

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة سعد حطاب البليدة  
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا  
Faculté de Technologie

قسم الطاقات المتجددة  
Département des Energies Renouvelables



Option : conversion photovoltaïque

## Mémoire de Projet de Fin d'Études

pour l'obtention du diplôme de master en énergies renouvelables

option : conversion photovoltaïque

Thème :

---

**Analyse Expérimentale De Deux Systèmes Photovoltaïques A  
Technologie Silicium Amorphe Et Au Silicium Micro-Morphe**

---

Fait par : Encadré et suivi par :

Elahcene Mohamed Amine

M.chikh

## **Remerciements**

*Je tien avant tout de remercier le bon **DIEU** qui m'a donné la volonté et le courage pour la réalisation de ce travail.*

*A mon promoteur qui m'aider et m'orienté pour bien complété ce travail*

*Toutes les enseignants les administratifs et le personnel du Département des énergies renouvelables et du centre de Recherche l'UDES .*

*Je voudrais également remercier les membres du jury y pour avoir accepté d'évaluer ce travail et pour toutes leurs remarques et critiques,*

*Merci à vous tous*

---

# DEDICACES

---

*Accœurvaillantriend'impossible  
Aconsciencetranquilletoutestaccessible*

*Quandilyalasoifd'apprendre  
Toutvientàpointàquisaitattendre*

*Quandilyalesouciderealiserundessein  
Toutdevientfacilepourarriverànosfins*

*Malgrélesobstaclesquis'opposent  
Endépitdesdifficultésquis'interposent*

*Lesétudesontavanttout  
Notreuniqueetseulatout*

*Ilsreprésententlalumièredenotreexistence  
L'étoilebrillantedenotreréjouissance*

*Commeunvoldegerfautshorsducharniernatal  
Nouspartonsivresd'unrêvehéroïqueetbrutal*

*Espérantdeslendemainsepïques  
Unavenirglorieuxetmagique*

*Souhaitantquelefruitdenoseffortsfournis  
Jouretnuit,nousmènèraverslebonheurfleuri*

*Aujourd'hui, icirassemblésauprèsdes  
jury, Nousprionsdieuquecette  
soutenance*

*Ferasignedepersévérance  
Etquenousserionsenchantés*

*Par notre travail honoré*

*Tous les mots ne sauraient exprimer la gratitude, l'amour, le respect, la reconnaissance, c'est tout simplement que: Je dédie cette thèse de master à:*

*A Ma tendre Mère: Tu es présente pour moi la source de tendresse et l'exemple de dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager. Tu as fait plus qu'une mère puisse faire pour que ses enfants suivent le bon chemin dans leur vie et leurs études.*

*A Mon très cher Père: Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien-être. Ce travail et le fruit de vos sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation le long de ces années.*

*A ma très chère fiancée: Tes sacrifices, ton soutien moral m'ont permis de réussir mes études. Ce travail soit témoignage de ma reconnaissance et de mon amour sincère et fidèle.*

*A mon cher frère est messieurs.*

*A mes chers beaux parents. A mes chères belles sœurs, mes chers beaux frères. A mes très chères amis: Ali Hanout, Sedik*

*Nasry, Hemida, Saddam, Oussama, Bakhti, Abde el Salam, Abde Allah, Hamza, Elhadi, Boutarane, Ahmed, Majaji, Bilel. Cette humble dédicace ne saurait exprimer mon grand respect et ma profonde estime. A tous les membres de ma promotion de département de l'énergie renouvelable*

*A tous mes enseignants depuis mes premières années d'études. A tous ceux qui me sont chers et que j'ai omis de citer.*

ملخص:

العمل المنجز في هذه الأطروحة هو ادرسة وتحليل التجريبي لمحطتين كهروفلطائي (PV) موصلتين بشبكة التوزيع الكهربائي مختلفتين في نوع تكنولوجيا الصنع. نظرنا في هذا العمل على تكنولوجيا الخلايا الشمسية من نوع الأغشية الرقيقة، الاولى من نوع (سليسيوم أموفر) اولثانية من نوع تكنولوجيا (سليسيوم ميكرو موفر).

لقد قدمت وصفًا لمختلف أقسام لنظام الكهروفلطائي (PV) المتصلة بالشبكة، مثل حقل الكهروفلطائي (PV) المحول DC/AC، الخزانة الواقية ومختلف الاعمال في المجال (L'Etat de L'art). تم تثبيت المحطتين على الجزاء أمامي من قاعة المؤتمر وحدة تطوير أجهزة لطاقة الشمسية (UDES). الأولى استطاعتها 2.4kWc، اولمحطة الثانية استطاعتها 2.3 kWc. لقد تم تطوير تحليل ادأكل من المحطتين، ذلك باستخدام مؤشرات الأء ادلتى وضعتها وكالة الطاقة الدولية (IEA)، وتسليط الضوء على وأجه الشبه او لاختلاف بين النظامين.

## Résumé

Le travail réalisé dans ce mémoire consiste en l'étude et l'analyse expérimentale de deux Centrales Photovoltaïque Connectées au réseau de technologie photovoltaïque différente. Nous avons considéré dans ce travail la technologie des cellules solaires à couches minces, l'une au silicium amorphe et la deuxième à technologie au silicium micro-morphe.

Nous avons présenté une description des différentes parties constituant les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau, tels que le champ photovoltaïque (PV), l'onduleur DC/AC, l'armoire de protection et les différents travaux dans le domaine (L'Etat de L'art).

Les deux centrales ont été installées sur la façade de la salle de conférence de l'Unité de Développement des Équipements Solaires (UDES). La première est d'une puissance de 2.4kWc, la deuxième centrale présente une puissance de 2.3kWc.

L'analyse des performances des deux centrales a été développée, en utilisant des indices de performances établis par l'agence internationale de l'énergie (AIE), mettant en évidence les différences et les similitudes des deux systèmes considérés.

**Abstract :**

The work in this memoir is the study and experimental analysis of two systems of photovoltaic technology connected to the network. We have considered in this work the technology of solar cell thin films, one amorphous silicon and the second micro-morph technology silicon.

We have presented a description of the different sections of photovoltaic systems connected to the network, such as the photovoltaic inverter (PV) DC/AC, a protective enclosure and different work in the domain (L'Etat de l'art).

Both systems have been installed on the front of the conference room of Solar Facilities Development Unit (UDES). The first is a power 2.4 kWc; the second plant has a power 2.3 kWc.

The performance analysis of both plants has been developed, using indices of performance established by the International Energy Agency (IEA), highlighting the differences and similarities of the two systems considered.

## Nomenclature

a-Si	Silicium amorphe
AMPS-1D	Analyses des Microélectronique et structures photoniques
BT	Basse Tension
BIPV	photovoltaïque intégré au bâtiment
CF	Facteur de capacité [%]
CPCR	Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau
DCP	Le dispositif de conditionnement de puissance
E <sub>g</sub>	Energie de gap [eV]
FF	Facteur de forme (%)
H <sub>v</sub>	Éclairement global sur plan vertical [w/m <sup>2</sup> ]
HT	Haute Tension
I <sub>dc</sub>	Courant en sortie à courant continu [A]
I <sub>ac</sub>	Courant injecté dans le réseau [A]
LS	Les pertes des composants (System Losses) [h]
LC	Les pertes du champ photovoltaïque (Capture Losses) [h]
MPPT	Maximum Power Point Tracking
mc-SI	silicium mono cristallin
MT	Moyenne Tension
P <sub>max.</sub>	Puissance maximale [W]
PAC	Puissance alternative [W]

PDC	Puissance continue [W]
PPM	Point de puissance max
PR	Le ratio de performance d'un système photovoltaïque [%]
pc-Si	silicium poly-cristallin
STC	Conditions d'Essai Standard
SRC	Conditions de Reporting Standard
Sw	Vitesse du vent [ $W \cdot m^{-2}$ ]
Tam	Température ambiante [ $^{\circ}C$ ]
Tm	Température des modules [ $^{\circ}C$ ]
TCO	Conducteur d'oxyde transparent
Vac	Tension courant alternatif [V]
Voc	Tension en circuit ouvert [V]
V <sub>dc</sub>	Tension en sortie à courant continu [V]
Wc	Watt-crête
YA	Le rendement du champ PV (Array Yield) [h]
YR	Le rendement de référence d'un système PV (Reference Yield) [h] YF Le rendement final d'un système PV (Final Yield) [h]
μm-Si	Silicium micro-morphe

## Listesdesfigures

Figure 1.1:Schéma d'uneCentralePhotovoltaïque Connectée au Réseau.....	6
Figure 1.2: Système PVconnecté au réseau sansbatterie destockage.....	7
Figure 1.3: Système PVconnecté au réseauavec batterie .....	8
Figure 1.4: Différentstypesd'onduleurscouplésau réseau .....	14
Figure 2.1 :Spectredu soleil, del'ultraviolet àl'infrarouge, et absorptions relatives (en unités arbitraires) du silicium amorphe et microcristallin qui composent une celluletandem micro-morphe. Les longueurs d'onde correspondant auxgaps desquatreprincipauxmatériauxPV utilisés pourla production de cellules solaires sont indiquées en haut dela figure.....	24
Figure2.2:                Structuredelacelluleensilicium«couchemince».(a)Celluleindividuelleensilicium amorphe(épaisseurdu a-Si 180–250 nm). (b) Cellule«tandem»dans laquelle est ajoutéeàlacellule ensiliciumamorphe (cellule supérieure)la cellule microcristalline (cellule inférieure)typiquement5 foisplusépaisse.....	25
Figure2.3                :                (a)Vuetridimensionnelledelamiseensériedescellulesd'unmodulegrâceàla structurationlaser.LecourantI circule ducontactarrière (TCOgris)de lacellule naucontactavant (TCObeige)de lacellulen+1, traverse lacellule n+1jusqu'aucontactarrière (gris),etainside suite. (b)Lestroistracesdulaserpulséutilisépour séparerlescellulesindividuellesafind'assurerleur montageen série.....	26
Figure3.1:Lacentralephotovoltaïquemulti-technologie del'UDES.....	30
Figure3.2:Schémadel'installationduSystème01.....	32
Figure3.3 :Schémadel'installationduSystème02.....	34
Figure3.4 : Représentation des relations entrelesparamètres normalisés .....	38

Figure 3.5 : Evolution de l'irradiation solaire moyenne mensuelle et de la température moyenne mensuelle durant la période janvier-mai 2016.....	39
Figure 3.6 : La production et le rendement du système PV de technologie (a-SI).....	40
Figure 3.7 : Rendements finaux $Y_f$ des 02 systèmes PV comparés au rendement de référence $Y_r$ ...	41
Figure 3.8 : Les pertes de captation $L_c$ et les pertes système $L_s$ du système PV à technologie Silicium amorphe.....	43
Figure 3.9 : Les pertes de captation $L_c$ et les pertes système $L_s$ du système PV à technologie Silicium micro morphe.....	43
Figure 3.10 : Le ratio de performance PR moyen mensuel des différents systèmes PV.....	45

## Listes des tableaux

Tableau 1.1: Rendements des différentes technologies de modules.....	19
Tableau 1.3: Caractéristiques de quelques onduleurs PV connectés au réseau commercialisés.....	53
Tableau 3.1: Caractéristiques du module PV SHOTT ASI-100.....	33
Tableau 3.2: caractéristiques techniques de l'onduleur SOLAR MAX 2000s.....	33
Tableau 3.3: Caractéristiques du module PV BOCH $\mu$ m-Si.....	34
Tableau 3.4: caractéristiques techniques de l'onduleur KACO POWER ONE 320.....	35
Tableau 3.5: paramètres à mesurer en temps réel.....	36

# Sommaire

<b>Introduction générale</b> .....	1
<b>Chapitre I – Description des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau</b> .....	3
I.1 Description générale des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau .....	4
I.1.1 Description générale des différents blocs de la CPR .....	5
I.1.2 Classification des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau .....	6
I.2 Composants des centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau .....	8
I.2.1 Générateur photovoltaïque.....	8
I.2.3 Onduleur .....	10
I.2.3.1 Caractéristiques principales des onduleurs.....	11
I.2.4 Onduleur d'une CPR .....	12
I.2.4.1 Différents types d'onduleurs couplés au réseau .....	13
I.3 Protection et les considérations techniques de la connexion au réseau .....	14
I.3.1 Protection différentielle.....	15
I.3.2 Protection générale de raccordement .....	15
I.3.3 Protection d'ilotage.....	15
I.3.4 Perturbations en tension .....	16
I.3.5 Perturbations en fréquence.....	16
I.3.6 Déconnexion.....	17
I.3.7 Reconnexion après les défaillances .....	17
I.3.8 Protection contre l'injection de la composante continue dans le réseau .....	17
I.3.9 Mise à la terre.....	18
I.3.10 Interférences électromagnétiques.....	18
I.3.11 Facteur de puissance.....	19

<b>Chapitre II.....</b>	<b>20</b>
<b>Performances des systèmes photovoltaïques : Etat de l'art.....</b>	<b>20</b>
II.1. Travaux réalisés:.....	21
II.2. Notion sur les technologies de Cellules solaires au silicium amorphe et au silicium micro-morphes :.....	24
II.2.1. La cellule «tandem»: silicium amorphe et microcristallin.....	24
II.2.2. Les différentes couches.....	25
II.2.3. Les couches de TCO.....	26
II.2.4. Les couches de silicium amorphe et microcristallin.....	27
<b>Chapitre III.....</b>	<b>28</b>
<b>Analyse expérimentale de deux systèmes photovoltaïques A différentes technologies raccordés au réseau.....</b>	<b>28</b>
III.1. Description des deux systèmes photovoltaïques raccordés au réseau local de l'UDES:.....	30
III.1.1. Système 01 : Système photovoltaïque de technologie Silicium amorphe de 2 kW de puissance:.....	32
III.1.2. Système 02 : Système photovoltaïque de technologie Silicium micro-morphe de 2.31 kW de puissance.....	34
III.2. Normes et définitions des paramètres :.....	36
III.3. Analyse des performances des deux systèmes PV étudiés.....	39
III.3.1. Les données radiométriques :.....	39
III.3.2. Comparatif des productions photovoltaïques des sous-systèmes :.....	40
III.3.3. Indicateurs de performances: $Y_r$ , $Y_f$ , PR et FC :.....	42
III.3.3.1. les rendements de référence et finaux du système PV:.....	42
III.3.3.2. les pertes engendrées par captation ( $L_c$ ) et par système ( $L_s$ ).....	43
III.3.3.3. Le ratio de performance PR et le facteur de Capacité CF:.....	45
Conclusion:.....	47
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>48</b>





Le dernier siècle a connu une consommation irrationnelle en matière d'énergie qui cesse de croître dans toutes les régions du monde. Nos besoins énergétiques auront tendance à augmenter encore plus dans les années à venir et donc une reconsidération de nos ressources s'avère incontournable pour envisager un réel développement durable et respectueux de l'environnement.

Les sources d'énergies renouvelables présentent à la fois une solution fiable et infinie. À ce sujet, le soleil, le vent, la biomasse, la mer, ... apparaissent comme des énergies inépuisables et facilement exploitables. L'énergie solaire est vue comme étant la meilleure alternative, et représente l'avenir du monde en matière de ressources énergétiques. En effet, ce que reçoit la terre sous forme d'énergie solaire est l'équivalent de la consommation électrique de 5.9 milliards de personnes pendant 27 ans.

D'après l'Agence Internationale de l'Énergie « AIE », une surface de 145.000 km<sup>2</sup>, soit 4% de la surface des déserts arides de panneaux photovoltaïques, suffirait à couvrir la totalité des besoins énergétiques mondiaux [1].

L'Algérie est située dans l'une des régions les plus ensoleillées du monde, elle bénéficie d'une forte capacité d'exportation de l'énergie électrique solaire. La surface du désert seule est estimée à plus d'un million de km<sup>2</sup> : un potentiel géant en énergies solaire, cette dernière, si elle est bien exploitée, peut facilement couvrir, à elle seule tout le besoin national en terme d'énergie électrique. Au-delà de toutes considérations hypothétiques, il apparaît que le photovoltaïque se présente comme une solution d'avenir car il offre une multitude d'avantages.

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque, basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire un courant électrique lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules en série et en parallèle forme un générateur photovoltaïque.

Une adaptation de puissance entre la source et la charge s'avère importante pour un meilleur fonctionnement et afin d'assurer la fiabilité du système. Avec le développement d'une électronique de puissance spécifique dédiée aux applications photovoltaïques, beaucoup de systèmes de conversion innovants ont été conçus, notamment des onduleurs à étages

d'adaptation en entrée assurante la recherche du PPM. En effet, ces dispositifs permettent aujourd'hui d'adapter et d'optimiser la production photovoltaïque par le biais de convertisseurs de puissance DC-DC insérés entre les modules photovoltaïques et l'entrée de l'onduleur.

Dans le début de ce manuscrit, le chapitre 1 donne une présentation, une classification et un état de l'art de la centrale PV raccordée au réseau. Une description détaillée de chacune des parties de la centrale comprenant le générateur, le système de conditionnement de puissance (la poursuite du point de puissance maximum et l'onduleur connecté au réseau) et la connexion au réseau basse tension algérien.

Le chapitre 2 est consacré à une brève revue bibliographique de certains travaux réalisés dans le domaine de l'étude des performances des systèmes photovoltaïques, suivie d'une description sommaire de deux technologies des cellules solaires à couches minces, à savoir, la technologie au silicium amorphe et la technologie au silicium micro-morphe. Nous présentons des couches minces de silicium solaire photovoltaïque, englobant les cellules solaires amorphe, microcristalline et micro-morphes. Les cellules solaires au silicium amorphe représentent l'une des premières technologies photovoltaïques commercialement viables et la plus ancienne technologie à couches minces sur le marché avec une position forte dans l'électronique et connue par le grand public.

Une étude expérimentale comparative des performances de deux systèmes photovoltaïques des deux technologies citées précédemment, a été élaborée et détaillée dans le chapitre 3.

On terminera avec une conclusion globale en fin de ce manuscrit.

# *Chapitre I*

## *Description des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau*

Les centrales photovoltaïques connectées au réseau électrique constituent l'application de l'énergie solaire photovoltaïque la plus développée ces dix dernières années dans le monde. Avant de décrire et d'étudier des différents composants constituant ce type de centrale, il est important de passer en revue l'expérience des pays ayant intégré cette technologie et en matière de recherche que dans l'ensemble urbanistique de leur région.

## I.1. Description générale des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau

Les centrales photovoltaïques connectées au réseau électrique conventionnel sont généralement installées à proximité d'une consommation et intégrées dans l'architecture en plus ou moins grande partie sur l'édifice de consommation. Elles fonctionnent « au fil du jour ». Leur fonctionnement est particulièrement optimisé du fait des exigences imposées par les caractéristiques techniques de la connexion au réseau de distribution électrique.

Les caractéristiques du générateur photovoltaïque (PV) sont combinées aux besoins des consommateurs d'énergie avec l'échange d'énergie résultant entre l'édifice et le réseau électrique conventionnel suivant les quatre cas de figure suivants :

➤ **L'électricité PV produite est supérieure aux besoins en électricité de l'habitation :**

L'électricité en surplus est ainsi injectée dans le réseau et rachetée par l'entreprise de distribution de l'électricité selon le tarif en vigueur dans le pays. Le propriétaire de la centrale devient alors producteur d'électricité. Un compteur électromécanique, entourant à l'envers ou un compteur électronique réversible, comptabiliserait la production d'énergie PV.

➤ **L'électricité PV produite est égale aux besoins (cas de figure théorique) :**

Les appareils consomment de l'énergie PV strictement, le compteur d'énergie ne tourne pas et la centrale PV est dans une phase d'équilibre.

➤ **L'électricité PV produite est inférieure aux besoins ou nulle (la nuit) :**

La totalité de l'électricité solaire est utilisée par les appareils et un complément est apporté par le réseau. Le compteur tourne, mais moins vite que s'il n'y avait pas de centrale PV. La facture est donc réduite d'autant.

**L'électricité PV est entièrement injectée dans le réseau :**

Le producteur consomme l'énergie fournie par le réseau de distribution électrique et utilise le réseau pour stocker toute l'énergie produite par sa centrale PV.

Dans tous les cas, l'électricité produite n'est pas gaspillée : dès que les conditions minimales de luminosité seront atteintes, la centrale PV produira.

L'énergie PV est de plus totalement modulable et peut donc répondre à un large éventail de besoins. La taille des installations peut aussi être augmentée par la suite afin de suivre l'évolution des besoins ou des moyens financiers.

### **I.1.1 Description générale des différents blocs constituant la Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau**

Une Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau (CPCR), schématisée en figure 1.1, est constituée de 4 blocs fonctionnels différents :

**Le générateur** est formé par des modules PV pouvant être connectés en série et/ou en parallèle qui convertissent l'énergie du soleil en électricité continue. Les modules sont montés et fixés sur une structure métallique.

**Le dispositif de conditionnement de puissance (DCP)** est constitué d'un convertisseur DC/DC ayant pour fonction la poursuite du point de puissance maximum (MPPT) et d'un onduleur DC/AC qui permet d'adapter les caractéristiques de l'énergie produite par le générateur PV (DC) aux besoins du réseau électrique.

**Les protections ou les éléments de mesure** adaptés pour garantir la qualité de l'onde sinusoïdale injectée au réseau et d'une manière générale la sécurité de la CPCR et du réseau. Ils sont utilisés pour ce faire : des fusibles, des disjoncteurs différentiels, des disjoncteurs magnétothermiques, des varistances.

**Le réseau de distribution électrique basse tension** de tension 220V ou 380V alternative et de fréquence 50 Hz.

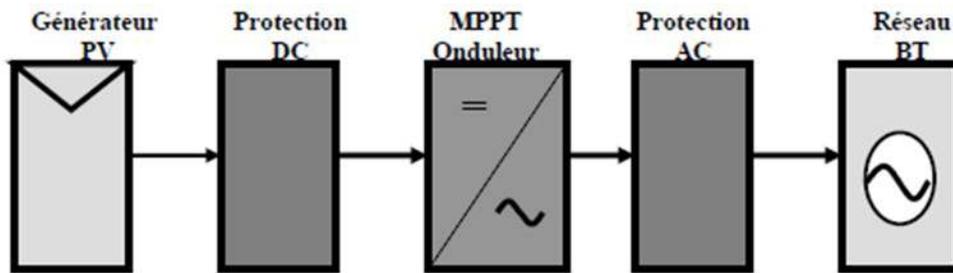


Figure 1. 1 : Schéma d'une Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau

### I.1.2 Classifications des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau

Une première classification des CPC en fonction de leur taille peut être faite de la manière suivante [2]:

**De petite taille avec des puissances allant de 1 à 10 kWc:** pour des applications sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings, ... connectée au réseau basse tension.

**De taille moyenne avec des puissances allant de 10 kWc à quelques centaines de kWc:** Ce type de système peut se trouver installé et intégré sur un édifice, sur un toit ou une façade. Il peut être connecté à la basse ou à la moyenne tension du réseau de distribution électrique selon sa taille.

**De grande taille avec des puissances allant de 500 kWc et plus** (en générale 1 MWc en PV). Ce sont des systèmes centralisés et sont propriété de compagnies d'électricité.

On peut également classer ces systèmes selon qu'ils soient munis de batteries de stockage ou non [3]:

## 1. Les systèmes PV connectés au réseau sans batterie de stockage

Ces systèmes sont ainsi conçus pour fonctionner en parallèle et en interconnexion avec le réseau public d'électricité (figure 1.2).

Le principal composant de ce type de système est l'onduleur. Il convertit la puissance continue (DC) obtenue à partir des modules PV en puissance alternative en respectant les conditions imposées à la qualité de la tension et de la puissance exigées par le réseau, avec une possibilité d'arrêt automatique quand le réseau n'est pas en fonctionnement. Une interface bidirectionnelle est placée entre la sortie alternative du système PV et le réseau constitué par un panneau de distribution.

Cela permet de produire une puissance alternative à partir du système PV soit en alimentant directement toutes les charges électriques, soit en injectant le surplus d'électricité PV dans le réseau lorsque les besoins sont plus importants.

Lorsqu'il y a un faible ensoleillement durant les périodes où les besoins des consommateurs sont supérieurs à la production PV, le réseau fournit l'appoint nécessaire, l'équilibre énergétique peut être ainsi obtenu.

Lorsque le réseau est à l'arrêt, le système PV est automatiquement coupé et déconnecté du réseau à partir du panneau de distribution. Ce facteur de sécurité supplémentaire est exigé pour s'assurer que la centrale PV est coupée du réseau lorsque celui-ci est hors service pour raison de maintenance ou autre (cette fonction est appelée îlotage ou *islanding*).

La maintenance des CPCRF fonctionnant sans batterie, est particulièrement facile : elle se résume à la vérification de l'état de propreté des modules PV.

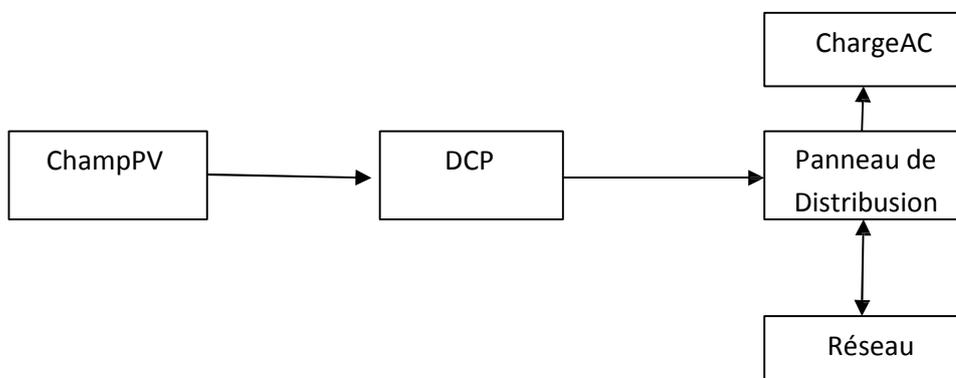


Figure 1.2 : Système PV connecté au réseau sans batterie de stockage

## 2. Les systèmes PV connectés au réseau avec batterie

Ce type de système est utilisé généralement lorsqu'une puissance supplémentaire est nécessaire pour alimenter des charges critiques telles que la réfrigération, les pompes à eau, l'éclairage ou autres (figure 1.3). Dans des circonstances normales, le système fonctionne en mode relié au réseau en alimentant toutes les charges ou en renvoyant la puissance en surplus sur le réseau tout en maintenant la batterie en pleine charge.

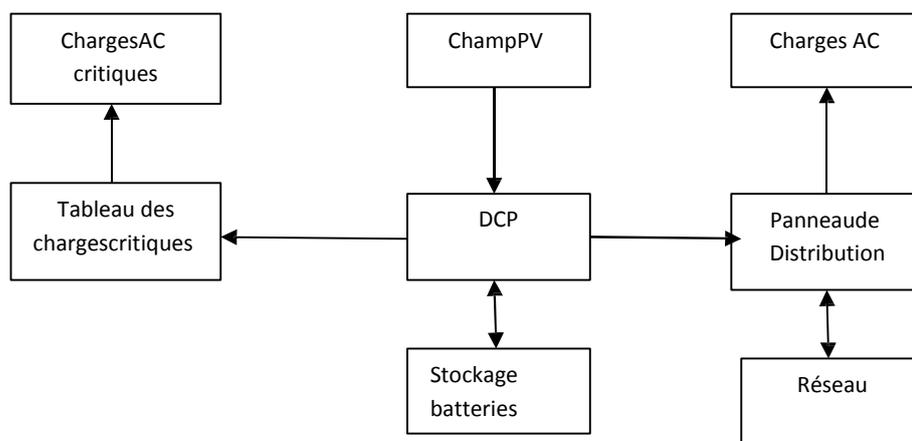


Figure 1.3 : Système PV connecté au réseau avec batterie

Dans le cas où le réseau est déconnecté, les circuits de commande de l'onduleur ouvrent la connexion avec le réseau, l'onduleur est alors alimenté par les batteries pour fournir toute la puissance nécessaire aux charges critiques. Dans cette configuration, un tableau dédié aux charges critiques permettra éventuellement de les alimenter.

## I.2 Composants des centrales photovoltaïques connectées au réseau

### I.2.1 Générateur photovoltaïque

La production d'électricité par conversion de la lumière à l'aide de cellules PV connaît un essor fulgurant à l'aube du 21<sup>ème</sup> siècle avec un taux de croissance record de plus de 40% depuis 2000. De nouvelles approches technologiques seront toujours nécessaires afin de réaliser des cellules à faible coût et à haut rendement de conversion énergétique afin de permettre au PV d'ici l'an 2010 d'atteindre le seuil de compétitivité des autres sources de production d'électricité [4, 5, 6, 7].

La réalisation de cellules à base de silicium cristallin reste la filière la plus avancée sur le plan technologique et industriel. En effet, le silicium est l'un des éléments les plus abondants sur terre sous forme de silice, parfaitement stable et non toxique.

La cellule individuelle, unité de base d'un système PV, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt.

Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module.

Les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Le courant de sortie, et donc la puissance, seront proportionnels à la surface du module [8, 9, 10].

L'interconnexion de modules entre eux en série ou en parallèle pour obtenir une puissance encore plus grande, définit la notion de champ PV.

Le générateur PV se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs.

Le module est un assemblage de cellule élémentaire connectée les unes aux autres pour former des chaînes.

Le nombre de cellules connectées en parallèle et en série définit les caractéristiques du module PV.

Les chaînes de cellules sont encapsulées dans un plastique E.V.A. (Ethylène Vinyle Acétate) pour les protéger des agressions extérieures (rayons U.V., humidité) et les isoler électriquement. L'ensemble est protégé sur la surface avant par un verre trempé à haute transmission ayant une bonne résistance mécanique, et sur la face arrière par une feuille de Tedlar ou de polyéthylène. Les différents composants sont soudés à haute température en un laminé protégé de la majorité des agressions extérieures.

Le module est placé dans un cadre métallique rigide qui lui donne une grande rigidité mécanique. Ce cadre est généralement pourvu de moyens de fixation (trous oblongs, barre profilée...). Les modules PV dépourvus de cadre et encapsulés dans une résine sont appelés «lamine».

Pour éviter les problèmes de "Hot Spot" ou encore point chaud, qui se traduit par une surchauffe due à l'occultation d'une ou plusieurs cellules (à l'ombrage ou à leur défaillance), ces dernières deviennent des consommatrices de puissance et non des génératrices ce qui cause des pertes d'énergie. Pour y remédier un diode en parallèle appelé diode by-pass est placée dans la boîte de connexion [11]. Ces diodes évitent que le courant passe à travers les

cellules défaillantes lorsque leur tension tombe au-dessous de la tension de seuil de la diode. Une diode série pour un module en parallèle, sera montée pour éviter le retour de courant des autres modules montés en parallèle lorsqu'un ou plusieurs modules se retrouvent à l'ombre ou sont défaillants.

La puissance crête (exprimée en Wc) annoncée par les fabricants n'est qu'un point de comparaison. Elle est basée sur les conditions standard, STC, pour un éclairage solaire de 1000 W/m<sup>2</sup>. La puissance utile maximale est en pratique un peu plus faible, et chute en cas de mauvaises conditions.

Le rendement des modules en fonction des différentes technologies fait apparaître des écarts importants comme le montre le tableau suivant [12]:

Technologie	Rendement typique	Rendement maximum obtenu (laboratoire)
Monocristallin	12-15%	24%
Poly-cristallin	11-14%	18.6%
Couche mince: Amorphe	6-7%	12.7%

Tableau 1.1 : Rendements des différentes technologies de modules

En outre, comme l'orientation du module est généralement fixe, il n'est que quelques heures par jour orienté de manière optimale vers le soleil. Pour un capteur fixe pour la latitude d'un site dans l'hémisphère nord, l'orientation optimale est plein sud-sud-est avec une inclinaison de l'ordre de 30° par rapport à l'horizontale.

Le module PV capte non seulement l'éclairage direct du soleil mais aussi la diffusion provenance du ciel. Il importe que le capteur soit bien dégagé des arbres et constructions environnantes. C'est pourquoi il est généralement placé en hauteur.

### I.2.3 L'onduleur

Le système PV que nous devons étudier et réaliser est un système sans stockage alimentant des charges typiquement alternatives; c'est ainsi que nous utiliserons un dispositif de conditionnement de puissance assurant successivement la poursuite du PPM à l'aide d'un convertisseur DC/DC, étudié au paragraphe précédent, et un onduleur DC/AC permettant la transformation du courant continu en courant alternatif.

Un onduleur est un convertisseur statique assurant la conversion continue alternative (DC/AC) grâce à des semi-conducteurs et produit une tension ou un courant alternatif à partir d'une source continue.

Si l'établissement, le maintien puis l'ouverture des connexions entre l'entrée et la sortie dépend de la commande des semi-conducteurs, l'onduleur est dit autonome. Si l'énergie nécessaire à la commande des semi-conducteurs est fournie par une autre source d'énergie tel que le réseau alternatif par exemple, l'onduleur est dit non autonome.

Les trois principaux éléments constituant un onduleur sont les suivants :

La source de tension continue (dans notre cas le champ photovoltaïque).

L'onduleur DC/AC.

Le filtre LC.

Les onduleurs statiques utilisent pour effectuer la commutation, des composants semi-conducteurs de puissance (interrupteurs) pouvant être des thyristors ou des transistors bipolaires, des MOSFET (Métal Oxyde Semi-conducteur Field Effet Semi-conducteur), des IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) ou des MCT (MOS Controlled Thyristor) [38].

Ces composants fonctionnent uniquement selon deux modes : bloqués et saturés

### **I.2.3.1 Les caractéristiques principales d'un onduleur [13][14]**

Les caractéristiques les plus importantes d'un onduleur sont :

#### **Tension d'entrée**

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

#### **Puissance de sortie nominale ou maximale**

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

#### **Rendement**

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 :

$$\eta = \frac{P_{ac}}{P_{dc}}$$

L'onduleur doit avoir le rendement le plus élevé sur la plage du taux de charge ; il existe plusieurs modèles de calcul de la caractéristique de rendement lorsque celle-ci n'est pas donnée par le fabricant ; il est néanmoins nécessaire de disposer de quelques points de mesure afin de déterminer les coefficients des différents modèles [15].

#### Lecourant maximal

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

#### I.2.4 Onduleur d'une Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau

L'onduleur d'une CPC a pour rôle principal la conversion de la puissance continue en puissance alternative en synchronisation avec le réseau, auquel on peut ajouter quelques fonctions supplémentaires de contrôle nécessaires au fonctionnement de l'ensemble de la centrale connectée au réseau qui seront [16, 17, 18, 19]:

suivi du point de puissance maximale du générateur PV.

connexion et déconnexion du réseau en fonction des conditions de celui-ci et du rayonnement incident sur le générateur.

détection des pertes d'isolement.

mesure d'énergie, etc.

La qualité de l'onduleur connecté au réseau se juge essentiellement sur quatre critères [20, 21, 22, 23, 24, 25]:

1. Degré d'exploitation du générateur PV ou suivi du point de puissance maximale.
2. Rendement de conversion ou pertes introduites par le convertisseur durant le processus.
3. Qualité de l'énergie générée (émission d'harmoniques, facteur de puissance, production des interférences.).
4. Sécurité pour les personnes, le matériel et le réseau électrique.

La majorité des onduleurs de petite ou moyenne puissance utilisés actuellement dans les CPCRs sont réalisés à l'aide d'IGBT, avec une fréquence de commutation entre 2 et 20 kHz et de puissance nominale entre 1 et 50 kVA [26].

Ces dernières années ont vu apparaître un nouveau type d'onduleurs, basés sur la commutation de transistors MOSFET et avec une puissance nominale de quelques centaines de watts, conçu pour opérer directement adossé sur la partie postérieure du module photovoltaïque, l'ensemble constituant ainsi ce qui est dénommé "module alternatif ou AC" [26,27,28]. Son principal avantage réside dans sa simplicité d'installation et son principal inconvénient dans la difficulté de contrôle qui suppose l'installation d'un nombre élevé de convertisseurs en différents endroits difficiles d'accès.

Ce type de convertisseurs est de nos jours encore en phase de démonstration [29].

#### I.2.4.1 Différents types d'onduleurs couplés au réseau (figure 1.6)

##### **Onduleurs modulaires ou module photovoltaïque AC**

Suivant ce concept, chaque module solaire dispose d'un onduleur individuel. Pour des installations plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module correspondant, très souvent sous le module.

##### **Onduleurs centralisés**

Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de modules en courant alternatif. Le champ PV est en règle générale, constitué de plusieurs rangées connectées en parallèle. Chaque rangée est elle-même constituée de plusieurs modules connectés en série. Pour éviter les pertes dans les câbles et obtenir un rendement élevé, on connecte le plus possible de modules en série.

##### **Onduleur "String" ou "de branche"**

C'est l'onduleur le plus utilisé. Un certain nombre de modules sont connectés en série, pour chacune des séries de ce genre est connecté un seul onduleur. C'est ainsi qu'en cas d'ombrage partiel des modules, il n'y a de perte que pour la rangée ombragée. L'emploi de diodes by-pass est nécessaire. On peut utiliser un seul et même onduleur string pour des installations jusqu'à 3 kW de puissance. Pour des puissances plus importantes, il est parfaitement possible de connecter plusieurs onduleurs string en parallèle, côté courant alternatif.

L'intérêt dans ce concept est d'utiliser un plus grand nombre d'onduleurs du même type.

Cela réduit les coûts de production et apporte un intérêt supplémentaire: si un onduleur tombe en panne, la production de la seule rangée concernée est défaillante.

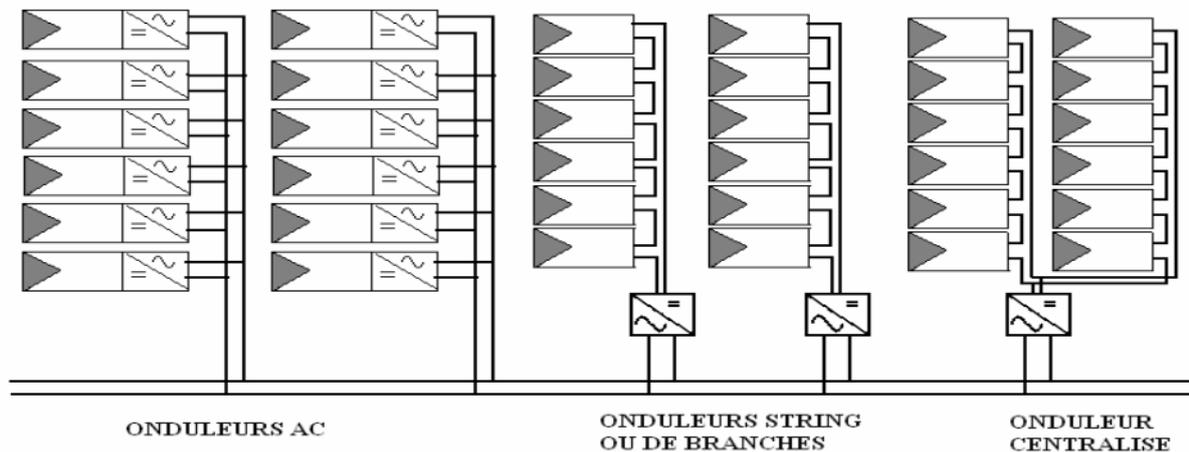


Figure 1.4 : Différents types d'onduleurs couplés au réseau

### I.3 Protection et considérations techniques de la connexion au réseau de la centrale photovoltaïque

Avant de décider d'installer une CPC, il faut recueillir les exigences techniques de raccordement au réseau, faire une demande de contrat standard pour l'achat de l'électricité produite par photovoltaïque et signer un contrat.

Des prescriptions techniques s'appliquant aux installations PV à raccorder sur le réseau BT doivent être rédigées par le gestionnaire de réseau. Ce dernier établit les dispositions de raccordement au réseau.

Pour pallier au vide technique et juridique en la matière et s'inspirer de documents rédigés par les pays de l'Union Européenne, plus particulièrement par la France, la Belgique et l'Espagne, nous avons synthétisé tous ces documents en les adaptant au cas de l'Algérie afin d'en donner un canevas.

Les prescriptions sont établies dans le but de protéger le réseau mais elles n'englobent pas les nécessités propres de l'installation de production. En outre, elles tiennent compte de la sécurité des agents.

Des dispositifs de protection sont nécessaires pour prévenir les dommages pouvant survenir au niveau de la centrale PV et pour éviter la détérioration de la qualité de l'électricité PV injectée dans le réseau.

Parmi les procédures d'installations électriques, il est nécessaire de tenir compte des interférences électriques entre le réseau et le système PV telles que les interférences électromagnétiques (EMI) et les problèmes d'harmoniques.

Des programmes de standardisation et de recommandation sont lancés dans les pays où des centrales PV connectées au réseau fonctionnent déjà depuis plus d'une quinzaine d'années (Etats-Unis, Japon, Angleterre, Australie, Allemagne, Belgique) où ont été développés par différents organismes nationaux et internationaux des normes de normalisation.

### **I.3.1 Protection différentielle**

Lorsque le raccordement au réseau est effectué en basse tension, l'installation est protégée par des dispositifs de protection à courant différentiel résiduel (disjoncteur).

### **I.3.2 Protection générale du raccordement**

Comme pour tout autre branchement, les installations sont munies en tête de leur raccordement au réseau de distribution d'un appareil assurant la coupure des phases en cas de défaut interne occasionnant le dépassement d'un courant fixé pendant un temps donné. Les valeurs du courant et de la temporisation sont données par le gestionnaire de réseau.

### **I.3.3 Protection d'îlotage**

Lorsque le réseau ou une portion du réseau est délesté, il ne délivre plus d'électricité. L'onduleur doit alors assurer l'arrêt de l'injection de l'énergie PV, c'est ce que l'on appelle le mode d'îlotage ou *islanding*.

L'îlotage peut fortement affecter les équipements ou charges connectés au réseau et surtout peut causer des chocs électriques mortels aux personnes et aux intervenants assurant la maintenance et le dépannage du réseau.

Pour cette raison, les onduleurs connectés au réseau doivent pouvoir identifier les défauts sur le réseau, les délestages et doivent rapidement déconnecter leur sortie.

De multiples recherches développées ont été menées et les ont encore pour aider à prévenir au mieux le problème d'îlotage et actuellement la plupart des onduleurs commercialisés sont capables de prévenir l'islanding grâce à la combinaison d'algorithmes de contrôle [30][31].

Si la partie du réseau de distribution, sur laquelle est raccordé le producteur, n'est plus alimentée en tension par le gestionnaire de réseau ou que la tension n'est plus normale, le système PV doit pouvoir se découpler automatiquement du réseau dans les plus courts délais.

Si le système ne répond pas aux essais tant les limites en tension et en fréquence imposées par le gestionnaire de réseau, des sécurités externes adaptées sont requises.

L'ouverture du circuit doit se passer, par mesure de sécurité, avec l'aide d'un relais qui provoque une ouverture physique des contacts.

#### **I.3.4 Perturbations en tension**

Des niveaux de tensions convenables doivent être maintenus à un niveau du point de connexion du système PV au réseau.

Différentes limites des niveaux de tensions ont été établies dans divers pays en tenant compte de la capacité des systèmes PV connectés au réseau à contribuer à la variation de la distribution de la tension de la ligne.

Les onduleurs doivent détecter la variation de tension du point de connexion au réseau et certains onduleurs intègrent aussi la possibilité de déconnexion et de reconnexion automatique du rétablissement de la stabilité du réseau.

#### **I.3.5 Perturbations en fréquence**

Les onduleurs doivent généralement être munis de dispositifs internes de fermeture en cas de surtensions ou de chutes de tension et en cas de fluctuations importantes de fréquences.

La fermeture interne devra se produire si, après quelques cycles, la fréquence sort de hors des bornes prédéterminées par les normes établies par les compagnies d'électricité qui sont de l'ordre de  $\pm 0.2$  à  $\pm 5$  Hz autour de la fréquence nominale du réseau.

### **I.3.6 Déconnexion**

En redondance aux protections automatiques décrites ci-dessus, l'onduleur doit intégrer, il est prévu un disjoncteur manuel centralisé au niveau du compteur électronique réversible devant servir à déconnecter le réseau et un coffret de branchement constitué de disjoncteurs et de fusibles, spécialement prévus pour assurer la sécurité du personnel de maintenance du réseau [32].

### **I.3.7 Reconnexion après les défaillances**

Il est important de s'assurer du fonctionnement correct du réseau pendant un certain intervalle de temps avant la reconnexion de l'onduleur. Cette tâche est implémentée systématiquement par tous les onduleurs actuellement commercialisés au moyen d'un détecteur de la présence active du réseau.

Une fonction de reconnexion automatique est intégrée par l'onduleur après observation d'un certain nombre de cycles de fonctionnement du réseau jusqu'à l'obtention de valeurs correctes de la tension et de la fréquence.

### **I.3.8 Protection contre l'injection de la composante continue dans le réseau**

Les onduleurs, qui sont équipés d'un transformateur, n'injectent pas de courant continu dans le réseau de distribution et ne nécessitent par conséquent pas de mesures de sécurité complémentaires. Les onduleurs avec une technologie sans transformateur sont également acceptés pour autant qu'ils disposent d'un système de protection contre l'injection de courant continu. Celui-ci débranche l'onduleur en moins de 0,2 s au cas où le courant continu dépasse la valeur de seuil établie à 1 % de la puissance nominale.

Éviter l'injection de cette composante continue dans le réseau permet d'améliorer non seulement la sécurité des personnes mais aussi la protection de la perturbation du réseau et les effets de saturation du transformateur de distribution locale et finalement la perturbation de la saturation des charges inductive.

Il y a lieu cependant de constater que le nombre d'onduleurs sans transformateur proposés sur le marché est important du fait qu'ils sont moins chers car dans certains pays, l'isolation par transformateur n'est pas exigée pour les petits systèmes mais il est obligatoire pour les systèmes de taille moyenne et grande.

De même, il est important de vérifier le degré de pollution du réseau lui-même car les effets des harmoniques indésirables du réseau viendront s'ajouter aux harmoniques générées par le courant de sortie de l'onduleur.

### **I.3.9 Mise à la terre**

Afin de prendre toutes les mesures nécessaires au bon fonctionnement de son installation, le producteur d'énergie PV s'informe auprès du gestionnaire du réseau du type de réseau de distribution (TT ou IT) sur lequel il sera raccordé.

Pour un réseau IT, la mise à la terre d'une terre éventuelle de la centrale n'est pas permise, puisque par définition, un tel réseau ne peut être mis à la terre. Le réseau algérien étant un réseau TT, le problème de la mise à la terre ne se pose pas.

Tous les composants du système PV doivent être mis à la terre en accord avec les normes exigées par les compagnies d'électricité. Les conducteurs de mise à la terre sont nécessaires pour conduire le courant lorsqu'il y a une mise à la terre accidentelle, ceci minimise les chocs électriques et la dégradation des charges et des équipements.

### **I.3.10 Interférences électromagnétiques**

Une interférence électromagnétique dont l'acronyme anglais est EMI (Electro Magnetic Interference), est un phénomène qui touche des groupes de composants électriques ou des circuits haute fréquence. Le couplage électromagnétique entre les réseaux électriques et de communication peut provoquer des interférences. Le courant circulant dans le réseau électrique engendre un champ magnétique qui induit un courant dans les conducteurs des réseaux de communication.

L'importance des interférences est fonction de l'amplitude et de la fréquence des courants électriques ainsi que de l'importance du couplage électromagnétique entre les réseaux.

Les composants du système PV, spécialement l'onduleur, sont sujets à la variation de la haute fréquence, l'émission de bruit et les exigences d'immunité qui limitent le spectre de radiation permis dans l'échelle des fréquences normalisées à 150 kHz et 30 MHz.

### I.3.11 Facteur de puissance

Un facteur de puissance est désiré à la fois au niveau du point de connexion au réseau qu'à la sortie de l'onduleur. En général, l'exigence minimum demandée est le fonctionnement de l'onduleur avec un facteur de puissance supérieur à 0,85 chaque fois que la sortie excède 10% de la valeur nominale exigée.

Les caractéristiques les plus importantes de l'onduleur sont la gamme de tension d'entrée, la puissance de sortie nominale et maximale, la distorsion harmonique THD, le rendement de l'onduleur.

# *Chapitre II*

## *Performances des systèmes photovoltaïques: Etat de l'art*

Le monde de la conversion photovoltaïque connaît depuis quelques années une évolution profonde associée à l'intérêt croissant pour l'énergie photovoltaïque. Nous présentons dans ce chapitre les différents travaux concernant les études de performances des systèmes PV raccordés au réseau et nous explorons le principe de la conversion photovoltaïque et les technologies utilisées.

Nous présentons des couches minces de silicium solaire photovoltaïque, englobant les cellules solaires amorphe, microcristalline et micro-morphe. A-Si:H et des cellules solaires représentent l'une des premières technologies photovoltaïque commercialement viable et la plus ancienne technologie à couche mince sur le marché avec une position forte dans l'électronique et connue par le grand public.

Cependant, cette technologie fait face aujourd'hui à une concurrence très dure. D'autres technologies à couche mince ont considérablement réduit les coûts de du processus de fabrication des cellules solaires. Le problème majeur associé aux cellules solaires au silicium amorphe hydrogéné est le rendement de conversion d'énergie qui reste relativement faible.

Les cellules solaires micro-morphes représentent une technologie relativement jeune qui vient d'entrer sur le marché. Ils montent la plus grande promesse parmi les cellules solaires à couches minces existantes actuellement sur le marché. Le plus haut rendement de l'ordre de 11% pour les modules micro-morphes a été déjà dépassé par les cellules solaires au silicium amorphe hydrogéné multi-jonctions avec un potentiel de conversion atteignant les 15%. La poursuite de l'amélioration de leurs performances est attendue à travers le développement de meilleurs systèmes de piégeage de lumière.

### II.1. Travaux réalisés :

B. Decker et U. Jahn (1997) ont analysé les performances de 170 systèmes PV connectés au réseau au nord d'Allemagne. Dans le cadre du programme allemand PV1000 toits, environ 2000 systèmes PV connectés au réseau d'une puissance allant de 1 à 5 kWc avec une puissance totale installée évaluée à environ 5 MW ont été installés sur les toits des maisons. Les auteurs concluent que le bon fonctionnement de ces installations PV dépend du rendement des onduleurs, de la qualité de la conception du système et des écarts qui peuvent subvenir entre la puissance nominale du module donnée par le constructeur et la puissance crête réelle.

L'introduction de ratios de performance standardisés est jugée très utile pour identifier les installations photovoltaïques de faible performance. Les comparaisons des valeurs mensuelles des taux de rendements sont nécessaires pour détecter à court terme les branches de modules PV qui sont en hors-circuit par exemple, ou à long terme, où on peut citer par exemple les effets d'ombrage.

[35]

S.M. Pietruszko et M. Gradzki (2002) ont mené une étude sur les performances d'un système PV connecté au réseau en Pologne. Cette étude résume une (01) année de suivi d'un système PV de 1 kWc connecté au réseau, montée sur le toit à Varsovie. Le système a été mis en place depuis Décembre 2000. Les conditions climatiques et d'ensoleillement propres aux sites ont passé en revue, et la performance du système est évaluée du point de vue des composants du système PV, tel que les modules photovoltaïques, l'unité de conditionnement de puissance qui est le système de conversion DC/AC, et dans une perspective globale le courant alternatif injecté dans le réseau, le rendement du système et la fiabilité du système. Au cours de la première année de fonctionnement, le système PV présentait des pertes de captation élevées, probablement causées par l'accumulation de neige sur la surface des modules PV. Le ratio de performance (PR) du système PV, compris entre 0,6 à 0,8 pour une irradiation quotidienne

supérieure à  $2,0 \text{ kWh/m}^2$  est relativement élevée en tenant compte des autres saisons de l'année.

[36]

H. Yanget al(2003) ont travaillé sur les systèmes photovoltaïques intégrés aux Bâtiments: une étude de cas a été réalisée à Hong Kong: Le premier système photovoltaïque intégré au bâtiment (BIPV) à Hong Kong a fonctionné avec succès pendant trois années. La simulation et le suivi des données ont été réalisés pour étudier les performances énergétiques du système BIPV sous les conditions météorologiques de Hong Kong. L'effet de la ventilation naturelle sur la puissance de sortie et de la chaleur du module PV transférée à travers la paroi de modules PV ont été étudiés. Une bonne concordance entre la simulation et l'expérimentale des résultats a été atteinte. Les harmoniques générées par la puissance fournie par le système PV ont également été mesurées pour vérifier le niveau d'interférence avec le réseau de distribution. Les expériences montrent que le taux de distorsion harmonique actuel généré par le système BIPV connecté au réseau est inférieur à celui de certains équipements classiques, tels que les ordinateurs personnels. Le total des harmoniques de ce système BIPV est inférieur à 12% pour la plupart du temps, même lorsque le rayonnement solaire incident est très faible. Les résultats de l'analyse des performances du premier système BIPV connecté au réseau ont été rapportés. Les résultats expérimentaux ont montré que pendant les jours bien ensoleillés, le système produit suffisamment d'électricité pour le circuit d'éclairage d'une zone de  $250 \text{ m}^2$ . Le système PV monté sur le toit horizontal produit plus de puissance que le même système PV monté sur les façades de la bâtisse.

L'analyse faite, montre que l'application des systèmes BIPV connectés au réseau n'est pas toujours économique, ce qui pousse à mieux développer ce type de technologie. Ce projet joue un rôle très important dans l'éducation et le déploiement de l'application des énergies renouvelables en Hong Kong. Beaucoup de visiteurs officiels du gouvernement, professionnels, étudiants aux résidents locaux ont été attirés par ce système expérimental. [37]

Jung Hun So et al (2006) ont établi une analyse de performance d'un système PV de  $3 \text{ kWc}$  connecté au réseau. Le système photovoltaïque installé au Centre d'essai et de démonstration en Corée a été suivi depuis 2002. Un système de monitoring a été construit en vue d'analyser les performances de ce système PV. Les performances de ce système PV connecté au réseau ont été comparées et analysées pendant une année et les différentes pertes ont également été examinées. Sur la base des résultats du monitoring, le développement d'une approche d'évaluation et d'analyse pour les systèmes PVs' avère nécessaire, même impérative,

avec la confirmation de leur validité pour établir les technologies appropriées des systèmes PV.

[38]

M.E. Başoğlu et al. (2014) ont effectué une analyse des performances des différentes technologies de modules photovoltaïques sous les conditions climatiques d'İzmit Kocaeli du nord-ouest de la Turquie. Des analyses comparatives ont été menées avec trois systèmes photovoltaïques raccordés au réseau, utilisant des modules monocristallins, multi-cristallins et les modules au tellure de cadmium (Cd-Te). Ces trois systèmes, installés sur le toit de la Faculté de génie à l'Université de Kocaeli, ont été suivis d'octobre 2013 à décembre 2014. Le taux d'erreur maximum enregistré, pour les trois systèmes, était de  $\pm 3\%$  dans le côté AC (onduleur). Il est intéressant d'expliquer que, bien que le même onduleur est utilisé pour les trois systèmes dans cette étude, les ratios de performances des trois systèmes ont été calculés par les mesures effectuées sur une base mensuelle. Dans cette analyse, il est clair que durant les mois d'hiver, le ratio de performance PR a enregistré des valeurs bien plus importantes que celles enregistrées pendant les mois d'été en raison de la baisse de la température du module. D'autre part, bien que plus d'énergie soient transférées dans le réseau électrique pendant les mois d'été, le ratio de performance PR accuse une diminution de sa valeur due principalement à l'augmentation de la température [39].

B. Tripathi et al. (2015) ont travaillé sur l'analyse des performances des systèmes photovoltaïques en comparant deux technologies de cellules solaires à savoir la technologie au silicium monocristallin (c-Si) et la technologie au silicium amorphe (a-Si). Les deux systèmes d'une puissance de 500 kWc chacun, subissent les mêmes conditions climatiques de la région Ouest de l'Inde. Les résultats de leurs travaux ont démontré que, pendant la saison chaude (mars-mai), le système PV à technologie monocristalline offre de meilleures performances comparées à celles affichées par le système PV à technologie amorphe. Par ailleurs, pour les périodes de pluie où la composante de rayonnement diffus global est la plus élevée avec une température relativement faible, la technologie a-Si s'avère la plus performante que la technologie (c-Si). [40]

## II.2. Notions sur les technologies de Cellules solaires au silicium amorphe et au silicium micro-morphe: [41-42]

### II.2.1. La cellule «tandem»: silicium amorphe et microcristallin

Dans les années 90, les cellules en silicium amorphe ont été profondément améliorées par l'addition d'une deuxième cellule composée de silicium sous forme microcristalline. Caractérisé par un gap égal à celui du silicium cristallin, le silicium microcristallin ( $\mu\text{-Si}$ ) peut être visualisé comme un assemblage de grains de silicium cristallin en forme de piliers, entre lesquels se trouve une certaine quantité de silicium amorphe. Breveté sous la contraction « Micro-morphe » par Johannes Meier et Ulrich Kroll de l'Institut de Microtechnique (IMT) de l'Université de Neuchâtel, cette cellule « tandem » permet l'absorption de photons dans des gammes de longueurs d'onde complémentaires (figure 2.1). Ainsi, l'énergie solaire est exploitée avec un rendement supérieur d'environ 30–50% par rapport à celui d'une cellule amorphe simple.

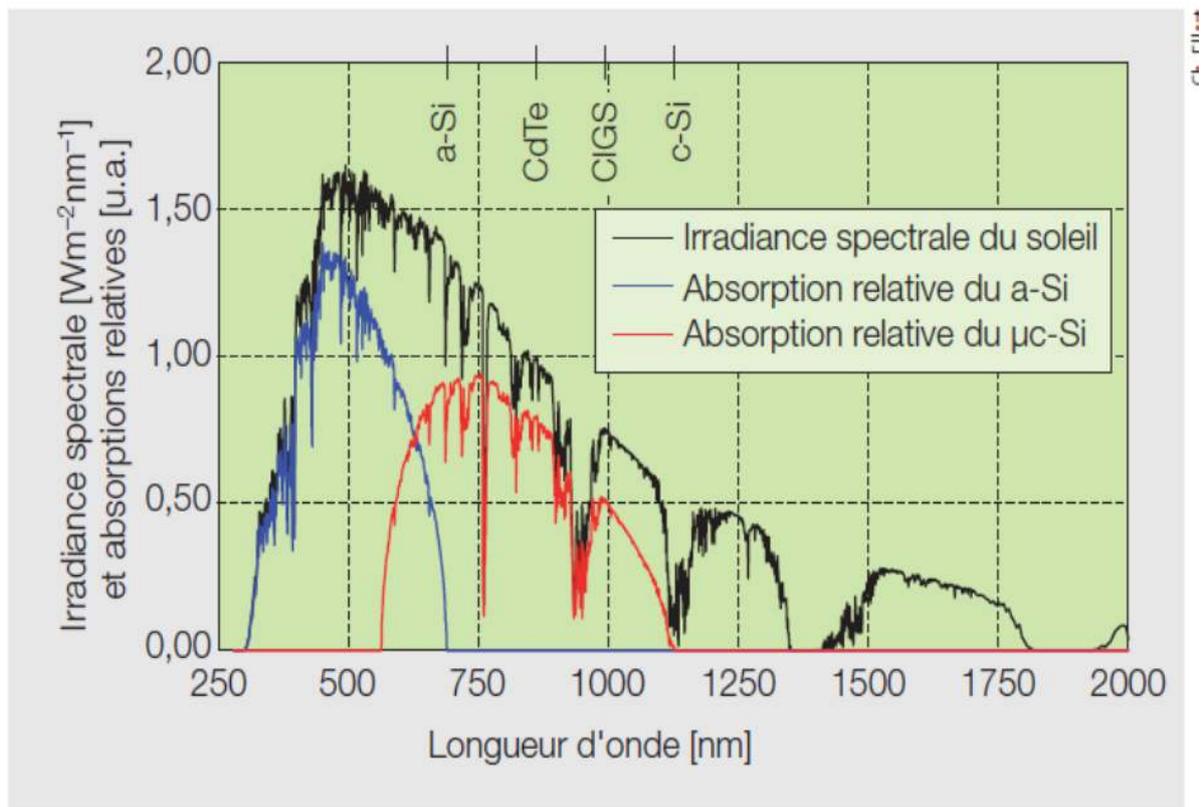


Figure.2.1: Spectre du soleil, de l'ultraviolet à l'infrarouge, et absorptions relatives (en unités arbitraires) du silicium amorphe et microcristallin qui composent une cellule tandem micro-morphe. Les longueurs d'onde correspondant aux gaps des quatre principaux matériaux PV utilisés pour la production de cellules solaires sont indiquées en haut de la figure.

### II.2.2. Les différentes couches

Une cellule solaire micro-morphetelle que celles produites habituellement en laboratoire de recherche, est constituée d'une succession de plusieurs couches principales (figure 2.2).

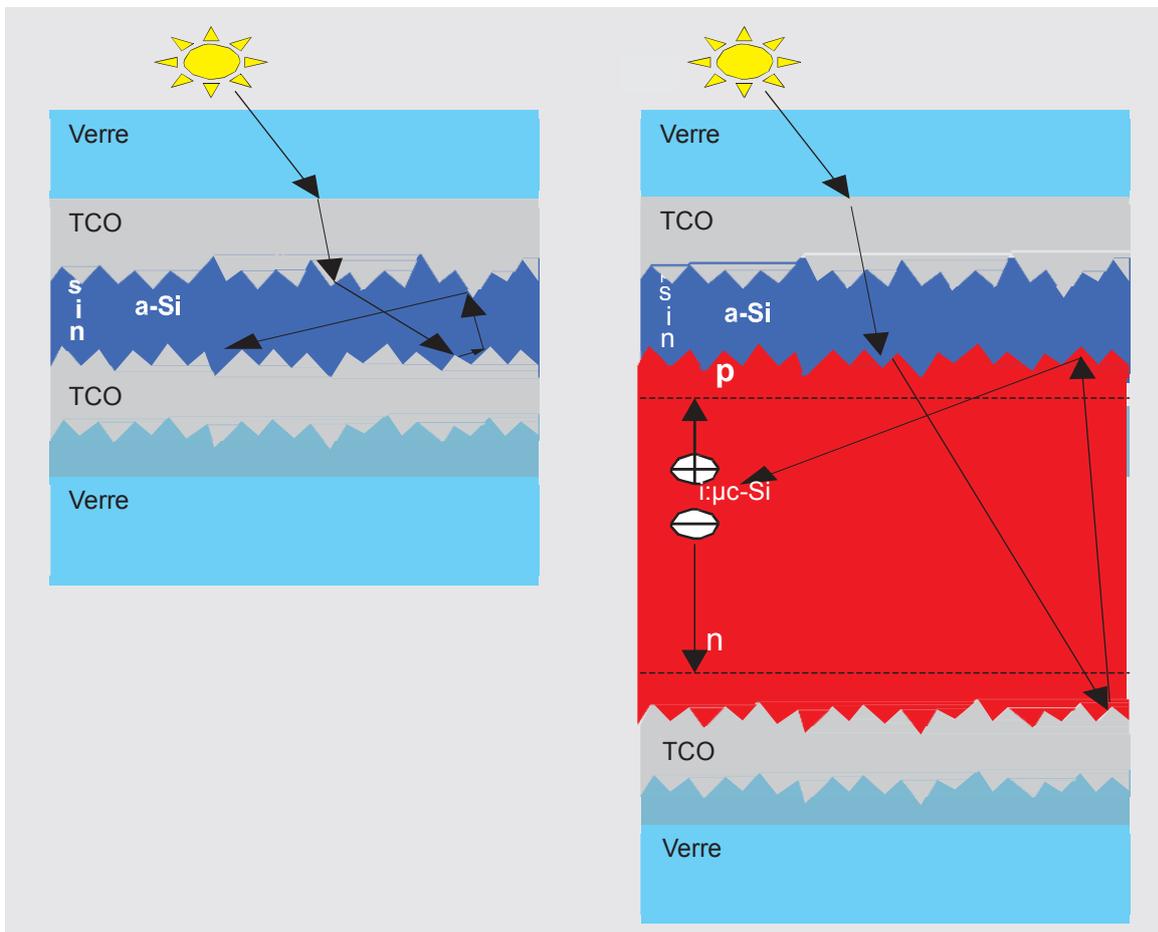


Figure 2.2: Structure de la cellule en silicium «couches minces». (a) Cellule individuelle en silicium amorphe (épaisseur du a-Si 180–250 nm). (b) Cellule «tandem» dans laquelle est ajoutée à la cellule en silicium amorphe (cellule supérieure) la cellule microcristalline (cellule inférieure) typiquement 5 fois plus épaisse.

Les substrats habituellement du verre, sur lequel est déposée une première couche d'oxyde conducteur transparent (TCO) formant le contact avant. Ensuite, le silicium amorphe puis microcristallin ( $\mu\text{-Si}$ ) est déposé par PECVD (Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition).

Il forme la partie optiquement active de la cellule. Chaque cellule (supérieure en a-Si et inférieure en  $\mu\text{-Si}$ ) contient d'abord une couche de silicium dopé positivement par le biais d'atomes de bore (couche p), puis la couche absorbante intrinsèque (couche i), et finalement une couche dopée négativement avec des atomes de phosphore (couche n). Le champ électrique établi dans cette jonction p-i-n assure la séparation, puis l'extraction vers les couches de TCO, des porteurs de charge créés par l'absorption dans les couches de silicium amorphe puis microcristallin d'un photon d'énergie plus élevée que leurs gaps respectifs. Le gap du  $\mu\text{-Si}$

étant indirect, l'épaisseur nécessaire pour obtenir une absorption importante est environ cinq fois plus grande que celle de la couche de silicium amorphe intrinsèque (i:a-Si), dont le gap est direct. Sur la dernière couche :  $\mu\text{c-Si}$  est déposée en fin de la deuxième couche de TCO, le contact arrière, garantissant ainsi l'extraction des porteurs de charge.

De la cellule de laboratoire au module de grande taille

Le module de grande taille ( $1,1 \times 1,3 \text{ m}^2$ ) de production industrielle diffère principalement de la cellule produite en laboratoire (environ  $1 \text{ cm}^2$ ) en ce qui concerne l'accumulation de la puissance totale. En effet, les deux couches de contact TCO et la cellule active en silicium sont structurées à l'aide d'un laser pulsé sur toute la longueur du module de manière à obtenir un nombre  $N$  de cellules montées en série électriquement (**figure 3**). La tension du module est alors égale à  $N$  fois la tension d'une cellule individuelle de  $6 \text{ mm} \times 1,3 \text{ m}$ .

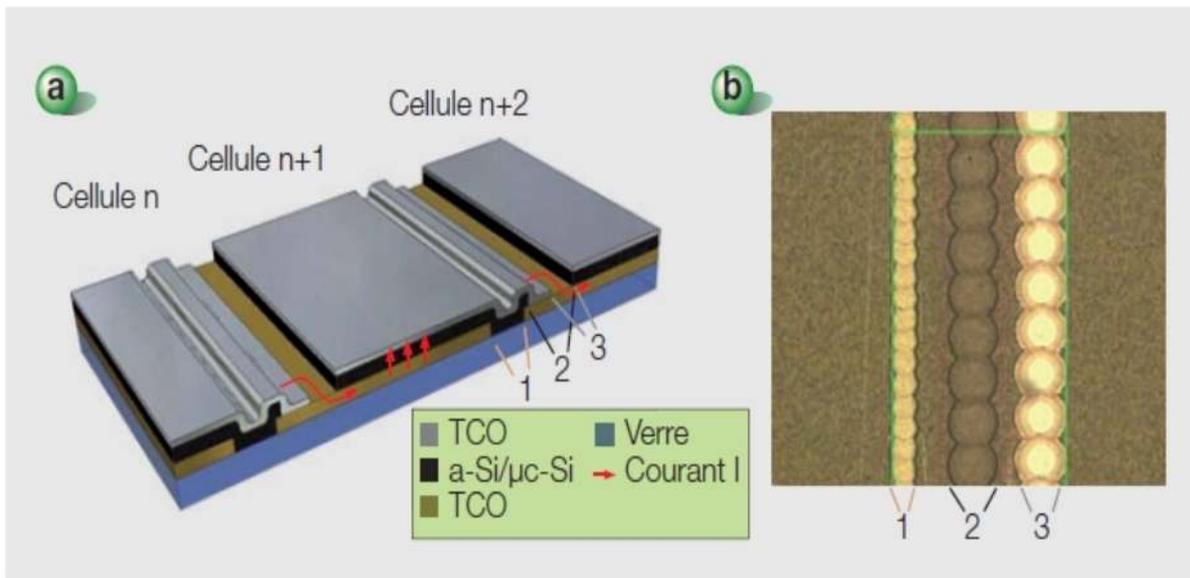


Figure 2.3: (a) Vue tridimensionnelle de la mise en série de cellules d'un module grâce à la structuration laser. Le courant circule du contact arrière (TCO gris) de la cellule  $n$  au contact avant (TCO beige) de la cellule  $n+1$ , traverse la cellule  $n+1$  jusqu'au contact arrière (gris), et ainsi de suite. (b) Les trois traces du laser pulsé utilisées pour séparer les cellules individuelles afin d'assurer leur montage en série.

### II.2.3. Les couches de TCO

Pour la réalisation des couches de TCO, plusieurs variétés d'oxyde d'étain ( $\text{SnO}_2$ ) sont disponibles sur le marché. Cependant, pour obtenir un TCO de qualité supérieure ainsi que pour des raisons économiques, Oerlikon Solarchoiside développe un procédé propriétaire ainsi que les machines adaptées, le tout basé sur l'oxyde de zinc, le  $\text{ZnO}$ . Ce procédé LPCVD (Low Pressure Chemical Vapor Deposition) exploite la faculté de dissociation d'un précurseur, le diéthylzinc (DEZ), un composé organométallique sous forme gazeuse. Mélangé avec de la

vapeur d'eau en contact avec le substrat chauffé à seulement 200°C, le DEZ réagit avec l'eau pour créer la couche de ZnO.

L'art de l'ingénieur est d'optimiser le réacteur et les paramètres du procédé de manière à obtenir une couche rugueuse avec les propriétés électro-optiques exigées.

Les paramètres à maîtriser sont la conductivité, la transmission, la rugosité et l'épaisseur, tout en gardant une bonne homogénéité sur toute la surface de 1,43 m<sup>2</sup>. À noter que la rugosité du TCO augmente par diffraction le chemin parcouru par la lumière dans le silicium (voir figure 2.2) et donc l'absorption.

#### **II.2.4. Les couches de silicium amorphe et microcristallin**

Les couches a-Si et  $\mu$ c-Si sont déposées par PECVD dans un réacteur dans lequel est introduit un mélange de silane (SiH<sub>4</sub>) et d'hydrogène (H<sub>2</sub>) à pression réduite. L'application d'une tension RF (radiofréquence) entre les électrodes parallèles permet de générer un plasma pour dissocier le silane.

Chaque type de couche exige des conditions de dépôt particulières. Les paramètres-clés pour les couches a-Si et  $\mu$ c-Si sont très différents en ce qui concerne la pression, la puissance RF, la température et la concentration de silane dans l'hydrogène.

## ***Chapitre III***

# ***Analyse expérimentale de deux systèmes Photovoltaïques A différentes technologies raccordées au réseau***

Dans la dernière décennie, l'énergie solaire a émergé comme étant une ressource prometteuse d'énergie alternative verte à d'autres ressources énergétiques non renouvelables. L'énergie solaire est probablement la technologie présentant la plus forte croissance de production d'électricité, ce qui démontre les récents taux de croissance annuels de l'ordre de 23% et la production mondiale de 32,34 GW en 2012, comprenant les deux systèmes PV : le PV raccordé au réseau et le système PV autonome (hors réseau).

En plus d'un rôle remarquable que joue dans le futur mix énergétique, la production photovoltaïque contribue de manière significative à l'impact environnemental dans le domaine de l'alimentation électrique. La technologie photovoltaïque est l'une des meilleures techniques et voies de conversion de l'énergie solaire puisque elle nécessite très peu d'entretien avec une capacité de production allant des microwatts aux mégawatts.

Le Silicium est l'un des semi-conducteurs largement utilisés pour la fabrication de cellules solaires. Environ 80 à 90% des cellules photovoltaïques fabriquées dans le monde sont des cellules solaires à base de Silicium. Une demande importante et l'augmentation exponentielle de la fourniture de composants pour les systèmes photovoltaïques ont conduit à une baisse très significative de prix par kW installé, et les incitations économiques ont encouragé un grand nombre de petits investisseurs d'en faire partie du marché émergent du Photovoltaïque. [33]

Le marché photovoltaïque mondial se développe rapidement, attirant un énorme intérêt pour l'investissement en raison de divers régimes lucratifs offerts par différentes nations. Les régimes lucratifs garantissent un tarif plus élevé par rapport aux sources d'énergie conventionnelles pour une période comprise entre 20 et 25 ans avec certaines subventions supplémentaires plus attractives.

Récemment, des études relatives à l'amélioration des performances, de la prévision, de la maintenance, du conditionnement de puissance et de l'analyse de la qualité de l'énergie produite par des centrales photovoltaïques raccordées au réseau ont reçu beaucoup d'attention.

En raison de la demande toujours croissante et l'offre abondante de modules solaires photovoltaïques, il devient très important de comparer les performances de technologies disponibles dans des conditions climatiques réelles. Dans cette partie, une étude comparative est présentée sur les performances de deux centrales photovoltaïques, l'une au silicium amorphe (a-Si) d'une puissance de 2 kWc et l'autre centrale PV, d'une capacité de 2.31 kWc, au silicium micromorphe ( $\mu$ m-Si). Les deux systèmes PV font partie de la centrale photovoltaïque multi-technologique de capacité globale de 12.5 kWc installée au niveau de l'UNED, Bou Ismail dans la wilaya de Tipaza.

La période de monitoring étant de 06 mois de fonctionnement, s'étalant du 1<sup>er</sup> Janvier 2016 au 31 mai 2016. Les différents paramètres électriques et radiométriques sont enregistrés au pas de temps de 05 minutes. Les paramètres électriques mesurés sont:

Les courants et les tensions DC du champ photovoltaïque,

LapuisanceDC à l'entrée del'onduleur,  
Lescourants et les tensions AC à la sortie del'onduleur,  
LapuisanceAC injectée dans le réseau électrique local del'UDES.

Les paramètres radiométriques enregistrés sont:

Latempérature ambiante et latempérature des modules PV,  
L'éclairement global reçu sur le plan des modules,  
Lavitesse du vent.

### III.1. Description des deux systèmes photovoltaïques raccordés au réseau local de l'UDES :

Dans le but de maîtriser le fonctionnement des centrales connectées au réseau et d'optimiser leurs performances, une centrale photovoltaïque pilote d'une capacité de 12.5 kilowatts a été installée à l'Université de l'UDES. Cette centrale est constituée de six sous-systèmes PV utilisant chacun des modules PV d'une technologie donnée. Nous citerons des modules en silicium monocristallin (c-Si), silicium multicristallin (m-Si), silicium amorphe (a-Si) et silicium micro-morphe ( $\mu$ -Si). Le champ photovoltaïque monocristallin et polycristallin sont installés sur le toit de l'édifice dans un plan incliné à la latitude du site ( $36^\circ$ ) orienté sud, tandis que les champs PV utilisant des modules à couches minces sont installés sur les façades de l'édifice (figure 3.1).



Figure 3.1: La centrale photovoltaïque multi-technologie de l'UDES

Chacune de ces technologies contribuant à hauteur d'environ 2.5 kWc. Ces différents champs PV sont couplés au réseau électrique par le biais d'onduleurs de différents fabricants mondialement connus tels que SMA, KACO, etc. La production électrique de cette centrale est injectée au réseau interne de l'UDES. Cette plateforme technologique permettra d'étudier les performances des différents types de systèmes PV, comme leur production énergétique, leur rendement, ... etc. L'analyse des résultats obtenus servira d'aide à la décision quant au choix de technologies de modules PV ainsi que du type d'onduleur pour les installations futures à réaliser dans le pays mais aussi à valider les modèles qui sont développés.

Dans cette partie, une étude comparative est présentée sur les performances de deux sous-systèmes photovoltaïques faisant partie de la centrale PV multi technologique citée ci-dessus.

Le premier sous-système est composé de modules de technologies silicium amorphe (a-Si) d'une puissance de 2 kWc et l'autre sous-système PV, d'une capacité de 2.31 kWc, est de technologie silicium micro morphe ( $\mu$ m-Si).

La période du monitoring étant de 05 mois de fonctionnement, s'étalant du 1<sup>er</sup> Janvier 2016 au 31 mai 2016. Les différents paramètres électriques et radiométriques sont enregistrés au pas de temps de 05 minutes.

Les paramètres électriques mesurés sont:

- Lescourants et les tensions DC du champ photovoltaïque,
- La puissance DC à l'entrée de l'onduleur,
- Lescourants et les tensions AC à la sortie de l'onduleur,
- La puissance AC injectée dans le réseau électrique local de l'UDES.

Les paramètres radiométriques enregistrés sont:

- La température ambiante et la température des modules PV,
- L'éclairement global reçu sur le plan des modules,
- La vitesse du vent.

### III.1.1. Système 01 : Système photovoltaïque de technologie Silicium amorphe de 2kWc de puissance :

Le générateur PV est constitué de 20 modules photovoltaïques de technologie Silicium amorphe (a-Si100) de marque SCHOTT SOLAR. Les 20 modules PV sont répartis en deux branches parallèles comportant chacune 10 modules PV en série. La production photovoltaïque est injectée dans le réseau via un onduleur réseau d'une puissance de 2kW type SolarMax 2000S, (figure 3.2).

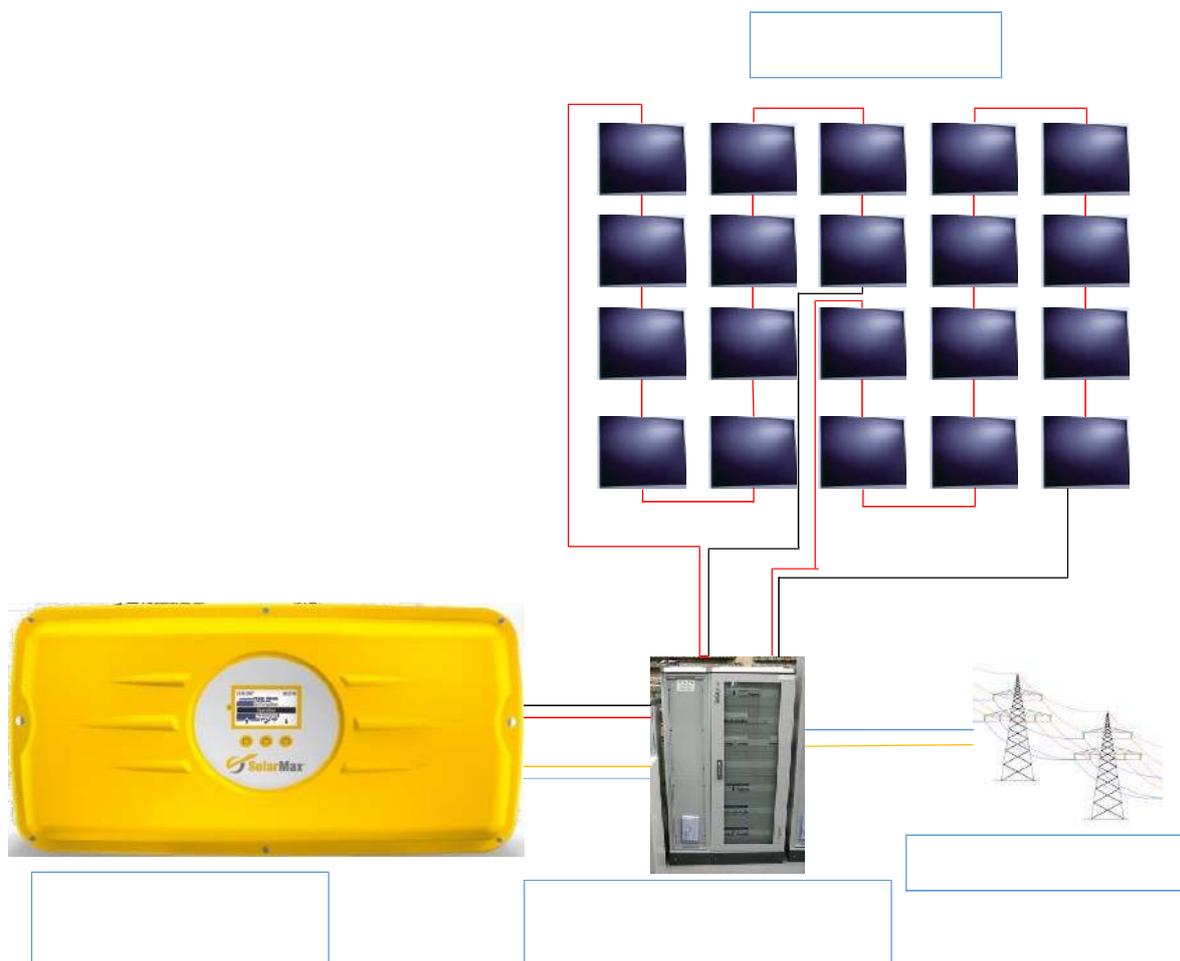


Figure 3.2 : Schéma de l'installation du Système 01.

Les principales caractéristiques du module photovoltaïque a-Si100 sont décrites dans le tableau 3.1 suivant :

Tableau 3.1.

Module PV : Schott ASI-100	symbole	
Type de cellule		a-Si/c-Si
Puissance crête	$P_{max}$ [W]	100
Tension de circuit ouvert	$V_{oc}$ [V]	40.90
Courant de court-circuit	$I_{cc}$ [A]	3.93
Tension à la puissance maximale	$V_{mpp}$ [V]	30.40
Courant à la puissance maximale	$I_{mpp}$ [A]	3.29
Rendement	$\eta_m$ [%]	6.90
Nombre de cellules	N	72
Surface de module	$A_m$ [m <sup>2</sup> ]	1.45

Les principales caractéristiques de l'onduleur SOLARMAX2000S sont décrites dans le tableau 3.2 ci-dessous:

Tableau 3.2.

<b>Onduleur SOLARMAX2000S</b>		
Tension d'entrée max	$V_{in}$ [V]	600
Puissance d'entrée	$P_{dc}$ [w]	2000
Gamme de tension d'entrée onduleur	$V_{dc}$ [V]	100-550
Puissance nominale	$P_{ac}$ [VA]	1980
Tension du réseau	$V_{ac}$ [V]	230/184-300
Fréquence nominale	F [Hz]	50/45-55
rendement	$\eta_{ond}$ [%]	97
Nombre de phases d'alimentation		1
Topologie	deux étages sans transformateur	

### III.1.2. Système 02: Système photovoltaïque de technologie Silicium micro-morphe de 2.31 kWc de puissance.

Le générateur PV est constitué de 21 modules photovoltaïques de 110 W chacun de technologie micro-morphe, de marque BOSCH SOLAR type  $\mu$ m-Si 110+. Les modules PV sont disposés en 3 branches parallèles de 7 modules PV regroupés en série. L'énergie photovoltaïque produite est totalement injectée dans le réseau via un onduleur de marque KACO de type POWADOR 3200.

La figure 3.3 donne le schéma de l'installation photovoltaïque du système 02.

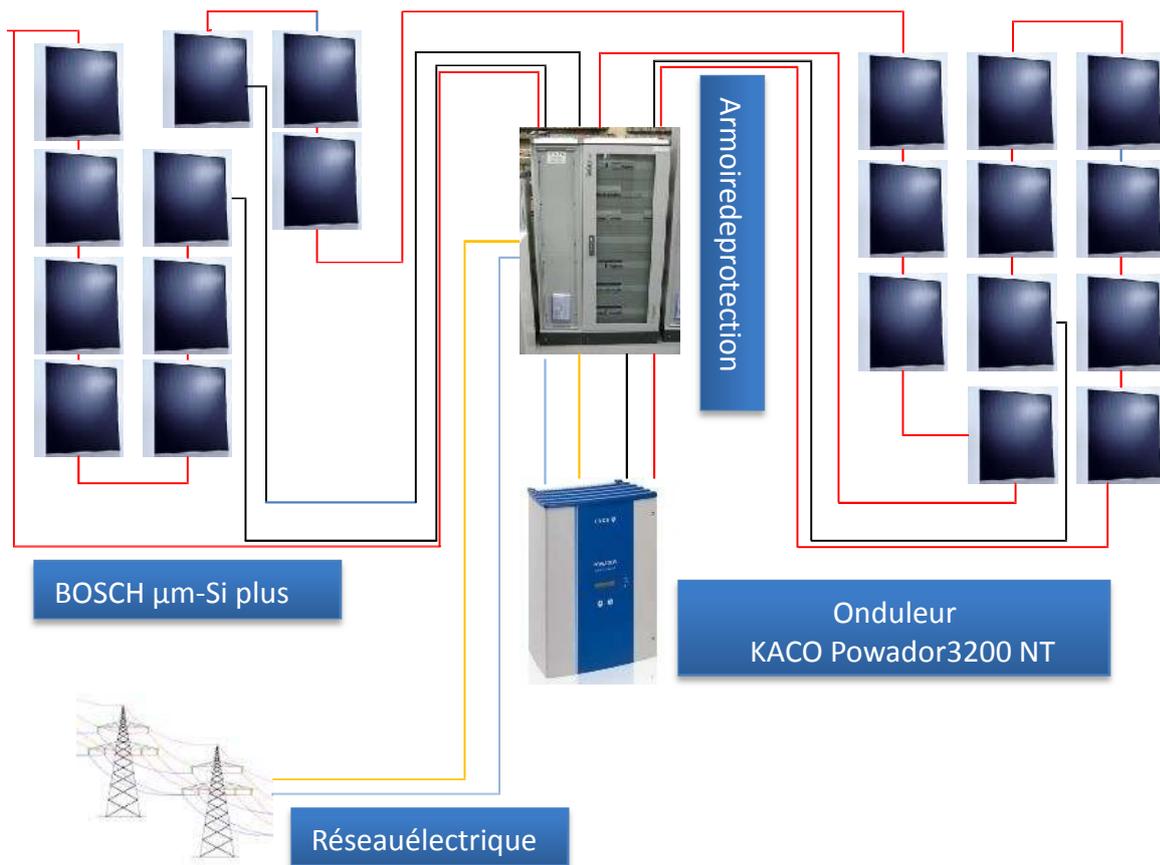


Figure 3.3 : Schéma de l'installation du Système02.

Les principales caractéristiques du module photovoltaïque BOSCH SOLAR type  $\mu\text{m-Si 110+}$  sont décrites dans le tableau 3.3 suivant:

Tableau 3.3 :

BOSCH $\mu\text{m-Si plus}$	symbole	
Type de cellule		Silicium microcristallin et amorphe
Puissance nominale	$P_{\text{max}}[\text{W}]$	110
Tension de circuit ouvert	$V_{\text{oc}}[\text{V}]$	133
Courant de court-circuit	$I_{\text{cc}}[\text{A}]$	1.4
Tension à la puissance maximale	$V_{\text{mpp}}[\text{V}]$	102
Courant à la puissance maximale	$I_{\text{mpp}}[\text{A}]$	1.08
Surface de module	$A_m[\text{m}^2]$	1.43

Les principales caractéristiques de l'onduleur KACO de type POWADOR 3200 sont décrites dans le tableau 3.4 ci-dessous:

Tableau 3.4.

Kaco powerone3200		
Tension d'entréeMax	$V_{in}$ [V]	700
Puissance d'entrée	$P_{dc}$ [w]	3200
Gamme de tension MPP d'entrée onduleur	$V_{dc}$ [V]	350-600
Puissance nominale	$P_{ac}$ [VA]	2600
Tension du réseau	$V_{ac}$ [V]	190-264
Fréquence nominale	$F$ [Hz]	50
rendement	$\eta_{ond}$ [%]	96.6
Nombre de string		3
Nombre de tracker MPP		1
Nombre de phases d'alimentation		1
Topologie		Sans transformateur

### III.2. Normes et définitions des paramètres:

Les performances d'un système photovoltaïque se font selon la norme IEC 61724 (1998). Cette norme décrit les lignes directrices générales concernant la surveillance et l'analyse de la performance électrique des systèmes photovoltaïques (PV). Certains paramètres sont mesurés et enregistrés par le système d'acquisition des données tandis que d'autres paramètres sont dérivés et serviront plus tard dans l'analyse des données (seuls ont été considérés les paramètres pertinents pour notre système).

Concernant les paramètres à mesurer dans le cas des deux centrales photovoltaïques objet de notre étude nous citerons d'abord les paramètres caractérisant le site à savoir l'éclairement global  $H$  et la température ambiante  $T_{am}$ . Pour le champ photovoltaïque il s'agit de la température des modules  $T_m$ , de la tension, du courant et de la puissance du champ en fin de la tension, le courant et la puissance injectés dans le réseau électrique. Les mesures doivent être enregistrées, et stockées dans un format ASCII spécifié.

Pour être comparables entre diverses installations et conformes aux simulations prévisionnelles, les performances d'une installation photovoltaïque doivent être caractérisées par rapport à l'irradiation globale sur tout le spectre, correspondant aux données météorologiques. En effet, seules les données météo peuvent servir de base de données standard, communes à tous les sites. Les différents paramètres mesurés dans le cas de notre étude sont consignés dans le tableau 3.5.

Tableau 3.5 : paramètres à mesurer en temps réel

Paramètres mesurés en temps réel	Symbole	Unité
<b>Météorologie</b>		
Éclairement total, dans le plan des modules	$G_I (Hv)$	$W * m^{-2}$
Température de l'air ambiant	$T_{am}$	$^{\circ}C$
Vitesse du vent	$S_W$	$m * s^{-1}$
<b>Champ de modules photovoltaïques</b>		
Tension en sortie	$V_{dc}$	V A
Courant en sortie	$I_{dc}$	kW
Puissance en sortie	$P_{dc}$	$^{\circ}C$
Température du module	$T_m$	
<b>Réseau électrique</b>		
Tension du réseau	$V_{ac}$	V A
Courant injecté dans le réseau	$I_{ac}$	kW
Puissance injectée dans le réseau	$P_{ac}$	

Différents paramètres dérivés liés à la performance énergétique du système peuvent être calculés à partir des données de surveillance enregistrées. Nous citerons les rendements respectivement du champ  $Y_A$  et du système photovoltaïque  $Y_f$ , les pertes  $L_c$  du champ PV et  $L_s$  du système photovoltaïque ainsi que le ratio de performance  $PR$  d'un système photovoltaïque. Nous donnons dans ce qui suit les définitions et les formules pour le calcul de ces paramètres qui nous permettent d'évaluer les performances des centrales photovoltaïques [25] objet de notre étude.

### 1. Le rendement du champ photovoltaïque $Y_A$ (Array Yield)

$$Y_A = E_{DC} / P_{PV, nominal}$$

Ce paramètre représente l'énergie quotidienne produite par le champ photovoltaïque ( $E_{DC}$ ) par kW de puissance installée. Les dimensions peuvent être réduites en [h/jour] que l'on peut

considérer comme étant le nombre d'heures pendant lequel le champ de modules devrait fonctionner à  $P_{PV}$  (puissance crête ou installée) afin de fournir la quantité d'énergie  $E_{DC}$ .

## 2. Le rendement final d'un système photovoltaïque $Y_f$ (Final Yield)

$$Y_f = E_{AC} / P_{PV, \text{ nominal}}$$

Ce paramètre est égal au nombre d'heures pendant lequel le générateur doit fonctionner à puissance nominale  $P_{PV}$  pour produire l'énergie quotidienne injectée dans le réseau  $E_{AC}$ .

## 3. Le rendement de référence d'un système photovoltaïque (Reference Yield)

$$Y_R = H_V / G_0$$

$Y_R$  est égal au nombre d'heures pendant lesquelles le soleil doit briller à un éclairement  $G_0 = 1 \text{ kW/m}^2$  pour fournir le rayonnement global journalier  $H_V$ .

## 4. Les pertes du champ photovoltaïque $L_c$ (Capture Losses)

$$L_c = Y_R - Y_A$$

Ce paramètre représente les pertes dues :

À des températures de modules supérieures à  $25^\circ\text{C}$ .

Au câblage, aux diodes série, aux faibles éclaircissements.

Aux ombrages partiels, à la couverture de neige, aux disparités entre modules (mismatch).

Aux erreurs de recherche du point de fonctionnement maximum (mppt errors), au mauvais fonctionnement d'un onduleur.

Aux erreurs de mesures de l'éclairement.

## 5. Les pertes des composants $L_s$ (System Losses)

$$L_s = Y_A - Y_f$$

Ce paramètre représente les pertes de conversion (DC-AC) de l'onduleur.

### 6. Le ratio de performance d'un système photovoltaïque PR

$$PR = Y_f / Y_R$$

Ce paramètre correspond au rapport entre l'énergie utile (délivrée au réseau) et l'énergie qu'aurait produit un système photovoltaïque parfait avec le même rayonnement et à une température module de 25°C. Ce rapport représente l'efficacité du système global par rapport à ce qu'on pourrait en attendre relativement à la puissance installée.

La relation entre les paramètres normalisés discutés ci-dessus est représentée sur la Figure 3.4.

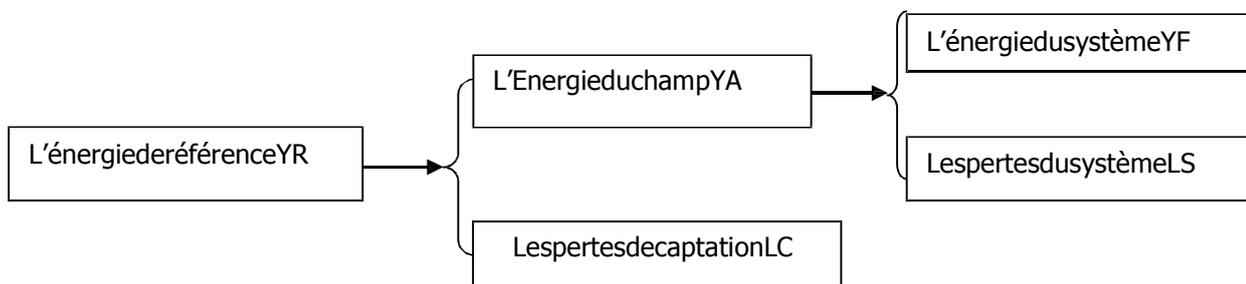


Fig. 3.4 : Représentation des relations entre les paramètres normalisés.

### III.3. Analyse des performances des deux systèmes PV étudiés.

#### III.3.1. Les données radiométriques:

L'énergie solaire moyennement mensuelle reçue sur le plan des modules PV (plan de façade de la salle de conférence) est mesurée par la station météorologique installée à l'UDES durant la période de Janvier à Mai 2016. La figure 3.5 montre l'évolution de cette quantité d'énergie solaire mensuelle qui varie d'une valeur min de 1.9 KWh/m<sup>2</sup> enregistrée en Janvier à une valeur max de l'ordre de 2.52 KWh/m<sup>2</sup> enregistrée au mois de Mars.

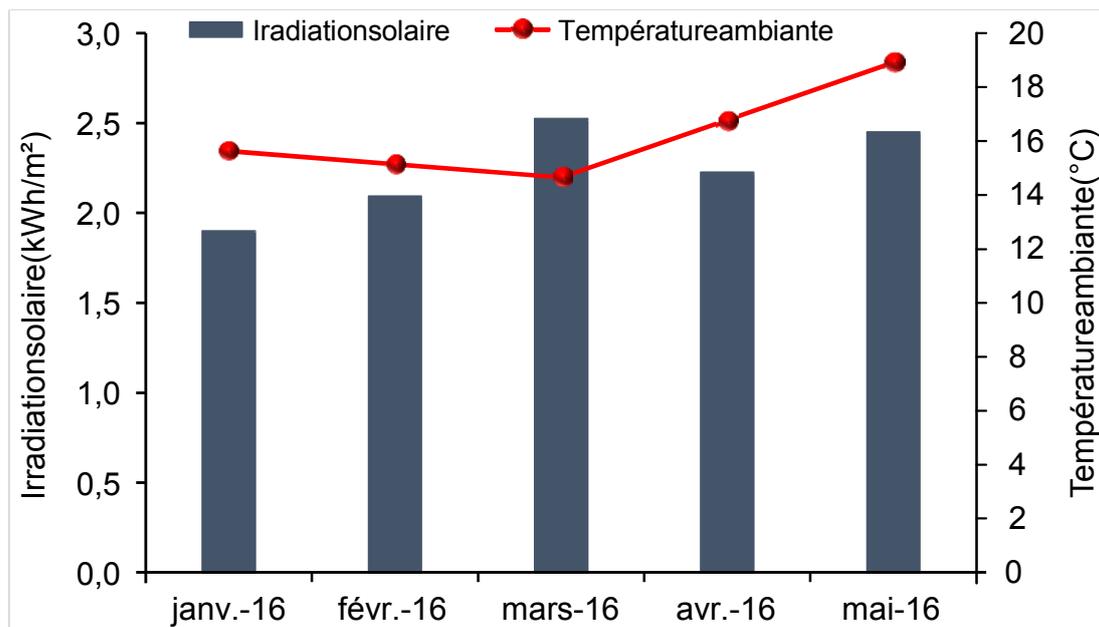


Fig.3.5 : Evolution de l'irradiation solaire moyenne mensuelle et de la température moyenne mensuelle durant la période janvier-mai 2016.

Cette variation de l'énergie solaire reçue sur le plan des modules était prévisible du fait de la trajectoire du soleil pendant cette saison. Le maximum serait atteint durant le mois de mars, i.e. début de la période du printemps (période propice pour les inclinaisons verticales).

La température moyenne mensuelle enregistrée durant cette période de monitoring varie d'une valeur min de l'ordre de 14,65°C atteinte en mois de Mars à une valeur max de 18,91°C enregistrée en mois de Mai.

Notons que les valeurs de températures mesurées au niveau du site de Bou-Ismaïl ne dépassent guère les 30°C caractérisant ainsi le climat d'un site marin.

### III.3.2. Comparatif des productions photovoltaïques des sous-systèmes:

La figure 3.6 affiche les énergies mensuelles générées par les deux sous-systèmes PV étudiés, ainsi que le rendement de ces systèmes. Sur cette figure toujours, on voit que le système PV à technologie silicium amorphe (a-Si) produit mieux que celui à technologie silicium micro-morphe ( $\mu\text{m-Si}$ ). Un maximum d'écart de l'ordre de 29 kWh est observé durant le mois de Mai. Le minimum d'écart est observé en mois de Février avec une valeur de 1,3 kWh.

Le rendement du système PV (a-Si) varie entre 4.69% (Mai) et 5.3% (Mars), tandis que

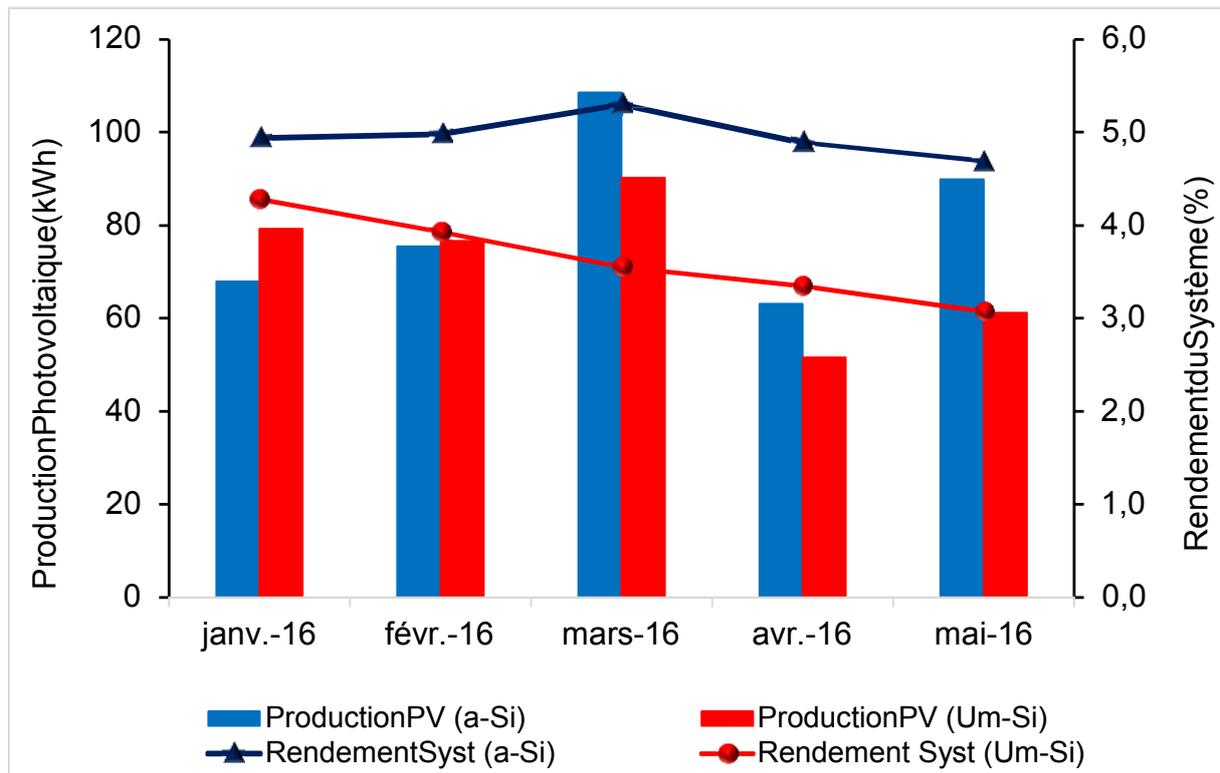


Figure.3.6 : La production et le rendement du système PV de technologie (a-Si)

pour le système PV ( $\mu\text{m-Si}$ ), le rendement s'étale de 3.07% (Mai) à 4.28% (Janvier). On notera également que le rendement du système PV à technologie (a-Si) présente une stabilité meilleure que celui du système PV à technologie ( $\mu\text{m-Si}$ ), la variation de son rendement est quasiment très faible, elle est de l'ordre de 1.5%, alors que celle du système PV à technologie ( $\mu\text{m-Si}$ ), elle est de l'ordre de 28%.

La production photovoltaïque totale durant cette période de monitoring est de 405 kWh pour le sous-système PV à technologie amorphe et pour le sous-système PV à technologie micro-morphe est légèrement inférieure et est de l'ordre de 356 kWh.

Il est à conclure que la production PV est étroitement liée à l'évolution de l'irradiation solaire. Généralement, avec l'augmentation de l'intensité de l'éclairage solaire on observe une augmentation du courant électrique généré par les modules PV. Cette incrémentation proportionnelle du courant électrique est due principalement au nombre de photons qui viennent frapper la surface des modules PV entraînant la génération d'un nombre très important de paires électron-trou. Par ailleurs, un effet négatif de la température du module PV est observé sur les performances du module PV en particulier et sur le système PV en général. Lorsque la température augmente, une faible augmentation du courant de court-circuit est observée, mais la tension en circuit ouvert diminue rapidement en raison de la dépendance exponentielle du courant de saturation de la température. La diminution de la tension en circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) avec l'augmentation de la température est provoquée par la bande interdite du semi-conducteur

intrinsèque qui se rétrécit avec l'augmentation de la température. Les raisons de l'augmentation du photocourant causées par l'augmentation de la température, pour un éclairement donné, sont la forte injection d'électrons de bande de valence à la bande de conduction d'un matériau semi-conducteur.

**III.3.3. Indicateurs de performances:  $Y_r$ ,  $Y_f$ , PR et FC: III.3.3.1. les rendements de référence et finaux du système PV:**

Les indicateurs de performance adéquats qui peuvent être utilisés pour définir la performance de la centrale PV globale à l'égard de la production d'énergie, les ressources solaires et l'effet global des pertes du système sont: le rendement final, le rendement de référence, le ratio de performance (PR), les pertes du système et les pertes de captation. Le rendement final normalise l'énergie produite par rapport à la taille du système. Par conséquent, il est un moyen pratique pour comparer les performances des systèmes photovoltaïques quelque soit leur taille. Il est exprimé en heures/jour.

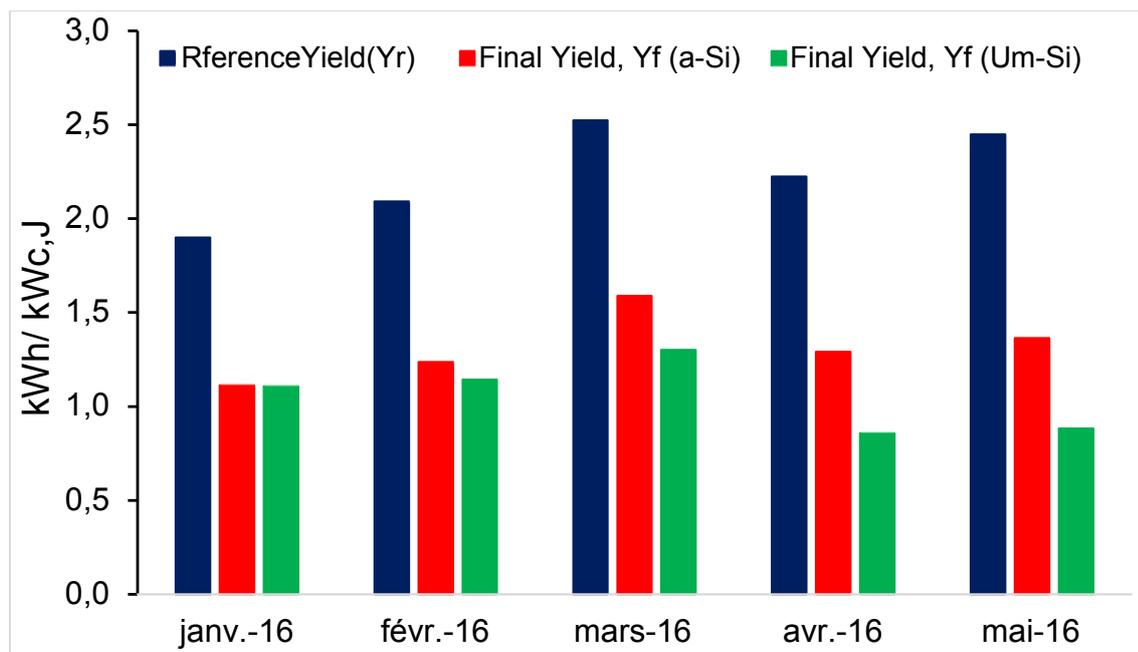


Fig. 3.7 : Rendements finaux  $Y_f$  des 02 systèmes PV comparés au rendement de référence  $Y_r$ .

Le rendement de référence, indicateur du nombre d'heures équivalent à  $1000 \text{ Wh/m}^2$  présente, pendant cette période de fonctionnement de la centrale PV (figure 3.7), une variation allant d'une valeur min de 1.9h/j enregistrée en mois de janvier à une valeur max de 2.5h/j observée au mois de mars.

Par ailleurs, le rendement final des 02 sous-systèmes photovoltaïques présente des valeurs différentes dépendant de chaque technologie. Pour le système PV à technologie Silicium amorphe, on enregistre

un rendement final variant entre 1.11h/j (janvier) et 1.6h/j (mars). Par contre pour la technologie Silicium micromorphe ce rendement présente un minimum observé de 0.86h/j en mois d'avril et un maximum de 1.3h/j enregistré en mois de mars.

On note également que le système à technologie Silicium amorphe présente les meilleures performances durant les mois de mars, avril et mai 2016. Pour les mois de janvier et février, les deux technologies s'alignent en produisant la même quantité d'énergie injectée dans le réseau.

### III.3.3.2. les pertes engendrées par captation (Lc) et par système (Ls).

Il existe plusieurs éléments qui génèrent des pertes dans les systèmes photovoltaïques. Les principales sources de pertes d'énergie sont divisées en deux catégories:

1. les pertes dans les modules solaires photovoltaïques et
2. les pertes dans les systèmes solaires photovoltaïques.

Les pertes de captation sont principalement dues à la caractéristique électrique de chaque module PV constituant le champ photovoltaïque, à l'inclinaison de ces modules par rapport à l'horizontale (souvent pris comme référence), à l'interconnexion de ces modules en modes série et parallèle.

Les pertes du système sont générées par le système de conversion DC/AC, ainsi que par les circuits de protection et de distribution de cette énergie du champ PV vers le convertisseur DC/AC.

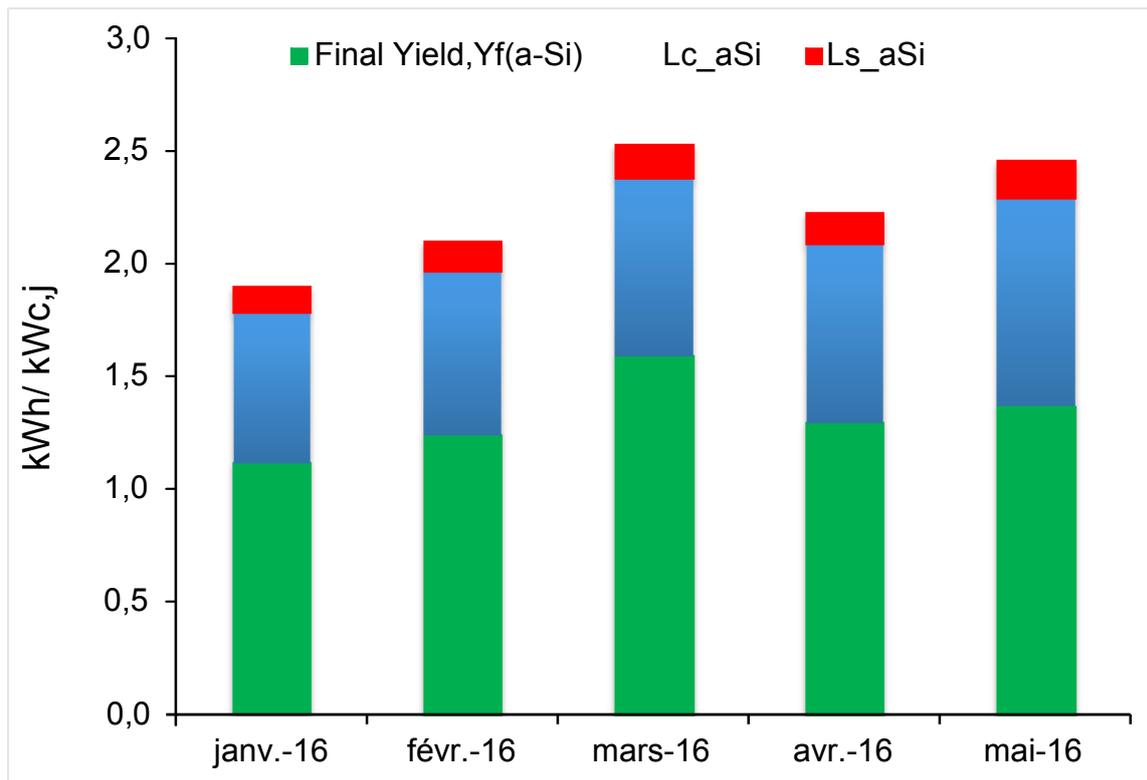


Fig. 3.8 : Les pertes de captation Lc et les pertes système Ls du système PV à technologie Silicium amorphe.

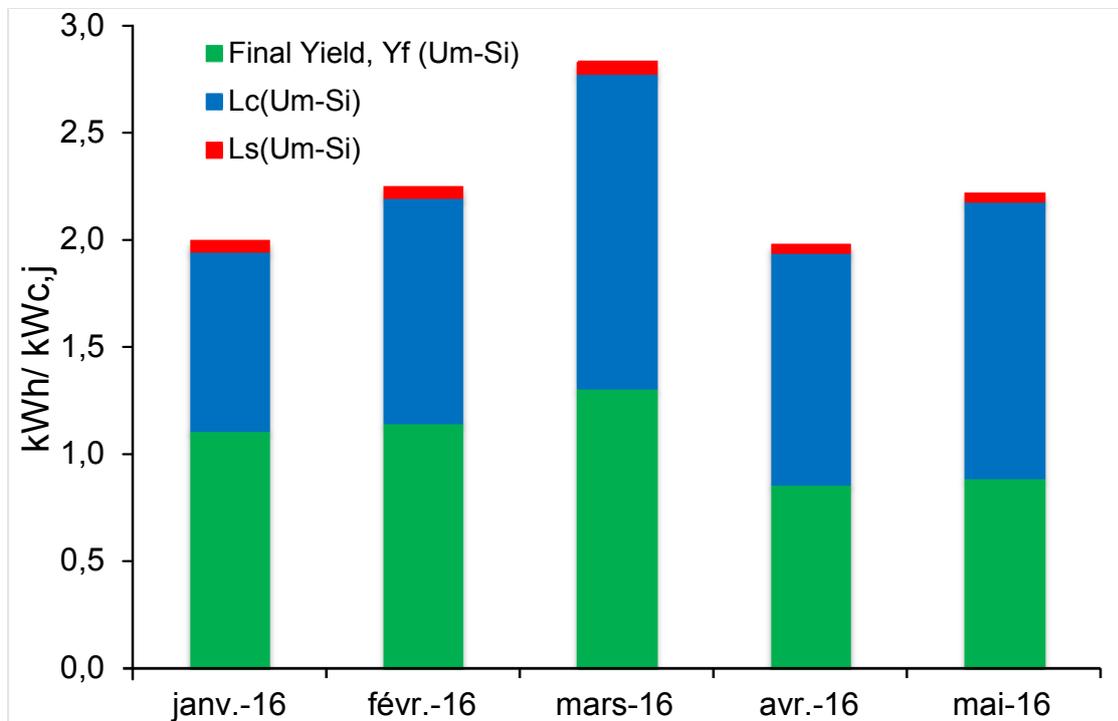


Fig. 3.9 : Les pertes de captation Lc et les pertes système Ls du système PV à technologie Silicium micro-morphe.

Pour le système PV à technologie silicium amorphe (figure 3.8), la production PV injectée dans le réseau enregistre un maximum de 1.6h/j en mois de mars avec des pertes relativement considérables. Cette relative hausse de ces pertes est essentiellement due à l'inclinaison (plan de façade) de ces modules PV non optimisée.

Par contre les pertes du système sont très faibles comparées à celles de captation.

En ce qui concerne le système PV à technologie silicium micro-morphe (figure 3.9), le constat est pratiquement le même que celui observé pour la technologie silicium amorphe, sauf que les pertes du système ( $\mu\text{m-Si}$ ) sont beaucoup plus faibles que celles occasionnées par le système (a-Si). Cette différence est principalement causée par le meilleur rendement de conversion DC/AC, de l'ordre de 96%, affiché par l'onduleur KACO du système PV à technologie ( $\mu\text{m-Si}$ ).

### III.3.3.3. Le ratio de performance PR et le facteur de Capacité CF :

Le Ratio de Performance PR mesure la capacité de la centrale à produire. Il ne quantifie pas une production annuelle mais un rendement qui reflète l'efficacité de la conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Le PR est utilisé à la réception de la centrale et pendant l'exploitation.

Le Ratio de Performances s'obtient en effectuant le rapport entre la production réelle et la production théorique, pendant une période de référence. La différence entre les productions théorique et réelle provient des pertes engendrées par les différents équipements de la centrale PV.

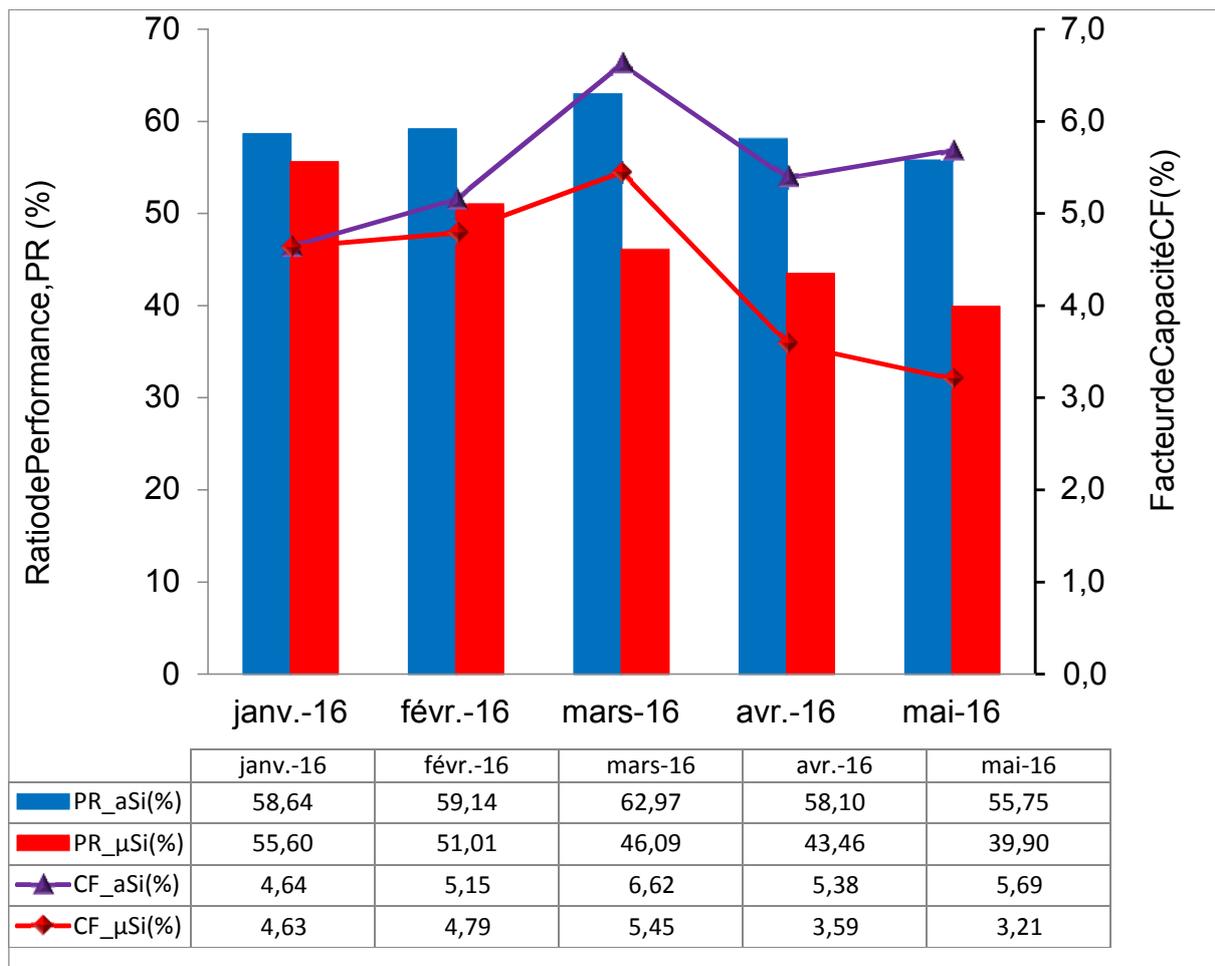


Fig. 3.10 : Le ratio de performance PR moyen mensuel des différents systèmes PV

Le ratio de performance moyen du système PV à technologie Silicium amorphe durant ces 05 mois de fonctionnement est très acceptable 59% (figure 3.8). Par contre le ratio de performance du système PV à technologie Silicium micro-morphe reste légèrement inférieur à la moyenne acceptable, de l'ordre de 47%, pour ce genre de systèmes montés en façade.

On note également que le sous-système à technologie Silicium amorphe présente une meilleure stabilité du point de vue productivité énergétique, profitant ainsi de la partie diffusée du rayonnement solaire durant la saison hivernale.

Le facteur de capacité CF a pour objet de représenter l'énergie électrique délivrée ou injectée dans le réseau électrique. Si le système délivre le maximum d'énergie installée et d'une manière continue, ce facteur serait égal à 1. Le facteur de capacité CF est défini comme étant le rapport entre l'énergie totale injectée dans le réseau et l'énergie correspondante à la puissance crête de la centrale PV toute entière 24h/24 et pendant toute la période du monitoring. Ce rapport est exprimé par la relation suivante:

$$CF = \frac{Y_F}{24 * nd} \frac{E_{AC,T}}{P_{PV,rated} * 3600}$$

Le facteur de capacité du sous-système à technologie Silicium amorphe est plus élevé que celui affiché par le système à technologie Silicium micro-morphe, il varie de 4.64% à 6.62% avec une moyenne de 5.5%. Les sous-système à silicium micro-morphe présente un facteur de capacité variant entre 3.21% et 5.45% présentant une valeur moyenne de 4.33%.

En tenant compte de la correction faite sur l'inclinaison, on a eu des facteurs de capacité qui auraient augmenté de 30% à 35% de leurs valeurs actuelles.

### Conclusion:

Cette étude a été menée sur deux sous-systèmes photovoltaïques de technologie de cellules solaires différentes (une à technologie Silicium amorphe et l'autre à technologie Silicium micro-morphe), les deux systèmes connaissent la même fluctuation de rayonnement solaire et de température. Cette étude a montré que le rendement final du système à technologie Silicium amorphe varie d'une inférieure de 1.11h/janvier à une valeur maximale de 1.6h/janvier de Mars. Le rendement final pour la centrale technologie Silicium micro-morphe varie d'une valeur inférieure de 0.86h/janvier à une valeur maximale de 1.3h / janvier de Mars. Le ratio de performance de la centrale (a-Si) varie de 55,75% à 62,97% et pour la centrale photovoltaïque (µm-Si), son PR varie de 39,9% à 55,6%. Les systèmes à technologie Silicium micro-morphe révèlent avoir des pertes de captation plus élevées par rapport au système à technologie Silicium amorphe.

## Conclusions Générales

La production d'électricité par conversion de la lumière à l'aide de cellules photovoltaïques connaît un essor fulgurant à l'aube du 21<sup>ème</sup> siècle avec un taux de croissance record de plus de 40% en 2000. De nouvelles approches technologiques seront toujours nécessaires afin de réaliser des cellules à faible coût et à haut rendement de conversion énergétique afin de permettre au photovoltaïque d'ici l'an 2014 d'atteindre le seuil de compétitivité des autres sources de production d'électricité.

Le travail effectué dans le cadre de Masternous a permis d'étudier et d'analyser le fonctionnement des systèmes photovoltaïques connectés au réseau. On a donc, commencé par définir sur les centrales photovoltaïques raccordées aux réseaux des multiples technologies associées aux constituants d'une chaîne photovoltaïque dans le but d'étudier le fonctionnement de ces systèmes.

Dans le chapitre 2, en avoir les différents travaux dans le domaine d'analyse des performances des systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux dans l'état de l'art. Ensuite nous présentons des couches minces de silicium solaire photovoltaïque, englobant amorphe, microcristallin et micro-morphes cellulaires solaires. Les cellules solaires amorphes et silicium hydrogéné représentent l'une des premières technologies commerciales viables et la plus ancienne technologie à couche mince sur le marché avec une position forte dans l'électronique grand public.

Cependant, cette technologie fait face aujourd'hui, à une concurrence très dure. D'autres technologies à couche mince et le gros-Si variété ont considérablement réduit les coûts grâce à un effort de réduction des coûts agressif et très efficace. Le problème majeur associé aux cellules solaires amorphes et silicium hydrogéné est relativement de faible rendement de conversion d'énergie.

Dans le chapitre III, nous avons présenté l'étude des performances du système PV installé à l'UNES et connecté au réseau électrique. Pour cela nous avons utilisé les méthodologies standardisées à base de coefficients normalisés. Les données enregistrées sur la période de monitoring étant de 05 mois de fonctionnement, s'étalant du 1<sup>er</sup> Janvier 2016 au 31 mai 2016, Les différents paramètres électriques et radiométriques sont enregistrés au pas de temps de 05 minutes. nous ont permis d'analyser le comportement de l'installation sur cette période. Ces constatations nous ont conduit à modifier deux fois les sensibilités en tension,

# REFERENCES

---

## Références bibliographiques

- [1] Daniel LINCOT, «La conversion photovoltaïque de l'énergie solaire», Découverte N°344-345, Janvier-Février 2007, France.
- [2] Luis Castaner et S. Santiago "Modelling of Systems" Université Polytechnique de Catalogne.
- [3] Florida Solar Energy Center. "Grid Connected Photovoltaic System Design Review and Approval". Operations Et Procedures». Version 5, August 2002.
- [4] Nedo "Solar cell manufacturing technology" n°11, 2000.
- [5] Koyo Thermo Systems. "Crystec Technology Trading GmbH. Matériel pour l'industrie du semi-conducteur". n°16, 2000.
- [6] Site Internet de Photowatt.
- [7] Catalogue commercial Siemens. 2001.
- [8] L.D. Partein "Solar Cells and Their Applications" Wiley, 1995.
- [9] M.A. Green "Solar Cells", University of New South Wales, Sydney, 1992.
- [10] M.A. Green, "Silicon solar cells" Centre for Photovoltaic Devices and Systems, University of New South Wales, Sydney, 1995.
- [11] Documentation commerciale. Neste.
- [12] BP Solar "Informations techniques sur le photovoltaïque". Décembre 2003. [www.apex.bpsolar.com](http://www.apex.bpsolar.com).
- [13] W. Durisch, D. Tille "Testing of small sinusoidal inverters for photovoltaic stand alone systems". IEEE Trans. on Pow. Elec., vol 5 n°2, pp 230-236, 1998.
- [14] W. Bower, S. Phillips, and F. Schalles "Performance and characteristics of inverters in remote and stand-alone applications", n° 64, pp 417-426, 1999.
- [15] G. Wrixon "Concerted action on PV system technology and coordination of PV systems development", Rapport n° 6 du projet Joule II référence 0120. Barcelone, Mai 1993.
- [16] H. Wilk, "Inverters for photovoltaic systems" Chap. 5 de "Photovoltaic systems" Edition Fraunhofer Institute für Solare Energiesysteme, Freiburg, Allemagne (1995).
- [17] E.J. Wildenbeest, S.W.H. de Haan et N.C. vanderBorg "Recent test results of 6 commercial inverters for grid connected PV systems". 1<sup>ière</sup> Conférence Mondiale sur la Conversion de l'Energie Solaire Photovoltaïque, 909, Hawaï, Etats-Unis, 1994.

# REFERENCES

---

- [18] H.Haeberlin,F.Kaeser,Ch.LieblandCh.Beutler "Resultof recentperformanceand reliability testsofthemostpopularinvertersforgridconnectedPVsystems in Switzerland"13ièmeCongrèsEuropéendel'EnergieSolairePhotovoltaïque,585,Nice, France,1995.
- [19]M.VisiersGuixot"Invertersfor largescale PVplants".Séminaire"Experiencesand perspectivesof largescalePVplants",organiséparlataskVIDel'AIE-Photovoltaics PowerSystems Program,Espagne, 1997.
- [20] Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme" 1000 Roofs measurement and analysisprogramme, Annuel Journals 1995 and 1996".
- [21] C.W.A.Baltus,J.A.Eikelboom,R.J.C.vanZolingen"Analyticalmonitoring oflosses in PV systems".XIVCongrèsEuropéendel'EnergieSolairePhotovoltaïque,1547, Barcelone, Espagne, 1997.
- [22]P.Schaub,A.Meremoud,O.Guisan "Evaluationofthedifferentlossesinvolvedin twophotovoltaicsystems"XIICongrèsEuropéendel'EnergieSolairePhotovoltaïque, 2270, Amsterdam, Holande, 1994.
- [23] W.Copppe,W.Maranda,Y.Nir,L. deGheselle, J.Nijs" Detailedcomparisonofthe inverteroperationoftwogrid-connectedPV demonstrationsystems inBelgium"XIII Congrès Européen del'Energie SolairePhotovoltaïque, 1881, Nice,France,1995.
- [24]R.Hotopp,B.Dietrich"Grid perturbationsinahousingestateinGermany with25 photovoltaicroofs".XIII CongrèsEuropéen del'EnergieSolairePhotovoltaïque,2289, Nice, France, 1995.
- [25] A.B. Maish and al. "Photovoltaics system reliability". XXVI Conférence des Spécialistes du Photovoltaïque deIEEE, Anaheim, Etats-Unis, 1997.
- [26]D.Schekulin, G. Schumm, "AC-modules-technology,characteristicsand operational experience".XIII CongrèsEuropéendel'Energie SolairePhotovoltaïque,1889,Nice, France, 1995.
- [27]D.Schekulin,A.Bleil,C.Binder,G.Schumm" Moduleintegratableinvertersinthe powerrangeof100-400W".XIICongrèsEuropéendel'EnergieSolairePhotovoltaïque, 1893, Nice, France, 1995.
- [28] H. Oldenkamp, I.J. de Jong, C.W.A. Baltus, S.A.M. Verhoeven, S. Elstegees "ReliabilityandacceleratedlifetestsoftheACmodulemountedOKE4inverter".XXV Conférencedes spécialistesdu photovoltaïque deIEEE, Washington, Etats-Unis, 1996.
- [29]G.Ebest,W.Hiller,U.Knorr,"Anewmethodandsystemforthesimulationof

# REFERENCES

---

modular inverters in solar façades". XXV Conférence des spécialistes du photovoltaïque de IEEE, Washington, Etats-Unis, 1996.

[30] M.E. Roop, M. Belgovic, and A. Rohatgi, "Prevention of islanding in grid-connected photovoltaic systems", *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 7, 39-59, 1999.

[31] He, W., Markvart, T., and Arnold, R., "Islanding of grid-connected PV generation; experimental result" *Proc. Of 2<sup>nd</sup> World Conference and exhibition PV Solar Energy Conversion*, Vienna, Austria-juillet 1998 pp2778-5.

[32] R.H. Wills, F.E. Strong, "The AC photovoltaic module", *Proc. of the 25th IEEE PVSC*, Washington DC, MAY 1996, pp 1062-5.

[33] Yann RIFFONNEAU, "Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecté au réseau", thèse de Doctorat, Université Joseph Fourier, 23/10/2009.

[34] J. Meier, S. Dubail, R. Flückiger, D. Fischer, H. Keppner and A. Shah: Intrinsic microcrystalline silicon ( $\mu\text{-Si:H}$ ) – a promising new thin film solar cell material. *Proceedings of the 1st WCPEC*, Vol. 1, Hawaii, USA, pp. 409–412, 1994.

[35] B. Decker, U. Jahn "Performance of 170 grid connected PV plants in Northern Germany—Analysis of yields and optimization potentials" *Solar Energy Volume 59*, Issues 4–6, April–June 1997, Pages 127-133 *Selected Proceedings of ISES 1995: Solar World Congress. Part IV*

[36] S.M. Pietruszko, M. Gradzki "Performance of a grid connected small PV system in Poland" *Applied Energy, Volume 74*, Issues 1–2, January–February 2003, Pages 177–184 *Energex 2002 - New and Renewable Sources of Energy - Topic I*.

[37] H. Yang, G. Zheng, C. Lou, D. An, J. Burnett, "Grid-connected building-integrated photovoltaics: a Hong Kong case study", *Solar Energy Volume 76*, Issues January– March 2004, Pages 55–59 *Solar World Congress 2001*.

[38] Jung Hun So, Young Seok Jung, Gwon Jong Yu, Ju Yeop Choi, Jae Ho Choi "Performance results and analysis of 3 kW grid-connected PV systems", *Renewable Energy, Volume 32*, Issue 11, September 2007, Pages 1858–1872

[39] Mustafa E. Başoğlu, Abdulvehhap Kazdaloğlu, Tarık Erfidan, Mehmet Z. Bilgin, Bekir Çakır, "Performance analyzes of different photovoltaic module technologies under İzmit, Kocaeli climatic conditions" *journal homepage: www.elsevier.com/locate/rser Renewable and Sustainable Energy Reviews*.

# REFERENCES

---

[40]Brijesh Tripathi, Pankaj Yadav Siddharth Rathod, ManojKumar"Performance analysisand comparisonoftwo silicon material based photovoltaictechnologies under actual climatic conditions in WesternIndia"EnergyConversionand Management 80 (2015) 97–102.

[41]Christoph Ellert (2014) "Cellules solairesensilicium réaliséesen technologie« couchemince»"Développement depanneauxphotovoltaïques degrandetailleBulletin 3 / 2011".

[42] VitaliyAVRUTIN,NataliaIZYUMSKAYA, Hadis MORKOCAmorphous and micromorph Si solar cells: current status andoutlook"Department ofElectrical and ComputerEngineering, VirginiaCommonwealth University, Richmond, VA, USA