (IV.15) illustre la variation de la puissance Ppv1 qui s'exprime en 'watt' de chaque sous champs du générateur PV. Les trois sous champs prennent la même forme de variation, lorsque la température et l'éclairement augmente on constate que la puissance délivrer par chaque sous champs, hors le lever et le coucher de soleil la puissance est nulle, et commence à augmenter progressivement d'une façon lente jusqu'au milieu de la journée et elle retombe aussi progressivement d'une façon lente jusqu'à le coucher de soleil. Les chutes instantanées enregistrées dans chaque sous champs dans les périodes de 13 :50h, 14 :15h et 19 :50h dû à cause de chute de l'éclairement. D'après cette analyse, nous constatons que la puissance et l'éclairement se variant proportionnellement.

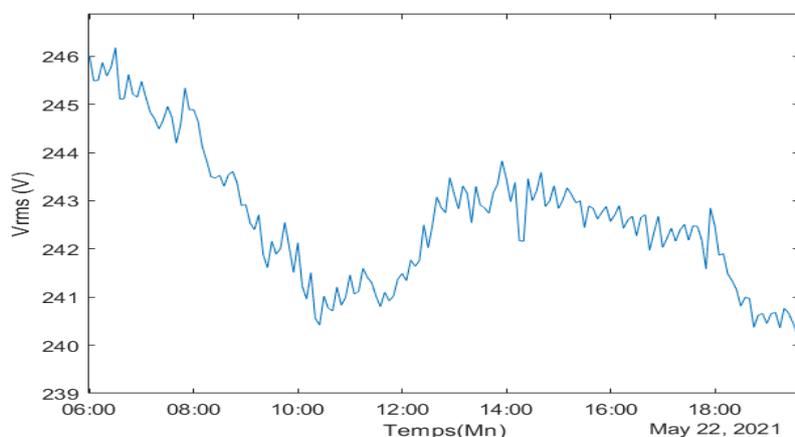


**Figure IV.15 : Puissance de chaque sous champ**

➤ **Coté AC (Grid) :**

○ **Tension efficace au niveau de réseau (Vrms) :**

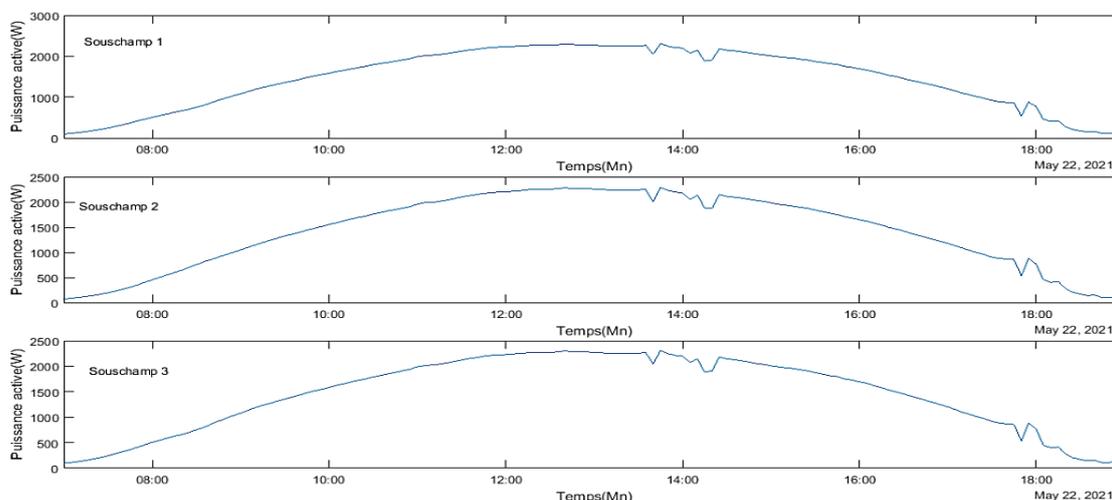
Le graphique dans la Fig (IV.16) représente la variation de la tension efficace au niveau de réseau qui s'exprime en 'volt' à 06 :00h la valeur initiale est à 246V, il y'a une chute instantanée à 10h jusqu'à 240V puis elle remonte à 14h jusqu'à 244V et une diminution jusqu'à 240V.



**Figure IV.16 : Tension efficace au niveau de réseau (Vrms)**

○ **Puissance active injectée au réseau :**

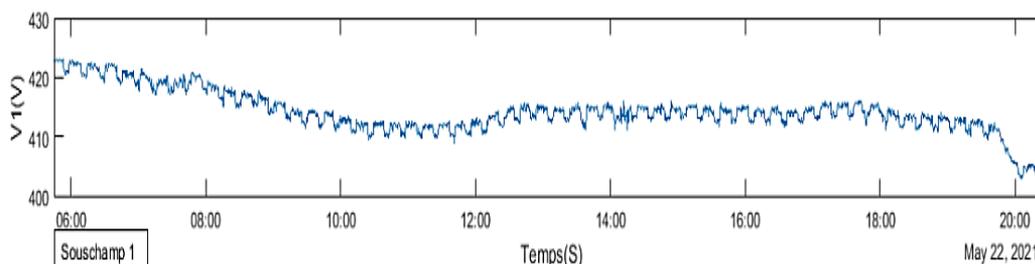
Le graphique dans la Fig (IV.17) représente la variation de la puissance active injectée au réseau qui s'exprime en 'watt' journalière des champs du générateur PV. La puissance est liée avec l'éclairement, elle augmente progressivement à partir de lever du soleil jusqu'à midi ou elle marque sa valeur de seuil, on marque ici aussi la présence de la chute instantanée au même moment de chute d'éclairement. A l'approche du coucher de soleil elle diminue jusqu'à elle devienne nulle.



**Figure IV.17 : Puissance active injectée au réseau**

### ○ Tension monophasée injectée au réseau U1 :

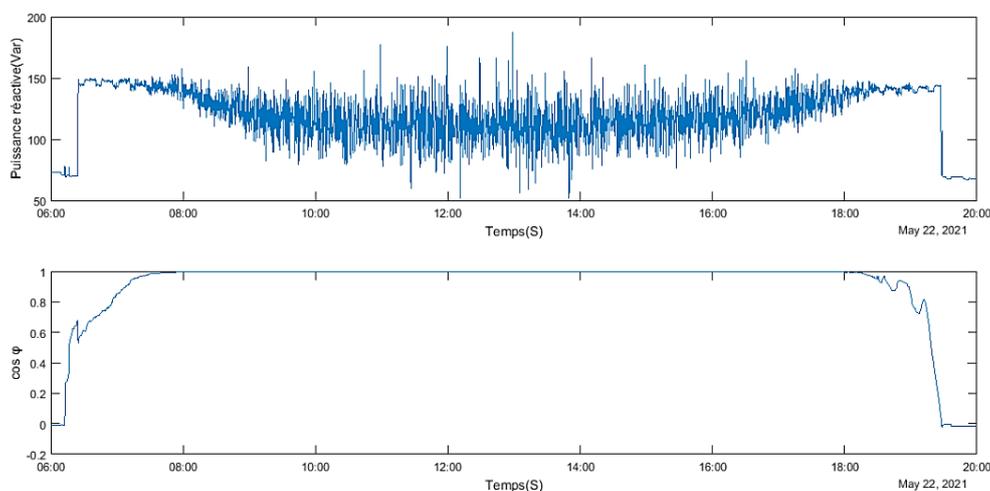
Le graphique dans la Fig (IV.18) représente la variation de la tension monophasée injectée au réseau U1 (le 1<sup>er</sup>) qui s'exprime en 'volt' au cours d'une journée. Pour la tension triphasée du 1<sup>er</sup> onduleur à 6h elle est dans ses 422V puis elle diminue progressivement jusqu'à 12h et elle augmente encore progressivement jusqu'à 19h après elle retombe pour se stabilise dans les 405V.



**Figure IV.18 : Tension monophasée injectée au réseau U1**

### ○ Puissance réactive et facteur de puissance $\cos \varphi$ :

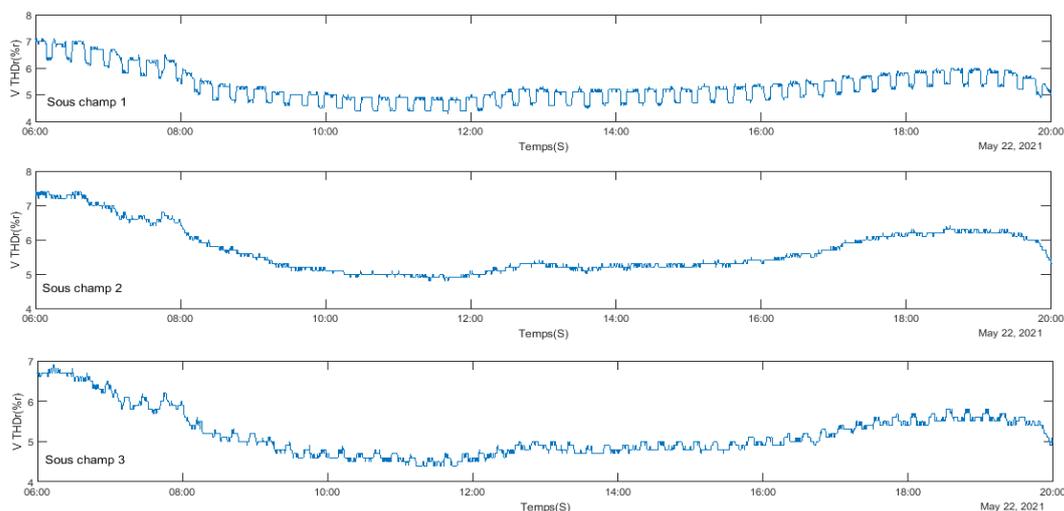
Le graphique dans la Fig (IV.19) représente la variation de la puissance réactive qui s'exprime en 'volt-ampère-réactive' qu'elle est nul jusqu'à 08 :50h où elle commence un augmentation progressive jusqu'à 13h et marque sa valeur maximale environs 100Var, puis elle diminue jusqu'à 18h et se stabilise en 0 Var et le  $\cos \varphi$  qui est le facteur de puissance qui mesure de déphasage entre la tension et courant au cours de la journée, qui augmente progressivement à 06h et elle marque un signal carré positivement jusqu'à 19 :30h et elle retombe progressivement à sa valeur initiale.



**Figure IV.19 : Puissance réactive et facteur de puissance  $\cos \varphi$**

### ○ Taux de distorsion de la tension de chaque phase V THDr:

Le graphique dans la Fig (IV.12) représente la variation de la distorsion harmonique totale par rapport à la valeur efficace vraie du signal V THDr exprimé en pourcentage % dans chaque sous champ au cours de la journée. A 6h on remarque que la V THDr diminue progressivement dans les trois sous champs de sa valeur initiale 7%, 7.5% et 6.8% respectivement dans chaque sous champ jusqu'à elle remonte plus lentement jusqu'à 18h on note respectivement dans chaque sous champ 6%, 6.5% et 5.7%.

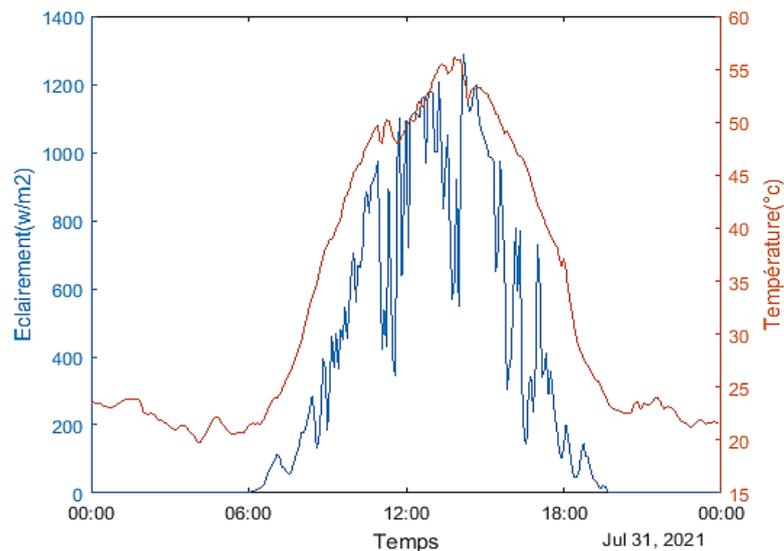


**Figure IV.20 : Taux de distorsion de la tension de chaque phase V THDr**

- **Date : 31/07/2021**
- **Température & Eclairément :**

Le graphique ci-dessus présenté en Fig (IV.21) illustre les variations de la température intérieure d'un panneau solaire de type « Isofoton106 », ainsi que l'éclairément correspondant à l'énergie solaire reçue en fonction du temps dans une journée en mois de juillet (été). On remarque que les deux variables prennent la même forme de variation et que dans cette journée il y a plein de changement dans l'éclairément (des chutes instantanées) à cause de ciel nuageux et de l'absence des rayonnements solaires. Avant le lever et après le coucher de soleil l'éclairément est à zéro  $W/m^2$  et la température dans un cas stable de plus au moins entre 200 et 250°C. Comme la lumière réapparaît chaque matin au lever du soleil alors l'éclairément et la température augmentent dans l'instant de l'apparence de la lumière (6 :00h) ils commencent à augmenter progressivement avec la présence des pics instantanés jusqu'au milieu de la journée l'éclairément et la température ils atteignent la valeur

maximale  $1200\text{W}/\text{m}^2$  et  $55^\circ\text{C}$  respectivement puis ils retombent au même moment progressivement jusqu'à le coucher de soleil (18 :30h).

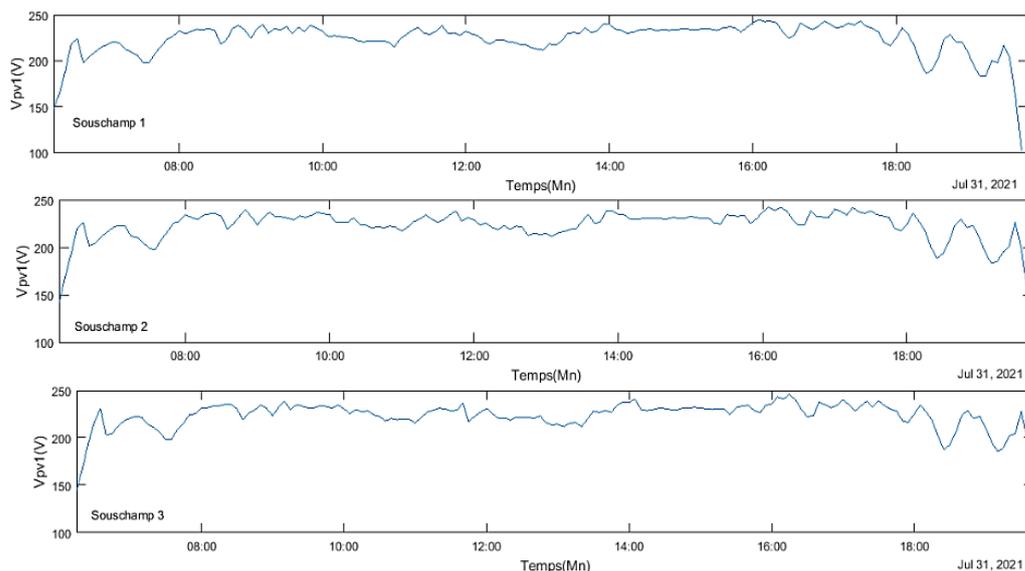


**Figure IV.21 : Eclairage et température intérieure du panneau**

➤ **Coté DC :**

○ **Tension PV :**

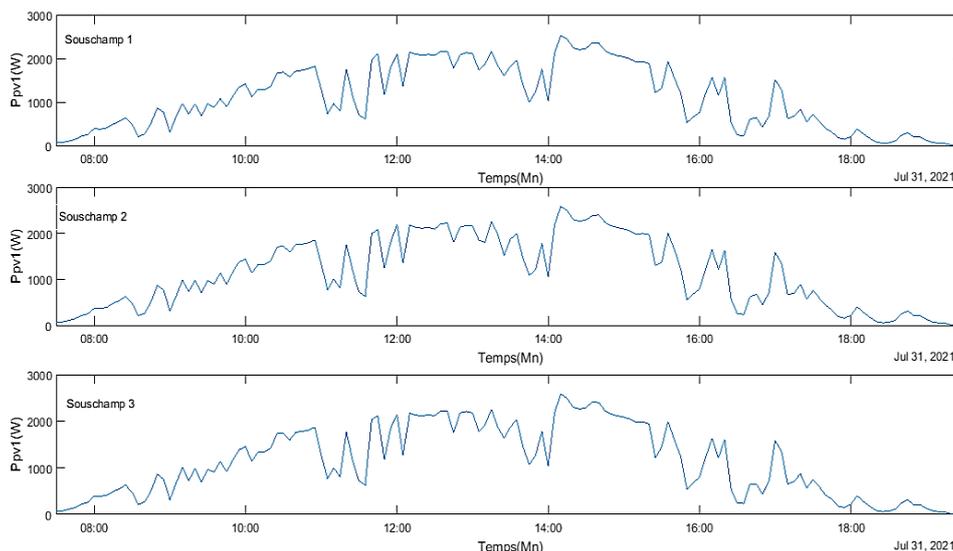
Le graphique présenté en Fig (IV.22) illustre la variation de la tension  $V_{pv1}$  qui s'exprime en 'volt' de chaque sous champs de générateur PV. Les trois courbes des sous champ suivent une forme presque similaire de stabilité et qui se diffèrent à cause d'un décalage de temps. Au lever de soleil, nous observons une augmentation légère de tension jusqu'à presque 220V suivie par une diminution brusque de 20V à 7 :50h et elle revienne à 240V et elle reste stable de plus ou moins jusqu'elle diminue au milieu de la journée lorsque la température est maximale (on marque 224V) et elle reste stable de plus ou moins à cette valeur pour marquer sa valeur maximale à 16 :00h et elle diminue progressivement avec de chutes instantanées jusqu'à le coucher de soleil, puis elle diminue soudainement jusqu'elle atteint son minimum estimé approximativement à 100V. Alors lorsque on compare le changement de la tension avec la température on voit qu'il y'a une relation inverse entre eux. Les chutes instantanées enregistrées dans chaque sous champs à 13 :50h est dû à cause de la météo (journée très nuageuse) la présence du poteau ainsi que l'absence des rayons solaires comme résultat de la rotation du soleil sur la terre.



**Figure IV.22 : Tension de chaque sous champ**

○ **Tension PV :**

Le graphique présenté en Fig (IV.23) illustre la variation de la tension  $P_{pv1}$  qui s'exprime en 'watt' de chaque sous champs du générateur PV. Les trois sous champs prennent la même forme de variation, lorsque l'éclairement augmente on constate que la puissance délivrer par chaque sous champs augmente il quand il y'a un manque d'éclairement la puissance chute instantanément , Les valeurs de la puissance sont nulles avant le lever de soleil et après son accouchement sur les trois courbes des sous champs et commence à augmenter progressivement d'une façon lente jusqu'au milieu de la journée ou on marque sa valeur maximale et elle retombe aussi progressivement d'une façon lente jusqu'à le coucher de soleil. Les chutes instantanées enregistrées dans chaque sous champs dû à cause de chute de l'éclairement qui revient aux phénomènes du ombrage partiel du poteau ou des nuages et à la rotation du soleil. D'après cette analyse, nous constatons que la puissance et l'éclairement se variant proportionnellement.

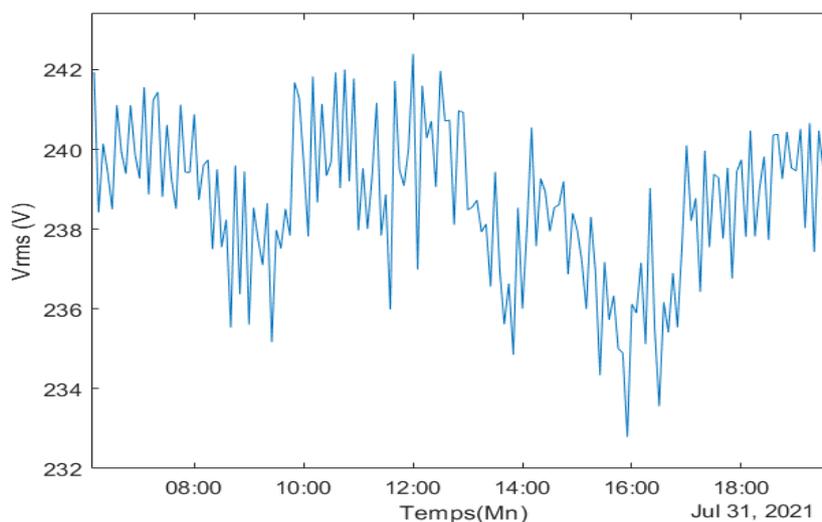


**Figure IV.23 : Puissance de chaque sous champ**

➤ **Coté AC (Grid) :**

○ **Tension efficace au niveau de réseau (Vrms) :**

Le graphique dans la Fig (IV.24) représente la variation de la tension efficace au niveau de réseau qui s'exprime en 'volt' à 06 :00h la valeur initiale est à 246V, il y'a une chute instantanée à 10h jusqu'à 240V puis elle remonte à 14h jusqu'à 244V et une diminution jusqu'à 240V.

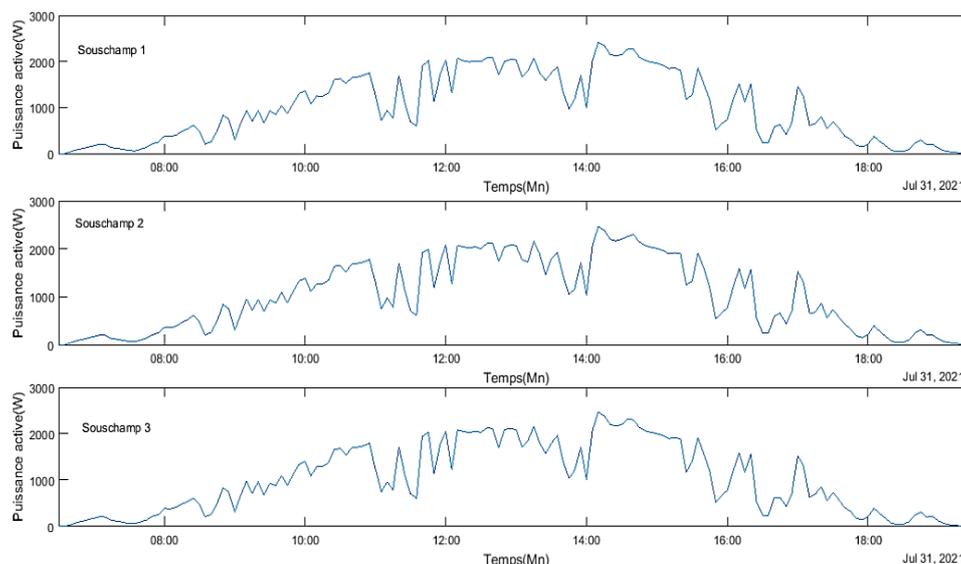


**Figure IV.24 : Tension efficace au niveau de réseau (Vrms)**

○ **Puissance active injectée au réseau :**

Le graphique dans la Fig (IV.25) représente la variation de la puissance active injectée au réseau qui s'exprime en 'watt' journalière des trois champs du générateur PV. La puissance est liée avec l'éclaircement, elle augmente progressivement à partir de

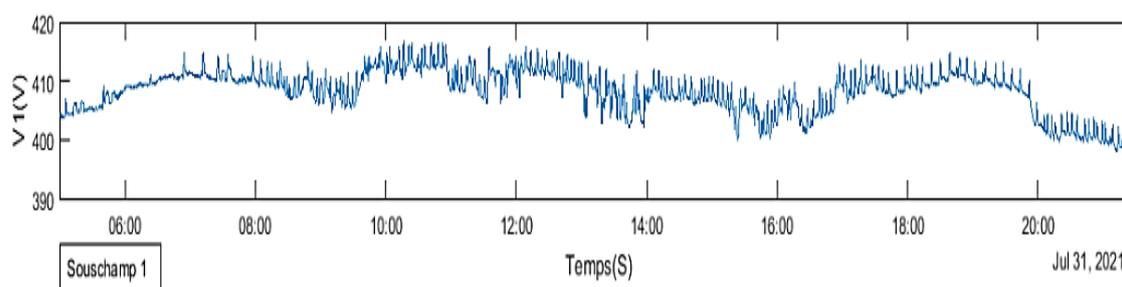
lever du soleil jusqu'à midi ou elle marque sa valeur de seuil, on marque ici aussi la présence de la chute instantanée au même moment de chute d'éclairement. A l'approche du coucher de soleil elle diminue jusqu'à elle devienne nulle.



**Figure IV.25 : Puissance active injectée au réseau**

○ **Tension monophasée injectée au réseau U1 :**

Le graphique dans la Fig (IV.26) représente la variation de la tension monophasée injectée au réseau d'un champ U1 (le 1<sup>er</sup>) qui s'exprime en 'volt' au cours d'une journée. Pour la tension monophasée d'une phase à 6h elle est dans ses 405V puis elle diminue progressivement jusqu'à 10h et elle augmente encore progressivement jusqu'à 19h après elle retombe pour se stabilise dans les 400V.

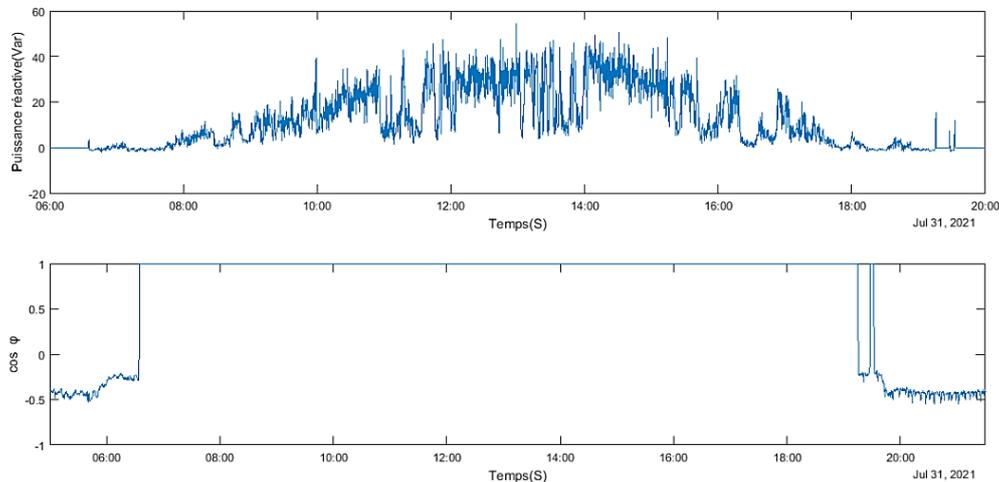


**Figure IV.26 : Tension monophasé injectée au réseau U1**

○ **Puissance réactive Q et facteur de puissance  $\cos \varphi$  :**

Le graphique dans la Fig (IV.19) représente la variation de la puissance réactive qui s'exprime en 'volt-ampère-réactive' qu'elle est nul jusqu'à 08 :00h où elle commence une augmentation progressive jusqu'à 13h et marque sa valeur maximale environs 40Var, puis elle diminue jusqu'à 18h et se stabilise en 0 Var et le  $\cos \varphi$  qui

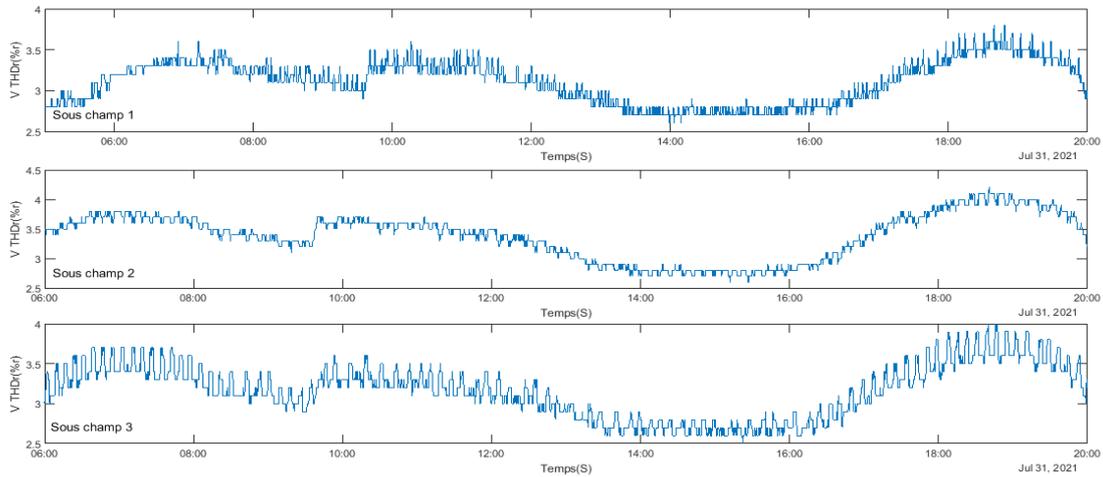
est le facteur de puissance qui mesure de déphasage entre la tension et courant au cours de la journée, qui est négative jusqu'à 06 :30h elle augmente progressivement et elle marque un signal carré positivement jusqu'à 19 :30h et elle retombe progressivement à sa valeur initiale.



**Figure IV.27 : Puissance réactive et facteur de puissance  $\cos \varphi$**

○ **Taux de distorsion de la tension de chaque phase V THDr:**

Le graphique dans la Fig (IV.28) représente la variation de la distorsion harmonique totale par rapport à la valeur efficace vraie du signal V THDr exprimé en pourcentage % dans chaque sous champ au cours de la journée. On remarque que la V THDr augmente progressivement dans les trois sous champs de sa valeur initiale 2.8%, 3.5% et 3% respectivement dans chaque sous champ puis elle chute instantanément et elle remonte plus lentement jusqu'à 19h on note respectivement dans chaque sous champ la valeur maximale 3.5%, 4% et 4% et finalement la courbe retombe.

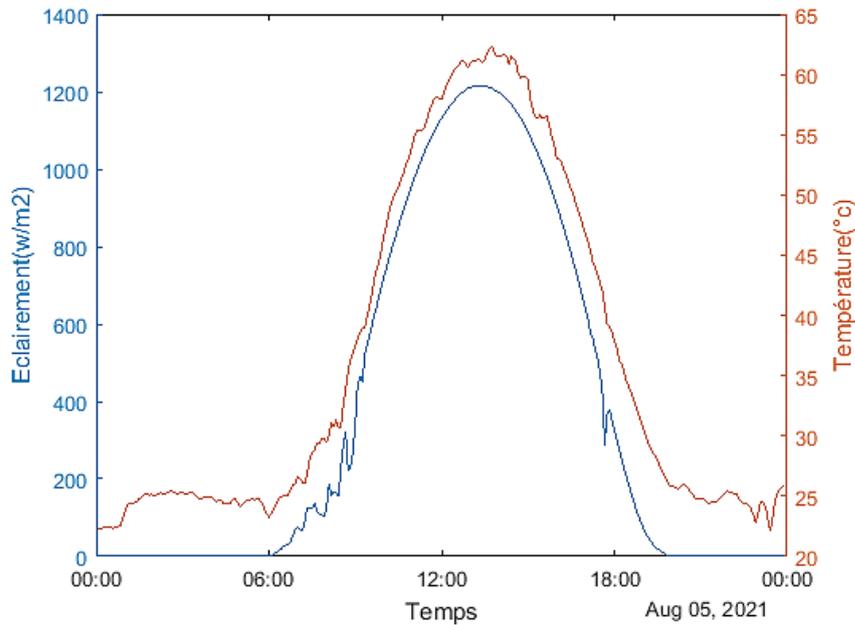


**Figure IV.28 : Taux de distorsion de la tension de chaque phase V THDr**

- **Date : 05/08/2021**
- **Température & Eclairément :**

Le graphique présenté en Fig (IV.20) illustre les variations de la température intérieure d'un panneau solaire de type « Isofoton106 », ainsi que l'éclairément correspondant à l'énergie solaire reçue en fonction du temps dans une journée en mois d'août (été). Nous constatons que les deux courbes prennent une forme de cloche, c'est à dire : elles sont croissantes de 06 :00h (lever du soleil) à midi solaire où leurs valeurs maximale sont atteintes  $1200\text{W/m}^2$  et  $63^\circ\text{c}$ , ensuite elles se décroissent jusqu'à 18 :30h (coucher de soleil). Hors cet intervalle l'éclairément est nul et la température est plus au moins stable mais elle est plus basse que durons la journée.

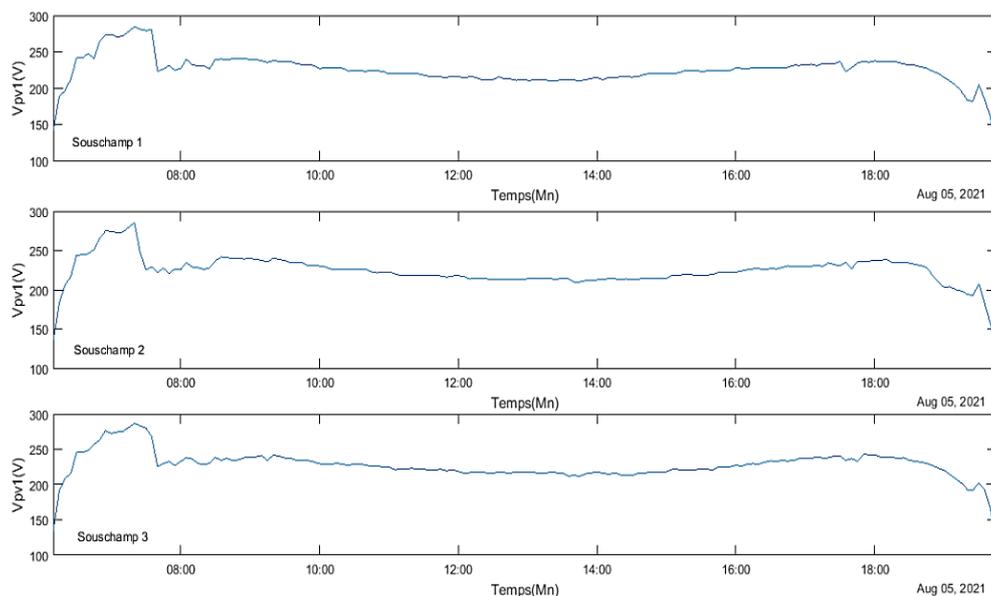
Nous remarquons des petits chutes instantanées des valeurs d'éclairément et de température au cours de la journée, cela est dû au manque de réception des rayons solaires à cause de la présence d'un poteau, nous conclurons que le soleil est donc une source de lumière et de chaleur sur la Terre.



**Figure IV.29 : Eclairage et température intérieure du panneau**

- **Coté DC :**
- **Tension PV :**

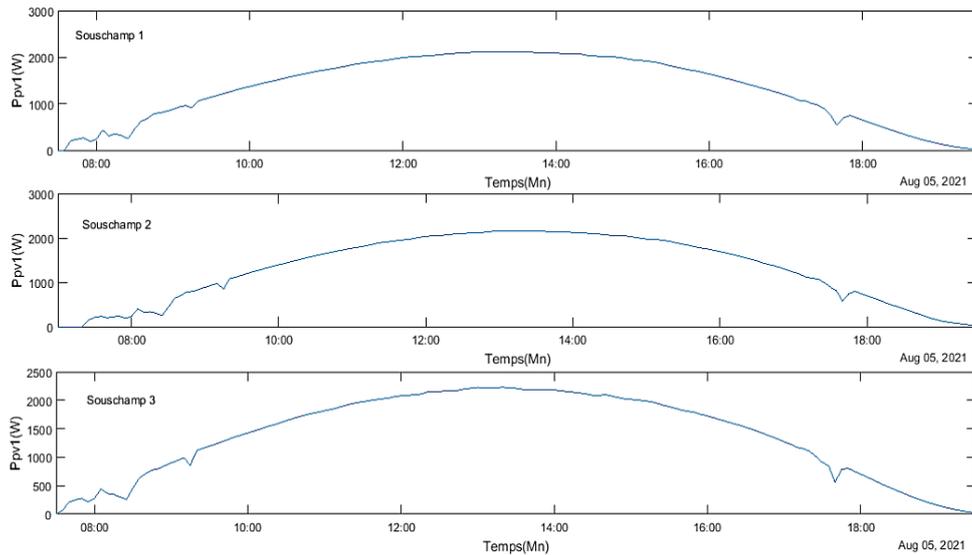
Le graphique présenté en Fig (IV.30) illustre la variation de la tension  $V_{pv1}$  qui s'exprime en 'volt' de chaque sous champs du générateur PV. Les trois sous champ ont la même forme de courbe au même temps, nous apercevons que la tension augmente jusqu'à 280V du lever de soleil jusqu'à 07 :50h, après elle diminue et se stabilise à 240V de 07 :50h à 20 :00h (le coucher de soleil), puis elle commence à diminuer complètement et devient nul. Nous marquons une chute instantanée dans chaque sous champ dans des périodes différentes à cause du poteau et la rotation du soleil.



**Figure IV.30 : Tension de chaque sous champ**

○ **Puissance PV :**

Le graphique présenté en Fig (IV.31) illustre la variation de la puissance  $P_{pv1}$  qui s'exprime en 'watt' de chaque sous champs de générateur PV. La puissance est liée avec l'éclairement, elle augmente progressivement à partir du lever du soleil jusqu'à midi solaire ou elle marque sa valeur de seuil 2000W, puis elle diminue lentement jusqu'à le coucher du soleil et devient nulle. On marque toujours la chute instantanée dans chaque sous champ dans des périodes différentes. Ces fluctuations inscrites toute au long ce stade revient aux phénomènes du l'ombrage partiel du poteau ou des nuages et à la rotation du soleil. D'après cette analyse, nous constatons que la puissance et l'éclairement se variant proportionnellement.

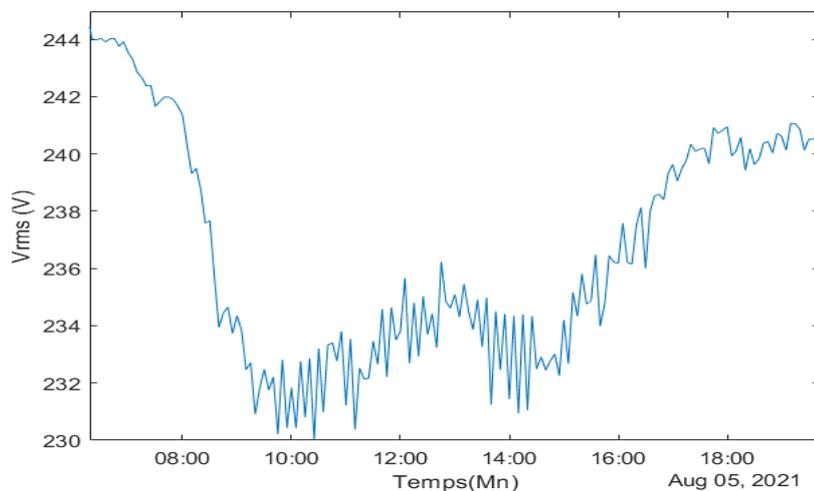


**Figure IV.31 : Puissance de chaque sous champ**

➤ **Coté AC (Grid) :**

○ **Tension efficace au niveau de réseau (Vrms) :**

Le graphique dans la Fig (IV.32) représente la variation de la tension efficace au niveau de réseau qui s'exprime en 'volt' à 06 :00h la valeur initiale est à 244V, il y'a une chute instantanée à 10h jusqu'à 230V puis elle remonte à 13h jusqu'à 236V et une diminution jusqu'à 2231V et finalement une augmentation jusqu'à 241V.

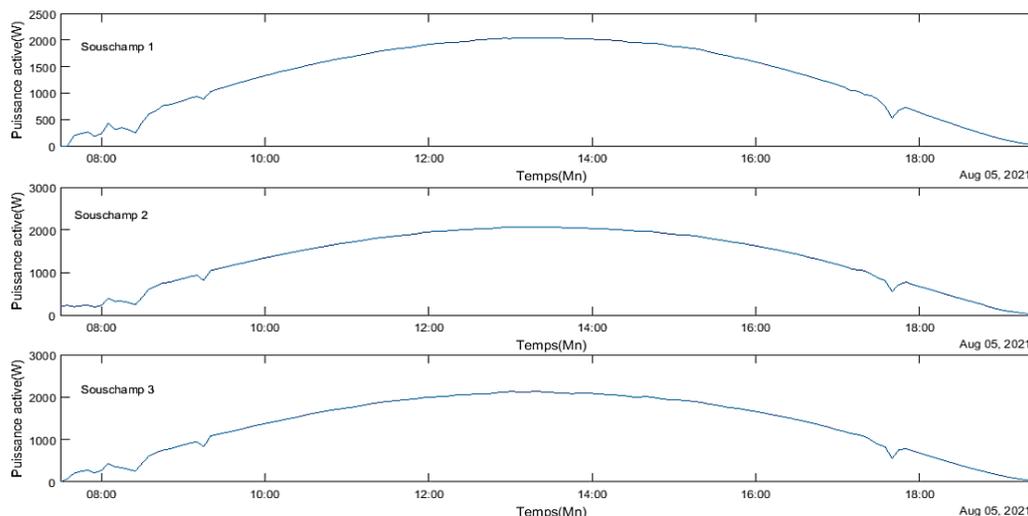


**Figure IV.32 : Tension efficace au niveau de réseau (Vrms)**

○ **Puissance active injectée au réseau :**

Le graphique dans la Fig (IV.33) représente la variation de la puissance active injectée au réseau qui s'exprime en 'watt' journalière des champs du générateur PV. La puissance est liée avec l'éclairement, elle augmente progressivement à partir de lever

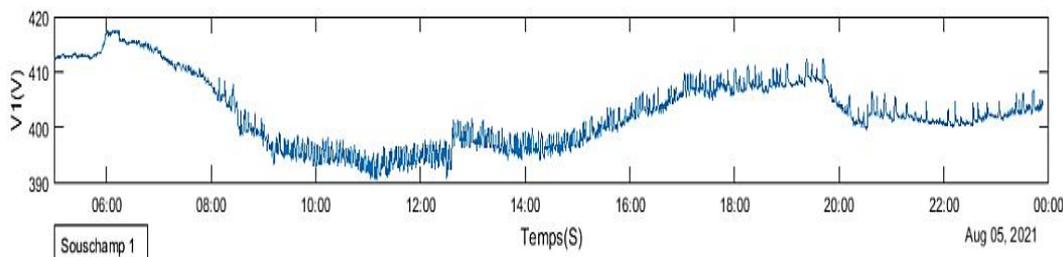
du soleil jusqu'à midi solaire ou elle marque sa valeur de seuil 2000W, on marque ici aussi la présence de la chute instantanée au même moment de chute d'éclairement. A l'approche du coucher de soleil elle diminue jusqu'à elle devienne nulle.



**Figure IV.33 : Puissance active injectée au réseau**

○ **Tension monphasé injectée au réseau U1 :**

Le graphique dans la Fig (IV.34) représente la variation de la tension monphasée injectée au réseau U1(1<sup>er</sup>) qui s'exprime en 'volt' au cours d'une journée. Pour la tension triphasée du 1er onduleur à 6h elle est dans ses 415V puis elle diminue progressivement jusqu'à 11h et elle augmente encore progressivement jusqu'à 19 :50h après elle retombe pour se stabilise dans les 410V de plus ou moins.

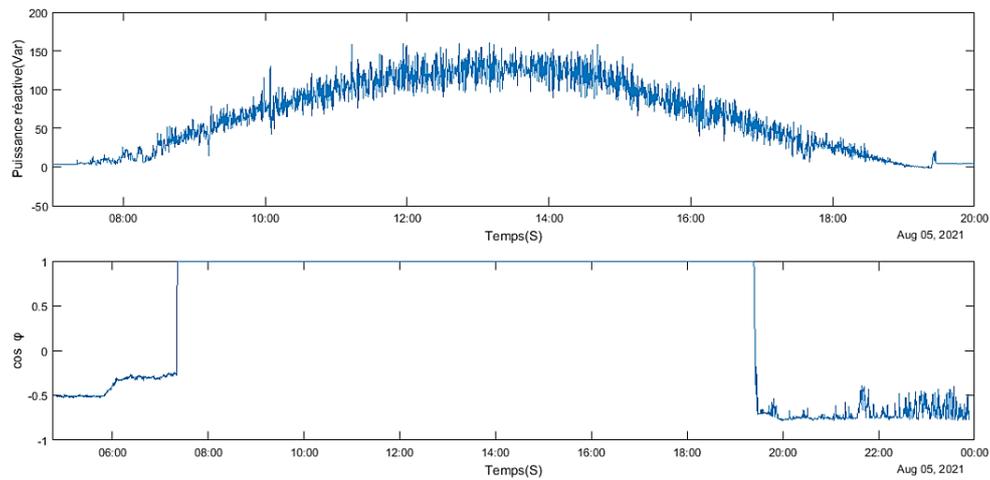


**Figure IV.34 : Tension monphasé injectée au réseau U1**

○ **Puissance réactive et facteur de puissance  $\cos \varphi$  :**

Le graphique dans la Fig (IV.35) représente la variation de la puissance réactive qui s'exprime en 'volt-ampère-réactive' qu'elle est nul jusqu'à 08:00h où elle commence une augmentation progressive jusqu'à 13h et marque sa valeur maximale environs 100Var puis elle diminue jusqu'à 18h et se stabilise en 0 Var et le  $\cos \varphi$  qui est le facteur de puissance qui mesure de déphasage entre la tension et courant au cours de la journée,

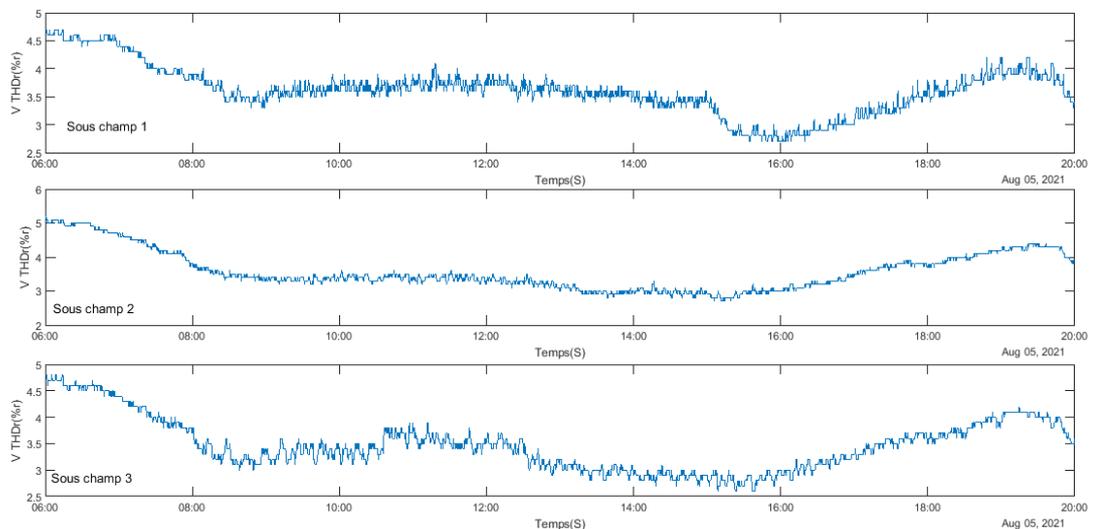
qui est négative jusqu'à 07 :30h elle augmente progressivement et elle marque un signal carré positivement jusqu'à 19 :40h et elle retombe progressivement à sa valeur initiale.



**Figure IV.35 : Puissance réactive et facteur de puissance  $\cos \varphi$**

○ **Taux de distorsion de la tension de chaque phase V THDr:**

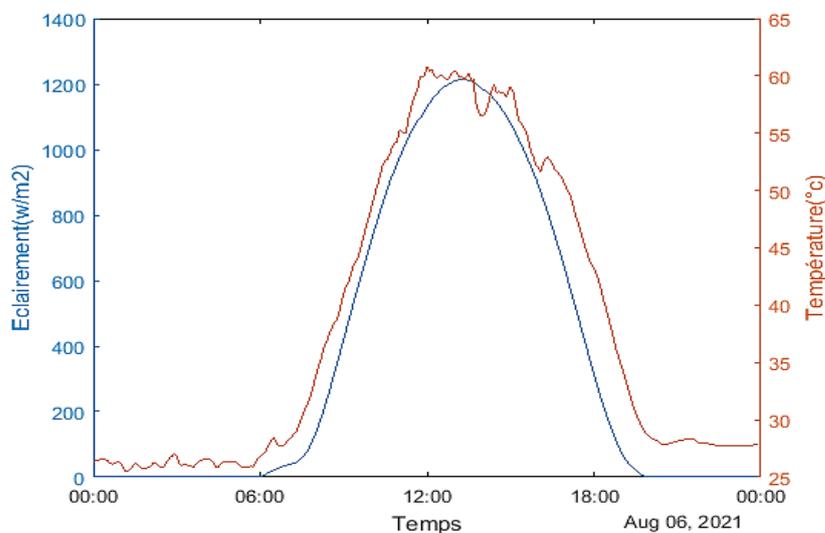
Le graphique dans la Fig (IV.36) représente la variation de la distorsion harmonique totale par rapport à la valeur efficace vraie du signal V THDr exprimé en pourcentage % dans chaque sous champ au cours de la journée. A 6h on remarque que la VTHDr diminue progressivement dans les trois sous champs de sa valeur initiale 4.6%, 5% et 4.7% respectivement dans chaque sous champ jusqu'à 9h, elle remonte plus lentement jusqu'à 15h, elle retombe instantanément puis elle marque sa valeur maximale dans chaque sous champ à 19h respectivement 4 %, 4.7% et 4.2%.



**Figure IV.36 : Taux de distorsion de la tension de chaque phase V THDr**

- **Date : 06/08/2021**
- **Température & Eclairage :**

Le graphique présenté en Fig (IV.37) illustre les variations de la température intérieure d'un panneau solaire de type « Isofoton106 », ainsi que l'éclairage correspondant à l'énergie solaire reçue en fonction du temps dans une journée en mois d'août (été). Nous constatons que les deux courbes prennent une forme de cloche, c'est à dire : elles sont croissantes de 06 :00h (lever du soleil) à midi solaire où leurs valeurs maximale sont atteintes  $1200\text{W/m}^2$  et  $60^\circ\text{c}$ , ensuite elles se décroissent jusqu'à 18 :30h (coucher de soleil). Hors cet intervalle l'éclairage est nul et la température est plus au moins stable mais elle est plus basse que durons la journée. Nous remarquons des petits chutes instantanées de la température au cours de la journée, cela est dû au manque de réception des rayons solaires ou de cas de l'atmosphère, nous concluons que le soleil est donc une source de lumière et de chaleur sur la Terre.

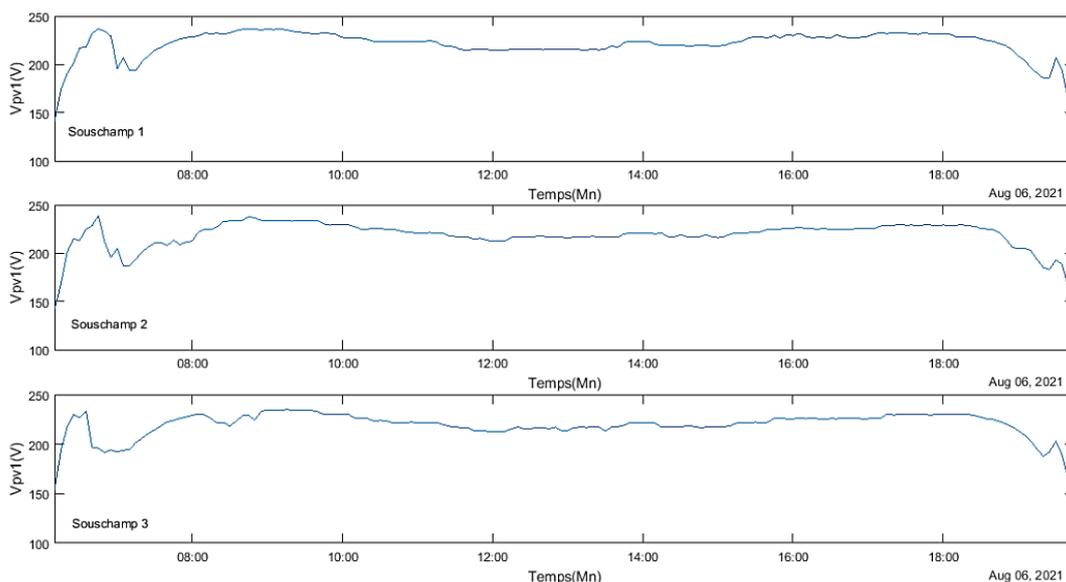


**Figure IV.37 : Eclairage et température intérieure du panneau**

- **Coté DC :**
- **Tension PV :**

Le graphique présenté en Fig (IV.38) illustre la variation de la tension  $V_{pv1}$  qui s'exprime en 'volt' de chaque sous champs de générateur PV. Les trois courbes des sous champ suivent une forme presque similaire de stabilité qui se diffèrent à cause d'un décalage de temps. Au lever de soleil, nous observons une augmentation légère de tension jusqu'à presque 230V suivie par une diminution brusque de 20V à 7 :50h et elle revienne à 240V et elle reste stable de plus ou moins jusqu'elle diminue au milieu

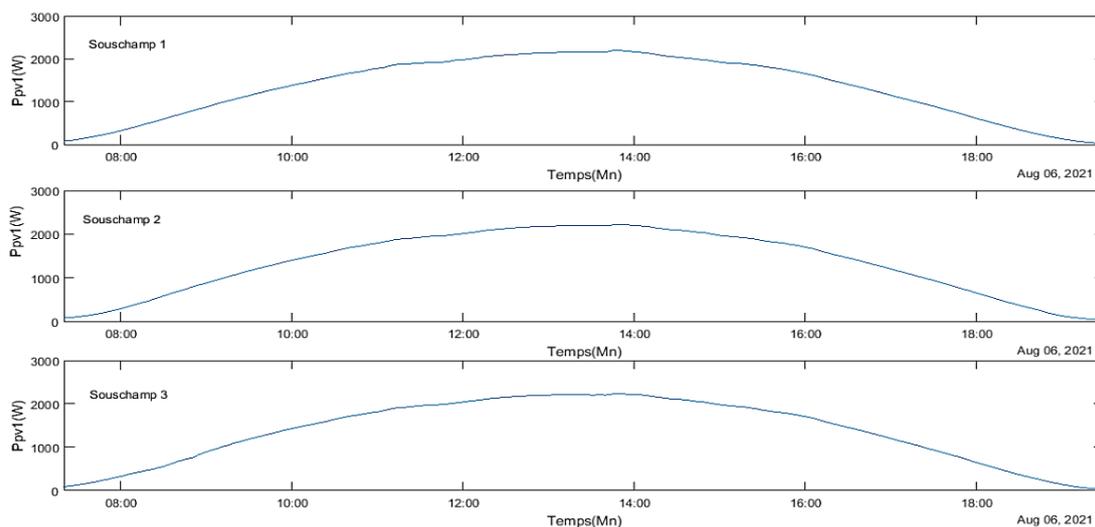
de la journée lorsque la température est maximale (on marque 225V) et elle reste stable de plus ou moins à cette valeur ensuite elle diminue progressivement avec de chutes instantanées jusqu'à le coucher de soleil, puis elle diminue soudainement jusqu'à elle atteint son minimum estimé approximativement à 100V. Alors lorsque on compare le changement de la tension avec la température on voit qu'il y'a une relation inverse entre eux. Les chutes instantanées enregistrées dans chaque sous champs à 13 :50h est dû à cause de la météo atmosphérique et l'absence des rayons solaires comme résultat de la rotation du soleil sur la terre.



**Figure IV.38 : Tension de chaque sous champ**

### ○ Puissance PV :

Le graphique présenté en Fig (IV.39) illustre la variation de la puissance P<sub>pv1</sub> qui s'exprime en 'watt' de chaque sous champs de générateur PV. La puissance est liée avec l'éclairement, elle augmente progressivement à partir du lever du soleil jusqu'à midi solaire ou elle marque sa valeur de seuil 2000W, puis elle diminue lentement jusqu'à le coucher du soleil et devient nulle. On marque toujours la chute instantanée dans chaque sous champ dans des périodes différentes. Ces fluctuations inscrites toute au long ce stade revient aux phénomènes du l'ombrage partiel du poteau ou des nuages et à la rotation du soleil. D'après cette analyse, nous constatons que la puissance et l'éclairement se variant proportionnellement.

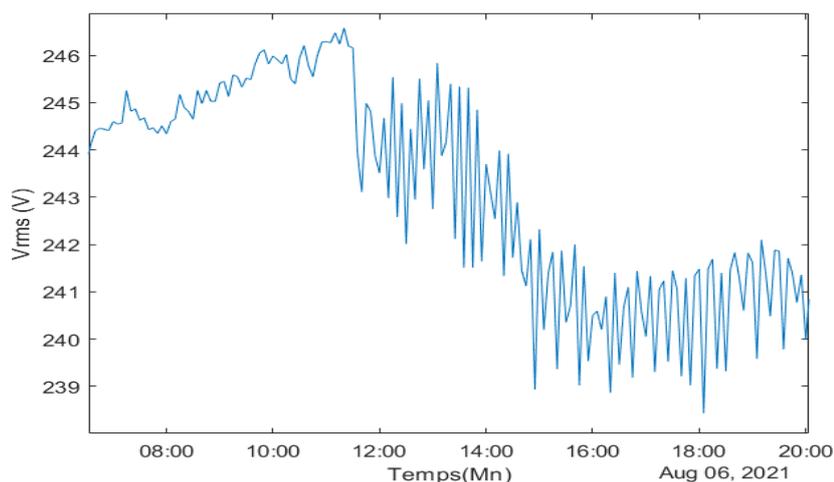


**Figure IV.39 : Puissance de chaque sous champ**

➤ **Côté AC (Grid) :**

○ **Tension efficace au niveau de réseau (Vrms):**

Le graphique dans la Fig (IV.40) représente la variation de la tension efficace au niveau de réseau qui s'exprime en 'volt' à 06 :00h la valeur initiale est à 244V, il y'a une augmentation jusqu'à 11 :30h avec une valeur maximale 247V et ensuite, elle chute instantanément puis elle diminue jusqu'à 240V.

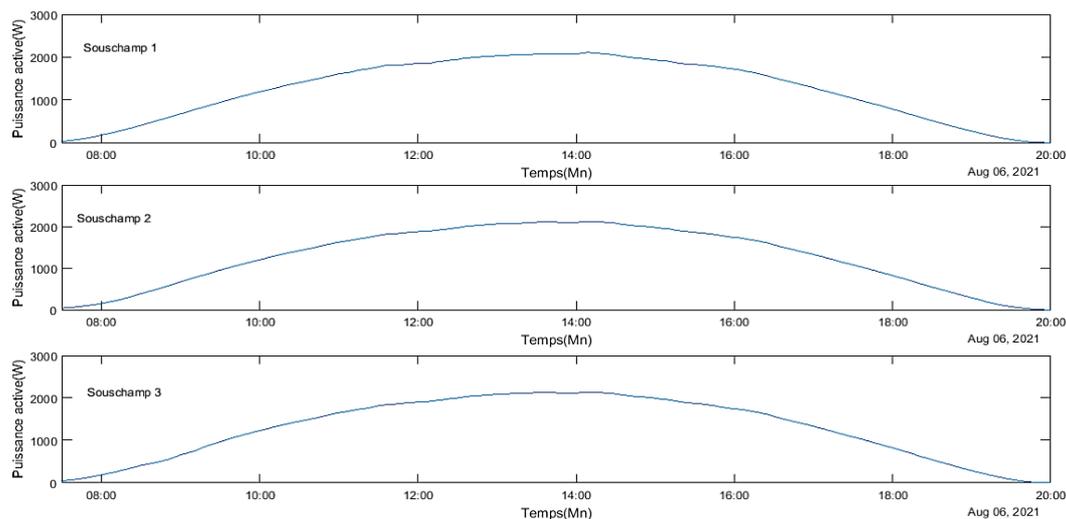


**Figure IV.40 : Tension efficace au niveau de réseau (Vrms)**

○ **Puissance active injectée au réseau :**

Le graphique dans la Fig (IV.41) représente la variation de la puissance active injectée au réseau qui s'exprime en 'watt' journalière des champs du générateur PV. La puissance est liée avec l'éclairément, elle augmente progressivement à partir de lever du soleil jusqu'à midi solaire ou elle marque sa valeur de seuil 2000W, on marque ici

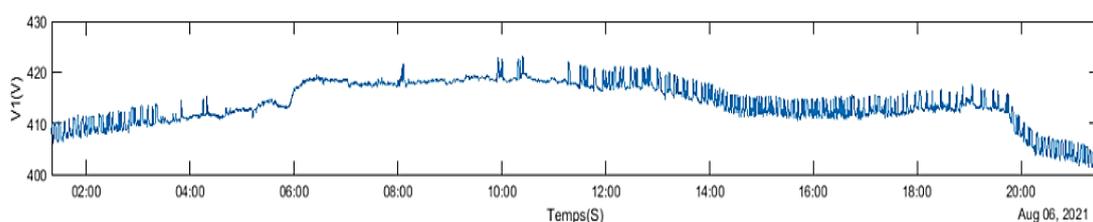
aussi la présence de la chute instantanée au même moment de chute d'éclairément. A l'approche du coucher de soleil elle diminue jusqu'à elle devienne nulle.



**Figure IV.41 : Puissance active injectée au réseau**

○ **Tension monophasé injectée au réseau U1 :**

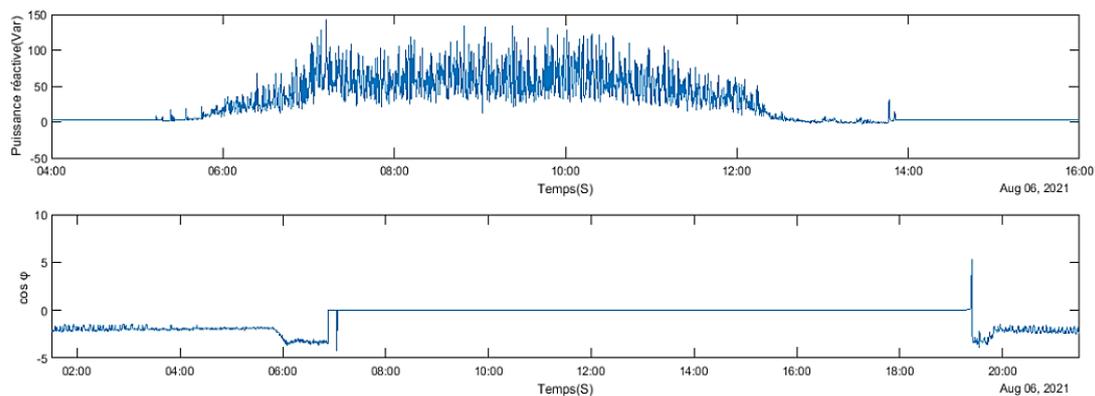
Le graphique dans la Fig (IV.42) représente la variation de la tension monophasée injectée au réseau U1(le 1<sup>er</sup>) qui s'exprime en 'volt' au cours d'une journée. Pour la tension triphasée du 1er onduleur à 01h elle est dans ses 410V puis elle augmente progressivement jusqu'à 06h et elle reste stable au plus ou moins jusqu'elle retombe pour se stabilise dans les 400V.



**Figure IV.42 : Tension monophasé injectée au réseau U1**

○ **Puissance réactive Q et facteur de puissance  $\cos \varphi$  :**

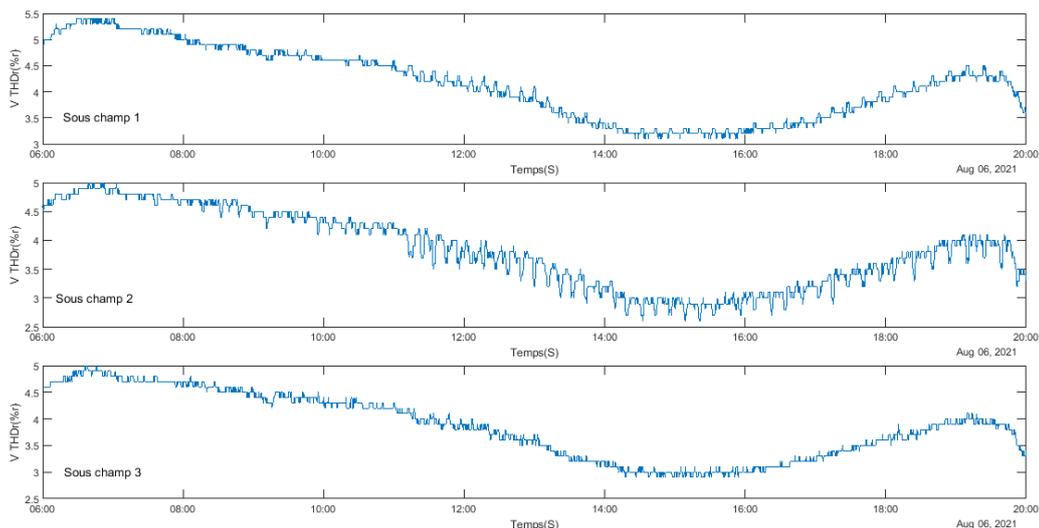
Le graphique dans la Fig (IV.43) représente la variation de la puissance réactive qui s'exprime en 'volt-ampère-réactive' qu'elle est nul jusqu'à 06:00h où elle commence une augmentation progressive jusqu'à 10h et marque sa valeur maximale environs 100Var puis elle diminue jusqu'à 13 :00h et se stabilise en 0 Var et le  $\cos \varphi$  qui est le facteur de puissance qui mesure de déphasage entre la tension et courant au cours de la journée, qui est négative jusqu'à 07 :00h elle reste nulle jusqu'elle retombe progressivement à sa valeur initiale.



**Figure IV.43 : Puissance réactive et facteur de puissance  $\cos \varphi$**

- **Taux de distorsion de la tension de chaque phase V THDr :**

Le graphique dans la Fig (IV.44) représente la variation de la distorsion harmonique totale par rapport à la valeur efficace vraie du signal V THDr exprimé en pourcentage % dans chaque sous champ au cours de la journée. A 6h on remarque que la VTHDr augmente progressivement dans les trois sous champs de sa valeur initiale 5%, 4.6% et 4.6% respectivement dans chaque sous champ jusqu'à elle diminue à 15h puis elle remonte encore à 19h et finalement elle retombe on note respectivement dans chaque sous champ 3.5%, 3.5% et 3.5%.



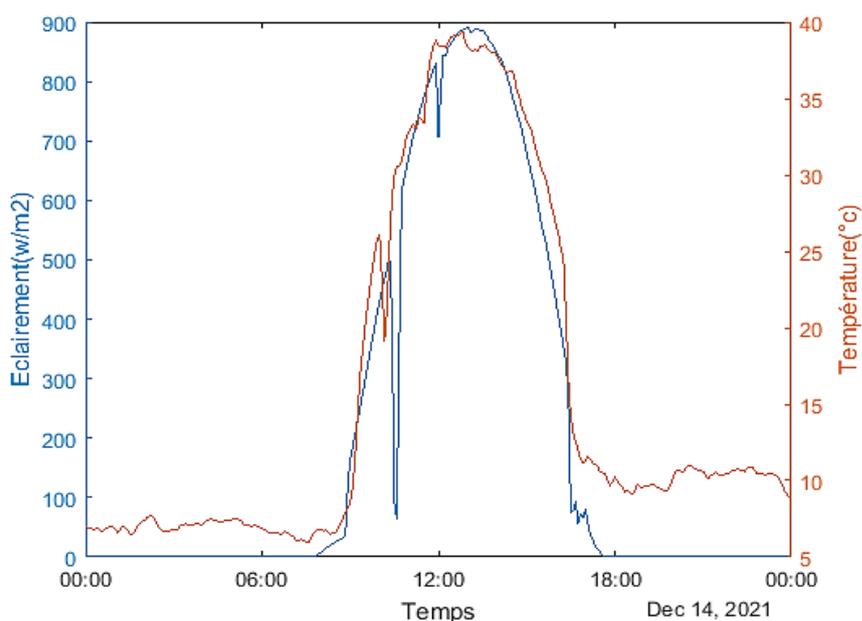
**Figure IV.44 : Taux de distorsion de la tension de chaque phase V THDr**

- **Date : 14/12/2021**
- **Température & Eclairément :**

Le graphique présenté en Fig (IV.45) illustre les variations de la température intérieure d'un panneau solaire de type « Isofoton106 », ainsi que l'éclairément qui

correspondant à l'énergie solaire reçue en fonction du temps dans une journée en mois de décembre (hiver).

Nous constatons que les deux courbes prennent une forme de cloche, c'est à dire : elles sont croissantes de 08 :00h (lever du soleil) à midi solaire où leurs valeurs maximale sont atteintes  $900\text{W/m}^2$  et  $40^\circ\text{C}$ , ensuite elles se décroissent jusqu'à 18 :00h (coucher de soleil). Hors cet intervalle l'éclairement est nul et la température est plus au moins stable mais elle est plus basse que durons la journée. Nous remarquons des petits chutes instantanées des valeurs d'éclairement et de température au cours de la journée, cela est dû au manque de réception des rayons solaires à cause de la présence d'un poteau et de cas de la météo nuageuse, nous concluons que le soleil est donc une source de lumière et de chaleur sur la Terre.



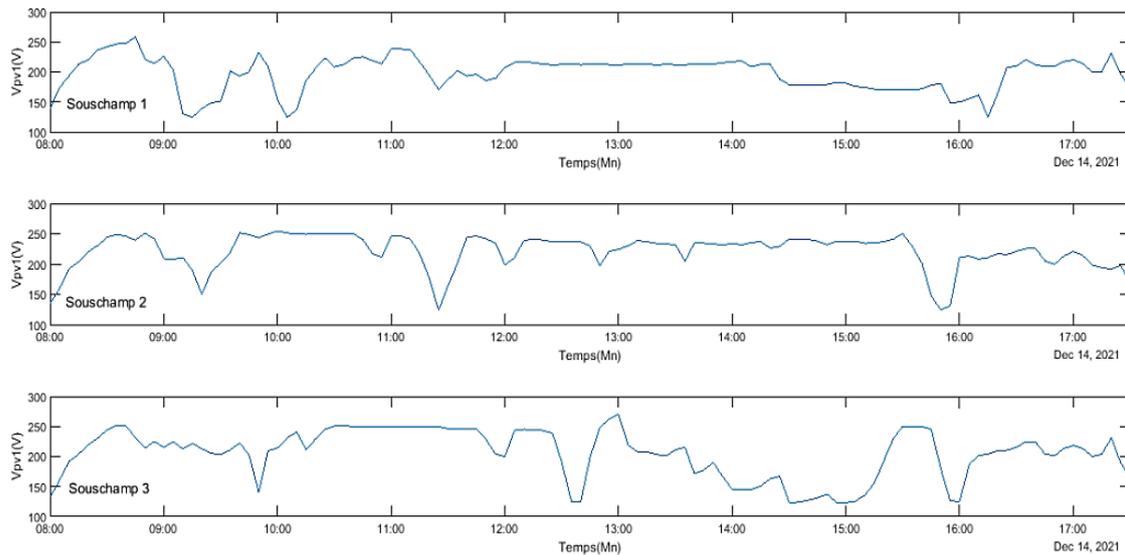
**Figure IV.45 : Eclairement et température intérieure du panneau**

➤ **Coté DC :**

○ **Tension PV :**

Le graphique présenté en Fig (IV.46) illustre la variation de la tension  $V_{pv1}$  qui s'exprime en 'volt' de chaque sous champs de générateur PV. Les trois courbes des sous champ suivent une forme presque similaire de stabilité et qui se diffèrent à cause d'un décalage de temps. Au lever de soleil, nous observons une augmentation légère de tension jusqu'à presque 250V suivie par une diminution brusque de 130V à 9 :10h et elle revienne à un état entre 200 et 250V et elle reste stable de plus ou moins jusqu'elle diminue au milieu de la journée lorsque la température est maximale (on marque 200V)

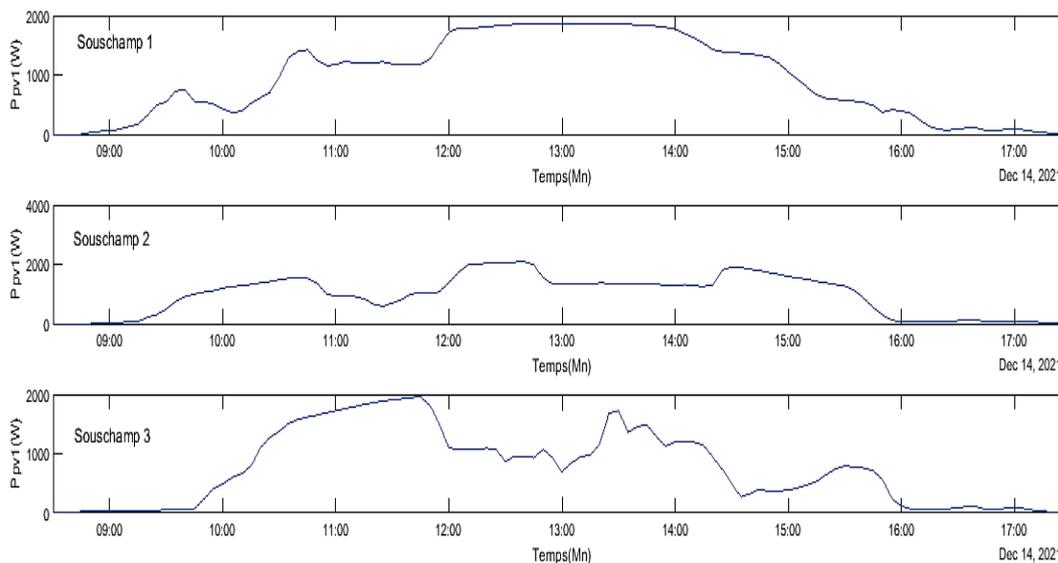
et elle reste stable de plus ou moins à cette valeur pour marquer sa valeur maximale à 15 :40h et elle diminue progressivement avec de chutes instantanées jusqu'à le coucher de soleil, puis elle diminue soudainement jusqu'elle atteint son minimum estimé approximativement à 150V. Alors lorsque on compare le changement de la tension avec la température on voit qu'il y'a une relation inverse entre eux. Les chutes instantanées enregistrées dans chaque sous champ dans des périodes différentes dû à cause de la météo atmosphérique ainsi que l'absence des rayons solaires comme résultat de la rotation du soleil sur la terre.



**Figure IV.46 : Tension de chaque sous champ**

### ○ Puissance PV :

Le graphique présenté en Fig (IV.47) illustre la variation de la puissance P<sub>pv1</sub> qui s'exprime en 'watt' de chaque sous champs de générateur PV. La puissance est liée avec l'éclairement, elle augmente progressivement à partir du lever du soleil jusqu'à midi solaire ou elle marque sa valeur de seuil 1900W, puis elle diminue lentement jusqu'à le coucher du soleil et devient nulle. On marque toujours la chute instantanée dans chaque sous champ dans des périodes différentes. Ces fluctuations inscrites toute au long ce stade revient aux phénomènes du l'ombrage partiel du poteau ou des nuages et à la rotation du soleil. D'après cette analyse, nous constatons que la puissance et l'éclairement se variant proportionnellement.

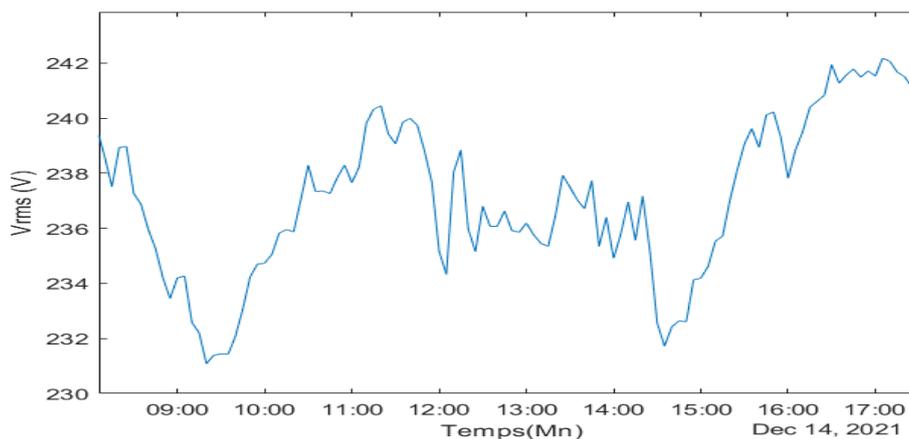


**Figure IV.47 : Puissance de chaque sous champ**

➤ **Coté AC (Grid) :**

○ **Tension efficace au niveau de réseau (Vrms) :**

Le graphique dans la Fig (IV.48) représente la variation de la tension efficace au niveau de réseau qui s'exprime en 'volt' à 08 :00h la valeur initiale est à 239V, il y'a une chute instantanée à 09 :30h jusqu'à 232V puis elle remonte à 14h jusqu'à 240V à 11hh et elle diminue jusqu'à 232V à 14 30h et finalement elle remonte jusqu'à 242V.

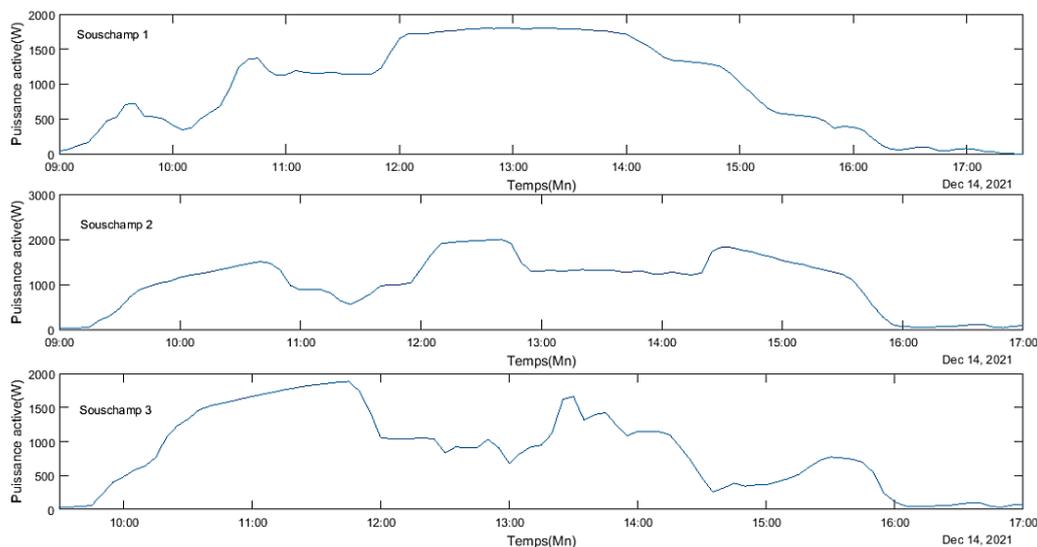


**Figure IV.48 : Tension efficace au niveau de réseau (Vrms)**

○ **Puissance active injectée au réseau :**

Le graphique dans la Fig (IV.49) représente la variation de la puissance active injectée au réseau qui s'exprime en 'watt' journalière des champs du générateur PV. La puissance est liée avec l'éclairement, elle augmente progressivement à partir de lever du soleil jusqu'à midi ou elle marque sa valeur de seuil 1800W, on marque ici aussi la

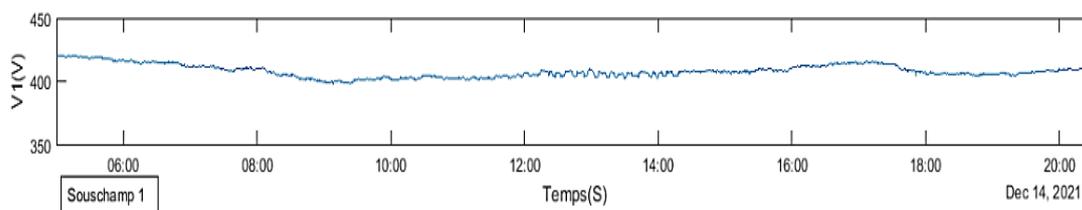
présence des chutes instantanées dans des périodes différentes pour chaque sous champ à cause de chute d'éclairement. À l'approche du coucher de soleil elle diminue jusqu'à elle devienne nulle.



**Figure IV.49 : Puissance active injectée au réseau**

○ **Tension monphasé injectée au réseau U1:**

Le graphique dans la Fig (IV.50) représente la variation de la tension monphasée injectée au réseau U1 (le 1<sup>er</sup>) qui s'exprime en 'volt' au cours d'une journée. Pour la tension triphasée du 1<sup>er</sup> onduleur, sa valeur est stable de plus ou moins au cours de la journée dans les 400V et 420V.

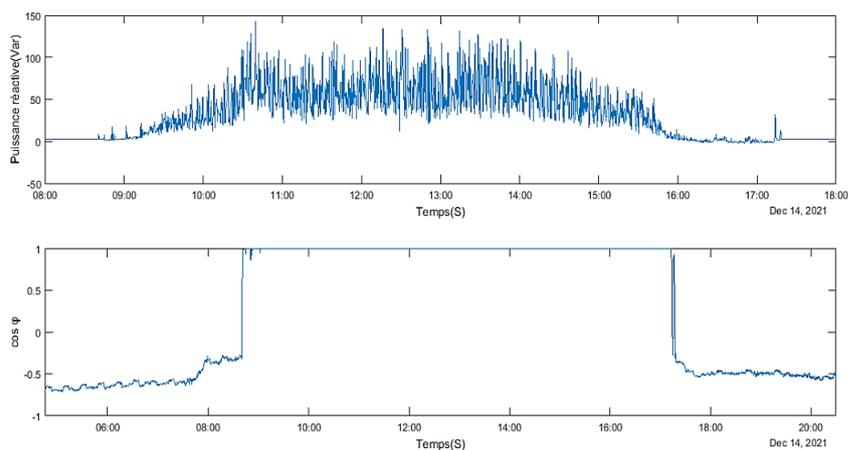


**Figure IV.50 : Tension monphasée injectée au réseau U1**

○ **Puissance réactive et facteur de puissance  $\cos \varphi$  :**

Le graphique dans la Fig (IV.51) représente la variation de la puissance réactive qui s'exprime en 'volt-ampère-réactive' qu'elle est nul jusqu'à 09 :00h où elle commence une augmentation progressive jusqu'à 13h et marque sa valeur maximale environs 50Var puis elle diminue jusqu'à 16 :00h et se stabilise en 0 Var et le  $\cos \varphi$  qui est le facteur de puissance qui mesure de déphasage entre la tension et courant au cours de la journée, qui est négative jusqu'à 08:30h elle augmente progressivement et elle marque

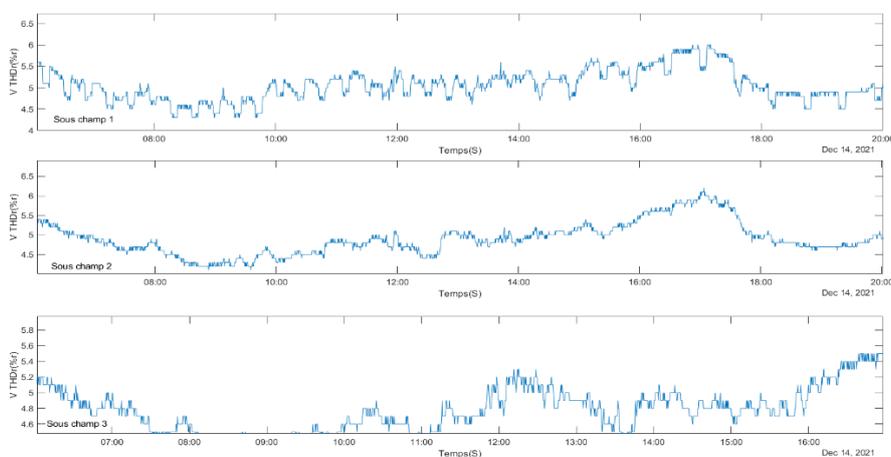
un signal carré positivement jusqu'à 17 :30h et elle retombe progressivement à sa valeur initiale.



**Figure IV.51 : Puissance réactive et facteur de puissance  $\cos \varphi$**

○ **Taux de distorsion de la tension de chaque phase  $V_{THDr}$ :**

Le graphique dans la Fig (IV.52) représente la variation de la distorsion harmonique totale par rapport à la valeur efficace vraie du signal  $V_{THDr}$  exprimé en pourcentage % dans chaque sous champ au cours de la journée. A 6h on remarque que la  $V_{THDr}$  diminue progressivement dans les trois sous champs de sa valeur initiale 5.5%, 7.5% et 6.8% respectivement dans chaque sous champ. Dans les deux premiers sous champ elle remonte plus lentement jusqu'à 17h on note respectivement 6%, 6.2% et elle diminue dans les 4.5%. Sur le dernier sous champ que c'est au contraire puisque au finale sa valeur est dans 5.4%.



**Figure IV.52 : Taux de distorsion de la tension de chaque phase  $V_{THDr}$**

### IV.4. Problèmes de performance :

Après avoir observé les paramètres de ces données expérimentales, on constate qu'il existe plusieurs facteurs qui causent des perturbations qui diminuent la performance de cette mini-centrale PV connectée au réseau.

Et que dans chaque sous champ les performances sont différents et c'est dû aux plusieurs facteurs.

Parmi ces facteurs on site :

- Atmosphérique tels que la température et l'éclairement.
- Obstacles physiques tel que le poteau qui fait un ombrage partiels sur les modules PV. Il est a noté qu'il existe un poteau (Fig IV.53) qui constitue un obstacle provoquant l'effet de l'ombrage partiel sur le générateur PV. Ce poteau s'est placé en face du bloc de l'administration au niveau du CDER.



**Figure IV.53 : Poteau du l'ombrage partiel sur le champ PV au CDER**

- L'état de surfaces telles que les cellules endommagé dus aux vieillissements, salure, encrassement ect..., comme il est montré dans la Fig IV.54 (A,B et C), l'état des cellules des modules du générateur PV au CDER.



**Figure IV.54 : Etat de quelques cellules PV endommagées au CDER**

### IV.5. Conclusion :

Lors de l'interprétation des six journées sous différentes conditions climatiques, on peut conclure que la puissance de champ PV et la puissance active injectée au réseau sont variées proportionnellement avec une petite diminution dans la puissance active au niveau du réseau à cause des pertes.

Selon les normes CEI 61000-2-2 et EN 50160 définissent les niveaux des harmoniques de tension sur les réseaux publics BT. Le taux global de distorsion en tension en BT doit rester inférieur à 8%. On note que le taux de distorsions harmoniques de tension qui est un indicateur de la qualité de la forme d'onde de tension enregistré est bon ce qui assure une bonne qualité de signal de tension injectée dans le réseau.

# Conclusion générale

---

Les travaux présentés dans ce projet et qui ont été réalisés au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) à Bouzaréah-Alger, portent sur l'étude et l'analyse des performances d'une mini-centrale PV connectée au réseau de 9.5 kW.

Ce travail comporte scindé en deux parties :

La première partie est consacrée à l'étude théorique de la mini-centrale qui consiste à dimensionner, modéliser et simuler le modèle de cette mini-centrale sous différentes conditions climatiques.

La seconde partie est dédiée à l'analyse expérimentale du comportement dynamique de la mini-centrale au cours de 6 jours sélectionnés de l'année de 2021.

Dans le premier chapitre, nous avons découvert qu'il existe de nombreuses sources d'énergie renouvelable et indirectement le Soleil est la principale source des différentes formes d'énergies renouvelables dans le monde. Nous avons passé en revue des généralités de systèmes PV.

Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté les onduleurs et la commande MPPT.

Dans le chapitre troisième, nous avons donné la description de la mini-centrale du CDER. Ensuite on a dimensionné cette mini-centrale en utilisant le programme du

PVsystem et on a interprété les résultats. Puis, on a modélisé la mini-centrale en utilisant le programme de Matlab/Simulink. On a achevé cette partie par interpréter les résultats obtenus de simulation.

Le dernier chapitre est consacré à l'étude expérimentale. A cet effet, on a sélectionné six jours de l'année 2021 pour étudier les performances dynamiques de la mini-centrale raccordée au réseau. Les résultats fournis par le CDER nous ont permis de

## CONCLUSION GENERALE

---

tracer les courbes des conditions atmosphériques (éclairage et température), on a aussi tracé  $V_{pv}$ ,  $P_{pv}$  afin d'analyser l'efficacité et la stabilité de générateur PV de la mini-centrale. On a obtenu aussi les courbes : de tension efficace de phase, de la puissance active injectée dans le réseau et de la puissance réactive, facteur de puissance et du taux de distorsion de signal de tension. Ces informations nous ont permis de vérifier les performances de la réponse dynamique de la mini-centrale sous des différentes conditions environnementales.

On perspective, on envisage de proposer des méthodes MPPT à base d'intelligence artificielle afin d'améliorer les performances de système PV connecté au réseau en termes de rapidité, de stabilité et de robustesse durant des conditions environnante contraignante telle que l'effet de l'ombrage partiel. Une étude comparative détaillée des résultats estimatifs de ses méthodes MPPT avec les résultats réels pourra être réalisée pour permettre d'évaluer les méthodes proposées.

## Bibliographie :

- [1] Energies renouvelables : produire 15.000 MW électricité à l'horizon 2035. (2020, 9 février). Algérie Press Service. <https://www.aps.dz/economie/101347-energies-renouvelables-produire-15-000-mw-electricite-a-l-horizon-2035>
- [2] Quentin Mauguit, "Futura sciences," Rayonnement solaire : qu'est-ce que c'est ? <https://www.futura-sciences.com/planete/definitions/climatologie-rayonnement-solaire-13785/>.
- [3] U. A. M. De, "Thème Etude et optimisation d'un système Encadré par."
- [4] MISSOUM MOHAMMED HAMIDAT ABDERRAHMANE, "Contribution de l'énergie photovoltaïque dans la performance énergétique de l'habitat à haute qualité," HASSIBA BENBOUALI DE CHLEF, 2011.
- [5] "Photovoltaïque.info," *LA DÉCOUVERTE DE L'EFFET PHOTOVOLTAÏQUE*, 2021. <https://www.photovoltaïque.info/fr/info-ou-intox/lenergie-solaire/de-la-lumiere-a-lelectricite/>.
- [6] "Energie facteur 4," *système photovoltaïque*. <https://www.ef4.be/fr/pv/composants-dun-systeme/systemes-photovoltaïques.html>.
- [7] "Photovoltaïque énergie," *Les systèmes photovoltaïque hybrides*. <https://photovoltaïque-energie.fr/systemes-hybrides-photovoltaïques.html>.
- [8] A. LABOURET, J.-P. BRAUN, P. CUMUNEL, and B. RARRAGI, *Cellules Solaires Les Bases De L'Énergie Photovoltaïque*. 2010.
- [9] "Planete energies," *La cellule photovoltaïque : comment ça marche ?* <https://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/la-cellule-photovoltaïque-comment-ca-marche>.
- [10] C. Djili, "Étude d'impact d'une centrale photovoltaïque sur un réseau électrique," 2017.
- [11] B. Hamza, "Dimensionnement technique d'une installation photovoltaïque de 300kw," *Mémoire Master Présenté En vue l'obtention du diplôme Master*, p. 9, 2017.
- [12] PACER, *Centrales photovoltaïques*. 2013.
- [13] E. Saynard, "Mémoire De Fin D'Études Mémoire De Fin D'Études," 2010.
- [14] R. Algerienne and D. Et, "Étude de faisabilité de connexion des modules photovoltaïques au réseau de distribution en Algérie," 2011.
- [15] "Décret exécutif n° 02-194 du 15 Rabie El Aouel 1423 correspondant au 28 mai 2002 portant cahier des charges relatif aux conditions de fourniture de l'électricité et du gaz par canalisations."
- [16] C. Glaise, "«Introduction à l'électrotechnique et à l'électronique de puissance»." Médiathèque ; Université Montpellier 2," 2004.
- [17] M. PETIBON Stéphane, "«Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques," Université Paul Sabatier de Toulouse, 2009.
- [18] ADOUANE Mabrouk, "Mémoire Magistère "«Étude et conception d'une stratégie de commande d'un onduleur connecté au réseau électrique,"" Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, 2008.
- [19] W. P. Systems, *Teodorescu R, Liserre M, Rodriguez P. Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems* © Jhon Wiley & Sons, Ltd. ISBN : 978-0-470-05751-3. 2011.

- [20] N. Aouchiche, "Conception d'une commande MPPT optimale à base d'intelligence artificielle d'un système photovoltaïque . Nedjma Aouchiche To cite this version : HAL Id : tel-02902953," Belfort-Montbéliard, 2020.
- [21] X. Jiang, "Étude Comparative De Structures De Convertisseurs Pour Les Systèmes Photovoltaïques Connectés À Un Réseau Électrique Moyenne Tension," 2019.
- [22] M. Rabiaa, "Contribution à l'étude des onduleurs dans les systèmes photovoltaïques : Applications pour les charges commerciales," 2015.
- [23] R. Algerienne and D. Et, "Dédicace," 2019.
- [24] B. Rachid, "PHd Thesis In" Electrical Engineering IMPLEMENTATION OF MAXIMUM POWER POINT TRACKING ALGORITHMS FOR PARTIALLY SHADED ",," saad dahleb blida 1.
- [25] A. Camelia and K. Hayet, "Conception d'une méthode MPPT basée sur les concepts de l'intelligence artificielle afin d'améliorer le rendement des systèmes photovoltaïques," Saad dahleb blida 1, 2020.
- [26] A. H. Arab *et al.*, "Analyse des performances des onduleurs du système photovoltaïque connecté au réseau du CDER," vol. 22, pp. 123–134, 2019.
- [27] Q. Star, "C.a 8335 quali.