

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



UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES
Faculté de Technologie
Département d'Electrotechnique

Thèse présentée par :

BOUCHAKOUR SALIM

Pour l'obtention du diplôme de :

DOCTORAT en SCIENCES

Filière Electrotechnique

Spécialité : Commande électrique

Intitulé de la thèse :

CONTRIBUTION A L'ETUDE ET COMMANDE D'UN COUPLAGE DES SYSTEMES HYBRIDES (RESEAU ET PHOTOVOLTAÏQUE) POUR LA PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE

Présenté devant le jury composé de :

Dr. ABID Mohamed	Professeur (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Président
Dr. TAHOUR Ahmed	Professeur (Université de Mascara)	Rapporteur
Dr. SAYAH Houari	Professeur ((U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Co-encadreur
Dr. AISSAOUI Abdelghani	Professeur (Université de Bechar)	Examineur
Dr. BENTAALLAH Abderrahim	Maitre de conférences A (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Examineur
Dr. BENABDELLAH Mohamed Badreddine	Maitre de conférences A (USTO MB Oran)	Examineur

Soutenu le 18/10/2015



À mon épouse, Rym

À mon fils, Amir

À mes très chers parents

À mon très cher frère, Med Lamine

À Nadia, Houda et leurs enfants

À ma petite Sœur, Sorya

À ma belle famille

Je dédie ce travail

Remerciements

Avant tout, je remercie le bon dieu tout-puissant de m'avoir donné la foi, le courage et la patience d'accomplir ce modeste travail.

Les travaux de recherche présentés dans cette thèse ont été effectués au sein du laboratoire systèmes PV connectés au réseau, division énergie solaire photovoltaïque du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER).

Tout d'abord, j'adresse mes remerciements les plus sincères au Professeur Ahmed TAHOUR, mon directeur de thèse, pour son encadrement, ses conseils, sa confiance et ses encouragements.

Je tiens à remercier particulièrement le Professeur Houari SAYAH d'avoir accepté de codiriger ma thèse. Je le remercie également pour son soutien et son aide très importante au moment de la rédaction et la finalisation de cette thèse.

Je tiens à témoigner de leur disponibilité, leurs efforts à m'initier dans la recherche sur tous les plans, ce qui m'a permis d'acquérir une expérience très riche. Je leur exprime dans ces lignes le grand plaisir que j'ai eu à travailler avec eux.

Je tiens également à remercier les collègues du laboratoire de la centrale PV connectée au réseau du CDER, qui ont contribué à la réussite de ce travail. Je remercie Kamel ABDELADIM, Farida CHERFA, Bilal TAGHEZOUIT, et Karim KERKOUCHE pour leur aide déterminante, je voudrais également témoigner de leur disponibilité quant à mes sollicitations.

Je remercie le Maître de Conférences Aissa CHOUDER pour son encadrement, ses conseils et pour toutes les discussions qu'on a eues avant son départ.

J'adresse tous mes remerciements au Directeur de Recherche Amar HADJ-ARAB pour les moyens matériels mis à ma disposition et son appui pertinent dans ces travaux.

Je souhaite aussi remercier le Professeur Mohamed ABID pour avoir accepté de présider le jury, le Professeur Abdelghani AISSAOUI, le Maître de Conférences Abderrahim BENTAALLAH et le Maître de Conférences Mohamed Badreddine BENABDELLAH, membres du jury, pour avoir accepté d'évaluer mes travaux de thèse.

En dehors de l'aspect scientifique, ces années passées dans le cadre de cette thèse ont été également l'occasion de rencontres, d'échanges et de moments de convivialité ; je tiens à remercier tous ceux ayant contribué à cette bonne ambiance.

Mes remerciements vont aussi au Professeur Nouredine YASSAA Directeur du CDER, à l'ensemble du personnel du centre et tous mes amis : Med Boudia, Amine, Samy, Rahma, Samir, Amine Akbi, Redouane, Mustapha Chaabane, Salem, Reda, Nouredine, Lakhdar, Amine Guet, Jawad et Mrizek.

Je tiens également à remercier l'équipe enseignante du Département d'Electrotechnique et les chercheurs du Laboratoire de Recherche ICEPS (Intelligent Control & Electrical Power Systems) de la Faculté de Technologie, Université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbes.

Enfin, pour la patience, le soutien et la compréhension qu'elle m'a témoigné tout au long de ce travail, je remercie Rym, mon épouse. Ce mémoire lui est dédié.

NOMENCLATURE

Acronymes

AC : courant alternatif
AECI : Agence Espagnole de Coopération Internationale
AM0: spectre solaire global
AM : spectre hors atmosphère.
AM1 : spectre au niveau de la mer aux conditions standard
BT : basse tension
BIPV : PV intégré au bâtiment
CC : cycle combiné
CDER : centre de développement des énergies renouvelables
CREG : commission de régulation de l'électricité et du gaz
CSP : centrale solaire à concentration (Concentration Solar Power)
DC : courant continu
DLR : German Aerospace Center
DPC : commande directe de puissance
EnR : énergie renouvelable
EnRs : énergies renouvelables
f.e.m: force électromotrice
FP: facteur de puissance
FPU: facteur de puissance unitaire
GPV : générateur photovoltaïque
HT : haute tension
L-M : Levemberg-Marquardt
LabVIEW : Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench
LRCM : Linear Reoriented Coordinates Method
MLI : modulation de largeur d'impulsions
MPPT : poursuite du point de puissance maximal
MPP : point de puissance maximale
MT : moyenne tension
NOCT : température de fonctionnement nominale de la cellule
PVPM : Peak Power Measuring Device (PVPM2540C)
P&O : Perturb and Observ
PCC : point de connexion commun
PV : photovoltaïque
REN'21 : Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
STC : Standard Test Conditions (1000 W/m², 25°C et AM1,5)
THD: taux de distorsion harmonique
TRMS: True Root Mean Square

Symboles

I: courant

Nomenclature

I_L : courant traversant l'inductance
 I_{C1} : courant traversant la capacité d'entrée du hacheur
 I_{C2} : courant traversant la capacité de sortie du hacheur
 i_L : vecteur courant de ligne
 $i_{a,b,c}$: courants des trois phases du réseau
 I_{sc} : courant de court-circuit
 I_{op} : courant optimal
 I_{sc_x} : courant de court-circuit sous conditions météorologiques variables
 I_{sc_ref} : courant de court-circuit sous les conditions STC
 I_{mpp_ref} : courant au point de puissance max sous les conditions STC
 V : tension
 V_i : tension d'entrée du hacheur
 V_o : tension de sortie du hacheur
 V_{dc} : tension continue
 V_L : tension aux bornes de l'inductance
 $v_{a,b,c}$: tensions simples du réseau
 $v_{an,bn,cn}$: tensions du convertisseur triphasé
 V_{oc} : tension en circuit ouvert
 V_{op} : tension optimale
 V_{oc_x} : tension en circuit ouvert sous conditions météorologiques variables
 V_{oc_max} : tension en circuit ouvert à 25 °C et plus de 1200 W/m²
 V_{oc_ref} : tension en circuit ouvert sous les conditions STC
 V_{mpp_ref} : tension au point de puissance max sous les conditions STC
 V_{mpp} : tension au point de puissance max
 V_{dco} : tension d'entrée DC maximale, correspondante à P_{aco}
 $V_{dc_{mes}}$: tension continue mesurée
 U_L : vecteur tension du réseau
 U_S : vecteur tension du convertisseur DC-AC
 $e_{a,b,c}$: force électromotrice
 P : puissance active
 Q : puissance réactive
 S : Puissance apparente
 P_n : puissance nominale
 P_{max} : puissance maximale
 P_{dc} : puissance continue
 P_{ac} : puissance alternative
 P_{ac} : puissance de sortie AC de l'onduleur
 P_{dc} : puissance d'entrée DC de l'onduleur
 P_{aco} : puissance de sortie AC maximale de l'onduleur en condition nominale
 P_{dco} : puissance d'entrée DC maximale, correspondante à P_{aco}
 P_{so} : puissance d'entrée DC nécessaire au démarrage ou l'autoconsommation de l'onduleur
 $P_{ac_{mes}}$: puissance alternative mesurée
 $P_{ac_{est}}$: puissance alternative estimée
 $P_{dc_{mes}}$: puissance continue mesurée

\hat{p} : puissance active instantanée
 \hat{q} : puissance réactive instantanée
 E_i : irradiation solaire
 E_{in} : irradiation solaire nominale
 E_{inc_cp} : irradiation solaire inclinée sur champ PV mesurée par cellule de référence
 E_{inc_pyr} : irradiation solaire inclinée sur champ PV mesurée par pyranomètre
 E_{hrz_pyr} : irradiation solaire horizontale mesurée par pyranomètre
 T : température ambiante
 T_n : température nominale
 T_{cell} : température de fonctionnement du module PV
 Y_r : productivité de référence
 Y_a : productivité du générateur PV
 Y_f : productivité finale
 PR : indice de performance
 L_s : pertes du système
 L_c : pertes de captation du générateur PV
 L_{ct} : pertes de capture thermiques
 L_{cm} : pertes diverses de capture
 n_s : nombre de cellules PV identiques connectées en série
 n_p : nombre de cellules PV identiques connectées en parallèle
 s : nombre de modules PV, avec les mêmes caractéristiques électriques, connectés en série
 p : nombre de modules PV, avec les mêmes caractéristiques électriques, connectés en parallèle
 t : temps
 f : fréquence
 w : fréquence angulaire
 f_c : fréquence d'échantillonnage
 T : période de commutation
 D : rapport cyclique du hacheur
 $S_{a,b,c}$: états de commutation des interrupteurs du convertisseur triphasé DC-AC
 S_p : erreur numérique de la puissance active instantanée
 S_q : erreur numérique de la puissance réactive instantanée
Sect : secteur dans le plan (α _ β)
 R : résistance
 L : inductance
 R_i : résistance interne du module PV
 R_{mpp} : résistance optimale interne du module PV
 b : constante de la caractéristique I-V
 TC_v : coefficient de température de V_{oc}
 TC_i : coefficient de température de I_{sc}
 $C_{o,1,2,3}$: coefficient de l'onduleur
 C_1 : capacité d'entrée du hacheur
 C_2 : capacité de sortie du hacheur

$\cos\varphi$: facteur de puissance

η : rendement

Indices inférieurs

a, b, c : phases du système triphasé

d, q : composantes directe et quadrature

α, β : composantes alpha et beta

op : optimum

ap : approxima

max : maximum

n : nombre

m : amplitude

ref : référence

max : maximum

min : minimum

Unités de mesure

A : ampère

V : volt

W : puissance (watt)

Wh : énergie (wattheure)

VA : volt Ampère

VAR : volt ampère réactif

W_c : puissance maximale sous les conditions de tests standards

Tep : tonne d'équivalent pétrole

Hz : hertz

km : kilomètre

$^{\circ}\text{C}$: degré Celsius

Ω : ohm

μF : microfarad

mH : millihenry

s : seconde

kg : kilogramme

Wh/an : énergie moyenne reçu par an

Wh/m² : énergie reçu par unité de surface

W/m² : puissance reçu par unité de surface

Wh/m²/an : énergie moyenne annuelle reçu par unité de surface

W/m² : puissance par unité de surface

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE	01
-----------------------------	----

CHAPITRE I : Etat de l'art des systèmes photovoltaïques	05
1.1 Contexte énergétique.....	07
1.2 Energie solaire	11
1.3 Potentiel solaire en Algérie	13
1.4 Principe du photovoltaïque	14
1.5 Matériaux pour le photovoltaïque	15
1.5.1 Les couches minces	16
1.5.2 Les multi-jonctions ou jonctions tandem	17
1.5.3 Les matériaux organiques.....	18
1.5.4 Le silicium cristallin.....	18
1.6 Module photovoltaïque	18
1.6.1 La mise en parallèle / série	18
1.6.2 La conception d'un module PV	19
1.6.3 La diode by-pass.....	20
1.6.4 La sécurité contre-courant	20
1.6.5 Le fonctionnement à puissance maximale.....	21
1.6.6 Le mismatch	21
1.6.7 Le rendement et l'efficacité des modules PV	22
1.7 Onduleur photovoltaïque.....	23
1.7.1 Le rendement des onduleurs PV	23
1.7.2 Les structures isolées en haute et en basse fréquence	24
1.7.3 L'association onduleur – Générateur PV	25
1.8 Impact des installations PV sur le réseau.....	26
1.8.1 L'élévation et fluctuation locale du niveau de tension	26
1.8.2 La surtension temporaire	26
1.8.3 Les harmoniques de courant.....	26
1.8.4 L'injection du courant continu	26
1.8.5 La contribution aux courants de court-circuit	27
1.8.6 Les courants de fuite.....	27

1.8.7 Le déséquilibre entre phases.....	27
1.9 Issues des installations PV connectées au réseau.....	27
Bibliographie.....	29

CHAPITRE II : Modélisation comportementale d'un système PV

connecté au réseau.....	32
2.1 Introduction.....	35
2.2 Systèmes PV connectés au réseau.....	35
2.2.1 Description d'un système PV connecté au réseau.....	36
2.2.2 Description du système PV connecté au réseau du CDER.....	37
2.3 Modélisation comportementale du module photovoltaïque.....	39
2.3.1 Exigences particulières pour la fiche technique du module PV.....	40
2.3.2 Modèle du module PV.....	40
2.3.3 Constante de la caractéristique I-V.....	43
2.3.4 Simulation du module PV.....	44
2.3.5 Validation expérimentale du modèle du module PV.....	45
2.4 Modélisation comportementale du champ photovoltaïque.....	49
2.4.1 Poursuite du point de puissance maximum.....	49
2.4.2. Validation expérimentale du modèle du champ PV.....	52
2.5 Modélisation comportementale de l'onduleur PV.....	56
2.5.1 Modèle de l'onduleur.....	56
2.5.2 Définition des paramètres de performances de l'onduleur PV.....	57
2.5.3 Comparaison des résultats mesurés et estimés.....	58
2.5.4 Identification des paramètres du modèle.....	60
2.6 Modèle comportementale du système PV du CDER.....	62
2.7 Monitoring du système PV du CDER.....	64
2.8 Paramètres de performances du système PV du CDER.....	66
2.8.1 Définition des paramètres de performance.....	67
2.8.2 Monitoring des performances.....	67
2.8.3 Les pertes.....	68
2.8.4 Monitoring des pertes.....	69
2.9. Conclusion.....	71
Bibliographie.....	72

CHAPITRE III : Commandes d'un convertisseur DC/AC photovoltaïque	75
3.1 Introduction	78
3.2 Convertisseurs statiques pour le PV	78
3.2.1. Convertisseurs DC/DC	80
3.2.2 Convertisseurs DC/AC	82
3.3 Commande des convertisseurs statiques	88
3.3.1 Techniques de poursuite du point de puissance maximale MPPT	89
3.3.2 Commande Directe de Puissance (DPC).....	96
3.4 Simulation numérique.....	108
3.4.1 Conditions de simulation.....	108
3.4.2 Résultats et interprétations	110
3.5 Conclusion.....	114
Bibliographie.....	115
<hr/>	
CHAPITRE IV : Etude expérimentale de l'injection PV au Réseau BT du CDER ...	118
4.1. Introduction	121
4.2. Réseaux électriques en Algérie.....	122
4.3. Diversification de la production d'électricité en Algérie	124
4.3.1 Les tarifs de rachat de l'électricité d'origine renouvelable > 1MW.....	124
4.4. Présentation du projet système PV connecté au réseau du CDER.....	126
4.5. Etude expérimentale de l'onduleur PV	128
4.5.1 La Description de l'onduleur monophasé FRONIUS IG30	129
4.5.2 L'Analyse expérimentale comparative.....	131
4.5.3 L'Analyse des échanges des puissances d'un onduleur avec le réseau.....	137
4.6. Etude expérimentale du réseau au PCC	141
4.6.1. L'Interprétation des résultats sans le système PV	142
4.6.2. L'Interprétation des résultats avec le système PV.....	146
4.7. Conclusion.....	150
Bibliographie.....	151
<hr/>	
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES.....	152
ANNEXES.....	155
PUBLICATIONS	176

Introduction générale

L'énergie renouvelable (EnR) a été considérablement déployée durant la dernière décennie. Le développement de cette technologie est rapide, particulièrement dans le domaine de la production de l'énergie électrique.

Aujourd'hui, les technologies EnRs sont considérées non seulement comme un moyen d'assurer la sécurité énergétique et la lutte contre les changements climatiques. Mais, aussi comme un investissement qui peut garantir des avantages économiques directes et indirectes par la réduction de l'importation énergétique, la qualité de l'air et la sûreté, l'accès à l'énergie, le développement économique et la création d'emploi.

La baisse des coûts de production des modules photovoltaïques ont également joué un rôle important dans le déploiement des EnRs au cours des dernières années. Plusieurs technologies d'énergies renouvelables sont aujourd'hui compétitives avec les technologies conventionnelles de production, sans prendre en considération l'environnement et d'autres aspects.

La croissance mondiale dans les marchés des énergies a conduit à une augmentation significative du nombre et de la taille des fabricants, le nombre d'emplois dans les technologies EnRs, et l'expansion dans des nouveaux marchés. Cela est particulièrement vrai pour les industries photovoltaïques et éoliennes, malgré la baisse des coûts. La Chine est devenue le leader mondial dans l'industrie et la capacité installée des EnRs.

Ajoutons à cela la libéralisation du marché de l'électricité. La loi n° 02-01 du 05 février 2002, a introduit des changements majeurs dans le domaine de la production d'énergie électrique en Algérie. Le programme national des EnRs, adopté par le gouvernement en février 2012 et mis à jour en février 2015, est la principale conséquence. Le programme prévoit 22 000 Mégawatt (MW) sur la période 2015- 2030, ce qui représenterait 27 % du mix énergétique globale algérien à l'horizon 2030. Dans cette nouvelle mouture, l'énergie solaire photovoltaïque se taille la plus grande part avec 13750 MW. Ce programme prévoit également l'installation de 5000 MW d'éolien, 2000 MW en CSP, 1000 MW en énergie de la biomasse, 15 MW en géothermie et 400 MW en co-génération.

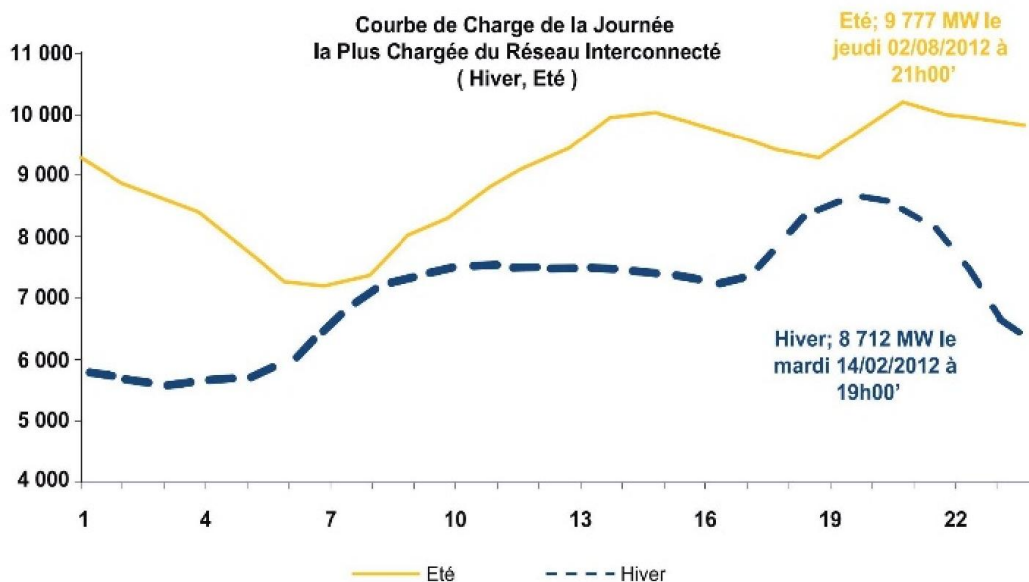
Une baisse des coûts de production des modules PV et une augmentation des prix des énergies conventionnelles sont attendues, ce qui va réduire le temps de retour sur investissement des installations PV.

L'habitant est très majoritairement connecté au réseau, le taux d'électrification en Algérie est plus de 99%. Selon les rapports publiés par l'APPRUE, la consommation électrique du secteur résidentiel a atteint 807 kTep, elle représente 38% de la consommation totale d'électricité. Ainsi, il représente le premier secteur grand consommateur d'énergie électrique au niveau national.

L'évolution de la production décentralisée d'origine renouvelable est de plus en plus envisagée dans les futurs réseaux intelligents. Cette solution devrait permettre l'intégration des EnRs dans le réseau de distribution dans les meilleures conditions techniques, économiques et de sécurité.

Parmi les moyens de production décentralisés prometteurs (micro éolien, micro hydraulique...), le photovoltaïque (PV) est aujourd'hui connu comme le plus approprié et le plus abouti à la production d'électricité d'origine renouvelable pour l'habitat.

Un des avantages propre du PV pour les pays chauds est la coïncidence entre la production solaire PV maximale en été pendant la journée avec le pic de consommation. En effet, la production d'électricité PV est maximale autour de midi en été (voir la courbe de charge ci-dessous). C'est à ce moment que la courbe de charge annuelle marque elle aussi une pointe, en raison des nombreux appareils et systèmes de climatisation mis en marche. Cette demande ponctuelle se traduit par un pic de consommation qui nécessite souvent le démarrage de centrales thermiques coûteuses. L'intégration à grande échelle des systèmes PV connectés au réseau de distribution permet de réduire l'appel aux énergies fossiles (réduire la production et le transport).



*Source : bulletin statistique des sociétés énergétiques du Groupe
Sonelgaz 2013*

Le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) dispose d'un système PV connecté au réseau d'une puissance installée de 10 kW. C'est un projet pilote de démonstrations technologiques, d'étude de faisabilité et de tests d'équipements.

Dans ce contexte, nous avons réalisé un travail de recherche, pour tenter d'apporter une contribution scientifique pour le développement des systèmes PV connectés au réseau en Algérie. L'essentiel de ce mémoire est dédié à la modélisation comportementale, la commande des convertisseurs pour le PV et l'étude expérimentale du point de raccordement au réseau basse tension (BT). Les axes de travail développés sont tirés de ces difficultés :

- Le principal inconvénient des systèmes PV est la variabilité ou l'intermittence spatiale et temporelle de la production, bien qu'une meilleure prévision à court terme (et non pas à long terme) est nécessaire, aussi des modèles fiables pour prévoir la future puissance des installations PV est un enjeu important. En général, les modèles actuels

pour décrire le fonctionnement et les performances des systèmes PV sont plus liés à la physique, l'électronique et les semi-conducteurs qu'aux systèmes électriques. Pareillement, ces modèles nécessitent plusieurs paramètres non disponibles sur les fiches techniques fournies par les fabricants. En même temps, ces modèles peuvent être peu pratiques et trop complexes pour des tâches courantes dans les systèmes électriques, tels que le flux d'énergie, l'analyse harmonique, l'adaptation de la charge pour un transfert maximum de puissance de la source vers la charge, le monitoring...etc. Le développement d'un modèle comportemental des systèmes PV à un avantage important dans le suivi du système et ces équipements, la prévision de la production, la détection des pannes,... etc.

- Depuis le début de l'année 2009 en Allemagne, les installations PV importantes doivent prendre part à la gestion du réseau et fournir un nombre croissant de services réseau. Les spécialistes du secteur s'accordent tous sur la nécessité de ces mesures. La participation à la gestion du réseau constitue donc un élément important, car seul un réseau stable permettra un développement illimité des systèmes PV. Les onduleurs dotés d'une limitation de puissance automatique en cas de sur-fréquence favorisent sensiblement la stabilité de la fréquence du réseau lorsque l'énergie produite est supérieure à l'énergie consommée. Les onduleurs capables de fournir une puissance réactive contribuent à assurer une tension d'alimentation constante du réseau, mais peuvent également servir à la compensation des décalages de phase indésirables. Enfin, les fonctions de soutien dynamique du réseau interviennent en cas de dysfonctionnement de ce dernier, afin d'éviter ou au moins de limiter la propagation de la perturbation. C'est pourquoi, les travaux dans cet axe traitent le contrôle des convertisseurs statiques utilisés dans le PV. La modélisation et la commande des deux convertisseurs statiques utilisés pour l'adaptation du générateur PV au réseau seront détaillées. Le premier est un convertisseur DC/DC type hacheur élévateur, où nous proposons un nouvel algorithme de poursuite du point de puissance maximum du générateur PV. Le second est un convertisseur DC/AC triphasé à MLI (Modulation de Largeur d'Impulsions), contrôlé avec la commande directe de puissance (DPC). Cette stratégie permet un contrôle découplé des puissances active et réactive d'après une table de commutation, cette dernière est basée sur la puissance maximale disponible du générateur PV et le facteur de puissance.
- Le raccordement des systèmes PV au réseau de distribution peut avoir quelques impacts sur les réseaux électriques : impacts sur le changement des flux de puissance (bidirectionnel), sur le plan de tension, sur le plan de protection, sur la qualité de l'énergie, ...etc. D'un autre côté, les caractéristiques, le fonctionnement et les perturbations sur les réseaux de distribution peuvent influencer le fonctionnement des systèmes PV. La déconnexion des systèmes PV causée par un creux de tension en cas de défaut, est important par rapport à la charge maximale de la zone impactée, ces déconnexions pourraient provoquer un fort déséquilibre production/consommation. Pour cette raison, il est nécessaire d'étudier l'influence des systèmes PV dans le réseau de distribution. Dans cet axe on va étudier de façon expérimentale le point de connexion commun entre le réseau, la charge et le système PV du CDER.

Structure de la thèse

Cette thèse est structurée en quatre chapitres donnés comme suit :

Dans le premier chapitre, on va aborder l'état de l'art des systèmes PV connectés aux réseaux de distribution. En premier lieu, le contexte de l'énergie électrique en Algérie est donné, suivi de la compréhension de la ressource solaire et son potentiel en Algérie. En second lieu, un état de l'art, du point de vue technique et économique, des éléments et des équipements clés pour le PV sera exposé. L'avantage et les obstacles de ces systèmes seront présentés en fin de chapitre.

Dans le but d'un suivi et d'une évaluation réelle d'un système PV connecté au réseau, la modélisation comportementale d'un système PV en fonctionnement basée sur l'identification des paramètres sera développée dans le deuxième chapitre. Une validation expérimentale des modèles développés pour chaque partie du système sera effectuée, ensuite une évaluation hors et en temps réel du système de monitoring sera présentée.

Le troisième chapitre est consacré à la commande des convertisseurs dédiés aux systèmes PV. Une étude du convertisseur élévateur DC/DC et du convertisseur DC/AC triphasé à MLI sera menée, dans laquelle on présentera leurs principes de fonctionnement, modélisations et contrôles. Nous appliquerons deux nouvelles techniques de contrôles à savoir la méthode « Linear Reoriented Coordinates Method » (LRCM) et la DPC pour le hacheur et l'onduleur PV respectivement. En fin, la simulation de l'ensemble du système PV sera effectuée.

Dans le quatrième chapitre nous présenterons une étude expérimentale du point de connexion commun (PCC) entre le système PV, la charge et le réseau BT du CDER. Une observation des paramètres électriques sans et avec injection PV sera présentée grâce à la mise en place de plusieurs bancs de mesures.

CHAPITRE I

Etat de l'art des systèmes photovoltaïques

1.1 Contexte énergétique	07
1.2 Energie solaire	11
1.3 Potentiel solaire en Algérie	13
1.4 Principe du photovoltaïque	14
1.5 Matériaux pour le photovoltaïque	15
1.5.1 Les couches minces	16
1.5.2 Les multi-jonctions ou jonctions tandem	17
1.5.3 Les matériaux organiques	18
1.5.4 Le silicium cristallin	18
1.6 Module photovoltaïque	18
1.6.1 La mise en parallèle / série	18
1.6.2 La conception d'un module PV	19
1.6.3 La diode by-pass	20
1.6.4 La sécurité contre-courant	20
1.6.5 Le fonctionnement à puissance maximale	21
1.6.6 Le mismatch	21
1.6.7 Le rendement et l'efficacité des modules PV	22
1.7 Onduleur photovoltaïque	23
1.7.1 Le rendement des onduleurs PV	23
1.7.2 Les structures isolées en haute et en basse fréquence	24
1.7.3 L'association onduleur – Générateur PV	25
1.8 Impact des installations PV sur le réseau	26
1.8.1 L'élévation et fluctuation locale du niveau de tension	26
1.8.2 La surtension temporaire	26
1.8.3 Les harmoniques de courant	26
1.8.4 L'injection du courant continu	26
1.8.5 La contribution aux courants de court-circuit	27
1.8.6 Les courants de fuite	27
1.8.7 Le déséquilibre entre phases	27
1.9 Issues des installations PV connectées au réseau	27
Bibliographie	29

Liste des Figures

Figure I.1. Principaux liens entre l'énergie et le développement	07
Figure I.2. Synthèse des flux énergétiques, année 2013	07
Figure I.3 Structure de la production d'énergie dérivée	08
Figure I.4. Structure de la production d'électricité	08
Figure I.5. Centrales électriques en construction et décidées sur la période 2014-2017	09
Figure I.6. Objectifs du programme Algérien des énergies renouvelables.....	11
Figure I.7. Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur le plan horizontal kWh/m ² /an	13
Figure I.8. Interaction photon semi-conducteur.....	14
Figure I.9. Energie de gap d'un semi-conducteur.....	14
Figure I.10. Schéma d'une jonction PN existant dans des cellules PV	15
Figure I.11. Caractéristique I-V d'une cellule PV	15
Figure I.12. Parts de marché mondial des différentes technologies PV utilisées	16
Figure I.13. Evolution du rendement de différentes technologies des cellules PV entre 1975 et 2015 [16].....	16
Figure I.14. Schéma de principe d'une cellule à base de silicium amorphe (a-Si) et comparaison avec une cellule en silicium cristallin.....	17
Figure I.15. Caractéristique I-V résultant d'un groupement de cellules identiques	19
Figure I.16. Schéma d'un module PV.....	20
Figure I.17. Rendement des modules PV selon le type de cellule et la variation de la température.....	23
Figure I.18. Rendement d'un onduleur PV selon le standard Européen.....	24
Figure I.19. Classement des onduleurs PV	24
Figure I.20. Structure générale d'un système PV connecté au réseau électrique	25
Figure I.21. Topologies des systèmes PV connectés à un réseau électrique	25

Liste des tableaux

Tableau I.1. Indicateurs de développement des EnRs dans le monde	10
Tableau I.2. Rendement des modules PV par rapport au type de la cellule et la surface requise.....	22

1.1 Contexte énergétique

L'accès à l'énergie est un pré requis au développement tant humain qu'économique. Il représente une composante clé pour répondre aux différents enjeux du développement (Figure I.1). L'accès à l'énergie est ainsi devenu une priorité des autorités publiques en Algérie. Le bilan énergétique national de l'année 2013 (Figure I.2), fait ressortir une augmentation des importations (+7,1% à 5,9Mtep), une baisse des exportations (-7,2%) et une croissance de la consommation nationale (+5,4%), avec une baisse de la production nationale (3,8% par rapport à 2012).

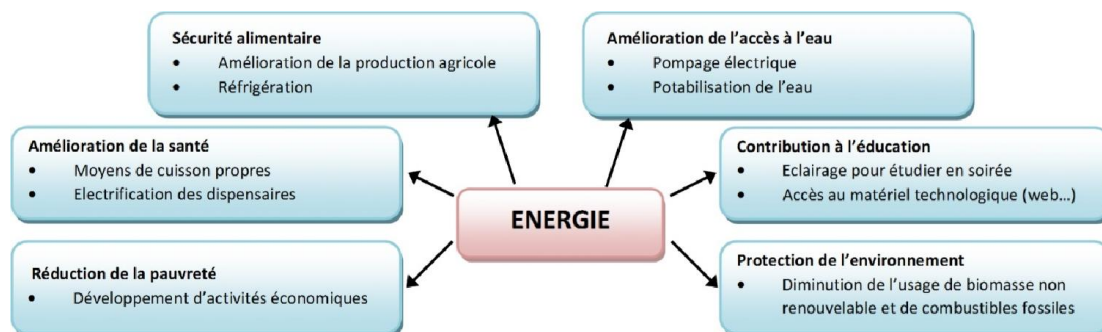


Figure I.1. Principaux liens entre l'énergie et le développement, [1]

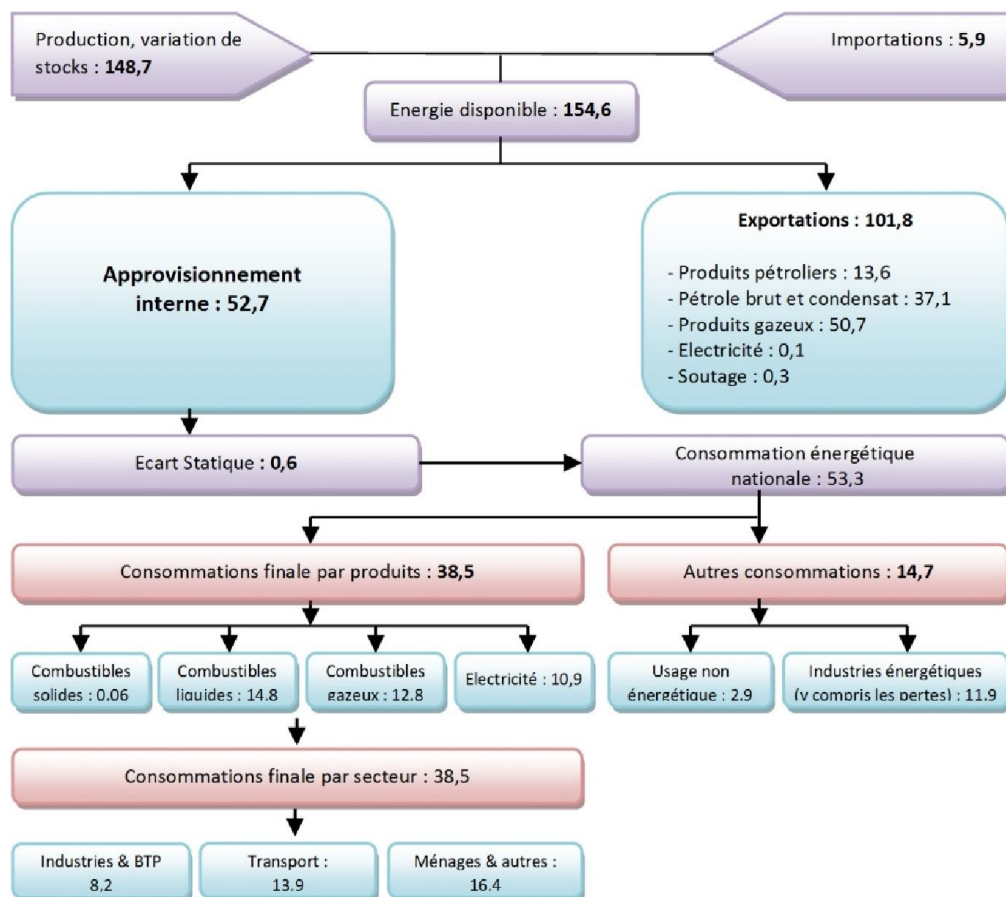


Figure I.2. Synthèse des flux énergétiques, année 2013 [2]

La production de l'électricité est un facteur essentiel au développement économique. L'augmentation de sa production est synonyme d'amélioration de la qualité de vie et de création de richesse. En Algérie, l'année 2014 s'est caractérisée par une satisfaction de la demande, aussi bien en termes de disponibilité de produits que de qualité de service. Ainsi, aucune contrainte en matière d'alimentation des systèmes électrique n'a été enregistrée en 2014, même aux endroits les plus isolés du pays. Ces performances reflètent les efforts d'investissement consentis pour le développement des capacités de production et des réseaux électriques, avec la mise en service de plusieurs ouvrages, postes et lignes [3]. La Figure I.3 donne la structure de l'énergie dérivée, qui reste dominée par les produits pétroliers avec 44%, suivi par l'énergie électrique avec 27,2%.

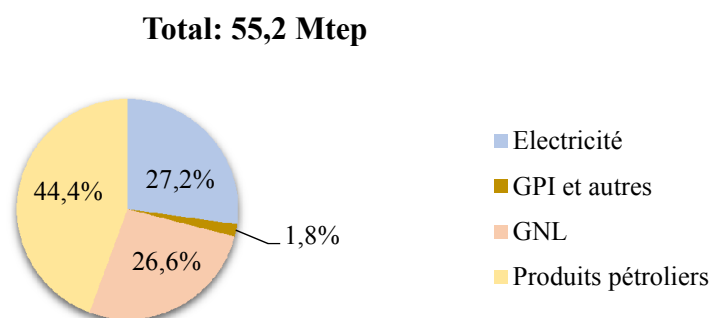


Figure I.3. Structure de la production d'énergie dérivée [2]

La production nationale d'électricité a atteint 63 TWh en 2014, contre 60 TWh en 2013, reflétant une croissance de 5%. Le secteur poursuit l'amélioration de l'accès à l'énergie pour l'ensemble de la population, un indice du développement humain, comme l'illustre l'évolution du nombre d'abonnés en 2014, atteignant 8,1 millions (+ 4%) pour l'électricité et de 4,2 millions (+ 7%) pour le gaz naturel, portant ainsi les taux de raccordement à 98% et 52,5% respectivement. La Figure I.4 donne la production nationale d'électricité, la technologie cycle combiné (CC) représente plus de 50% du parc de production.

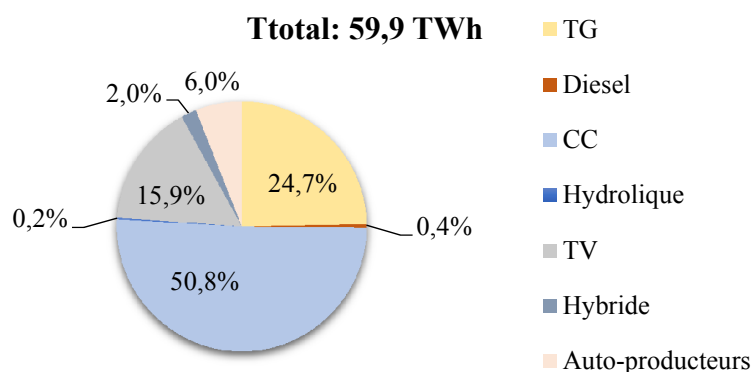


Figure I.4. Structure de la production d'électricité [2]

Pour répondre à l'évolution de la demande, la solution typique est de construire de nouvelles centrales de production d'électricité et plus de lignes de transmission, de transformateurs et de pôles pour distribuer l'énergie aux clients.

D'autre part, l'autre solution pour fournir cette énergie est l'utilisation des énergies renouvelables comme production d'énergie électrique décentralisée.

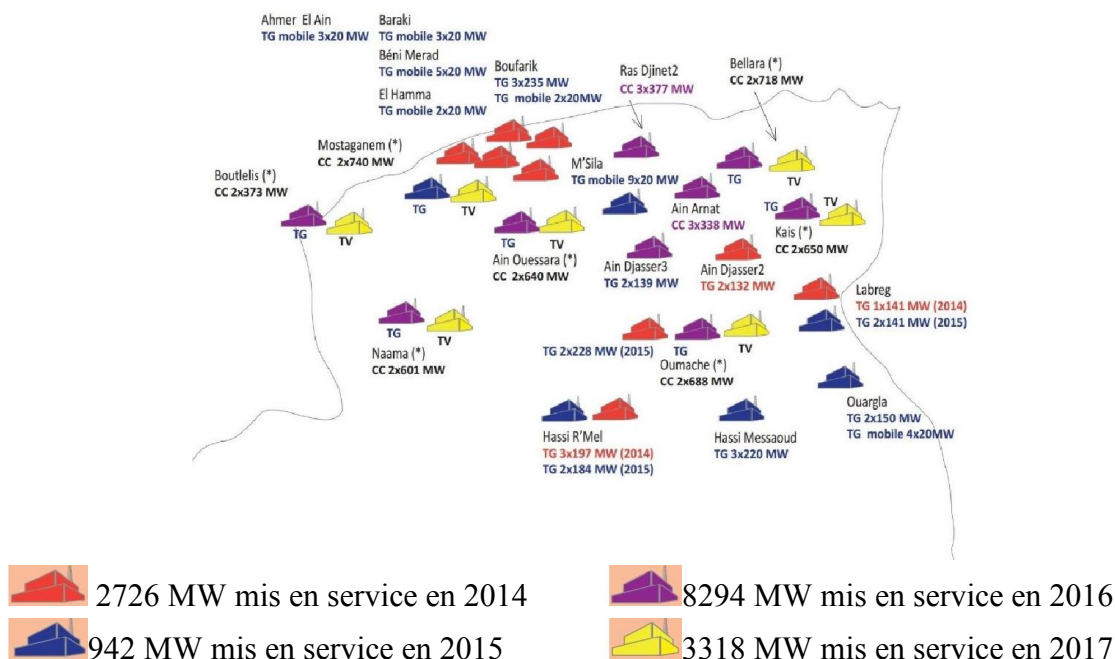


Figure I.5. Centrales électriques en construction et décidées sur la période 2014-2017, [3]

Le développement de la capacité de production nationale additionnelle en électricité prévue sur la période 2014-2024 devrait être de l'ordre de 28 582 MW (tous réseaux confondus) dont 19 682 MW décidés et 8 900 MW en projet (Figure I.5). Le montant global du programme est de 2 996 milliards de dinars, dont 44% pour les Energies Nouvelles et Renouvelables [3].

L'utilisation des EnRs est en augmentation selon les derniers rapports publiés par REN'21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), l'évolution des EnRs au cours de la dernière décennie (2004-2014) a dépassé toutes les attentes. La capacité d'EnRs électrique atteint un nouveau record avec une augmentation de 8,3% en 2013, Tableau I.1, elle représente plus de 56% des nouvelles capacités de production d'électricité au niveau mondial. Il a été estimé qu'en 2013, 6,5 millions de personnes ont, directement ou indirectement, travaillé dans le secteur des EnRs [4].

L'hydroélectricité a progressé de 4%, à environ 1.000 GW en 2013, ce qui représente près d'un tiers de la capacité en électricité renouvelable ajoutée cette année-là. Les autres énergies renouvelables électriques ont ensemble progressé de près de 17%, à 560 GW selon les estimations de REN'21.

La puissance installée de PV supplante, pour la première fois, celle en éolien à l'échelle mondiale. Malgré le recul des investissements internationaux dans l'énergie solaire PV de près de 22% par rapport à 2012, les installations de nouvelles capacités ont progressé de plus de 27%. Le marché de l'énergie solaire PV a connu une année record, ses ajouts atteignant près de 38 GW en 2013, pour un total d'environ 138 GW. La Chine a enregistré une croissance

spectaculaire en assurant près d'un tiers des capacités mondiales ajoutées, devant le Japon et les États-Unis.

La Chine, les États-Unis, le Brésil, le Canada et l'Allemagne restent aux premiers rangs des pays en matière de capacité installée totale pour les EnRs. La capacité d'EnRs de la Chine a, pour la 1^{er} fois, dépassé sa capacité en combustible fossile et sa capacité nucléaire.

Tableau I.1. Indicateurs de développement des EnRs dans le monde [4]

		2004	Fin 2013
Nouveaux investissements dans les EnRs (par an)	Milliards USD	39.5	214.4
Capacité installée			
Capacité globale installée	GW	3800	5800
Capacité EnR hors hydroélectricité	GW	85	560
Capacité EnR avec hydroélectricité	GW	800	1.560
Capacité hydraulique	GW	715	1.000
Capacité bioénergie	GW	39	88
Capacité géothermique	GW	8.9	12
Capacité solaire PV	GW	2.6	139
Capacité concentrateur solaire thermique (CSP)	GW	0.4	3.4
Capacité éolienne	GW	48	318
Capacité solaire à eau chaude/ à chaleur	GW _{th}	98	326
Production d'éthanol (par an)	Milliards de litres	28.5	87.2
Production de biodiesel (par an)	Milliards de litres	2.4	26.3
Total Biofuels (par an)	Milliards de litres	30.9	113.5
POLITIQUES			
Pays dotés d'objectifs officiels	#	48	144
Etats/ provinces/ pays dotés de stratégies inclusives	#	34	98
Etats/ provinces/ pays dotés de normes de portefeuille d'EnR. /de quotas	#	11	79
Etats/ provinces/ pays dotés de prescriptions sur les biocarburants	#	10	63

Source: Renewables 2014 Global Status Report

En Algérie, l'adoption du programme de développement des énergies renouvelables (EnRs) 2011-2030 par le Gouvernement en février 2011, place les EnRs au cœur des politiques énergétiques et économiques menées par l'Algérie.

Ce programme a connu une première phase (réalisation de projets pilotes et de tests des différentes technologies) qui a conduit à sa révision. La consistance du programme en énergie renouvelables à réaliser pour les besoins du marché national sur la période 2015-2030 est de 22 000 MW, dont plus de 4500 MW seront réalisés d'ici 2020.

La Figure I.6 montre la répartition de ce programme par filière technologique. La révision de ce programme porte ainsi, sur le développement du photovoltaïque (PV) et de l'éolien à grande échelle, sur l'introduction des filières de la biomasse (valorisation des déchets), de la

cogénération et de la géothermie, et également sur le report, à 2021, du développement du solaire thermique.

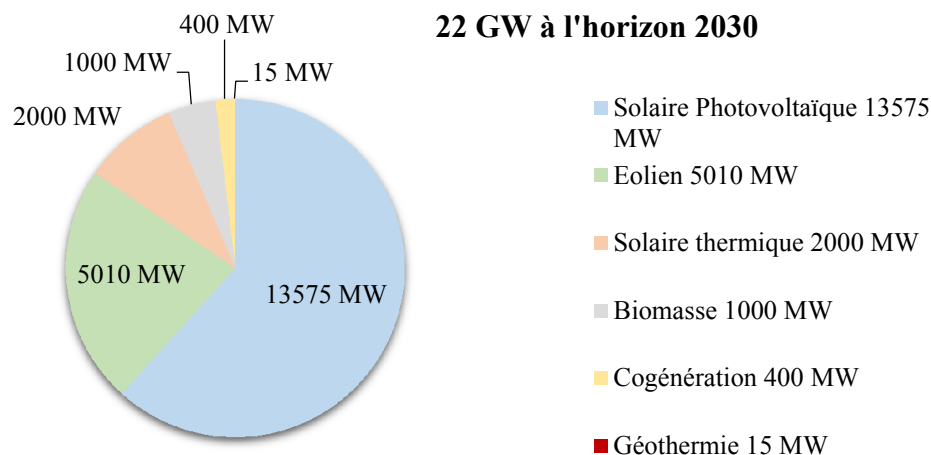


Figure I.6. Objectifs du programme Algérien des énergies renouvelables

L'énergie renouvelable décentralisée, comme les toits solaire PV et le petit éolien, peut fournir une nouvelle capacité sans la nécessité d'investir dans la capacité de transmission et de distribution, et ne peuvent donc pas être comparés directement avec des solutions renouvelables à grande échelle.

L'énergie verte la plus commune dans le monde et dans notre vie de tous les jours est l'énergie solaire. L'Algérie bénéficie d'une durée d'ensoleillement comprise entre 2800 et 3200 heures par an. L'énergie moyenne annuelle reçue s'élève à 2000 kWh / m². Le gisement solaire est donc très important et le potentiel en énergies renouvelables est considérable mais reste largement sous exploité.

Aujourd'hui l'énergie solaire est considérée comme étant une réelle ressource alternative d'énergie qui peut être utilisé pour la production de l'électricité dans le monde.

L'élément clé pour convertir l'énergie solaire en énergie électrique est le panneau solaire, aussi connu comme un panneau PV. Parfois, leur utilisation peut être plus pratique que les solutions classiques pour la production d'électricité. Un exemple : les panneaux PV peuvent fournir de l'énergie pour un équipement électronique à bord d'un satellite sur une longue période de temps, ce qui est un net avantage sur les piles. En outre, il est possible d'obtenir la puissance utile du soleil dans les applications terrestres en utilisant des panneaux solaires, même si l'atmosphère réduit l'intensité solaire. Pour de nombreux sites isolés, le coût d'un système PV est inférieur au coût de l'extension du réseau à cet endroit.

1.2 Energie solaire

Le soleil est une sphère gazeuse composée presque totalement d'hydrogène. Son diamètre est de 1 391 000 km (100 fois celui de la Terre), sa masse est de l'ordre de 2×10^{27} tonnes.

Toute l'énergie du Soleil provient de réactions thermonucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde 564.106 tonnes d'hydrogène en 560.10^6 tonnes d'Hélium, la

différence de 4 millions de tonnes est dissipée sous forme d'énergie, ce qui représente une énergie totale de 36.1022 kW. La Terre étant à une distance de 150.10^6 km du Soleil, elle reçoit une énergie de $1,8.10^{17}$ W.

L'éclairement est défini comme une puissance reçue par une surface, il s'exprime en W/m. L'irradiation est l'énergie reçue par une surface, Elle s'exprime en Wh/m².

La valeur du flux de rayonnement solaire reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (soit à environ 80 km d'altitude) varie au cours de l'année avec la distance Terre/Soleil. Sa valeur moyenne est appelée la constante solaire, elle vaut 1353 W.m⁻².

La part d'énergie reçue sur la surface de la terre dépend de l'épaisseur de l'atmosphère à traverser. Celle-ci est caractérisée par le nombre de masse d'air AM.

Le rayonnement qui atteint le niveau de la mer à midi dans un ciel clair est de 1000 W/m² et est décrit en tant que rayonnement de la masse d'air "1" (ou AM1). Lorsque le soleil se déplace plus bas dans le ciel, la lumière traverse une plus grande épaisseur d'air, perdant plus d'énergie. Puisque le soleil n'est au zénith que durant peu de temps, la masse d'air est donc plus grande en permanence et l'énergie disponible est donc inférieure à 1000 W/m².

Les scientifiques ont donné un nom au spectre standard de la lumière du soleil sur la surface de la terre : AM1.5G ou AM1.5D.

Le nombre "1.5" indique que le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1.5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith (correspondant à une inclinaison du soleil de 45° par rapport au zénith).

Le « G » représente le rayonnement "global" incluant le rayonnement direct et le rayonnement diffus et enfin la lettre « D » tient compte seulement du rayonnement direct.

Outre l'incidence de l'atmosphère, l'irradiation solaire dépend :

- de l'orientation et l'inclinaison de la surface,
- de la latitude du lieu et son degré de pollution,
- de la période de l'année,
- de l'instant considéré dans la journée,
- de la nature des couches nuageuses.

La combinaison de tous ces paramètres produit la variabilité dans l'espace et le temps de l'irradiation journalière. Des cartes météorologiques sont établies et nous renseignent sur l'irradiation moyenne par jour ou bien sur une année.

La meilleure inclinaison des panneaux solaires PV pour un usage à long terme est celle de la latitude de l'endroit où sont installés les capteurs (donc environ 36° en Algérie). Toutefois, ce sont souvent les dispositions constructives de l'habitation qui déterminent l'inclinaison.

Les constructeurs de panneaux solaires spécifient les performances de leur modules PV dans les conditions normalisées (STC : Standard Test Conditions) : un spectre AM1.5 sous un éclairage de 1000W/m² et une température de 25°C.

1.3 Potentiel solaire en Algérie

Selon sa situation géographique, l'Algérie détient l'un des plus forts potentiels solaires. En effet, suite à une évaluation par les satellites, le center aérospatiale Allemand (DLR), a conclu que l'Algérie a le potentiel solaire le plus important dans le bassin méditerranéen : 169440 TWh / an. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures par an et peut atteindre les 3900 heures dans les Hauts plateaux et le Sahara. L'énergie quotidienne obtenue sur une surface horizontale est d'environ 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, (Figure I.7), soit environ 1700 kWh / m² / an pour le Nord et 2263 kWh/m²/ an pour le Sud du pays [5-12]

La disponibilité en grande quantité du gisement solaire en Algérie signifie qu'il serait possible d'envisager l'énergie solaire comme une source potentielle d'énergie pour des applications différentes, comme les systèmes solaire PV ou à concentration thermique.

Cependant la connaissance du gisement solaire avant l'implémentation d'un système énergétique solaire est indispensable pour son dimensionnement.

Néanmoins, la mesure de l'ensoleillement global se limite à quelques stations à travers le territoire national, pour un pays tel que l'Algérie où il est nécessaire d'avoir plusieurs dizaines de stations assurant la mesure du rayonnement afin de pouvoir quantifier d'une manière objective le gisement solaire.

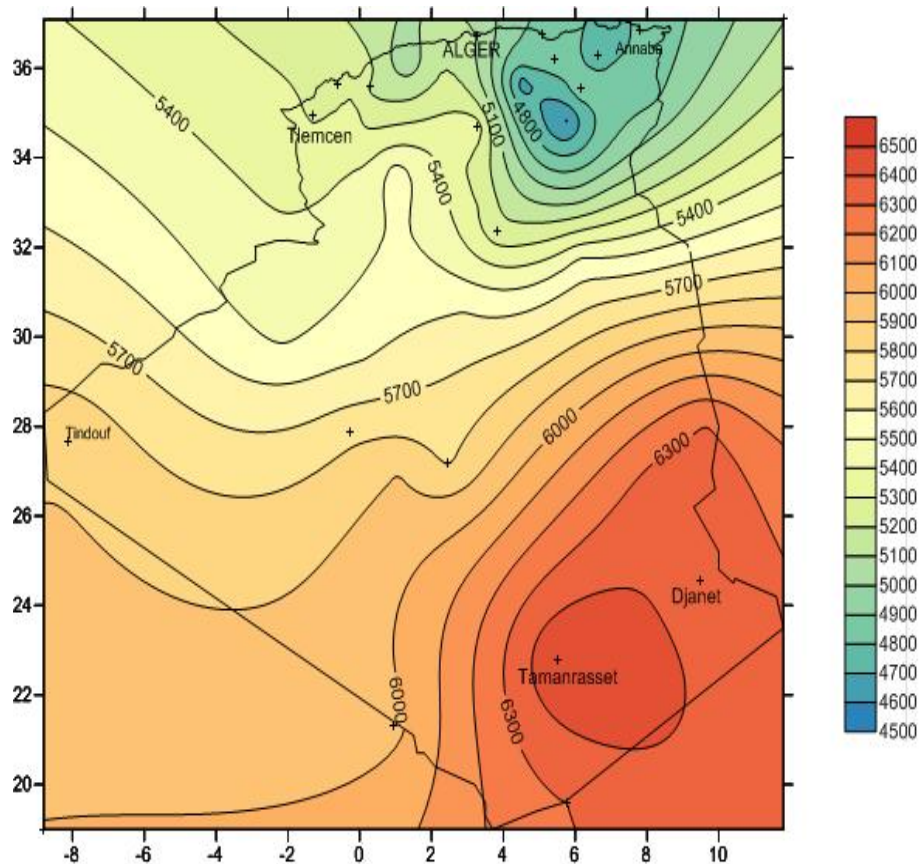


Figure I.7. Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur le plan horizontal, kWh/m²/an [13]

1.4 Principe du photovoltaïque

Le soleil émet une large bande de rayonnement (Figure I.8), allant de l'ultraviolet (200nm) jusqu'à l'infrarouge (2,5 μ m). Quant à la terre, elle reçoit une énergie solaire annuelle de 1,6 million TWh. Cette énergie est soit réfléchi (30%) ou réémise par rayonnement thermique vers l'espace (45%), soit exploitée après conversion sous différentes formes.

Quand un faisceau lumineux frappe un semi-conducteur, une partie de ce faisceau est réfléchi et une autre est absorbée. L'absorption de la lumière par un semi-conducteur est un processus quantique où des électrons sont amenés à des niveaux d'énergie plus élevés. Si l'énergie des photons est supérieure à l'énergie du gap du semi-conducteur (écart d'énergie qui sépare le minimum d'énergie de la bande de conduction au maximum d'énergie de la bande de valence (Figure I.9), les électrons migrent de la bande de conduction vers la bande de valence et forment des paires électron-trou.

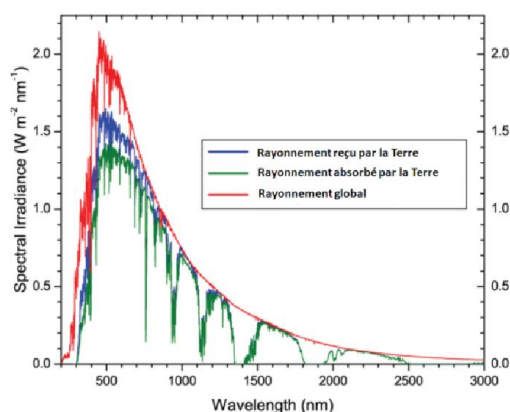


Figure I.8. Interaction photon semi-conducteur

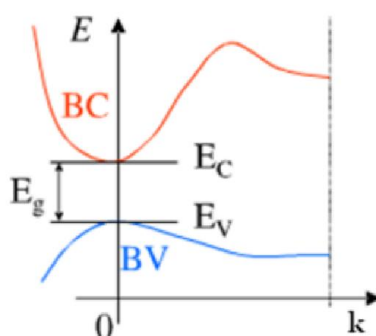


Figure I.9. Energie de gap d'un semi-conducteur

Le Fonctionnement d'une cellule PV : La cellule PV est composée de matériau semi-conducteur, Figure I.10. Elle permet la transformation de l'énergie lumineuse en une énergie électrique. Cela est possible en associant un matériau semi-conducteur dopé *N* (phosphore par exemple) à un autre semi-conducteur dopé *P* (bore par exemple). Comme nous l'avons vu dans l'interaction photon-semi-conducteur, l'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit, du point de vue électrique, par la création d'une paire électron-trou. Cette réaction entraîne une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de

potentiel électrique : c'est l'effet PV. L'association des deux types de matériaux permet de créer une jonction qui facilite la récupération des charges résultantes avant que ces dernières ne se recombinent dans le matériau qui redevient alors neutre. La présence de la jonction PN permet ainsi de maintenir une circulation de courant à ses bornes.

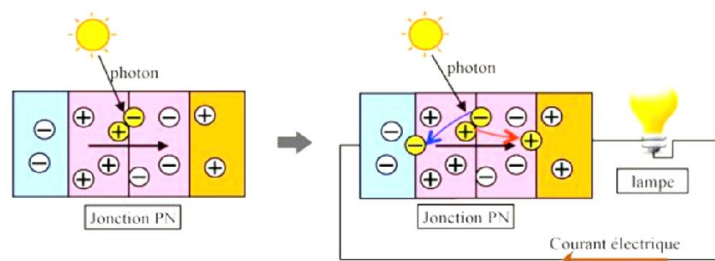


Figure I.10. Schéma d'une jonction PN existant dans des cellules PV

La cellule PV possède une caractéristique courant-tension I-V non linéaire (Figure I.11). La caractéristique d'une cellule PV balaie 3 quadrants sur les 4 existants [14]. Une cellule PV est un récepteur dans le quadrant 2 et dans le quadrant 4. Le fonctionnement dans ces deux quadrants est à proscrire car un risque de destruction par phénomène d'échauffement local (hot spot) est possible. Le fonctionnement dans le quadrant 1 est le fonctionnement normal, en effet dans ce cas la cellule est un générateur, elle produit donc de l'énergie. L'objectif est donc de faire travailler la cellule dans ce quadrant.

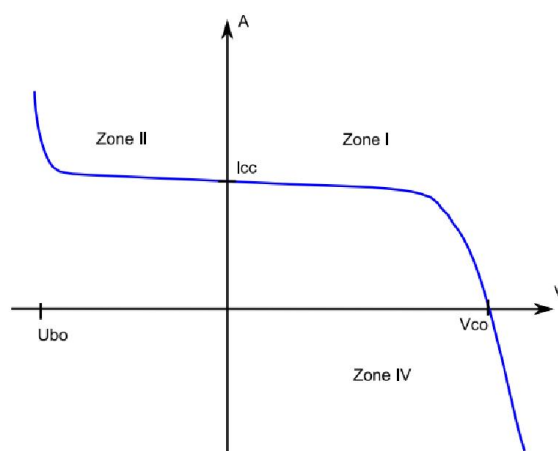


Figure I.11. Caractéristique I-V d'une cellule PV [14]

1.5 Matériaux pour le photovoltaïque

Le marché du PV est largement dominé par les cellules solaires au silicium cristallin (c-Si). Presque 80% des cellules du marché sont des cellules c-Si, soit monocristallines, soit polycristallines, voir Figure I.12. Il existe cependant de nombreuses autres technologies déjà disponibles ou faisant l'objet de recherches. La part des cellules solaires à couches minces (réduction de la consommation du Si) sur le marché du PV augmente, grâce à la baisse drastique des coûts de fabrication et à une certaine facilité de production.

La Figure I.13 montre une vue schématique des différentes technologies de cellules disponibles et les meilleurs rendements obtenus en laboratoire. Le rendement des cellules c-Si approche

rapidement des limites pratique et théorique, le meilleur rendement obtenu en laboratoire est de 25%. Des nouvelles réductions des coûts ne seront possibles que grâce à une fabrication (encapsulation) plus économique. Les cellules solaires multi-jonctions ont des rendements théoriques de 44% pour les deux jonctions. Le rendement des cellules PV à tellure de cadmium (CdTe) et à Perovskite a été augmenté durant ces dernières années, à 21% pour le CdTe et à 20,1% pour le Perovskite.

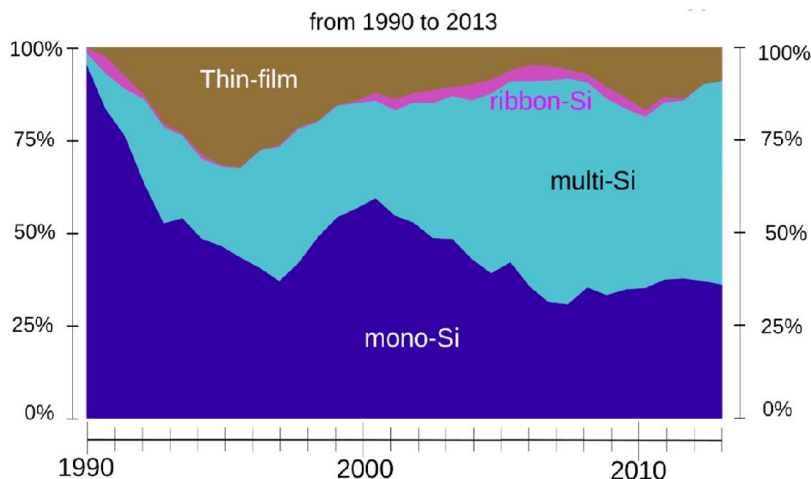


Figure I.12. Parts de marché mondiale des différentes technologies PV utilisées [15]

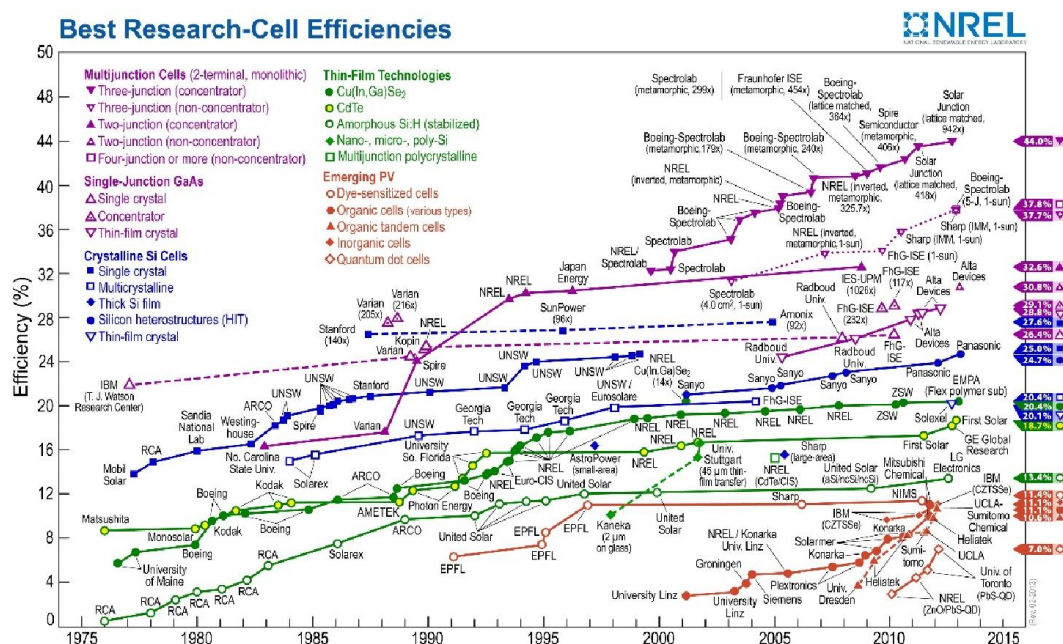


Figure I.13. Evolution du rendement de différentes technologies des cellules PV entre 1975 et 2015 [16]

1.5.1 Les Couches minces

Ce type de matériau constitue ce qui est appelé la deuxième génération de cellules PV. Le principe de base de cette technologie est la réduction de la quantité du matériau utilisé dans la fabrication d'une cellule PV (Figure I.14), puisque le coût du matériau représente jusqu'à 30% du prix final d'un panneau solaire. Plusieurs matériaux sont utilisés :

- Le silicium amorphe et microcristallin noté TFSi (Thin-Film Silicon en anglais).
- Le semi-conducteur polycristallin CdTe (Tellurure de Cadmium).
- L'alliage Cu (In,Ga)Se₂ (Cuivre-Indium/Gallium-Sélénium) noté dans la littérature CIGS.

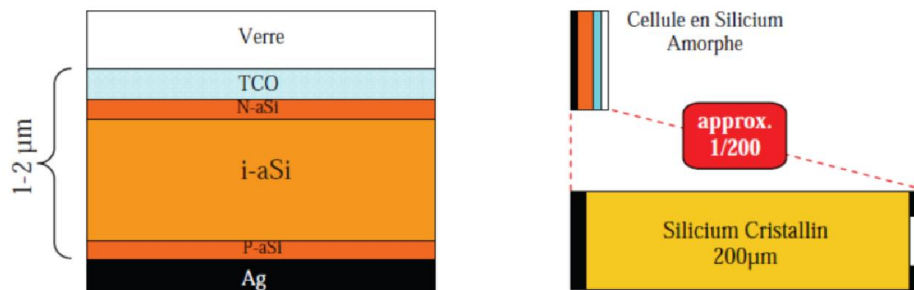


Figure I.14. Schéma de principe d'une cellule à base de silicium amorphe (a-Si) et comparaison avec une cellule en silicium cristallin

Ce type de matériau est obtenu généralement par des procédés de dépôts de couches par dépôt physique en phase vapeur [17]. Le rendement relativement faible de ce type de cellules constitue l'inconvénient principal. Cela est dû aux multiples interfaces qui séparent les différentes couches. Ces interfaces sont des zones qui contiennent beaucoup de défauts ce qui augmente le taux de recombinaison des porteurs de charge et, par conséquent, réduit leur durée de vie.

1.5.2 Les Multi-jonctions ou jonctions tandem

La cellule multi-jonction permet l'exploitation de la totalité de la gamme spectrale solaire, notamment pour les photons à faible énergie (inférieure à l'énergie de la bande interdite) et pour les photons très énergétiques où une partie de leurs énergies n'est pas exploitée. Le système multi-jonctions consiste à réaliser plusieurs couches avec des matériaux de largeurs différentes de bande interdite par ordre décroissant, afin d'augmenter la possibilité d'exploiter tous les photons du spectre solaire. Ainsi, le rendement PV est très élevé (40%). Ce type de cellules reste très cher du fait de sa réalisation sous vide, de sa croissance très lente, de la présence de défauts aux interfaces... Néanmoins, ces cellules sont largement utilisées dans les applications spatiales où le critère de sélection n'est pas le prix par watt crête, mais plutôt le nombre de watts par kilogramme.

Les cellules multi-jonctions ont aussi l'avantage de résister aux radiations et aux impacts mécaniques. Le rendement des modules commercialisés contenant des cellules multi-jonctions actuelles avoisine les 30% pour un spectre AM0 (spectre solaire global). Certaines recherches se concentrent sur l'amélioration des technologies de fabrication pour en réduire le coût et les adapter aux besoins terrestres. Elles se frottent principalement aux problèmes d'interfaces et de passage de petits volumes de fabrication à la production de masse. Mais ces cellules sont encore beaucoup trop chères pour des applications domestiques.

En utilisant des concentrateurs solaires, certains pensent pouvoir baisser les prix (car cela nécessite moins de surface de cellules utilisées). Ainsi, si on compare le meilleur rendement sans concentrateur d'une triple jonction GaInP/GaAs/Ge atteignant les 32%, cette même cellule arriverait à un rendement de 40,7% avec un concentrateur [18, 19]. On peut même envisager

des rendements encore plus importants avec des cellules complexes de 4 à 6 jonctions voire plus [20]. L'idée basique du concentrateur PV est de réduire le prix de revient d'un système PV en focalisant les rayons lumineux sur une cellule PV par le biais d'une lentille optique.

1.5.3 Les Matériaux organiques :

Comme son nom l'indique, ces types de cellules utilisent des matériaux organiques à base de carbone, d'hydrogène et d'azote. Elles sont appelées communément cellules de troisième génération. Elles ont l'avantage d'être simples à fabriquer à grande échelle. Elles sont peu onéreuses et souples. Elles permettent ainsi de multiples applications. Le principal inconvénient de ces cellules est la non séparation des charges qui fait baisser considérablement le rendement à 3% [21]. L'autre inconvénient de cette technologie est son mauvais vieillissement.

1.5.4 Le Silicium cristallin :

Le silicium cristallin reste le matériau dominant dans la production d'énergie solaire (environ 90%). Cette production est composée de deux types de silicium : le monocristallin (mono-Si) et le multicristallin (mc-Si).

Le premier type est un silicium de haute pureté. Il est obtenu par des méthodes telles que le tirage en creuset (méthode de Czochralski ou CZ) ou la purification par fusion de zone (FZ). Ce type de silicium permet de fabriquer des cellules PV à haut rendement (24,7% en laboratoire) [22].

Le silicium multicristallin est de moins bonne qualité. Il est donc moins cher que le silicium monocristallin. Il est obtenu généralement par solidification unidirectionnelle en lingots. Il contient plus d'impuretés (impuretés métalliques, O, C, ...) et il est composé de plusieurs grains allant de quelques millimètres à 1 cm de taille. Cette structure implique la présence de joints de grains qui peuvent être considérés comme des plans de dislocations. Ces différents paramètres réduisent sensiblement le rendement des cellules PV à base de silicium multicristallin (19,8% en laboratoire) [23].

1.6 Module photovoltaïque

Un module PV est le plus petit ensemble de cellules PV interconnectées et complètement protégées contre l'environnement. Généralement il contient également des protections pour protéger les cellules PV d'un fonctionnement qui peut être destructif. Les connexions peuvent être réalisées en parallèle ou en série. Nous allons présenter le comportement de cellules PV lors de ces différentes connexions.

1.6.1 La Mise en parallèle / série

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par l'addition des tensions à un courant donné. La caractéristique d'un groupement de n_s cellules PV identiques est présentée sur la Figure I.15 a.

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par l'addition des

courants à une tension donnée. La caractéristique résultante d'une mise en parallèle de n_p cellule PV identiques en série est présentée sur la Figure 1-I.15 b

En résumé, pour tracer la caractéristique équivalente d'un groupement de cellules PV :

- En parallèle, il faut se placer à une tension donnée et sommer les courants de chaque cellule. Il faut renouveler cette opération pour toutes les tensions entre 0 V et V_{oc}
- En série, il faut cette fois-ci se placer à un courant donné et sommer les tensions des différentes cellules à ce courant.

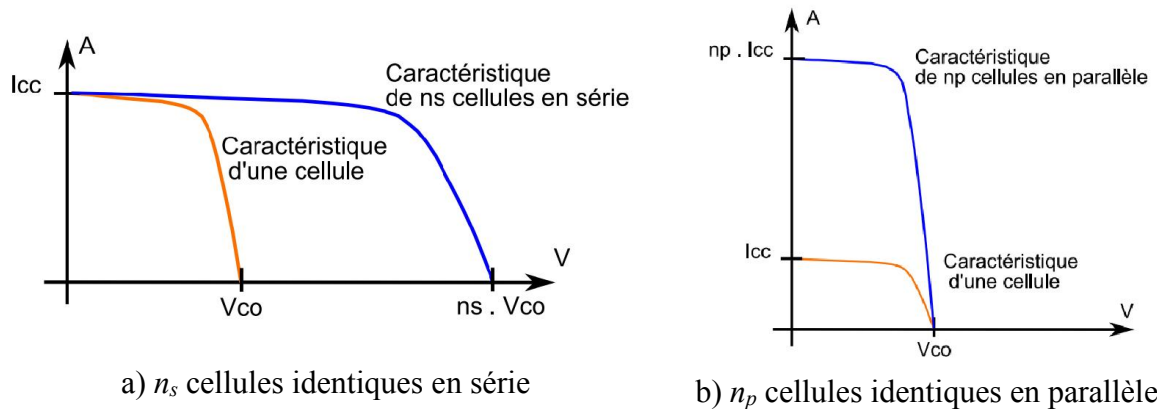


Figure I.15. Caractéristique I-V résultant d'un groupement de cellules identiques [24]

1.6.2 La Conception d'un Module PV

Au sein d'un module PV les cellules interconnectées sont rassemblées en bloc de x cellules et un module PV est constitué de la mise en série de a blocs et de b blocs en parallèle (Figure I.16). Nous verrons dans le paragraphe 1.7.3 pourquoi x est généralement égal à 18 cellules lors de la mise en série.

La conception d'un module PV repose encore aujourd'hui sur des raisons historiques. A l'origine, l'énergie solaire était réservée aux applications en sites isolés. La tension de fonctionnement de ces installations était donc imposée par la tension des batteries utilisées pour stocker l'énergie. Ces systèmes fonctionnant avec des batteries au plomb, leurs tensions étaient de 12, 24V ou 48V. Cette raison historique explique que la quasi-totalité des modules existants aujourd'hui aient encore une tension de sortie de 12 ou 24V [25].

Les modules sont une mise en série de cellules pour obtenir la tension désirée, 36 cellules pour 12V et 72 cellules pour 24V. Actuellement, très peu d'études ont remis en cause cette conception historique qui se retrouve non optimisée pour le fonctionnement connecté au réseau.

La conception d'un module PV impose de s'assurer que les composants de ce dernier ne risquent pas d'être détruits au cours d'un fonctionnement dans les quadrants 2 et 4. Dans ces zones, les cellules PV fonctionnent en récepteurs et des risques de destruction existent. Pour se protéger de ces risques deux types de protection sont mis en place dans les installations PV : la diode by-pass et la sécurité contre-courant.

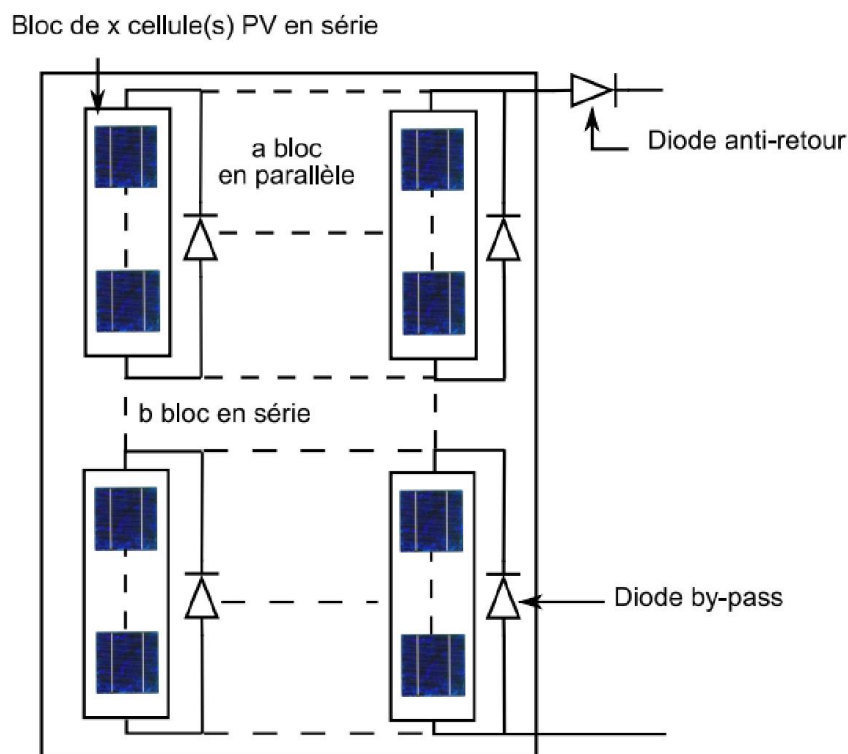


Figure I.16. Schéma d'un module PV

1.6.3 La diode by-pass :

Lors d'un assemblage de cellules PV en série, il est nécessaire de mettre une diode de by-pass pour empêcher le fonctionnement dans la zone II (en inverse) d'une cellule ombrée et ainsi empêcher la destruction de celle-ci. Pour empêcher cette destruction, la tension inverse vue par la cellule ne doit pas dépasser la tension d'avalanche (environ 12V).

Pour que cette condition soit vérifiée, une diode by-pass doit être mise en parallèle au maximum toutes les 20 cellules [26] pour les technologies silicium. Dans les faits, pour des raisons de simplicité de réalisation, une diode de by-pass est placée en parallèle de chaque groupe de 18 cellules constituant le module. Deux (02) diodes de by-pass sont nécessaires pour un module 12V, quatre (4) pour un 24V et ainsi de suite.

1.6.4 La sécurité contre-courant

Lors d'un assemblage de cellules PV en parallèle, un deuxième phénomène néfaste à la production PV intervient lorsque la tension d'une cellule dépasse sa tension à vide. Dans ce cas, la cellule va fonctionner dans la zone 4 (Figure I.11) et va absorber du courant afin de compenser cette augmentation de tension. Les cellules ensoleillées vont donc débiter dans les cellules ombrées. L'utilisation d'une diode contre-courant (aussi appelée diode série) ou d'un fusible [27, 28] dans une chaîne de cellules, permet d'éviter leur dégradation (Figure I.16). Cette protection est nécessaire si une branche n'est pas en mesure de supporter le courant total débité par les autres branches mis en parallèle. Pour le silicium cristallin le problème apparaît à partir de 4 branches en parallèle. Dans le cas de l'utilisation d'un fusible, ce dernier doit être dimensionné pour un courant maximum égale à $I_{sc} \times 1,25$. Dans le cas de l'utilisation d'une diode, celle-ci sera responsable d'une perte de puissance produite proportionnelle à la chute de tension qu'elle occasionne.

1.6.5 Le Fonctionnement à puissance maximale

La connexion directe entre le générateur PV (GPV) et la charge, implique qu'on ne peut pas piloter le point de fonctionnement du GPV. C'est la charge, en fonction de son impédance qui déterminera le point de fonctionnement et le GPV ne pourra pas fonctionner à son point de puissance maximale.

Dans les applications connectées au réseau, l'injection de la totalité de la puissance disponible au niveau du GPV est essentielle.

La présence de convertisseur (DC/DC ou/et DC/AC) permet la mise en place d'algorithmes de poursuite du point de puissance maximal (MPPT). Ces algorithmes vont modifier l'impédance équivalente du convertisseur pour s'assurer que le GPV fonctionne à sa puissance maximale.

La problématique principale de la recherche du point de puissance maximal d'un GPV est l'apparition de maximums locaux qui perturbent très fortement le fonctionnement de l'algorithme. Ces maximums locaux apparaissent lorsque le GPV est composé de cellules PV ayant des caractéristiques différentes (présence d'ombrages par exemple). En conséquence plus le MPPT sera réalisé sur un nombre de cellules PV faibles plus ce MPPT sera efficace.

1.6.6 Le mismatch

En réalité, dans un système PV, chaque cellule PV possède sa propre caractéristique. Les différences entre les caractéristiques sont appelées mismatch. Il y'a deux types de mismatches:

1. Le mismatch structurel : c'est deux (02) cellules identiques (même technologie, même procédé de fabrication, même constructeur, même série) soumises aux mêmes conditions de fonctionnement et qui ont des caractéristiques différentes. En effet les constructeurs garantissent une dispersion des caractéristiques de leurs cellules PV à +/- 3%, ou +/-5% voir même -5% / +10%. En puissance ces pertes sont faibles, comprises entre 1% et 10%, [29, 30].
2. Le mismatch fonctionnel : il est dû à des conditions différentes de fonctionnement des cellules PV, ombrages partiel, point chaud.... Ces différences de conditions de fonctionnement n'auront pas les mêmes conséquences selon le type d'interconnexion et l'importance de la différence de conditions de fonctionnement des cellules :
 - Groupement de cellules PV en série : le courant circulant dans toutes les cellules PV doit être identique, une répartition non uniforme de l'irradiation solaire implique que la cellule la plus faible impose son point de fonctionnement ou bien elle est by-passée.
 - Groupement de cellules PV en parallèle : ce sont les tensions aux bornes des cellules qui doivent être identiques, les différences de température vont occasionner des hétérogénéités au niveau des tensions optimales des modules et donc des pertes lors d'une mise en parallèle.

Quel que soit le type d'interconnexion entre les cellules, l'assemblage de cellules PV provoque donc des pertes par mismatch.

1.6.7 Le Rendement et efficacité des modules PV

L'utilisation des modules à couches minces est moins efficace que les modules en silicium cristallin, du fait que pour atteindre la même puissance il faut jusqu'à 30% de surface de plus que les modules au silicium cristallin (Tableau I.2). Cela implique des coûts supplémentaires d'installation, de structure et de câblage.

Cependant, la Recherche et développement sur le rendement des modules à couches minces avance dans un rythme plus rapide que dans les modules de silicium cristallin. Le rendement des modules à tellure de cadmium (CdTe) a augmenté à plus de 18%, tandis que celle des cellules à base de semi-conducteurs de cuivre-indium a augmenté à plus de 17%. Si ces objectifs de rendement sont atteints pour les modules commerciaux, le fait que les modules à couches minces nécessitent plus de surface ne sera pas un obstacle.

Le coefficient de température indique le pourcentage de la diminution de la production d'un module par rapport à l'augmentation de la température. Avec des modules de silicium cristallin, la production baisse d'environ 0,5% pour chaque degré de plus. Cette valeur est de 0,25% pour les modules à couche mince.

Pour calculer cela, la production PV sous les conditions de tests standards (AM1.5, 1000 W/m², 25°C) est utilisée comme point de référence (Figure I.17). Pour illustrer : un système PV de puissance nominale de 1 kW, avec des modules monocristallin, produira au maximum 800 kW (même sous ensoleillement max), si la température des modules augmente entre 40 et à 65 ° C. En revanche, le même système PV équipé de modules CdTe produira jusqu'à 900 kW.

Le coefficient de température de la tension est négatif. Cela signifie que le rendement du modules et la tension (comparée à la fiche technique) diminuent sous des températures élevées (température supérieur à la température de référence, T = 25 ° C). Inversement, ils augmentent à la baisse de la température. Le coefficient de température du courant est à la fois très faible et positifs, de sorte que les courants ne pourront modifier à un degré très faible en raison des fluctuations de température, donc seulement exercé très peu d'influence sur la sortie du module.

Tableau I.2. Rendement des modules PV par rapport au type de la cellule et la surface requise [16].

Type de la cellule PV	Rendement du module	Surface pour 1 kWc
HIT (Heterojunction with intrinsic thin layer)	18-19%	~5.5 m ²
Contact arrière (Rear contact)	17-20%	5-6 m ²
Silicium monocristallin	15-18%	5.5-6.5 m ²
Silicium polycristallin	13-16%	6-8 m ²
Couches minces : cuivre-indium/ gallium-soufre/Diséleniure (CI/GS/Se)	11-15%	7-9 m ²
Couches minces : tellure de cadmium (CdTe)	11-13%	7.5-9 m ²
Micromorphe tandem (a-Si/ μ c- Si)	8-10%	10-12.5m ²
Silicium amorphe (a-Si)	5-8%	12.5-20 m ²

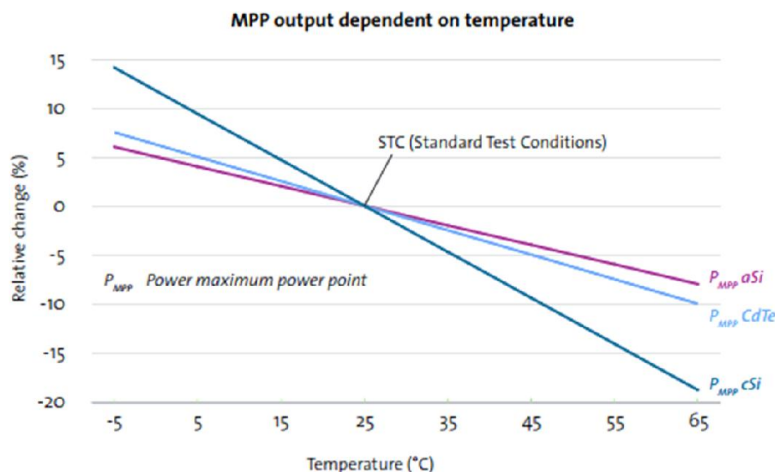


Figure I.17. Rendement des modules PV selon le type de cellule et la variation de la température [31]

1.7 Onduleurs Photovoltaïque

Il existe deux principaux types d'onduleurs : les onduleurs monophasés et les onduleurs triphasés. Les onduleurs monophasés injectent sur une phase du réseau, tandis que les onduleurs triphasés injectent sur les trois phases du réseau. Les petits systèmes PV, inférieurs à 5 kWc, utilisent généralement des onduleurs monophasés car une ligne suffit à absorber le courant fourni par un système PV. Les grandes installations utilisent des onduleurs triphasés laissant plus de liberté en termes de dimensionnement du système. Il est également possible de raccorder plusieurs onduleurs monophasés, afin de constituer un système triphasé. Dans ce cas, il faut vérifier la limite de la différence de puissance entre les phases spécification technique de gestionnaire réseau.

1.7.1 Le Rendement des onduleurs PV

En raison de la variabilité du rayonnement solaire, les onduleurs PV fonctionnent généralement en charge partielle. Donc, il est important que les onduleurs PV fonctionnent avec un bon rendement à charge partielle. La Figure I.18 montre un exemple d'un onduleur avec un rendement selon le standard européen (European Efficiency Standard) valable pour le potentiel solaire de l'Europe centrale. L'onduleur dans cet exemple a une efficacité de 95,5% européen. L'efficacité maximale est de 96,4%, mais il ne fonctionne à ce niveau de rendement que lorsqu'il a atteint 50% de sa puissance nominale. Pour les régions à fort potentiel solaire, le rendement selon la commission californien de l'énergie (Californian Energy Commission, CEC) donne des résultats plus approprié.

La plus part des onduleurs disponible sur le marché du PV intègrent un transformateur. Hors pour ces derniers le rendement n'est généralement que de 90 à 95 %. Quelques sociétés proposent des onduleurs sans transformateurs ayant les mêmes fonctionnalités que des onduleurs avec transformateurs intégrés. Cependant, les exploitants réseau de certains pays n'acceptent pas d'onduleurs sans isolation galvanique.

$$\eta_{\text{euro}} = 0.03 * \eta_{5\%} + 0.06 * \eta_{10\%} + 0.13 * \eta_{20\%} + 0.1 * \eta_{30\%} + 0.48 * \eta_{50\%} + 0.2 * \eta_{100\%}$$

$$\eta_{\text{CEC}} = 0.04 * \eta_{10\%} + 0.05 * \eta_{20\%} + 0.12 * \eta_{30\%} + 0.21 * \eta_{50\%} + 0.53 * \eta_{75\%} + 0.05 * \eta_{100\%}$$

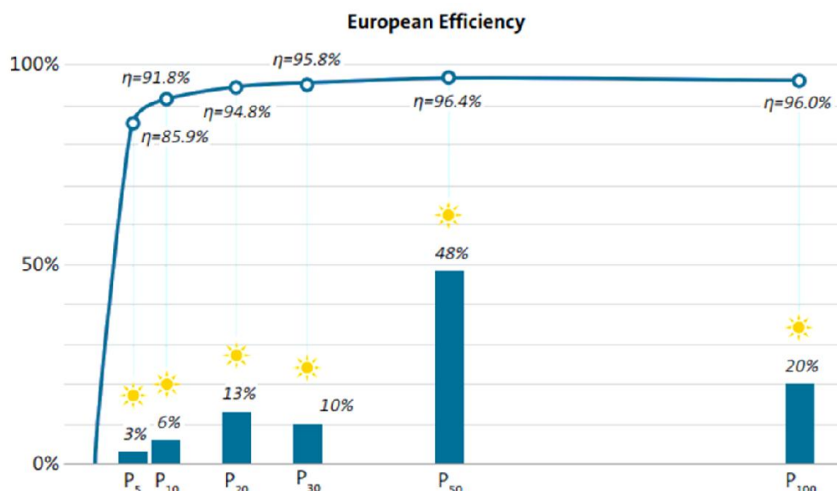


Figure I.18. Rendement d'un onduleur PV selon le standard Européen [31].

1.7.2 Les structures isolées en haute et en basse fréquence

Les structures isolées permettent d'obtenir des rapports d'élévation plus élevés que les structures non isolées. On les retrouvera donc généralement dans les chaînes de conversion nécessitant une forte élévation de tension. De plus, l'isolation galvanique permet de résoudre certains problèmes de sécurité (capacité parasite terre/module).

Les structures isolées se décomposent en deux groupes, dans le premier groupe l'isolation galvanique est située au sein du bus continu sous la forme d'un transformateur haute fréquence (> 1 kHz). L'isolation en haute fréquence présente l'avantage de diminuer la taille et le poids du transformateur et des éléments de filtrage, en contrepartie, elle demande une meilleure maîtrise des pertes dans le convertisseur.

Dans le second groupe, l'isolation est située sur la sortie alternative sous la forme d'un transformateur basse fréquence (50Hz). Cette solution est très simple, mais le prix, le volume et la taille sont supérieurs à un transformateur à haute fréquence.

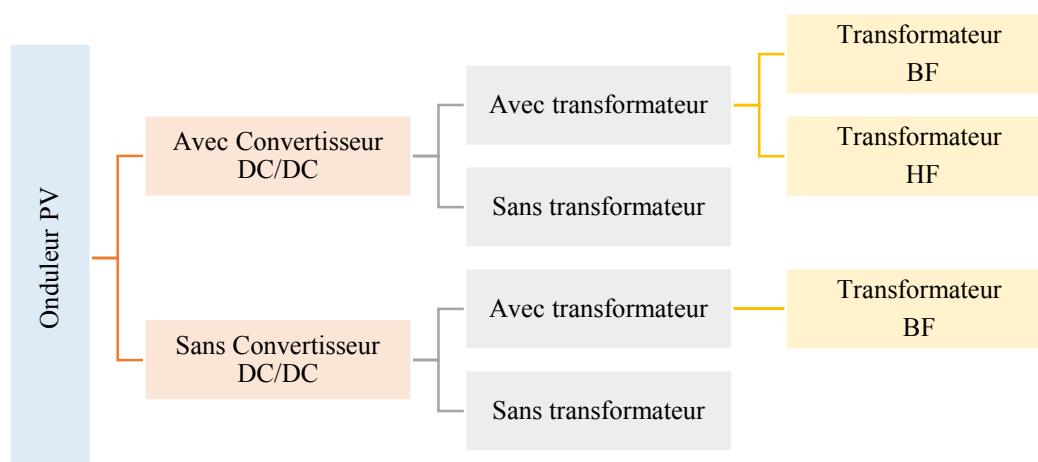


Figure I.19. Classement des onduleurs PV

1.7.3 L'Association onduleur générateur PV

Ayant comme but final la production d'énergie, une installation PV nécessite la mise en place d'une chaîne de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique basée sur l'effet PV. Quelle que soit son architecture, cette chaîne de conversion peut se décomposer en plusieurs sous-systèmes délimités selon leurs fonctionnalités. La structure générale d'un système PV est présentée dans la Figure I.20.

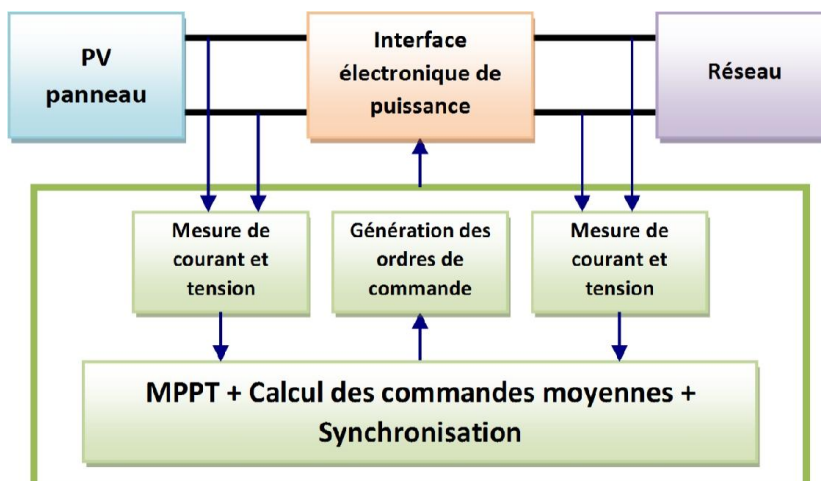


Figure I.20. Structure générale d'un système PV connecté au réseau électrique

La Figure I.21 montre quelques exemples de topologies des systèmes PV connectés au réseau.

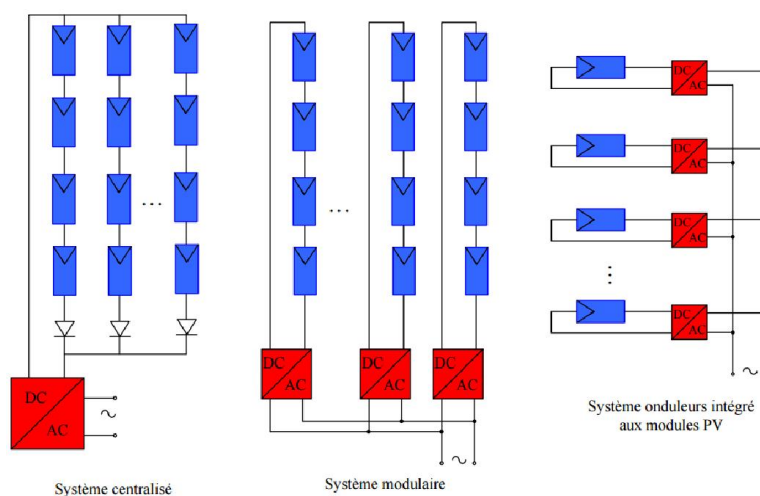


Figure I.21. Topologies des systèmes PV connectés à un réseau électrique

Il existe plusieurs types d'associations entre les modules PV (GPV), l'onduleur et le réseau, on cite :

- Onduleur central : un seul onduleur dimensionné pour la puissance totale du GPV. Cette configuration est employée dans les centrales PV au sol. Malgré ces inconvénients liés aux pertes (MPPT et le câblage DC), à la continuité de service et l'évolutivité de l'installation,
- Onduleur « rangée » : les onduleurs de chaque chaîne PV sont connectés en parallèles au réseau électrique. Cette configuration permet de remédier aux inconvénients de l'onduleur central,

- Hacheur « rangée » : un hacheur pour chaque chaîne PV est utilisé, c'est une solution intermédiaire entre l'onduleur "central" et l'onduleur "rangée",
- Hacheur modulaire parallèle & série : c'est une évolution de la topologie hacheur rangée, où chaque module PV est connecté à un hacheur puis ils sont connectés en série ou en parallèle,
- Plusieurs autres concepts plus ou moins viables sont actuellement développés par les fabricants d'onduleur pour PV.

1.8 Impact des installations PV sur le réseau

1.8.1 L'élévation et fluctuation locale du niveau de tension

Dans le réseau de distribution, la puissance active injectée par un système PV joue un rôle important dans la variation de la tension car la résistance linéique est plus importante que la réactance linéique ($R \gg X$). Plus la puissance PV installée est grande, plus la tension au point de raccordement est élevée.

De plus, l'ensoleillement variable provoque la fluctuation de la puissance PV, donc implique la fluctuation de la tension locale.

1.8.2 La surtension temporaire

Une étude réalisée en Espagne [32] rapporte que des surtensions ont détruit des équipements électriques comme des compteurs. De tels incidents sont survenus lorsqu'une coupure du réseau en amont de l'onduleur PV entraîne son isolement par rapport à la charge. La surtension peut dépasser 200% par rapport à la valeur nominale de la tension du réseau. Des simulations effectuées dans le cadre du projet Esprit¹ [33] ont montré qu'au moment de la coupure du réseau, plus la production PV est importante par rapport à la consommation, plus la surtension est élevée.

1.8.3 Les harmoniques du courant

Deux autres études [33, 35] montrent que la multiplication des onduleurs sur le réseau peut augmenter les harmoniques quand les onduleurs sont de même type, alors que des onduleurs de types différents tendent à atténuer les harmoniques générés par l'aplatissement du spectre résultant.

Ce problème d'harmonique de courant s'atténue avec les nouvelles technologies d'onduleurs.

1.8.4 L'injection du courant continu

L'étude [36] montre que tous les types d'onduleurs (avec transformateur HF, BF, sans transformateur) injectent un courant continu (les onduleurs de type transformateur BT injectent un courant continu plus faible). Dans le cas du projet DISPOWER², différents tests réalisés avec des onduleurs de puissance maximale 4kW montrent que la composante continue est inférieure à 600mA, dans ces 8 sur 12 cas, inférieure à 100mA. Cette composante continue d'influencer négativement le fonctionnement et la durée de vie des équipements du réseau comme la protection différentielle et les compteurs [37]. Les auteurs du projet DISPOWER

¹ Etudes Scientifiques Prénormatives sur le Raccordement au Réseau Electrique d'Installations Techniques Photovoltaïques

² Distributed generation with high penetration of renewable energy sources

recommandent de maintenir la composante continue en dessous de 0,5% du courant nominal des transformateurs de distribution [38].

1.8.5 La contribution aux courants de court-circuit

En cas de court-circuit sur le réseau, le courant de court-circuit apporté par le système PV, peut perturber la détection du défaut par les dispositifs de protection prévus sur le réseau. Donc il est nécessaire de proposer des stratégies de coordination des différentes protections – réseau, PV, consommation- pour assurer le bon fonctionnement des protections de court-circuit.

1.8.6 Les courants de fuite

Avec les onduleurs de type sans transformateur raccordée au réseau en régime neutre, un courant de fuite peut être créé et circuler entre la capacité (du panneau PV et EMC filtre) et la terre. La somme des courants de fuite de plusieurs systèmes PV circulant dans le conducteur de terre, et en cas de défaut (coupure du fil de terre) provoque une surtension dangereuse si on touche des équipements. Si la valeur de ce courant de fuite atteint le seuil de protection différentielle, une coupure du PV aura lieu [39].

1.8.7 Le déséquilibre entre phases

Les onduleurs installés dans les secteurs résidentiels sont normalement de petite puissance, et de structures monophasées. Dans un réseau triphasé basse tension (BT), si la puissance de production PV n'est pas correctement répartie entre les 3 phases, un phénomène de déséquilibre du réseau BT peut apparaître.

1.9. Issues des installations PV connectées au réseau

L'utilisation des installations PV présente des avantages en plus de la génération d'énergie. L'agence internationale de l'énergie les classe en quatre types : électriques, architecturaux, socio-économiques et environnementaux. Les avantages électriques sont :

- La compensation de la demande crête ;
- La régulation de la tension ;
- Le support de la stabilité, de la qualité d'énergie et de la sécurité de l'approvisionnement du réseau,
- La compensation du facteur de puissance du réseau.

Le développement du PV reste confronté à des obstacles de nature économiques comme les modes de financements. Aussi des challenges techniques (recherche et développement) comme les issues de la qualité et de sûreté pour le court terme, et la gestion de cette énergie dans un scénarios de forte pénétration de cette source à caractère intermittent.

Le coût énergétique peut être réduit en diminuant l'investissement ou en augmentant le rendement du système. Le facteur principal qui réduit la productivité d'un système PV est la compatibilité technique entre les différentes composantes du système PV. Particulièrement dans le cas d'ombrage partiel du GPV.

Aujourd'hui, le rendement des onduleurs PV connectés au réseau est supérieur à 90%. Néanmoins, il peut encore être augmenté par l'optimisation de la conception et l'utilisation des nouveaux composants plus efficaces.

Concernant la sûreté électrique du côté alternatif (réseau), c'est encore dans le domaine de la recherche. Où les questions liées à l'isolation galvanique avec le réseau, la mise à terre, le courant continu, la puissance réactive,...etc. restent en développement. Actuellement, l'issue de la sûreté est la fonction d'anti-îlotage en cas de perte du réseau électrique. Du côté continu, il existe un guide de bonne pratique d'installation des champs PV (IEC 60364³).

A long terme, la pénétration importante des systèmes PV comme moyen de production d'électricité devra répondre à la question de la gestion du réseau. Des stratégies adaptées de commande sont indispensables afin de permettre au système de fournir des services auxiliaires.

Les systèmes PV connectés au réseau sont contrôlés pour fournir le maximum de puissance disponible avec un facteur de puissance unitaire. Dans ces conditions, ils augmentent le degré d'incertitude du gestionnaire du réseau dans la planification. Avec une forte pénétration des systèmes PV, le gestionnaire du réseau doit disposer d'outils (logiciels, TIC, ...) pour prévoir les perturbations et garantir la stabilité du réseau électrique.

Il est bien évident que les systèmes PV distribués seront raccordés au réseau de distribution d'électricité et un chaînon du futur mix énergétique contribuant à la limitation de l'empreinte carbone entre autre. Afin de maîtriser à temps cette technologie de production d'électricité et d'anticiper sur l'intégration au réseau électrique algérien, les efforts seront portés sur toutes les parties de la chaîne PV, à savoir : le GPV, les convertisseurs PV et le réseau BT.

Dans notre travail, nous allons aborder les systèmes PV sur différents angles basés, dans la plupart des travaux, sur de l'expérimentale. Le CDER possède un système PV connecté au réseau BT.

³ International Electrotechnical Commission's international standard on electrical installations of buildings.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Facts& Figure, "accès à l'énergie : état des lieux, enjeux et perspective", ENEA Consulting, 2014. <http://www.enea-consulting.com/publications>.
- [2] bilan énergétique national de l'année 2013, ministèr4e de l'Energie, Edition 2014.
- [3] Revue Algérienne de l'Energie, N°01, Janvier 2015, <http://www.mem-algeria.org>.
- [4] Renewables Global Status Report 2014, REN21.
- [5] Contribution for Solar Mapping in Algeria. Abdeladim K., Hadj Arab A., Chouder A., Cherfa F., Bouchakour S. and Kerkouche K. Dincer et al. (eds.), Progress in Sustainable Energy Technologies Vol 1, Chapter 26, DOI 10.1007/978-3-319-07896-0_26, Springer International Publishing Switzerland 2014.
- [6] CDER, Algeria.2012. <http://www.cder.dz>.
- [7] Energy & Mines Book. 2007. <http://www.mem-algeria.org>.
- [8] Hadj arab A., B. Ait driss, R. Amimeur and E. Lorenzo. 1995. Photovoltaic systems sizing for Algeria. Solar Energy, 54:99-104.
- [9] Mahmah B.,F. Harouadi, H. Benmoussa, S. Chader, M. Belhamel, A. M'Raoui, K. Abdeladim, A. Cherigui, and C. Etievant. 2009. MedHySol: Future federator project of massive production of solar hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy 34:4922-4933.
- [10] Mefti A., M.Y. Bouroubi et A. Khellaf. 1999. Analyse Critique du Modèle de l'Atlas Solaire de l'Algérie. Revue des Energies Renouvelables 2:69-85.
- [11] Mefti, A, M. Y. Bouroubi and A. Adane. 2003. Generation of hourly solar radiation for inclined surfaces using monthly mean sunshine duration in Algeria. Energy Conversion and Management 44:3125-3141.
- [12] Stambouli A.B. 2010. Algerian renewable energy assessment: The challenge of sustainability. Energy Policy.
- [13] Abdeladim Kamel, Hadj Arab Amar, Chouder Aissa, Cherfa Farida, Bouchakour salim and Kerkouche Karim, Contribution for Solar Mapping in Algeria, Chapter 26 Progress in Sustainable energy Technologies: Generating Renewable Energy, Springer, 2014.
- [14] A. Abete et al. - Analysis of photovoltaic modules with protection diodes in presence of mismatching- 21st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1990.
- [15] Photovoltaic Report Franhofer Institute for Solar Energy systems, 2014.
- [16] PV Power plant 2014, Industry Guide.
- [17] U. K. Stephan, J.; Frammelsberger, W.; Lechner, P.; Psyk, W.; Schade, H, "Large area deposition technique for PECVD of amorphous silicon [solar cells]," IEEE 4th World Conference, vol. 10, pp. 647 – 650, 1997.

- [18] R. R. L. King, D. C.; Edmondson, K. M.; Fetzer, C. M.; Kinsey, G. S.; Yoon, H.; Sherif, R. A.; Karam, N. H, "40% efficient metamorphic GaInP/GaInAs/Ge multijunction solar cells," *Applied Physics Letters*, vol. 90, no. 18, 2007.
- [19] R. R. F. King, C.M.; Law, D.C.; Edmondson, K.M.; Hojun Yoon; Kinsey, G.S.; Krut, D.D.; Ermer, J.H.; Hebert, P.; Cavicchi, B.T.; Karam, N.H, "Advanced III-V Multijunction Cells for Space," *IEEE 4th World Conference*, vol. 2, pp. 1757 - 1762, 2006.
- [20] A. H. Barnett, C.; Kirkpatrick, D.; Kurtz, S.; Moore, D.; Salzman, D.; Schwartz, R.; Gray, J.; Bowden, S.; Goossen, K.; Haney, M.; Aiken, D.; Wanlass, M.; Emery, K, "50% Efficient Solar Cell Architectures and Designs," *IEEE 4th World Conference*, vol. 2, pp. 2560 – 2564, 2006.
- [21] P. Stéphane, "Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques," UNIVERSITÉ DE TOULOUSE, 2009.
- [22] P. P. W. Jianhua Zhao; Aihua Wang; Altermatt, "24% efficient silicon solar cells," *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, vol. 2, pp. 1477 - 1480, 1994.
- [23] P. Jianhua Zhao; Aihua Wang; Campbell, "A 19.8% efficient honeycomb multicrystalline silicon solar cell with improved light trapping," *IEEE Trans Biomed Eng*, vol. 46, pp. 1978–1983, 1999.
- [24] Ludovic PROTIN et Stéphan ASTIER - Convertisseurs photovoltaïques - Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique.
- [25] Stéphan Vighetti, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion », thèse de doctorat, université de Grenoble, 2010.
- [26] [HER97] W.Herrmann, W; Wiesner - Hot Spot investigations on PV modules – New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes- 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, California, September 29-October 3, 1997.
- [27] J.C. Wiles, D.L. King - Blocking diodes and fuses in low-voltage PV systems- 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, September 29-October 3, 1997, Anaheim, California.
- [28] J.C. Wiles - Code writing processes and series diodes- Home Power Magazine No. 63, February/March 1998.
- [29] Charles E. Chamberlin, Peter Lehman and all- Effects of mismatch losses in photovoltaic arrays- *Solar Energy*, vol.54, No. 3, pp 165-171, 1995.
- [30] Brian Norton and all - Enhancing the performance of building integrated photovoltaics- *Solar Energy*, October 2009.
- [31] Inverter, Storage and PV System Technology, Industry Guide 2014.
- [32] F. J. Pazos, « Power frequency overvoltages generated by solar plants », in *The 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 2*, 2009. CIRED 2009, 2009.

- [33] « Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension, cadre réglementaire, impacts et préconisations », ESPRIT, avr. 2010.
- [34] « Demonstration test results for grid interconnected photovoltaic power systems », Report IEA-PVPS T5-02:1999.
- [35] Halcrow Gilbert associates, « Co-ordinated experimental research into power interaction with the supply network — Phase 1 », ETSU S/P2/00233/REP, 1999.
- [36] E. O. V. Salas, « DC Current Injection into the Network from PV Grid Inverters », p. 2371 - 2374, 2006.
- [37] « DC Injection into Low Voltage AC Networks », University of Strathclyde, DG/CG/00002/00/00, 2005.
- [38] « Identification of general safety problems, definition of test procedures and design measures for protection », DISPOWER Deliverable 2.3, 2005.
- [39] T. Tran Quoc, C. Le Thi Minh, et S. Bacha, « Transformer less inverters and RCD: what's the problem? », in 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, France, 2010.

CHAPITRE II

MODELISATION COMPORTEMENTALE D'UN SYSTEME PV CONNECTE AU RESEAU

2.1 Introduction	35
2.2 Systèmes PV connectés au réseau	35
2.2.1 Description d'un système PV connecté au réseau	36
2.2.2 Description du système PV connecté au réseau du CDER.....	37
2.3 Modélisation comportementale du module photovoltaïque	39
2.3.1 Exigences particulières pour la fiche technique du module PV	40
2.3.2 Modèle du module PV	40
2.3.3 Constante de la caractéristique I-V	43
2.3.4 Simulation du module PV	44
2.3.5 Validation expérimentale du modèle du module PV	45
2.3.5.1 Description de la plateforme d'expérimentation	46
2.3.5.2 Comparaison des résultats mesurés et simulés en statique.....	47
2.4 Modélisation comportementale du champ photovoltaïque	49
2.4.1 Poursuite du point de puissance maximum	49
2.4.1.1 Etat de l'art	49
2.4.1.2 Algorithme MPPT basé sur la méthode LRCM	51
2.4.2. Validation expérimentale du modèle du champ PV	52
2.4.2.1 Système d'acquisition.....	53
2.4.2.2 Comparaison des résultats mesurés et simulés en dynamique	55
2.5 Modélisation comportementale de l'onduleur PV	56
2.5.1 Modèle de l'onduleur	56
2.5.2 Définition des paramètres de performances de l'onduleur PV	57
2.5.3 Comparaison des résultats mesurés et estimés	58
2.5.4 Identification des paramètres du modèle.....	60
2.6 Modèle comportementale du système PV du CDER	62
2.7 Monitoring du système PV du CDER	64
2.8 Paramètres de performances du système PV du CDER	66
2.8.1 Définition des paramètres de performance	67
2.8.2 Monitoring des performances.....	67
2.8.3 Les pertes.....	68
2.8.4 Monitoring des pertes	69
2.9. Conclusion	71
Bibliographie.....	72

Liste des Figures :

Figure II.1. Schéma d'un système PV connecté au réseau.....	37
Figure II.2. Schéma de l'installation PV connectée au réseau du CDER avec les systèmes de mesures.....	38
Figure II.3. Les données mesurées de l'irradiation solaire, la température ambiante et de la température cellule PV pour deux journées types.....	40
Figure II.4. Caractéristiques I-V d'un module PV.....	42
Figure II.5. Caractéristiques P-V d'un module PV.....	42
Figure II.6. Caractéristiques R-V d'un module PV.....	43
Figure II.7. Modèle de simulation de l'algorithme de calcul de la constante b	43
Figure II.8. Caractéristique I-V du module Isofoton I_106Wc.....	44
Figure II.9. Caractéristique I-V du module Isofoton I_106Wc sous différents niveaux d'irradiation solaire.....	44
Figure II.10. Caractéristique P-V du module Isofoton I_106Wc sous différents niveaux d'irradiation solaire.....	45
Figure II.11. Caractéristique I-V du module Isofoton I_106Wc sous différentes températures.....	45
Figure II.12. Caractéristique P-V du module Isofoton I_106Wc sous différentes températures.....	45
Figure II.13. Caractéristique I-V mesurée et simulée ($E_i=800,5\text{W/m}^2$ & $T=28^\circ\text{C}$).....	46
Figure II.14. Équipements de test des modules PV.....	46
Figure II.15. Comparaison des valeurs mesurées et simulées de la caractéristique I-V ; $E_i=762,4\text{ W/m}^2$ et $T=25,26^\circ\text{C}$; 17/09/2012.....	47
Figure II.16. Comparaison des valeurs mesurées et simulées de la caractéristique I-V ; $E_i=1000\text{ W/m}^2$ et $T=32,34^\circ\text{C}$; 30/09/2012.....	48
Figure II.17. Comparaison des valeurs mesurées et simulées de la caractéristique I-V ; $E_i=895,1\text{ W/m}^2$ et $T=49^\circ\text{C}$; 26/09/2012.....	48
Figure II.18. Comparaison des valeurs mesurées et simulées de la caractéristique I-V ; $E_i=890\text{ W/m}^2$ et $T=50,34^\circ\text{C}$; 26/09/2012.....	49
Figure II.19. Comparaison des valeurs mesurées et simulées de la caractéristique I-V ; $E_i=765,8\text{ W/m}^2$ et $T=49,73^\circ\text{C}$; 30/09/2012.....	49
Figure II.20. Relation entre LRCM et la caractéristique I-V.....	51
Figure II.21. Courbes P-V et les MPP sous différents niveaux d'irradiation.....	52
Figure II.22. Structure du générateur PV avec le dispositif de mesure.....	53
Figure II.23. Mesure de l'irradiation solaire avec un pyranomètre et une cellule de référence.....	54
Figure II.24. Mesure de la température ambiante et cellule PV.....	54
Figure II.25. Monitoring des paramètres radiométriques ; a) l'irradiation solaire ; b) la température de la cellule PV.....	55
Figure II.26. Monitoring et simulation des grandeurs électriques du champ PV ; a) la tension MPPT ; b) la puissance MPPT.....	55
Figure II.27. Banc de mesure de l'onduleur PV.....	58
Figure II.28. Tension MPPT mesurée du champ PV, V_{dcms}	59

Figure II.29. Comparaison des Puissances P_{dcmes} , P_{acmes} et P_{acest} pour l'onduleur PV Forniuis IG 30 (21 juillet 2012)	59
Figure II.30. Trajectoire d'estimation des paramètres de performances de l'onduleur PV (Forniuis IG 30)	60
Figure II.31. Comparaison des Puissances P_{dcmes} , P_{acmes} et P_{acest} pour l'onduleur PV Forniuis IG 30 (21 juillet 2012)	61
Figure II.32. Erreur calculée entre P_{acest} et P_{acmes} basée sur les paramètres Identifiés.....	62
Figure II.33. Paramètres radiométriques ; a) l'irradiation solaire ; b) la température du module PV	63
Figure II.34. Monitoring et simulation des sorties électriques du PV ; a) la tension MPPT ; b) la puissance MPPT	63
Figure II.35. Monitoring et simulation de la puissance de sortie de l'onduleur PV	64
Figure II.36. Onglet de pilotage du système de monitoring.....	65
Figure II.37. Onglet d'affichage des valeurs numériques mesurées et simulées	65
Figure II.38. Monitoring graphique du système PV du CDER ; a) Température et irradiation solaire ; b) Tension DC et AC ; c) Courant DC et AC ; d) Puissance DC et AC.....	66
Figure II.39. Productible aux différents étages de la chaîne de conversion d'énergie d'un système PV.....	67
Figure II.40. Monitoring des paramètres de performances ; a) Productivité de référence, Y_r ; b) Productivité du générateur de référence, Y_{a_ref} ; c) Productivité du générateur, Y_a ; d) Productivité finale, Y_f ; d) Indice de performance, PR	68
Figure II.41. Monitoring des pertes par capture ; a) Pertes par capture thermiques, L_{ct} ; b) Pertes par capture générale, L_c ; c) Pertes par capture divers, L_{cm}	70

Liste des tableaux :

Tableau II.1. Caractéristiques du module PV, Isofoton I_106Wc/12V	39
Tableau II.2. Caractéristiques de l'onduleur PV, FRONIUS IG30 2.5 kW	39
Tableau II.3. Paramètres de performances du module PV	47
Tableau II.4. Calibration de la cellule solaire donnée par le constructeur	53
Tableau II.5. Paramètres de performances de l'onduleur PV, FORNIUS IG 30	58
Tableau II.6. Paramètres de performances identifiés de l'onduleur PV, FORNIUS IG 30	61
Tableau II.7. Paramètres de performances du système PV connecté au réseau du CDER	62

2.1 Introduction

Aujourd'hui, une part croissante de l'énergie électrique est produite à partir des sources d'énergies renouvelables. Les systèmes éolien et solaire sont les plus répandus, mais l'important potentiel solaire en Algérie avantage les systèmes solaires. Plus précisément, l'installation des systèmes PV, isolés ou connectés au réseau, peuvent être utilisés dans presque tous les lieux avec des dimensionnements appropriés.

Les systèmes PV isolés ont fait leurs apparitions grâce aux expéditions spatiales, afin de leurs assurer la production d'énergie nécessaire. Plus tard, ces systèmes ont été largement installés dans les sites isolés où le coût d'un système PV est inférieur au coût du raccordement au réseau.

Les systèmes PV connectés au réseau ont été employés au début des années 90 et se sont rapidement propagés dans les pays développés, la plupart du temps renforcés par de larges mesures incitatives des gouvernements. Le principal avantage de cette configuration, en plus de réduire les coûts en raison de l'absence des batteries, est que chaque surplus de génération d'énergie par rapport à la consommation de la charge est directement injecté au réseau de distribution. Ce dernier assurera l'appoint dans le cas contraire (faible génération d'énergie). Ainsi, l'intégration des systèmes PV au réseau de distribution est un enjeu important et stratégique dans les politiques énergétiques futures des pays du sud.

En général, l'introduction de production décentralisée dans les réseaux électriques qui, à l'origine, n'ont pas été conçus pour les accueillir, entraîne l'apparition de phénomènes nouveaux qu'il est nécessaire d'identifier et d'étudier.

Actuellement, la stabilité du réseau est assurée par des méthodes de régulation classiques centralisées basées sur les centrales de production conventionnelles. En conséquence, tous les systèmes PV seront déconnectés du réseau sous conditions particulières (défauts dans le réseau, conditions météorologiques, CSP...etc.) puis reconnectés en conditions normales. Ces déconnexions automatiques posent deux types de problèmes :

- Un problème de gestion du réseau dans le futur si le PV prend une place conséquente dans le parc de production, notamment au moment du pic de la demande d'énergie.
- Un problème d'efficacité d'utilisation de l'onduleur.

Dans les prochaines années, le gestionnaire réseau devra prendre en considération la production PV décentralisée (ou distribuée) comme un moyen de production à part entière et l'intégrer dans les processus de gestion du réseau.

Dans ce chapitre, nous allons modéliser l'installation PV connectée au réseau du CDER. La partie conversion PV et les organes de supervision énergétique seront simulés et ensuite expérimentalement validés. Donnant une meilleure compréhension du comportement du système et des conditions de son fonctionnement optimal, au-delà des chiffres théoriques mentionnés dans les fiches techniques des équipements PV.

2.2 Systèmes PV connectés au réseau

Les systèmes PV ont une large gamme d'applications, de très petites unités à de grandes centrales PV de l'ordre du MW. Au cours des dix dernières années, une croissance importante des systèmes PV connectés au réseau a été observée, spécialement dans les pays industrialisés.

Plusieurs raisons sont à l'origine de ce fait, en dehors des avantages traditionnels de l'électricité PV :

- Les systèmes PV connectés au réseau sont de plus en plus viable économiquement que le coût des équipements qui a diminué de façon significatif, en particulier le coût moyen des modules PV et les onduleurs,
- La raison technique : les onduleurs PV d'aujourd'hui ont une bonne fiabilité et une taille réduite,
- Les prestations de services publics : la demande de pointe peut être partiellement alimentée par les systèmes PV distribués. Ces derniers produisent l'énergie à l'endroit de la consommation, et ainsi, réduisent les coûts de transport et les congestions dans le réseau.
- Tarifs d'achat de l'électricité verte : la plupart des pays industrialisés ont lancés des programmes qui offrent différentes incitations aux producteurs d'énergie verte.

La classification des systèmes PV connectés au réseau peut être faite en fonction de la taille comme suit :

1. Petite Puissance de 1 à 10 kWc : les applications typiques se trouvent sur les toits des maisons privées, les bâtiments scolaires, les parkings, ...etc,
2. Puissance moyenne de 10 kWc à quelques centaines de kWc : ce genre de systèmes se trouve dans ce qu'on appelle le PV intégré au bâtiment (BIPV), les systèmes de toits ou façades. Ils peuvent fonctionner à des tensions plus élevées que les petits systèmes.
3. Grande puissance de 500 kWc à la gamme MWc, les systèmes centralisés : ces systèmes sont normalement gérés par des compagnies d'électricité.

Même avec les avantages mentionnés ci-dessus et les importantes réductions de coûts réalisés, ces systèmes ne peuvent toujours pas rivaliser avec les autres sources d'énergie sur une analyse purement financière sans financement raisonnable et la promotion des organismes publics.

Le manque de standardisation des exigences d'interconnexion dans les différents pays, les composants du système PV, en particulier les onduleurs est aussi un obstacle important à la croissance du marché des systèmes PV connectés au réseau. Malgré ces obstacles, ce marché est de plus en plus important dans les applications PV. Les systèmes de production d'énergie PV sont susceptibles de devenir, bien que petite par rapport à d'autres sources de production d'électricité, d'importantes sources de production décentralisée, interconnectée avec les réseaux d'électricité.

2.2.1 Description d'un système PV connecté au réseau

Les systèmes PV connectés au réseau injectent directement l'énergie solaire PV au réseau de distribution électrique. Ces systèmes comprennent principalement :

- Un générateur PV : c'est un ensemble de modules PV pour la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique de type continue.
- Un onduleur PV : c'est un dispositif permettant de transformer en alternatif une énergie électrique de type continue. On distingue les onduleurs de tension et les onduleurs de courant, en fonction de la source d'entrée continue : source de tension ou source de courant. La technologie des onduleurs de tension est la plus maîtrisée et est présente

dans la plupart des systèmes industriels, dans toutes les gammes de puissance (quelques Watts à plusieurs MW) [1].

En fonction du niveau d'irradiation, un courant continu est généré par les modules PV et converti en courant alternatif par l'onduleur. Cette puissance électrique peut alimenter des charges AC et le surplus est injecté au réseau électrique. Pendant les heures de nuits / faible génération PV, la puissance demandée par la charge est fournie entièrement/partiellement par le réseau électrique. Le rôle joué par les batteries dans les systèmes PV autonomes est remplacé par le réseau de distribution agissant comme réservoir d'énergie, ce qui entraîne la réduction des coûts et la maintenance.

La Figure II.1 montre un diagramme schématique d'un système PV raccordé au réseau triphasé. Ce schéma peut varier d'un pays à un autre en raison de réglementations nationales différentes, en particulier les circuits comportant des dispositifs de sécurité et de protection.

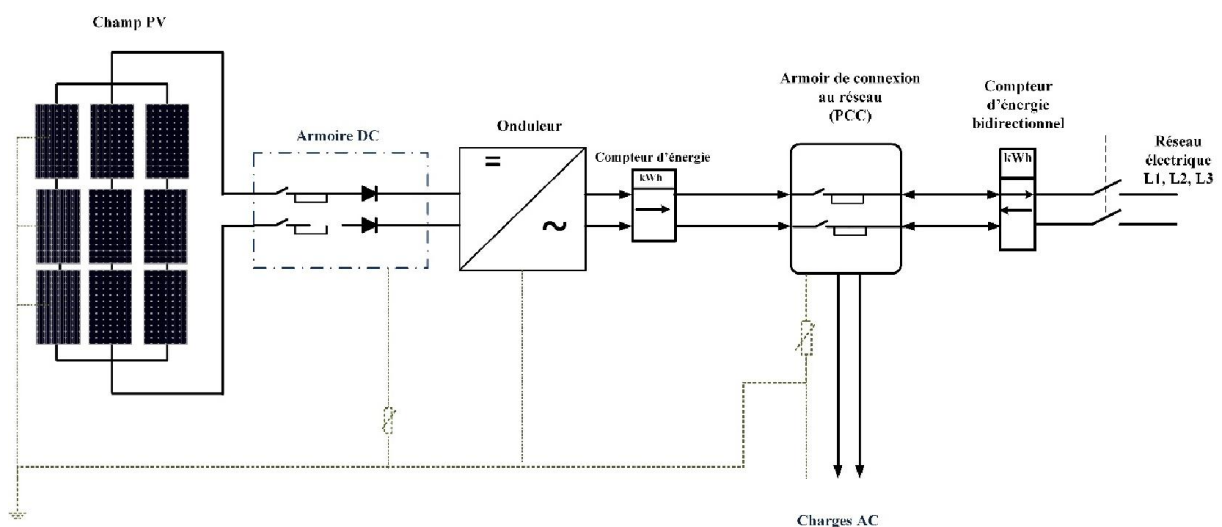


Figure II.1. Schéma d'un système PV connecté au réseau

2.2.2 Description du système PV connecté au réseau du CDER

L'installation PV du CDER est constituée d'un GPV de 90 modules solaire totalisant une puissance installée de 9,54 kWc sur une surface de 70 m², les modules sont de type Isofoton d'une puissance de 106Wc et une tension de 12V. Le GPV est partagé en trois champs de 30 modules pour une puissance installée de 3,18 kWc. Chaque champ PV est structuré en deux (02) branches parallèles de 15 modules en série. Les trois champs identiques sont connectés au réseau de distribution à travers trois onduleurs monophasés de type FRONIUS IG30 d'une puissance nominale de 2,5kW (Figure II.2).

Les tableaux II.1 et II.2 donnent les caractéristiques électriques spécifiés dans les fiches techniques du module PV et de l'onduleur.

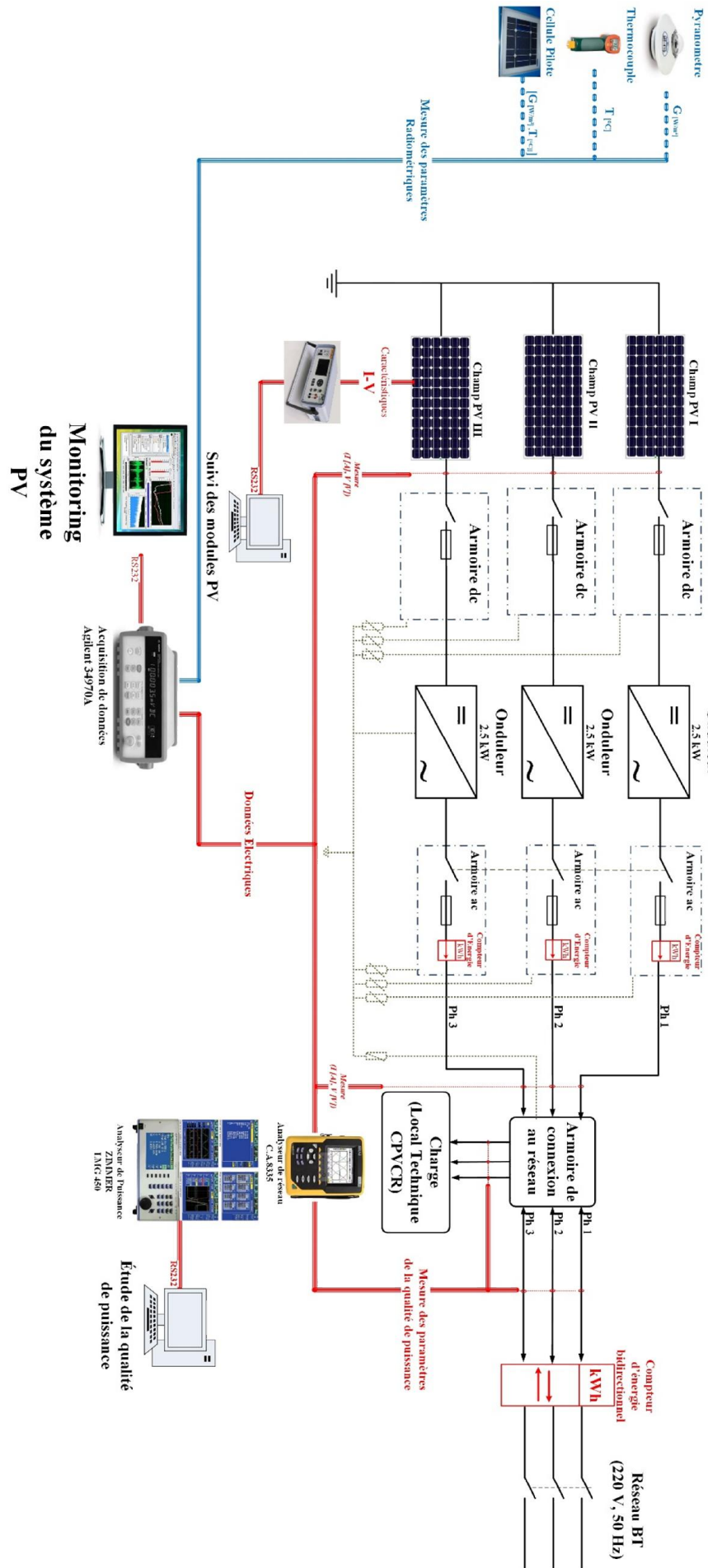


Figure II.2. Schéma de l'installation PV connectée au réseau du CDEFR avec les systèmes de mesures

Tableau II.1. Caractéristiques du module PV, Isofoton I_106Wc/12V

Symbole	Paramètres	Valeur	Unités
$NOCT$	Température de fonctionnement nominale de la cellule	47	°C
V	Tension nominale	12	V
P_{max}	Puissance Max	106 ±5%	Wc
I_{sc_ref}	Courant de court-circuit	6,54	A
V_{oc_ref}	Tension en circuit ouvert	21,8	V
I_{mpp_ref}	Courant MPP	6,1	A
V_{mpp_ref}	Tension MPP	17,4	V

Tableau II.2. Caractéristiques de l'onduleur PV, FRONIUS IG30 2.5 kW

Symbole	Paramètres	Valeur	Unités
V_{mpp}	Limites de la tension MPP	150 - 400	V
P_n	Puissance AC nominale	2500	W
$Cos \varphi$	Facteur de puissance	1	
f	Limites de la Fréquence	49,8- 50,2	Hz
$V_{réseau}$	Limite de la tension réseau	195 – 253	V
η	Rendement	92,7 - 94,3	%

2.3 Modélisation comportementale du module photovoltaïque

Dans les analyses des systèmes PV, il est souvent supposé que le module PV fonctionne sous les trois hypothèses suivantes [2] :

1. Les conditions environnementales constantes,
2. Le fonctionnement du module PV en puissance maximale,
3. La tension de sortie constante du module PV, d'où le module PV peut être supposé comme une source de tension constante.

En pratique, ces hypothèses ne sont pas toujours valables car la valeur de la température (T) et le niveau d'irradiation solaire (Ei) changent. La Figure II.3 présente les données mesurées de l'irradiation, de la température ambiante et la température de la cellule (module PV) de deux journées type de l'année 2012, au niveau du CDER à Bouzaréah, Alger. Le site est situé à une altitude de 345 mètres, une latitude 36.8° et une longitude 3°. On constate la variabilité des paramètres météorologiques dans le temps. La puissance de sortie d'un module PV est directement proportionnelle à l'irradiation solaire. Les graphes de la Figure II.3, montrent l'impact de la température ambiante et l'irradiation solaire sur la température de fonctionnement du module PV. Les conditions liées au vent et à la structure ne sont pas considérées dans les installations de petite puissance, contrairement aux grandes centrales PV.

Les paramètres radiométriques ont un impact direct sur la puissance de sortie du module PV. Les températures et les irradiances sont les principaux paramètres considérés dans ce travail pour la modélisation comportementale du module / champ PV.

En général, les modèles actuels pour décrire le fonctionnement et les performances d'un module PV sont plus liés à la physique, l'électronique et les semi-conducteurs qu'aux systèmes électriques. Ces modèles ne considèrent pas nécessairement les effets de la température et le niveau d'irradiation [3-19].

Pareillement, ces modèles nécessitent plusieurs paramètres tels que les coefficients de température, le courant des photons, la tension en circuit ouvert, résistance en série/parallèle, ...etc. Ces paramètres ne sont pas disponibles sur les fiches techniques fournies par les fabricants, ce qui rend nécessaire la recherche d'informations dans d'autres sources. En même temps, ces modèles peuvent être peu pratiques et trop complexes pour des tâches courantes dans les systèmes électriques, tels que le flux d'énergie, de l'analyse harmonique, l'adaptation de la charge pour un transfert maximum de puissance de la source vers la charge, monitoring...etc.

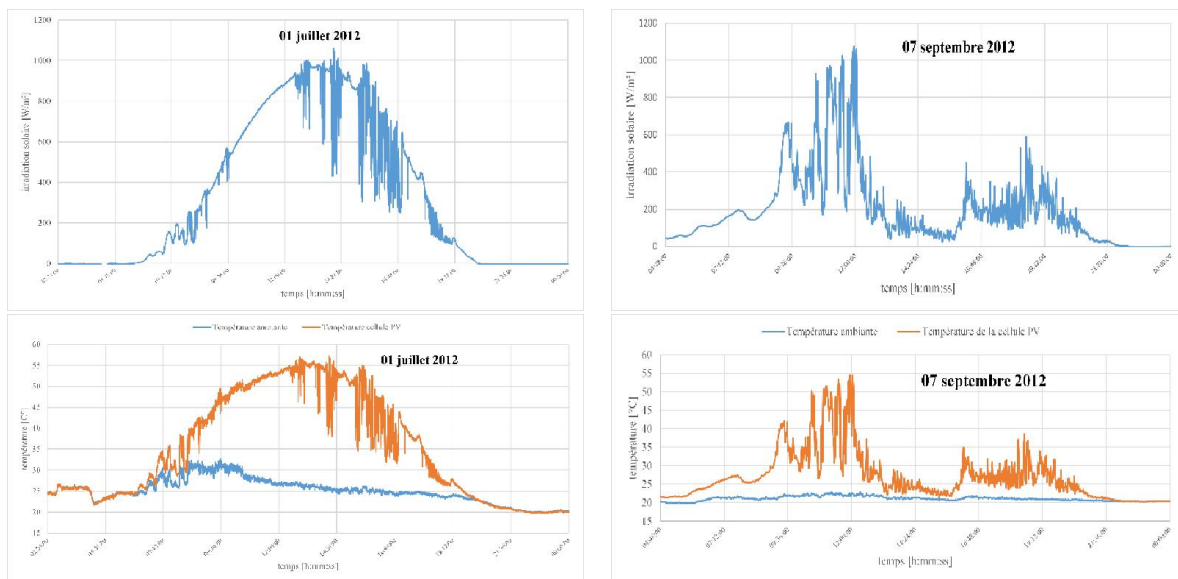


Figure II.3. Les données mesurées de l'irradiation solaire, la température ambiante et de la température cellule PV pour deux journées types

Afin de remédier à ces difficultés et apporter une valeur ajoutée à l'installation PV connectée au réseau du CDER, nous avons opté pour un modèle du module PV basé sur les caractéristiques électriques, les conditions d'essai standard (STC) et les courbes I-V. Ce modèle sera très utile et très pratique pour le suivi, l'analyse et le diagnostic des systèmes photovoltaïques.

2.3.1 Exigences particulières pour la fiche technique du module PV

La fiche technique d'un module PV doit inclure les paramètres ci-dessous, lors de son fonctionnement à puissance maximale, P_{max} :

- Courant de court-circuit, I_{sc} ,
- Tension en circuit ouvert, V_{oc} ,
- Tension optimale, V_{op} ,
- Courant optimal, I_{op} .

L'estimation des paramètres doit être basée sur des conditions de test standard (STC). Le STC est définie par une température nominale de la cellule de 25 °C, un niveau d'irradiation nominale de 1000W/m², une distribution spectrale de la masse d'air à 1,5 de l'étendu du spectre solaire.

En plus, les paramètres estimés sont testés à une température de fonctionnement nominale de la cellule (NOCT). NOCT est défini par une température ambiante de l'air de 20 °C, une irradiation de 800W/m² et une vitesse de vent de 1 m/s à travers le module PV de droite à gauche.

2.3.2 Modèle du module PV

Le modèle opté pour modéliser le module PV utilisé dans notre installation, prend en considération la relation entre le courant par rapport à la tension, le niveau d'irradiation solaire (E_i), la température de fonctionnement du module PV (T_{cell}), la constante caractéristique des courbes I-V, le courant de court-circuit et la tension en circuit ouvert [20].

Le modèle est décrit par les équations (2.1), (2.2), (2.3) et (2.4). Le principal avantage de ce modèle est qu'il permet de modéliser un module PV avec les données de la fiche technique et les conditions de test standard [21, 22, 23].

$$I(V) = \frac{I_{sc_x}}{1 - e^{-\frac{1}{b}}} \left[1 - e^{-\left(\frac{V}{b \cdot V_{oc_x}} - \frac{1}{b}\right)} \right] \quad (2.1)$$

Le modèle prend en considération le courant de court-circuit (I_{sc_x}), la tension en circuit ouvert (V_{oc_x}) à n'importe qu'elle niveau d'irradiation (E_i), la température du module PV (T_{cell}) et la constante de la caractéristique I-V (b).

Les grandeurs I_{sc_x} et V_{oc_x} peuvent être calculées par les équations suivantes :

$$V_{oc_x} = s \cdot \frac{E_i}{E_{in}} \cdot TCv \cdot (T_{cell} - T_n) + s \cdot V_{oc_max} - s \cdot (V_{oc_max}) \cdot e^{\left(\frac{E_i}{E_{in}} \cdot \ln\left(\frac{V_{oc_max} - V_{oc_ref}}{V_{oc_max}}\right)\right)} \quad (2.2)$$

$$I_{sc_x} = p \cdot \frac{E_i}{E_{in}} \cdot \left[I_{sc_ref} + TCi \cdot (T_{cell} - T_n) \right] \quad (2.3)$$

La puissance produite est donnée par l'équation :

$$P(V) = \frac{V I_{sc_x}}{1 - e^{-\frac{1}{b}}} \left[1 - e^{-\left(\frac{V}{b \cdot V_{oc_x}} - \frac{1}{b}\right)} \right] \quad (2.4)$$

Les grandeurs P , I et V sont respectivement la puissance, le courant et la tension de sortie du module PV. I_{sc_ref} et V_{oc_ref} sont le courant de court-circuit et de la tension en circuit ouvert aux conditions STC. V_{oc_max} est la tension en circuit ouvert à 25 °C et plus de 1200 W/m² (légèrement supérieure à V_{oc_ref}). T_{cell} est la température de la cellule PV en °C avec une température nominale $T_n=25$ °C. E_i est l'irradiation inclinée sur le plan du module PV en W/m², avec l'irradiation nominale $E_{in}=1000$ W/m². TCv est le coefficient de température de V_{oc} , en V/°C. TCi est le coefficient de température de I_{sc} en A/°C. Les variables s et p sont respectivement le nombre de modules PV, avec les mêmes caractéristiques électriques, connectés en série et en parallèle.

La puissance maximale (P_{max}) produite par un module PV, lorsqu'il fonctionne à une tension optimale (V_{mpp}), est donnée par l'équation (2.5).

$$P_{max} = P(V_{mpp}) = V_{mpp} \cdot I(V_{mpp}) = \frac{V_{mpp} \cdot I_{sc_x}}{1 - \exp\left(\frac{-1}{b}\right)} \cdot \left[1 - \exp\left(\frac{V_{mpp}}{b \cdot V_{oc_x}} - \frac{1}{b}\right)\right] \quad (2.5)$$

Enfin, la résistance interne (R_i) du module PV peut être calculée à partir du modèle, comme l'indique l'équation (2.6). La résistance optimale interne (R_{mpp}) est donnée par (2.7).

$$R_i = \frac{V}{I(V)} = \frac{V - V \cdot \exp\left(\frac{-1}{b}\right)}{I_{sc_x} - I_{sc_x} \cdot \exp\left(\frac{V}{b \cdot V_{oc_x}} - \frac{1}{b}\right)} \quad (2.6)$$

$$R_{mpp} = \frac{V_{mpp}}{I(V_{mpp})} = \frac{V_{mpp}^2}{P_{max}} = \frac{V_{mpp} - V_{mpp} \cdot \exp\left(\frac{-1}{b}\right)}{I_{sc_x} - I_{sc_x} \cdot \exp\left(\frac{V_{mpp}}{b \cdot V_{oc_x}} - \frac{1}{b}\right)} \quad (2.7)$$

Le modèle proposé du module PV considère l'effet de la température et de l'irradiation sur les grandeurs électriques de sorties. La Figure II.4 présente les caractéristiques $I-V$ d'un module PV sous irradiation. La surface grisée représente la puissance maximale obtenue. Le point de puissance maximum (MPP) est lorsque le produit du courant (I_{mpp}) et de la tension (V_{mpp}) est égal à la puissance maximale. La Figure II.5 montre la courbe de $P-V$ et la relation entre P_{max} et le point MPP.

La Figure II.6 montre la relation entre la résistance interne et la tension de fonctionnement du module PV. La résistance interne est quasi-linéaire jusqu'au point V_{mpp} . La résistance interne optimale (R_{mpp}) a une relation directe avec la puissance maximale et elle est unique. Si une charge résistive est égale à R_{mpp} , la puissance maximale est transférée.

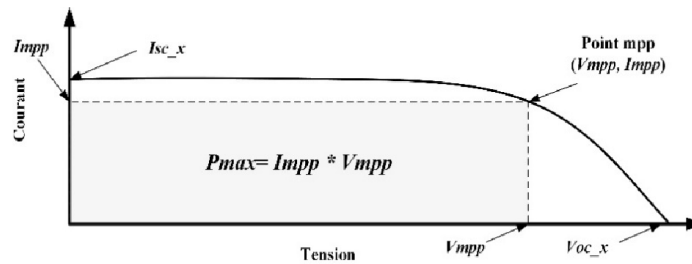


Figure II.4. Caractéristiques I-V d'un module PV

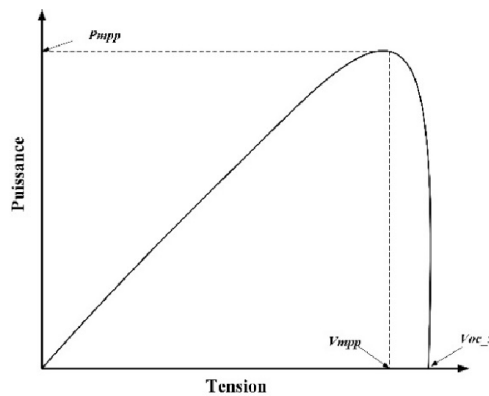


Figure II.5. Caractéristiques P-V d'un module PV

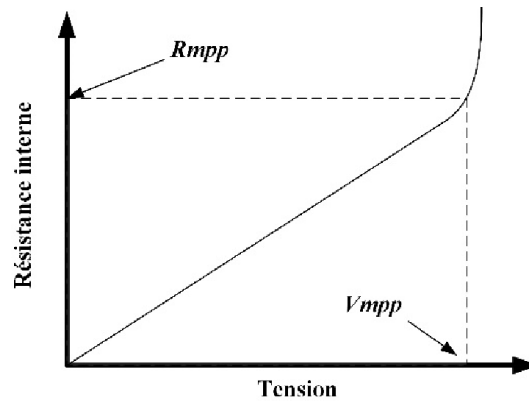


Figure II.6. Caractéristiques R-V d'un module PV

2.3.3 Constante de la caractéristique I-V

La constante de la caractéristique I-V (b) est liée à la performance du module PV. Cette performance est inversement proportionnelle à la valeur de la constante b . Cela dit, plus la performance est grande plus petite doit être la constante b , et vice-versa [20]. La constante b est définie comme positive dans l'intervalle compris entre 0,01 et 0,17. L'algorithme défini par l'équation (2.8) permet de calculer la constante b avec les paramètres électriques du module PV sous STC. La variable ε est la limite de l'erreur pour arrêter l'itération.

While $|b_{n+1} - b_n| > \varepsilon$

$$b_{n+1} = \frac{V_{mpp_ref} - V_{oc_ref}}{V_{oc_ref} \cdot \ln \left[1 - \frac{I_{mpp_ref}}{I_{sc_ref}} \cdot \left(1 - \exp\left(\frac{-1}{b_n}\right) \right) \right]} \quad (2.8)$$

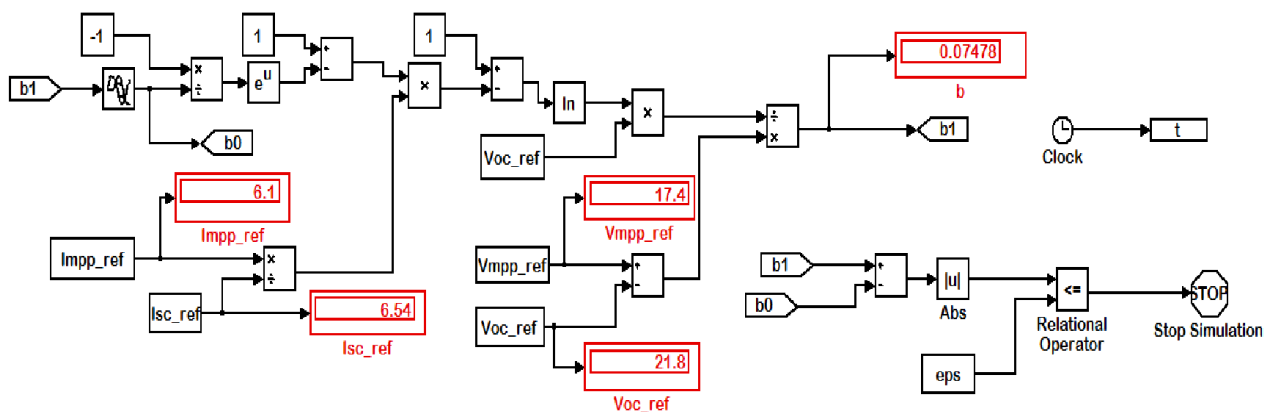


Figure II.7. Modèle de simulation de l'algorithme de calcul de la constante b

La Figure II.7 présente la simulation de l'algorithme de calcul de la constante b . En utilisant les paramètres de la fiche technique du module PV Isofoton I_106Wc (Tableau II.1) la constante b est égal à 0,07478.

2.3.4 Simulation du module PV

Le fonctionnement en régime statique du module PV peut être déterminé par la résolution de l'équation (2.1). Il consiste à calculer la valeur d'une des inconnus (V ou I) en fonction de l'autre. Les cellules sont généralement mises en série, alors il est préférable de calculer I à partir de V . La caractéristique du I-V est obtenue en calculant I pour plusieurs valeurs de V sur une plage de 0 à V_{oc} .

La Figure II.8 présente la caractéristique I-V du module PV Isofoton I_106Wc, pour une irradiation solaire de 1000 w/m^2 et une température de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Les paramètres de la fiche technique du fabricant ont été utilisés pour la simulation, sachant que la constante b correspondante est égal à 0.07478 . Par ailleurs, les deux caractéristiques I-V correspondantes aux limites de la constante b ($0,01$ & $0,18$), illustrent l'influence de ce paramètre sur les performances du module PV.

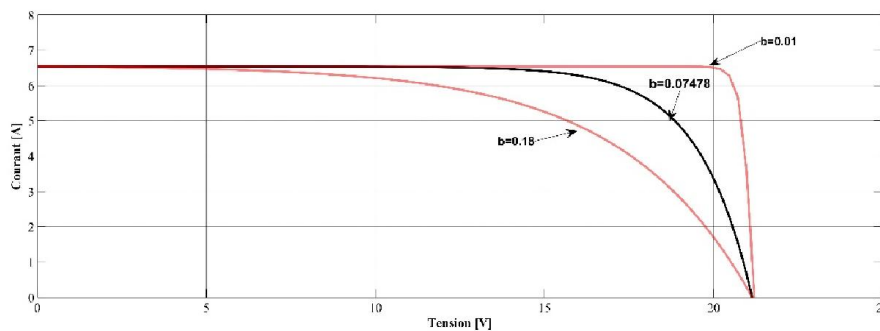


Figure II.8. Caractéristique I-V du module Isofoton I_106Wc

Les Figures II.9 et II.10 montrent les résultats de la simulation du module PV Isofoton I_106Wc sous température constante de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ et différents niveaux d'irradiation solaire : 200 W/m^2 , 400 W/m^2 , 600 W/m^2 , 800 W/m^2 et 1000 W/m^2 . Les courbes simulées sont similaires aux courbes données par le constructeur.

Les Figures II.11 et II.12 montrent les résultats de la simulation du module PV Isofoton I_106Wc sous irradiation solaire constante de 1000 W/m^2 et différentes températures : $0 \text{ }^\circ\text{C}$, $25 \text{ }^\circ\text{C}$, $50 \text{ }^\circ\text{C}$ et $75 \text{ }^\circ\text{C}$. Les courbes simulées sont similaires aux courbes données par le constructeur.

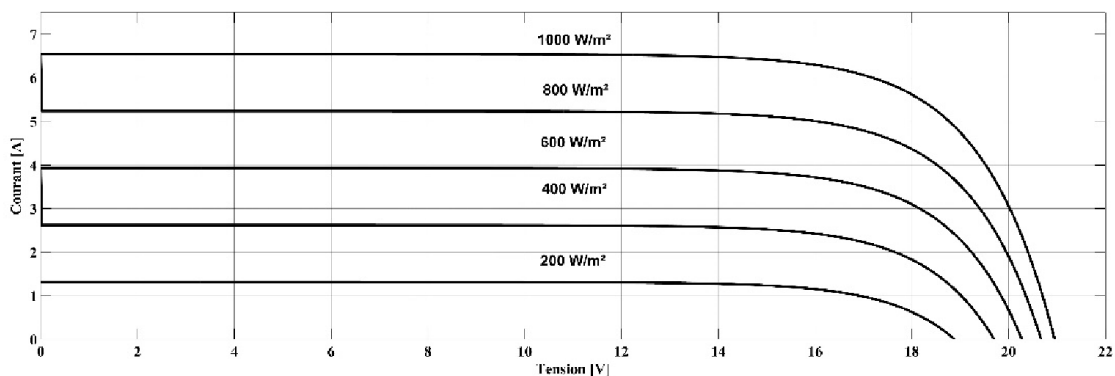


Figure II.9. Caractéristique I-V du module Isofoton I_106Wc sous différents niveaux d'irradiation solaire

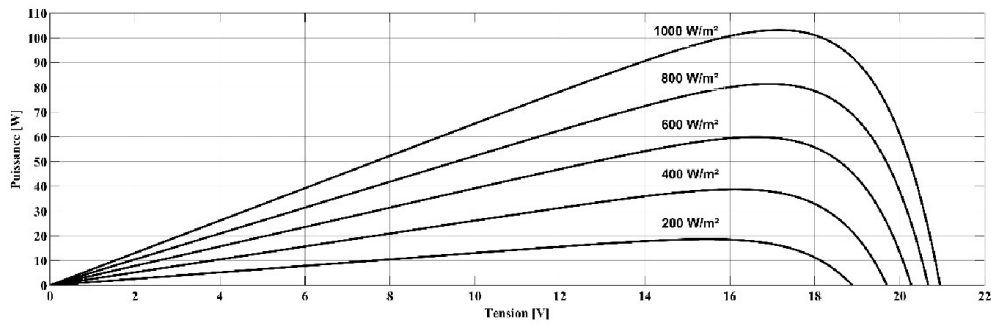


Figure II.10. Caractéristique P-V du module Isofoton I_106Wc sous différents niveaux d'irradiation solaire

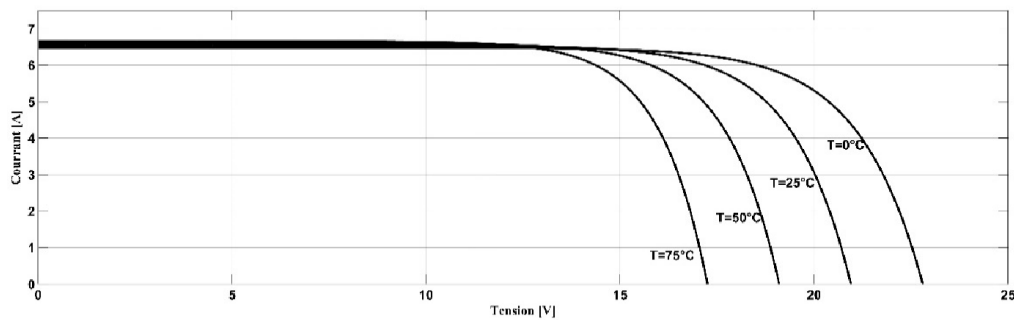


Figure II.11. Caractéristique I-V du module Isofoton I_106Wc sous différentes températures

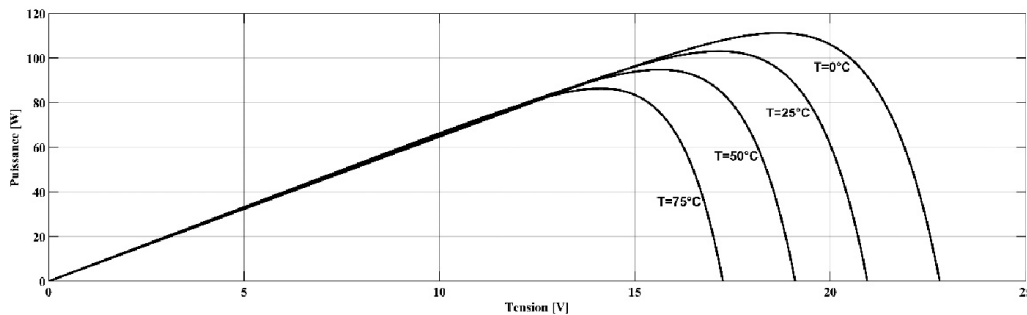


Figure II.12. Caractéristique P-V du module Isofoton I_106Wc sous différentes températures

Le modèle proposé a été testé en utilisant les paramètres du fabricant et sous différentes conditions d'irradiation et de température. L'effet du niveau d'irradiation sur les outputs du module PV (courant & tension) est plus distinct que l'effet de la température. Le modèle permet aussi de tracer d'autres caractéristiques non données par le fabricant, comme les caractéristiques R-V et I_P.

2.3.5 Validation expérimentale du modèle du module PV

Une connaissance correcte des paramètres du module PV est essentielle pour le monitoring précis de la puissance fournie. La Figure II.13 présente une comparaison entre la mesure et la simulation de la caractéristique I-V, $E_i=800,5W/m^2$ & $T=28^\circ C$. On remarque que sous conditions réelles il y'a un écart entre les valeurs mesurées et simulées.

Cela peut s'expliquer par le fait que les modules PV ont été exposés en milieu naturel durant huit années, date de la mise en service de l'installation (juin 2004). Une extraction des bons

paramètres des modules PV est exécutée. Pour cela, une campagne d'expérimentation sur le champ PV réel a été réalisée.

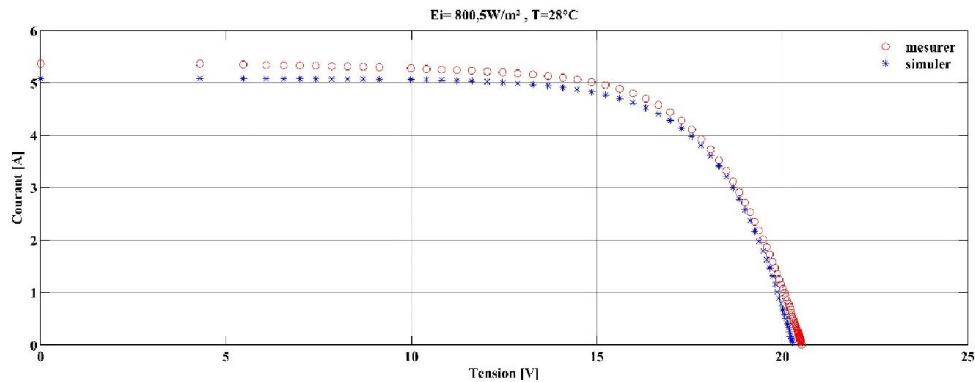
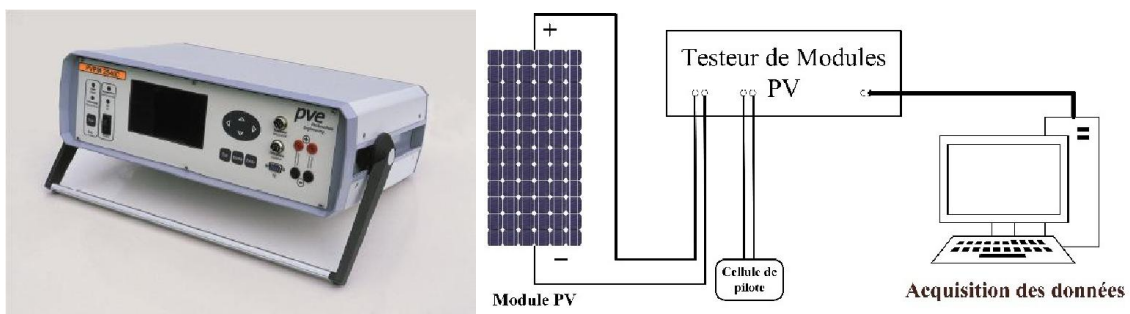


Figure II.13. Caractéristique I-V mesurée et simulée ($E_i=800,5\text{W/m}^2$ & $T=28^\circ\text{C}$).

2.3.5.1 Description de la plateforme d'expérimentation

En ce qui concerne l'expérimentation, la caractérisation (I-V), des modules PV monocristallins du fabricant Isofoton I-106/12V, a été réalisée sous irradiation solaire maximale journalière.

Un testeur de modules PV (Peak Power Measuring Device, PVPM2540C) est utilisé pour caractériser les modules PV (Figure II.14 (a)). Il joue le rôle d'une charge variable qui permet de balayer le point de fonctionnement du générateur sur une plage complète (100 points au total). Une cellule de référence a été également utilisée pour récupérer l'information sur l'irradiation et la température des cellules. Toutes les grandeurs mesurées sont ensuite envoyées à un PC, l'organisation du matériel est présentée dans la Figure II.14 (b).



(a) (b)
Figure II.14. Équipements de test des modules PV

En plus de la caractérisation, l'équipement nous permet d'identifier en conditions naturelles les paramètres du module PV sous conditions standards (STC) [23, 24], grâce à un algorithme interne. Les différentes mesures, réalisées durant la campagne de caractérisation des modules du champ PV, ont été moyennées pour un modèle optimal. Le Tableau II.3 présente une comparaison entre les paramètres donnés par le fabricant (fiche technique du module PV) et identifiés en conditions réelles. On observe une dégradation des paramètres identifiés, à l'inverse de I_{sc} . Cette différence entre les valeurs peut être expliquée par :

- Une erreur d'identification due à la mesure (E_i , T) ou à l'algorithme,
- Une variation du coefficient de la température de I_{sc} , due au vieillissement du module PV,

- Une variation du coefficient de la température de V_{oc} , due au vieillissement du module PV

Tableau II.3. Paramètres de performances du module PV

Paramètres de performances	Conditions de référence	Conditions réelles	Unités
I_{sc_ref}	6,54	6,60	A
V_{oc_ref}	21,6	20,07	V
I_{mpp_ref}	6,1	5,964	A
b	0,07478	$b=0,098$	/

La constante de la caractéristique I-V est recalculée en utilisant les paramètres en conditions réelles de fonctionnements, $b=0,098$. Cette augmentation de la valeur de b , indique une dégradation des performances du module PV due au nombre d'années de fonctionnement en conditions naturelles. Cela simplifie plusieurs paramètres de performances à un seul, ce qui est un atout de taille dans un processus d'identification.

2.3.5.2 Comparaison des résultats mesurés et simulés en statique

La comparaison des données mesurées et simulées par le modèle du module PV avec les paramètres extraits, a été réalisée sous environnement MATLAB. Les Figures II.15 à II.19 montrent une comparaison entre les comportements simulés sous différentes conditions d'irradiation (E_i) et de températures ambiante (T). On remarque que pour les différentes comparaisons réalisées, la simulation et l'expérimentation concordent. Ceci valide le modèle développé. Cependant, on a observé que l'erreur de l'estimation de la tension en circuit ouvert (V_{oc}) est proportionnelle à la température de fonctionnement de la cellule. Cela est dû à la variation du coefficient de la température de V_{oc} (TC_V).

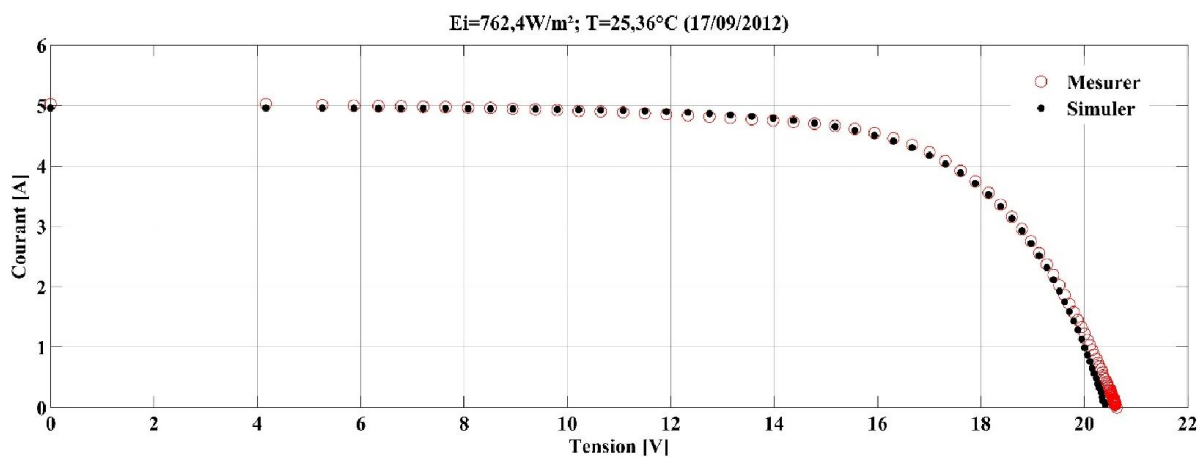


Figure II.15. Comparaison des valeurs mesurées et simulées de la caractéristique I-V ; $E_i=762,4 \text{ W/m}^2$ et $T=25,26^\circ\text{C}$; 17/09/2012

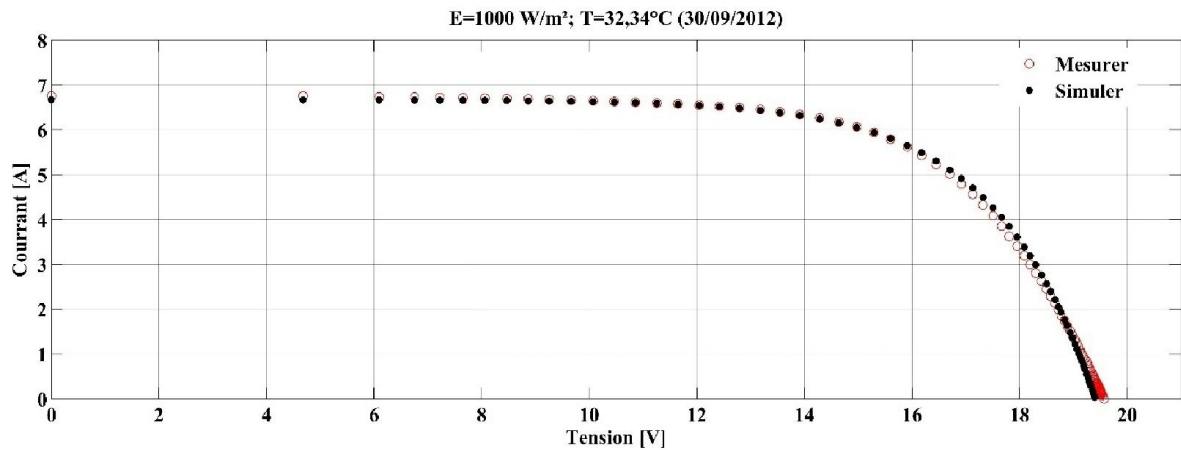


Figure II.16. Comparaison des valeurs mesurées et simulées de la caractéristique I-V ; $E_i=1000 \text{ W/m}^2$ et $T=32,34^\circ\text{C}$; 30/09/2012

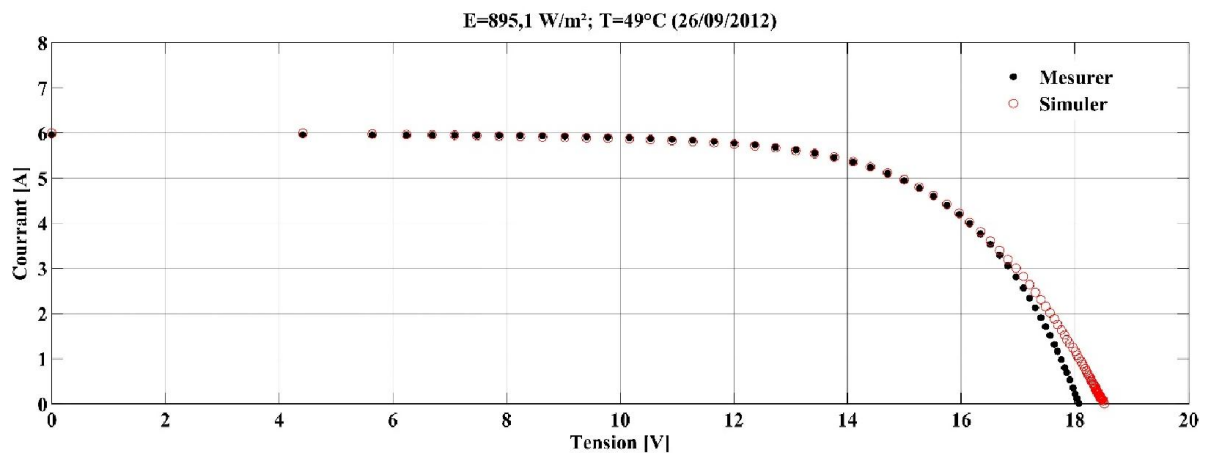


Figure II.17. Comparaison des valeurs mesurées et simulées de la caractéristique I-V ; $E_i=895,1 \text{ W/m}^2$ et $T=49^\circ\text{C}$; 26/09/2012

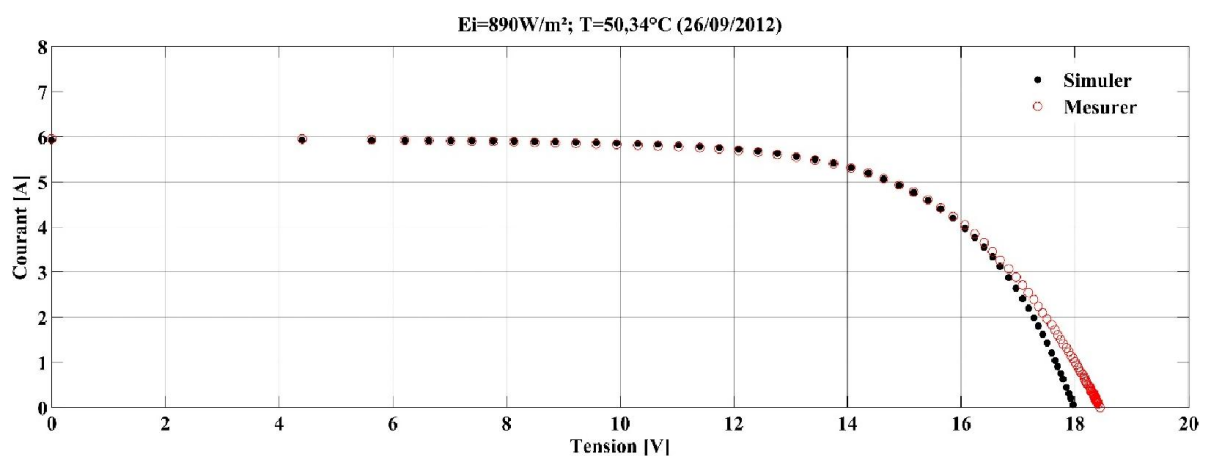


Figure II.18. Comparaison des valeurs mesurées et simulées de la caractéristique I-V ; $E_i=890 \text{ W/m}^2$ et $T=50,34^\circ\text{C}$; 26/09/2012

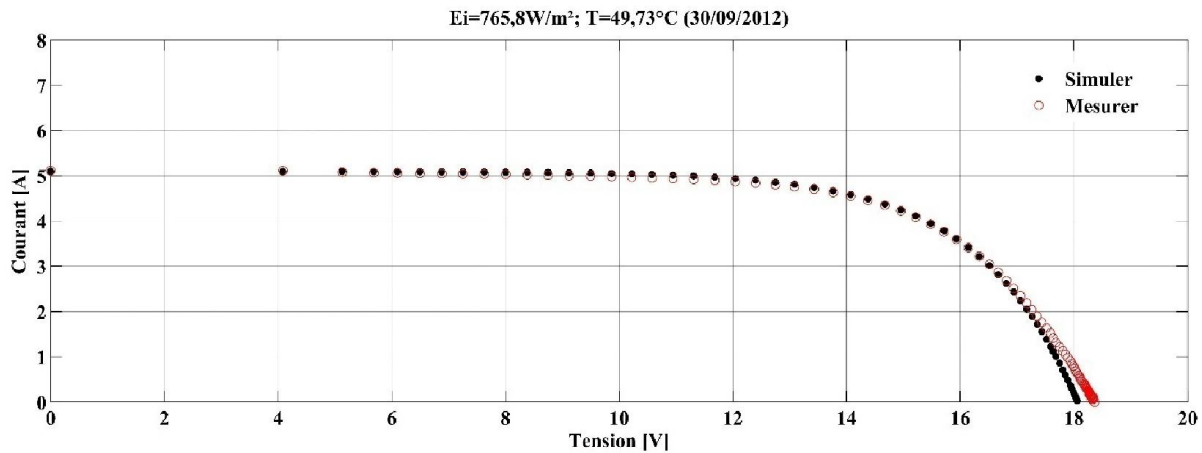


Figure II.19. Comparaison des valeurs mesurées et simulées de la caractéristique I-V ;
 $E_i=765,8 \text{ W/m}^2$ et $T=49,73^\circ\text{C}$; 30/09/2012

Cette démarche nous a permis de valider en statique le modèle utilisé pour modéliser le comportement du module PV type Isofoton I-106Wc/12V. Nous présenterons dans la section suivante l'utilisation du modèle en dynamique.

2.4 Modélisation comportementale du champ photovoltaïque

La caractéristique P-V d'un module PV présente une crête qui varie avec la température, l'irradiation et le vieillissement. Une association directe du générateur PV avec une charge ne permet pas un fonctionnement optimum du système PV.

2.4.1 Poursuite du point de puissance maximum

L'introduction d'un étage d'adaptation permet la poursuite du point maximal de puissance afin d'obtenir le rendement maximal du générateur PV à tout instant malgré les variations des paramètres météorologiques. L'étage d'adaptation est un convertisseur statique contrôlé par une commande appelée MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui effectue une recherche permanente du point de puissance maximale (MPP). Le principe de ces commandes consiste à agir sur le rapport cyclique du convertisseur statique de manière automatique pour amener le générateur PV à sa valeur optimale de fonctionnement qu'elles que soient les instabilités météorologiques ou variations brutales de charges qui peuvent survenir à tout moment.

2.4.1.1 Etat de l'art

De nombreuses recherches sur les commandes MPPT ont été effectuées afin de trouver un système optimal permettant une recherche de MPP selon l'évolution de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque. Nous pouvons trouver différents types d'algorithmes basés sur une commande extrémale, le courant I_{sc} ou V_{oc} , ...etc et beaucoup d'autres solutions de recherche de MPP existent.

a. l'Algorithme "Perturb and Observ" (P&O) : Le principe de cet algorithme (P&O) est de perturber la tension et analyser la variation de la puissance. L'évolution de cette dernière est analysée après chaque perturbation de la tension, si la puissance augmente la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la

convergence vers le nouveau MPP. Cet algorithme nécessite la mesure de la tension et du courant pour calculer la puissance PV à chaque instant. L'algorithme P&O est largement utilisé de par sa facilité d'implémentation. Néanmoins, il présente quelques inconvénients d'oscillations permanentes autour du MPP. Ces oscillations peuvent être réduites en minimisant la perturbation. Cependant, une faible valeur d'incrément ralenti la recherche du MPP, il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité. Ce qui rend cette commande difficile à optimiser.

b. l'Algorithme "Hill Climbing" : Le principe de cet algorithme (Hill Climbing) est basé sur la caractéristique de la puissance en fonction du rapport cyclique du convertisseur DC/DC. Périodiquement, la variation de la puissance est analysée pour incrémenter ou décrémenter la valeur du rapport cyclique. Une fois le MPP atteint, le système oscille autour de ce dernier indéfiniment. Cette oscillation permet au système de pilotage de vérifier que le maximum ne s'est pas déplacé et le cas échéant de le suivre mais elle entraîne une perte de rendement, le point de fonctionnement moyen étant en dessous du maximum. Dans le cas où l'ensoleillement augmente, la puissance mesurée peut augmenter alors même que le sens d'évolution de la commande est mauvais ce qui éloigne le système du MPP, cet ajustement incorrect continuera jusqu'à ce que l'augmentation de l'intensité lumineuse cesse. Dans le cas où il n'y a pas un maximum mais des maxima (ombrage), ce type d'algorithme doit être raffiné pour être sûr de converger vers le plus haut des maxima. Enfin un problème courant est d'assurer la convergence même par faible ensoleillement lorsque les variations de puissance sont du même ordre de grandeur que les bruits de mesures.

c. l'Algorithme de la conductance incrémentale : Le principe de cet algorithme (IncConductance) est de calculer la conductance (I/V), la conductance incrémentale (dI/dV) et en déduire la direction du MPP par rapport au point de fonctionnement présent. La direction de convergence est donc toujours connue, ce qui est un avantage par rapport à la technique «Hill Climbing» présenté précédemment en particulier lorsque l'ensoleillement varie rapidement. Toutefois cette méthode pose des problèmes (répercussion des bruits de mesures dans les calculs, division par zéro ...).

d. l'Algorithme MPPT par intelligence artificielle : De part l'étude des algorithmes de poursuite du MPP, abordée précédemment, on a constaté qu'un faible pas d'incrément du convertisseur statique réduira les oscillations, mais détériorera, en contrepartie, le temps de réponse de l'algorithme. Un changement brusque de l'irradiation, peut déplacer le point de fonctionnement dans la mauvaise direction. Pour remédier à ces problèmes, des techniques d'intelligence artificielle peuvent être utilisées. Ces méthodes sont très performantes mais nécessitent un microcontrôleur ayant une grande capacité de calculs, tenant compte des nombreuses disparités des paramètres électriques du module PV, entraînant obligatoirement une consommation énergétique non négligeable liée au microprocesseur.

Dans la suite des travaux, nous présenterons un algorithme et une méthode non traditionnelle pour la poursuite du MPP, la méthode proposée est dénommée LRCM (***Linear Reoriented Coordinates Method***), [25]. Cette méthode (LRCM) est très robuste et simple pour calculer les solutions symboliques d'une fonction transcendante (non algébrique), où la fonction inverse

n'est pas possible à calculer par les méthodes classiques et où seuls les solutions analytiques peuvent être calculées.

2.4.1.2 Algorithme MPPT basé sur la méthode LRCM

Le point de fonctionnement optimal peut être calculé avec la résolution (par rapport à la tension) de l'équation (2.9) quand elle est égale à zéro. La solution (V_{mpp}) est substituée dans l'équation (2.4) pour obtenir le MPP. Malheureusement, il n'est pas possible de trouver une solution symbolique où le seul moyen de résoudre l'équation (2.9) est numérique. Cela implique des itérations longues et fastidieuses, qui nous écartent de notre démarche.

$$\frac{\partial P(V)}{\partial V} = \frac{I_x - I_x \cdot \exp\left(\frac{V}{b \cdot V_x} - \frac{1}{b}\right)}{1 - \exp\left(\frac{-1}{b}\right)} - V \cdot \frac{-I_x \cdot \exp\left(\frac{V}{b \cdot V_x} - \frac{1}{b}\right)}{b \cdot V_x - b \cdot V_x \cdot \exp\left(\frac{-1}{b}\right)} \quad (2.9)$$

En revanche, la méthode LRCM est un outil très utile pour trouver une solution de l'équation (2.9) par rapport à V et être utilisée comme algorithme MPPT. Pour les systèmes PV, le concept principal de la méthode LRCM est de trouver le point de tangente de la caractéristique I-V, comme le montre la Figure II. 20. Le point de tangente est défini par le courant I_{mpp} et la tension V_{mpp} correspondante à la puissance P_{mpp} .

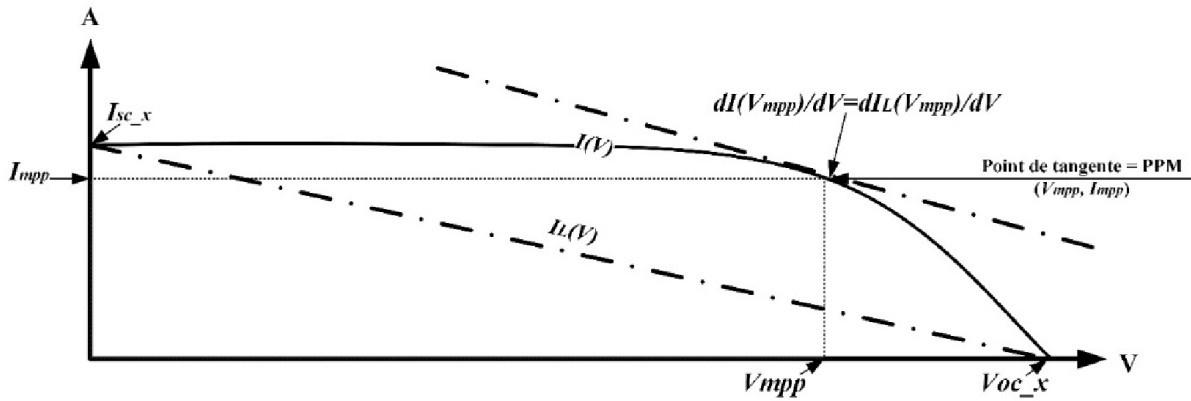


Figure II.20. Relation entre LRCM et la caractéristique I-V

En utilisant les limites de la caractéristique I-V, l'équation du courant linéaire $I_L(V)$ peut être déterminé (équation (2.10)). Ainsi, $I_L(V)$ peut être considéré comme les limites de (2.1) quand b tend vers l'infini. L'équation de courant, (2.1) et de l'équation du courant linéaire, (2.10) sont différenciées et égalées l'un à l'autre pour résoudre V . Les dérivés de $I(V)$ et $I_L(V)$ par rapport à V sont données par les équations (2.11) et (2.12). Il est important de souligner que la pente de la courbe I-V au point de la tangente est égale à la pente du courant linéaire, l'équation (2.13), on peut alors déduire la valeur de V .

$$I_L(V) = \lim_{b \rightarrow \infty} \left[I_{sc_x} - I_{sc_x} \cdot \frac{1 - \exp\left(\frac{V}{b \cdot Voc_x} - \frac{1}{b}\right)}{1 - \exp\left(\frac{-1}{b}\right)} \right] = I_{sc_x} - I_{sc_x} \frac{V}{Voc_x} \quad (2.10)$$

$$\frac{\partial I_L(V)}{\partial V} = - \frac{I_{oc_x}}{Voc_x} \quad (2.11)$$

$$\frac{\partial I}{\partial V} = \frac{-I_{sc_x} \cdot \exp\left(\frac{V}{b \cdot Voc_x} - \frac{1}{b}\right)}{b \cdot Voc_x - b \cdot Voc_x \cdot \exp\left(\frac{-1}{b}\right)} \quad (2.12)$$

$$\frac{\partial I_L(V)}{\partial V} \approx \frac{\partial I(V)}{\partial V} \Rightarrow -\frac{I_{sc,x}}{V_{oc,x}} \approx \frac{-I_{sc,x} \cdot \exp\left(\frac{V}{b \cdot V_{oc,x}} - \frac{1}{b}\right)}{b \cdot V_{oc,x} - b \cdot V_{oc,x} \cdot \exp\left(\frac{-1}{b}\right)} \quad (2.13)$$

Donc, la valeur de la tension au MPP par la méthode LRCM est donnée par l'équation (2.14) :

$$V_{mpp} = V_{oc,x} + b \cdot V_{oc,x} \cdot \ln\left(b - b \cdot \exp\left(-\frac{1}{b}\right)\right) \quad (2.14)$$

En remplaçant (2.14) dans (2.1), on trouve l'équation (2.15) du courant au MPP :

$$I_{mpp} = I_{sc,x} \cdot \frac{1 - b + b \cdot \exp\left(\frac{-1}{b}\right)}{1 - \exp\left(\frac{-1}{b}\right)} \quad (2.15)$$

La Figure II.21 présente les résultats de simulation des courbes P-V et les MPP calculés par la méthode LRCM pour différents niveaux d'irradiation solaire : 200 W/m², 400 W/m², 600 W/m², 800 W/m² et 1000 W/m². Ce résultat montre que cette méthode assure une juste poursuite du MPP, et peut être utilisée comme un algorithme MPPT.

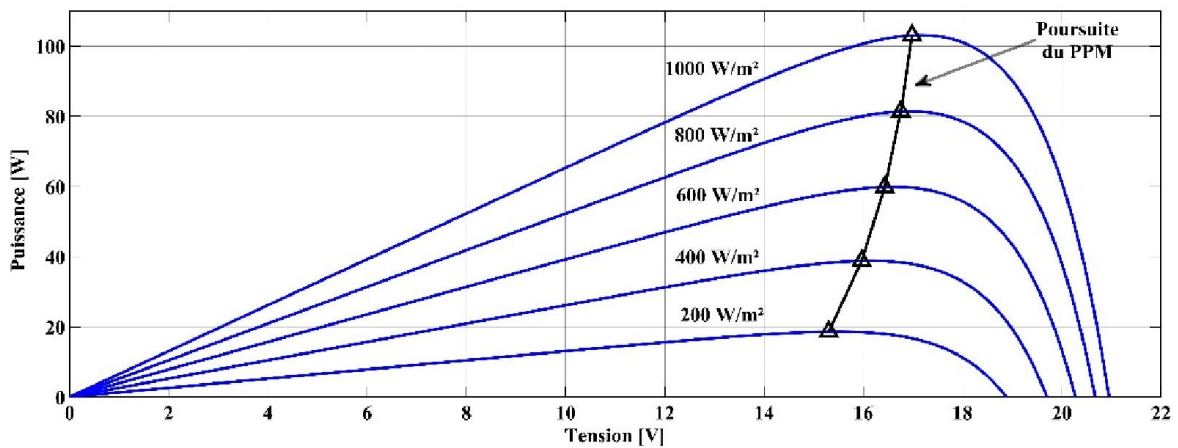


Figure II.21. Courbes P-V et les MPP sous différents niveaux d'irradiation

2.4.2 Validation expérimentale du modèle du champ PV

Dans cette partie, nous allons procéder à une validation expérimentale du modèle dynamique du générateur PV. Ce dernier est constitué de 90 modules PV monocristallins du fabricant Isofoton I-106Wc/12V, sur une surface de 70m². Le générateur est partagé en trois champs PV identiques de 30 modules chacun. Chaque champ PV est structuré en deux branches de 15 modules PV en série (Figure II.22) d'une puissance installée de 3.15kWc.

Le générateur PV a été muni d'un système d'acquisition des paramètres radiométriques influant sur le système, tel que l'irradiation solaire et la température, et des paramètres électriques tel que le courant et la tension. Les équipements de mesures utilisés sont décrits ci-dessous :

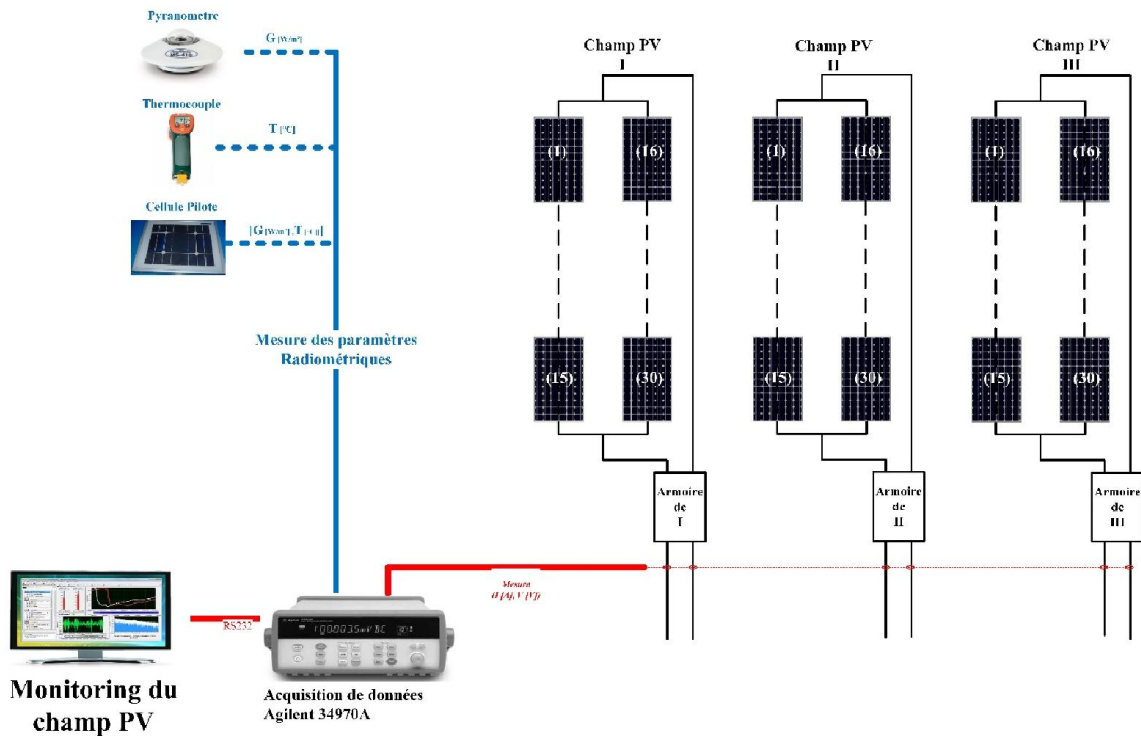


Figure II.22. Structure du générateur PV avec le dispositif de mesure

2.4.2.1 Système d'acquisition

a. Mesures radiométriques :

La mesure de l'irradiation solaire reçue par les modules PV, a été réalisée par deux méthodes différentes. La première, à l'aide d'un pyranomètre du fabricant Kipp&Zonen, type CM 11 d'une sensibilité de 4 à 6 $\mu\text{V}/\text{Wm}^{-2}$. La seconde, avec une cellule de référence court-circuitée avec une résistance shunt, le Tableau II.4 donne les caractéristiques de la cellule utilisée. Le courant est mesuré par l'équation (2.16), puis on calcule le taux d'irradiation par l'équation (2.17).

Tableau II.4. Calibration de la cellule solaire donnée par le constructeur

Paramètres		Unités
$V_{mes,ref}$	150	mV
$I_{cv,ref}$	4	A
R_{sh}	0.037	Ω

$$I_{mes} = V_{cc,ref} \frac{E_{i,c}}{E_{ref}} \quad (2.16)$$

$$E_{i,c} = \frac{E_{ref}}{R_{sh} \cdot I_{cc,ref}} V_{mes} \quad (2.17)$$

La Figure II. 23 présente un exemple de mesure de l'irradiation solaire inclinée sur le plan des modules PV par les deux méthodes présentées ci-dessus. On observe que les deux mesures sont pratiquement superposées. L'intérêt de cette double mesure est de vérifier la fiabilité de la

mesure par le pyranomètre (calibrage, ombrage, ...), et aussi, maîtriser la mesure par cellule de référence. Il est important de préciser que le pyranomètre est un équipement coûteux pour les petits systèmes PV.

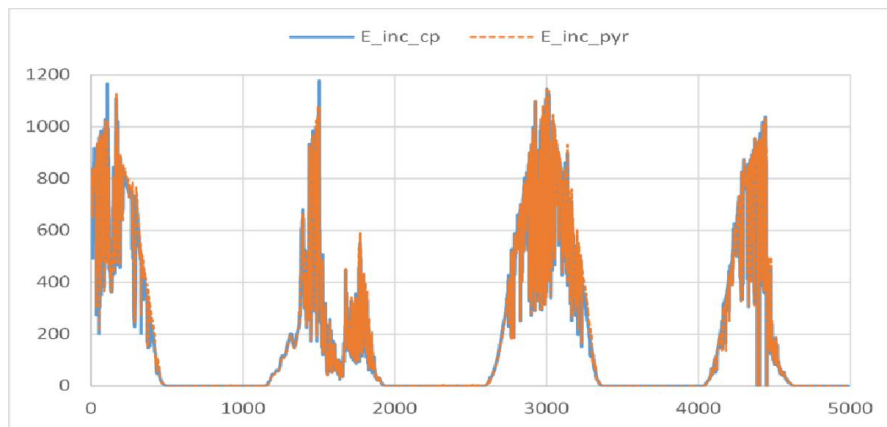


Figure II.23. Mesure de l'irradiation solaire avec un pyranomètre et une cellule de référence

La Mesure de la température a été effectuée avec plusieurs types de capteurs analogiques ou numériques selon la nature des entrées de la carte d'acquisition. Dans notre cas on a opté pour le thermocouple de type K (Nickel chrome / nickel allié). La mesure de la température de la cellule/ du module PV a été réalisée en fixant le thermocouple à la face arrière du module PV, Figure II.24.

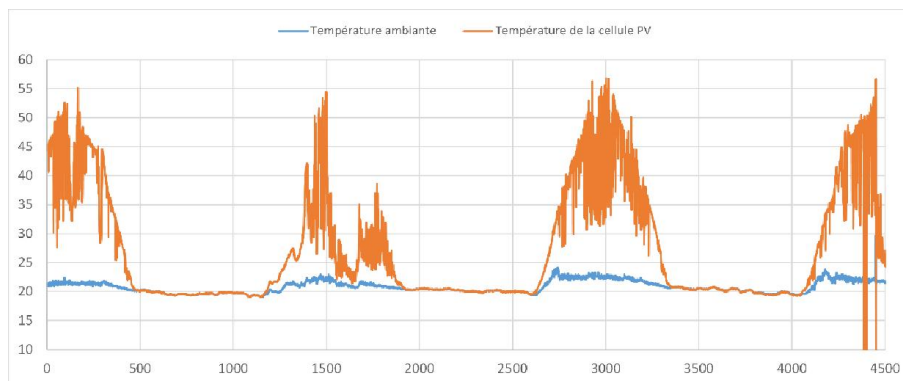


Figure II.24. Mesure de la température ambiante et cellule PV

b. Mesure du courant et de la tension :

Pour la mesure des courants DC (générés par les trois champs PV) et AC (injectés au réseau) on a utilisé des cartes électroniques basées sur des capteurs à effet hall de type CLSM-50.

La tension continue délivrée par un champ PV peut atteindre 500V, pour cela un diviseur de tension a été placé entre la tension du champ PV et l'entrée de la centrale d'acquisition, pour éviter tout risque de dépassement. Pour la tension côté réseau, on a pris directement l'image de la tension à la sortie du transformateur utilisé pour alimenter les capteurs à effet hall.

c. Centrale d'acquisition :

Toutes les mesures réalisées passent par la centrale d'acquisition pour l'enregistrement et la synchronisation. Nous avons utilisé la centrale d'acquisition d'Agilent, modèle HP 34970 A,

elle associe les avantages de fonctions de mesure et de précision, avec possibilité de connexion multiples des signaux pour les besoins des systèmes de test ou de conception.

2.6.2 Comparaison des résultats mesurés et simulés en dynamique

Un monitoring hors temps réel du générateur PV a été réalisé sous environnement MATLAB Simulink. Pour le faire, les grandeurs mesurées sont comparées avec les résultats de simulation du modèle d'un des trois champs PV identiques. Les paramètres du module PV identifiés précédemment et l'algorithme MPPT proposé (LRCM) ont été considérés. L'objectif de ce test est de valider, par l'expérimentation, les modèles et méthodes employées dans notre démarche de modélisation comportementale du système PV.

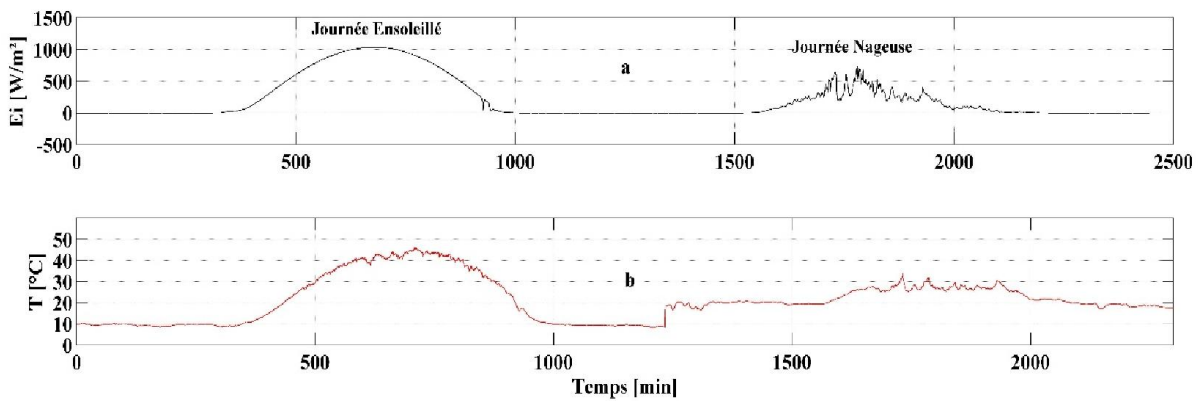


Figure II.25. Monitoring des paramètres radiométriques ; a) l'irradiation solaire ; b) la température de la cellule PV

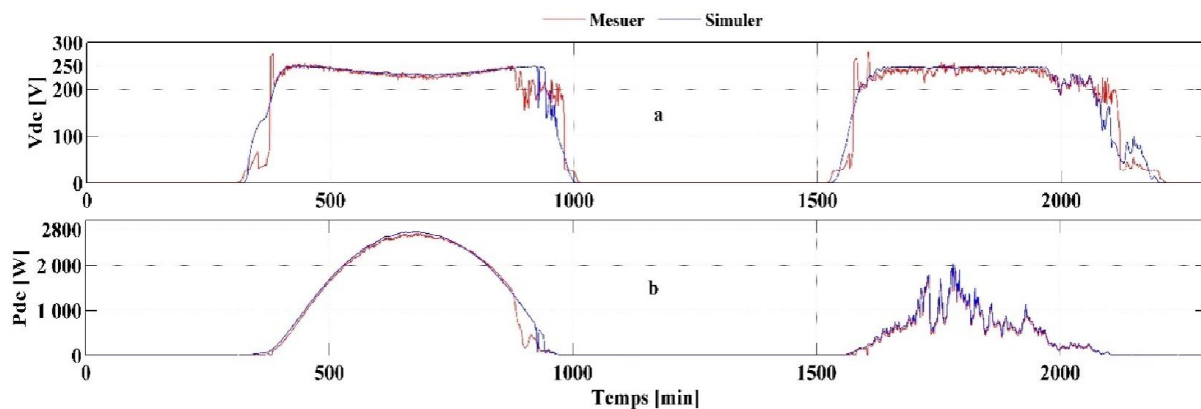


Figure II.26. Monitoring et simulation des grandeurs électriques du champ PV ; a) la tension MPPT ; b) la puissance MPPT

Les Figures II.25 et II.26 montrent le monitoring hors temps réel des grandeurs mesurées et simulées du champ PV sous test. Deux journées types ont été sélectionnées pour évaluer le système de monitoring mis en place et valider le modèle du champ PV et l'algorithme MPPT proposé.

Les Figures II.25 (a) et (b) présentent les profils de l'irradiation solaire inclinée sur le plan des modules PV et la température de fonctionnement des cellules PV, respectivement. Ciel claire

pour la première journée et ciel nuageux pour la seconde. Les valeurs ont été relevées par intervalle d'une minute.

La Figure II.26 (a) montre la comparaison entre la mesure et la simulation de la tension continue MPPT du champ PV (V_{dc}). On observe la bonne estimation de V_{dc} sous les conditions réelles de test. Néanmoins, on constate une erreur dans l'estimation de V_{dc} durant le lever et le coucher du soleil pour les deux journées. Cette erreur est due à deux phénomènes, le premier est la difficulté de modéliser ou d'identifier la tension de démarrage du champ PV. Le second est dû à un défaut d'ombrage, après la minute 880 pour la journée claire. Par contre, pour la journée nuageuse, il n'est pas visible du fait des nuages et coïncide avec le coucher du soleil.

La Figure II.26 (b) montre la comparaison entre la mesure et la simulation de la puissance continue MPPT du champ PV (P_{dc}) sous les conditions réelles de test. On observe la fiabilité de l'estimation de P_{dc} sous les conditions ensoleillées et nuageuses. Pareillement, on remarque que l'erreur sur V_{dc} de démarrage n'a pas d'impact sur le rendement du générateur PV. Par contre, on distingue clairement les pertes de puissance dues à un défaut d'ombrage durant la fin de la journée ensoleillée.

Ces résultats nous ont permis de vérifier et valider le bon fonctionnement du système de monitoring du champ PV. Dans le cadre de ces essais, le modèle sain du générateur PV réalisé nous a permis d'identifier un défaut d'ombrage dans le champ PV sous test.

2.5. Modélisation comportementale de l'onduleur PV

Dans cette section, nous présenterons un modèle empirique développé par les laboratoires SANDIA (Sandia National Laboratories) applicable à tous les onduleurs commerciaux utilisés dans les systèmes PV. C'est un modèle simple qui permet de calculer avec précision la puissance de sortie (P_{ac}) en fonction de la puissance d'entrée (P_{dc}) de l'onduleur.

Nous utiliserons ce modèle pour modéliser le comportement dynamique des trois onduleurs PV (FORNIUS IG30) monophasés raccordés au réseau. Le modèle nécessite un réglage des paramètres de performance (coefficients) dans des conditions réelles¹.

2.5.1 Modèle de l'onduleur

Les équations ci-dessous décrivent le modèle de l'onduleur développé par les laboratoires SANDIA [26]. La tension continue (V_{dc}) et la puissance continue (P_{dc}) sont considérées comme des variables indépendantes pour calculer la puissance de sortie de l'onduleur (P_{ac}).

Les paramètres avec l'indice "o" sont des valeurs constantes qui sont définies en conditions de référence ou de fonctionnement nominal. Le C_0 , C_1 , C_2 et C_3 sont des coefficients constants du modèle de l'onduleur. La relation entre P_{ac} en fonction de V_{dc} et de P_{dc} est donnée par l'équation (2.18).

¹ On souligne ici que, la performance de l'algorithme MPPT de l'onduleur n'est pas explicitement incluse dans le modèle. Car actuellement, la plupart des onduleurs PV ont un algorithme MPPT performant (98-100% de la puissance PV) [14].

$$P_{ac} = \left[\left(\frac{P_{aco}}{A - B} \right) - C \times (A - B) \right] \times (P_{dc} - B) + C \times (P_{dc} - B)^2 \quad (2.18)$$

Avec:

$$A = P_{dco} \times [1 + C_1 \times (V_{dc} - V_{dco})] \quad (2.19)$$

$$B = P_{so} \times [1 + C_2 \times (V_{dc} - V_{dco})] \quad (2.20)$$

$$C = C_o \times [1 + C_3 \times (V_{dc} - V_{dco})] \quad (2.21)$$

2.5.2 Définition des paramètres de performances de l'onduleur PV

P_{ac} = puissance de sortie AC de l'onduleur basée sur la puissance et la tension d'entrée, (W)

P_{dc} = puissance d'entrée DC de l'onduleur, supposée égal au MPP du champ PV (W)

P_{aco} = puissance de sortie AC maximale de l'onduleur en condition nominale, supposé être une valeur limite supérieure, (W)

P_{dco} = puissance d'entrée DC maximale, correspondante à P_{aco} , (W)

V_{dco} = tension d'entrée DC maximale, correspondante à P_{aco} , (V)

P_{so} = puissance d'entrée DC nécessaire au démarrage ou l'autoconsommation de l'onduleur, (W)

C_o = coefficient définissant la relation entre la puissance AC et puissance DC en régime permanent, la valeur par défaut (zéro) donne une relation linéaire, (1/W)

C_1 = coefficient empirique permettant de varier linéairement P_{dco} en fonction de la tension d'entrée DC, la valeur par défaut est zéro, (1/V)

C_2 = coefficient empirique permettant de varier linéairement P_{so} en fonction de la tension d'entrée DC, la valeur par défaut est zéro, (1/V)

C_3 = coefficient empirique permettant de varier linéairement C_o en fonction de la tension d'entrée DC, la valeur par défaut est zéro, (1/V)

La précision du modèle dépend de l'exactitude des paramètres de performance du modèle de l'onduleur PV. Ces paramètres peuvent être obtenus à partir des fiches techniques du constructeur en considérant les valeurs par défaut des coefficients ou des bases de données des tests réalisées dans les laboratoires internationaux reconnus.

L'autoconsommation des onduleurs utilisés a été déterminée grâce à des mesures expérimentales antérieures par un analyseur de puissance (ZIMMER LMG 450, [27]). Dans la suite de notre démarche, le paramètre de performance P_{so} est considéré constant, est égale à 3,5W.

Le Tableau II.5 présente les valeurs des paramètres de performances, de l'onduleur FORNIUS IG 30, par défaut et fournies par la base de données des laboratoires SANDIA.

Tableau II.5. Paramètres de performances de l'onduleur PV, FORNIUS IG 30

Paramètres de performances	Paramètres par défaut	Laboratoires SANDIA	Unités
P_{aco}	2650	2700	W
P_{dco}	2850	2879	W
P_{so}	3.5	3.5	W
V_{dco}	500	277	V
C_0	0	-1.009e-5	W ⁻¹
C_1	0	-1.367e-5	V ⁻¹
C_2	0	-3.587e-5	V ⁻¹
C_3	0	-3.421e-3	V ⁻¹

2.5.3 Comparaison des résultats mesurés et estimés

Le système d'acquisition présenté dans la Figure II. 27 est utilisé pour effectuer un monitoring hors temps réel de l'onduleur PV sous environnement MATLAB Simulink. Les mesures exploitées sont le courant/ la tension DC, les valeurs efficaces réelles de tension/ courant AC et les puissances actives DC/AC.

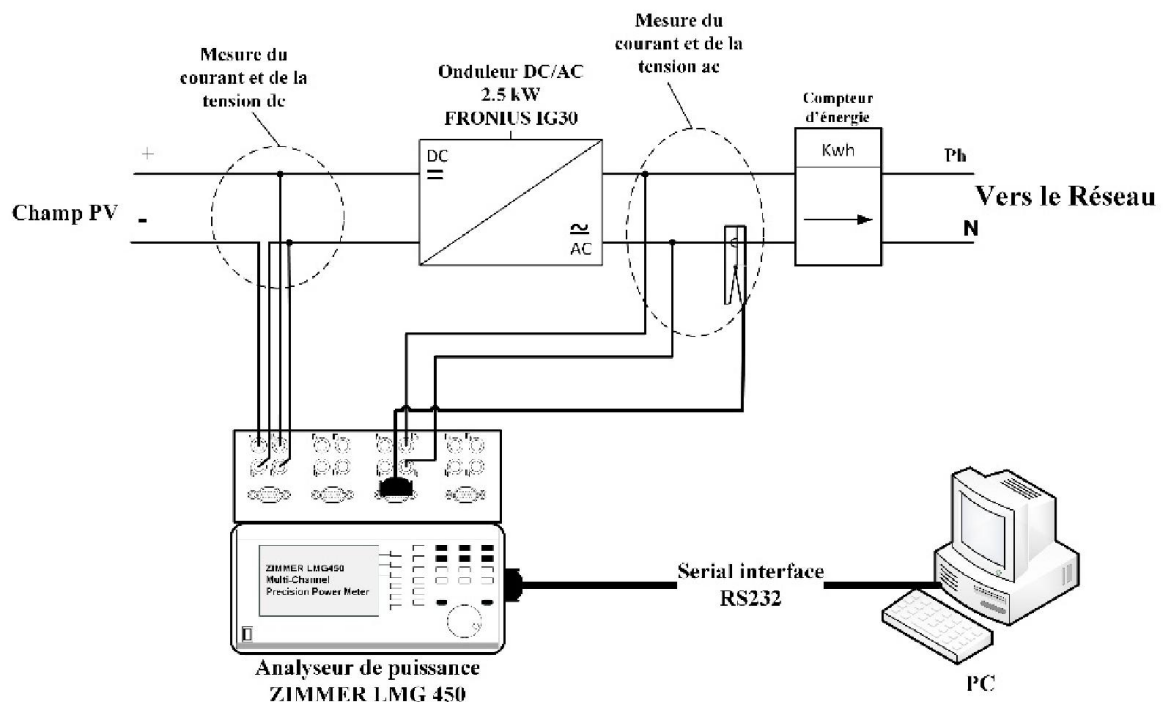


Figure II.27. Banc de mesure de l'onduleur PV

Les Figures ci-dessous, présentent les mesures et résultats pour la journée du 12 Juillet 2012. Cette dernière est caractérisée par un ciel clair durant le début de la journée et des passages nuageux vers la fin de la journée.

La Figure II.28 montre la tension MPPT du champ PV mesurée ($V_{dc_{mes}}$) durant la journée du 21 juillet 2012. En régime permanent de l'onduleur, la tension $V_{dc_{mes}}$ est égale à $240 \text{ V} \pm 20 \text{ V}$.

La Figure II.29 présente une comparaison entre la puissance de sorties AC mesurée ($P_{ac_{mes}}$) et estimée ($P_{ac_{est}}$) de l'onduleur PV Forniis IG 30, pour la journée du 12 Juillet 2012. La puissance d'entrée DC ($P_{dc_{mes}}$) est également mesurée et présentée dans les Figures.

La Figure II.29 (a) présente une comparaison entre la puissance $P_{ac_{est}}$ et $P_{ac_{mes}}$ sur la base des paramètres de performances par défaut (Tableau II.5). De même pour la Figure II.29 (b), mais sur la base de données des laboratoires SANDIA (Tableau II.5). On observe que l'estimation de la $P_{ac_{est}}$ est en fonction de $P_{dc_{mes}}$ et $V_{dc_{mes}}$ pour les différents paramètres introduits dans le modèle.

La mesure comparative des puissances montre un écart constant entre $P_{ac_{mes}}$ et $P_{dc_{mes}}$, qui est expliqué par les pertes dans l'onduleur. Par-ailleurs, l'écart entre $P_{ac_{mes}}$ et $P_{ac_{est}}$ est dû au modèle utilisé et plus précisément l'exactitude des paramètres de performances utilisés. Par conséquence, une identification des paramètres sous conditions réelles fera l'objet de la section suivante.

La corrélation entre les données mesurées ($V_{dc_{mes}}$, $P_{dc_{mes}}$ et $P_{ac_{mes}}$) nous a permis d'obtenir les conditions de démarrage de l'onduleur. Les valeurs de $V_{dc_{mes}}$ et $P_{dc_{mes}}$ de démarrage sont 350 V et 170 W respectivement.

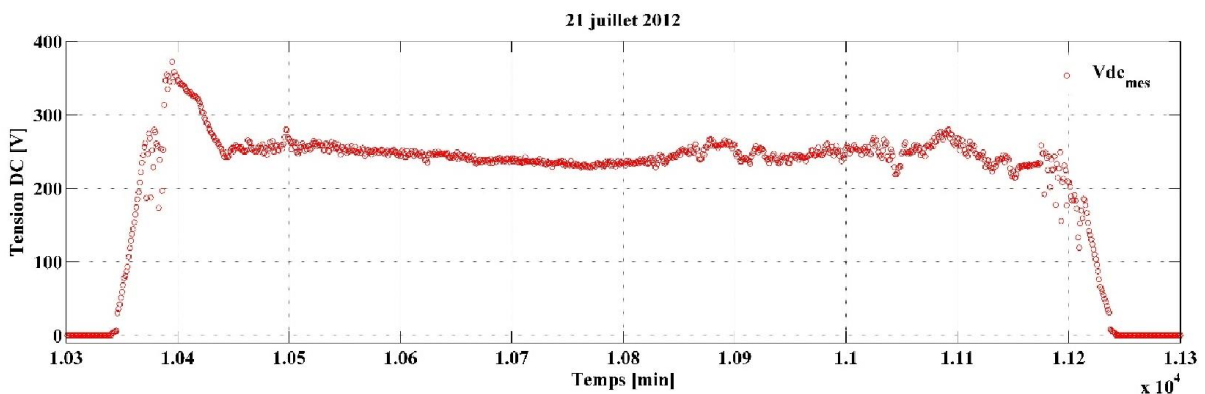
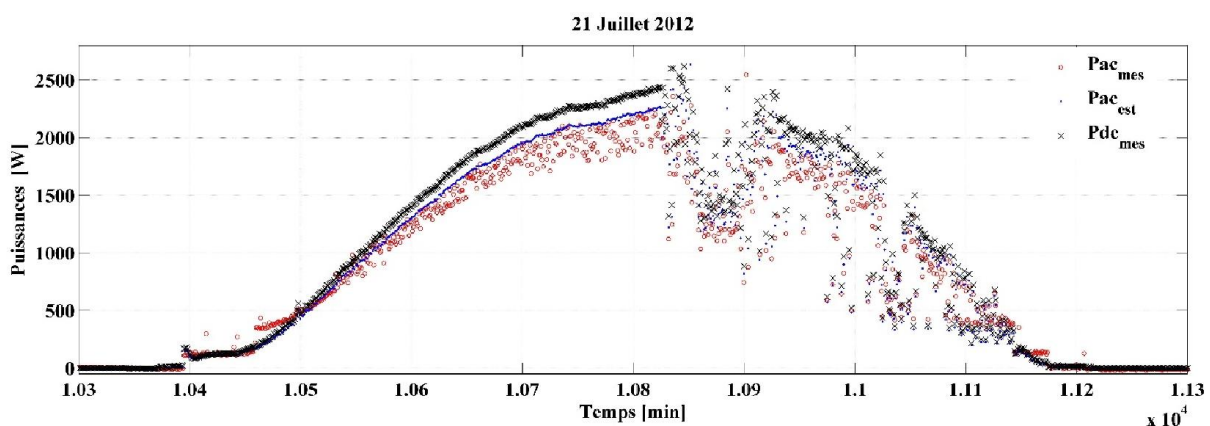
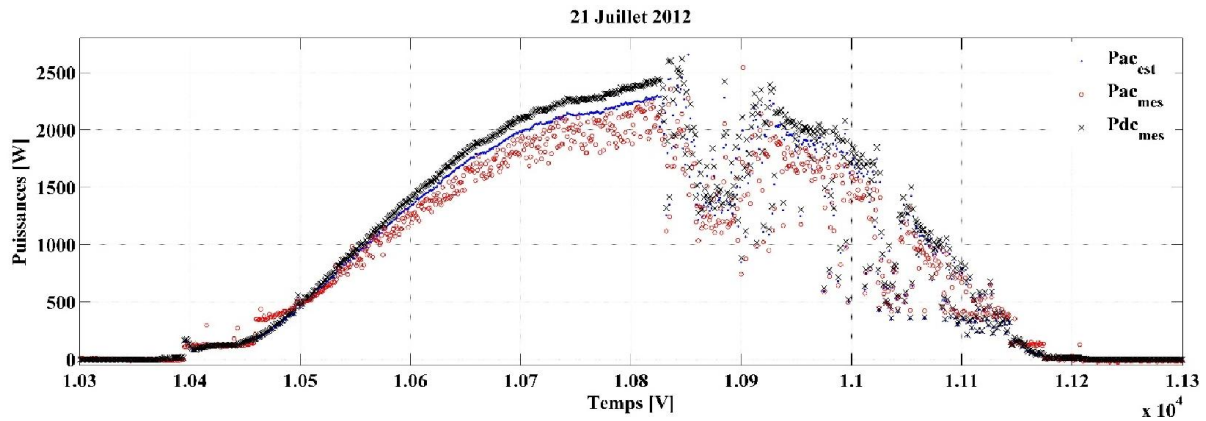


Figure II.28. Tension MPPT mesurée du champ PV, $V_{dc_{mes}}$



a. Puissance $P_{ac_{est}}$ estimée à partir des paramètres de performances par défaut



b. Puissance Pac_{est} estimée à partir des paramètres de performances des laboratoires SANDIA
 Figure II.29. Comparaison des Puissances Pdc_{mes} , Pac_{mes} et Pac_{est} pour l'onduleur PV Fornius IG 30 (21 juillet 2012)

2.5.4 Identification des paramètres du modèle

Un outil (Toolbox) de MATLAB a été utilisé pour identifier les paramètres de performances de l'onduleur, sept (07) paramètres au total à identifier pour améliorer la précision du modèle. Il est à rappeler que le 8^{ème} paramètre P_{so} est considéré comme constant (3.5W). De plus, sa valeur n'affecte pas considérablement le comportement dynamique de l'onduleur.

Le Toolbox utilisé est dénommé « Simulink Design Optimisation », [28, 29], il nous permet d'ajuster les paramètres de performances de l'onduleur pour coïncider au mieux Pac_{est} avec Pac_{mes} . Cet outil fait intervenir le système réel avec l'introduction des grandeurs d'entrées et de sorties mesurées. Les paramètres par défaut ont été définis comme des valeurs initiales, comme on peut définir d'autres paramètres. En outre, les limites des paramètres doivent être choisies avec précaution, de façon à ne pas sortir de leurs sens physique. En résumé, cette étape nécessite une connaissance parfaite du système. Enfin, la méthode des moindres carrés non linéaire avec l'algorithme Levenberg-Marquardt (LM) a été utilisé pour identifier les paramètres.

La Figure II.30 présente la trajectoire d'identification des sept (07) paramètres de performances de l'onduleur PV sous test, pour la journée du 12 juillet 2012, par l'algorithme LM. On observe que l'algorithme a convergé après six (06) itérations.

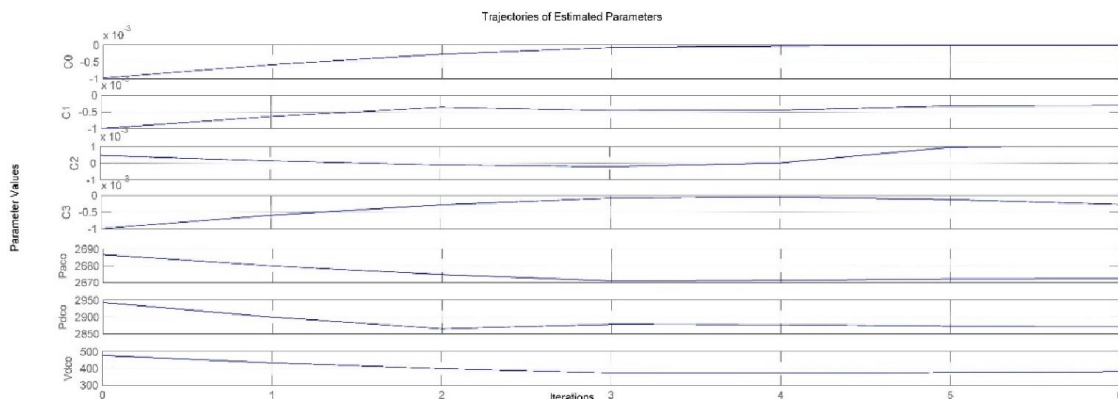


Figure II.30. Trajectoire d'estimation des paramètres de performances de l'onduleur PV (Fornius IG 30)

Le Tableau II. 6 présente une comparaison entre les paramètres de performances utilisés avant et identifiés par l'algorithme LM.

Tableau II.6. Paramètres de performances identifiés de l'onduleur PV, FORNIUS IG 30

Paramètres de performances	Paramètres par défaut	Laboratoires SANDIA	Algorithme LM	Unités
P_{aco}	2650	2700	2672.3	W
P_{dco}	2850	2879	2872.5	W
P_{so}	3.5	3.5	3.5	W
V_{dco}	500	277	380.46	V
C_0	0	-1.009e-5	-1.5341e-5	W ⁻¹
C_1	0	-1.367e-5	-3.1181e-4	V ⁻¹
C_2	0	-3.587e-5	9.9754e-4	V ⁻¹
C_3	0	-3.421e-3	-2.7095e-4	V ⁻¹

La Figure II.31 présente une comparaison entre la puissance mesurée $P_{ac_{mes}}$ et estimée $P_{ac_{est}}$ après identification des paramètres de performances par l'algorithme LM (journée du 12 Juillet 2012). On observe que l'écart entre $P_{ac_{mes}}$ et $P_{ac_{est}}$ est presque nul, la puissance estimée ($P_{ac_{est}}$, courbe bleu) évolue au milieu des valeurs de la puissance mesurée ($P_{ac_{mes}}$, courbe rouge).

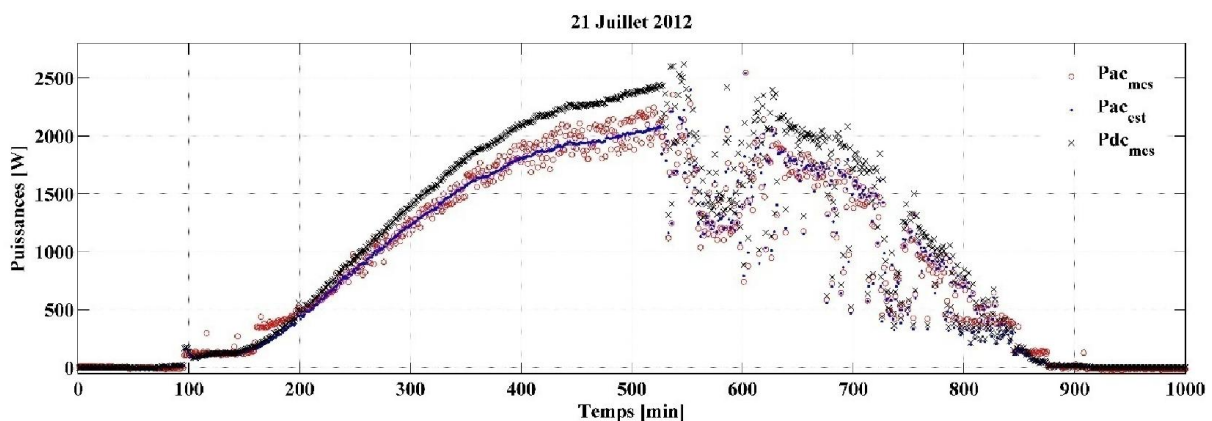
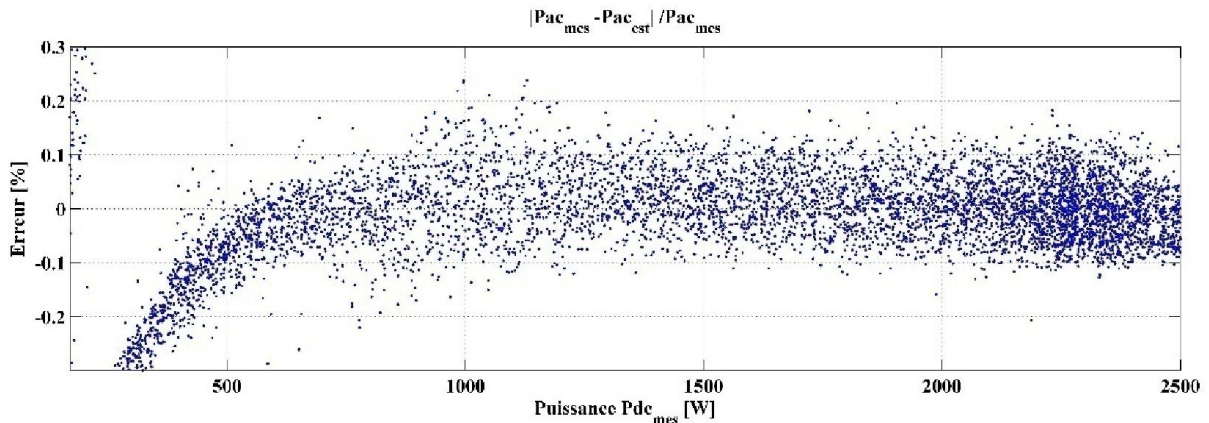


Figure II.31. Comparaison des Puissances $P_{dc_{mes}}$, $P_{ac_{mes}}$ et $P_{ac_{est}}$ pour l'onduleur PV Fornius IG 30 (21 juillet 2012)

La Figure II.32 présente l'erreur calculée dans l'estimation de la puissance $P_{ac_{est}}$ en fonction de la puissance $P_{dc_{mes}}$. On constate que l'erreur est répartie autour de zéro (<1%) et que pour la majeure partie de la plage de $P_{dc_{mes}}$ l'erreur est inférieure à $\pm 0.2\%$. Ainsi, le modèle utilisé avec les paramètres de performances identifiés nous ont permis d'estimer avec précision la puissance de sortie de l'onduleur en fonction de la tension et la puissance DC.


 Figure II.32. Erreur calculée entre Pac_{est} et Pac_{mes} basée sur les paramètres identifiés

2.6 Modèle comportementale du système PV du CDER

Le modèle du champ PV peut être couplé avec le modèle de l'onduleur afin de voir le comportement global du système PV. Le modèle des champs PV doit calculer avec précision la valeur de la tension V_{dc} MPPT et la puissance P_{dc} MPPT. Ces derniers sont utilisés par le modèle de l'onduleur pour estimer la puissance de sortie P_{ac} .

Le Tableau II.7 résume l'ensemble des paramètres utilisés pour simuler le comportement de l'installation PV connectée au réseau du CDER. On précise qu'on a utilisé les paramètres de la fiche technique du module PV avec une identification du paramètre b . les résultats présentés ci-dessous illustre la faisabilité de simplifier l'indentification à un paramètre (b), abordée dans la section 2.4.

Tableau II.7. Paramètres de performances du système PV connecté au réseau du CDER

	Paramètres	Valeurs	Unités
Isofoton I- 106Wc/12V	TC_i	2,3	mA/°C
	TC_v	-74	mV/°C
	V_{oc}	21,8	V
	I_{sc}	6,54	A
	b	0.11206	/
Fornius IG 30	P_{aco}	2672,3	W
	P_{dco}	2872,5	W
	P_{so}	3,5	W
	V_{dco}	380,46	V
	C_0	$-1,5341e^{-5}$	W^{-1}
	C_1	$-3,1181e^{-4}$	V^{-1}
	C_2	$9,9754e^{-4}$	V^{-1}
	C_3	$-2,7095e^{-4}$	V^{-1}

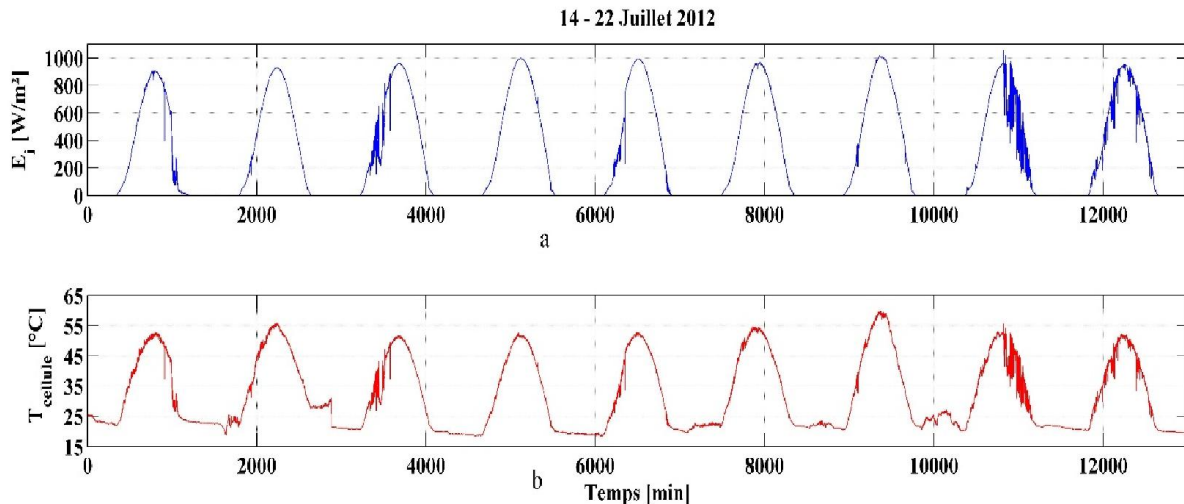


Figure II.33. Paramètres radiométriques ; a) l'irradiation solaire ; b) la température du module PV

La Figure II.33 présente le monitoring des grandeurs radiométriques durant neuf (09) jours, du 14 au 22 juillet 2012. La Figure II.33 (a) montre le profil de l'irradiation solaire inclinée sur le plan du champ PV, les journées présentées sont généralement à ciel clair avec parfois des passages nuageux. La Figure II.33 (b) montre le profil de la température des modules PV. On observe la relation de proportionnalité entre l'irradiation solaire et la température de la cellule. Pour cette dernière, elle avoisine souvent les 55 $^{\circ}C$ et atteint les 60 $^{\circ}C$ à la mi-journée du 20 juillet 2012. Cela est dû à la température ambiante élevée durant l'été.

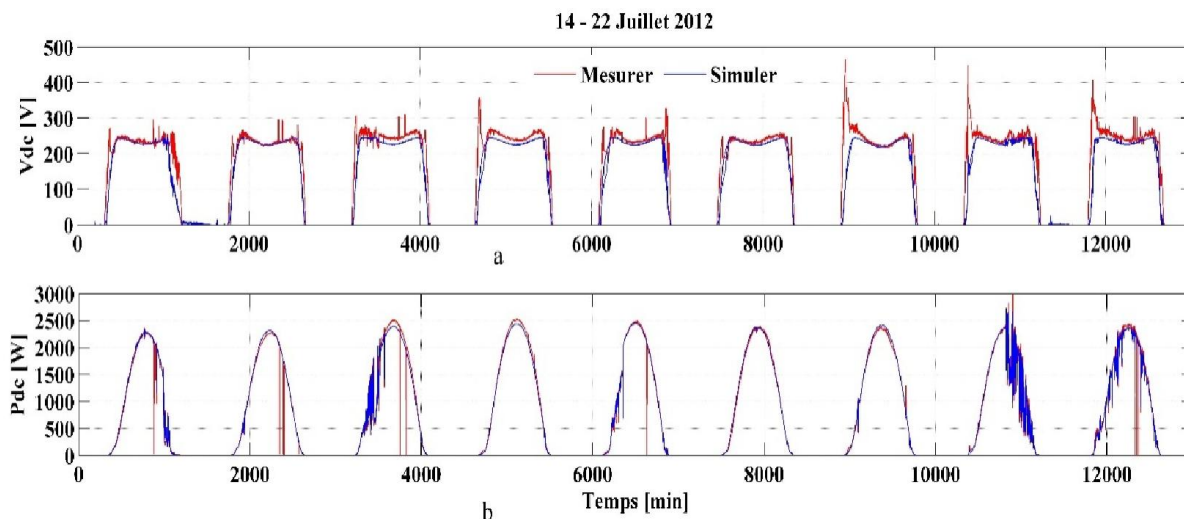


Figure II.34. Monitoring et simulation des sorties électriques du PV ; a) la tension MPPT ; b) la puissance MPPT

La figure II.34 présente le monitoring et la simulation des outputs électriques du champ PV durant la même période (14-22 juillet 2012). La figure II.34 (a) montre la tension DC au MPP, où les valeurs simulées suivent les valeurs mesurées.

Néanmoins, on observe des écarts d'estimation dus au fait que le modèle d'une part ne prend pas en considération l'effet de la température élevée sur la tension des modules PV (variation du coefficient TC_v), vu la taille de l'installation, l'impact sur la production n'est pas significatif,

figure II.34 (b). En revanche, dans les grandes installations l'impact sur la production pourrait être conséquent, surtout avec les niveaux de la température ambiante atteint à l'intérieur et au sud du pays.

D'autre part, le modèle ne voit pas les déconnexions du système PV suite aux défauts du réseau électrique, à savoir le dépassement des limites de la tension, de la fréquence et les sauts d'impédance supérieurs à 1Ω .

La figure II.34 (b) montre la puissance mesurée et simulée au MPP, où on observe une bonne estimation de la puissance DC produite par le champ PV. On peut distinguer clairement les périodes de déconnexion du système PV avec les tensions DC mesurées égales à la valeur de V_{oc} du champ PV (autour de $300V$) et des valeurs de P_{dc} nulles.

La Figure II.35 présente le monitoring et la simulation de la puissance de sortie de l'onduleur durant la même période (14-22 juillet 2012). On observe une bonne précision de l'estimation de la puissance produite par l'onduleur PV (P_{ac}) à partir de V_{dc} et P_{dc} . On peut constater aussi l'absence du phénomène d'ombrage sur cette période dû à la position (trajectoire) du soleil durant l'été.

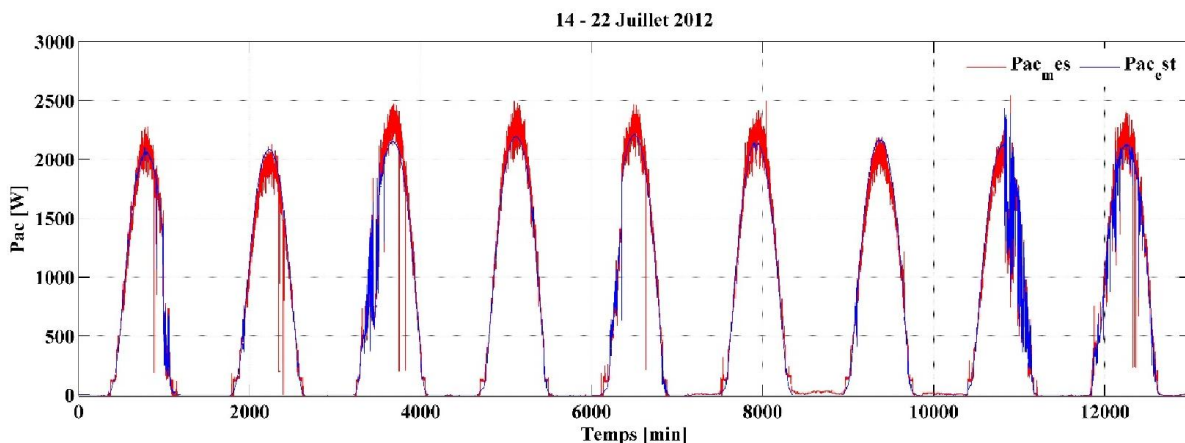


Figure II.35. Monitoring et simulation de la puissance de sortie de l'onduleur PV

2.7 Monitoring du système PV du CDER

Le retour d'expérience sur des installations PV opérationnelles a montré qu'un système de monitoring classique est un atout dans l'amélioration de la productivité de ces installations.

Dans ce cadre, le modèle du système PV (champ et onduleur PV) développé, est utilisé dans le logiciel d'application LabVIEW : Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench. C'est un langage de programmation graphique, où chaque programme est appelé instrument virtuel (VI), car ils imitent les instruments réels. Le VI est constitué de Face-avant qui sert d'interface, d'un diagramme (Face-arrière) qui contient le code source graphique qui définit la fonctionnalité du VI et une icône pour identifier le VI. LabVIEW comporte une large gamme d'outils pour l'acquisition, l'analyse, l'affichage et l'enregistrement des données et aussi un outil de programmation.

Le développement d'une application sous environnement LabVIEW nous offre une convivialité d'archivage des données mesurées, simulées et les paramètres de performance de l'installation PV. La Figure II.36 présente le premier onglet de l'interface pour le pilotage du système de

monitoring. Cet onglet est dédié à la configuration de la centrale d'acquisition Agilent, du type de communication (GPIB ou RS232), du stockage des données, du pas d'échantillonnage, ... etc.

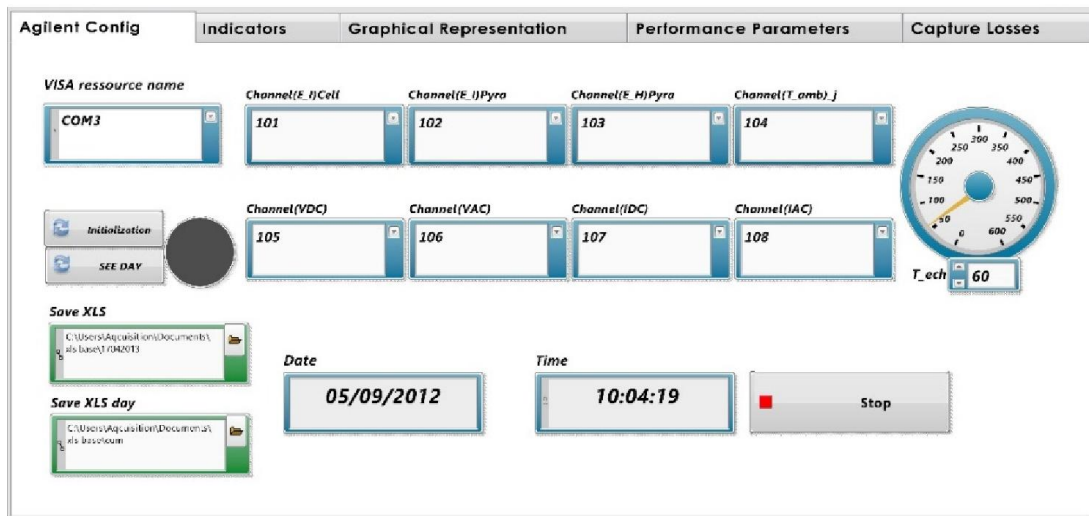


Figure II.36. Onglet de pilotage du système de monitoring

La Figure II.37 présente le deuxième onglet dédié à l'affichage des valeurs instantanées des différents capteurs météorologiques et électriques et les valeurs numériques simulées.

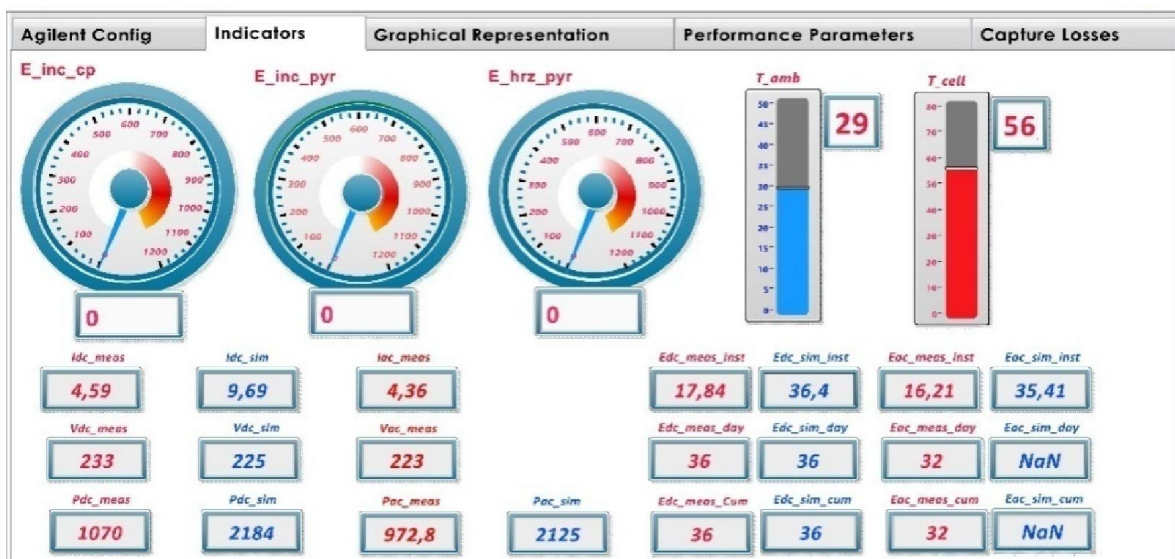


Figure II.37. Onglet d'affichage des valeurs numériques mesurées et simulées

L'onglet suivant est composé de plusieurs sous-onglets pour la représentation graphique des grandeurs mesurées (électriques et météorologiques) et simulées en temps réel (Figure II.37). On précise que le pas d'échantillonnage est d'une (01) minute.

Le premier sous-onglet est réservé à l'affichage des grandeurs météorologiques (Figure II.38 (a)). Les autres sous-onglets (Figures II.38 (b), (c) et (d)) présentent les grandeurs électriques mesurées et simulées par des graphiques en couleurs rouges et bleus respectivement.

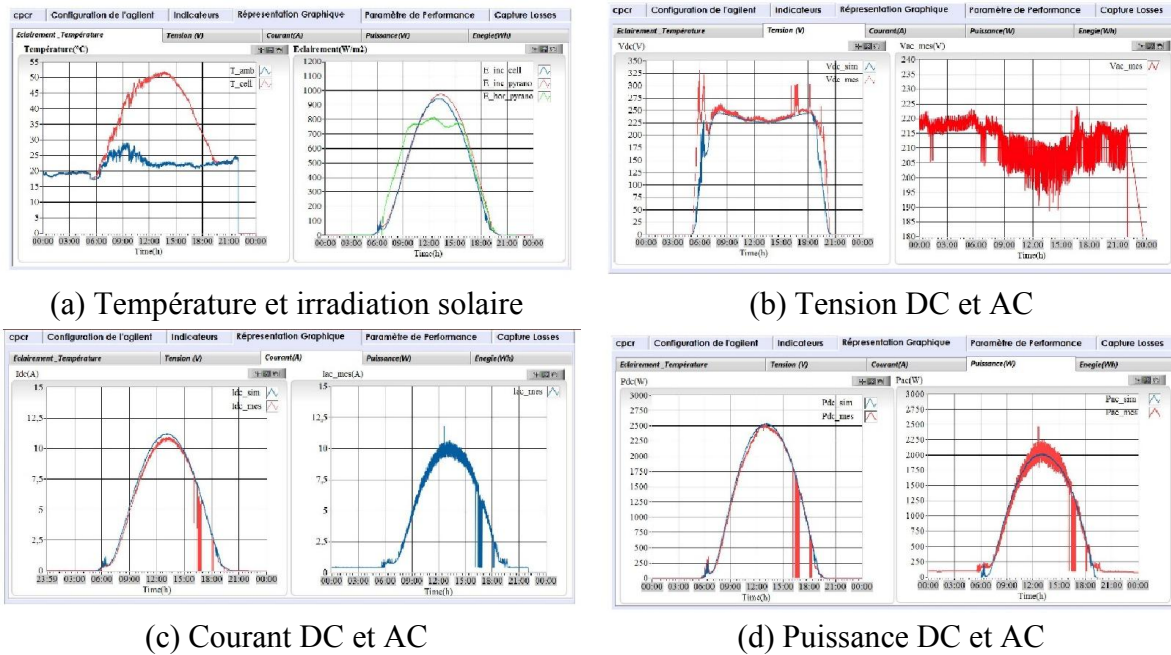


Figure II.38. Monitoring graphique du système PV du CDER

Le développement de l'interface du monitoring de notre installation PV nous donne une vue d'ensemble sur les valeurs des paramètres radiométriques et électriques en temps réel et leur historique d'évolution.

De plus, la conception du programme du modèle sain du système PV sous LabVIEW nous a permis de valider les différents modèles présentés en temps réel et aussi avoir la possibilité d'évaluer à chaque instant les performances du système PV.

2.8 Paramètres de performances du système PV du CDER

Comme tous les autres processus industriels, un système photovoltaïque peut être soumis, au cours de son fonctionnement, à différents défauts et anomalies conduisant à une baisse de la performance du système et voir à l'indisponibilité totale du système. Toutes ces conséquences défavorables vont évidemment réduire la productivité de l'installation. Afin de suivre les performances du système PV du CDER, une fonction avancée de supervision et de diagnostic a été développée sous le même environnement de monitoring (LabVIEW). L'objectif est de développer des méthodes de supervision et de diagnostic des installations PV, basée sur l'analyse des pertes de puissance.

La productivité d'une installation PV est affectée par deux facteurs : la performance et la disponibilité de l'installation. La disponibilité d'un système PV se réfère au ratio entre la durée de la continuité de service de production d'énergie, même avec une performance moins optimale, et la période totale observée [30]. Tandis que la performance d'un système PV se réfère au rendement global de la chaîne de conversion de l'énergie.

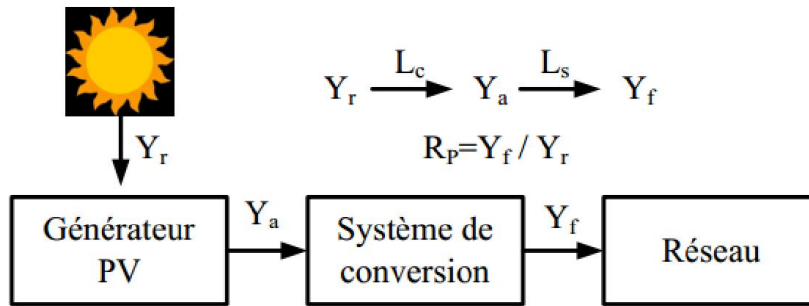


Figure II.39. Productible aux différents étages de la chaîne de conversion d'énergie d'un système PV

Il existe plusieurs façons pour évaluer la performance d'un système PV. L'approche la plus simple repose sur « l'indice de performance » proposé par la directive européenne (document B [31]) et la norme IEC 61724 [32]. La notion de l'indice de performance d'un système PV est illustrée dans la Figure II.39, [33].

2.8.1 Définition des paramètres de performance

Productivité de référence (Y_r : *reference yield*) : est l'énergie reçue du soleil par kW du système PV installé pendant la même période considérée ($E_{io}=1000\text{W/m}^2$). La valeur de Y_r dans un intervalle Δt , est donnée par l'équation (2.22) :

$$Y_{r,inst} = \frac{\int_0^{\Delta t} E_i}{E_{io}} \quad (2.22)$$

Productivité du générateur (Y_a : *array yield*) : est l'énergie de sortie par kW du champ PV installé pendant la période considérée ($P_0= 3.18 \text{ kW}$). La valeur de Y_a dans un intervalle Δt , peut être calculée par l'équation (2.23) :

$$Y_{a,inst} = \frac{\int_0^{\Delta t} P_{dc}}{P_0} \quad (2.23)$$

Productivité finale (Y_f : *final yield*) : est l'énergie de sortie par kW du système PV installé pendant la période considérée. La valeur de Y_f dans un intervalle Δt , est donnée par l'équation (2.24) :

$$Y_{f,inst} = \frac{\int_0^{\Delta t} P_{ac}}{P_0} \quad (2.24)$$

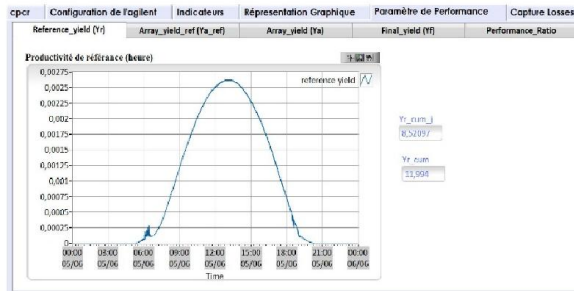
L'indice de performance (PR : *performance ratio*) : L'indice de performance (PR) est le rapport entre le productible final (Y_f) et le productible de référence (Y_r) pour une période donnée (journalière, hebdomadaire, mensuelle ou annuelle). L'équation de PR est donnée comme suit :

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \quad (2.25)$$

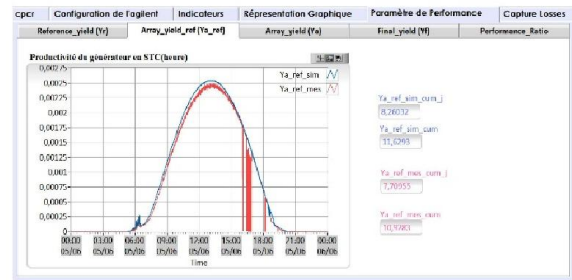
2.8.2 Monitoring des performances

Les paramètres de performances décrits ci-dessus, ont été implémentés et présentés sous un onglet de l'interface LabVIEW. La Figure II.40 présente le monitoring des paramètres de performance. L'onglet dédié est composé de plusieurs sous-onglets pour la représentation

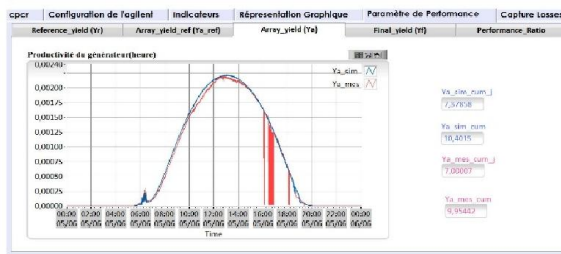
graphique des paramètres. Le premier sous-onglet montre le graphe de Y_r , les autres présentent Y_{a_ref} , Y_a , Y_f et PR avec un pas d'échantillonnage d'une (01) minute. Les valeurs mesurées et simulées sont en couleurs rouge et bleu respectivement.



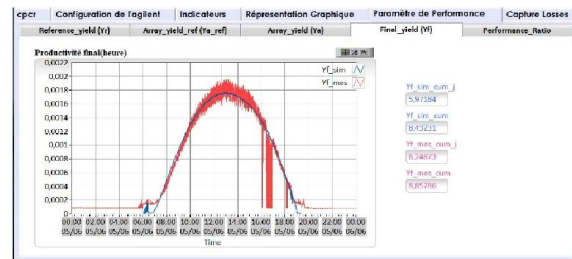
(a) Productivité de référence, Y_r



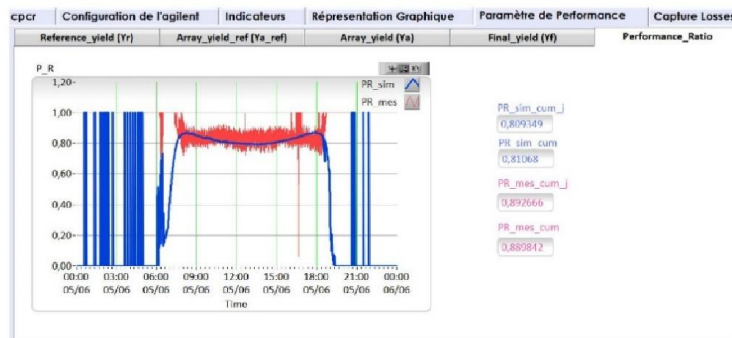
(b) Productivité du générateur de référence, Y_{a_ref}



(c) Productivité du générateur, Y_a



(d) Productivité finale, Y_f



(d) Indice de performance, PR

Figure II.40. Monitoring des paramètres de performances

2.8.3 Les pertes

La performance d'un système PV est influencée par des pertes qui peuvent être classées en deux étapes : pertes du système (L_s) et pertes de captation du générateur PV (L_c). Les pertes du système (L_s) sont les pertes qui se produisent au sein du convertisseur. Elles se rapportent au rendement des dispositifs de conversion (onduleur). Aujourd'hui, les meilleurs onduleurs atteignent des pics de rendement de 98% et la moyenne est à 95,2%, avec une différence comprise entre 1 et 2%, à charge partielle [34]. On note que nous avons considéré uniquement les pertes de captation du champ PV. Car les onduleurs PV intègrent des garanties efficaces contre d'éventuelles anomalies et mauvais fonctionnement.

Les pertes de captation du champ PV (L_c) se produisent principalement du côté DC de la chaîne de conversion PV et elles sont attribuées aux facteurs suivants [35] :

- Températures de fonctionnement élevées
- Opérations du champ PV
 - Captation non optimale de l'ensoleillement,
 - Dispersion entre les panneaux formant le champ,
 - Extraction non optimale de la puissance produite par le champ,
 - Vieillissement des panneaux,
 - Pertes joules dues au câblage,

Les Pertes de capture thermiques (L_{ct}) : les modules PV cristallins ont un coefficient de diminution de leur rendement, pour les températures $> 25^\circ\text{C}$, égal à $-0.0044/\text{K}$ selon la vitesse du vent et le type de support des modules PV [36].

Les pertes par capture thermiques peuvent être déterminées par l'équation suivante :

$$L_{ct} = Y_{a_ref}(E_i, 25^\circ\text{C}) - Y_a(E_i, T_c) \quad (2.26)$$

Les Pertes diverses de capture (L_{cm}) : c'est les pertes de câblage, des diodes de raccordement, de basse irradiation, d'accumulation de poussier, d'irrégularité d'irradiation, des erreurs de MPPT et provoquées par les opérations défectueuse sur le côté DC [37, 38].

Les pertes diverses de capture sont données par l'équation suivante :

$$L_{cm} = L_c - L_{ct} \quad (2.28)$$

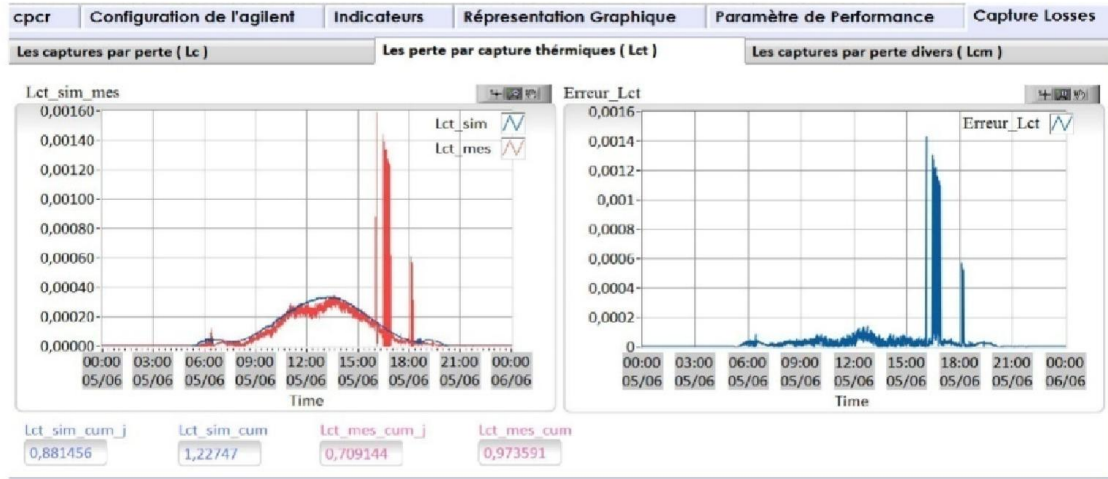
Avec L_c c'est les pertes par capture général, donné par l'équation suivante :

$$L_c = Y_r(E_i, T_c) - Y_a(E_i, T_c) \quad (2.29)$$

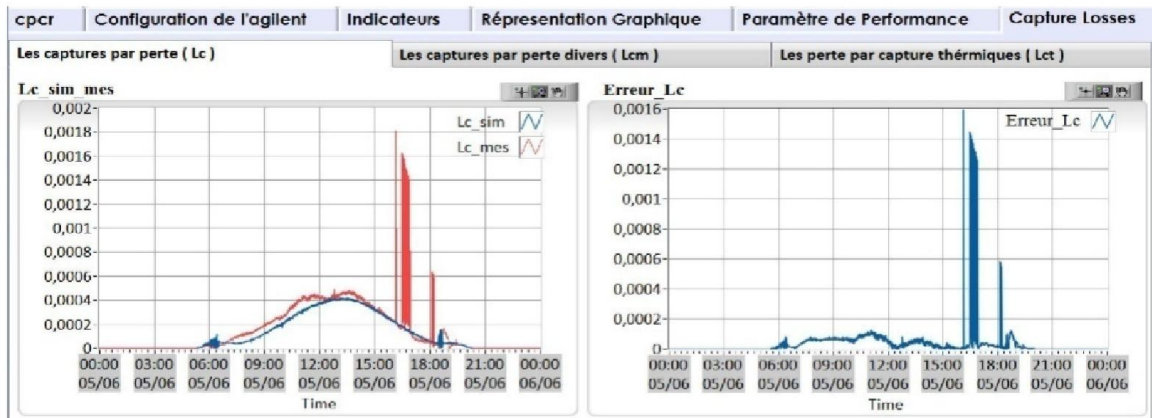
2.8.4 Monitoring des pertes

La Figure II.41 présente le monitoring des pertes par capture, les trois sous-onglets présentent les pertes par capture thermique, diverses et générales. L'erreur entre les valeurs mesurées (rouge) et simulées (bleu) est aussi représentée.

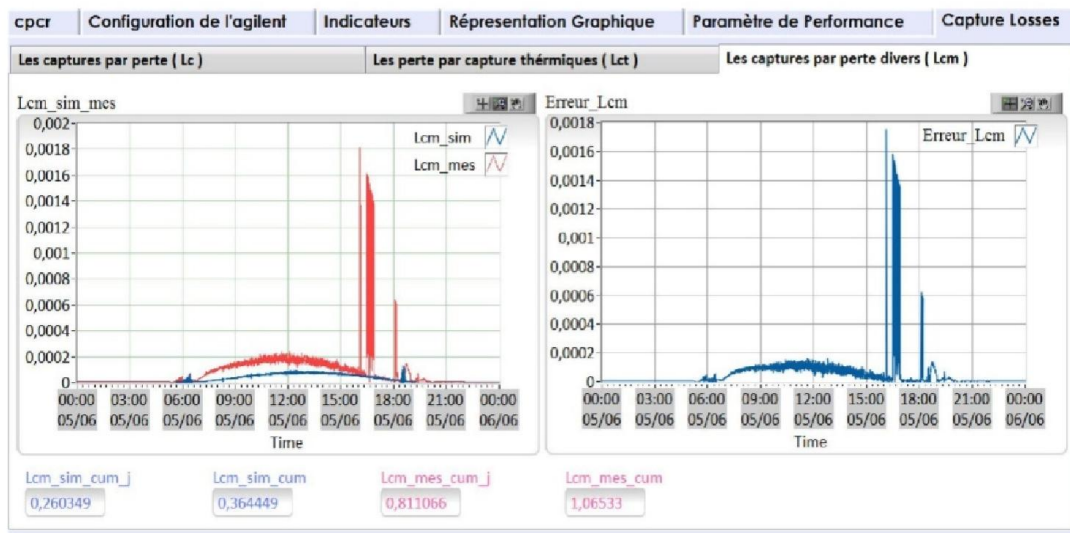
Les pertes décrites ci-dessous sont les pertes dites « normales ». Elles sont présentes dans tous les systèmes PV. En plus de ces pertes normales, les défauts et les défaillances du réseau et des composants de la chaîne de conversion peuvent également affecter la performance du système PV.



(a) Pertes par capture thermiques, L_{ct}



(b) Pertes par capture générale, L_c



(c) Pertes par capture divers, L_{cm}

Figure II.41. Monitoring des pertes par capture

2.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé et développé une démarche de modélisation comportementale du système PV connecté au réseau du CDER. L'intérêt réside dans la réalisation d'un système de monitoring du système PV.

Compte tenu de la complexité de cette tâche avec les modèles classiques, nous avons mené une étude bibliographique sur les modèles à utiliser. En ce qui concerne le module PV, nous avons utilisé un modèle basé sur les paramètres de la fiche technique du fabricant. Pour ces derniers, leur réévaluation a été effectuée grâce à une campagne de mesure sur le champ PV. Le comportement dynamique du champ PV a été validé par une série d'expérimentations avec la méthode LRCM comme algorithme MPPT. Concernant l'onduleur, on a utilisé le modèle empirique développé par les laboratoires SANDIA. La précision du modèle dépend de la précision des paramètres de performance du modèle, ceux-ci ont été identifiés à partir de relevés pratiques sur notre système PV.

La mise en œuvre d'un système de monitoring nous a permis de comparer les grandeurs estimées et mesurées dans la plateforme en temps réel LabVIEW. Différents capteurs radiométriques et électrique ont été connectés à une centrale d'acquisition Agilent HP 34970A. Par la suite un programme LabVIEW a été élaboré pour afficher les résultats souhaités dans une interface utilisateur conviviale.

En termes de la production d'énergie, les modèles développés on réussit à estimer le comportement énergétique sain de notre installation PV. Cette évaluation a été faite d'abord par une simulation hors temps réel et puis en temps réel.

En-fin on a amélioré l'interface utilisateur en intégrant des fonctionnalités pour étudier les performances et les anomalies du système PV, basé sur le calcul des paramètres de performances et les pertes par captures. Et cela en vue de développer des fonctions de diagnostic de défaut des systèmes PV.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Violaine Didier, Bruno Gaidon, « Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques Fonctionnement, Etat de l'Art et Etude des Performances », Etude, Août 2007.
- [2] Y. Huang, M. Shen, and F. Z. Peng. A Z-Source Inverter for Residential Photovoltaic Systems. In Proc. International Power Electronics Conference, April 2005.
- [3] B.G. Streetman and S. Baerjee. Solid State Electronic Devices. Prentice Hall, 5th edition, 1999.
- [4] B. Marion and J. Adelstein. Long-term Performance of the SERF PV Systems. In Proc. NCPV and Solar Program Review Meeting, pages 199-201. National Renewable Energy Laboratory, 2003
- [5] V. Quasching and R. Hanitsh. Influence of shading on electrical parameters of solar cells, In Proc. IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pages 1287-1290, May 1996.
- [6] W. Xiao, W.G. Dunford, and A. Capel. A novel modeling method for photovoltaic cells. In Proc. IEEE Power Electronics Specialists Conference, volume3, pages 1950 – 1956, June 2004.
- [7] L. Shengyi and R. A. Dougal. Dynamic multiphysics model for solar array. IEEE Trans. Energy Conversion, 17(2): 285-294, June 2002.
- [8] T. Markvart. Principles of the radiation damage in solar cells. In Proc. IEE Colloquium on Solar Cells for Space Applications, pages 3/1 – 3/1, Nov. 1988.
- [9] A. J. Anderson. Final Report for Task 2.0 subcontract TAD-4-14166-01, NREL, Oak Leaf Place, 1995.
- [10] G. Blaesser. PV Array Data Translation Procedure. In Proc. European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1995.
- [11] C.-T Chiang, T.-S. Chiang, and H.-S. Huang. Modeling a photovoltaic power system by CMAC-GBF Photovoltaic Energy Conversion. In Proc. World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, volume 3 of 3rd, pages 2431-2434, May 2003.
- [12] S. Coors and M. Bohm. Application of the Two-Exponential Model to Correction Procedures for Silicon Solar Celles. In Proc. EuroSun, pages 614-619, 1996.
- [13] S. Coord and M. Bohm. Validation and comparison of curve correction procedures for silicon solar cells. In Proc. European Photovoltaic Solar Energy Conference, pages 220-223, 1997.
- [14] Th. F. Elshandatter, M. T. Elhagry, E. M. Abou-Elzahab, and A. A. T. Elkousy. Fuzzy modeling of photovoltaic panel equivalent circuit. In Proc. IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pages 1656 -1659, Sept. 2000.
- [15] E.M. Gaddy, R. Cikoski, and D. Mekadenaumporn. Curve fitting solar cell degradation due to hard particle radiation. In Proc. World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Volume 1, pages 723-725, May 2003

- [16] IEC 891 International Electrotechnical Commission. Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices, 1987.
- [17] IEC 904 International Electrotechnical Commission. Photovoltaic devices. Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics, 1987.
- [18] D.L. King, Dudley, and W.E. Boyson. PVSIM : a simulation program for photovoltaic cells, modules, and arrays. In Proc. IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pages 1295-1297, 1996.
- [19] C. M. Whitaker, T. U. Townsend, H.J. Wenger, A. Iliceto, G. Chimento, and F. Paletta. Effects of irradiance and other factors on PV temperature coefficients. In Proc. IEEE Photovoltaic Specialists Conference, volume 1, pages 608-613, Oct. 1991.
- [20] E. I. Ortiz-Rivera and F. Z. Peng. Analytical Model for Photovoltaic Module using the Electrical Characteristics provided by the Manufacturer Data Sheet. In Proc. IEEE Power Electronics Specialists Conference, Pages 2087-2091. IEEE, June 2005.
- [21] E. Ortiz-Rivera, F. Peng, "Analytical model for a photovoltaic module using the electrical characteristics provided by the manufacturer data sheet", presented in 36th Power Electronics Specialists Conference, IEEE, pp. 2087–2091, 2005.
- [22] David L. King, W. E. Boyson, J. A. Kratochvill, "Photovoltaic Array Performance Model", SAND2004-3535, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, 2004.
- [23] Wagner A.: Peak Power and Internal Series Resistance Measurement under Natural Ambient Conditions.–EuroSun Copenh. 2000.
- [24] PV-Engineering GmbH, "Peak Power Measuring Device for PV-Modules PVPM 2540C", User Manual, 2009.
- [25] E. Ortiz-Rivera, F. Peng, "A Novel Method to Estimate the Maximum Power for a Photovoltaic Inverter System", in Proc. 2004 IEEE Power Electronics Specialists Conf., pp. 2065-2069.
- [26] David L. King, Sigifredo Gonzalez, Gary M. Galbraith, William E. Boyson, Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters", SAND2007-5036, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, 2007.
- [27] 4-Channel LMG450 Power Meter User manual, ZES ZIMMER Electronic Systems, 2003.
- [28] T. Coleman, M. A. Branch, A. Grace, "Optimization Toolbox for Use with MATLAB", the Math Works, 1999.
- [29] A. Bemporad, M. Morari, N. Lawrence Ricker, "Model Predictive Control Toolbox for Use with MATALAB", The Math Works, 2005.
- [30] P. Díaz, M. Á. Egido and F. Nieuwenhout, "Dependability analysis of stand-alone photovoltaic systems," Progress in Photovoltaic: Research and Applications, vol. 15, pp. 245-264, 2007.

- [31] CEC, "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants, Document B, Analysis and Presentation of Monitoring Data," Commission of the European Communities, 1997.
- [32] IEC, "Photovoltaic System Performance Monitoring—Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis," in International Standard IEC 61724, ed, 1998.
- [33] Long BUN, "Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV, " thèse de Doctorat, UNIVERSITÉ DE GRENOBLE, 2011.
- [34] Market survey: Inverters 2007, Photon International Avril 2007, p. 138.
- [35] T. Nordmann, "Performance of PV systems under real conditions," in European workshop on life cycle analysis and recycling of solar modules, the waste challenge, Brussels, 2004.
- [36] A. Chouder, S. Silvestre "Automatic Supervision and Fault Detection of PV Systems Based on Power Losses Analysis" Energy Conversion and Management, Vol. 51, pp. 1929-1937, 2010.
- [37] Chamberlin Charles E, Lehman Peter, Zoellick James, Pauletto Ghan. "Effects of mismatch losses in photovoltaic arrays" Sol Energy 1995(54):165–71.
- [38] Häberlin H, Beutler Ch, " Normalized representation of energy and power for analysis of performance and on-line error detection in PV systems " 13th EU PV conference on photovoltaic solar energy conversion, Nice, France; 1995. p. 934–7.
- [39] Cortinas D., Juston P., Impact of Renewable of Dispersed generation on Medium Voltage Network: Analysis Methods, IEEE Power Tech Conf, 1999.
- [40] M. Begović, A. Pregelj, A. Rohatgi, "Impact of Renewable Distributed Generation on Power Systems", presented in the 34th International Conference on System Sciences, Hawaii, 2001.
- [41] The Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE Recommended practice for utility Interface of photovoltaic (PV) systems, IEEE Std. 929-2000, NY, 2000.
- [42] Srisaen N., Sangswang A., Effects of PV Grid-Connected System Location on a Distribution System IEEE, APCCAS, 2006, pp. 852-855.
- [43] S. Bouchakour, A. Tahour, K. Abdeladim, H. Sayah, A. Hadj Arab, F. Cherfa, K. Kerkouche and B. Taghezouit, "Behaviour Modeling of a Photovoltaic Generator Based on Measurements", 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, 2013.

CHAPITRE III

COMMANDES D'UN CONVERTISSEUR DC/AC PHOTOVOLTAÏQUE

3.1 Introduction	78
3.2 Convertisseurs statiques pour le PV	78
3.2.1. Convertisseurs DC/DC	80
3.2.1.1 Modélisation du hacheur élévateur	81
3.2.2 Convertisseurs DC/AC	82
3.2.2.1 Principe de fonctionnement.....	82
3.2.2.2 Echange d'énergie et facteur de puissance	84
3.2.2.3 Fonctionnement sans capteur	87
3.2.2.4 Modélisation du convertisseur à MLI	88
3.3 Commande des convertisseurs statiques	88
3.3.1 Techniques de poursuite du point de puissance maximale MPPT	89
3.3.1.1 Synthèse des différents algorithmes MPPT	89
3.3.1.2 La méthode LRCM "Linear Reoriented Coordinates Method"	92
a. Théorèmes de Rolle et de Lagrange	92
b. Description de la méthode LRCM	94
c. Conditions de la méthode LRCM	94
d. Approximations de x_{ap} et f_{max}	94
3.3.1.3 Calcul du rapport cyclique optimal	95
3.3.2 Commande Directe de Puissance (DPC).....	96
3.3.2.1 Principe de la DPC	96
a. Estimation de la puissance instantanée.....	98
b. Estimation des tensions réseau	99
c. Nombre de secteurs.....	100
d. Table de commutation	101
e. Régulateur à hystérésis	102
3.3.2.2 Propriétés statiques et limitations du convertisseur à MLI	103
3.3.2.3 Performances dynamiques.....	106
3.4 Simulation numérique	108
3.4.1 Conditions de simulation.....	108
3.4.1.1 Réseau basse tension	108
3.4.1.2 Générateur PV	109
3.4.1.3 Paramètres de simulation	109
3.4.2 Résultats et interprétations	110
3.4.2.1 Conditions réelles de fonctionnement	110
3.4.2.2 Test des performances.....	112
3.5 Conclusion	114

Bibliographie.....	115
Liste des Figures :	
Figure III.1. Conception des systèmes PV et les onduleurs PV.....	79
Figure III.2. Étage d'adaptation entre un GPV et un récepteur.....	79
Figure III.3. Représentation de la sortie d'un commutateur en ouverture/fermeture sur une période	80
Figure III.4. Circuit électrique d'un convertisseur DC/DC de type Élévateur.....	81
Figure III.5 Schémas équivalents du hacheur élévateur.....	81
Figure III.6. Schéma d'un convertisseur à MLI triphasé ; a) circuit principal ; b) schéma équivalent d'une seule phase	82
Figure III.7. Diagramme vectoriel du convertisseur à MLI ; a) général ; b) facteur de puissance unitaire ; c) FPU avec courant inverse	83
Figure III.8. Les états de commutation possible d'un convertisseur triphasé	84
Figure III.9. Diagramme vectoriel tension – courant	85
Figure III.10. Déplacement du point M par action sur r et δ	86
Figure III.11. Fonctionnement à facteur de puissance Unitaire	86
Figure III.12. Fonctionnement en compensateur d'énergie réactive	87
Figure III.13. Schéma général du système PV contrôlé par la DPC avec LRCM comme algorithme MPPT.....	89
Figure III.14. Schéma synoptique d'un système de poursuite du MPP	90
Figure III.15. Linear Reoriented Coordinates Method (LRCM).....	93
Figure III.16. Théorème de Rolle.....	93
Figure III.17. Théorème de Lagrange	93
Figure III.18. Caractéristiques P-V et I-V pour différents niveaux d'irradiation solaire	95
Figure III.19. Relation entre LRCM et la caractéristique I-V	95
Figure III.20. La configuration générale de la commande directe de puissance sans capteur de tension.....	97
Figure III.21. Représentation vectorielle des vecteurs v_a, v_b, v_c et v'_a, v'_b, v'_c	98
Figure III.22. Le plan vectoriel (α _ β) divisé en six et douze secteurs ; a) six secteurs ; b) douze secteurs	100
Figure III.23. Variation des puissances instantanées ;a) $\hat{p}_{ref} < \hat{p}, q_{ref} > \hat{q} (0,1)$; b) $\hat{p}_{ref} > \hat{p}, q_{ref} > \hat{q} (1,1)$; c) $\hat{p}_{ref} > \hat{p}, q_{ref} < \hat{q} (1,0)$; d) $\hat{p}_{ref} < \hat{p}, \hat{q}_{ref} < \hat{q} (0,0)$	101
Figure III.24. Flux de puissance dans un convertisseur DC/AC bidirectionnel.....	104
Figure III.25. Position instantanée des vecteurs.....	105
Figure III.26. Limitation du fonctionnement du convertisseur DC/AC à MLI.....	105
Figure III.27. Variation du vecteur de la tension du convertisseur DC/AC à MLI.....	107
Figure III.28. Profils de l'irradiation solaire	111
Figure III.29. Profils de la température du module PV	111
Figure III.30. Puissance active produite par le GPV.....	111
Figure III.31. Caractéristique P-V et le MPP pour les deux journées types	111

Figure III.32. Puissance active et réactive de l'onduleur PV pour une journée à ciel clair	112
Figure III.33. Puissance active et réactive de l'onduleur PV pour une journée à ciel nuageux.....	112
Figure III.34. Profil de l'irradiation solaire.....	113
Figure III.35. Allure des courants (DC & AC)	113
Figure III.36. Allure de la tension estimée et la tension du réseau	113
Figure III.37. Trajectoire de la tension estimée du réseau sur le plan (α,β)	114
Figure III.38. Puissances active et réactive injectées au réseau	114

Liste des tableaux :

Tableau. III.1. Caractéristiques des commandes MPPT	91
Tableau III.2. Rapport cyclique optimal du convertisseur DC/DC pour l'adaptation de la charge	96
Tableau.III.3. Table de commutation de la DPC.....	102
Tableau III.4. Variation des puissances instantanées active et réactive causée par l'application des vecteurs de tension.....	107
Tableau III.5. Paramètres de simulation.....	110

3.1 Introduction

Les avancées réalisées dans le domaine de l'électronique de puissance ont impactées directement le développement des systèmes PV, précisément les systèmes connectés au réseau électrique. Malgré cela, il reste plusieurs défis auxquels l'électronique de puissance doit faire face. A savoir : la puissance fluctuante côté continu (pour les installations monophasées), la maximisation du productible en cas d'ensoleillement non homogène (problème d'ombrage par exemple), la fiabilité (utilisation de condensateurs électrolytiques ayant de piètres performances au vieillissement lorsqu'ils sont contraints thermiquement) et le rendement [1].

Dans ce chapitre, la modélisation des convertisseurs statiques, les nouvelles techniques de contrôle et la simulation sont appliquées à un système PV triphasé connecté au réseau basse tension.

La modélisation et la commande des deux convertisseurs statiques utilisés pour l'adaptation du GPV au réseau seront détaillées. Le premier est un convertisseur DC/DC type hacheur élévateur pour extraire le maximum de puissance des panneaux PV. Le second est un convertisseur DC/AC triphasé à MLI pour le raccordement au réseau électrique basse tension (BT).

Une simulation numérique sera effectuée sous environnement MATLAB/ Simulink en deux étapes. Dans un premier temps, une simulation sous conditions réelles (conditions météorologiques limites) montrera la fiabilité de la structure proposée. Dans un second temps, une étude de la robustesse sera faite pour tester et connaître les performances des contrôles proposés.

3.2 Convertisseurs statiques pour le PV

L'électronique de puissance est au cœur du système PV et peut avoir des impacts très importants sur le productible, la sécurité et sur la qualité de l'énergie produite. Elle permet l'interfaçage entre les différents éléments du système. Plusieurs concepts des systèmes PV connectés au réseau coexistent selon la puissance et selon les technologies disponibles, la Figure III.1 donne une synthèse des différentes architectures des champs PV selon le niveau de la puissance et l'évolution dans le temps, en raison des avancées rapides dans les technologies d'électroniques et d'électronique de puissance. Ces architectures des champs impactent la conception de l'électronique de puissance [1].

Un GPV présente des caractéristiques I-V non linéaires avec le point de fonctionnement optimal (MPP). Ces caractéristiques dépendent du niveau d'irradiation solaire et de la température de fonctionnement des modules PV. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le GPV débite, nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du GPV et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe.

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et de la transférer à la charge, la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le GPV et le récepteur (charge ou réseau) comme décrit dans la Figure III.2.

Cet étage et par le biais d'une commande spécifique est alors susceptible de permettre au GPV de délivrer sa puissance maximale, ($P_{max} = V_{opt} \times I_{opt}$), où V_{opt} et I_{opt} représentent

respectivement les tensions et les courants optimaux du GPV, pour une courbe I-V donnée), tout en assurant que la tension ou bien le courant du récepteur correspondent bien aux caractéristiques de cette dernière.

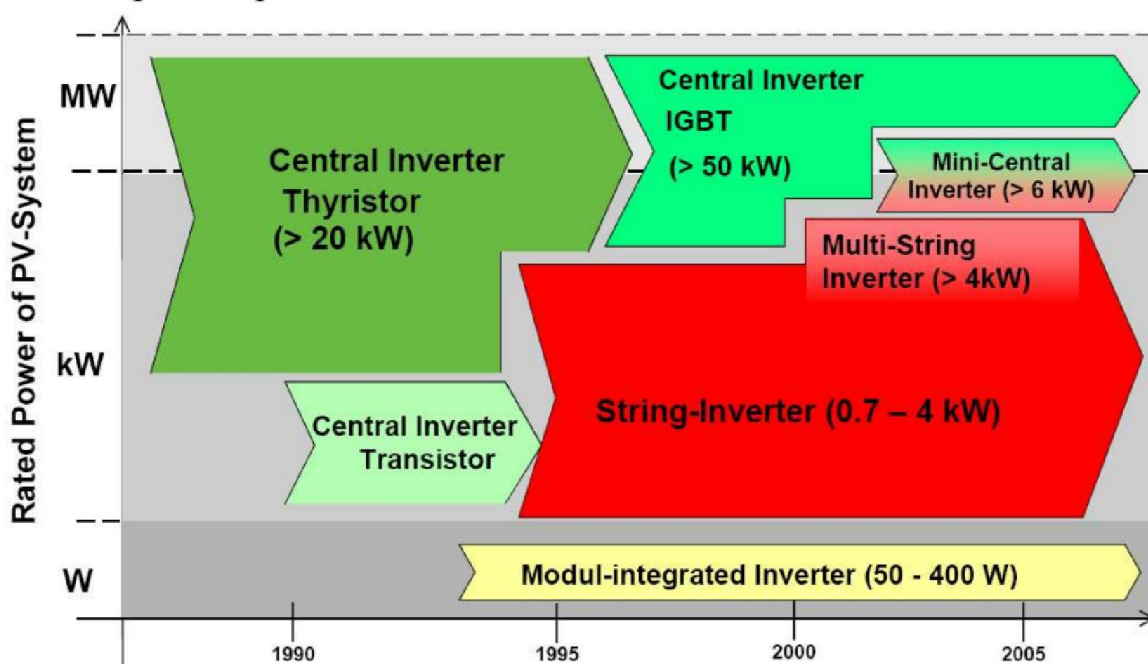


Figure III.1. Conception des systèmes PV et les onduleurs PV [1]



Figure III.2. Étage d'adaptation entre un GPV et un récepteur

Les structures d'électronique de puissance dédiées au PV sont nombreuses, plusieurs critères permettent de les classées en différents groupes [1], [2], [3] et [4]. La première caractéristique d'une chaîne de convertisseurs est la présence ou non d'une isolation galvanique entre les modules et le réseau. Cette isolation peut se faire à haute fréquence ou à la fréquence du réseau. La seconde caractéristique différenciant les chaînes de conversion est le nombre d'étages. Deux types de conversion sont possibles, soit la conversion du courant continu en courant alternatif en une seule étape (DC-AC), soit un étage de conversion DC/DC est nécessaire pour augmenter la tension avant de la transformer en tension alternative. La dernière caractéristique d'une chaîne de conversion est son nombre de phases : mono ou triphasé.

Dans ce chapitre nous allons proposer une chaîne de conversion PV connectée au réseau BT triphasé avec deux étages de conversion basé sur des composants rapides (IGBT) est contrôlés avec de nouvelles structure de commande.

3.2.1. Convertisseurs DC-DC

Pour la conversion de puissance, il est essentiel que le rendement soit maintenu élevé pour éviter la dissipation de la puissance et pour éviter les échauffements excessifs dans les composants électroniques. Pour cette raison toute la conversion de puissance échangée doit être réalisée autour des composants de stockage d'énergie (inductance et condensateurs) et les commutateurs. Les commutateurs de puissance utilisés dépendent du niveau de la puissance à convertir ou à commander. Les MOSFET (transistors à effet de champ d'oxyde de métal) sont habituellement utilisés à des puissances relativement basses (quelques kW) et les IGBT (transistors bipolaires à gâchette isolée) à des puissances plus élevées. Les thyristors ont été généralement utilisés et acceptés dans les plus hauts niveaux de puissance [5].

Pendant le fonctionnement du hacheur, le transistor sera commuté à une fréquence constante f avec un temps de fermeture égal à DT et un temps d'ouverture égal $(1-D)T$, Figure III.3 [6].

Avec :

- T : est la période de commutation qui est égale à $1/f$,
- D : le rapport cyclique du commutateur ($D \in [0, 1]$).

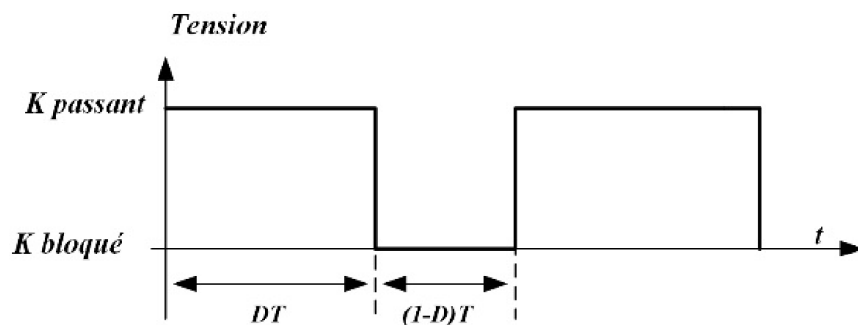


Figure III.3. Représentation de la sortie d'un commutateur en ouverture/fermeture sur une période

Il y a différents types de convertisseurs DC-DC. Une première distinction est à faire entre le convertisseur à isolement galvanique entre la sortie et l'entrée et le convertisseur qui présente une borne commune entre l'entrée et la sortie. Dans les convertisseurs à stockage d'énergie, on distingue [7] :

- Les élévateurs (Boost) dans lesquels $V_o > V_i$;
- Les abaisseurs (Buck) dans lesquels $V_o < V_i$;
- Les abaisseurs-élévateurs (Buck-Boost), mélange entre les deux précédents.

Les circuits des hacheurs se composent de condensateurs, d'inductances et de commutateurs. Dans le cas idéal, tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, c'est la raison pour laquelle on a de bons rendements [7]. Dans cette section nous présentons le principe du convertisseur DC/DC élévateur (Boost), présent dans les onduleurs PV utilisés et testés au CDER.

3.2.1.1 Modélisation du hacheur élévateur

Le hacheur élévateur est connu par le nom d'élévateur de tension. Le schéma de la Figure III.4 représente le circuit électrique du hacheur élévateur. Au premier temps DT , le transistor K est fermé, le courant dans l'inductance s'accroît progressivement, et au fur et à mesure elle emmagasine de l'énergie, jusqu'à la fin de la première période. Ensuite, le transistor K s'ouvre et l'inductance L s'opposant à la diminution de courant I_L , génère une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge R_L à travers la diode [8].

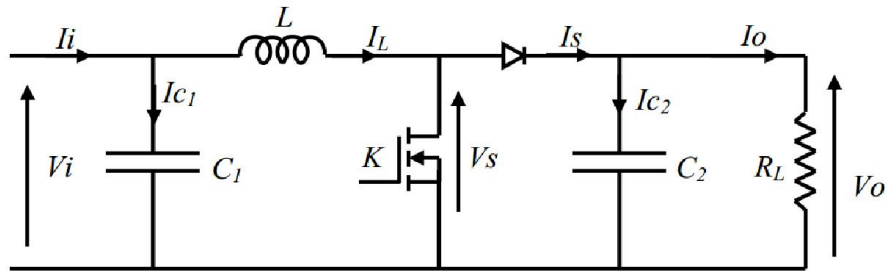


Figure III.4. Circuit électrique d'un convertisseur DC/DC de type Élévateur

La Figure III.5 représente les schémas équivalents d'un hacheur élévateur dans les deux intervalles de temps.

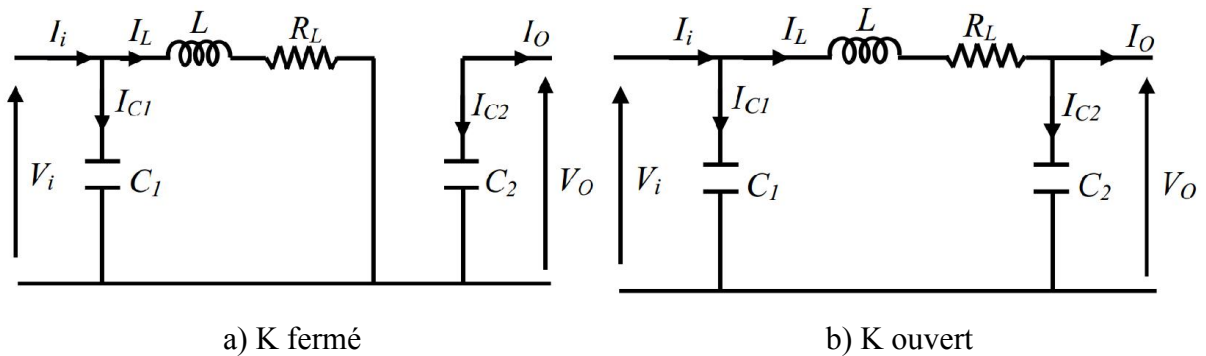


Figure III.5 Schémas équivalents du hacheur élévateur

K fermé, $0 < t < DT$:

$$\begin{cases} I_{C1} = C_1 \frac{dV_i}{dt} = I_i - I_L \\ I_{C2} = C_2 \frac{dV_{so}}{dt} = -I_o \\ V_L = L \frac{dI_L}{dt} = V_i \end{cases} \quad (3.1)$$

K ouvert, $DT < t < (1-D)T$:

$$\begin{cases} I_{C1} = C_1 \frac{dV_i}{dt} = I_i - I_L \\ I_{C2} = C_2 \frac{dV_o}{dt} = I_L - I_o \\ V_L = L \frac{dI_L}{dt} = V_i - V_o \end{cases} \quad (3.2)$$

En considérant que la variation des grandeurs dynamiques i_s , V_s et V_o est linéaire ; dans ce cas une représentation dynamique sur toute la période de hachage est donnée par les équations suivantes :

$$\begin{cases} I_L = I_i - C_1 \frac{dV_i}{dt} \\ I_o = (1 - D)I_L - C_2 \frac{dV_o}{dt} \\ V_i = L \frac{dI_L}{dt} + (1 - D) V_o \end{cases} \quad (3.3)$$

3.2.2 Convertisseurs DC-AC

Un convertisseur DC/AC triphasé à deux niveaux de tension est représenté sur la Figure III.6. Il est constitué de trois bras de commutation à transistors. Chaque bras composé de deux cellules comportant chacune une diode et un transistor qui travaillent en commutation forcée. Tous ces éléments sont considérés comme des interrupteurs idéaux. En mode contrôlé, le bras d'onduleur est un commutateur à deux positions qui permet d'obtenir à la sortie deux niveaux de tension [9], [10].

3.2.2.1 Principe de fonctionnement

La Figure III.6 montre le circuit d'un convertisseur DC/AC triphasé et son schéma équivalent pour une seule phase.

Avec :

- L : Inductance de connexion au réseau,
- R : Résistance de l'inductance de connexion au réseau,
- U_L : Vecteur de tension du réseau,
- U_S : Vecteur de tension du convertisseur DC-AC.

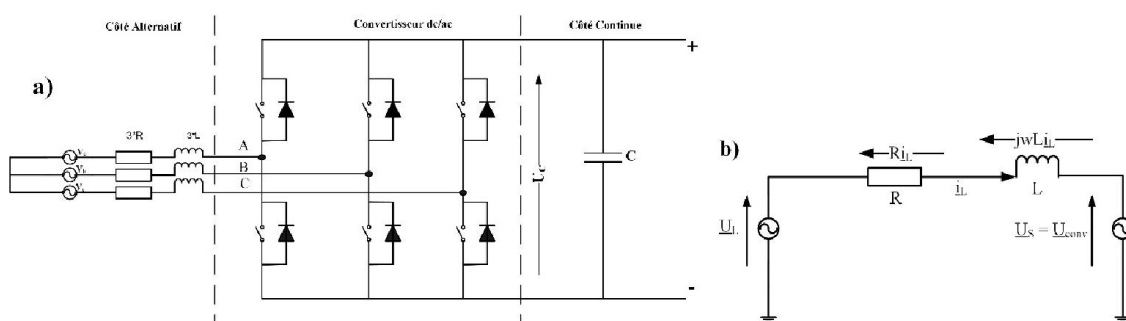


Figure III.6. Schéma d'un convertisseur à MLI triphasé
a) circuit principal / b) schéma équivalent d'une seule phase.

Les inductances connectées entre l'entrée du convertisseur et la ligne, sont une partie intégrée du circuit. Elles fournissent à la source et au convertisseur les caractères source de courant et convertisseur élévateur respectivement [11].

La chute de tension aux bornes de l'inductance est égale à la différence entre la tension U_L et la tension U_S . cette dernière permet le contrôle de la phase et l'amplitude du courant.

La valeur moyenne et le signe du courant sont proportionnels à la puissance active conduite par le convertisseur.

La puissance réactive peut être contrôlée indépendamment par le décalage du courant fondamental i_L par rapport à la tension de ligne ε .

La Figure III.7 présente le diagramme vectoriel du convertisseur triphasé, général et sous un facteur de puissance unitaire.

Le circuit principale du convertisseur à MLI (Figure III.6 (a)) comprend trois bras avec des transistors IGBT comprenant chacun une diode en antiparallèle d'une manière à assurer la continuité du courant de la source. En cas de puissances élevées, des transistors GTO sont utilisés.

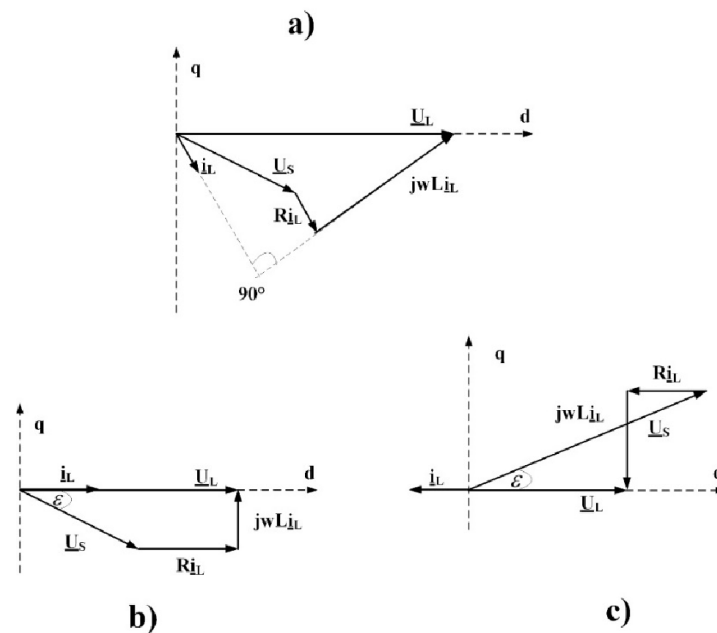
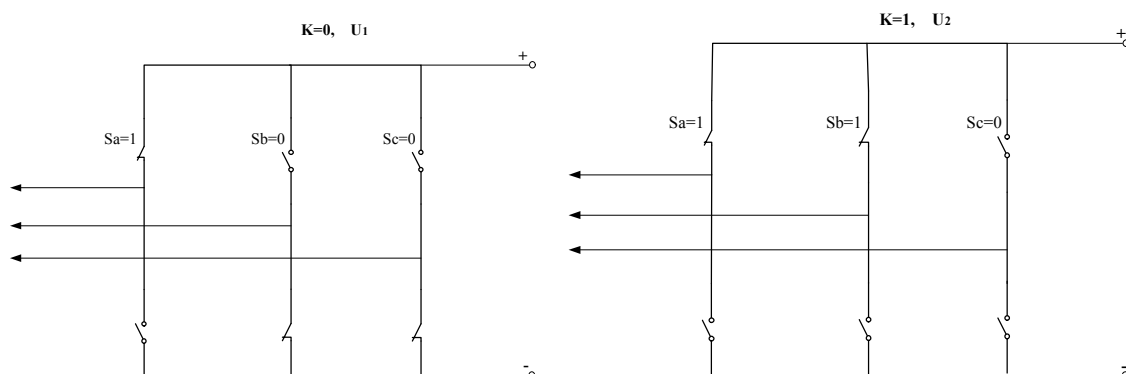


Figure III.7. Diagramme vectoriel du convertisseur à MLI
 a) général / b) facteur de puissance unitaire / c) FPU avec courant inverse

Le convertisseur peut être représenté par huit états de commutation possible Figure III.8 : six vecteurs actifs et deux nuls, exprimés par l'équation suivante :

$$u_{k+1} = \begin{cases} \frac{2}{3} u_{dc} e^{jk\frac{\pi}{3}} & , \quad k = 0 \dots 5 \\ 0 \end{cases} \quad (3.4)$$



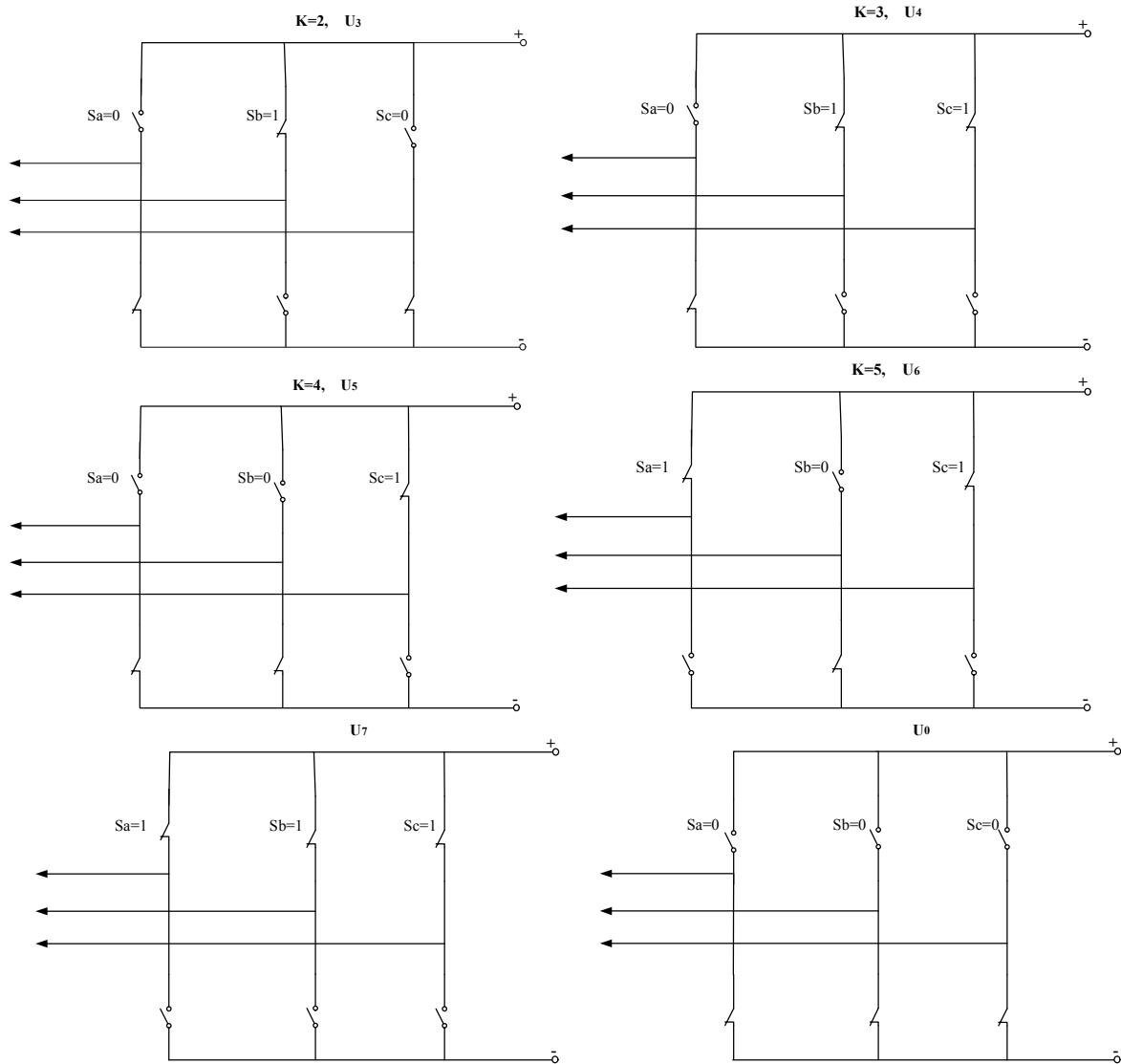


Figure III.8. Les états de commutation possible d'un convertisseur triphasé

3.2.2.2 Echange d'énergie et facteur de puissance

On ne considère que les fondamentaux de pulsation des grandeurs côté alternatif, et on suppose que la tension de sortie est maintenue constante.

Les valeurs efficaces V_1 et I_1 des tensions v_a, v_b, v_c et des courants i_a, i_b, i_c sont liées à celle E des f.e.m e_a, e_b, e_c par l'équation (3.5) que traduit le diagramme vectoriel de la Figure III.9. L'angle est fixé par le calage des références des tensions v_a, v_b, v_c .

$$\bar{E} = \bar{V}_1 + jL\omega\bar{i}_1 \quad (3.5)$$

Les projections sur \bar{E} et sur la direction perpendiculaire donnent les équations suivantes :

$$E = V_1 \cos \delta + L\omega I_1 \sin \varphi \quad (3.6)$$

$$0 = -V_1 \sin \delta + L\omega I_1 \cos \varphi \quad (3.7)$$

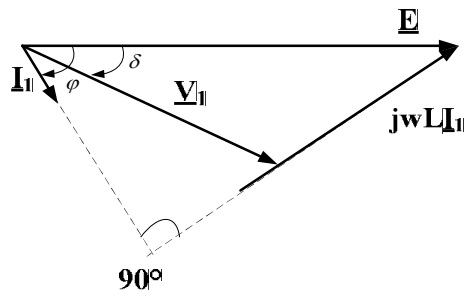


Figure III.9. Diagramme vectoriel tension - courant.

Les puissances actives et réactives ont pour équations :

$$P = 3EI_1 \cos \varphi \quad (3.8)$$

$$Q = 3EI_1 \sin \varphi \quad (3.9)$$

Compte tenu de (3.6) et de (3.8), P peut s'écrire comme suit :

$$P = \frac{3EV_1}{L\omega} \sin \delta = \frac{3E}{L\omega} \frac{rU_c}{2\sqrt{2}} \sin \delta \quad (3.10)$$

Où, en posant :

$$P_0 = \frac{3EU_c}{2\sqrt{2}L\omega} \quad (3.11)$$

$$P = rP_0 \sin \delta \quad (3.12)$$

De la même façon, compte tenu de (3.6) et de (3.7), Q peut s'écrire comme suit :

$$\begin{aligned} Q &= \frac{3E}{L\omega} (E - V_1 \cos \delta) \\ &= \frac{3E^2}{L\omega} - \frac{3EV_1}{L\omega} \cos \delta = \frac{3E^2}{L\omega} - \frac{3E}{L\omega} \frac{rU_c}{2\sqrt{2}} \cos \delta = \frac{3E^2}{L\omega} - \frac{3EU_c}{2\sqrt{2}L\omega} r \cos \delta \end{aligned} \quad (3.13)$$

Ou en posant :

$$Q_0 = \frac{3E^2}{L\omega} \quad (3.14)$$

$$Q = Q_0 - rP_0 \cos \delta \quad (3.15)$$

La tension du réseau et du bus continu sont constants, on déduit que :

$$\left(\frac{P}{P_0}\right)^2 + \left(\frac{Q - Q_0}{P_0}\right)^2 = r^2 \quad (3.16)$$

La Figure III. 10 montre le plan $[P/P_0, Q/P_0]$, défini par l'équation d'un cercle dont le centre est le point $[0, Q_0/P_0]$ et un rayon r , qui peut varier entre 0 et r_{max} (égal à 1 ou 1.155 suivant la modulation utilisée).

Par action sur r et δ on peut placer le point M représentant les puissances P et Q échangées avec le réseau n'importe où à l'intérieur du cercle correspondant à r_{max} .

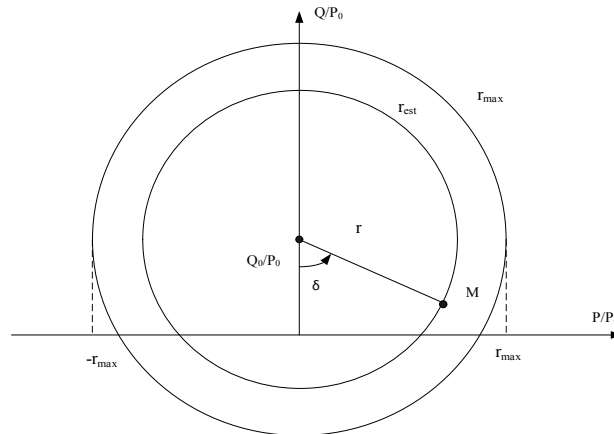


Figure III.10. Déplacement du point M par action sur r et δ

Si l'on veut travailler à facteur de puissance unitaire (FPU) avec le réseau, c'est-à-dire $\cos \varphi = 1$, il faut annuler la puissance réactive (Q), donc agir sur r et δ pour que dans le système d'axes $[0, Q_0/P_0]$ le point de fonctionnement se situe sur le segment AA' , Figure III.11.

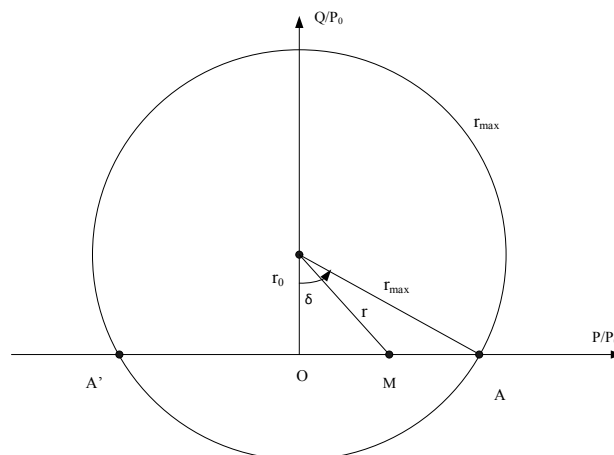


Figure III.11. Fonctionnement à facteur de puissance Unitaire

Avec un récepteur passif ($P \geq 0$), on peut maintenir $\cos \varphi = 1$ pour P comprise entre 0 (point 0; $r = r_0 = Q_0/P_0$; $\delta = 0$); et $P_0 \sqrt{r_{max}^2 - r_0^2}$ (point A; $r = r_{max}$; $\delta = \arccos (r_0/r_{max})$).

Avec un récepteur actif ($P < 0$), on peut maintenir le facteur de déplacement égal à l'unité, en maintenant le point de fonctionnement sur $0A'$.

On déduit l'importance des différences entre le convertisseur à MLI et le convertisseur classique à thyristors.

Ce dernier ne permet pas le réglage du transfert d'énergie entre deux sources, l'une alternative et l'autre continue, toutes deux à tension constantes. D'autre part il ne peut que consommer de la puissance réactive ; dans un système d'axes puissance active / puissance réactive, le point de

fonctionnement ne peut se situer que dans les deux quadrants où il y a consommation de réactif et non dans les quatre comme le convertisseur à MLI [12].

On peut d'ailleurs faire fonctionner le convertisseur à MLI en compensateur d'énergie réactive en ne mettant pas d'autres récepteurs à la sortie que la capacité.

Dans ce cas, Figure III.12,

$$P = 0; \delta = 0 \text{ ou } \pi$$

$$\frac{Q}{P_0} = \frac{Q_0}{P_0} \pm r \quad (3.17)$$

Par action sur r on peut faire varier la puissance réactive absorbée entre $P_0 (1 + r_{max})$ et $-P_0 (1 - r_{max})$, en faisant passer le point de fonctionnement de B à B'.

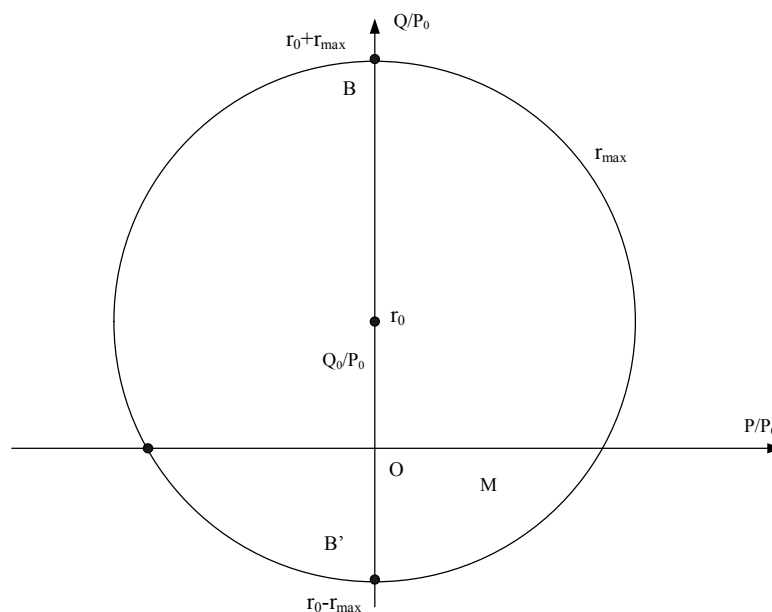


Figure III.12. Fonctionnement en compensateur d'énergie réactive

Pour élever le rang des harmoniques des courants échangés avec le réseau et réduire la tension aux bornes de chacun des semi-conducteurs, on peut utiliser des convertisseurs MLI multi niveaux. Les structures et les modes de modulation sont les mêmes que pour l'onduleur [12].

3.2.2.3 Fonctionnement sans capteur

Généralement, le convertisseur à MLI a besoin de trois sortes de capteurs :

- Capteur de tension continue.
- Capteur de tension alternative.
- Capteur de courant alternatif.

Les méthodes de contrôle sans capteur fournissent des avantages économiques et techniques comme : la simplification, l'isolation entre le circuit de commande et le circuit de puissance.

Les solutions les plus utilisées pour la réduction des capteurs [13]:

- Sans capteur de courant alternatif.

- Sans capteur de tension alternative.

Fonctionnement sans capteurs de courant alternatif :

L'estimation du courant AC est basée sur l'information du courant DC et les états de commutation du convertisseur. Sans protection entière c'est un problème, car l'application des vecteurs nuls (V_0, V_7) présente un courant nul côté continue et un court-circuit côté ligne simultanément [14] [15].

Fonctionnement sans capteur de tension alternative :

Les solutions précédentes présentent quelques troubles dus aux surtensions et aux surintensités. Par conséquent, nous considérons que le capteur de la tension continue et les capteurs du courant sont indispensables, pour des raisons non seulement de commande mais aussi de sa protection.

Les capteurs de tension alternative peuvent être omis ou éliminés pour simplifier l'implémentation [16] [17]. Alors il est donc possible de remplacer les capteurs de tension de ligne avec un algorithme d'estimation de tension, ce qui est décrit dans la section 3.3.2 paragraphe 3.3.2.1.

3.2.2.4 Modélisation du convertisseur à MLI :

Le convertisseur à MLI est constitué de six IGBT avec six diodes antiparallèles pour assurer la continuité du courant. Tous ces éléments sont considérés comme des interrupteurs idéaux. Il est modélisé en associant à chaque bras une fonction logique S_i [18].

On définit les fonctions logiques de connexion par l'équation suivante :

$$S_j = \begin{cases} 1 & \text{si } T_i \text{ est fermé et } \hat{T}_i \text{ est ouvert} \\ 0 & \text{si } T_i \text{ est ouvert et } \hat{T}_i \text{ est fermé} \end{cases} \quad (3.18)$$

Avec : $j=a, b, c$ & $i=1, 2, 3$.

Ainsi les tensions entre lignes sont données par les équations suivantes :

$$\begin{cases} U_{ab} = U_c \cdot (S_a - S_b) \\ U_{bc} = U_c \cdot (S_b - S_c) \\ U_{ac} = U_c \cdot (S_a - S_c) \end{cases} \quad (3.19)$$

Connaissant l'état de chaque interrupteur, on peut définir la matrice de conversion du convertisseur. Les tensions simples v_{an} , v_{bn} et v_{cn} s'expriment par l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{U_c}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

3.3 Commande des convertisseurs statiques

On présente dans cette partie les stratégies de contrôles proposées pour les deux étages de conversions utilisés (Figure III.13). Le hacheur élévateur est contrôlé par la LRCM pour la poursuite du MPP et le convertisseur triphasé DC/AC à MLI par la commande DPC.

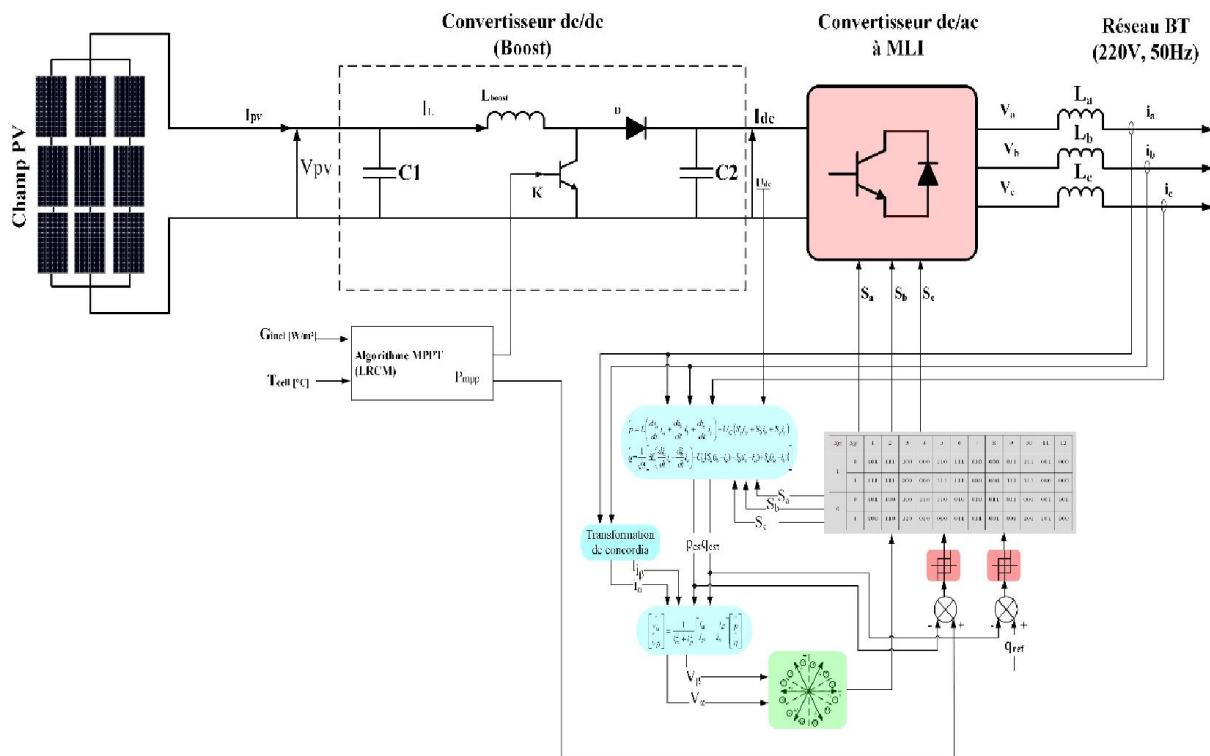


Figure III.13. Schéma général du système PV contrôlé par la DPC avec LRCM comme algorithme MPPT

3.3.1 Techniques de poursuite du point de puissance maximale

3.3.1.1 Synthèse des différents algorithmes MPPT

L'introduction d'un étage d'adaptation permettant de fixer le point de fonctionnement du GPV indépendamment de celui de la charge, permet l'extraction de la puissance optimale, Figure III.14.

L'ensemble peut fonctionner de façon idéale, si diverses boucles de contrôle en entrée et en sortie de l'étage d'adaptation sont prévues. En entrée, elles garantissent l'extraction à chaque instant, du maximum de puissance disponible aux bornes du GPV. Et en sortie, des boucles de contrôles spécifiques permettent un fonctionnement optimal de chaque application dans son mode le plus approprié. Les techniques utilisées classiquement pour les boucles de contrôle en entrée consistent à associer à l'étage d'adaptation une commande appelée MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui effectue une recherche permanente du MPP [19].

Des lois de commandes spécifiques existent pour amener des dispositifs à fonctionner à des points maximums de leurs caractéristiques. Le principe de ces commandes consiste à agir sur le rapport cyclique du hacheur de manière automatique pour amener le GPV à sa valeur optimale de fonctionnement qu'elles que soient les instabilités météorologiques ou variations brutales de charges qui peuvent survenir à tout moment.

Diverses publications sur les commandes assurant un fonctionnement de type commande MPPT apparaissent régulièrement dans la littérature depuis 1968, date de publication de la première loi de commande de ce genre, adaptée à une source d'énergie renouvelable de type PV [20].

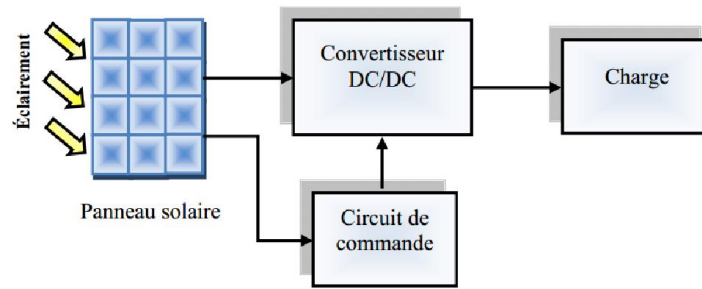


Figure III.14. Schéma synoptique d'un système de poursuite du MPP

Dans la littérature, nous pouvons trouver différents types d'algorithmes effectuant la poursuite du MPP [20]. Les trois méthodes les plus couramment rencontrées sont communément appelées : Hill Climbing, Perturb&Observ (P&O) et Incrément de conductance (IncConductance). Pour une meilleure compréhension des performances de ces commandes, le Tableau III.1 résume les caractères majeurs des différentes techniques MPPT, à savoir :

- La commande "Perturb and Observ" (P&O),
- La commande "Hill Climbing",
- La commande "Incrément de conductance" (IncCond),
- Les commandes MPPT basées sur des relations de proportionnalité :
 - Mesure de V_{OC} (Fraction de V_{OC}),
 - Mesure de I_{sc} (Fraction de I_{sc}),
- Les commandes MPPT basées sur le principe de la logique floue :
 - réseaux de neurones artificiels,
 - RCC (Ripple Corrélation Control),
 - balayage du courant (Current Sweep).

Le Tableau III.1 compare les différentes méthodes MPPT selon :

- La connaissance nécessaire des paramètres du GPV,
- La nécessité d'une mise à jour périodique,
- Le type d'implantation lors d'une réalisation pratique et le degré de complexité,
- Le temps de réponse du traqueur (vitesse de recouvrement du MPP),
- Le nombre des capteurs nécessaires,
- Le rendement qui caractérise les pertes dues à l'adaptation maximale de la charge.

Donc, avec autant de méthodes MPPT disponibles, il n'est pas évident de faire un choix selon les besoins désirés.

La facilité de mise en œuvre est un facteur important pour le choix d'une MPPT ; Comme indiqué sur le tableau comparatif ci-après, certaines méthodes de MPPT peuvent être implantées en analogique et d'autres en numérique ou en même temps. Cela a une influence directe sur la simplicité de l'implantation de l'algorithme et donc, sur le coût de la commande MPPT et son rendement.

Tableau. III.1. Caractéristiques des commandes MPPT.

Méthode MPPT	Connaissance des paramètres du GPV	Nécessité d'une mise à jour périodique	Mode d'implantation	Complexité d'implantation	Vitesse de recouvrement du MPP	Type et nombre de capteur	Rendement (%)
P&O	non	Non	Analogique ou numérique	basse	Variable	1 capteur courant. 1 capteur tension.	81-96
Inc.-cond	non	Non	numérique	moyenne	variable	1 capteur courant. 1 capteur tension	90-98
hillclimbing	non	Non	Analogique ou numérique	basse	variable	1 capteur courant. 1 capteur tension	95-99
Fonction de V_{CO}	oui	Oui	Analogique ou numérique	moyenne	moyenne	1 capteur tension	88
Fraction I_{cc}	oui	Oui	Analogique ou numérique	moyenne	moyenne	1 capteur courant	
Logique floue	oui	Oui	numérique	haute	rapide	variable	
Réseau de neurones	oui	Oui	numérique	haute	rapide	variable	
RCC	non		analogique	basse	rapide	1 capteur courant. 1 capteur tension	
Balayage du courant	oui	Oui	numérique	haute	lentement	1 capteur courant. 1 capteur tension	

La notion du coût MPPT revient toujours au type d'implantation (analogique ou numérique) ; il est souvent cité que l'implantation analogique est la moins cher, car les implantations numériques nécessitent des microcontrôleurs programmables. De plus, l'élimination de certains capteurs peut diminuer largement le coût d'une méthode MPPT, surtout les capteurs de courant [20].

Une commande MPPT doit avoir un bon comportement en dynamique afin de pouvoir piloter l'étage d'adaptation et assurer que la recherche du nouveau MPP, suite aux changements d'éclairement ou de température, soit faite le plus rapidement possible.

Une commande MPPT doit être précise et stable quelles que soient ses conditions d'utilisation. C'est-à-dire qu'elle ne doit pas être conçue pour fonctionner pour un seul type d'applications (exemple : spatial ou domestique...). Elle doit être la plus universelle possible, capable de fonctionner avec des panneaux de différentes technologies sans trop de modifications, tout en gardant le même taux de précision et de robustesse

3.3.1.2 La Méthode LRCM “Linear Reoriented Coordinates Method”

Cette section présente un algorithme et une méthode non traditionnelle pour calculer la solution inverse pour une fonction unidimensionnelle sans la propriété difféomorphisme [21]. Cette méthode est appelée Linear Reoriented Coordinates Method (LRCM). C’est aussi un outil puissant et utile pour le calcul des solutions symboliques pour les fonctions transcendantes où le calcul de la solution inverse n’est pas possible avec les méthodes traditionnelles et où seulement les solutions analytiques peuvent être calculées mais les solutions symboliques ne peuvent être obtenues.

Depuis plusieurs siècles, la solution pour les fonctions transcendantes a toujours été un challenge pour les physiciens, les ingénieurs et les mathématiciens. Une fonction transcendante est définie comme une fonction qui ne satisfait pas une équation polynomiale, et dont les coefficients sont des polynômes eux-mêmes, ($F(x) = a_n x^n + \dots + a_1 x + a_0, \forall a_i \in \dots$). Les fonctions exponentielles, logarithmiques et trigonométriques sont quelques exemples de fonctions transcendantes [22]. Mais les fonctions transcendantes les plus utiles pour la science sont les fonctions exponentielles. Elles ont un nombre incroyable d'applications, mais il n’est pas toujours possible de les résoudre symboliquement ex : la modélisation dans les circuits *RLC* [23], les piles à combustible [24], les modules photovoltaïques [25], les réseaux de neurones [26], robotique [27], etc.

Malheureusement, la seule façon de les résoudre, est numérique, parfois avec de longues et fastidieuses itérations et l'utilisation d'ordinateurs avec des algorithmes complexes [28], [29], [30]. Aujourd’hui, pour tout type de fonction, le calcul traditionnel et efficace pour obtenir les valeurs maximales ou minimales est d'utiliser le calcul différentiel, mais dans de nombreux cas en sciences physiques, en ingénierie ou en mathématiques, où il est nécessaire de modéliser avec des fonctions transcendantes, le travail s’avère très complexe.

a. Théorèmes de Rolle et de Lagrange

L'idée principale de la LRCM est basée sur les théorèmes de Rolle et de Lagrange comme le montre la Figure III.15, et il est valable dans n’importe quel domaine $[a, b]$.

Théorème de Rolle, Figure III.16 :

Hypothèses :

- $f: [a, b] \rightarrow R$ fonction de Rolle
- $f(a) = f(b)$

Alors, il existe $c \in]a, b[$ tel que $f'(c) = 0$

Théorème de Lagrange, Figure III.17 :

Hypothèse

- $g: [a, b] \rightarrow R$ fonction de Rolle

Alors, il existe $c \in]a, b[$ tel que $\frac{g(b)-g(a)}{(b-a)} = g'(c)$

Théorème de Cauchy (Théorème de Lagrange généralisé) :

Hypothèses :

- $f, g : [a, b] \rightarrow \mathbb{R}$ fonctions de Rolle,
- $g'(x) = 0, \forall x \in]a, b[$

Alors, il existe $c \in]a, b[$ tel que $\frac{f(b)-f(a)}{g(b)-g(a)} = \frac{f'(c)}{g'(c)}$

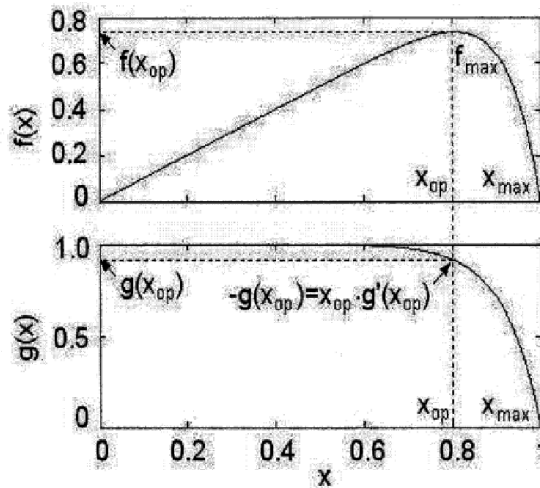


Figure III.15. Linear Reoriented Coordinates Method (LRCM)

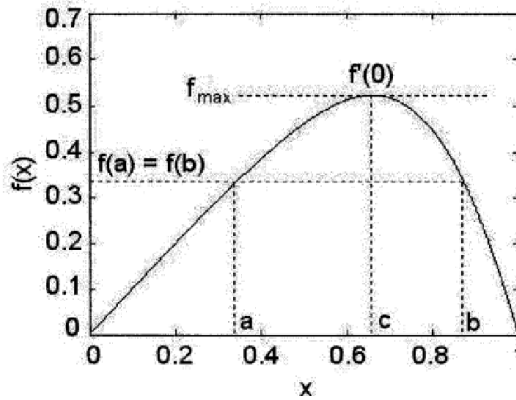


Figure III.16. Théorème de Rolle

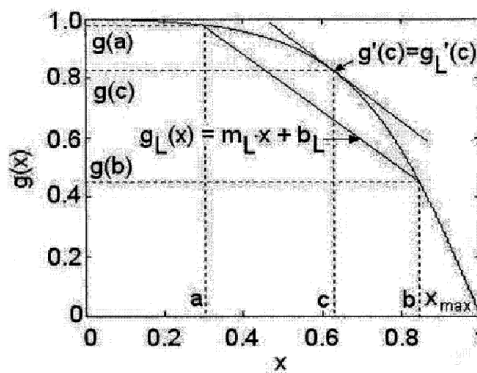


Figure III.17. Théorème de Lagrange

b. Description de la méthode LRCM

La méthode LRCM est une méthode pour trouver la valeur maximale approximative pour une fonction $f(x)$, où $f'(x) = r(x) = 0$, qui ne peut être résolu en utilisant des méthodes traditionnelles de calcul différentiel, [31]. La méthode LRCM peut également être considérée comme une méthode pour trouver la solution symbolique approximative x pour l'équation $r(x) = 0$ sans solutions symboliques. La fonction $f(x)$ est défini comme $f(x) = x g(x)$ et la valeur maximale de $f(x)$ est défini comme f_{max} où $f_{max} = x_{op} \cdot g(x_{op})$ et x_{op} est la valeur optimale pour f_{max} . L'idée principale pour la LRCM est de trouver les points optimaux pour calculer f_{max} . Ces points sont x_{op} et $g(x_{op})$, et sont calculés en utilisant $g'(x)$ et la pente linéaire ml de $g(x)$ évalué au point x_{op} .

c. Conditions de la méthode LRCM

Les conditions nécessaires à l'application de la LRCM pour calculer la valeur maximale f_{max} et l'optimale approximative x , x_{ap} pour une fonction $f(x)$, sont les suivantes :

- $x \in R \times [0 \ x_{max}]$
- $f(x) = x \cdot g(x) \text{ in } R \times [0 \ x_{max}]$
- $f \in C^1 (R \times [0 \ x_{max}])$
- $g \in C^1 (R \times [0 \ x_{max}])$
- $g'(x) < 0 \text{ in } R \times [0 \ x_{max}]$
- $g''(x) \leq 0 \text{ in } R \times [0 \ x_{max}]$
- $g'(x_{op}) = -g(x_{op}) / x_{op}$
- $f_{max} = x_{op} \cdot g(x_{op})$

d. Approximations de x_{ap} et f_{max}

Maintenant, considérons une fonction $f(x)$ qui remplit les conditions de la méthode LRCM, et on veut rapprocher x_{op} . La première étape consiste à utiliser la ligne droite donnée par l'expression (3.21) où $gl(x)$ est toujours positive dans $\{x \in R \mid [0 \ x_{max}]\}$. La dérivée de $gl(x)$ par rapport à x est toujours négative et unique dans $\{x \in R \mid [0 \ x_{max}]\}$. Les dérivés de $gl(x)$ et $g(x)$ peuvent être intersecté au point approximatif x_{ap} où il est le point optimal x_{op} de plus une erreur, ϵ , comme indiqué dans l'expression (3.22). Pour une petite ϵ , la valeur optimale pour x_{op} est approchée par (3.23), si ϵ est 0, alors (3.23) est la solution pour x_{op} .

$$gl(x) = bl + ml \cdot x = g(0) - \frac{g(0)}{x_{max}} \cdot x \quad (3.21)$$

$$gl'(x) = ml = -\frac{g(0)}{x_{max}} = gl'(x_{ap}) = gl'(x_{op} + \epsilon) \quad (3.22)$$

$$x_{op} \approx x_{op} + \epsilon = g'^{-1} \left(\frac{-g(0)}{x_{max}} \right) \quad (3.23)$$

L'approximation de x_{op} est substituée dans $f(x)$ pour approcher f_{max} , comme donné par l'expression (3.24). Enfin, l'erreur relative au rapprochement des f_{max} est donnée par (3.25).

$$f(x_{ap}) = x_{ap} \cdot g(x_{ap}) = f_{ap} \approx f_{max} \quad (3.24)$$

$$Error = 100 \cdot \frac{f(x_{op}) - f(x_{ap})}{f(x_{op})} \quad (3.25)$$

3.3.1.3 Calcul du rapport cyclique optimal

La Figure III.18 montre que pour chaque niveau d'irradiation solaire il y'a un MPP unique. On peut utiliser la méthode LRCM pour donner l'ordre de commande du convertisseur DC/DC.

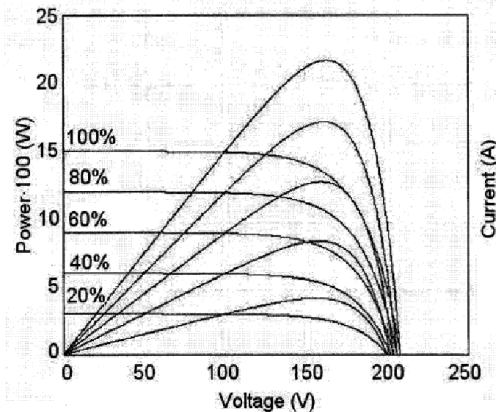


Figure III.18. Caractéristiques P-V et I-V pour différents niveaux d'irradiation solaire

Pour les systèmes PV, le concept principal de la méthode LRCM est de trouver le point de tangente de la caractéristique I-V, comme le montre la Figure III.19. Le point de tangente correspond à la puissance P_{mpp} , est défini par le courant I_{mpp} et à la tension V_{mpp} .

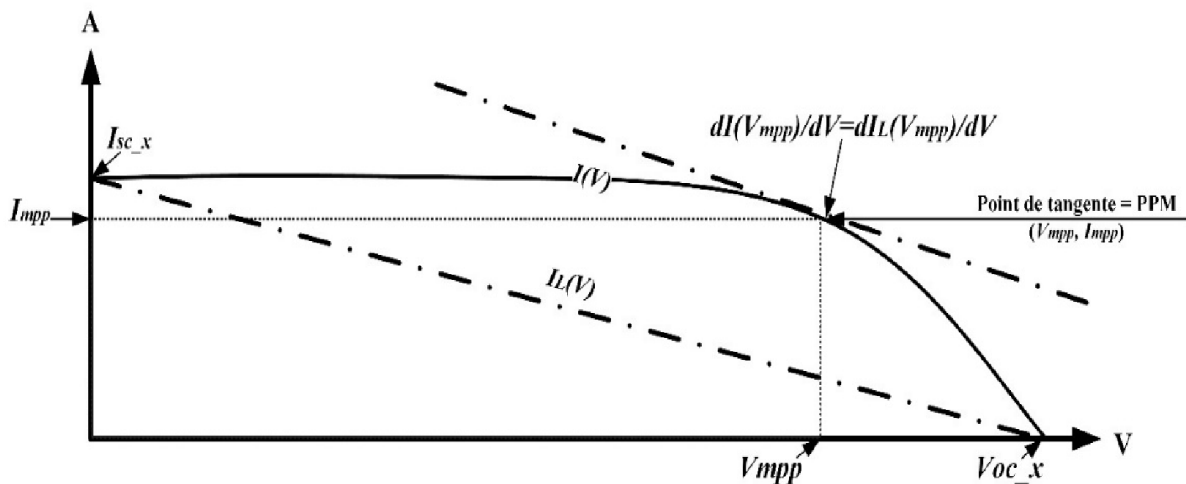


Figure III.19. Relation entre LRCM et la caractéristique I-V

Les équations de la tension et le courant au MPP par la méthode LRCM sont donnés comme suit :

$$V_{mpp} = V_{oc_x} + b \cdot V_{oc_x} \cdot \ln \left(b - b \cdot \exp \left(-\frac{1}{b} \right) \right) \quad (3.26)$$

$$I_{mpp} = I_{sc_x} \cdot \frac{1 - b + b \cdot \exp \left(\frac{-1}{b} \right)}{1 - \exp \left(\frac{-1}{b} \right)} \quad (3.27)$$

L'objectif de calculer le rapport cyclique optimal D , est de forcer le GPV à fournir la puissance maximale. Le Tableau III.2, donne les conditions et le rapport cyclique optimal pour un convertisseur DC/DC abaisseur, élévateur et abaisseur-élévateur. Cette adaptation de la charge peut être facilement intégrée à la méthode LRCM. La tension optimale peut être calculée sous des conditions météorologiques variables, irradiation et température, puis le rapport cyclique optimal peut être calculé en utilisant le Tableau III.2.

Tableau III.2. Rapport cyclique optimal du convertisseur DC/DC pour l'adaptation de la charge

Convertisseur DC-DC	Rapport cyclique optimal	Conditions
Abaisseur - Élévateur	$D = \frac{V_{dc}}{V_{dc} + V_{mpp}}$	Aucune
Élévateur	$D = 1 - \frac{V_{mpp}}{V_{dc}}$	$R_{ch} > R_{op}$
Abaisseur	$D = \frac{V_{mpp}}{V_{dc}}$	$R_{op} > R_{ch}$

Avec :

R_{ch} : résistance de la charge¹,

R_{op} : résistance optimale.

3.3.2 Commande Directe de Puissance (DPC)

3.3.2.1 Principe de la DPC

En fait, la DPC est similaire à la commande directe du couple (DTC) des moteurs à induction, au lieu du couple et du flux statorique, les puissances active et réactive instantanées sont contrôlées, ce qui assure au convertisseur à MLI une absorption/génération des courants sinusoïdaux avec un contrôle découplé des puissances active et réactive [32].

La Figure III.20 montre la configuration globale de la commande directe de puissance sans capteur de tension pour un convertisseur DC/AC à MLI triphasé.

La commande DPC consiste à sélectionner un vecteur de commande d'après une table de commutation, cette dernière est fondée sur l'erreur numérisée S_p , S_q des puissances active et réactive instantanées, fournie par les régulateurs à hystérésis à deux niveaux, aussi bien que sur la position angulaire de la tension estimée. Le plan ($\alpha - \beta$) est divisé en douze secteurs où le secteur de tension est déterminé [13] [33].

La référence de la puissance active est obtenue par le bloc de contrôle du bus continu en utilisant la méthode LRCM pour forcer le GPV à produire le maximum de puissance disponible.

Tandis que pour réaliser un facteur de puissance unitaire, un contrôle de la puissance réactive à zéro est effectué.

¹ Dans les systèmes PV connectés au réseau la charge est considérée infinie.

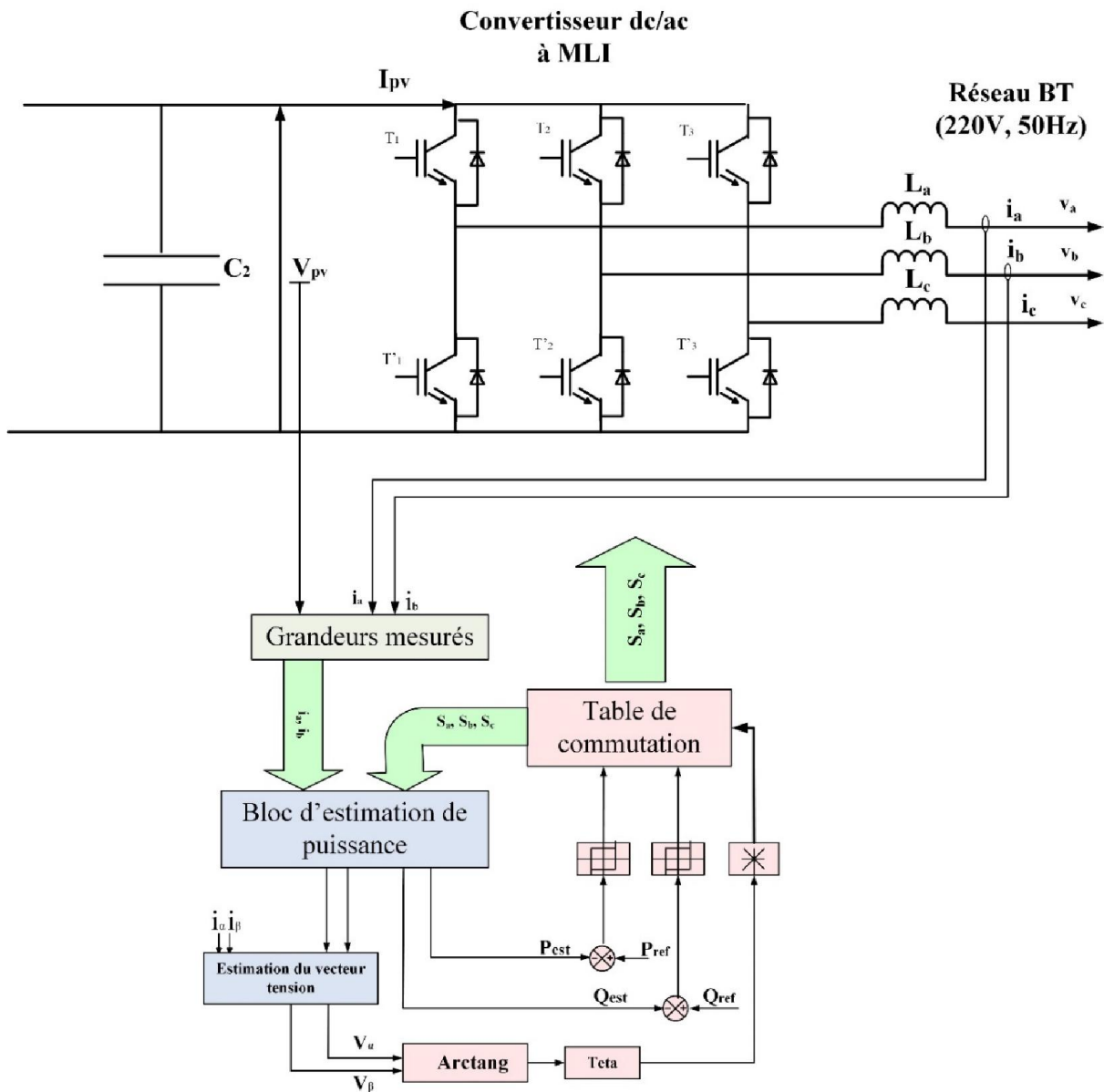


Figure III.20. La configuration générale de la commande directe de puissance sans capteur de tension

Avec :

v_a, v_b, v_c : Les trois tensions simples du réseau

i_a, i_b, i_c : Les trois courants de ligne du réseau.

S_a, S_b, S_c : Les états de commutation des interrupteurs du convertisseur.

V_{pv} : La tension continue.

L : L'inductance de connexion réseau-convertisseur.

R : Résistance interne de l'inductance.

C_2 : Capacité de lissage de la tension continue.

a. Estimation de la puissance instantanée

La puissance active instantanée est définie par le produit scalaire entre les courants et les tensions de ligne et la puissance réactive par le produit vectoriel entre eux [34].

$$\hat{p} = \underline{v}_{(abc)} \cdot \underline{i}_{(abc)} = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (3.28)$$

$$\hat{q} = \underline{v}_{(abc)} \wedge \underline{i}_{(abc)} = \hat{v}_a i_a + \hat{v}_b i_b + \hat{v}_c i_c \quad (3.29)$$

La Figure III.21 est une représentation vectorielle des vecteurs Tension, d'où les vecteurs $\hat{v}_a, \hat{v}_b, \hat{v}_c$ qui sont en arrière de 90° sur les vecteurs v_a, v_b, v_c .

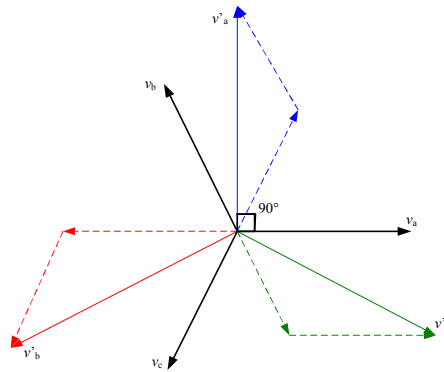


Figure III.21. Représentation vectorielle des vecteurs

$$v_a, v_b, v_c \text{ et } v'_a, v'_b, v'_c$$

La même équation peut être décrite sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} \hat{p} \\ \hat{q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_a & v_b & v_c \\ \hat{v}_a & \hat{v}_b & \hat{v}_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Avec :

$$\begin{bmatrix} \hat{v}_a \\ \hat{v}_b \\ \hat{v}_c \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} v_b - v_c \\ v_c - v_a \\ v_a - v_b \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} v_{bc} \\ v_{ca} \\ v_{ab} \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

La puissance apparente complexe S peut être exprimée par l'équation suivante [35] :

$$\begin{aligned} \bar{S} &= \bar{V} \cdot \bar{I} = \hat{p} + j\hat{q} \\ S &= v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c + j \frac{1}{\sqrt{3}} [(v_b - v_c)i_a + (v_c - v_a)i_b + (v_a - v_b)i_c] \end{aligned} \quad (3.32)$$

Sachant que :

- v : tension instantanée du réseau,
- i : courant AC instantané,
- j : désigne la partie imaginaire.

Cependant, l'équation (3.32) exige l'information sur la tension, or cette dernière doit être éliminée pour une commande sans capteur.

Pour cette raison, les équations qui gèrent l'estimation des puissances active et réactive instantanées sont données comme suit :

$$\hat{P} = L \left(\frac{di_a}{dt} i_a + \frac{di_b}{dt} i_b + \frac{di_c}{dt} i_c \right) + U_c (S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c) \quad (3.33)$$

$$\hat{q} = \frac{1}{\sqrt{3}} \left[3L \left(\frac{di_a}{dt} i_c - \frac{di_c}{dt} i_a \right) - U_c (S_a(i_b - i_c) + S_b(i_c - i_a) + S_c(i_a - i_b)) \right] \quad (3.34)$$

Les premières parties des deux équations (3.33) et (3.34), représente la puissance dans les inductances de connexion du convertisseur, notant ici que les résistances internes de ces inductances sont négligeables car la puissance active dissipé dans ces résistances est en fait beaucoup plus faible devant la puissance mise en jeu. La seconde partie représente la puissance du convertisseur.

On peut voir que la forme des équations (3.33) et (3.34) change en fonction des états des interrupteurs S_a , S_b , S_c , et que la connaissance de l'inductance de ligne L est aussi nécessaire. La tension du réseau est généralement constante, alors que les puissances active et réactive instantanées sont proportionnelles aux courants [36].

b. Estimation des tensions réseau

Le secteur où se trouve la tension de ligne est nécessaire pour utiliser la table de commutation, donc sa connaissance est essentielle. De plus il est important d'estimer la tension de ligne correctement, même avec l'existence des harmoniques qui donne un facteur de puissance élevé [13]. C'est possible de calculer la chute de tension aux bornes de l'inductance en dérivant le courant. La tension peut être calculée en additionnant la tension de référence à l'entrée du convertisseur avec la chute de tension aux bornes de l'inductance déjà calculée [16]. En outre, cette approche à un inconvénient qui est la dérivée du courant, car les bruits seront amplifiés. Pour éviter cet inconvénient, une estimation de tension basée sur le calcul des puissances peut être appliquée [13] [36].

L'équation (3.35) donne les courants de ligne i_a, i_b, i_c dans les coordonnées stationnaires α, β :

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

On peut écrire les équations des puissances active et réactive comme suit :

$$\hat{P} = \underline{v}_{(abc)} \cdot \dot{i}_{(abc)} = \underline{v}_\alpha \dot{i}_\alpha + \underline{v}_\beta \dot{i}_\beta \quad (3.36)$$

$$\hat{q} = \underline{v}_{(abc)} \wedge \dot{i}_{(abc)} = \underline{v}_\alpha \dot{i}_\beta + \underline{v}_\beta \dot{i}_\alpha \quad (3.37)$$

L'écriture matricielle des équations (3.36) et (3.37) est :

$$\begin{bmatrix} \hat{p} \\ \hat{q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ -v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

L'équation matricielle (3.38) peut être réécrite, en fonction du courant mesuré et la puissance estimée comme suit :

$$\begin{bmatrix} \hat{v}_\alpha \\ \hat{v}_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{i_\alpha^2 + i_\beta^2} \begin{bmatrix} i_\alpha & -i_\beta \\ i_\beta & i_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{p} \\ \hat{q} \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

La transformée inverse de Concordia des tensions de ligne s'écrit comme suit :

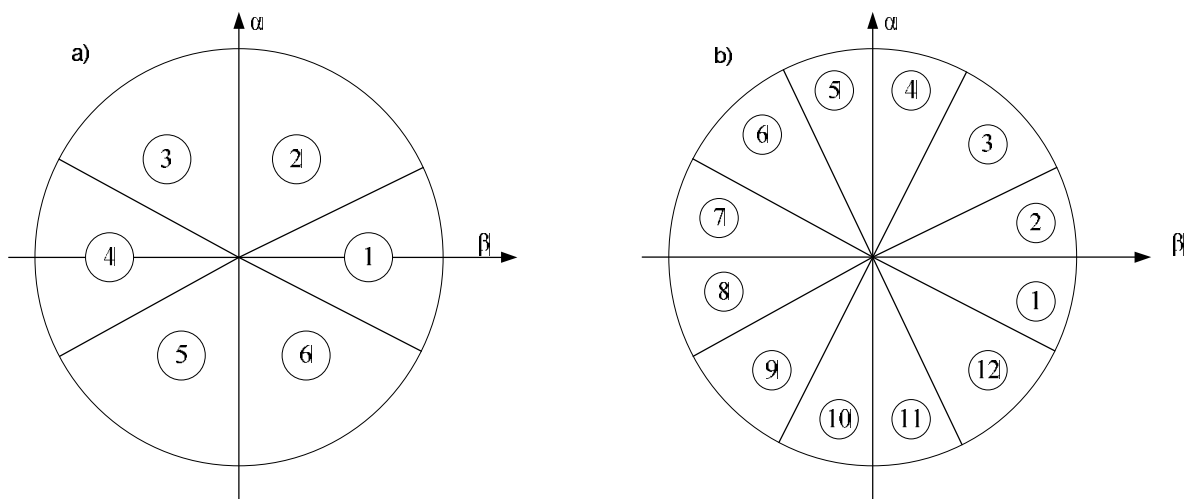
$$\begin{bmatrix} \hat{v}_a \\ \hat{v}_b \\ \hat{v}_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

c. Nombre de secteurs

La région où se situe le vecteur de la tension peut être divisée en douze ou six secteurs, comme le montre la Figure III.22. Ces secteurs peuvent être exprimés numériquement comme suit :

$$(2n - 3) \frac{\pi}{6} < sect_n < (2n - 1) \frac{\pi}{6} \quad n = 1, 2, \dots, 6 \quad (3.41)$$

$$(n - 2) \frac{\pi}{6} < sect_n < (n - 1) \frac{\pi}{6} \quad n = 1, 2, \dots, 12 \quad (3.42)$$



d. Table de commutation

On peut voir sur la Figure III.23 que les puissances active et réactive instantanées dépendent de la position du vecteur de la tension du convertisseur. Il a donc une influence indirecte sur la tension de l'inductance aussi bien que sur l'amplitude et la phase du courant de ligne. Par conséquence, les différentes tables de commutation peuvent être appliquées au contrôle direct (DPC, DTC) [33]. Le choix de la table influence les conditions de contrôle telles que : la puissance instantanée, l'ondulation du courant, la fréquence de commutation et les performances dynamiques [13], [37]. Quelques travaux proposent différentes tables de commutation pour la DTC, mais on ne peut pas les prendre comme référence pour la DPC. Car pour les convertisseurs à MLI le réseau a une fréquence constante et la puissance instantanée varie proportionnellement aux irradiations solaires. La Figure III.23 présente quatre situations différentes, qui illustrent les variations de la puissance instantanée. Le point M présente la valeur de référence des puissances active et réactive.

Différentes situations sont schématisées dans le cas où le vecteur de la tension se trouve dans le troisième secteur. Le courant de ligne est en avance sur la tension pour les deux premiers cas (a) et (b), mais son amplitude varie, supérieure dans (a) et inférieure dans (b), par rapport au courant de référence. Par contre, dans les deux derniers cas (c) et (d), le courant est en retard sur la tension avec une amplitude inférieure dans (c) et supérieure dans (d) [38].

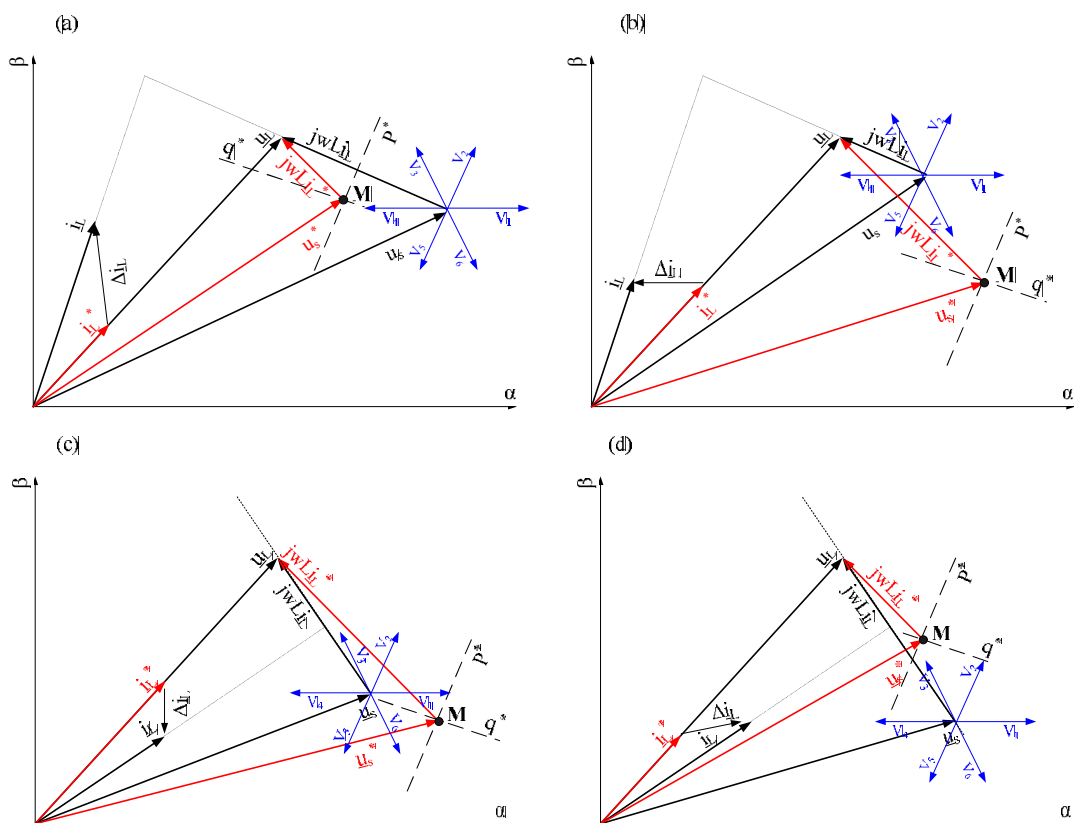


Figure III.23. Variation des puissances instantanées :
 a) $\hat{p}_{ref} < \hat{p}, q_{ref} > \hat{q}$ (0,1), b) $\hat{p}_{ref} > \hat{p}, q_{ref} > \hat{q}$ (1,1), c) $\hat{p}_{ref} > \hat{p}, q_{ref} < \hat{q}$ (1,0)
 d) $\hat{p}_{ref} < \hat{p}, \hat{q}_{ref} < \hat{q}$ (0,0)

La sélection du vecteur de la commande doit être choisie de sorte que l'erreur entre \hat{q} et q_{ref} soit restreinte dans une bande à hystérésis. Cette sélection ne dépend pas toujours de l'erreur des amplitudes mais aussi de la direction du q .

Certains comportements de la DPC ne sont pas satisfaisants. Dans les instants où le vecteur de la tension estimée est près des frontières d'un secteur, deux possibilités sur six sont mauvaises. Car ces vecteurs peuvent changer seulement la puissance active instantanée sans pouvoir faire de correction sur l'erreur de la puissance réactive.

Quelques méthodes pour améliorer le comportement de la DPC dans les frontières d'un secteur sont bien connues, une d'entre elles, est d'augmenter le nombre de secteurs ou bien d'utiliser des comparateurs à hystérésis à plusieurs niveaux [39].

Généralement, la table de commutation est construite en tenant compte des points importants suivants :

- Le nombre de secteurs.
- Les performances dynamiques.
- Les régulateurs à hystérésis à deux ou trois niveaux.

Le Tableau.III.3 donne la table de commutation, les erreurs numérisées S_p , S_q et le secteur de travail $sect_n$ comme entrées, où les états de commutation S_a , S_b et S_c du convertisseur sont mémorisés.

L'état optimal de commutation du convertisseur est choisi à chaque état de commutation selon la combinaison des signaux numériques S_p , S_q et $sect_n$. C'est-à-dire, que le choix s'effectue de sorte que l'erreur de la puissance active puisse être restreinte dans une bande à hystérésis de largeur, et de même pour l'erreur de la puissance réactive, avec une bande de largeur $2\Delta H_p$ et $2\Delta H_q$.

Tableau.III.3. Table de commutation de la DPC

S_p	S_q	$Sect_1$	$Sect_2$	$Sect_3$	$Sect_4$	$Sect_5$	$Sect_6$	$Sect_7$	$Sect_8$	$Sect_9$	$Sect_{10}$	$Sect_{11}$	$Sect_{12}$
1	0	V ₆ (101)	V ₇ (111)	V ₁ (100)	V ₀ (000)	V ₂ (110)	V ₇ (111)	V ₃ (010)	V ₀ (000)	V ₄ (011)	V ₇ (111)	V ₅ (001)	V ₀ (000)
	1	V ₇ (111)	V ₇ (111)	V ₀ (000)	V ₀ (000)	V ₇ (111)	V ₇ (111)	V ₀ (000)	V ₀ (000)	V ₇ (111)	V ₇ (111)	V ₀ (000)	V ₀ (000)
0	0	V ₆ (101)	V ₁ (100)	V ₁ (100)	V ₂ (110)	V ₂ (110)	V ₃ (010)	V ₃ (010)	V ₄ (011)	V ₄ (011)	V ₅ (001)	V ₅ (001)	V ₆ (101)
	1	V ₁ (100)	V ₂ (110)	V ₂ (110)	V ₃ (010)	V ₃ (010)	V ₄ (011)	V ₄ (011)	V ₅ (001)	V ₅ (001)	V ₆ (101)	V ₆ (101)	V ₁ (100)

e. Régulateur à hystérésis

La grande simplicité de l'implémentation de cet outil de contrôle est également un élément important dans le choix du comparateur à deux niveaux. De plus, les considérations

énergétiques sur le convertisseur imposent un nombre restreint de commutations. Or, pour une même largeur d'hystérésis de contrôle, le comparateur à deux niveaux nécessite un nombre moins élevé de commutations [37].

La largeur de la bande des régulateurs à hystérésis a un effet considérable sur les performances du convertisseur. En particulier, la distorsion du courant, la fréquence de commutation moyenne du convertisseur, la pulsation de la puissance et les pertes sont fortement affectées par la bande à hystérésis. Le contrôleur proposé dans la DPC classique est le régulateur à deux niveaux pour les puissances actives et réactives. Le régulateur à hystérésis à trois niveaux peut-être envisagé pour plus d'amélioration [13].

La sortie des régulateurs à hystérésis, donnée par les variables booléennes S_p et S_q , indique les dépassements supérieurs ou inférieurs d'amplitude de la puissance. Ainsi, les comparateurs à hystérésis à deux niveaux et trois niveaux permettant de détecter les dépassements de la bande de contrôle, en respectant les équations suivantes :

$$\left. \begin{array}{l} \hat{P}_{ref} - \hat{P} > \Delta H_p \Rightarrow \hat{S}_p = 1 \\ \hat{P}_{ref} - \hat{P} > -\Delta H_p \Rightarrow \hat{S}_p = 0 \end{array} \right\} \text{Hystérésis à deux niveaux}$$

$$\left. \begin{array}{l} \hat{P}_{ref} - \hat{P} > \Delta H_p \Rightarrow \hat{S}_p = 1 \\ -\Delta H_p < \hat{P}_{ref} - \hat{P} < \Delta H_p \Rightarrow \hat{S}_p = 0 \\ \hat{P}_{ref} - \hat{P} < -\Delta H_p \Rightarrow \hat{S}_p = -1 \end{array} \right\} \text{Hystérésis à trois niveaux} \quad (3.43)$$

$$\left. \begin{array}{l} \hat{q}_{ref} - \hat{q} > \Delta H_q \Rightarrow \hat{S}_q = 1 \\ \hat{q}_{ref} - \hat{q} > -\Delta H_q \Rightarrow \hat{S}_q = 0 \end{array} \right\} \text{Hystérésis à deux niveaux}$$

$$\left. \begin{array}{l} \hat{q}_{ref} - \hat{q} > \Delta H_q \Rightarrow \hat{S}_q = 1 \\ -\Delta H_q < \hat{q}_{ref} - \hat{q} < \Delta H_q \Rightarrow \hat{S}_q = 0 \\ \hat{q}_{ref} - \hat{q} < -\Delta H_q \Rightarrow \hat{S}_q = -1 \end{array} \right\} \text{Hystérésis à trois niveaux} \quad (3.44)$$

Où ΔH_p , ΔH_q sont les écarts des régulateurs d'hystérésis à deux niveaux.

3.3.2.2 Propriétés statiques et limitations du convertisseur à MLI

Les équations (3.45), (3.46) et (3.47), obtenues par la transformation (3.48), décrivent le modèle du convertisseur à MLI dans le référentiel tournant $d-q$:

$$u_{Ld} = Ri_{Ld} + L \frac{di_{Ld}}{dt} - wLi_{Lq} + u_{sd} \quad (3.45)$$

$$u_{Lq} = Ri_{Lq} + L \frac{di_{Lq}}{dt} - wLi_{Ld} + u_{sq} \quad (3.46)$$

$$C \frac{du_c}{dt} = (i_{Ld} S_d + i_{Lq} S_q) - i_{pv} \quad (3.47)$$

Avec :

$$\begin{aligned} S_d &= S_\alpha \cos(\omega t) + S_\beta \sin(\omega t), \\ S_q &= S_\beta \cos(\omega t) + S_\alpha \sin(\omega t), \\ \begin{bmatrix} k_d \\ k_q \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \cos \gamma & \sin \gamma \\ -\sin \gamma & \cos \gamma \end{bmatrix} \begin{bmatrix} k_\alpha \\ k_\beta \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.48)$$

Avec :

k : variable muette (tension, courant, ...)

γ : l'angle entre l'axe d et α .

La résistance R peut être particulièrement négligée, car la chute de tension dans la résistance est beaucoup plus faible que la chute de tension dans l'inductance. L'équation III.18 peut être simplifiée comme suit :

$$u_{Ld} = L \frac{di_{Ld}}{dt} - \omega L i_{Lq} + u_{sd} \quad (3.49)$$

$$u_{Lq} = L \frac{di_{Lq}}{dt} + \omega L i_{Ld} + u_{sq} \quad (3.50)$$

Les puissances active et réactive fournies par la source, dans les coordonnées tournantes d-q (Figure II.24) sont données par les équations suivantes :

$$p = (u_{Lq} i_{Lq} + u_{Ld} i_{Ld}) = \frac{3}{2} E_m I_m \quad (3.51)$$

$$q = (u_{Lq} i_{Ld} - u_{Ld} i_{Lq}) \quad (3.52)$$

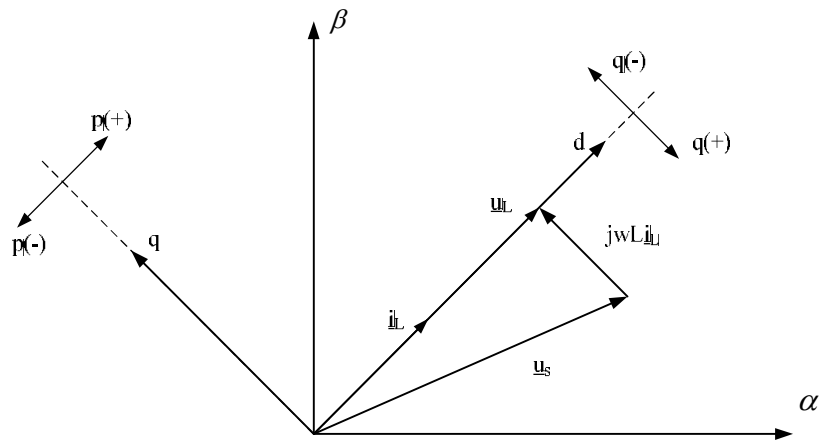


Figure III.24. Flux de puissance dans un convertisseur DC/AC bidirectionnel

Avec un facteur de puissance unitaire, on peut obtenir les propriétés suivantes :

$$\begin{cases} L_q = 0 ; u_{Lq} = 0 \\ u_{Ld} = \sqrt{\frac{3}{2}} E_m ; i_{Ld} = \sqrt{\frac{3}{2}} I_m \\ q = 0 \end{cases}$$

Les équations (3.49) et (3.50) peuvent être transformée, en équation vectorielle dans les coordonnées tournantes d - q , on définit alors les dérivés du courant comme suit :

$$L \frac{di_{Ldq}}{dt} = \underline{u}_{Ldq} - j\omega L i_{Ldq} - \underline{u}_{sdq} \quad (3.53)$$

L'équation (3.53) définit la direction et l'amplitude du vecteur du courant.

La Figure III.25 montre les six vecteurs actifs ($V_{1...6}$) d'entrée du convertisseur à MLI tournants au sens horaire dans les coordonnées tournantes d - q . Pour les vecteurs $V_0, V_1, V_2, V_3, V_4, V_5, V_6, V_7$, les dérivées des courants sont données respectivement par : $V_{p0}, V_{p1}, V_{p2}, V_{p3}, V_{p4}, V_{p5}, V_{p6}, V_{p7}$ [13].

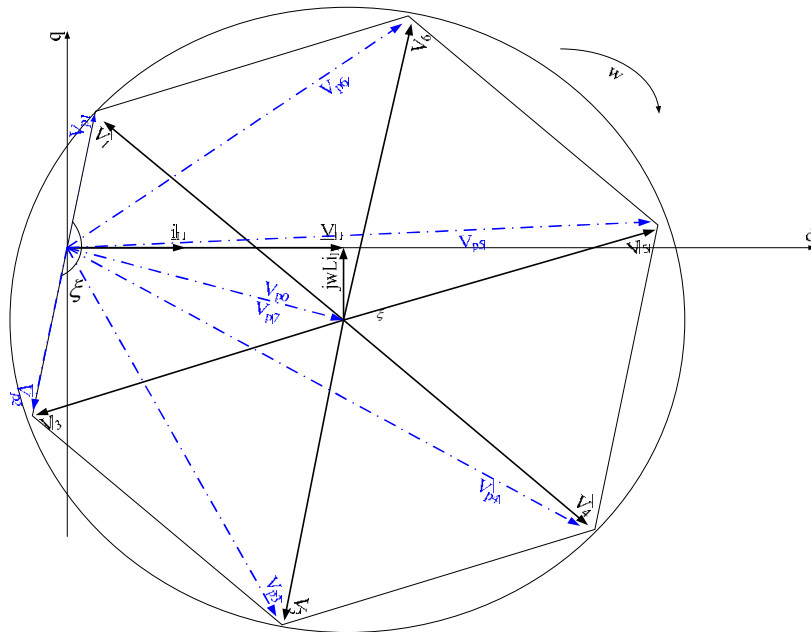


Figure III.25. Position instantanée des vecteurs

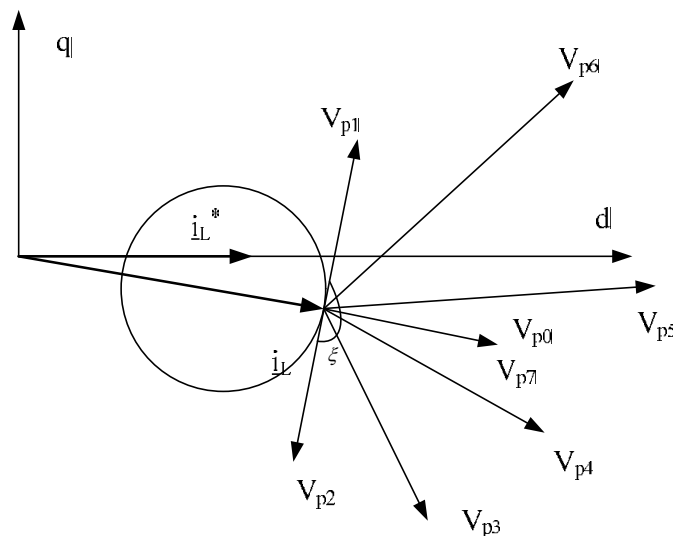


Figure III.26. Limitation du fonctionnement du convertisseur DC/AC à MLI

Le contrôle complet du courant est possible quand le courant est gardé dans la zone d'erreur spécifiée (Figure III.26).

Si l'angle crée par U_{p1} et U_{p2} est inférieur à $180^\circ (\varepsilon > \pi)$, n'importe quel vecteur peut forcer le courant à l'extérieur de la zone de contrôle (Figure III.26).

Si $(\varepsilon = \pi)$, il est possible de définir la condition de frontière comme suit :

$$|\underline{u}_{Ldq} - j\omega L \underline{i}_{Ldq}| = \frac{\sqrt{3}}{2} \underline{u}_{sdq} \quad (3.54)$$

Après transformation, on assume que : $\underline{u}_{sdq} = \frac{2}{3} U_c$; $\underline{u}_{Ldq} = E_m$; $\underline{i}_{Ldq} = i_{Ld}$ pour un FPU.

On obtient la condition sur la tension continue minimale :

$$u_{dc} > \sqrt{3 [E_m^2 + (\omega L i_{Ld})^2]} \text{ et } \varepsilon > \pi \quad (3.55)$$

L'équation précédente montre la relation entre la tension du réseau (constante), la tension continue, le courant et l'inductance. C'est-à-dire, que la somme vectorielle $\underline{u}_{Ldq} - j\omega L \underline{i}_{Ldq}$ ne doit pas dépassée la région linéaire de modulation.

L'inductance doit être désignée soigneusement, car une inductance faible donne une grande ondulation du courant, ce qui rend la conception beaucoup plus dépendante de l'impédance. Une valeur élevée de l'inductance donne une faible ondulation du courant, mais simultanément réduit le rendement du convertisseur [13]. La chute de tension aux bornes de l'inductance a une influence sur le courant injecté au réseau. Cette chute de tension est contrôlée par la tension d'entrée du convertisseur à MLI, mais sa valeur maximale est limitée par la tension continue.

Après transformation de l'équation (3.55) l'inductance maximale peut être déterminée comme suit :

$$L < \frac{\sqrt{\frac{u_c^2}{3} - E_m^2}}{\omega i_{Ld}} \quad (3.56)$$

3.3.2.3 Performances dynamiques

Les combinaisons de chaque vecteur de la tension du convertisseur utilisé pour varier les puissances active et réactive instantanées sont résumées dans le Tableau III.4. La situation présentée pour un vecteur localisé dans le secteur k ($k=1, 2, \dots, 6$) du plans $\alpha\beta$ est donnée par la Figure III.27.

Dans le Tableau III.4, une flèche représente une petite variation, et deux flèches présentent une plus grande variation. Comme il apparaît dans la table, une augmentation (\uparrow) de la puissance réactive est obtenue par l'application de l'un des vecteurs V_k, V_{k+1} et V_{k+2} . En revanche, la diminution (\downarrow) de la puissance réactive est obtenue par l'application des vecteurs V_{k-2}, V_{k-1} ou V_{k+3} . La puissance active augmente quand les vecteurs $V_{k+2}, V_{k+3}, V_{k+1}, V_{k-2}$ ou V_0, V_7 sont appliqués, et diminue par V_k, V_{k-1} .

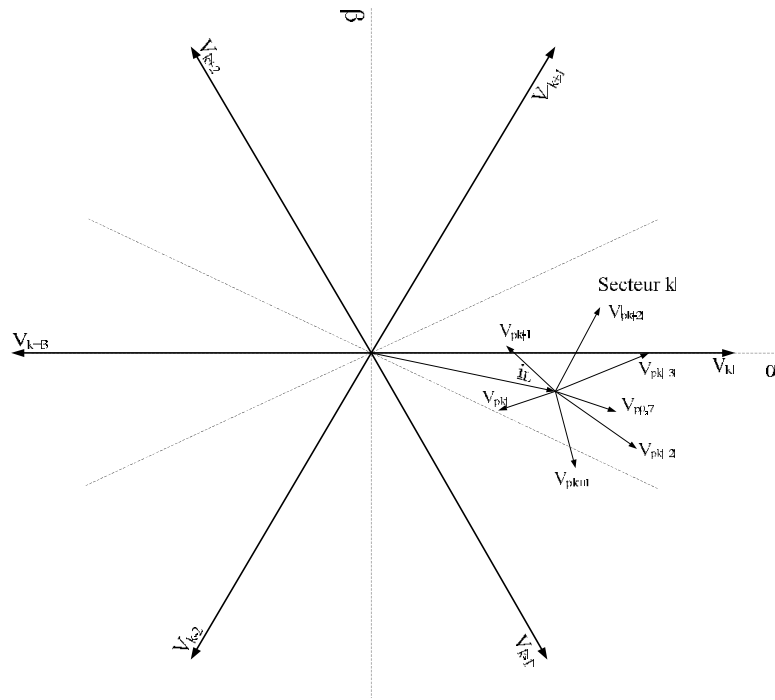


Figure III.27. Variation du vecteur de la tension du convertisseur DC/AC à MLI

Tableau III.4. Variation des puissances instantanées active et réactive causée par l'application des vecteurs de tension.

	V_{k-2}	V_{k-1}	V_k	V_{k+1}	V_{k+2}	V_{k+3}	V_0 V_7
q	↓↓	↓	↑↑	↑	↑	↓	↑↓
p	↑	↓	↓	↑	↑↑	↑↑	↑

Les caractéristiques générales de la table de commutation et régulateurs à hystérésis sont comme suit :

- La fréquence de commutation dépend de la largeur de la bande des régulateurs à hystérésis des puissances active et réactive.
- En utilisant le régulateur à hystérésis à trois niveaux, le vecteur zéro est naturellement et symétriquement sélectionné.
- Les vecteurs nuls diminuent la fréquence de commutation, mais produisent des courts-circuits entre lignes.
- Le choix des vecteurs nuls V_0 (000) et V_7 (111) doit être bien approprié.
- Dans la DPC les vecteurs voisins doivent être sélectionnés ce qui diminue la dynamique, mais fournis peu d'ondulation du courant et de puissance (bas THD).
- Les douze secteurs permettent une sélection plus précise du vecteur de la tension.

3.4 Simulation numérique

La simulation numérique a été réalisée sous environnement MATLAB/ Simulink, elle a été réalisée en deux parties :

1. Simulation sous conditions réelles : deux scénarios météorologiques limites ont été présentés dans cette partie, pour montrer la stabilité de l'opération du système sous condition réelles,
2. Simulation des performances : tester la robustesse des contrôles proposés.

3.4.1 Conditions de simulation

3.4.1.1 Réseau basse tension

Le réseau est modélisé par une f.e.m triphasée sinusoïdale en série avec une inductance L d'une résistance R , représentant l'impédance totale de la ligne. A l'équilibre et avec des impédances des trois phases identiques les tensions de ligne et les courants fondamentaux sont exprimés comme suit :

$$\left. \begin{aligned} v_a &= V_m \sin(\omega t) \\ v_b &= V_m \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ v_c &= V_m \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \end{aligned} \right\} \quad (3.57)$$

$$\left. \begin{aligned} i_a &= I_m \cos(\omega t + \varphi) \\ i_b &= I_m \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \varphi\right) \\ i_c &= I_m \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \varphi\right) \end{aligned} \right\} \quad (3.58)$$

Avec ;

V_m : L'amplitude de la tension d'une phase.

I_m : L'amplitude du courant d'une phase.

ω : La fréquence angulaire.

φ : Déphasage entre le courant et la tension

On considère que :

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad (3.59)$$

Les équations de tension pour un système triphasé équilibré, sans raccordement du fil neutre, peuvent être écrites comme suit :

$$\underline{u}_L = \underline{u}_{ind} + \underline{u}_s \quad (3.60)$$

$$\underline{u}_L = R\underline{i}_L + L \frac{d\underline{i}_L}{dt} + \underline{u}_s \quad (3.61)$$

$$C \frac{du_c}{dt} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c - i_{pv} \quad (3.62)$$

Le système d'équations différentielles, donnant le courant i_x ($x : a, b, c$) dans chaque phase est donné par l'équation suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} v_a - v_{an} \\ v_b - v_{bn} \\ v_c - v_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.63)$$

Avec : v_a, v_b, v_c : tensions du réseau

v_{an}, v_{bn}, v_{cn} : tensions du convertisseur

3.4.1.2 Générateur PV

Le GPV est modélisé avec le système d'équation suivant :

$$I(V) = \frac{I_{sc_x}}{1 - e^{-\frac{1}{b}}} \left[1 - e^{\left(\frac{V}{b \cdot V_{oc_x}} - \frac{1}{b} \right)} \right] \quad (3.64)$$

Avec :

$$V_{oc_x} = s \cdot \frac{E_i}{E_{in}} \cdot TCv \cdot (T_{cell} - T_n) + s \cdot V_{oc_max} - s \cdot (V_{oc_max}) \cdot e^{\left(\frac{E_i}{E_{in}} \cdot \ln \left(\frac{V_{oc_max} - V_{oc_ref}}{V_{oc_max}} \right) \right)} \quad (3.65)$$

$$I_{sc_x} = p \cdot \frac{E_i}{E_{in}} \cdot \left[I_{sc_ref} + TCi \cdot (T_{cell} - T_n) \right] \quad (3.66)$$

La puissance produite est donnée par l'équation :

$$P(V) = \frac{V I_{sc_x}}{1 - e^{-\frac{1}{b}}} \left[1 - e^{\left(\frac{V}{b \cdot V_{oc_x}} - \frac{1}{b} \right)} \right] \quad (3.67)$$

Les grandeurs P , I et V sont respectivement la puissance, le courant et la tension de sortie du module PV. I_{sc_ref} et V_{oc_ref} sont le courant de court-circuit et de la tension en circuit ouvert aux conditions STC. V_{oc_max} est la tension en circuit ouvert à 25 °C et plus de 1200 W/m² (légèrement supérieure à V_{oc_ref}). T_{cell} est la température de la cellule PV en °C avec une température nominale $T_n=25$ °C. E_i est l'irradiation inclinée sur le plan du module PV en W/m², avec l'irradiation nominale $E_{in}=1000$ W/m². TCv est le coefficient de température de V_{oc} , en V/°C. TCi est le coefficient de température de I_{sc} en A/°C. Les variables s et p sont respectivement le nombre de modules PV, avec les mêmes caractéristiques électriques, connectés en série et en parallèle.

3.4.1.3 Paramètres de simulation

Le Tableau III.5 donne les caractéristiques électriques du système PV triphasé connecté au réseau BT.

Tableau III.5. Paramètres de la simulation

Module PV	
Constante de la caractéristique $I-V$, b	0,099
Coefficient de température du courant I_{sc} , TCi	0,0023A/°C
Coefficient de température de la tension V_{oc} , TCv	-0,74V/°C
Température nominale, T_n	25°C
Irradiation nominale, E_{in}	1000W/m ²
Tension en circuit ouvert, V_{oc}	21,6V
Courant de court-circuit, I_{sc}	6,54A
Générateur PV	
Puissance installée	3,18 kWc
Nombre de modules PV	30
Nombre de modules PV en série	15
Nombre de branches en parallèle	2
Convertisseur DC/DC (Hacheur élévateur)	
Inductance, l	200mH
Capacité de lissage, C_l	20μF
Convertisseur DC/AC à MLI	
Inductance de connexion au réseau, l	11,5mH
Résistance de l'inductance de connexion, r	0,2Ω
Capacité de lissage, C_2	4700 μF
Réseau BT	
Tension réseau, v	220V
Fréquence du réseau, f	50Hz

3.4.2 Résultats et interprétations

3.4.2.1 Conditions réelles de fonctionnement

Afin d'étudier le fonctionnement du système et les contrôles proposés sous différentes conditions météorologiques, deux journées types ont été considérées, à savoir, une journée à ciel clair et une journée à ciel nuageux. Les Figures III.28 et III.29 montrent, respectivement, les profils d'irradiation et de température pour les deux journées.

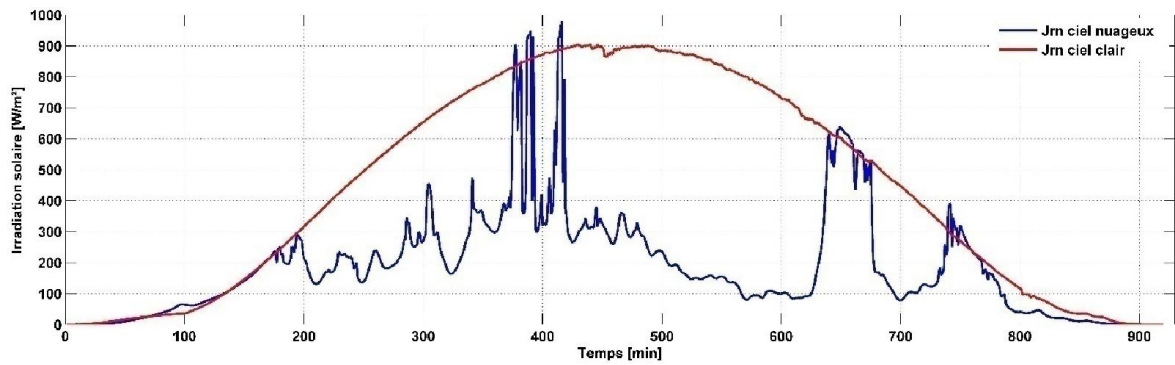


Figure III.28. Profils de l'irradiation solaire

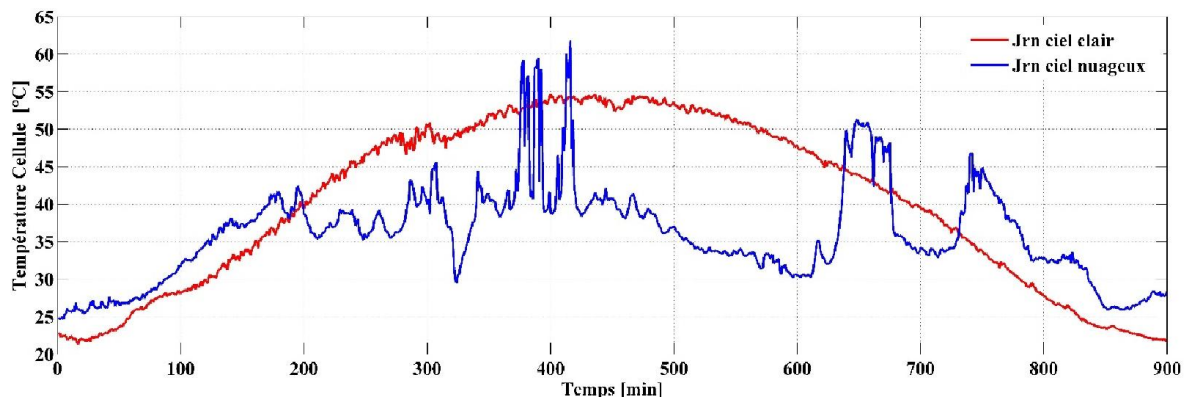


Figure III.29. Profils de la température du module PV

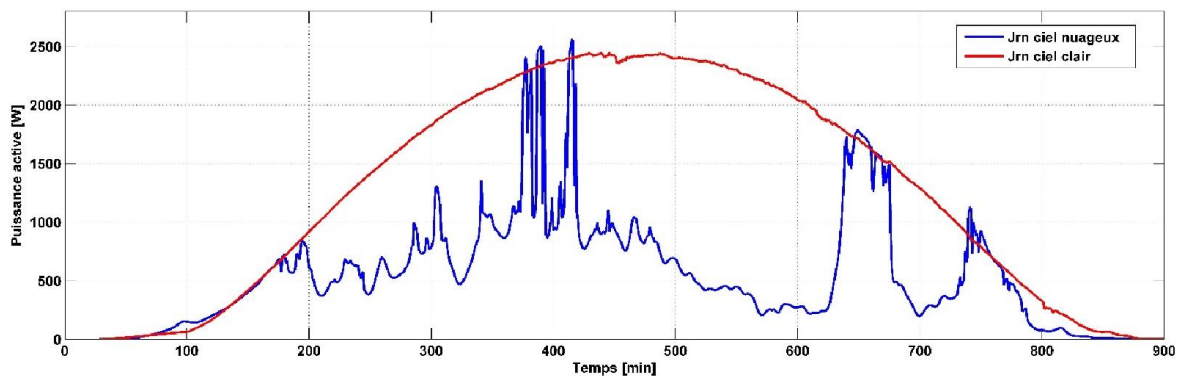


Figure III.30. Puissance active produite par le GPV

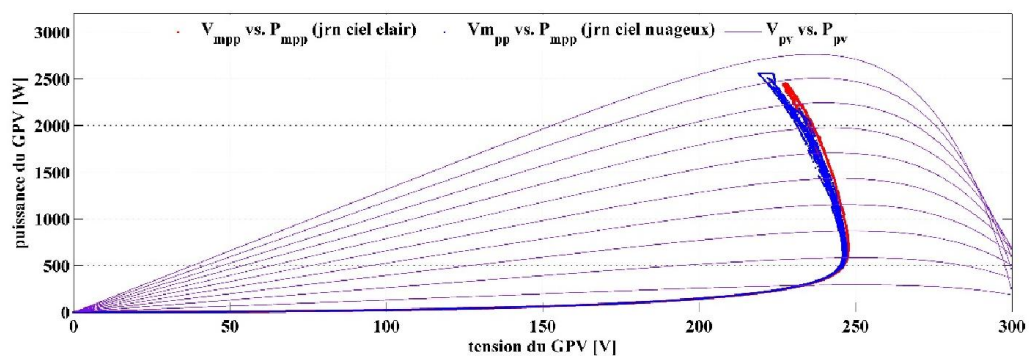


Figure III.31. Caractéristique P-V et le MPP pour les deux journées types

La Figure III.30 montre les résultats de simulation de la puissance maximale produite par le GPV, avec LRCM comme algorithme MPPT. Le résultat montre l'efficacité de cette méthode pour extraire le maximum de puissance sur différentes conditions météorologiques.

La Figure III.31 présente le tracer simultané des caractéristiques statiques P-V du GPV, pour différents niveaux d'irradiation solaire, et l'évolution du MPP du GPV pour les deux journées types considérés. On observe clairement l'évolution du MPP entre les sommets des caractéristiques P-V.

Les Figures III.32 et III.33 montrent les puissances produites par l'onduleur PV contrôlées avec la DPC pour les deux journées types considérés. On observe que sous différentes conditions météorologiques, la puissance active produite par l'onduleur suit la puissance de référence. Cette dernière est déterminée par l'algorithme MPPT utilisé (LRCM).

Egalement, la puissance réactive à la sortie de l'onduleur est maintenue autour de zéro pour un fonctionnement à facteur de puissance unitaire (FPU).

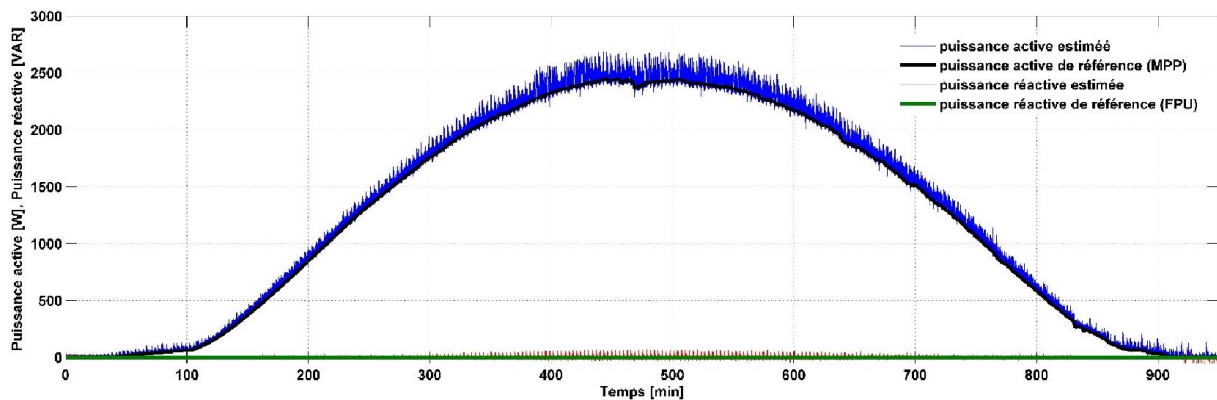


Figure III.32. Puissance active et réactive de l'onduleur PV pour une journée à ciel clair

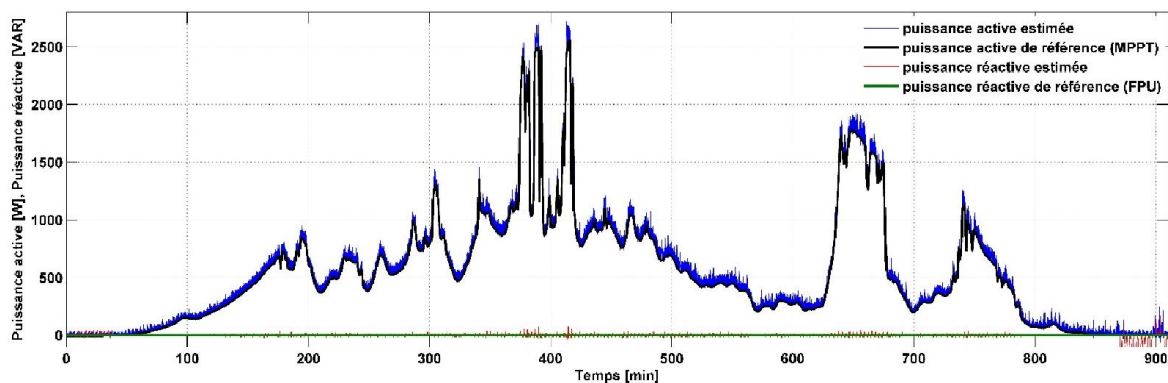


Figure III.33. Puissance active et réactive de l'onduleur PV pour une journée à ciel nuageux

3.4.2.2 Test des performances

Les résultats de simulation des performances dynamiques de la méthode LRCM associée à la DPC, sont présentées ci-dessous pour des variations brusques (échelon) de l'irradiation solaire : 200, 400, 600, 800 et 1000W/m², comme le montre la Figure III.34. La température de fonctionnement des modules a été considérée comme constante, $T_{cell} = 45^{\circ}C$. Le plan (α, β) est décomposé en douze secteurs. La décomposition du plan (α, β) offre un meilleur contrôle des

puissances et une bonne estimation de la tension de ligne par rapport à la décomposition en six secteurs.

La Figure III.35 montre le courant à la sortie du hacheur élévateur superposé au courant correspondant au MPP et le courant AC à la sortie de l'onduleur. Nous constatons que le hacheur impose au GPV un fonctionnement au MPP. Le courant produit par l'onduleur a une forme sinusoïdale de fréquence de 50Hz, l'amplitude varie selon le niveau d'irradiation.

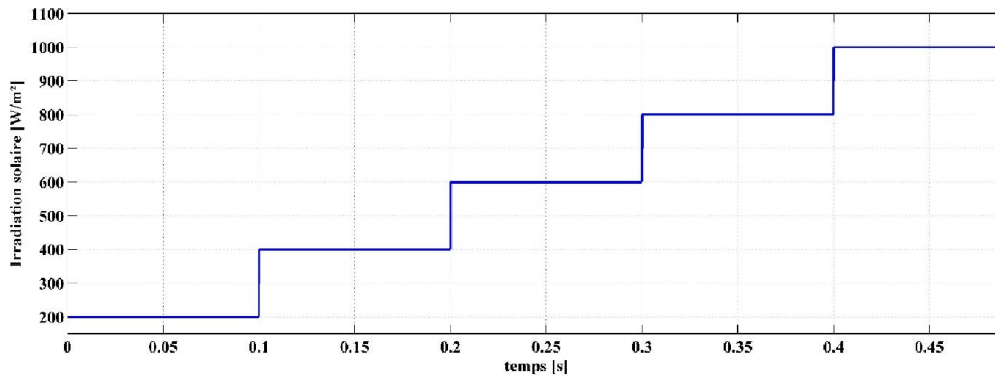


Figure III.34. Profil de l'irradiation solaire

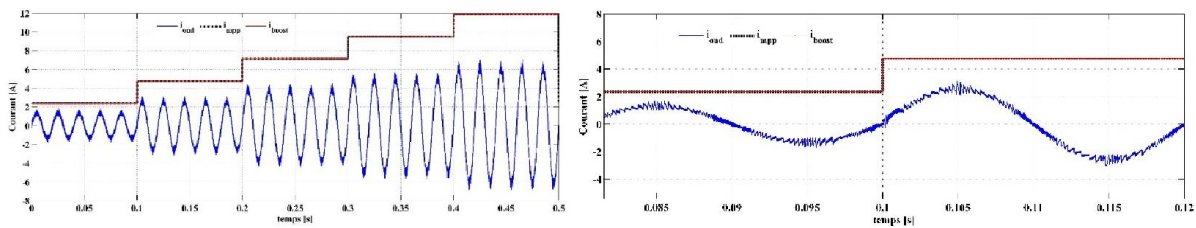


Figure III.35. Allure des courants (DC & AC)

La Figure III.36 montre la forme d'onde de la tension d'une phase du réseau est la tension estimée pour la même phase du réseau. On observe que la tension estimée correspond à celle du réseau.

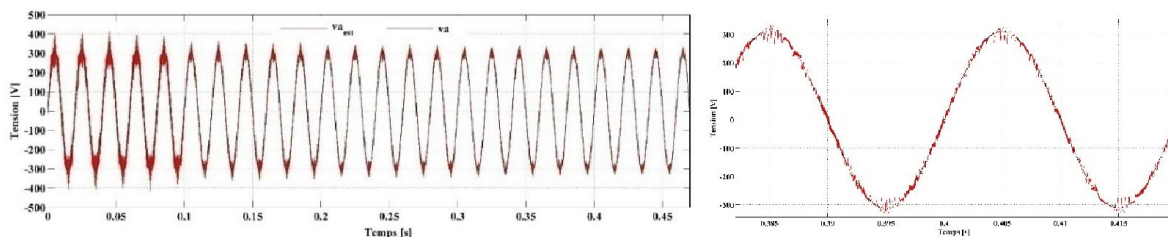


Figure III.36. Allure de la tension estimée et la tension du réseau

La Figure III.37 montre la trajectoire de la tension estimée (du réseau) sur le plan (α, β) . On observe que l'extrémité du vecteur de la tension est maintenue dans une couronne circulaire de rayon égale à 400V.

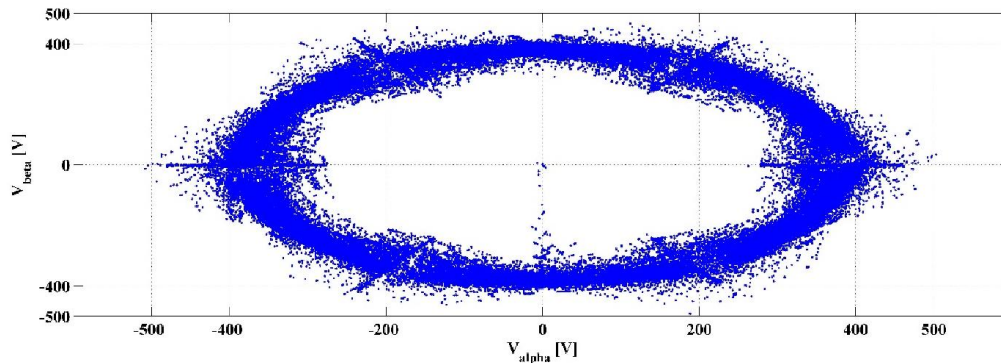


Figure III.37. Trajectoire de la tension estimée du réseau sur le plan (α, β)

La Figure III.38 montre les résultats de simulations des puissances actives et réactives à la sortie de l'onduleur. La simulation montre que la puissance active suit bien sa valeur de référence calculée par l'algorithme MPPT (LRCM). La puissance réactive oscille autour de la valeur de référence égale à zéro, afin d'imposer à l'onduleur un fonctionnement à facteur de puissance unitaire (FPU).

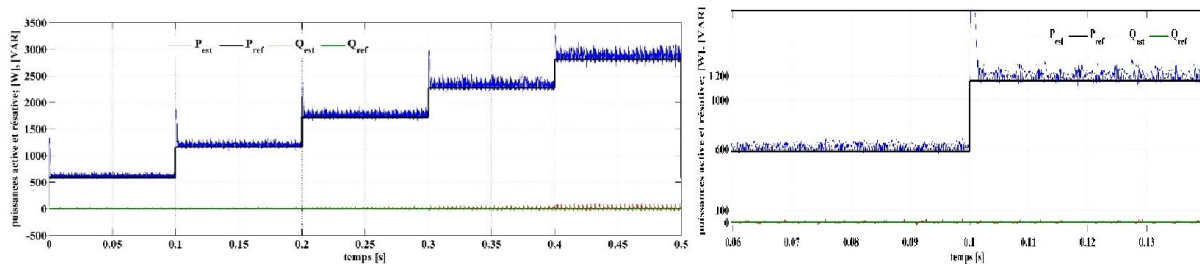


Figure III.38. Puissances active et réactive injectées au réseau

3.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons modélisé et simulé un système PV triphasé connecté au réseau BT. Le système est constitué d'un GPV, d'un convertisseur DC/DC (Hacheur élévateur), d'un convertisseur triphasé DC/AC (MLI) et le réseau BT. Une méthode simple, dénommée LRCM, a été utilisée comme algorithme MPPT pour calculer le rapport cyclique du hacheur élévateur et la puissance active de référence pour le contrôle du convertisseur DC/AC. Ce dernier est contrôlé par la commande DPC basée sur l'évaluation instantanée des puissances active et réactive à chaque état de commutation. La simulation numérique a été réalisée, en premier lieu, pour des conditions météorologiques limites (ciel clair & ciel nuageux), les résultats présentés montrent la bonne performance du système quel que soit les conditions météorologiques. En second lieu, pour des variations brusques d'irradiation solaire, les résultats obtenus montrent l'excellente performance de la stratégie de contrôle proposée en associant la méthode LRCM comme algorithme MPPT à la DPC.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Bernd Engel, Mike Meinhardt, "State of the Art and Future Trends of PV System Technology", European Center for Power Electronics, 2006.
- [2] M.A. Abella, F.Chenlo, "Choosing the right inverter", Renewable Energy World, pg. 132, March-April 2004.
- [3] J.M.A. Myrzik, M. Calais "String and module integrated for single-Phase photovoltaic systems", IEEE Bologna PowerTech Conference, Bologna, Italy, 2003.
- [4] Soeren Baekhoej Kjaer, John K. Pedersen, and Frede Blaabjerg "A Review of SinglePhase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules", IEEE transactions on industry applications, vol. 41, no. 5 September 2005.
- [5] A. Lyes, "Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque", Magister, Université Tizi Ouzou, 2011.
- [6] H. Boumaaraf, "Modélisation et Commande Numérique d'un Système Photovoltaïque Connecté au Réseau ", Magistère, USTHB, Alger, 2010.
- [7]. S. Issadi, "Commande d'une poursuite du point de puissance maximale par les réseaux neurones", Magistère, ENP Alger, 2006.
- [8] Y. Ammar, "Conception de systèmes de gestion d'énergie pour microsystemes autonomes", Thèse de Doctorat de l'Université Joseph, 2006.
- [9] T. Deflandre, P. Murras, " Les harmoniques sue les réseaux électriques " Edition Eyrolles, 1998.
- [10] T. Ghennam "Etude et réalisation d'un compensateur actif de puissance commandé par DSP" Thèse magistère, EMP, ALGER, 2005.
- [11] T. Wildi, G. Sybille, "Electrotechnique" Livre, 4^{ème} Edition, 2005.
- [12] M.Aissani, S. Mitt "Commande directe de puissance d'un redresseur à MLI" Mémoire de PFE Ingénieur EMP, ALGER, 2005.
- [13] T. Noguchi, H. Tomiki, S. Kondo, and I. Takahashi, "Direct power control of PWM converter without power-source voltage sensors," IEEE Trans. Ind. Application, vol. 34, pp. 473–479, May/June 1998.
- [14] D.Lee, D.Lin, "AC Voltage and Current Sensorless Control of Three-Phase PWM Rectifiers", IEEE 2000.
- [15] T.Ohnuki, O.Miyashita, P.Lataire, G.Maggetto, "Control of a Three-Phase PWM Rectifier Using Estimated AC-Side and DC-Side Voltages" IEEE Trans, Power Electronics, Vol. 14, No. 2, March 1999.
- [16] B.-H.Kwon, J.-W.Lim "A line-Voltage-Sensorless Synchronous Rectifier" IEEE Trans. Power Electronics, vol,14. NO.5 Sep 1999.

- [17] B.-H.Kwon,J.-H.Youm,J.-W.Seok and G.-Y.Jeong “ Three-Phase PWM synchronous rectifiers without line-voltage sensors” IEE Proc.-Electr. Power Appl., vol.146, No. 6, November 1999.
- [18] H.Foch, F.Forest, T.Meynard, “Onduleur de tension Structures, principes “, Application Technique d’ingénieur, traité génie électrique.
- [19].J.M. Enrique, E. Duràn, M. Sidrach-de-Cardona, J.M. Andújar, "Theoretical assessment of the maximum power point tracking efficiency of photovoltaic facilities with different converter topologies", Solar Energy 81, pp. 31–38, 2007.
- [20] M. Amarouayache, "Contribution à l’optimisation d’une chaîne de conversion d’énergie photovoltaïque", Thèse de Doctorat, université de Constantine, 2014
- [21] Eduardo Ortiz Rivera, "Modeling and analysis of solar distributed generation", Doctorate, Michigan State university, 2006.
- [22] R. Larson, "Calculus With Analytic Geometry", DC Heath & Co, 1994.
- [23] M. C. Potter, "Principles & Practice of Electrical Engineering: The most Efficient and Authoritative Review", Book for the PE License Exam. Great Lakes Press, 1st edition, 1998.
- [24] K. Holland and F.Z. Peng. "Control Strategy for Fuel Cell Vehicle Traction Drive Systems Using the Z-Source Inverter.", In Proc. IEEE Vehicule Power and Propulsion Conference, IEEE, sept. 2005,
- [25] E. I. Ortiz Rivera and F.Z Peng. "Analytical Model for a Photovoltaic Module using the Electrical Characteristics provided by the Manufacturer Data Sheet", In Proc. IEEE Power Electronics Specialists Conference, pages 2087-2091. IEEE, June 2005.
- [26] T. Kim and T. Adali, "Complex backpropagation neural network using elementary transcendental activation functions", In Proc. IEEE International Conference on Acoustics, Speech and signal, volume 2, page 1281-1284. IEEE, 2001.
- [27] R. Balaniuk, E. Mazer and P. Bessiere, "Fast direct and inverse model acquisition by function decomposition", In Proc. IEEE International Conference on Robotics and Automation, volume 2, pages 1535-1540, 1995.
- [28] R. Sang-Moon, P. Dong-Jo and O. Seok-Yong, "inverse mapping using FLS and its application to control", In Proc. IEEE international conference on systems, Man and Cybernetics, volume 2, page 1245-1249, IEE, 1995.
- [29] M.D. Ercegovac, T. Lang, J-M Muller and A. Tisserand, "Reciprocation, square root, inverse square roo and some elementary function using small multipliers", IEEE Trans. on Computers, 49(7): 628-637, 2000.
- [30] A.M Eydgahi and S. Ganesan, "Genetic-based fuzzy model for inverse kinematics solution of robotic manipulators", In Proc. IEEE international Conf. on Systems, Man and Cybernetics, volume 3, pages 2196-2202, IEEE 1998.

- [31] E.I Ortiz-Rivera and F.Z Peng, "A novel method to estimate the maximum power for photovoltaic inverter system", In Proc. IEEE Power Electronics Specialists Conference, Volume 3, pages 2065-2069, IEEE, 2004.
- [32] Gerardo Escobar, Aleksandar M. Stankovic, Juan M. Carrasco, E. Galván and Romeo Ortega "Analysis and Design of Direct Power Control (DPC) for a Three Phase Synchronous Rectifier via Output Regulation Subspaces," IEEE Trans. Power. Electronics, VOL. 18, NO. 3, MAY 2003.
- [33] M. Malinowski, M. P. Kazmierkowski, S. Hansen, F Blaabjerg, and G.D Marques, "Virtual flux based direct power control of three-phase PWM rectifiers," IEEE Trans. Ind. Applicat., vol. 37, pp. 1019–1027, July/Aug. 2001.
- [34] M. Malinowski, "Sensorless Control strategies for three phase PWM rectifiers", Ph. D, Warsaw university of Technology, 2001.
- [35] S.Bhowmik, A.v.Zyl, "Sensorless Current Control for Active Rectifier" IEEE Trans. Industry Application, Vol. 33, No. 3, May/June 1997.
- [36] T.Ohnishi "Three Phase PWM Converter/Inverter By Means of Instantaneous Active and Rective Power Control" Tokushima-Japan. 1991 IEEE.
- [37] Y. A. Chapuis, "Contrôle directe du couple d'une machine asynchrone par l'orientation de son flux statorique" Thèse doctorat de INP-Grenoble, 1996.
- [38] M.Malinowski, M.P.Kazmierkowski, "Simulation Study of Virtual Flux Based Direct Power Control for Three-Phase PWM Rectifiers" Warsawa-Poland.
- [39] S.Chen, G.Joos, "Direct Power Control of Three Active filer with Minimum Energy Storage Components" Montreal-Quebec-Canada, 2001 IEEE

CHAPITRE IV

ETUDE EXPERIMENTALE DE L'INJECTION PV AU RESEAU BT DU CDER

4.1. Introduction	121
4.2. Réseaux électriques en Algérie	122
4.3. Diversification de la production d'électricité en Algérie	124
4.3.1 Les tarifs de rachat de l'électricité d'origine renouvelable > 1MW.....	124
4.4. Présentation du projet système PV connecté au réseau du CDER	126
4.5. Etude expérimentale de l'onduleur PV	128
4.5.1 La Description de l'onduleur monophasé FRONIUS IG30.....	129
4.5.2 L'Analyse expérimentale comparative	131
4.5.3 L'Analyse des échanges des puissances d'un onduleur avec le réseau.....	137
4.6. Etude expérimentale du réseau au PCC	141
4.6.1. L'Interprétation des résultats sans le système PV	142
4.6.2. L'Interprétation des résultats avec le système PV.....	146
4.7. Conclusion	150
Bibliographie	151

Liste des Figures

Figure IV.1. Réseau électrique national	123
Figure IV.2. Architecture générale des réseaux électriques en Algérie	123
Figure IV.3. Coordonnées géographiques du système PV du CDER	127
Figure IV.4. Générateur PV du système PV du CDER.....	127
Figure IV.5. Onduleur PV monophasé, Fronius IG 30.....	128
Figure IV.6. Schéma de connexion du système PV du CDER et le monitoring du PCC.....	129
Figure IV.7. Schéma de principe du circuit électronique de l'onduleur FRONIUS IG 30.....	130
Figure IV.8. Le dispositif de découplage automatique, ENS26.....	131
Figure IV.9. Mesure des puissances et le FP pour la journée du 23 Janvier 2012.....	134
Figure IV.10. Mesure des puissances et le FP pour la journée du 13 Février 2012.....	135
Figure IV.11. Mesure des puissances et le FP pour la journée du 07 Mars 2012.....	136
Figure IV.12. Puissance active de l'onduleur PV en fonction du FP.....	137
Figure IV.13. TRMS Courant du réseau et TRMS courant de l'onduleur	137
Figure IV.14. THD du courant du réseau et THD courant de l'onduleur.....	137
Figure IV.15. Puissance active du réseau et puissance active produite par l'onduleur.....	138
Figure IV.16. Puissance active du réseau vs puissance PV injectée	139
Figure IV.17. Puissance réactive dans le réseau et puissance réactive à la sortie de l'onduleur	139
Figure IV.18. TRMS des tensions triphasées du réseau au PCC	139
Figure IV.19. THD des tensions triphasées du réseau au PCC.....	140
Figure IV.20. Analyseur de réseau QUALISTAR PLUS C.A.8335 de Chauvin Arnoux	141
Figure IV.21. Banc de mesure basé sur l'analyseur de réseau C.A.8335.....	141
Figure IV.22. Profil de la fréquence du réseau, 21-27 juillet 2014.....	142
Figure IV.23. Tension simple pour les trois phases, 21-27 juillet 2014.....	143
Figure IV.24. Courant pour les trois phases, 21-27 juillet 2014.....	143
Figure IV.25. Puissance active pour les trois phases, 21-27 juillet 2014.....	144
Figure IV.26. Puissance réactive pour les trois phases, 21-27 juillet 2014	144
Figure IV.27. FP vs puissance active pour les trois phases, 21-27 juillet 2014.....	144
Figure IV.28. THD courant vs courant pour les trois phases, 21-27 juillet 2014.....	145
Figure IV.29. THD tension pour les trois phases, 21-27 juillet 2014	145
Figure IV.30. Tension efficace pour les trois phases, 15-20 juillet 2014.....	146
Figure IV.31. Tension vs courant pour les phases 01 et 03, 15-20 juillet 2014.....	146
Figure IV.32. Courant pour les trois phases, 15-20 juillet 2014.....	147
Figure IV.33. Puissance active pour les trois phases, 15-20 juillet 2014.....	147
Figure IV.34. Puissance réactive pour les trois phases, 15-20 juillet 2014	148
Figure IV.35. FP vs puissance active pour les trois phases, 20-20 juillet 2014.....	148
Figure IV.36. THD courant vs courant pour les trois phases, 15-20 juillet 2014.....	148
Figure IV.37. THD tension pour les trois phases, 15-20 juillet 2014	149

Liste des tableaux

Tableau IV.1. Tarif d'achat garanti par tranche de puissance et selon le potentiel en DA/kWh pour des Installations photovoltaïques au sol d'une capacité de 1 à 5 MWc.....	125
Tableau IV.2. Tarif d'achat garanti par tranche de puissance et selon le potentiel en DA/kWh pour des Installations photovoltaïques au sol d'une capacité de > 5 MWc	125
Tableau IV.3. Conditions de déconnexion selon la norme DIN VDE 0126.....	131
Tableau IV.4. Caractéristiques de l'onduleur FRONIUS IG30 et INGECON Sun 2,5	132
Tableau IV.5. Niveaux de compatibilité pour les tensions harmoniques (en % de la tension nominale fondamentale) sur les réseaux BT selon l'EN50160 et les normes CEM EN 61000	140

4.1. Introduction

Dans tous les scénarios de la demande d'énergie globale élaborés à ce jour, ils indiquent une croissance continue de la demande d'énergie électrique, alors que les ressources sont limitées. C'est pourquoi il est nécessaire de soutenir la recherche et l'innovation dans les filières énergétiques actuelles et futures. Le développement des énergies renouvelables et les réseaux électriques intelligents ont un brillant avenir devant eux, notamment en raison du développement des nouvelles technologies de l'information et de la communication. En plus, on souligne que l'Algérie est en cours de développer la production d'énergie électrique d'origine renouvelable dans le cadre du programme national des EnR, produire entre 30 et 35 pour cent de l'électricité à partir des EnRs à l'horizon 2030 [1]. Le CDER en tant que pôle scientifique participe activement dans le programme national de recherche et du développement technologique définis par la loi d'orientation et de programme à projection quinquennale sur la recherche scientifique et le développement technologique.

L'électricité parvient aux clients par l'intermédiaire d'un système de production et des réseaux de transport et de distribution. Elle est caractérisée par de nombreux paramètres qui peuvent être affectés par l'usage qu'en font les utilisateurs. Dans l'absolu, il est souhaitable que la tension fournie présente des alternances régulières, selon une sinusoïde parfaite et une amplitude constante. L'une des particularités exceptionnelles de l'électricité est que sa qualité est affectée tant par le distributeur d'électricité que par les clients. Le distributeur d'électricité n'est donc pas totalement en contrôle de toutes les caractéristiques de l'électricité. [2].

Les clients du réseau sont des partenaires importants dans le maintien de la qualité du produit électrique. En pratique, l'amplitude de la tension dépend à la fois de la demande individuelle et de la demande simultanée des autres clients du réseau. Comme la demande de chaque client varie constamment, l'amplitude de la tension fournie varie également. Pour cette raison, la tension est exprimée en termes de valeurs cibles ou indicatives.

Pour maintenir la fréquence constante, il est nécessaire de disposer d'une capacité du système de production adaptée, à chaque instant, à la consommation simultanée de tous les clients. La capacité de production et la charge étant l'une et l'autre susceptible de varier brutalement, particulièrement dans le cas d'arrêts de production ou d'avaries dans les réseaux de transport ou de distribution, il existe toujours un risque de déséquilibre provoquant une augmentation ou une diminution de la fréquence [2].

Les limites à l'intérieur desquelles le distributeur fournit l'énergie électrique aux clients sont définies par les règles régissant la relation contractuelle entre un client et le distributeur. Il est précisé également que le client ne doit pas perturber les autres clients et le réseau.

Dans le futur mix énergétique, les distributeurs devront prendre en considération la production décentralisée, particulièrement les EnRs, comme un moyen de production à part entière et l'intégrer efficacement dans les processus de gestion du réseau. Cette gestion prendra en considération la qualité d'énergie, fournie aux clients, qui peut être affectée par l'intégration des EnRs.

Dans ce contexte, des travaux expérimentaux sur la qualité de l'onde sont en cours dans le laboratoire des systèmes PV connectés aux réseaux du CDER. L'objectif est d'étudier, dans les

conditions d'exploitation du réseau BT algérien, les différents phénomènes électriques au point de l'injection des systèmes PV (qualité de l'onde, défauts, ...etc.). Afin d'améliorer les connaissances en la matière et de proposer des recommandations pour une meilleure intégration des systèmes PV au réseau BT Algérien.

Dans ce chapitre, nous allons présenter et analyser les résultats expérimentaux au point commun de connexion (PCC) entre le réseau, la charge et le système PV du CDER. Nous avons, pour cela, mis en place deux bancs de mesure des paramètres électriques, pour observer le comportement de ces paramètres avec et sans l'injection de la production PV.

4.2. Réseaux électriques en Algérie

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales thermiques à gaz, à vapeurs et à cycle combinés avec les centres de consommation. L'énergie électrique est transportée en haute tension pour limiter les pertes joules, puis progressivement abaisser au niveau de la tension de l'utilisateur final.

Il n'existe aucune structure de réseau unique à travers le monde, et le découpage en plusieurs réseaux avec les niveaux de tension associés peut être différent selon les pays. Mais en général, le nombre de niveaux de tensions est limité à trois :

1. Réseaux de transport et d'interconnexion (THT) : la tension est entre 150 – 220 kV, et dernièrement 420 kV,
2. Réseaux de répartition (HT) : a pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. La tension est supérieure à 63 kV,
3. Réseaux de distribution (MT et BT) : Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV.

En Algérie, dans les conditions normales de fourniture, le courant distribué en haute tension est livré aux tensions nominales entre phases à 30 kV, 10 kV et 5,5 kV pour la classe A (HTA) et à 60 kV, 90 kV, 220 kV et plus pour la classe B (HTB). La tension nominale 5,5 kV sera portée progressivement à 10 kV ou 30 kV. La Figure IV.1 présente la structure générale du réseau d'énergie électrique national, exploité, maintenu et développé par le groupe Sonelgaz.

Le courant distribué en basse tension (BT) est livré à la tension nominale 220/380 V qui sera portée progressivement à 230/400 volts. Le réseau BT représente le dernier niveau dans une structure électrique, il permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique. Selon le bilan de l'année 2013, les quatre sociétés de distribution du groupe Sonelgaz comptent 7 700 000 abonnés BT [3].

Il convient de rappeler que Sonelgaz conçoit, construit, met en service, protège, utilise et entretient son réseau électrique afin de fournir un service d'électricité dont les caractéristiques sont satisfaisantes pour la clientèle.

Les conditions de service prévoient spécifiquement les caractéristiques de la tension et de la fréquence du réseau.

La tolérance maximale pour la variation de la BT autour de la tension nominale est de 5 % pour les zones urbaines à usage éclairage prépondérant.

4.3. Diversification de la production d'électricité en Algérie

Les activités de production de l'électricité ont été ouvertes à la concurrence par la loi n° 02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations. Elle contient des orientations en matière de choix des sources d'énergie primaire en veillant à privilégier les combustibles nationaux disponibles, à promouvoir l'utilisation des EnRs et à intégrer les contraintes environnementales.

En application de cette politique énergétique visant l'encouragement des EnRs, un coût de diversification de la production d'électricité, dit régime spécial, a été défini par le décret exécutif n° 04-92 du 25 mars 2004 dans le but de fixer les règles aux producteurs voulant bénéficier du dispositif du régime spécial. Pour l'électricité produite à partir d'énergie solaire photovoltaïque (ou thermique) exclusivement, la prime attribuée était fixée à 300% du prix par kWh, cependant, cette réglementation reste inefficace sur le terrain.

En 2013, le décret (n° 04-92) a été abrogé et remplacé par le décret exécutif n° 13-218 du 18 juin 2013 fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité. Dans laquelle, la commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) a la responsabilité de proposer au ministre chargé de l'énergie des niveaux de tarifs d'achat garantis pour chaque filière EnR. L'arrêté du 02 février 2014 fixe les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir des installations PV et éoliennes supérieures à 1 MWc.

4.3.1 Les tarifs de rachat de l'électricité d'origine renouvelable > 1MW

Les tarifs d'achat garantis pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière solaire photovoltaïque ainsi que les conditions de leur application ont été fixés par un arrêté ministériel publié dans le journal officiel du 23 Avril 2014, tableaux IV.1 et IV.2.

Le contrat d'achat d'électricité conclu entre le producteur d'électricité titulaire d'une décision d'octroi du bénéfice du tarif d'achat garanti et le distributeur concerné. Les tarifs d'achat garantis pour la vente de l'électricité produite par les installations utilisant la filière solaire PV sont fixés par tranche de capacité et en fonction du potentiel solaire. Le potentiel solaire est exprimé en nombre d'heures équivalent de fonctionnement à pleine charge de l'installation par année.

Le contrat d'achat est conclu pour une durée de vingt (20) ans à compter de la date de mise en service du raccordement. Pendant cette durée, le producteur bénéficie, dans une première phase, qui correspond aux cinq premières années de cette période, du tarif d'achat unique fixé et calculé sur la base d'un potentiel de référence estimé à 1500 heures de fonctionnement à pleine charge. Dans une deuxième phase, et pour la durée restante du contrat, ce tarif unique peut être réajusté, en fonction du potentiel réel du site.

Cette ouverture des marchés, la volonté de préserver l'environnement et les inquiétudes grandissantes face à la décroissance et l'épuisement des réserves d'énergies fossiles conduiront à augmenter la part des EnRs dans le mix énergétique actuel et futur. Notamment dans les réseaux de distributions d'électricité par la mise en place d'un cadre l'égal pour les

installations EnRs de petites puissances dans le réseau BT. Ce dernier doit évoluer vers un réseau flexible et intelligent qui intègre au mieux la production décentralisée renouvelable.

Tableau IV.1. Tarif d'achat garanti par tranche de puissance et selon le potentiel en DA/kWh pour des Installations photovoltaïques au sol d'une capacité de 1 à 5 MWC

Limite règlementaire d'ajustement	Nombre d'heures de fonctionnement (kWh/kW/an)	Tarif d'achat garanti phase I (DA/kWh)	Tarif d'achat garanti phase II (DA/kWh)
-15%	1275-1349	15,94	20,08
-15%	1350-1424	15,94	18,83
-15%	1425-1499	15,94	17,45
Potentiel de référence	1500 - 1574	15,94	15,94
+15%	1575-1649	15,94	14,43
+15%	1650-1724	15,94	13,06
+15%	≥1725	15,94	11,80

Tableau IV.2. Tarif d'achat garanti par tranche de puissance et selon le potentiel en DA/kWh pour des Installations photovoltaïques au sol d'une capacité de > 5 MWC

Limite règlementaire d'ajustement	Nombre d'heures de fonctionnement (kWh/kW/an)	Tarif d'achat garanti phase I (DA/kWh)	Tarif d'achat garanti phase II (DA/kWh)
-15%	1275-1349	12,75	16,06
-15%	1350-1424	12,75	15,06
-15%	1425-1499	12,75	13,96
Potentiel de référence	1500 - 1574	12,75	12,75
+15%	1575-1649	12,75	11,54
+15%	1650-1724	12,75	10,44
+15%	≥1725	12,75	9,44

Le réseau BT n'a pas été conçu, à l'origine, pour accueillir des unités de production mais pour acheminer, de manière unidirectionnelle, l'électricité qui provient du réseau de répartition jusqu'aux consommateurs basse tension.

Les travaux, dans les pays leaders, sur les interactions entre les systèmes PV et le réseau BT se poursuivent et sont toujours d'actualité étant donné que c'est un sujet complexe qui nécessite de nombreuses connaissances :

- Connaissances des réseaux de distributions,
- Connaissances des installations PV,
- Connaissances des onduleurs pour les installations PV.

Le raccordement des systèmes PV au réseau BT peut avoir un impact sur :

- La variation de tension due à l'injection de puissance active (ou/et réactive) sur le réseau, en particulier pendant une période de fort ensoleillement et de faible consommation,
- Le déséquilibre de tension entre phases
- La production : impact du caractère intermittent de la ressource solaire
- La qualité de l'énergie :

- injection d'harmoniques en absence de filtres efficaces
- injection de courant continu
- La sécurité :
 - contribution au courant de court-circuit
 - courants de fuite
- les perturbations des signaux tarifaires
- impact des systèmes PV sur les pertes...

L'étude sur terrain d'une installation de production décentralisée type : système PV connecté au réseau du CDER, permettra de prévoir les problèmes locaux (PCC) auxquelles le réseau de distribution sera confronté en cas d'élargissement des textes de lois pour les installations EnRs moins de 10 kWc.

4.4. Présentation du projet système PV connecté au réseau du CDER

Le système PV dont fait l'objet ces travaux, constitue le premier système PV connecté au réseau en Algérie. Le projet intitulé « Centre d'Expérimentation Photovoltaïque pour l'Algérie » a été financé par l'Agence Espagnole de Coopération Internationale (AECI) [4], et concrétisé à 100 % par une équipe interne au CDER.

Avant de lancer le projet, l'équipe était en charge de réaliser des actions pour estimer le niveau de faisabilité de ce projet. A savoir [4] :

- En fonction du nombre de modules, trouver une superficie suffisante pour contenir tout le générateur PV.
- Lorsque la superficie est un toit, et c'était le cas, s'assurer qu'il est capable de supporter le poids du générateur PV.
- Trouver la superficie adéquate qui peut éviter les ombres sur le GPV.
- Prévoir un local technique proche du générateur PV pour minimiser les pertes électriques, dues principalement au câblage.

De plus, d'autres travaux étaient nécessaires pour procéder à la réalisation du projet :

- Un calcul de génie civil pour dimensionner les demi-piliers d'ancrage. Ces piliers doivent également permettre de fixer solidement les structures si le site est très venté.
- S'assurer de l'étanchéité du toit.
- Installer les équipements suivant les spécifications des fabricants.
- Mettre à la terre les différentes parties de la centrale pour éviter les décharges électriques et les surtensions.
- S'assurer de la disponibilité d'un point de connexion au réseau électrique.
- Respecter les dispositions et les conditions de raccordement au réseau imposées par le gestionnaire du réseau.

Il a été décidé d'installer le générateur PV sur la terrasse du bloc « Administration » du CDER vu la disponibilité de la surface (400 m²), la proximité d'un abri pour les onduleurs (sous-sol du bloc administratif) et l'absence d'ombrage sur les modules PV.

Les coordonnées géographiques (Figure IV.3) du site de l'installation sont :

- Latitude : 36°48'04"8 Nord,

- Longitude : 04° 12'08" 53 Est,
- Altitude : 345 mètres.



Figure IV.3. Coordonnées géographiques du système PV du CDER

Le toit PV est constitué de 90 modules monocristallin, 106Wc / 12V, fabriqués par l'entreprise espagnole ISOFOTON, et totalise une puissance installée de 9,45 kWc sur une surface de 90m². La structure en acier devant supporter les modules a été coupée et assemblées selon l'angle optimal de 29 °. Ce dernier a été calculé en fonction des paramètres du site.

Sur la base de la balance énergétique et la durée d'un jour équivalent pour lequel l'éclairement est aux conditions STC, le montage des 90 modules PV a été défini comme suit : trois champs de 30 modules PV chacun, chaque champ PV est constitué de deux (02) branches parallèles ($N_p=2$) de 15 modules en série ($N_s=15$). La puissance installée d'un champ PV est de 3,18 kWc, voir la Figure IV. 4.

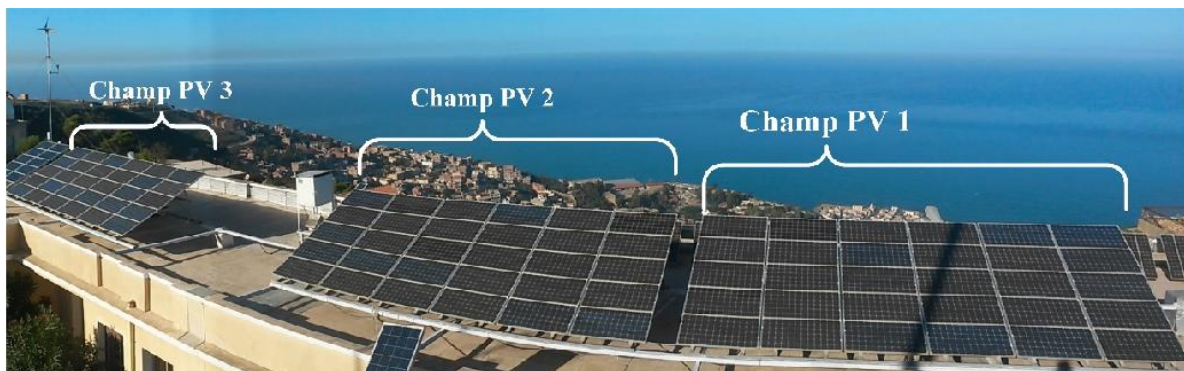


Figure IV.4. Générateur PV du système PV du CDER

Chaque champ PV est doté d'une armoire DC de protection et d'affichage. Les protections électriques utilisées sont les fusibles et les varistances. Les fusibles standards utilisés dans les installations électriques à courant alternatif (AC) ne peuvent pas être utilisés du côté électrique à courant continu (DC). Il faut installer des fusibles DC dédiés et capables d'assurer la protection lors des défauts. Les varistances protègent l'électronique à l'intérieur de l'onduleur contre les pics de tension injectés d'origine atmosphérique qui peuvent, par exemple, survenir suite à un coup de foudre indirect, tombé à proximité.

L'énergie DC du champ PV est transformée en énergie AC puis injectée dans le réseau électrique BT interne du CDER avec un onduleur PV monophasé. Ce dernier doit aussi assurer un rendement maximum du champ PV. Pour cela, il déplace son point de fonctionnement en faisant varier la tension. Mais la plage de tension d'un onduleur PV est limitée (MPPT), il est donc impératif de s'assurer que la tension MPP du champ PV reste dans la plage de l'onduleur

et ceci indépendamment de la température et de l'ensoleillement. On doit également s'assurer du courant de court-circuit (I_{sc}) et de la tension en circuit ouvert (V_{oc}).

L'onduleur PV monophasé utilisé est le Fronius IG 30¹ de puissance nominale de 2,5 kW (Figure IV. 5). Le rapport entre la puissance nominale DC de l'onduleur et la puissance du champ PV doit être proche de 1 (soit 100%). On sous dimensionne l'onduleur lorsque : l'orientation correcte du champ PV n'est pas possible, le champ PV est rarement sous conditions STC. Le rapport (AC/DC) dans notre installation est de 0,8.



Figure IV.5. Onduleur PV monophasé, Fronius IG 30.

Les trois sorties des onduleurs PV monophasés (neutres reliés entre eux) sont branchées sur le réseau BT interne du CDER, en parallèle du laboratoire des systèmes PV qui sert comme une charge. L'énergie produite par les trois champs PV est directement consommée sur place par les charges du laboratoire. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté sur le réseau. Dans les cas contraires l'appoint est assuré par le réseau.

L'installation est équipée d'un compteur d'énergie triphasé (CX2000-CLK) et de trois compteurs d'énergies monophasés (CX1300-CLK) électroniques et réversibles, fabriqués par l'entreprise nationale des appareils de mesure et de contrôle (AMC) sous licence SAGEM.

4.5. Etude expérimentale de l'onduleur PV

L'électronique de puissance, dénommée onduleur PV, employée dans les systèmes PV connectés au réseau est le maillon complexe qui relie les modules solaires au réseau électrique public. Il intègre d'autres fonctions exigeantes en plus de la conversion du courant continu en courant alternatif (DC/AC), principalement : la recherche du meilleur point de fonctionnement du champ PV selon le niveau d'éclairement solaire et la température, la synchronisation des courants injectés et la surveillance du réseau (sur ou sous tension, variation de fréquence trop importante, l'îlotage, ...etc.). Leur conception est en fonction de la structure de la connexion du champ PV au réseau. Cette connexion peut être directe à travers un onduleur, ou par l'intermédiaire d'un bus continu (DC/DC).

La Figure IV.6 montre le schéma de raccordement du système PV au réseau par rapport aux charges du laboratoire. Le PCC peut être un point de soutirage ou d'injection de puissance active selon la production PV et la consommation des charges connectées.

¹ Constructeur Autrichien, leader du marché européen des équipements de soudage, qui a créé en 1995 une division pour onduleurs solaires.

Afin de mettre en claire le fonctionnement des onduleurs PV, un système de monitoring a été élaboré autour de l'appareil de mesure ZIMMER LMG 450. En mode normal, il fonctionne comme un analyseur de puissance à quatre voies de mesure, permettant la mesure directe des valeurs efficaces (TRMS, True Root Mean Square) des tensions, des courants et des puissances. Plusieurs autres valeurs peuvent être calculées à partir des grandeurs mesurées. En mode harmonique, il fonctionne comme un analyseur d'harmoniques selon des standards d'évaluations et de mesures.

Les puissances active et réactive et le facteur de puissance (FP) des trois onduleurs PV, ont été mesurés et enregistrés toutes les secondes durant plusieurs semaines des trois premiers mois de l'année 2012.

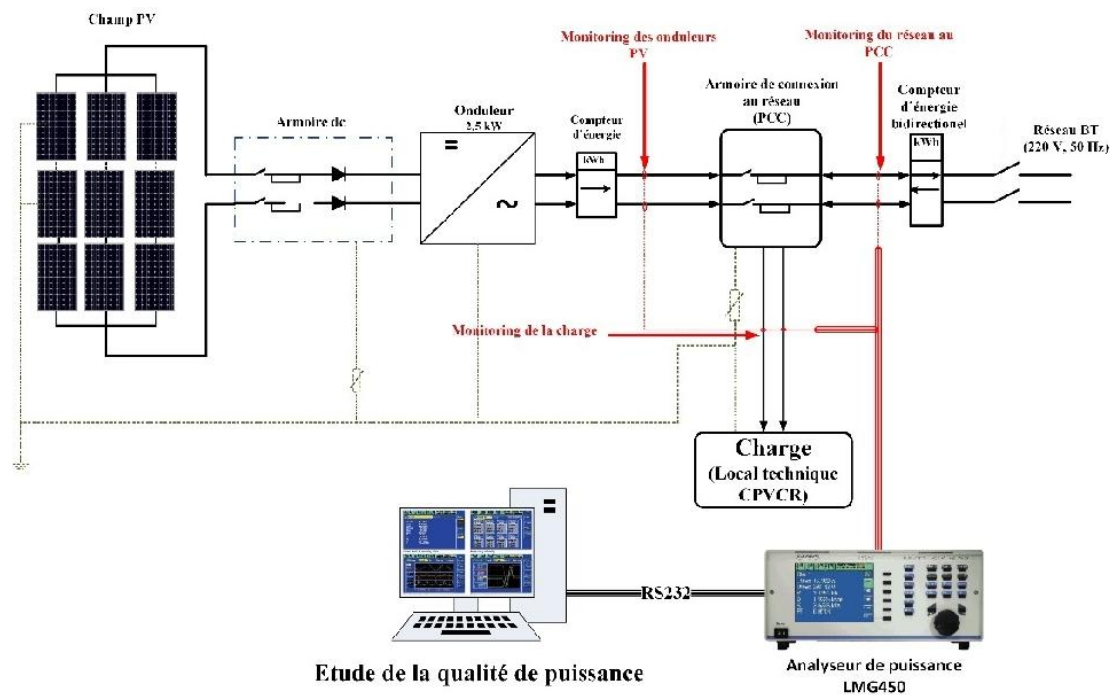


Figure IV.6. Schéma de connexion du système PV du CDER et le monitoring du PCC

4.5.1 La Description de l'onduleur monophasé FRONIUS IG30

Le FRONIUS IG30 démarre automatiquement dès que les modules PV fournissent une puissance suffisante après le lever du soleil. Pendant le fonctionnement, il maintient la tension des modules PV dans la zone d'appel de puissance optimale. Lorsque la nuit tombe ou dès que l'offre énergétique devient insuffisante pour injecter du courant dans le réseau, l'onduleur coupe la connexion au réseau.

Au démarrage, le FRONIUS IG30 réalise un test intégré des composants essentiels, puis il teste les conditions de fonctionnement du réseau. Une fois les tests terminés, il commence à travailler en mode injection du courant dans le réseau.

La tension du champ PV passe dans un filtre EMI puis par un convertisseur DC/DC composé de:

- Convertisseur en plein pont qui convertit le courant continu fourni par les panneaux PV en courant alternatif avec un niveau de tension désiré en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion avec la fréquence de découpage de 16 à 20 kHz,

- Un transformateur HF qui diminue ou augmente la tension à un niveau de tension nécessaire pour l'onduleur et assure une isolation galvanique,
- Pont redresseur qui transforme le courant alternatif HF en courant continu.

Après filtrage, un pont de IGBT convertit ensuite le courant continu fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif AC en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion dont la fondamentale est à la fréquence de 50 Hz. Enfin, les courants sont filtrés en sortie de l'onduleur (Figure IV.7).

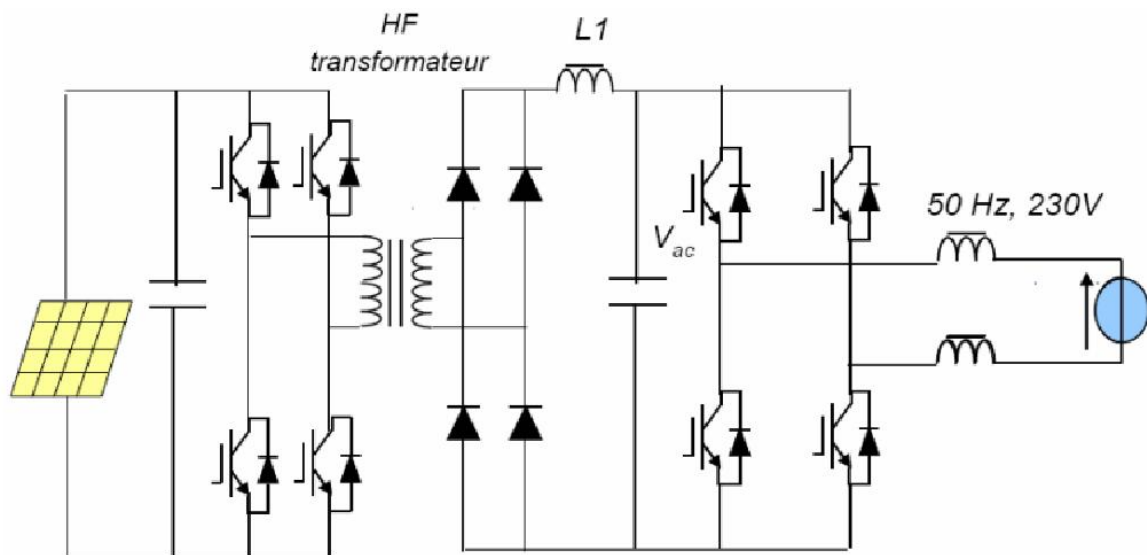


Figure IV.7. Schéma de principe du circuit électronique de l'onduleur FRONIUS IG 30

Le FRONIUS IG 30 est muni d'une protection de découplage monophasée automatique ENS26-1-1 (Figure IV.8), afin d'assurer la surveillance des installations qui injectent du courant monophasé dans le réseau. Elle empêche la création de toute situation d'îlotage si une défaillance ou une coupure du réseau électrique devait se produire. La protection respecte les exigences de la norme allemande DIN² VDE0126 et son utilisation destinée à remplacer un dispositif de coupure manuel est autorisée pour une puissance d'injection ne dépassant pas les 5,75 kW.

Si les valeurs limites sont dépassées, l'appareil sépare le réseau de l'onduleur lors des conditions spécifiées par la DIN VDE 0126, voir le Tableau IV.3. L'enclenchement de la surveillance est doublement représenté avec les circuits indépendants. Où les fonctions de sécurité sont exécutées par un système à 2 canaux qui se surveillent mutuellement en période de fonctionnement. Les canaux coupent le courant indépendamment les uns des autres en cas de défaut. Les canaux se surveillent mutuellement afin d'accroître la protection de sécurité contre les défauts, conformément à la norme DIN VDE 0126.

² L'abréviation DIN signifiée Deutsches Institut für Normung : organisme de normalisation Allemand.



Figure IV.8. Le dispositif de découplage automatique, ENS26

Tableau IV.3. Conditions de déconnexion selon la norme DIN VDE 0126

Défauts	Conditions	Temps de réaction
Surtension	$>250\text{ V}$	0,2s
Sous tension	$<195\text{ V}$	0,2s
Déviations de la fréquence	$>0,2\text{ Hz}$	0,2 s
Variation de l'impédance	$>0,2\Omega$ jusque 1Ω	5s

4.5.2. L'Analyse expérimentale comparative

Les trois systèmes PV monophasés constituent le système PV du CDER, ils sont identiques et connectés au même point du réseau (PCC). Les trois onduleurs PV monophasés sont de même type. Nous avons apporté des modifications à différents niveaux sur deux des trois systèmes PV, afin de pouvoir mener une analyse comparative des résultats.

Dans cette partie, le système PV du CDER est composé comme suit :

- Un champ PV connecté au réseau (phase 01) à travers un onduleur PV monophasé de type FRONIUS IG 30,
- Un champ PV avec défaut connecté au réseau (phase 02) à travers l'onduleur de type FRONIUS IG 30,
- Un champ PV connecté au réseau (phase 03) à travers l'onduleur de type INGECON Sun 2,5.

Le Tableau IV.4 donne une comparaison des principales caractéristiques des deux onduleurs PV monophasés utilisés : FRONIUS IG30 et INGECON Sun 2,5 du fabricant espagnole

INGETEAM³. Ce dernier est de conception simple, où le courant continu des modules PV est injecté directement au réseau à travers un convertisseur à MLI (20kHz) et un transformateur BF.

Tableau IV.4. Caractéristiques de l'onduleur FRONIUS IG30 et INGECON Sun 2,5

Paramètres	Fronius IG 30	INGECON Sun 2,5
Courant DC max	19 A	16 A
Puissance de raccordement	2500-3600 Wc	
Tension max	500 V	450
Limites de la tension MPP	150 – 400 V	125-450 V
Puissance AC nominale	2500 W	2500 W
Puissance max	2650 W	2700 W
Tension nominale du réseau	230 V +10/-15%	220/230 V
THD	<3%	<5%
Facteur de puissance (FP)	1	1
Limites de la Fréquence	49,8 - 50,2 Hz	50 Hz
Limite de la tension réseau	195 – 253 V	-
Rendement	92,7 - 94,3	94%
Autoconsommation la nuit	0,15 W	0 W
Autoconsommation en service	7 W	<10 W
Isolation galvanique	Transformateur HF	Transformateur BT
Electronique de puissance	DC/DC et DC/AC	DC/AC à MLI
Refroidissement	Ventilation	ailettes
Poids	9kg	43kg

L'Interprétation des résultats :

Les résultats présentés dans cette section sont effectués durant les journées suivantes : 23 janvier, 13 février et 07 mars de l'année 2012, la journée de mesure du mois de février a été marquée par des tombés de neige. Les puissances active et réactive et le FP du système PV sont présentés dans les Figures IV.9, IV.10 et IV.11 avec une période d'échantillonnage d'une seconde (01s). Les courbes en rouge pour le champ PV (sain) connecté à la phase 01 du réseau via le FRONIUS IG30. Les courbes en noire pour le champ PV (défaut dans une branche)

³ <http://www.ingeteam.com/>

connecté à la phase 02 du réseau via le FRONIUS IG 30. Les courbes en bleue pour le champ PV (sain) connecté au réseau via l'INGECON Sun 2,5.

La puissance active produite par les trois onduleurs PV est présentée dans les Figures IV.9 (a), IV.10 (a) et IV.11 (a), on observe des fluctuations de la puissance en fonction de l'irradiation reçu par les modules PV. On observe également un écart dans la production entre l'onduleur 01 et l'onduleur 03, courbes rouge et bleu respectivement. Cet écart est peut être expliqué par :

- La distance entre les deux champs PV, ce qui implique qu'ils ne reçoivent pas la même quantité d'irradiation solaire, donc une production différente,
- L'effet d'ombrage sur le champ PV 01, voir la Figure IV.3,
- Le rendement différent des onduleurs FRONIUS IG30 et INGECON Sun,
- La Stratégie de contrôle employée par chaque onduleur.

La puissance active injectée sur la phase 02, courbe noire, est réduite de moitié (-50 %) suite à un défaut provoqué dans une des deux branches constituant le champ PV, c'est-à-dire perte de 15 modules PV. On constate que l'onduleur FRONIUS IG30 conserve un bon rendement (>90%) sur une large plage de fonctionnement.

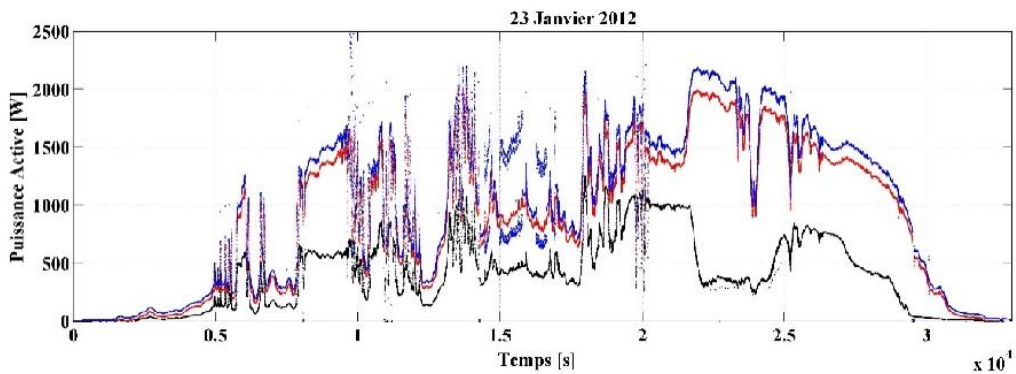
La puissance réactive mesurée à la sortie des trois onduleurs est montrée dans les Figures IV.9 (b), IV.10 (b) et IV.11 (b). On observe qu'elle est en fonction de la puissance active pour les onduleurs de type Fronius IG30 branché sur les phases 01 et 02. La puissance réactive mesurée à la sortie de l'onduleur INGECON (courbe bleu) est presque nulle.

Ce résultat est dû, d'une part, à la conception différente des deux onduleurs, on précise que L'INGECON utilise un transformateur BF situé en aval de l'étape de conversion continu-alternatif, il travaille à 50 Hz environ. Il est solide et simple mais présente l'inconvénient d'être encombrant et plus lourds (10 kg par kW de puissance). Pour le FRONIUS IG 30, il utilise un transformateur HF situé entre deux étapes de conversion de l'onduleur et travaille à quelques milliers de Hz. Il est moins lourd mais nécessite plus de composants.

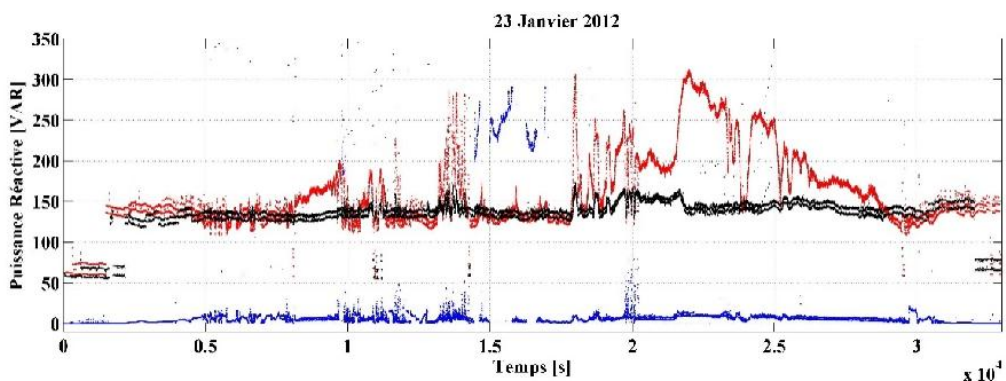
D'autre part, à la stratégie de contrôle des puissances active et réactive utilisée par chaque onduleur. Le suivi expérimental de l'onduleur FRONIUS IG 30 montre que cet onduleur injecte de la puissance réactive selon le niveau de tension (sous ou surtension), la puissance DC disponible et le facteur puissance unitaire.

Suite à une panne dans le dernier onduleur INGECON Sun, le même suivi expérimental n'a pas été réalisé. On précise que ce modèle d'onduleur n'a pas été commercialisé par INGETEAM.

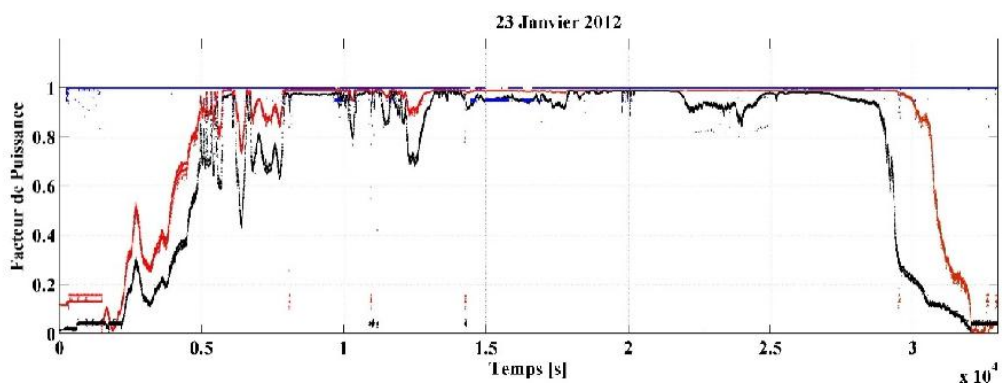
L'influence de la nature de la charge a été exclue, du fait qu'on a enregistré le même comportement de la puissance réactive des deux FRONIUS IG30 branchés en parallèle à des charges de natures différentes (les phases 01 et 02).



(a) puissance active

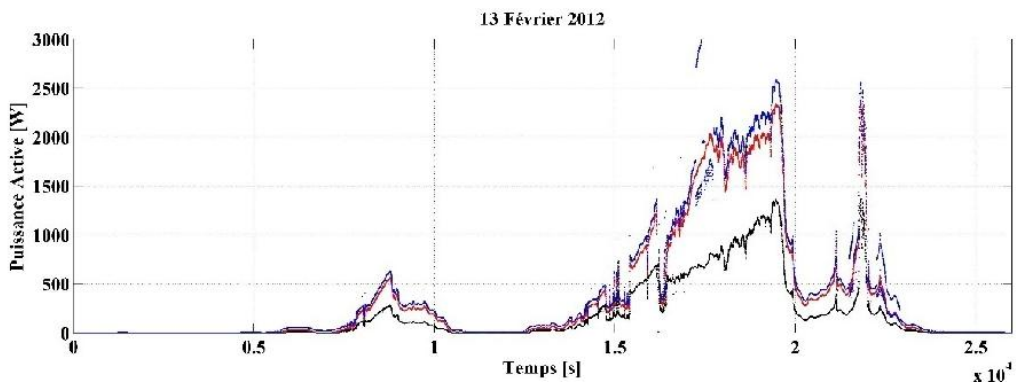


(b) puissance réactive

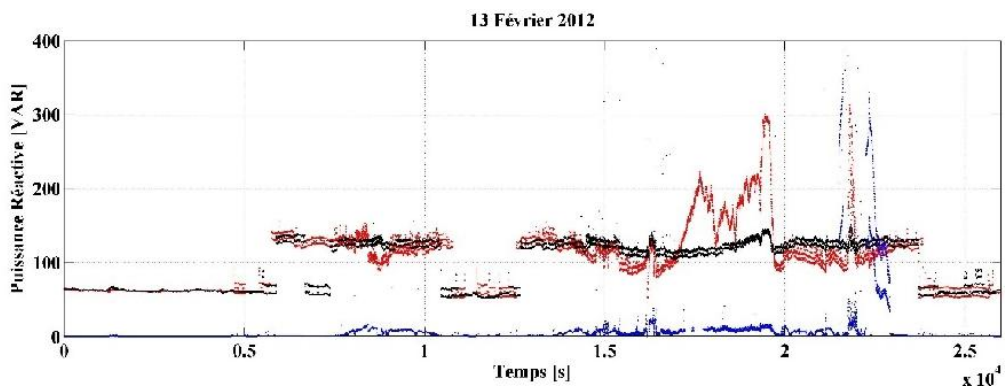


(c) FP

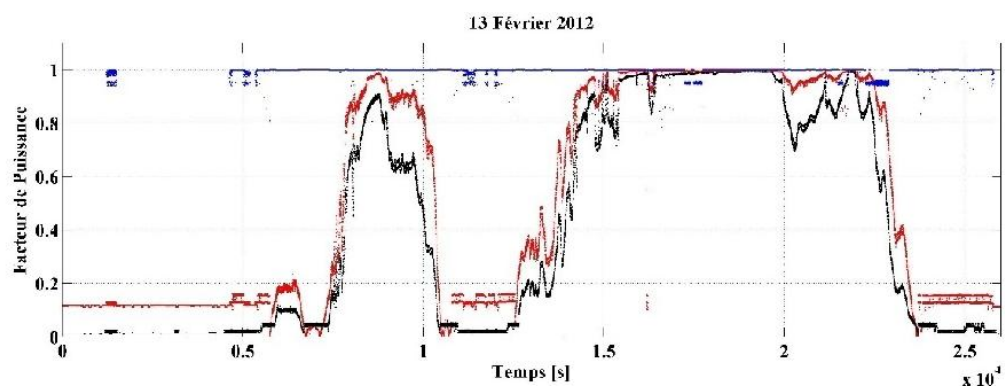
Figure IV.9. Mesure des puissances et le FP pour la journée du 23 Janvier 2012.



(a) puissance active

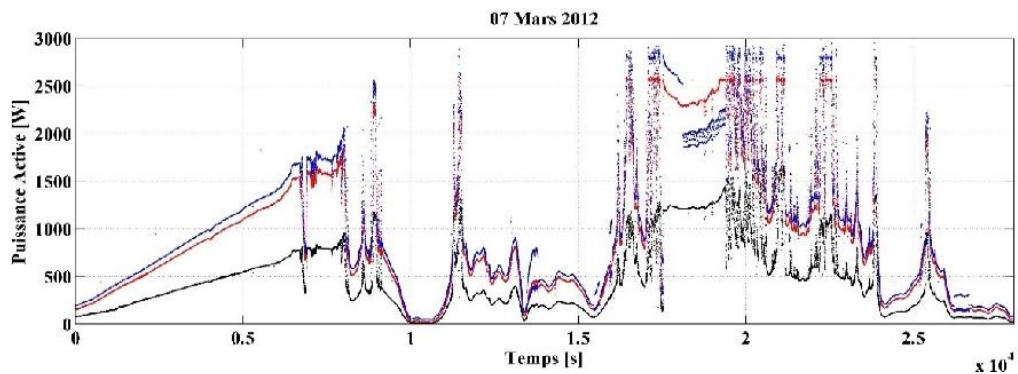


(b) puissance réactive

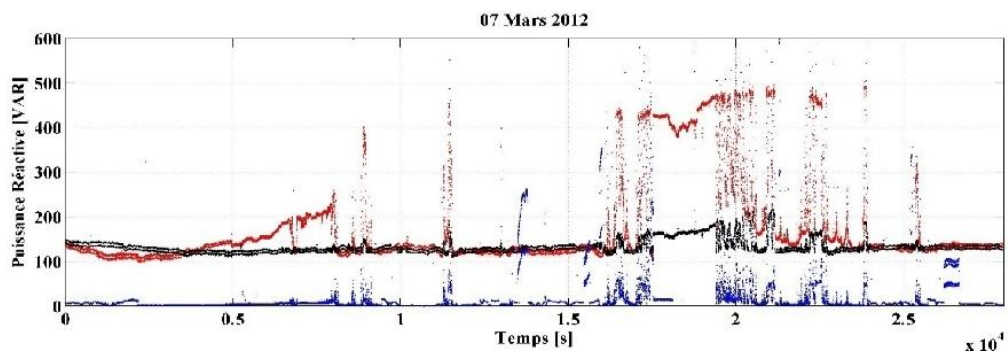


(c) FP

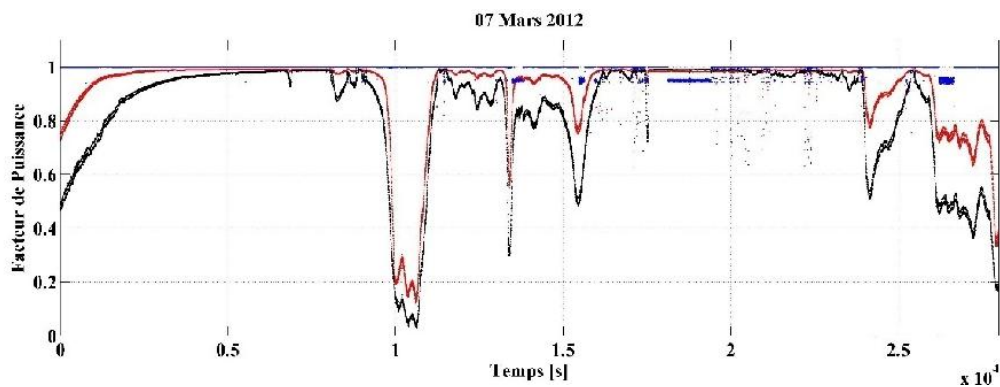
Figure IV.10. Mesure des puissances et le FP pour la journée du 13 Février 2012



(a) puissance active



(b) puissance réactive



(c) FP

Figure IV.11. Mesure des puissances et le FP pour la journée du 07 Mars 2012

Les fluctuations de l'irradiation solaire impliquent l'injection d'une puissance active variable dans le réseau de distribution. Ce comportement imprévisible des systèmes PV, en supposant une pénétration importante de ces systèmes dans le réseau de distribution, implique une contrainte supplémentaire dans le contrôle et la gestion du réseau électrique.

La puissance réactive consommée par les charges connectées au réseau de distribution est généralement fournie par des câbles HT et les condensateurs installés à proximité dans la MT. Les variations rapides de la puissance réactive produite par les systèmes PV, en supposant une forte densité de tels systèmes, peuvent provoquer la commutation rapide des condensateurs. De ce fait, des tensions transitoires et des oscillations peuvent se produire avec une amplitude et une durée imprévisible [5].

Actuellement les onduleurs PV ont la capacité de contrôler la puissance réactive (inductive ou capacitive) sur la base des paramètres du système et les besoins du réseau de distribution. Afin de contribuer à garantir la qualité de la tension.

Cependant, il est important de préciser que la puissance réactive maximale produite par un système PV de 14 kWc est de l'ordre de 1000 à 2000 VAR, ce qui est comparable à la consommation d'appareils ménagers dans une maison [5].

Les Figures IV.9 (c), IV.10 (c) et IV.11 (c) présentent le FP. On constate que les onduleurs assurent un fonctionnement à FP unitaire pour une large plage de la puissance générée par les champs PV. Ceci est mis en évidence en comparant les tracés du FP des onduleurs connectés aux phases 01 et 02. Ce type d'onduleur assure un fonctionnement à FP acceptable même avec la perte de la moitié des modules du champ PV. La corrélation des données de la puissance active avec le FP des onduleurs, est montrée dans la Figure IV.12. On observe que le FP est supérieur à 0,8 à partir de 10% de la puissance nominale des onduleurs.

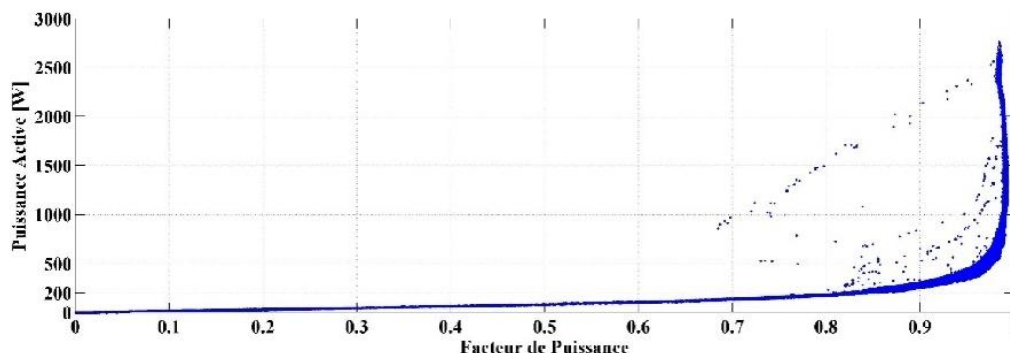


Figure IV.12. Puissance active de l'onduleur PV en fonction du FP

4.5.3 L'Analyse des échanges des puissances d'un onduleur avec le réseau

Afin d'étudier l'influence du système PV sur la phase du réseau et vice-versa, les grandeurs électriques de la deuxième phase du réseau au PCC et de l'onduleur connecté sur cette phase ont été mesurées par l'analyseur de puissance ZIMMER LMG450. Ce dernier a été utilisé en mode harmonique pour mesurer le courant (TRMS), le THD du courant jusqu'au 40^{ème} rang et les puissances active et réactive de la phase 02 au PCC et de l'onduleur connecté sur la même phase. Le THD (rang 40) et la valeur efficace des tensions triphasées du réseau au PCC sont également présentés. Les mesures présentées dans cette section ont été réalisées du 13 au 15 mai 2012, avec une période d'échantillonnage d'une seconde (01s).

Interprétation des résultats :

La Figure IV.13 montre le courant dans la phase 02 du réseau et le courant à la sortie de l'onduleur connecté sur la même phase. Le courant fourni par l'onduleur (courbe rouge) est en fonction de l'irradiation reçue par le champ PV, la première journée (Di 13/05/2012) est à ciel clair et à des passages nuageux pour les deux autres journées (14 et 15/05/2012). Le courant de la phase 02 (courbe bleu) est en fonction du courant injecté par l'onduleur et les charges connectées en parallèles (phase 02).

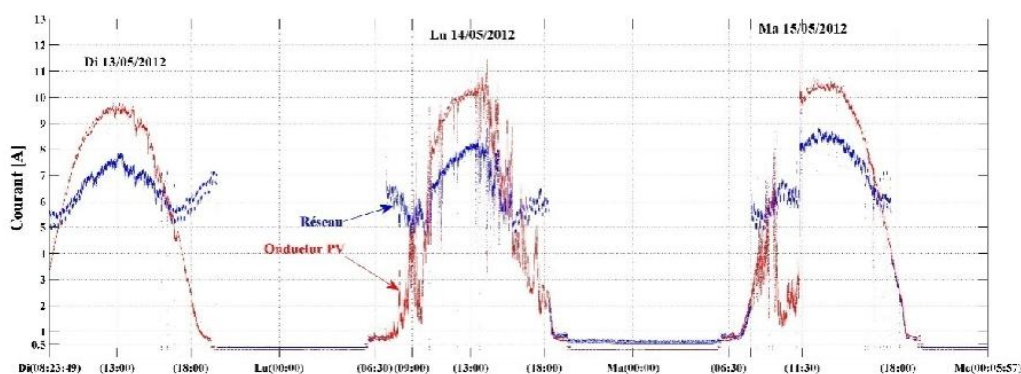


Figure IV.13. TRMS Courant du réseau et TRMS courant de l'onduleur

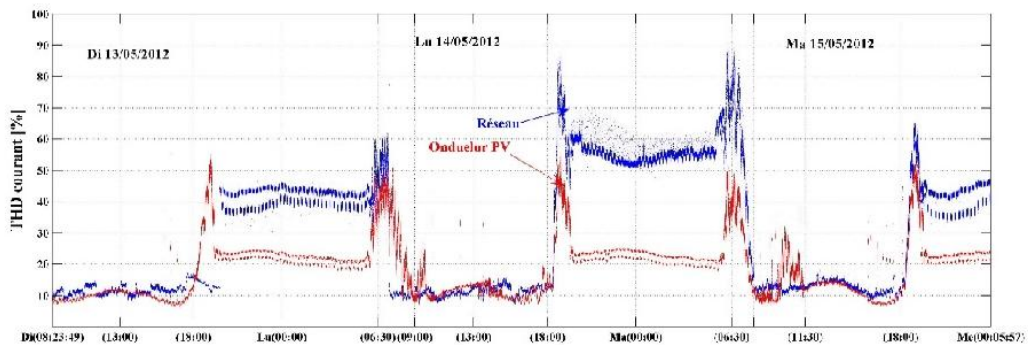


Figure IV.14. THD du courant du réseau et THD courant de l'onduleur

La Figure IV.14 montre les profils du THD du courant de la phase 02 et le THD du courant à la sortie de l'onduleur connecté sur la même phase. En premier lieu, le THD de ces deux courants est autour de 10% durant les journées. On précise que, le courant injecté par l'onduleur est supposé être inférieur à 3%, comme indiqué sur les fiches techniques du fabricant.

En second lieu, on observe que les courants consommés durant les nuits sont fortement pollués. A titre d'exemple, le Mardi 15 mai 2012 à minuit, les THD des courants de réseau et de l'onduleur étaient autour de 50% et 25% respectivement. Cette pollution est due aux faibles intensités des courants consommés (courant inférieur à 0,5A) par des charges non linéaires, essentiellement les systèmes électroniques de veille (autoconsommation de nuit de l'onduleur PV, équipements informatiques,etc.).

En fin, On observe que le THD du courant produit par l'onduleur est affecté par les variations brusques de l'irradiation solaire, voir la journée du Mardi le 15/05/2012 entre 8h00 et 11h30 du matin lors du passage d'un nuage.

La Figure IV.15 montre la puissance active dans la phase 02 du réseau et la puissance active injectée par l'onduleur connecté sur cette phase. On observe clairement l'inversion du flux de puissance dans la phase du réseau (courbe bleue) dès que la production PV était supérieure à la consommation des charges connectées sur cette phase. Le réseau dans cette configuration joue le rôle d'un appoint par rapport à la charge. Par exemple au lever et au coucher du soleil dans la première journée (Di 13/05/2012), ou aux conditions nuageuses de la troisième journée (Ma 15/05/2012) entre 8h00 et 11h30. L'autoconsommation de nuit de l'onduleur est autour de 3,5 W.

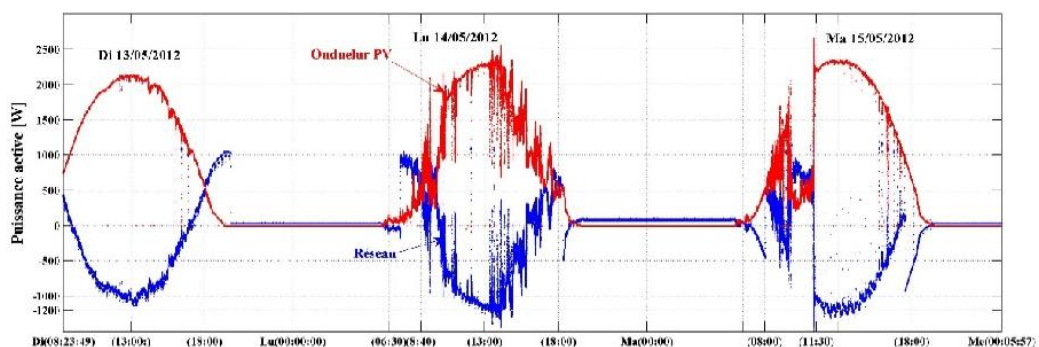


Figure IV.15. Puissance active du réseau et puissance active produite par l'onduleur

La Figure IV.16 montre la corrélation de la puissance active dans la phase 02 avec la puissance active injectée par l'onduleur connecté sur cette phase. Le tracer montre que la puissance active dans la phase 02 du réseau est inversement proportionnelle à la puissance active produite par le système PV. La puissance active de la phase 02 est négative (injectée) à partir de 1kW PV généré. Les points en bas représentent la puissance injectée au réseau en absence de charge.

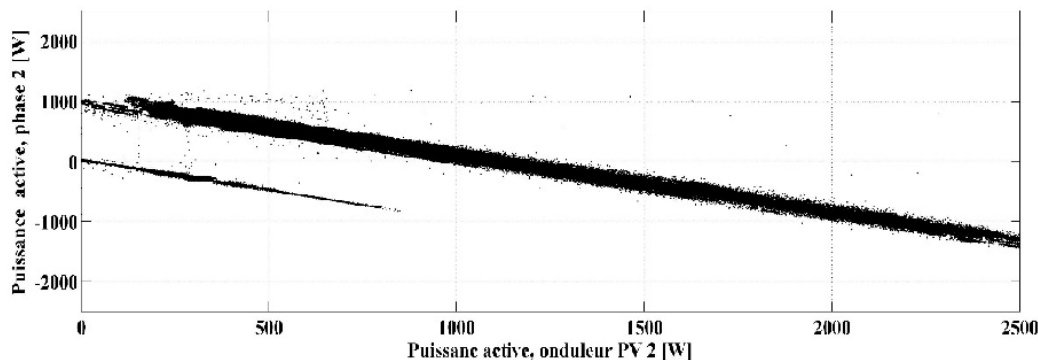


Figure IV.16. Puissance active du réseau vs puissance PV injectée

La Figure IV.17 montre la puissance réactive dans la phase 02 du réseau et la puissance réactive mesurée à la sortie de l'onduleur connecté sur la même phase. On observe une augmentation de la puissance réactive dans cette phase est dû à l'onduleur (section 4.5.1)

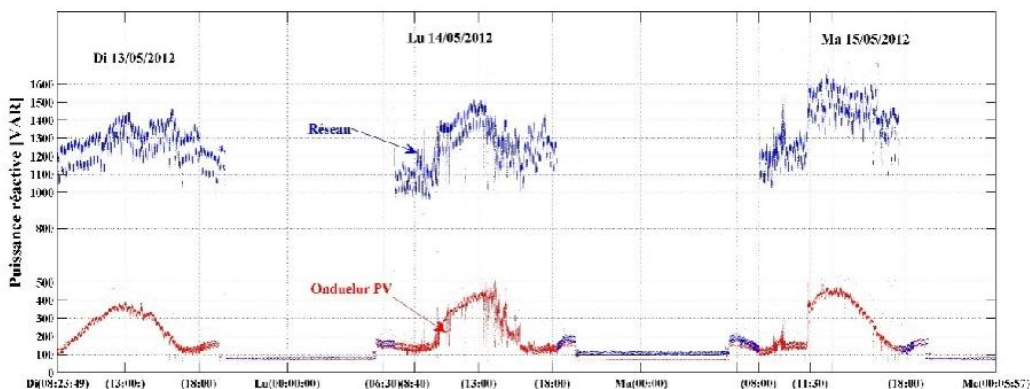


Figure IV.17. Puissance réactive dans le réseau et puissance réactive à la sortie de l'onduleur

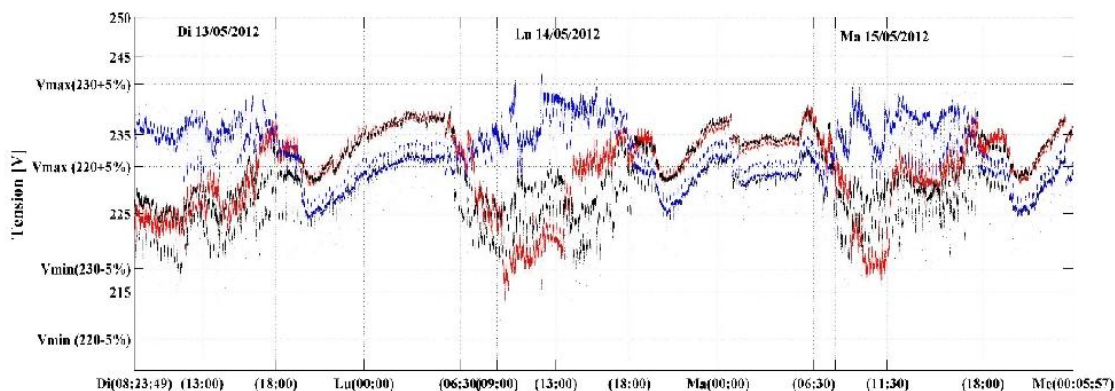


Figure IV.18. TRMS des tensions triphasées du réseau au PCC

La Figure IV.18 montre les profils des tensions simples triphasées du réseau au PCC. On constate que les valeurs efficaces (TRMS) des tensions dans les trois phases dépassent la limite supérieure, $220 \pm 5\%$, définie dans les règles techniques de raccordements des clients consommateurs en BT. Sauf dans le cas où elle est déjà portée à $230V \pm 5\%$.

La Figure IV.19 montre l'évolution du taux de distorsion harmonique (THD) des tensions simples triphasées du réseau au PCC. La responsabilité de maintenir une forme d'ondes sinusoïdale de la tension concerne le fournisseur d'électricité. On constate que les valeurs du THD restent, dans la majeure partie de la période de mesure, dans les limites acceptables ($<5\%$), à l'exception de quelques dépassement. Ces derniers sont enregistrés durant les pics de la demande globale sur le réseau.

La distorsion de l'onde de tension est proportionnelle à l'impédance du réseau et à l'amplitude des courants harmoniques. La précision de son calcul n'est limitée que par l'incertitude de l'impédance du réseau. Le taux de distorsion du réseau électrique est presque partout inférieur à 2% en HTB, 5% en HTA et 7% en BT (Tableau IV.5).

Tableau IV.5. Niveaux de compatibilité pour les tensions harmoniques (en % de la tension nominale fondamentale) sur les réseaux BT selon l'EN50160 et les normes CEM EN 61000

Rangs impairs Non multiples de 3		Rangs impairs multiples de 3		Rangs pairs	
Rang	Tension harmonique (%)	Rang	Tension harmonique (%)	Rang	Tension harmonique (%)
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,3	6	0,5
13	3	21	0,2	8	0,5
17	2	>21	0,2	10	0,5
19	1,5			12	0,2
23	1,5			>12	0,2
25	1,5				
>25	$0,2+1,3*25/h$				

Taux de Distorsion Harmonique (THD) : 8%

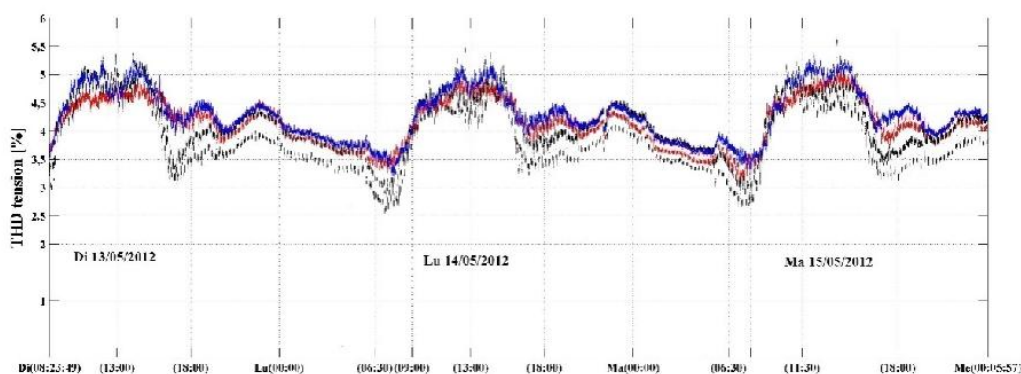


Figure IV.19. THD des tensions triphasées du réseau au PCC

4.6. Etude expérimentale du réseau au PCC

Nous nous sommes intéressés dans cette partie à l'étude du PCC du point de vue réseau dans le but d'initier les travaux sur les paramètres de connexion des onduleurs PV au réseau BT Algérien. Les paramètres électriques du réseau au PCC sans et avec le système PV sont présentés ci-dessous.

Un deuxième banc de mesure et de surveillance du réseau au PCC a été réalisé autour d'un analyseur de réseau (énergie), type QUALISTAR plus C.A 8335 du fabricant CHAUVIN ARNOUX (Figure IV.20), Il permet de :

- mesurer les valeurs efficaces des grandeurs et des perturbations électriques dans les réseaux de distribution.
- obtenir une image instantanée des principales caractéristiques d'un réseau triphasé.
- suivre les variations des différents paramètres dans le temps.



Figure IV.20. Analyseur de réseau QUALISTAR PLUS C.A.8335 de Chauvin Arnoux

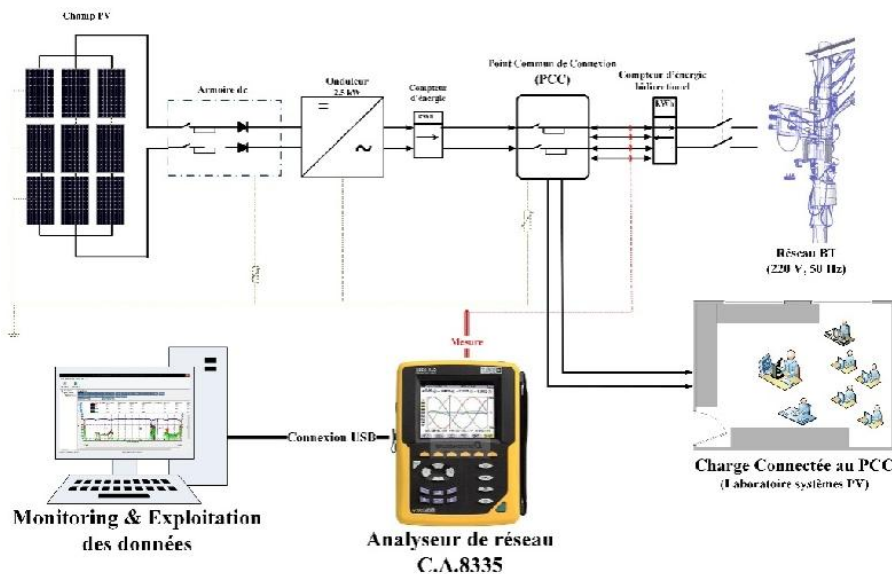


Figure IV.21. Banc de mesure basé sur l'analyseur de réseau C.A.8335

La Figure IV.21 montre le nouveau banc de mesure élaboré autour de l'analyseur de réseau QUALISTAR plus C.A. 8335. L'équipement permet le suivi des paramètres du réseau au PCC, le type de branchement réalisé est le triphasé 5 fils. Les grandeurs mesurées pour chaque phase sont : la fréquence, les valeurs efficaces (TRMS) des tensions triphasées, les valeurs efficaces (TRMS) des courants triphasés, les puissances active et réactive, le FP, THD de tension et de courant.

Différents types de charges sont utilisées dans le laboratoire connectés au PCC en parallèle avec le système PV. Suite à une campagne de mesure et d'identification, la nature dominante de la charge globale branchée, sur chaque phase du réseau au PCC, a été identifiée :

- La phase 01 est caractérisée par une charge non linéaire, essentiellement des micro-ordinateurs et des imprimantes,
- Egalement pour la phase 02, réservée à l'éclairage du laboratoire (Tube fluorescent), la charge dominante est non linéaire,
- La charge de la phase 03 est de nature inductive où deux climatiseurs sont branchés sur cette phase, ils fonctionnent uniquement durant l'été.

4.6.1. L'Interprétation des résultats sans le système PV

Les résultats présentés dans cette section sont obtenus suite à la mesure réalisée sur une durée de six (06) jours, du lundi 21 à 10h30 au samedi 27 juillet 2014 à 11h30, pendant laquelle l'installation PV a été mise hors service (Figure IV.13). La période de mesure inclue quatre (04) jours ouvrables et deux (02) jours week-end, afin de distinguer les phénomènes du réseau de l'effet de la charge. Pour toutes les mesures présentées dans cette section, la période d'échantillonnage est de deux minutes (02 min.), les phases du réseau 01, 02 et 03 sont toujours identifiées par les couleurs rouge, noire et bleu respectivement.

La Figure IV.22 montre le profil de la fréquence du réseau, elle varie dans un intervalle compris entre 49,88Hz et 50,29Hz. On observe que la fréquence du réseau est très stable autour de sa valeur nominale (50 Hz), la plupart des valeurs mesurées s'écartent de plus ou moins $\pm 0.05\text{Hz}$.

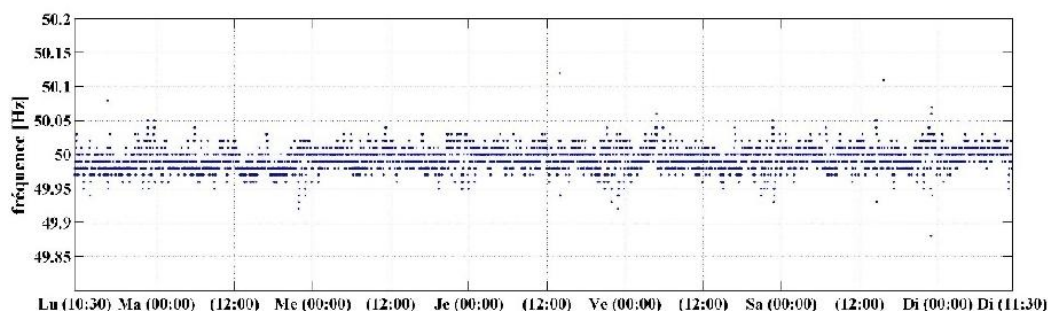


Figure IV.22. Profil de la fréquence du réseau, 21-27 juillet 2014

La Figure IV.23 montre l'allure de la tension simple, valeurs efficaces (TRMS), pour chaque phase du réseau au PCC. On remarque que la plage de variation des tensions réseau est différente pour chaque phase. Entre 212,1V et 236,6V pour la phase 01 (courbe rouge), entre 214,4V et 237,2V pour la phase 02 (courbe noir) et entre 211,8V et 238,1V pour la phase 03 (courbe bleu).

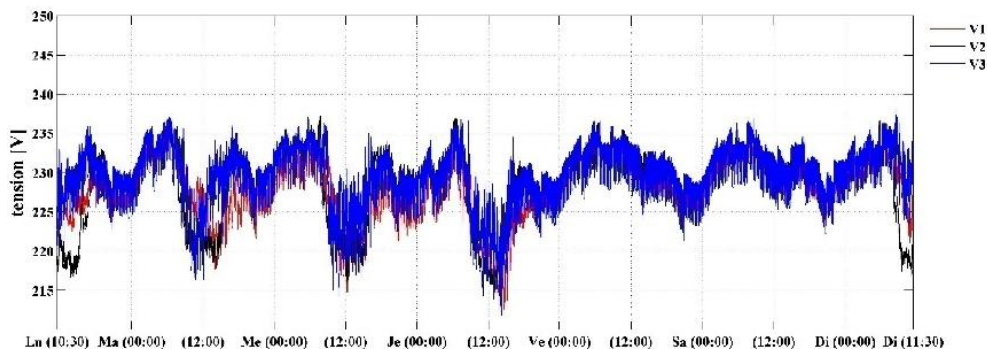


Figure IV.23. Tension simple pour les trois phases, 21-27 juillet 2014

Au cours des nuits et le weekend, on a remarqué une augmentation de la tension sur les trois phases du réseau, les valeurs enregistrées sont supérieures à 225V. Par contre, durant les heures de travail une diminution de la tension a été enregistrée, les plus bas niveaux de tension sont enregistrés durant les mi-journées des jours ouvrés.

Ses résultats mettent en exergue l'influence de la charge sur la tension du réseau, du fait que les périodes de baisse de tension correspondent aux heures de travail dans le centre. Concernant la charge globale (laboratoire) connectée au point de mesure (PCC), elle participe à cette baisse de tension sans pour autant être la raison principale. Du fait que sur les mêmes phases du réseau il y'a d'autres charges (laboratoires, administration, ...etc.) importantes connectées.

La Figure IV.24 montre les valeurs efficaces (TRMS) du courant consommé par les charges du laboratoire dans chaque phase du réseau. On observe le déséquilibre dans la répartition des charges sur les trois phases du réseau. Le courant consommé sur la phase 02 (courbe noire) est régulier, du fait que la charge dominante sur cette phase est l'éclairage du laboratoire. Sur les autres phases, le courant consommé suit le fonctionnement cyclique des équipements branchés. Le courant consommé sur la phase 03 est faible, la valeur moyenne calculée est de 0,63A. Les valeurs du courant maximum enregistrées sont : 4,5A sur la phase 01, 6,92A sur la phase 02 et 2,44A sur la phase 03.

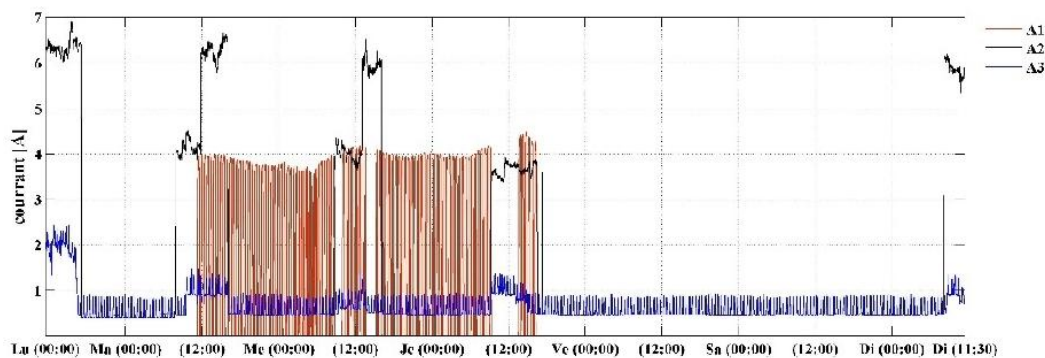


Figure IV.24. Courant pour les trois phases, 21-27 juillet 2014

Les Figures IV.25 et IV.26 montrent les puissances active et réactive mesurées sur les trois phases du réseau au PCC sans le système PV. La puissance réactive sur la phase 02 est du même ordre de grandeur que la puissance active. Cette consommation de puissance réactive est entraînée par l'éclairage à tubes fluorescents du laboratoire. Comme on l'a déjà indiqué au

paragraphe précédent, la phase 03 présente une faible consommation de puissance, active et réactive, ce qui rend l'analyse des paramètres électriques sans impact, vu les niveaux de puissance.

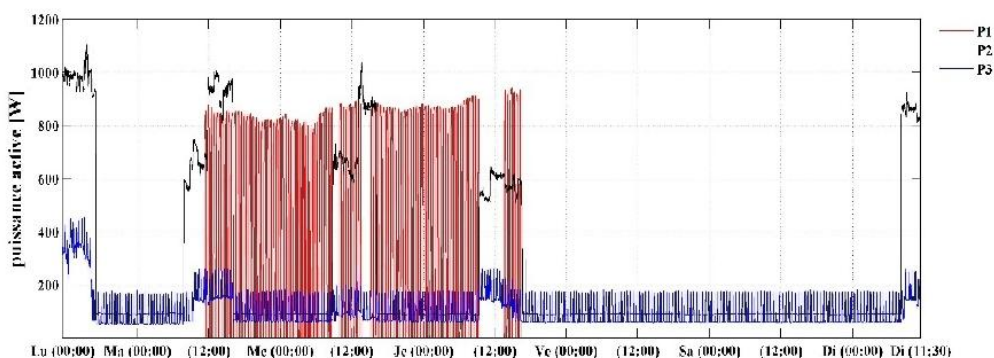


Figure IV.25. Puissance active pour les trois phases, 21-27 juillet 2014

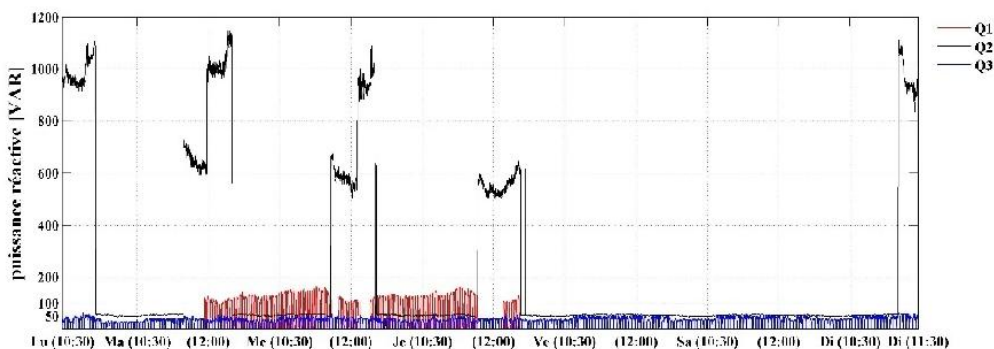


Figure IV.26. Puissance réactive pour les trois phases, 21-27 juillet 2014

La Figure IV.27 montre la corrélation entre le FP et la puissance active sur chaque phase du réseau. On observe que le FP sur la première phase est correct sur toute la plage de la puissance, $FP1 \geq 0,85$. En revanche, la consommation de puissance réactive sur la phase 02 maintient le FP à des valeurs faibles, $FP2 \leq 0,8$.

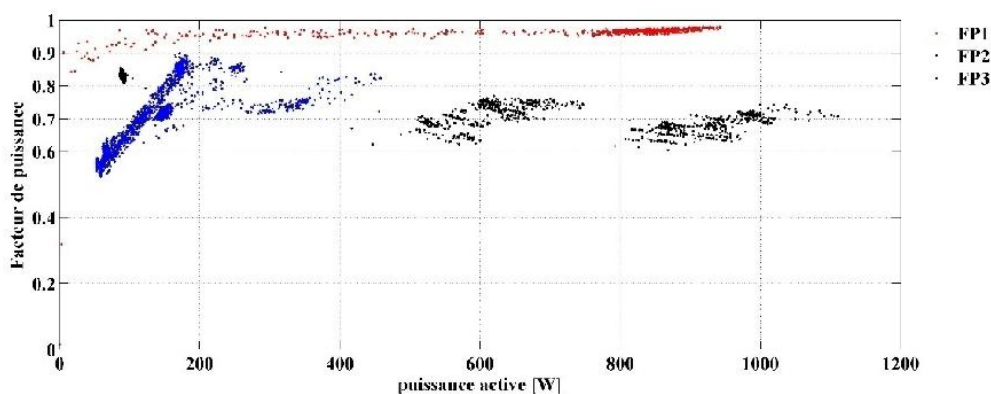


Figure IV.27. FP vs puissance active pour les trois phases, 21-27 juillet 2014

La Figure IV.28 montre la corrélation entre le Taux de Distorsion Harmonique (THD) du courant et l'intensité du courant pour chaque phase du réseau. On constate qu'il y a moins de pollution harmoniques dans la phase 02 ($<15\%$) est moindre que la phase 01 ($<25\%$). La plus

part des équipements informatiques sont branché sur la phase 01. L'analyse du THD courant dans la phase 03 n'a pas été considérée vu la faible intensité du courant.

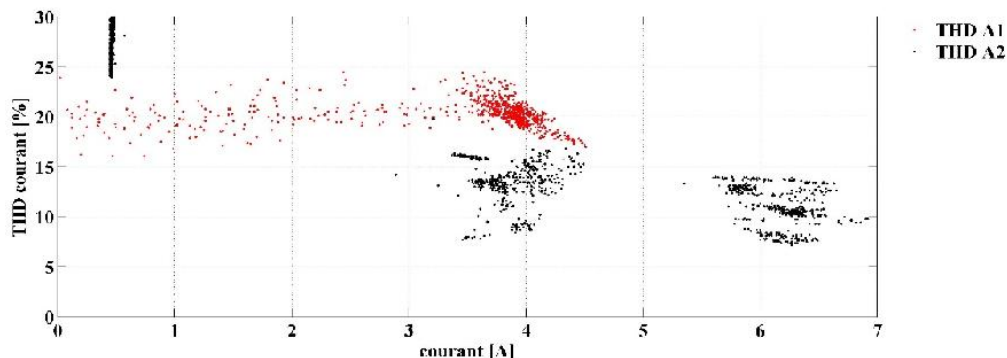


Figure IV.28. THD courant vs courant pour les trois phases, 21-27 juillet 2014

La Figure IV.29 montre l'évolution dans le temps du THD de la tension pour les trois phases du réseau au PCC. On constate moins de pollution harmonique durant les nuits et le weekend, contrairement aux heures de travail. Ceci montre que la pollution harmonique, due aux charges, impacte la qualité de la tension du réseau.

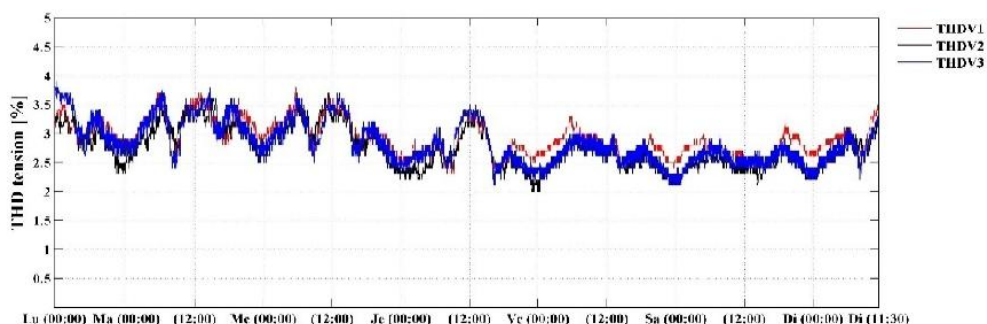


Figure IV.29. THD tension pour les trois phases, 21-27 juillet 2014

4.6.2 L'Interprétation des résultats avec le système PV

Les résultats présentés dans cette section ont été obtenus après cinq (05) jours de mesure au PCC avec le système PV, du mardi 15 juillet à 10h32 au dimanche 20 juillet 2014 10h32, dont trois (03) jours ouvrables (Figure IV.13). Durant cette mesure, l'injection de la production PV était uniquement sur les phases 02 et 03, l'onduleur connecté sur la phase 01 n'était pas en service. Cela était dû à une panne qui a entraîné l'arrêt des trois onduleurs PV au même temps.

Suite à l'expertise effectuée conjointement avec un expert du fabricant, Fronius International GmbH, deux (02) onduleurs ont été réparés. La panne a été causée par un défaut de fabrication dans l'étage de puissance DC. Ce type de défaut n'existe plus dans les modèles commercialisés actuellement.

Les résultats sont présentés dans cette section pour une période d'échantillonnage de deux minutes (02 min.) et les phases du réseau 01, 02 et 03 sont identifiées par les couleurs rouge, noire et bleu respectivement.

La Figure IV.30 montre les profils des trois tensions simples (valeurs TRMS) du réseau au PCC avec injection PV sur les phases 02 et 03. On constate clairement l'impact de l'injection sur la

tension où on peut observer que le niveau de tension sur les phases 02 et 03 est plus élevé que celui de la phase 01. Plus précisément, durant la journée (période de travail durant les jours ouvrables) qui correspond à la période de la génération PV.

La corrélation entre les valeurs TRMS de la tension et du courant des phases 01 et 03 (Figure IV.31), met en clair l'effet de la production PV et l'effet inverse de la charge sur le niveau de la tension du réseau. Par conséquent, on peut dire qu'avec un système PV le niveau de tension au point d'injection dépend des conditions locales (puissance PV, charge locale, etc.) Contrairement au cas sans génération PV (paragraphe 4.6.1).

Cependant, cette injection de puissance PV provoque une augmentation du niveau de la tension. A titre comparatif, on a relevé sur la phase 03 des valeurs entre 220,6V et 247V avec injection PV contre 211,8V et 238,1V sans injection (Figure IV.23), soit une augmentation d'environ 5% (~10V).

Il est important de noter que les variations de la tension au PCC n'est pas maintenue à l'intérieur des seuils de tolérance défini dans les principes et règles techniques de raccordement des clients consommateurs en BT, même si elle est portée à 230V±5%.

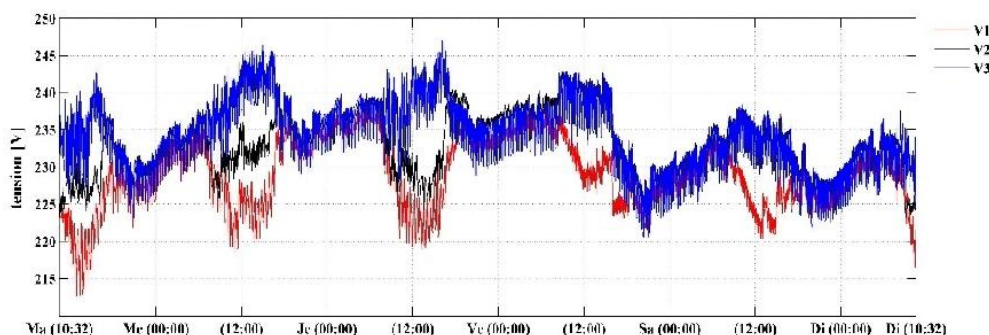


Figure IV.30. Tension efficace pour les trois phases, 15-20 juillet 2014

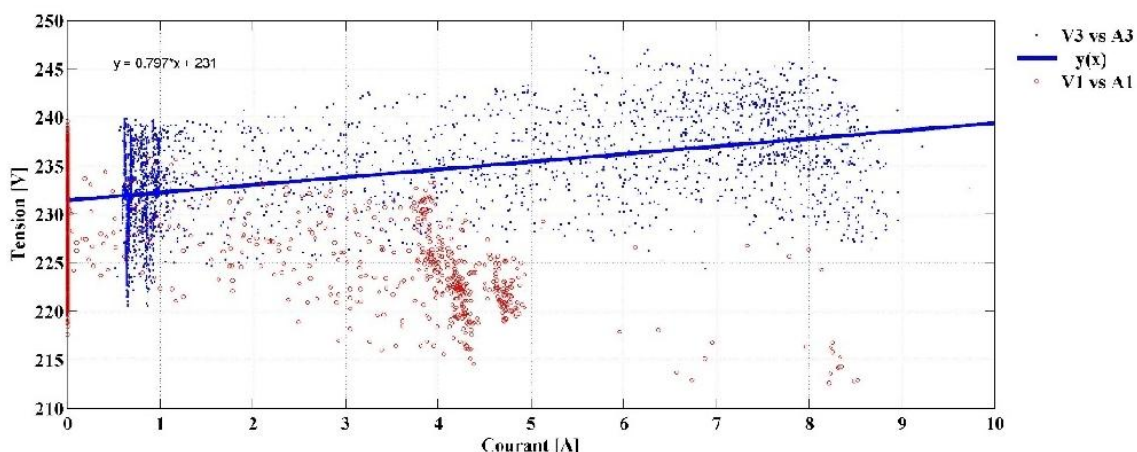


Figure IV.31. Tension vs courant pour les phases 01 et 03, 15-20 juillet 2014

La Figure IV.32 montre les profils des courants, valeurs TRMS, échangés dans les trois phases du réseau. Le profil du courant dans la phase 01 suit la demande des charges branchées. Les profils des courants mesurés dans les phases 02 et 03 donnent une image de l'irradiation solaire

reçue par le générateur PV. Le déséquilibre des charges branchées sur les phases 02 et 03 entraîne une différence entre les courants injectés pendant les heures de travail. Durant le week-end, à charge presque nulle, les courants injectés sont presque identiques.

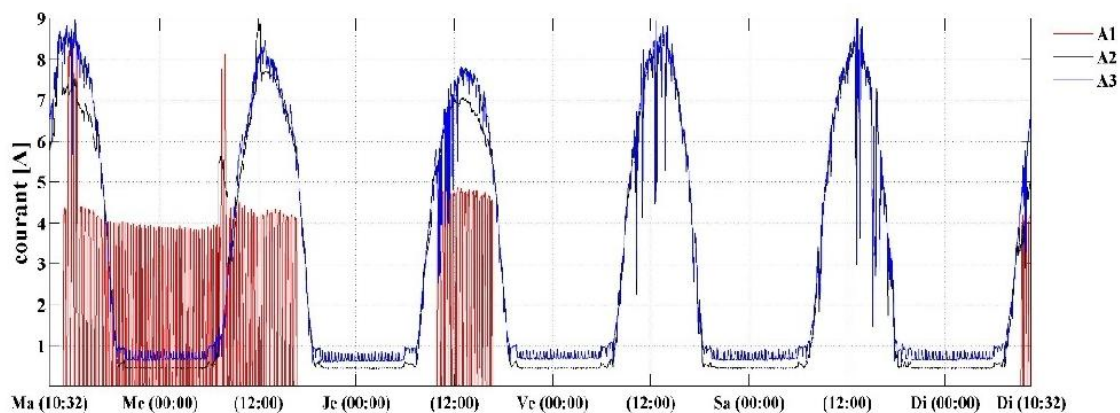


Figure IV.32. Courant pour les trois phases, 15-20 juillet 2014

La Figure IV.33 montre les puissances actives sur chaque phase du réseau avec le système PV. La puissance active sur la phase 01 est positive puisqu'elle est entièrement fournie par le réseau en absence d'injection PV. Pour les phases 02 et 03, la puissance active change de signe selon la puissance demandée et la puissance PV produite. Durant les heures de travail, la puissance injectée sur la phase 02 est inférieure à la puissance injectée à la phase 03.

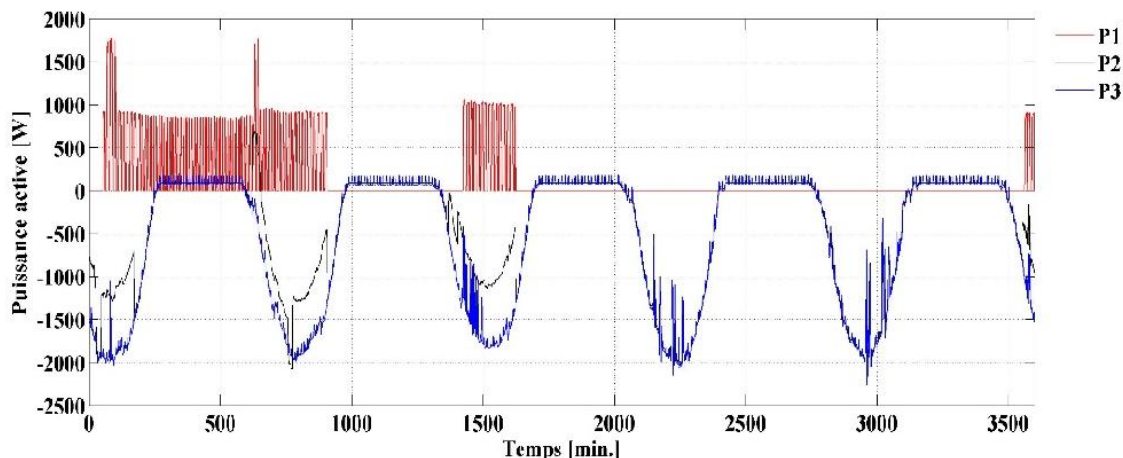


Figure IV.33. Puissance active pour les trois phases, 15-20 juillet 2014

La Figure IV.34 montre les puissances réactives sur chaque phase du réseau avec le système PV. On constate une augmentation de la puissance réactive, dans les phases 02 et 03, par rapport aux résultats sans systèmes PV, voir Figure IV.25. Cette augmentation est due aux onduleurs PV.

La Figure IV.35 montre la corrélation entre le FP et la puissance active sur chaque phase du réseau avec le système PV. On observe un FP correct pour les phases 01 et 03, du fait que sur ses phases les charges ne consomment pas de la puissance réactive. Sur la phase 02, le FP reste

à des valeurs faibles uniquement durant les heures de travail où l'éclairage à tubes fluorescents est utilisé.

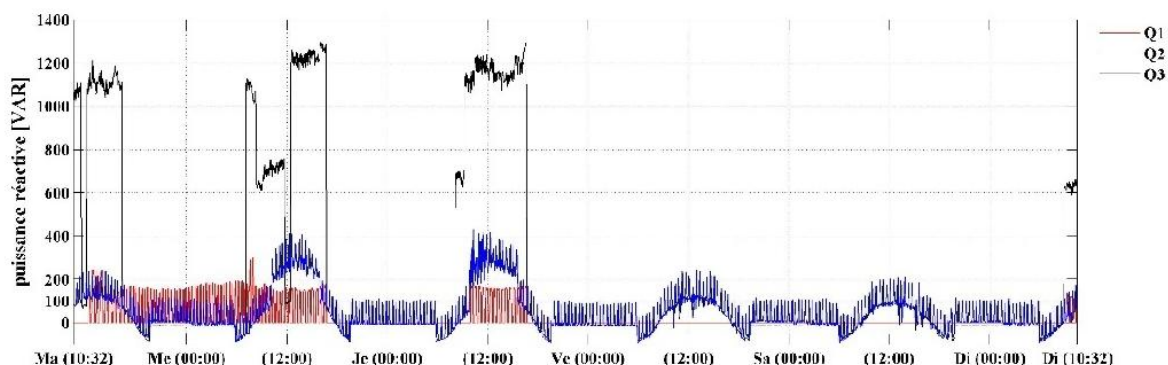


Figure IV.34. Puissance réactive pour les trois phases, 15-20 juillet 2014

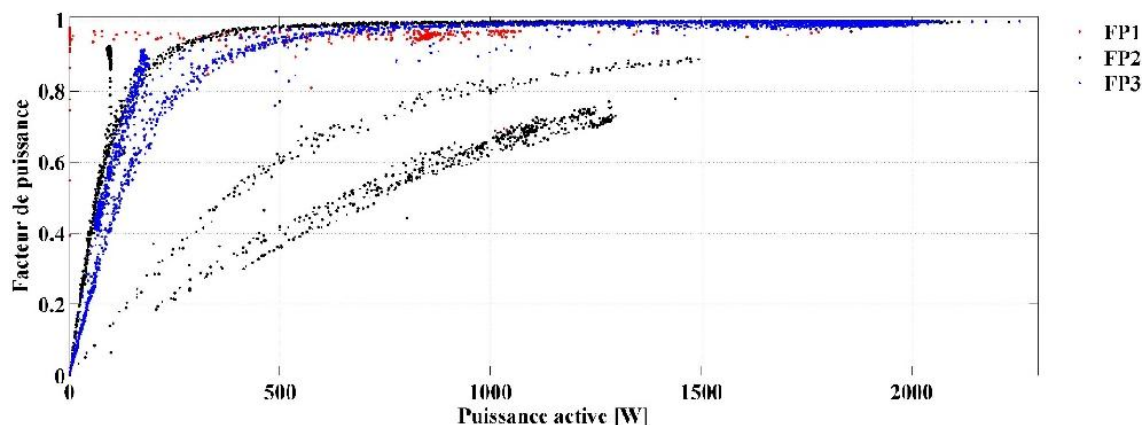


Figure IV.35. FP vs puissance active pour les trois phases, 20-20 juillet 2014

La Figure IV.36 montre la corrélation entre le THD du courant et l'intensité du courant pour chaque phase du réseau. On remarque une pollution harmonique constante pour la phase 01, le THD courant autour de 20%. Pour les phases 02 et 03, le THD courant diminue en fonction de l'intensité du courant.

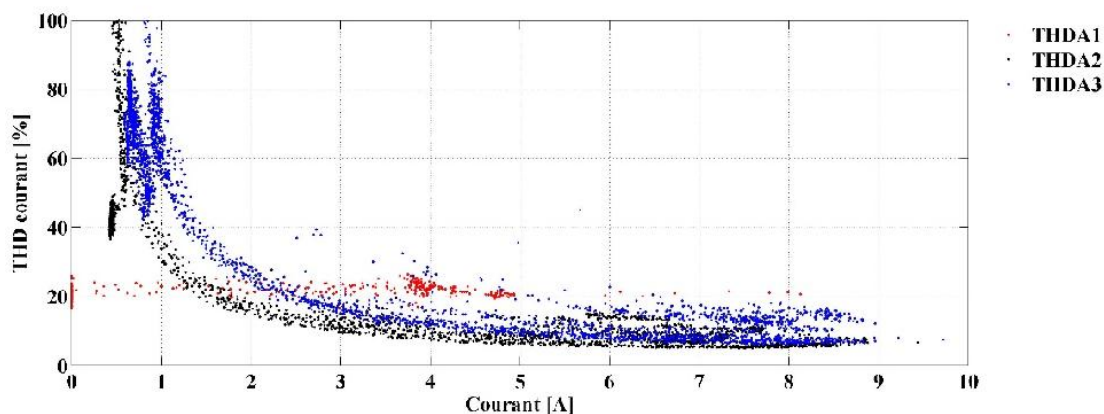


Figure IV.36. THD courant vs courant pour les trois phases, 15-20 juillet 2014

La Figure IV.37 montre les profils des THD des tensions triphasées au PCC. La pollution harmonique dans les trois phases est inférieure à 3% durant les nuits et le weekend et entre 3 et 4% durant les heures de travail.

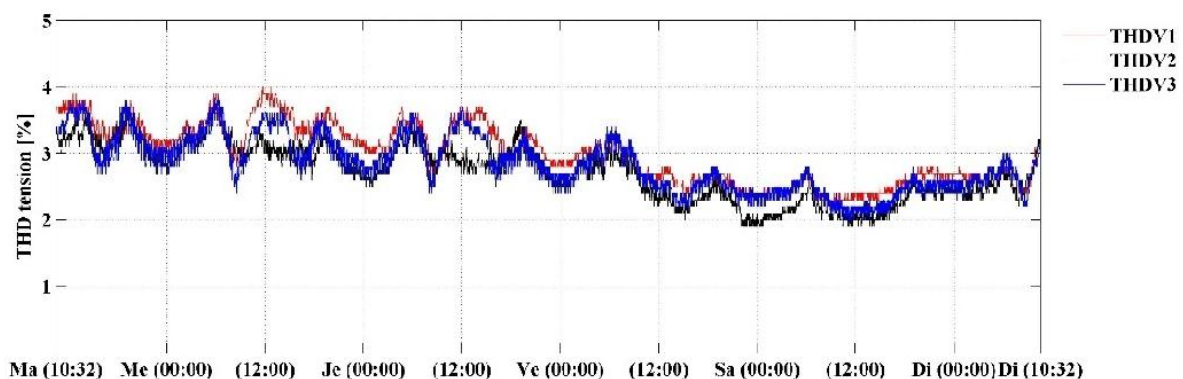


Figure IV.37. THD tension pour les trois phases, 15-20 juillet 2014

4.7 Conclusion

Les distributeurs d'énergie imposent des conditions particulières pour le raccordement des centres de production d'énergie décentralisés, à leur réseau de distribution d'énergie afin de garantir la stabilité et la qualité du réseau. Ces normes électriques se traduisent par des conditions de fonctionnement particulières.

Les systèmes PV sont connectés au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs, généralement dénommé « onduleur PV ».

L'analyse des résultats de la puissance active montrent le comportement imprévisible des systèmes PV. Les fluctuations de l'irradiation solaire impliquent l'injection d'une puissance active variable dans le réseau de distribution. Ce qui impliquera une contrainte supplémentaire dans le contrôle et la gestion du réseau électrique, dans le cas d'une pénétration importante.

Par ailleurs, les valeurs pics enregistrées de la puissance injectée mettent en évidence le sous dimensionnement des onduleurs utilisés, puissance nominale égale à 2,5 kW. Pour cela, nous avons acquis trois nouveaux onduleurs de puissance supérieure (3kW).

L'analyse comparative des résultats entre deux onduleurs PV de conception différente a montré un comportement différent par rapport à la puissance réactive, sans affecter le FP.

Actuellement en Allemagne, les onduleurs PV connecté à la moyenne tension doivent être en mesure de rester en fonctionnement durant les interruptions du réseau inférieures à 200 millisecondes (fault ride through). Cette capacité leur permet de soutenir le réseau, ce qui signifie que les grandes centrales PV ont un grand potentiel pour la stabilisation des réseaux électriques. De plus, les nouveaux onduleurs sont capables de contrôler : la puissance réactive pour stabiliser le réseau, la puissance active durant la nuit pour libérer le réseau.

Le monitoring simultané d'une phase du réseau avec la sortie de l'onduleur connecté sur cette phase montre le flux des puissances actives et réactive échangées entre l'onduleur, la charge et le réseau.

Le suivi du THD du courant injecté par l'onduleur PV montre un taux supérieur (10%) à ce qui est indiqué dans la fiche technique du constructeur (<3%). Généralement les courants de référence sont directement conçus à partir d'une mesure de la tension. Si la tension du réseau n'est plus sinusoïdale, les courants de référence ne sont plus. Nous avons observé également que l'effet d'ombrage dégrade la qualité de l'onde du courant injecté.

Le suivi de la tension réseau montre que ces valeurs efficaces sont égales à $230V \pm 5\%$, avec un THD compris entre 2,5 et 5,5 %. Les valeurs élevées du THD de la tension sont enregistrés durant les pics de la demande. L'observation des paramètres électrique au PCC avec et sans injection PV a démontré l'avantage des systèmes PV installés en bout de ligne. Par exemple, compenser la chute de tension dans certains points du réseau. Mais on aussi constaté des surtensions locale liées à l'injection PV.

Le suivi de la fréquence du réseau révèle qu'elle est très stable, une variation inférieure à 0,1 Hz. Néanmoins, on a constaté des déconnexions suite à des défauts de fréquence selon le rapport d'erreur de l'onduleur PV.

La question de l'influence de l'onduleur sur le réseau et du réseau sur l'onduleur est d'une grande complexité technique et implique un nombre important de caractéristiques électriques différentes. Malgré cela, l'observation d'un point d'injection/ de soutirage a mis en évidence la nécessité d'étudier les issues de la qualité de l'énergie dans le réseau BT Algérien pour une meilleure intégration des systèmes PV.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Ministère de l'Energie, www.mem-algeria.org
- [2] Etude Hydro Québec Distribution : Qualité de l'onde, 2010
- [3] Groupe Sonelgaz, www.sonelgaz.dz
- [4] F. B. CHERFA, 'Etude et réalisation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau de distribution électrique BT', Mémoire de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, 2004.
- [5] M. Patsalides, D. Evagorou, G. Makrides, Z. Achillides, G. E. Georghiou, A. Stavrou, V. Eftimiou, B. Zinsser, W. Schmitt and J. H. Werner, The Effect of Solar Irradiance on the Power Quality Behaviour of Grid Connected Photovoltaic Systems, International Conference on Renewable Energy and Power Quality 2007 (ICREPQ 07), Sevilla, March 2007, pp. 1–7
- [6] M. ZELLAGUI, 'étude des protections des réseaux électriques mt (30 & 10 kV)' Mémoire de Magister, Université Mentouri Constantine 2010
- [7] Damien Thirault, Architectures des Réseaux de Distribution pour l'Electrification rurale des Pays en Développement, thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2004
- [8] Marie-Cécile ALVAREZ-HÉRAULT, 'Architectures des Réseaux de Distribution du Futur en Présence de Production Décentralisée, thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2009
- [9] Y. PANKOW, 'Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque', thèse de doctorat, Centre Nationale de Recherche Technologique de Lille, 2004

Conclusion générale et perspectives

Les travaux de cette thèse ont été réalisés au sein du Centre de Développement des Energies Renouvelables, laboratoire des systèmes PV, dans le but d'apporter une contribution scientifique à la fois théorique et appliquée pour le développement des systèmes PV connectés au réseau BT Algérien.

Nous avons introduit cette thèse, dans le premier chapitre, par un exposé sur le contexte énergétique Algérien, qui a été marqué par la libéralisation du marché de l'électricité en 2002 aux producteurs indépendants privés¹ et le lancement du programme national des EnRs horizon 2030, dont 60% est dédié au PV. Par la suite, un aperçu sur le potentiel solaire exceptionnel en Algérie et le principe de fonctionnement du module PV, élément clés pour exploiter ce potentiel, ont été donnés. L'état de l'art des matériaux pour les modules PV a été discuté, ainsi que leurs rendements. Le silicium cristallin domine encore le marché mondial des modules PV, mais les progrès réalisés dans la technologie à couches minces vont peut-être changer le marché du PV dans les prochaines années. En-fin, les onduleurs PV et son association avec le GPV et le réseau ont été discutés.

Dans le deuxième chapitre nous avons réalisé, en premier lieu, une modélisation du comportement basée sur l'identification des paramètres réels du module PV Isofoton 106W/12V (GPV) et de l'onduleur monophasé Fronius IG30. Nous avons mené une étude bibliographique sur les modèles à utiliser. En ce qui concerne le module PV, nous avons utilisé un modèle basé sur les paramètres de la fiche technique du fabricant. Pour ces derniers, leur réévaluation a été effectuée grâce à une campagne de mesure sur le champ PV. Le comportement dynamique du champ PV a été validé par une série d'expérimentations avec la méthode LRCM « Linear Reoriented Coordinates Methode » comme algorithme MPPT. Concernant l'onduleur, on a utilisé le modèle empirique développé par les laboratoires SANDIA. La précision du modèle dépend de la précision des paramètres de performance du modèle, ceux-ci ont été identifiés à partir de relevés pratiques sur notre système PV.

En second lieu, le modèle système PV du CDER a été évalué grâce au système de monitoring réalisé. Cette évaluation a été faite d'abord par une simulation MATLAB hors temps réel et puis en temps réel sous environnement LabVIEW. Dans la simulation hors temps réel, les conditions de fonctionnement (ensoleillement, température, tensions, courants) ont été enregistrées puis utilisés comme variable (entrée, sortie) dans le modèle. En temps réel, le suivi et la comparaison des résultats réels du fonctionnement avec celles du modèle de notre système ont été réalisés. Cela nous a permis de visualisé l'évolution des différents paramètres en temps réel sur une interface graphique, en plus de l'implémentation des paramètres de performances qui peuvent détecter une anomalie dans le fonctionnement de notre système.

¹ Actuellement la filiale autonome du groupe Sonelgaz (Société de production d'électricité, SPE) ne détient que 40% des parts de marché de la production nationale d'électricité, l'autre partie est assurée par des sociétés autonomes (Sonatrach et des producteurs privés) sous l'autorité de la Commission de la Régulation de l'Electricité et du Gaz, CREG.

Nous sommes arrivés à afficher les résultats souhaités dans notre interface d'utilisateur, ces résultats ont été distribués sur plusieurs onglets selon leur indication.

Dans cette partie, on suggère l'optimisation de la démarche utilisée, pour établir un modèle comportemental, par les actions suivantes :

- Caractériser le GPV² au lieu du module PV, pour identifier les paramètres globaux,
- Développer un système de mesures des paramètres météorologiques sans capteurs pour augmenter la fiabilité et réduire les coûts,
- Établir une fonction empirique du coefficient de température (TC_v) de la tension en circuit ouvert (V_{oc}). Elle permettra d'améliorer la précision du modèle par la prise en compte de l'effet de la température sur le rendement des modules PV.
- Compléter l'interface utilisateur en intégrant des fonctionnalités pour la détection des pannes ou d'anomalies du système PV, basée sur le calcul des paramètres des performances et les pertes par captures. Et cela en utilisant des indicateurs visuels (Led, graphique) ou audio (alarme intégré dans LabVIEW),
- Utiliser un réseau de capteur sans fils pour l'acquisition des données météorologiques, ou carrément mesurer au niveau du GPV puis utiliser un câble réseau internet pour le transport de l'information³. Dans notre cas nous recommandons cette dernière solution pour sa simplicité de mise en œuvre et éviter les problèmes d'interférences.

Apporter une valeur ajoutée dans l'organe de supervision énergétique, est un des challenges importants pour le développement des systèmes PV. Où la commande de l'onduleur détermine le comportement principal de la production PV décentralisée sur le réseau BT. Le chapitre troisième a été dédié à la commande d'un convertisseur triphasé pour le PV, une nouvelle stratégie de contrôle du hacheur élévateur et du convertisseur triphasé DC/AC à MLI a été proposée.

Nous avons étudié et présenté le principe de fonctionnement de ces deux convertisseurs qui sont largement répandus dans les applications PV connectés au réseau. Pour le contrôle du hacheur élévateur, nous avons utilisé la technique LRCM pour la recherche permanente du point de puissance maximum du GPV. Cette méthode est très robuste et simple pour calculer la solution (PPM) pour chaque changement du niveau d'irradiation solaire et de la température de fonctionnement du GPV, puis calculer le rapport cyclique optimal du hacheur. La commande directe des puissances active et réactive instantanées a été utilisée pour contrôler l'échange d'énergie entre le réseau et le hacheur élévateur (GPV). Après une modélisation de l'ensemble du système de puissance avec sa commande, nous avons mis au point une simulation sous MATLAB/SIMULINK. Les résultats ont montré les performances dynamiques de cette stratégie de contrôle sous différents tests : test sous conditions réelles et test de robustesse.

²Utiliser un analyseur d'implantation PV, permet de caractériser l'ensemble des modules d'un GPV (30 modules PV dans le cas du système du CDER).

³ On précise qu'on a enregistré une perte de l'information de la mesure de la température de fonctionnement de la cellule (module), due à la corrosion et la distance entre le point de mesure et la centrale d'acquisition. De plus, la mesure sur la surface arrière (Tedlar) du module ne reflète pas réellement la température de fonctionnement du module.

Ces résultats montrent que l'association de la LRCM à la DPC permet un contrôle sans capteur du hacheur élévateur et l'onduleur sans perte des performances dynamiques tout en gardant un contrôle découplé des puissances, active et réactive, échangées. Cette flexibilité de contrôle permet d'intégrer les nouveaux onduleurs PV dans le service du réseau, notamment soutenir et stabiliser le réseau électrique.

Dans la dernière partie de cette thèse, quatrième chapitre, nous avons étudié le point d'injection du système PV du CDER, afin de traiter l'impact de ces nouvelles sources sur le réseau BT Algérien. Il est apparu nécessaire la mise en place de plusieurs bancs de mesure, basés sur un analyseur de puissance et de réseau, pour le monitoring du point de connexion commun (PCC) entre le réseau, la charge et le système PV. Les résultats obtenus, ont permis de mettre la lumière sur la qualité de l'énergie des onduleurs PV, les échanges énergétiques au PCC, l'influence entre l'onduleur et le réseau et les paramètres du réseau au point de mesure. L'analyse des résultats expérimentaux nous a permis de formuler les conclusions suivantes :

- Les fluctuations de l'irradiation solaire impliquent l'injection d'une puissance active variable dans le réseau de distribution. Ce qui impliquera une contrainte supplémentaire dans le contrôle et la gestion du réseau électrique, dans le cas d'une pénétration importante des systèmes PV,
- L'utilisation de plusieurs bases de données météorologiques évitera le sous ou le sur dimensionnement de l'onduleur, nous recommandons la mesure au sol,
- La présence d'échange de la puissance réactive entre l'onduleur Fronius IG30 et le réseau, sans dégradation importante du facteur de puissance,
- La qualité de la tension et l'ombrage dégradent la qualité de l'onde du courant injecté par l'onduleur PV au réseau,
- La qualité de l'onde de la tension du réseau est affectée durant les pics de la demande,
- Les systèmes PV connectés peuvent soutenir le réseau dans un certain point du réseau, par exemple, les chutes de tensions en bout de ligne.

Tout d'abord, les résultats présentés dans cette partie nous ont permis d'introduire les travaux sur l'intégration des EnRs dans le réseau de distribution Algérien. Les perspectives sont donc nombreuses.

La question de l'influence de l'onduleur sur le réseau et du réseau sur l'onduleur est d'une grande complexité technique et implique un nombre important de caractéristiques électriques différentes. Malgré cela, l'observation du point d'injection ou de soutirage a mis en évidence la nécessité d'étudier les issues de la qualité de l'énergie dans le réseau BT Algérien pour une meilleure intégration de ces systèmes. Comme perspectives de ces travaux nous suggérons de :

- Etablir une cartographie des onduleurs PV correspondante au potentiel solaire réel,
- Proposer des standards et des conditions techniques de raccordement des onduleurs PV au réseau BT. Il serait intéressant d'étudier dans quelle mesure les limites d'une déconnexion du réseau peuvent être repoussées en Algérie,
- Etudier le comportement des onduleurs PV par rapport à la puissance réactive et le THD du courant injecté,
- Elargir l'étude de la qualité de l'énergie sur plusieurs points du réseau BT.

ANNEXES

ANNEXE A.....	156
ANNEXE B	157
ANNEXE C	159
ANNEXE D.....	164
ANNEXE E.....	167
ANNEXE F	169
ANNEXE G	172
ANNEXE H.....	173
ANNEXE I	175

Annexe A

Rayonnement solaire

La figure A.1 montre les différents types de rayonnements. Le rayonnement direct est celui d'un temps clair et ensoleillé. Cependant, par temps nuageux, on a généralement un faible rayonnement direct ou un rayonnement diffus. Les modules solaires PV sont capables d'absorber les rayonnements directs et diffus. Les modules PV, précisément à base de silicium, ont un bon rendement sous rayonnement direct que sous un rayonnement diffus. Si les modules solaires ne sont pas montés sur un trackeur (ou suiveur), qui suit la position du soleil, ils doivent être orientés plein Sud (dans l'hémisphère nord) et au Nord (dans l'hémisphère sud). Dans les régions proches de l'équateur, l'orientation n'est pas importante, mais un minimum de 10° d'inclinaison est nécessaire pour évacuer l'eau de pluie. L'angle d'inclinaison optimal des modules dépend de leur emplacement. En règle générale, l'inclinaison des angles doit être égale à la latitude du lieu. Néanmoins, dans les habitations la pente du toit est utilisée comme angle d'inclinaison.

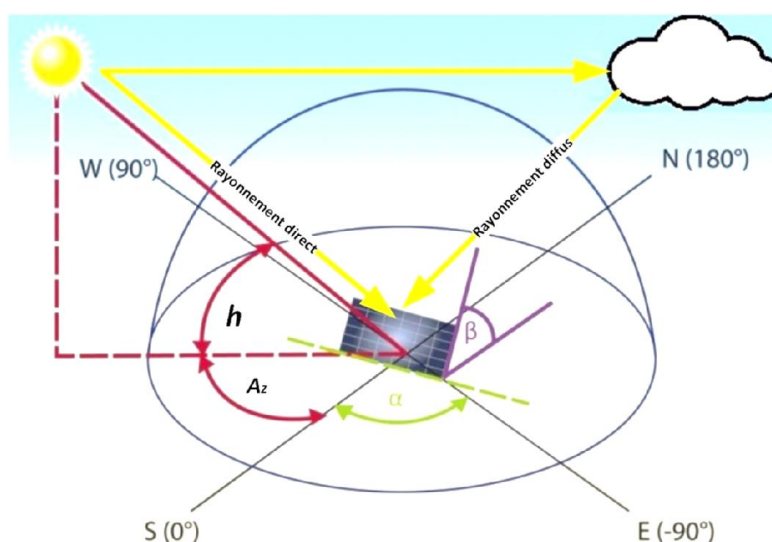


Figure A.1. Rayonnements reçus par un module PV et les coordonnées

Le repérage du Soleil est donné par l'intermédiaire des deux angles :

- Az : azimut du soleil, c'est l'angle que fait la direction de la projection du Soleil sur le plan horizontal avec la direction Sud, cet angle étant orienté positivement vers l'Ouest,
- h : Hauteur du soleil, c'est l'angle que fait la direction du Soleil avec sa projection sur un plan horizontal.

L'orientation du module PV est donnée par les deux angles :

- α : Inclinaison du module PV par rapport à l'azimut
- β : Inclinaison du module PV par rapport au sol

Annexe B

Photovoltaïque

La figure B.1 montre une vue schématique des différentes technologies de cellules disponibles.

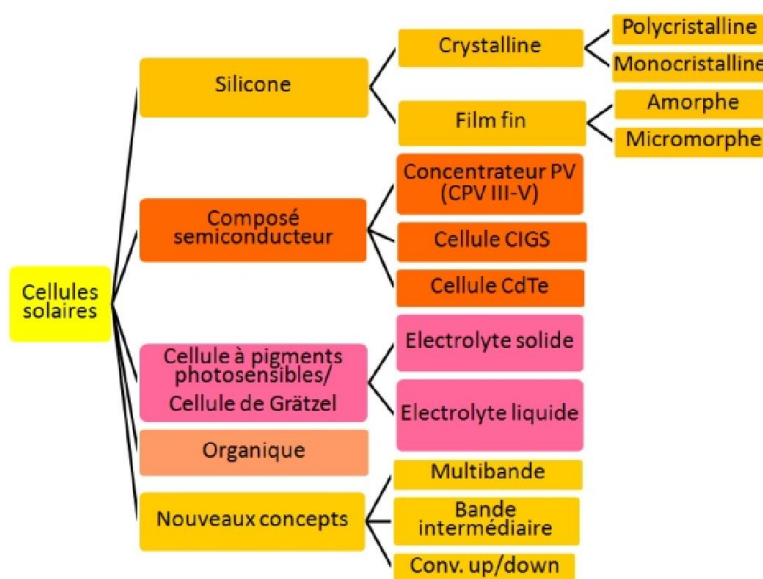


Figure A.2. Vue schématique des différents types de cellules PV

Tableau B.1. Rendement des différents types de cellules PV sous les conditions de tests Standard (STC : spectre AM1.5, irradiation 1000W/m², température de cellule 25°C)

Classification ^a	Efficiency (%)	Area ^b (cm ²)	V _{oc} (V)	J _{sc} (mA/cm ²)	Fill factor (%)	Test centre ^c (date)	Description
Silicon							
Si (crystalline)	25.6 ± 0.5	143.7 (da)	0.740	41.8 ^d	82.7	AIST (2/14)	Panasonic HIT, rear junction [25]
Si (multicrystalline)	20.8 ± 0.6	243.9 (ap)	0.6626	39.03	80.3	FhG-ISE (11/14) ^g	Trina Solar [4]
Si (thin transfer submodule)	21.2 ± 0.4	239.7 (ap)	0.687 ^f	38.50 ^{e,f}	80.3	NREL (4/14)	Solexel (35 μm thick) [5,26]
Si (thin film minimodule)	10.5 ± 0.3	94.0 (ap)	0.492 ^f	29.7 ^f	72.1	FhG-ISE (8/07) ^g	CSG Solar (<2 μm on glass; 20 cells) [27]
III-V cells							
GaAs (thin film)	28.8 ± 0.9	0.9927 (ap)	1.122	29.68 ^h	86.5	NREL (5/12)	Alta Devices [28]
GaAs (multicrystalline)	18.4 ± 0.5	4.011 (t)	0.994	23.2	79.7	NREL (11/95) ^g	RTI, Ge substrate [29]
InP (crystalline)	22.1 ± 0.7	4.02 (t)	0.878	29.5	85.4	NREL (4/90) ^g	Spire, epitaxial [30]
Thin film chalcogenide							
CIGS (cell)	20.5 ± 0.6	0.9882 (ap)	0.752	35.3 ^d	77.2	NREL (3/14)	Solibro, on glass [31]
CIGS (minimodule)	18.7 ± 0.6	15.892 (da)	0.701 ^f	35.29 ^{f,i}	75.6	FhG-ISE (9/13)	Solibro, 4 serial cells [32]
CdTe (cell)	21.0 ± 0.4	1.0623 (ap)	0.8759	30.25 ^g	79.4	Newport (8/14)	First Solar, on glass [33]
Amorphous/microcrystalline Si							
Si (amorphous)	10.2 ± 0.3 ^k	1.001 (da)	0.896	16.36 ^g	69.8	AIST (7/14)	AIST [6]
Si (microcrystalline)	11.4 ± 0.3 ^l	1.046 (da)	0.535	29.07 ^g	73.1	AIST (7/14)	AIST [7]
Dye sensitised							
Dye	11.9 ± 0.4 ^m	1.005 (da)	0.744	22.47 ⁿ	71.2	AIST (9/12)	Sharp [34]
Dye (minimodule)	10.0 ± 0.4 ⁿ	24.19 (da)	0.718	20.46 ^o	67.7	AIST (6/14)	Fujikura/Tokyo U. Science [9,10]
Dye (submodule)	8.8 ± 0.3 ^m	398.8 (da)	0.697 ^f	18.42 ^f	68.7	AIST (9/12)	Sharp, 26 serial cells [35]
Organic							
Organic thin-film	11.0 ± 0.3 ^o	0.993 (da)	0.793	19.40 ^e	71.4	AIST (9/14)	Toshiba [11]
Organic (minimodule)	9.5 ± 0.3 ^o	25.05 (da)	0.789 ^f	17.01 ^{e,f}	70.9	AIST (8/14)	Toshiba (4 series cells) [11]
Multijunction devices							
InGaP/GaAs/InGaAs	37.9 ± 1.2	1.047 (ap)	3.065	14.27 ^j	86.7	AIST (2/13)	Sharp [36]
a-Si/nc-Si/nc-Si (thin-film)	13.4 ± 0.4 ^p	1.006 (ap)	1.963	9.52 ⁿ	71.9	NREL (7/12)	LG Electronics [37]
a-Si/nc-Si (thin-film cell)	12.7 ± 0.4 ^k	1.000 (da)	1.342	13.45 ^e	70.2	AIST (10/14)	AIST [8]

- ^aCIGS = CuInGaSe₂; a-Si = amorphous silicon/hydrogen alloy; nc-Si = nanocrystalline or microcrystalline silicon.
- ^b(ap) = aperture area; (t) = total area; (da) = designated illumination area.
- ^cFhG-ISE = Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme; AIST = Japanese National Institute of Advanced Industrial Science and Technology.
- ^dSpectral response and current-voltage curve reported in Version 44 of these tables.
- ^eSpectral response and current voltage curve reported in the present version of these tables.
- ^fReported on a "per cell" basis.
- ^gRecalibrated from original measurement.
- ^hSpectral response and current-voltage curve reported in Version 40 of these tables.
- ⁱSpectral response and current-voltage curve reported in Version 43 of these tables.
- ^jSpectral response and/or current-voltage curve reported in Version 42 of these tables.
- ^kStabilised by 1000-h exposure to 1 sun light at 50 C.
- ^lNot measured at an external laboratory.
- ^mInitial performance (not stabilised). References 12 and 13 review the stability of similar devices.
- ⁿSpectral response and current-voltage curve reported in Version 41 of these tables.
- ^oInitial performance (not stabilised). References 14 and 15 review the stability of similar devices.
- ^pLight soaked under 100 mW/cm² white light at 50 °C for over 1000 h.

Tableau B.2. Rendement des différents types de modules PV sous les conditions de tests Standard (STC : spectre AM1.5, irradiation 1000W/m², température de cellule 25°C)

Classification ^a	Effic. ^b (%)	Area ^c (cm ²)	V _{oc} (V)	I _{sc} (A)	FF ^d (%)	Test centre (date)	Description
Si (crystalline)	22.9 ± 0.6	778 (da)	5.60	3.97	80.3	Sandia (9/96) ^e	UNSW/Gochermann [38]
Si (large crystalline)	22.4 ± 0.6	15775 (ap)	69.57	6.341 ^f	80.1	NREL (8/12)	SunPower [39]
Si (multicrystalline)	18.5 ± 0.4	14661 (ap)	38.97	9.149 ^g	76.2	FhG-ISE (1/12)	Q-Cells (60 serial cells) [40]
GaAs (thin film)	24.1 ± 1.0	858.5 (ap)	10.89	2.255 ^h	84.2	NREL (11/12)	Alta Devices [41]
CdTe (thin-film)	17.5 ± 0.7	7021 (ap)	103.1	1.553 ⁱ	76.6	NREL (2/14)	First Solar, monolithic [42]
CIGS (Cd free)	17.5 ± 0.5	808 (da)	47.6	0.408 ^j	72.8	AIST (6/14)	Solar Frontier (70 cells) [16]
CIGS (thin-film)	15.7 ± 0.5	9703 (ap)	28.24	7.254 ^k	72.5	NREL (11/10)	Miasole [43]
a-Si/nc-Si (tandem)	12.2 ± 0.3 ^l	14322 (t)	202.1	1.261 ^j	68.8	ESTI (6/14)	TEL Solar, Trubbach Labs [17]
Organic	8.7 ± 0.3 ^m	802 (da)	17.47	0.569 ^j	70.4	AIST (5/14)	Toshiba [11]

- ^aCIGSS = CuInGaSSe; a-Si = amorphous silicon/hydrogen alloy; a-SiGe = amorphous silicon/germanium/hydrogen alloy; nc-Si = nanocrystalline or microcrystalline silicon.
- ^bEffic. = efficiency.
- ^c(t) = total area; (ap) = aperture area; (da) = designated illumination area.
- ^dFF = fill factor.
- ^eRecalibrated from original measurement.
- ^fSpectral response and current-voltage curve reported in Version 42 of these tables.
- ^gSpectral response and/or current-voltage curve reported in Version 40 of these tables.
- ^hSpectral response and current-voltage curve reported in Version 41 of these tables.
- ⁱCurrent-voltage curve reported in the Version 44 of these tables.
- ^jSpectral response and/or current-voltage curve reported in the present version of these tables.
- ^kSpectral response reported in Version 37 of these tables.
- ^lStabilised at the manufacturer for 149 h to the 2% IEC criteria.
- ^mInitial performance (not stabilised).

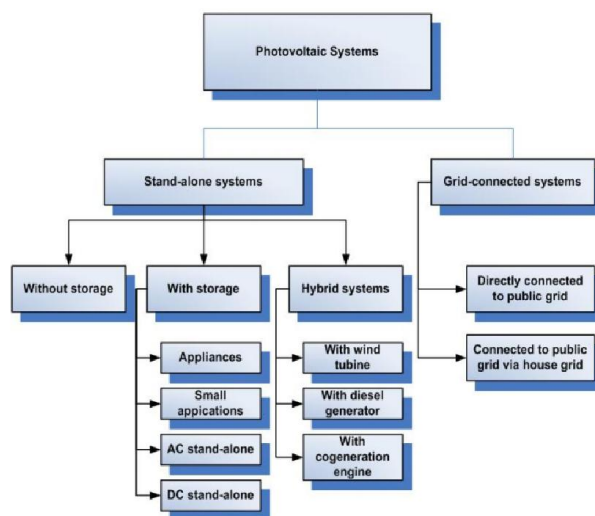


Figure A.3. Classification des systèmes PV

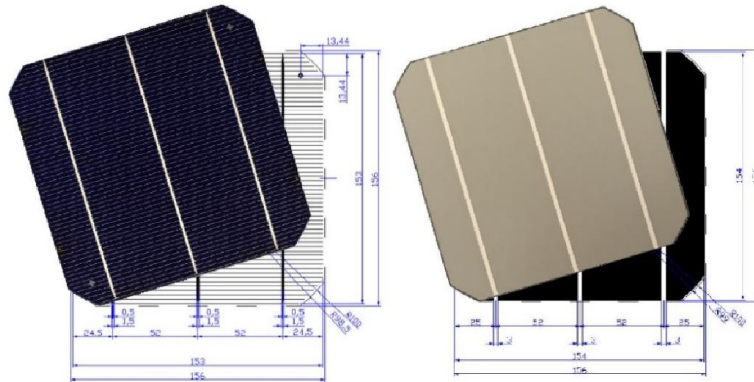
Annexe C

C.1 Fiches techniques

Tableau C.1 fiche technique du module PV monocristallins Isofoton I-106W 12V



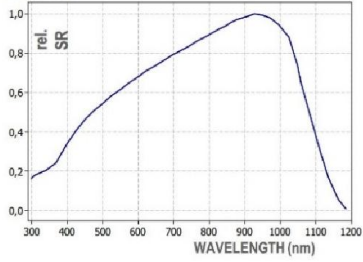
FV– Cells



PHYSICAL CHARACTERISTICS	
DIMENSION // DIAGONAL // SILICON THICKNESS	156 mm x 156 mm +/- 0.5 mm // 200 +/- 0.5 mm // 200 ± 20 µm
FRONT CONTACT (-)	Silicon nitride anti-reflecting coating. 3 x 1.5 mm wide silver bus bars
REAR CONTACT (+)	3 x 3 mm wide silver/aluminum bus bars. Aluminum backside metallization

ELECTRICAL CHARACTERISTICS					INTENSITY DEPENDENCE		
PRODUCT	Eff (%)	Pmp (W)	Isc (A)	Uoc (V)	IRRADIANCE (W/m²)	Isc (*)	Voc (*)
C3ISF200SB4413SP	18.4	18.5	4.413	8.92	1000	1.0	1.000
C3ISF200SB4388SP	18.3	18.4	4.388	8.89	900	0.9	0.994
C3ISF200SB4363SP	18.2	18.3	4.363	8.86	500	0.5	0.970
C3ISF200SB4338SP	18.1	18.2	4.338	8.83	300	0.3	0.947
C3ISF200SB4313SP	18.0	18.1	4.313	8.80	200	0.2	0.928
C3ISF200SB4288SP	17.9	18.0	4.288	8.78			
C3ISF200SB4263SP	17.8	17.9	4.263	8.76			
C3ISF200SB4238SP	17.7	17.8	4.238	8.75			

(*) Ratio of Isc (Eff; Voc) at reduced intensity to Isc (Eff; Voc) at 1000 W/m²



QUALITY CONTROL
•Electrical classification in narrow classes according to IEC 60904
•Calibration traceable to Fraunhofer ISE
•Dark-reverse measurements for all solar cells
•In-line optical inspection

T° COEFFICIENTS (%/K)	
TK – CURRENT	0,044
TK – VOLTAGE	-0,33
TK – POWER	-0,42

- Measurement Conditions: Radiation: 1.000 Wm⁻²; Spectral Distribution AM: 1.5 G; Temperature: 25° C . Pmax: +/- 1.5% rel.. Efficiency: +/- 0.2% abs.
- All specifications are subject to change without prior notice. For further details please visit www.isofoton.com

FTP 017- 016 - June 2011



Tableau C.2 fiche technique du module PV monocristallins Isofoton I-106W 12V



SURTEC
INGENIERIE

Panneaux photovoltaïques
monocristallins

Isfoton I-106 12/24V

Réf. M180106

CARACTERISTIQUES PHYSIQUES

	I-106/12	I-106/24
Dimensions (mm)	1310 x 654 x 39,5	
Poids (kg)		11,5
Nombre de cellules en série	36	72
Nombre de cellules en parallèle	2	1
TONC (800 W/m ² , 20°C, AM 1.5, 1 m/s)		47°C



CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES (1 000 W/m², 25°C, AM 1.5)

	I-106/12	I-106/24
Tension nominale (Vn)	12 V	24 V
Puissance crête (± 5%) (Pmax)		106 W
Courant de court-circuit (Icc)	6,54 A	3,27 A
Tension de circuit ouvert (Vco)	21,6 V	43,2 V
Courant à puissance max. (Imax)	6,1 A	3,05 A
Tension à puissance max. (Vmax)	17,4 V	34,8 V

CARACTERISTIQUES DE FABRICATION

Cellules	Si monocristallins, texturées et avec une couche anti-réflexion
Contacts	Redondants, multiples, à chaque cellule
Lamé	EVA (éthylène-vinyle acétate)
Face frontale	Verre trempé de grande transmission
Face postérieure	Tedlar à plusieurs couches
Cadre	Aluminium anodisé
Boîte de connexion	2 x IP65 avec diodes anti-retour
Prise de terre	Oui
Certifications	IEC 61215 / Classe II
Section de câble	4-10 mm ²

Terminal de connexion Bornes avec possibilité de soudure, multi contact en option



Sous réserve de modifications techniques

Systèmes solaires Photovoltaïques, assistance technique en mesure et essai, moyens de test.

ZA du Pré de l'Orme BP 14 38761 VARCES cedex SARL au capital de 7 500 Euros APE 333 Z
Tél.: 04 76 98 83 57 Fax: 04 76 98 79 04 Siret 444 688 774 00025 RM 381 ; E-Mail : commercial@surtec.fr

Tableau C.3. Caractéristique technique de l'onduleur PV monophasé Fronius IG30

Fronius IG 15 / 20 / 30	Caractéristiques entrée			
		IG 15	IG 20	IG 30
	Puissance de raccord. recommandée	1300-2000 Wp	1800-2700 Wp	2500-3600 Wp
	Plage de tension MPP	150 - 400 V		
	Tension d'entrée max. (à 1000 W/m ² / -10 °C à vide)	500 V		
	Courant d'entrée max.	10,75 A	14,34 A	19 A
	Caractéristiques sortie			
		IG 15	IG 20	IG 30
	Puissance de sortie nominale (P _{nom})	1,3 kW	1,8 kW	2,5 kW
	Puissance de sortie max.	1,5 kW	2,05 kW	2,65 kW
Tension nominale du réseau	230 V, +10 / -15 % *			
Courant de sortie nominal	5,7 A	7,8 A	10,9 A	
Fréquence nominale	50 +/-0,2 Hz *			
Distorsion	< 3 %			
Facteur de puissance	1			
Caractéristiques générales				
	IG 15	IG 20	IG 30	
Rendement maximum	94,2 %	94,3 %	94,3 %	
Rendement euro	91,4 %	92,3 %	92,7 %	
Autoconsommation la nuit	0,15 W *			
Autoconsommation en service	7 W			
Refroidissement	Circulation d'air forcée réglée			
Degré de protection (boîtier interne / boîtier externe)	IP 21 / IP 45			
Dimensions L x l x H	366 x 344 x 220 mm / 500 x 435 x 225 mm			
Poids	9 kg / max. 13 kg			
Température ambiante admise (pour une humidité de l'air relative de 95 %)	-20 ... 50 °C **			
Dispositifs de protection				
	IG 15	IG 20	IG 30	
Mesure de l'isolement CC	Avertissement / Déconnexion***) quand R _{ISO} < 500 kOHM			
Protection contre la surtension CC	Intégrée			
Protection contre l'inversion des pôles	Intégrée			
Comportement en cas de surcharge CC	Déplacement du point de travail			

*) Les valeurs indiquées sont les valeurs standard : votre FRONIUS IG a été exactement adapté aux exigences de votre pays.

**) Lorsque la température ambiante est élevée, à partir de 35 °C environ (selon la tension du module solaire), la puissance de sortie CA diminue (derating).

***) en fonction du Setup pays

C.2 Paramètres de performances

La tableau C.4 donne la base de données des paramètres des onduleurs PV, établi selon les fiches techniques des constructeurs, les mesures sur laboratoire et tests sur terrain par les laboratoires SANDIA.

Tableau C.4. Paramètres de performances des onduleurs PV, laboratoires SANDIA¹

Inverter Performance Parameter Database (U.S. Applications, 60 Hz)																				
Sandia National Laboratories 2/25/07																				
Manufacturer	ID	Source	ac Volts	Vintage	Paco	Pcco	Vdco	Pso	Co	C1	C2	C3	Pnt	Vdcmx	Idcmx	MPPT Low	MPPT High	Tamb Low	Tamb Max	Weight
(V)	(V)	(V)	(V)	(Wac)	(Wac)	(V)	(Wdc)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(Wac)	(V)	(A)	(V)	(V)	(C)	(C)	(lb)
Fronius	IG2000	Spec	240	2005	2000	2100	300	7	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.15	500	13.6	150	450	-20	50	26
Fronius	IG2500-LV	Spec	208	2006	2350	2489	300	7	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.15	500	16.9	150	450	-20	50	26
Fronius	IG3000	CEC	240	2006	2700	2879	277	27.9	-1.009E-05	-1.387E-05	-3.587E-05	-3.421E-03	0.91	500	18	150	450	-20	50	26
Fronius	IG3000	Spec	240	2006	2700	2836	300	7	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.15	500	18	150	450	-20	50	26
Fronius	IG4000	Spec	240	2006	4000	4201	300	15	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.15	500	26.1	150	450	-20	50	42
Fronius	IG4500-LV	Spec	208	2006	4500	4767	300	15	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.15	500	29.3	150	450	-20	50	42
Fronius	IG5100	Spec	240	2006	5100	5357	300	15	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.15	500	33.2	150	450	-20	50	42
PV Powered	PVP1800	Spec	120	2005	1800	1945	210	20	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	3	360	15	120	360	-20	40	74
PV Powered	PVP2800	Spec	240	2005	2800	2950	295	30	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	3	450	15	200	390	-20	40	74
PV Powered	PVP2800	Spec	208	2005	2800	2920	285	30	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	3	450	15	180	390	-20	40	74
PV Powered	PVP2000	Spec	120	2006	2000	2150	250	20	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	3	500	15	135	360	-20	40	76
PV Powered	PVP2900	Spec	208	2006	2900	3085	350	30	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	3	500	15	205	500	-20	40	89
PV Powered	PVP3200	CEC	240	2006	3200	3348	274	53.8	-1.039E-05	8.495E-05	3.373E-03	-2.205E-04	3	500	15	230	450	-20	40	89
PV Powered	PVP3200	Spec	240	2006	3200	3385	295	30	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	3	500	15	230	450	-20	40	89
PV Powered	PVP2500	Spec	240	2006	2500	2645	295	30	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	3	500	20	140	450	-20	40	79
PV Powered	PVP3500	Spec	240	2006	3500	3665	325	30	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	3	500	18	200	450	-20	40	85
SMA	1800U	Spec	120	2005	1800	1915	270	15	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0	400	12.6	139	450	-25	60	65
SMA	2500U	Spec	240	2005	2500	2625	380	19.6	-1.471E-05	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.25	600	12	250	550	-25	60	65
SMA	2500U	CEC	240	2006	2500	2694	302	20.7	-1.545E-05	6.525E-05	2.836E-03	-3.058E-04	0.32	600	12	250	550	-25	60	65
SMA	2500U	Spec	240	2005	2500	2660	375	7	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.25	600	12	225	550	-25	60	65
SMA	2500U	Spec	208	2005	2100	2234	375	7	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.25	600	12	225	550	-25	60	65
SMA	3800U	Spec	240	2006	3800	4021	300	7	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.1	500	20	200	400	-25	45	85
SMA	3800U	Spec	208	2006	3500	3704	290	7	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.1	500	20	180	400	-25	45	85
Solechria	PV11800	Spec	240	2005	1800	1935	235	20	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1	400	11	125	350	-20	60	34
Solechria	PV11800	Spec	208	2005	1800	1935	235	20	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1	400	11	125	350	-20	60	34
Solechria	PV12500	SNL	240	2005	2500	2701	260	30.0	-1.143E-05	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.32	400	15	125	350	-20	60	36
Solechria	PV12500	CEC	240	2005	2500	2695	289	27.2	-1.417E-05	-1.214E-04	-8.706E-04	-2.682E-03	0.32	400	15	125	350	-20	60	36
Solechria	PV12500	Spec	240	2005	2688	2888	235	30	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.32	400	15	125	350	-20	60	36
Solechria	PV12500	Spec	208	2005	2500	2688	235	30	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.32	400	15	125	350	-20	60	36
SunPower	SPR2000	Spec	120	2006	2000	2116	225	20	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	3	450	15	135	320	-20	40	76
SunPower	SPR2900	Spec	208	2006	2900	3021	320	30	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	3	500	15	205	430	-20	40	89
SunPower	SPR3200	Spec	240	2006	3200	3333	330	30	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	3	500	15	230	430	-20	40	89
Xantrex	GT1.5	Spec	240	2006	2500	2660	370	20	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1	600	15	195	550	-25	65	49
Xantrex	GT1.0	Spec	240	2006	3000	3175	370	20	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1	600	20	195	550	-25	65	49
Xantrex	GT1.0	Spec	240	2006	3300	3492	370	30	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1	600	20	195	550	-25	65	49
Xantrex	GT1.3	Spec	208	2006	3300	3510	370	30	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1	600	25	195	550	-25	65	49
Xantrex	GT1.3	CEC	240	2006	3800	4022	266	24.1	-8.425E-06	8.590E-06	7.780E-04	-5.278E-04	1	600	20	195	550	-25	65	49
Xantrex	GT1.8	Spec	240	2006	3800	4000	370	30	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1	600	20	195	550	-25	65	49
Xantrex	PV10	Spec	208	2006	15000	10989	465	100	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	5	600	31.9	330	600	-20	50	115
Xantrex	PV15	Spec	208	2006	15000	16393	465	150	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	5	600	47.8	330	600	-20	50	160
Xantrex	PV20	Spec	208	2006	20000	21739	465	200	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	5	600	63.8	330	600	-20	50	160
Xantrex	PV30	Spec	208	2006	30000	32669	465	300	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	5	600	100	330	600	-20	50	260
Xantrex	PV45	Spec	208	2006	45000	48780	465	450	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	5	600	150	330	600	-20	50	260
Xantrex	PV100S	Spec	208	2006	100000	105820	450	1000	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	100	600	357	300	600	-20	50	1000
Xantrex	PV100S	Spec	208	2006	100000	105263	450	1000	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	96	600	357	300	600	-20	50	1000
Xantrex	PV225S	Spec	480	2006	225000	238095	450	2000	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	107	600	781	300	600	-20	50	2300
Xantrex	PV225S	CEC	480	2006	225000	237500	345	2336	-1.074E-04	7.175E-05	1.387E-03	1.513E-03	107	600	781	300	600	-20	50	2300

¹ Source: David L. King, Sigifredo Gonzalez, Gary M. Galbraith, William E. Boyson, Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters”, SAND2007-5036, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, 2007.

Tableau C.5. Caractéristiques électriques des modules PV sous STC²

PVM Model	$I_{sc}(A)$	$V_{oc}(V)$	$I_{op}(A)$	$V_{op}(V)$	$R_{op}(\Omega)$	$P_{max}(W)$	b
US-3	0.40	12.0	0.33	8.1	24.55	2.67	0.1890
US-5	0.37	23.8	0.30	16.5	55.00	4.95	0.1864
OEM5	0.38	20.5	0.31	16.4	52.90	5.08	0.1183
SWPV-10	0.66	21.0	0.59	16.8	28.47	9.91	0.0891
OEM10	0.70	21.0	0.61	16.4	26.89	10.00	0.1068
US-11	0.78	23.8	0.62	16.5	26.61	10.23	0.1966
OEM20	1.38	21.0	1.22	16.5	13.52	20.13	0.0995
SWPV-20	1.21	21.0	1.19	16.8	14.12	19.99	0.0487
SX-20	1.29	21.0	1.19	16.8	14.12	19.99	0.0782
US-21	1.59	23.8	1.27	16.5	12.99	20.96	0.1941
SX-30	1.94	21.0	1.78	16.8	9.44	29.90	0.0802
US-32	2.40	23.8	1.27	16.5	8.51	32.01	0.1880
BP340	2.54	21.8	2.31	17.3	7.49	39.96	0.0859
OEM40	2.68	21.0	2.40	16.7	6.96	40.08	0.0907
US-42	3.17	23.8	2.54	16.5	6.50	41.91	0.1925
BP350	3.17	21.8	2.89	17.3	5.99	50.00	0.0851
SW50	3.40	21.0	3.05	16.4	5.38	50.02	0.0964
GEPV-050	3.30	22.0	2.90	17.3	5.97	50.17	0.1013
SW55	3.65	21.0	3.30	16.7	5.06	55.11	0.0873
SW60	3.95	21.0	3.60	16.7	4.64	60.12	0.0845
US-64	4.80	23.8	3.88	16.5	4.25	64.02	0.1880
BP365	3.99	22.1	3.69	17.6	4.77	64.94	0.0787
GEPV-072	4.80	21.0	4.40	17.0	3.86	74.80	0.0767
BP375	4.75	21.8	4.35	17.3	3.98	75.25	0.0834
NE-80U1	5.30	21.3	4.67	17.1	3.66	79.86	0.0926
BP375	4.80	22.1	4.55	17.6	3.87	80.08	0.0689
SW85	5.70	21.4	4.88	17.4	3.57	84.91	0.0964
SW90	5.90	21.4	5.17	17.4	3.37	89.96	0.0895
SW100	6.70	21.0	6.00	16.7	2.78	100.20	0.0907
SW115	7.70	21.0	6.89	16.7	2.42	115.06	0.0909
US-116	4.80	43.2	3.88	30.0	7.73	116.40	0.1872
SW120	8.00	21.0	7.18	16.7	2.33	119.91	0.0899
ND-L3EIU	8.10	21.3	7.16	17.2	2.40	123.15	0.0894
BP3160	4.80	44.2	4.55	35.1	7.71	159.71	0.0697
165-PC	5.40	44.5	4.72	35.0	7.42	165.20	0.1031
175-PC	5.43	44.6	4.95	35.4	7.15	175.23	0.0850
HIP-190BA3	3.75	67.5	3.47	54.8	15.79	190.16	0.0725

² Source: Eduardo Ortiz Rivera, "Modeling and analysis of solar distributed generation", Doctorate, Michigan State university, 2006.

Annexe D

D.1 Mesure radiométrique

Tableau D.1. Fiche technique du pyranomètre CM11, Kipp & Zonen

Spectral range	310 – 2800 nm (50% Points) 340 – 2200 nm (95% Points)
Sensitivity	between 4 and 6 $\mu\text{V}/\text{Wm}^{-2}$
Impedance	70 – 1500 Ω
Response time	< 15s (95%) < 24s (99%)
Non-linearity	< 0,6% (< 1000 W/m^2)
Temperature dependence of sensitivity	< 1% (-10°C to +40°C)
Directional error	< 10 W/m^2 (beam 1000 W/m^2)
Tilt error	< 0,25% (beam 1000 W/m^2)
Zero offset due to FIR (ventilated with CV2)	< 7 W/m^2 at 200 W/m^2 net thermal radiation
Zero offset due temperature changes	< 2 W/m^2 at 5 K/h temperature change
Operating temperature	-40°C to +80°C
Viewing angle	$2 \pi \text{ sr}$
Irradiance	0 – 1400 W/m^2 (max. 4000 W/m^2)
Non-stability	< 0,5% sensitivity change per year
Spectral selectivity	$\pm 2\%$ (0,35 μm to 1,5 μm)

Tableau D.2. Thermocouples suivant EN 60 584

Couple	Température maximale	Définie jusqu'à	Branche +	Branche –
Fe-CuNi „J“	750°C	1200°C	noir	blanc
Cu-CuNi „T“	350°C	400°C	marron	blanc
NiCr-Ni „K“	1200°C	1370°C	vert	blanc
NiCr-CuNi „E“	900°C	1000°C	violet	blanc
NiCrSi-NiSi „N“	1200°C	1300°C	mauve	blanc
Pt10Rh-Pt „S“	1600°C	1540°C	orange	blanc
Pt13Rh-Pt „R“	1600°C	1760°C	orange	blanc
Pt30Rh-Pt6Rh „B“	1700°C	1820°C	pas d'indication	blanc

Tableau D.3. Ecartes limites suivant EN 60 584

Couple	Classes de tolérance		
Fe-CuNi „J“	Classe 1	- 40 à + 750 °C : $\pm 0,004 \times t$	ou $\pm 1,5 \text{ K}$
	Classe 2	- 40 à + 750 °C : $\pm 0,0075 \times t$	ou $\pm 2,5 \text{ K}$
	Classe 3		
Cu-CuNi „T“	Classe 1	- 40 à + 350°C : $\pm 0,004 \times t$	ou $\pm 0,5 \text{ K}$
	Classe 2	- 40 à + 350°C : $\pm 0,0075 \times t$	ou $\pm 1,0 \text{ K}$
	Classe 3	-200 à + 40 °C : $\pm 0,0015 \times t$	ou $\pm 1,0 \text{ K}$
Ni-CrNi „K“ et NiCrSi-NiSi „N“	Classe 1	- 40 à +1000°C : $\pm 0,004 \times t$	ou $\pm 1,5 \text{ K}$
	Classe 2	- 40 à +1200°C : $\pm 0,0075 \times t$	ou $\pm 2,5 \text{ K}$
	Classe 3	-200 à + 40 °C : $\pm 0,015 \times t$	ou $\pm 2,5 \text{ K}$
NiCr-CuNi „E“	Classe 1	- 40 à + 800 °C : $\pm 0,004 \times t$	ou $\pm 1,5 \text{ K}$
	Classe 2	- 40 à + 900°C : $\pm 0,0075 \times t$	ou $\pm 2,5 \text{ K}$
	Classe 3	-200 à + 40 °C : $\pm 0,015 \times t$	ou $\pm 2,5 \text{ K}$
Pt10Rh-Pt „S“ et Pt13Rh-Pt „R“	Classe 1	0 à 1600°C : $\pm [1+(t-1100) \times 0,003]$	ou $\pm 1,0 \text{ K}$
	Classe 2	- 40 à +1600°C : $\pm 0,0025 \times t$	ou $\pm 1,5 \text{ K}$
	Classe 3		
Pt30Rh-Pt6Rh „B“	Classe 1		
	Classe 2	600 à 1700°C : $\pm 0,0025 \times t$	ou $\pm 1,5 \text{ K}$
	Classe 3	600 à 1700°C : $\pm 0,005 \times t$	ou $\pm 4,0 \text{ K}$

D.2 Mesure électrique

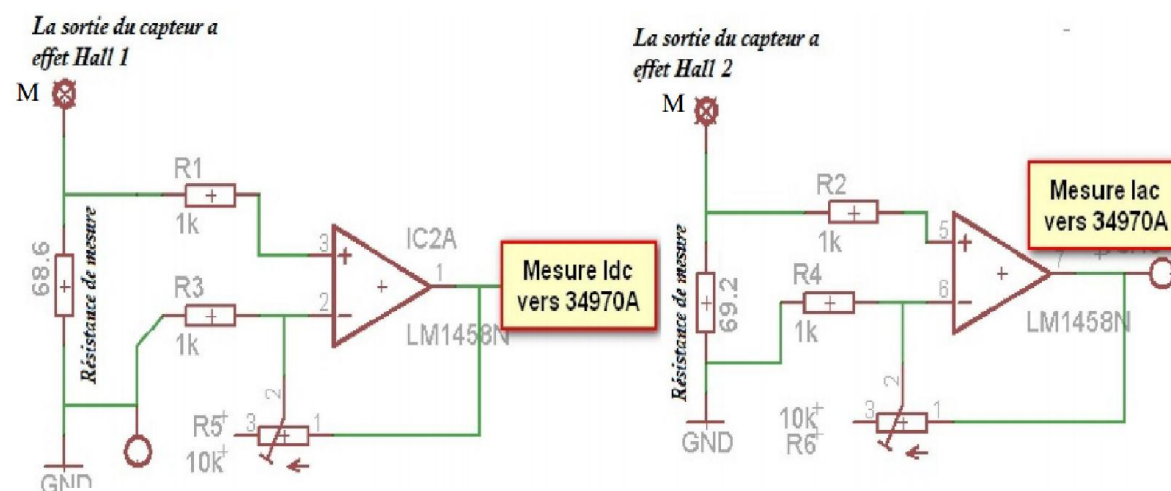


Figure D.1. Circuit d'amplification des tensions de la sortie des capteurs à effet Hall

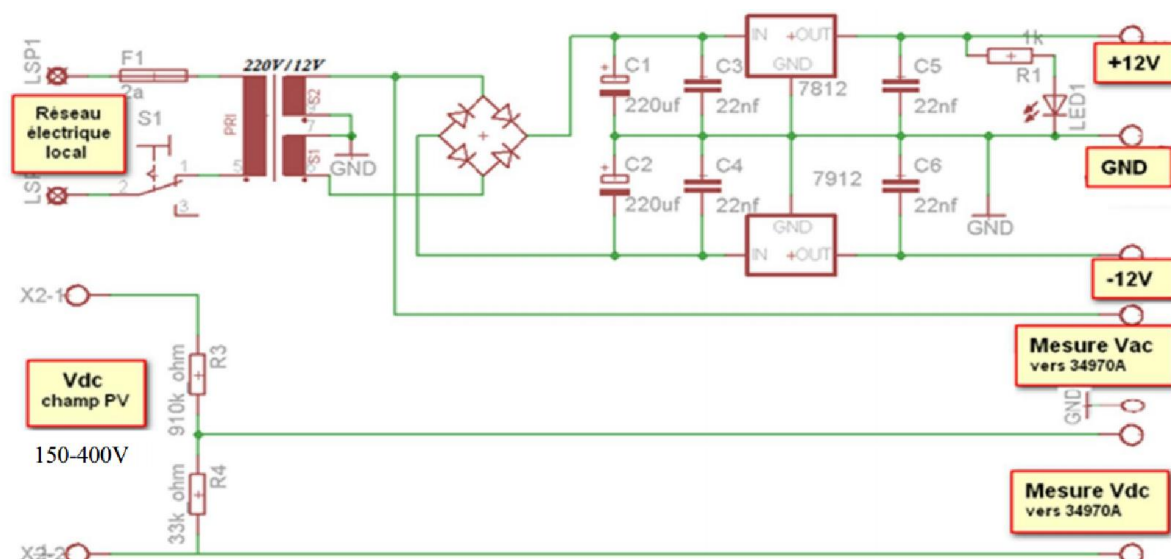


Figure D.2. Circuit d'adaptation et d'alimentation stabilisée

D.3 Interface de communication

Le bus GPIB a été formellement adopté en tant que standard IEEE 488 en 1978. Ce standard fut amélioré et a conduit à la norme IEEE 488.1, qui élimine le besoin de trouver le bon type de connecteur et détermine à quelle broche, chaque ligne de signal est connectée



Figure D.3. Bus GPIB

Le bus GPIB (IEEE-488), figure D.3, permet :

- Vitesse ; transferts plus rapides des données et des commandes,
- Le système est plus polyvalent car plusieurs instruments peuvent être raccordés au même port GP-IB,
- Transferts de données jusqu'à 750000 caractères par seconde.

D.4 Centrale d'acquisition

Tableur D.3. Fiche technique AGILENT 34970A

	Multiplexeur		34901A	34902A
	34901A	34902A ⁽¹⁾		
Généralités				
Nombre de voies	20 + 2	16	20 + 2	16
	2/4 fils	2/4 fils	60 voies/s	250 voies/s
Se connecte au multimètre numérique interne	•	•	2 ou 4	2 ou 4
Vitesse de scrutation	60 voies/s	250 voies/s ⁽¹⁾	Température	
Vitesse d'ouverture/fermeture	120/s	120/s	Thermocouple	• •
			RTD 2 fils	• •
			RTD 4 fils	• •
			Thermistance	• •
			Volts dc	• •
			Volts ac	• •
			Ohms 2 fils	• •
			Ohms 4 fils	• •
			Fréquence	• •
			Période	• •
			Courant dc	•
			Courant ac	•
Entrée				
Tension (dc, ac eff) ⁽²⁾	300 V	300 V		
Courant (dc, ac eff)	1 A	50 mA		
Puissance (W, VA)	50 W	2 W		
Caractéristiques DC				
Tension de décalage ⁽³⁾	< 3 µV	< 6 µV		
R voie initiale fermée ⁽³⁾	< 1 Ω	< 1 Ω		
Isolément entre voies, voie-terre	> 10 GΩ	> 10 GΩ		
Caractéristiques AC				
Bande passante ⁽⁴⁾	10 MHz	10 MHz		

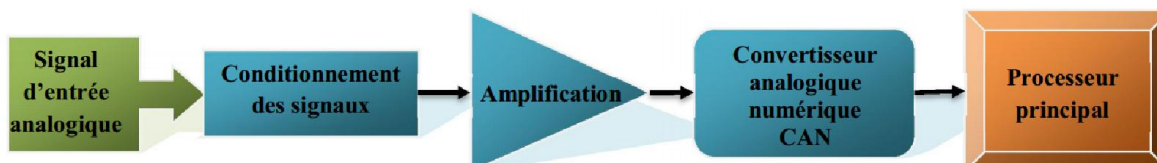
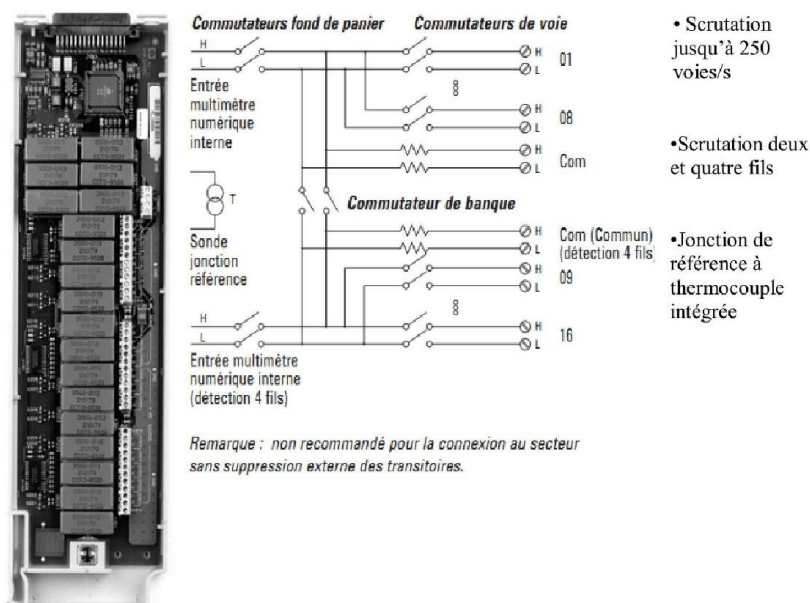


Figure D.4. Schéma de description des étages de la centrale d'acquisition

Annex E

LabVIEW

LabVIEW (Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench) est un langage de programmation graphique qui utilise des icônes au lieu de lignes de texte pour créer des applications. Il utilise la programmation par flux de données ; c'est le flux des données transitant par les nœuds sur le diagramme qui détermine l'ordre d'exécution des VIs et des fonctions. Les VIs, ou instruments virtuels, sont des programmes LabVIEW qui imitent les instruments physiques. LabVIEW, permet la construction d'une interface appelée la face-avant. Ensuite, une création du code en utilisant des représentations graphiques de fonctions pour commander les objets de la face-avant.³

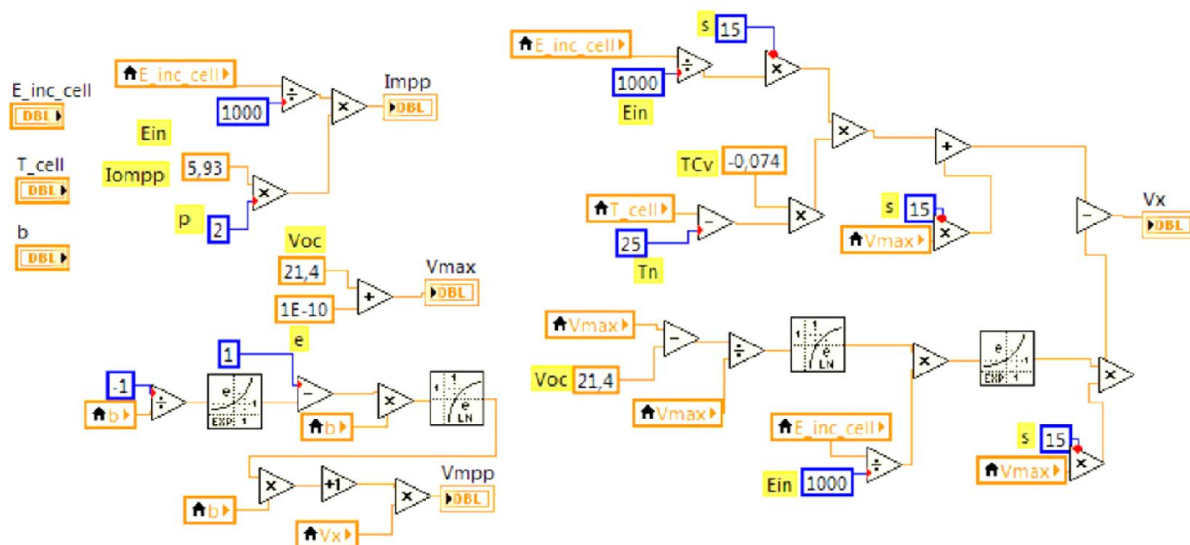


Figure E.1. Implémentation du modèle du GPV

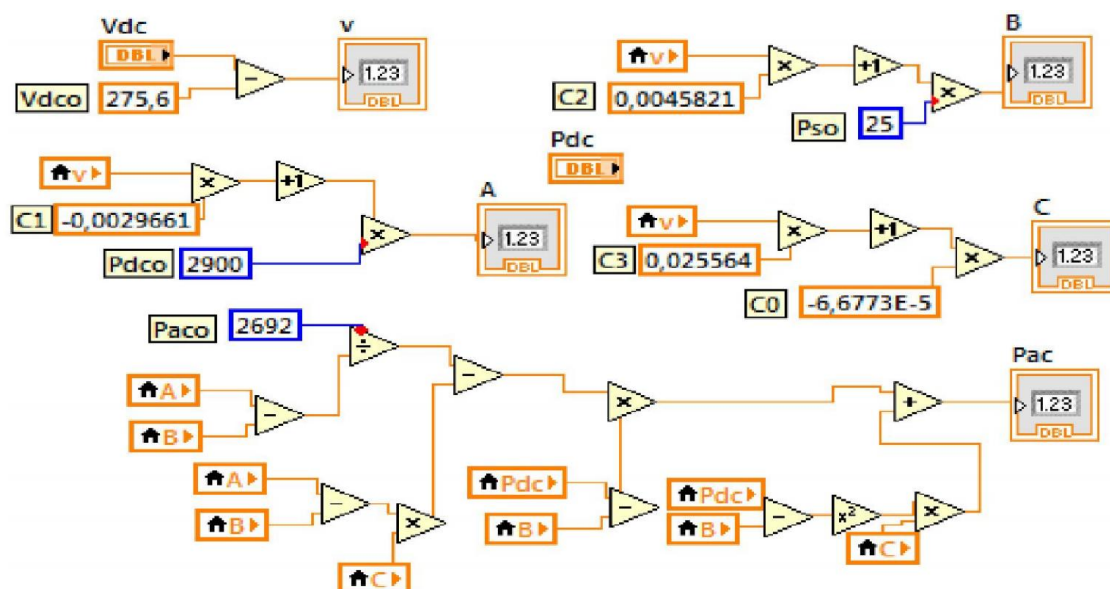


Figure E.2. Implémentation du modèle de l'onduleur

³ Sources : -National Instruments Corporation, « LabVIEW, Principes de base de LabVIEW », article 374029B-0114, 2006.
-J. Travis, J. Kring «LabView for every one», Edition Prentice Hall, 3ème édition 2007.

Annexe F

F.1 Anomalies de fonctionnement du Système PV du CDER

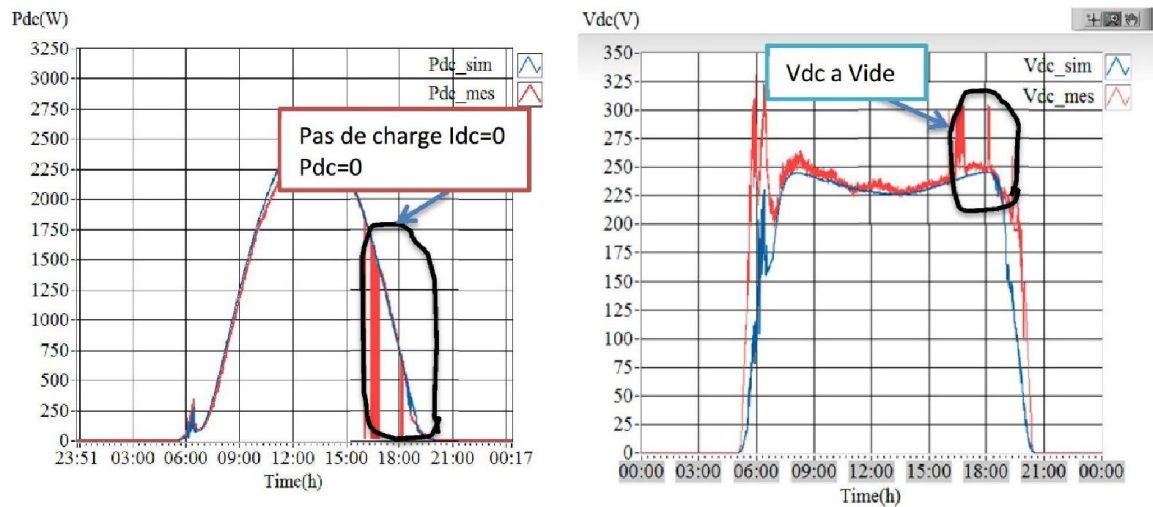


Figure F.1 Déconnexions du système PV

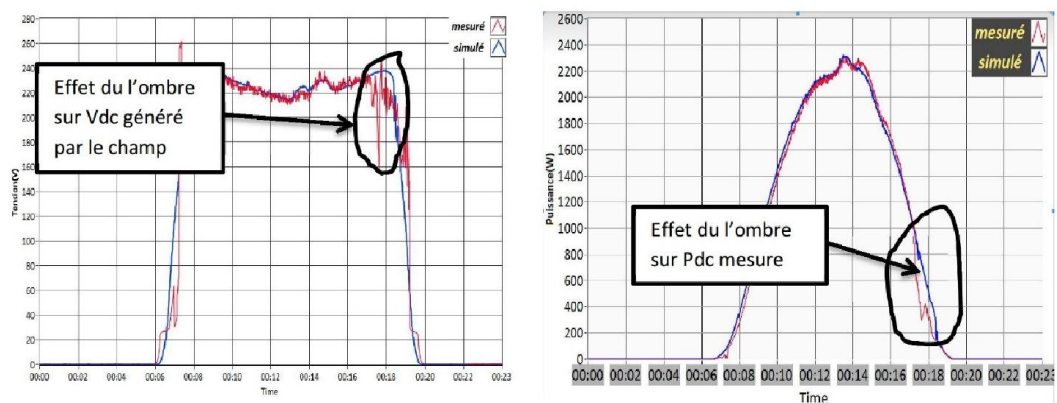


Figure F.2. Diagnostic de l'effet ombrage des modules

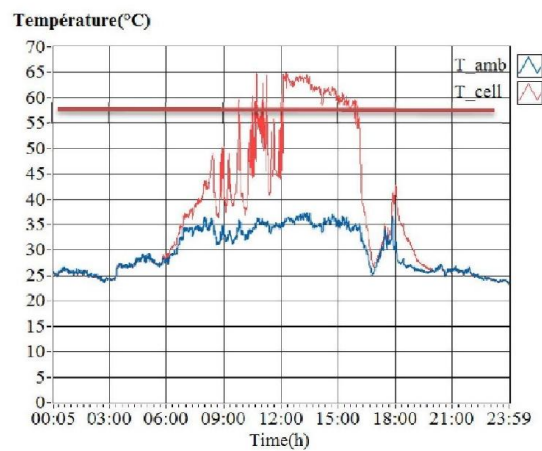


Figure F.3. Température élevée des modules

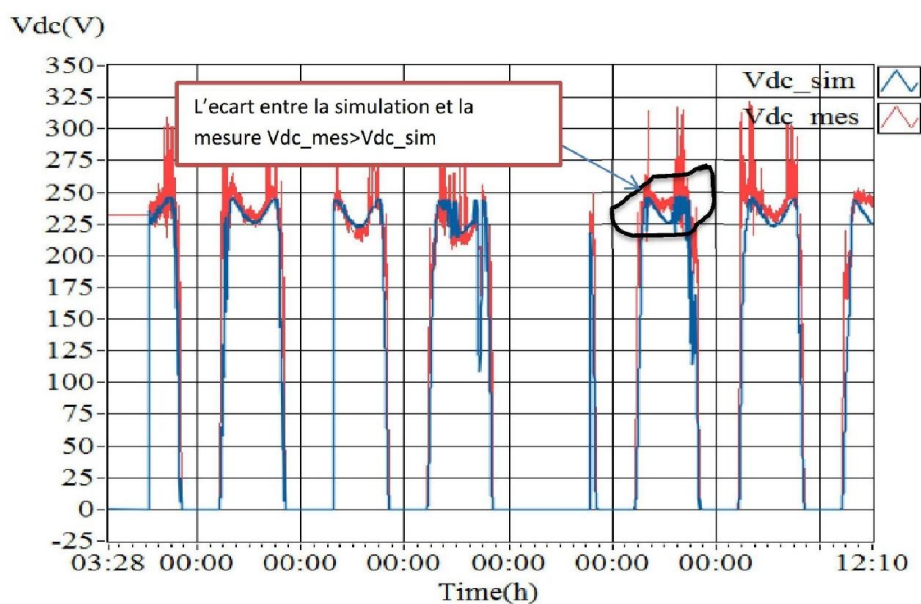


Figure F.4. Effet de la température sur la tension DC

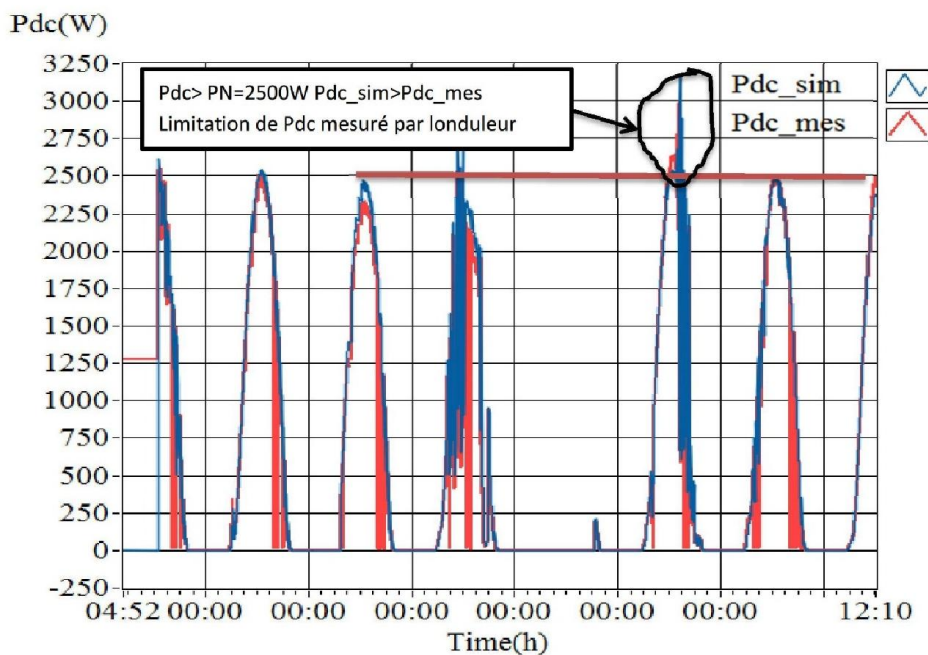


Figure F5. Onduleur sous dimensionné

F.2 Défaits dans un système PV connecté au réseau

Dans le cadre du projet système PV connecté au réseau du CDER, les défauts rencontrés ont été collectés grâce au retour d'expérience de dix années. Les défauts collectés ont été classifiés en quatre groupes :

1. défauts dans le module et le GPV,
2. défauts dans les protections électriques,
3. défauts dans l'onduleur,
4. défauts dans le système d'acquisition.

Tableau F.1. Défauts rencontrés dans le système PV du CDER

	Défaut	Conséquences	Origine
Module & Générateur PV	Salissure (pollution, sable)	Perte de puissance	Les Vents du sud accentuent le phénomène
	Corrosion	-Couple galvanique dû au mélange de matériau de la jonction module/support -Corrosion -Mesure des paramètres radiométrique	Air marin
	Mauvaise orientation et inclinaison des modules	Diminution des performances	Contrainte de conception et d'installation
	Ombre partiel	Diminution des performances, hot spot, détérioration de cellules	Contrainte de conception et d'installation
	Fissure	Perte d'étanchéité, détérioration des cellules, diminution du shunt, diminution des performances	Exploitation
	Tempête	Module cassé	Grêle
	Modules de performances différentes	Diminution des performances du GPV	vieillessement
	Dégradation de l'encapsulant à cause des ultraviolets	Jonage des modules	Conditions météorologique
	Dégradation à cause de la chaleur	Diminution des performances du GPV, échauffement, détérioration des joints	Conditions météorologique
	Boîte de jonction décollée	Corrosion des contacts, rupture du circuit électrique	Conditions météorologique
Protections électriques	Interrupteurs, disjoncteurs et fusibles inappropriés dans le côté DC	Arc électrique, incendie, destruction à l'ouverture	Non disponible sur le marché national
	Absence de protection contre les courants inverses	absence de protection contre les courants inverses	conception et installation
Onduleur	Détérioration de l'onduleur	Dégradation à cause la chaleur	Chaleur
	Tension de réseau en dehors de la plage admise	Déconnexion de l'onduleur	Réseau
	Fréquence de réseau en dehors de la plage admise	Déconnexion de l'onduleur	Réseau

	Pas de réseau	Déconnexion de l'onduleur	Réseau
	Fusible fondu	Arrêt de l'onduleur	Fusibles inappropriés côté DC
	Onduleur sous dimensionné	Echauffement de l'onduleur	Conception et Installation
	Problème d'interface avec le réseau	Déconnexion de l'onduleur	Réseau
	Catre DC	Arrêt de l'onduleur	Fabrication
Système d'acquisition	Mesure impossible	Sonde de température non câblée Sonde d'ensoleillement non câblée	Mauvais câble de mesure
	Enregistrement	Perte des données	Coupure de courant
	Fiabilité des données	Température de la cellule	Mesure

Annexe G

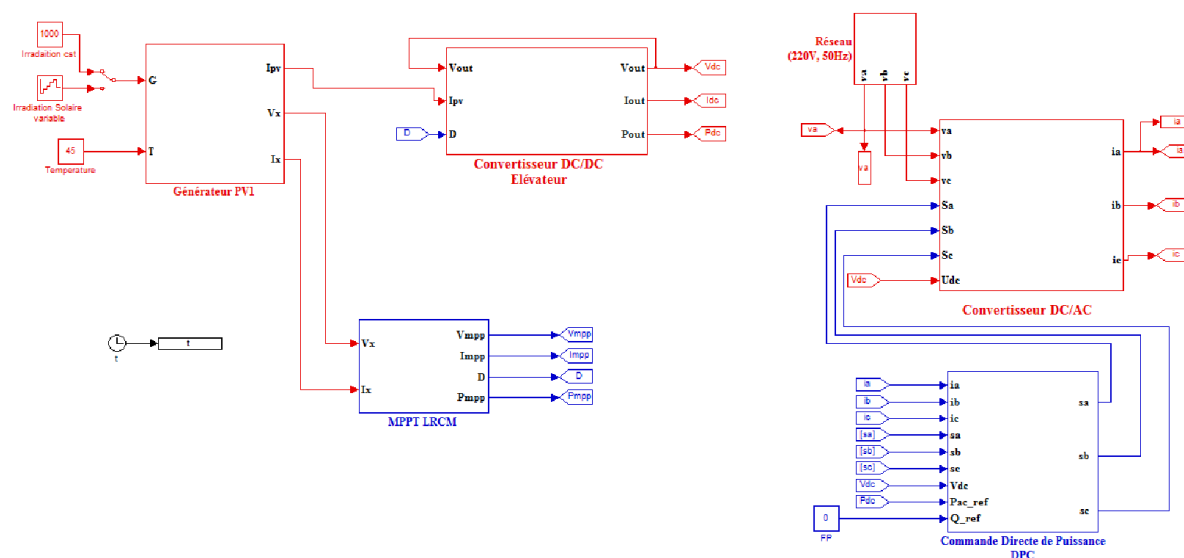


Figure G.1. Schéma de simulation du système PV contrôlé par la DCP et LRCM comme algorithme MPPT

Annexe H

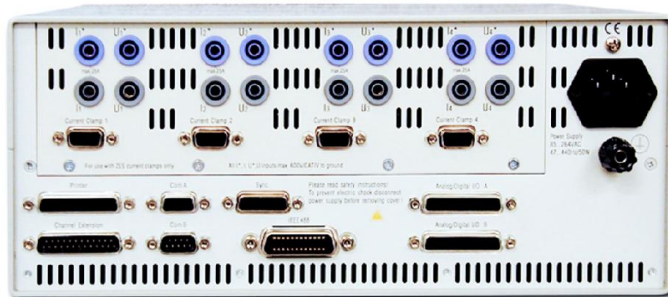
H.1 Analyseur de puissance

Measurement inputs

The direct measurement inputs for voltage and current have a very wide dynamic range: Eight voltage ranges from 6V to 600V, and six ranges for current from 0.6A to 16A. A further voltage input (six

ranges from 0.12V to 4V), designed for isolating current sensors, extends the current measuring range almost indefinitely. With the help of the special current clamps supplied by ZES ZIMMER and designed

for the LMG450, current can be measured during running operations, without interrupting the current path.



LMG450 – rear view

LMG450 accessories

ZES ZIMMER compensated current clamps

Nominal value /A	1.25	2.5	5	10	20	40
Permissible trms value /A	2.5	5.0	10	20	40	80
Permissible peak value for full scale /A	3.75	7.5	15	30	60	120
Overload capability	500A for 1s					
Max. cord diameter	12mm					
Isolation	300V/CATIII, 600V/CATII					



Part No.
L45-206 (1 pc.)
L45-207 (Set of 4 pc.)

Measuring accuracy of clamp	Current: ± (% of measuring value + % of measuring range) / Phase: degrees					
	1Hz...10Hz	10Hz...45Hz	45Hz...1kHz	1kHz...5kHz	5kHz...20kHz	20kHz...50kHz
Current	1.5+0.25	0.4+0.15	0.15-0.05	0.3+0.15	1.0+0.25	4.0+0.5
Phase	6	3	0.5	2	6	20

4 independent power measuring channels

Ch 1	Ch 2	Ch 3	Ch 4
4Ø 4W / 4Ø 5W			
1Ø 2W	1Ø 2W	1Ø 2W	1Ø 2W
3Ø 3W / 3Ø 4W / 4Ø 4W		1Ø 2W	
3Ø 3W (Aron)		3Ø 3W (Aron)	
3Ø 3W (Aron)		1Ø 2W	1Ø 2W

The current and voltage paths of the four power measuring channels are all isolated from each other and from earth. This allows a high degree of measuring freedom in many different power measurement applications. The adjacent table shows various types of wirings for grouped and individual measurement channels. The table also assigns application examples for the respective types of wiring. Power measurement channels 1 and 4 can each be synchronised to their input signals (fundamental waves etc.) independent of each other. Channels 1 and 4 are then the synchronisation references for the other channels contained in groups A and B. This is a very useful method for carrying out efficiency measurements for equipment where the input and output have different frequencies, for example a 3-phase frequency inverter with single-phase mains supply.

Device	Measured Value	Ch 1	Ch 2	Ch 3	Ch 4	Appropriate setting of wiring
4Ø motors	Power of all windings	Phase 1	Phase 2	Phase 3	Phase 4	4+0
High power battery chargers (3Ø -> DC)	Input and output power, efficiency	Phase 1	Phase 2	Phase 3	DC-Out	3+1 (UΔ I+ -> UΔ I*)
Rectifier section of inverters (3Ø -> DC)	Input power, rectifier efficiency	Phase 1	Phase 2	Phase 3	DC-Bus	3+1 (UΔ I+ -> UΔ I*)
Output section of inverters (DC -> 3Ø)	Output power, chopper efficiency	AC-Out 1	AC-Out 2	AC-Out 3	DC-Bus	3+1 (UΔ I+ -> UΔ IΔ)
1Ø -> 3Ø inverter Low power motor drives	Input and output power, efficiency	AC-Out 1	AC-Out 2	AC-Out 3	Phase 1	3+1 (UΔ I+ -> UΔ I*)
Power supplies with multiple outputs	Input and output power, efficiency	DC-Out 1	DC-Out 2	DC-Out 3	Phase 1	3+1
1Ø Transformers with multiple output windings	Input and output power, efficiency	AC-Out 1	AC-Out 2	AC-Out 3	AC-In	3+1
3Ø loads with auxiliary supplies	Complete input power	Phase 1	Phase 2	Phase 3	Aux. AC or DC	3+1 (UΔ I+ -> UΔ IΔ)
3Ø -> 3Ø inverter High power motor drives	Input and output power, efficiency	AC-In 1	AC-In 2	AC-Out 1	AC-Out 2	2+2 (UΔ I+ -> UΔ IΔ)
3Ø -> 1Ø AC power source	Input-, output- and DC-Bus power, efficiency	AC-In 1	AC-In 2	DC-Bus	AC-Out	2+2 (UΔ I+ -> UΔ I*)

Wiring settings in () are featured by option „Star-Delta Conversion“



H.2 Analyseur de réseau

Tableau H.1. Fiche technique de l'analyseur de réseau C.A 8335

Caractéristiques techniques		C.A 8332B - C.A 8334B - C.A 8335		
MESURES		C.A 8332B	C.A 8334B	Qualistar+ C.A 8335
Nombre de voies		3U / 4I		4U / 4I
Tension (TRMS AC+DC)	Phase-Phase	6 V à 960 V		10 V à 1000 V
	Phase-Neutre	6 V à 480 V		10 V à 1000 V
	Ratio de tension	-		jusqu'à 500 kV
Courant (TRMS AC+DC)		De 100 mA à 6500 A		
Pinc	Pinc MN	MN93 : 2 à 240 AAC ; MN93A : 0,005 AAC à 5 AAC / 0,1 AAC à 120 AAC		
	Pinc C193	3 A à 1200 AAC		
	Pinc AmpFLEX ou MA	30 A à 6500 AAC		
	Pinc PAC93	10 A à 1000 AAC / 10 A à 1400 A DC		
	Pinc E3N	50 mA à 10 AAC/DC 100 mA à 100 AAC/DC de 10 mA à 50 kA		
Ratio de courant				
Fréquence		40 Hz à 69 Hz		
Puissances		W, VA, var, PF, DPF, cos φ, tan φ		
Energies		Wh, varh, VAh		
Harmoniques		oui		
	THD	oui, du rang 0 à 50, phase		
Mode Expert		oui		
Transitoires		-	50	210
Flicker		-	oui	
Mode Inrush		-	oui sur 4 périodes	
Déséquilibre		-	oui, > 1 minute	
Enregistrement		oui		
Min/Max		non		
de tous les paramètres sur échantillonnage max		21 minutes	42 minutes	1 mois
d'une sélection de paramètres avec acquisition toutes les 10 min		+ de 17 jours	+ de 37 jours	plusieurs années
Alarmes		4000 de 10 types différents		10000 de 40 types différents
Reconnaissance de capteurs de courant		8		9
Peak		oui		
Représentation vectorielle		automatique		
Affichage		LCD couleur ¼ VGA 320 x 240 diagonale 148 mm		
Capture écrans & courbes		8	12	50
Sécurité électrique		IEC 61010 1000 V CAT III / 600 V CAT IV		
Langues		6		25+
Interface communication		RS232 optique / USB		USB type B
Alimentation		Batterie rechargeable 9,6 V NiMH ou alimentation secteur		
Dimensions		240 x 180 x 55 mm		
Masse		2,1 kg		1,9 kg

ÉTAT DE LIVRAISON

C.A 8332B et C.A 8334B : livrés avec une sacoche n°22, un cordon RS232 optique, un cordon secteur, 4 cordons tension banane Ø 4 mm de 3 m, 4 pinc crocodiles, une fiche de sécurité, le mode d'emploi, un logiciel PC de rapatriement des données. Plus le jeu de capteur de courant choisi.

C.A 8335 : livré avec une sacoche n°22, un cordon USB, un chargeur alimentation, un cordon secteur, 5 cordons tension banane Ø 4 mm de 3 m, 5 pinc crocodiles, un jeu de repérage 12 couleurs des cordons et entrées, un film de protection écran, une fiche de sécurité, le mode d'emploi multilingue et le logiciel PC de rapatriement des données.

RÉFÉRENCES POUR COMMANDER

C.A 8335 seul.....P01160577
 C.A 8332B-F pinc MN93A.....P01160522
 C.A 8334B-F pinc MN93A.....P01160523
 C.A 8332B-F AmpFLEX™ 450 mm.....P01160523
 C.A 8334B-F AmpFLEX™ 450 mm.....P01160553
 C.A 8332B-INT pinc MN93A.....P01160525
 C.A 8334B-INT pinc MN93A.....P01160555
 C.A 8332B-INT AmpFLEX™ 450 mm.....P01160526
 C.A 8334B-INT AmpFLEX™ 450 mm.....P01160556
 Autres modèles, nous consulter.

ACCESSOIRES

Pinc MN93P011204258
 Pinc MN93A.....P01120434B
 Pinc C193.....P01120323B
 Pinc PAC93.....P01120079B
 Pinc AMP450.....P01120526B
 Pinc AMP800.....P01120531B
 Mini-AmpFLEX™ MA193, 200 mm ..P01120580
 Pinc E3N*.....P01120043A
 Adaptateur E3N*.....P01120081
 Bloc secteur E3N*.....P01120047
 Pack batterieP01296024
 Film écran QualistarP01102059
 Jeu pions-bagues*P01102060
 Sacoche n°21.....P01298055
 Sacoche n°22.....P01298056
 Cordon optique RS232**.....P01295190A
 Cordon USB-A USB-B*.....P01295291
 Boîtier 5 A.....P01101959
 Bloc secteur C.A 8335*.....P01102057
 Logiciel Dataview.....P01102095
 *C.A 8335 seulement. **C.A 8334B/C.A 8332B



FRANCE
 Chauvin Arnoux
 190, rue Championnet
 75876 PARIS Cedex 18
 Tél : +33 1 44 85 44 85
 Fax : +33 1 46 27 73 89
 info@chauvin-arnoux.fr
 www.chauvin-arnoux.fr

SUISSE
 Chauvin Arnoux AG
 Moosacherstrasse 15
 8804 AU / ZH
 Tél : +41 44 727 75 55
 Fax : +41 44 727 75 56
 info@chauvin-arnoux.ch
 www.chauvin-arnoux.ch

MOYEN-ORIENT
 Chauvin Arnoux Middle East
 P.O. BOX 60-154
 1241 2020 JAL EL DIB (Beyrouth) - LIBAN
 Tél : +961 1 890 425
 Fax : +961 1 890 424
 camie@chauvin-arnoux.com
 www.chauvin-arnoux.com

Pour informations et commandes

Annexe I

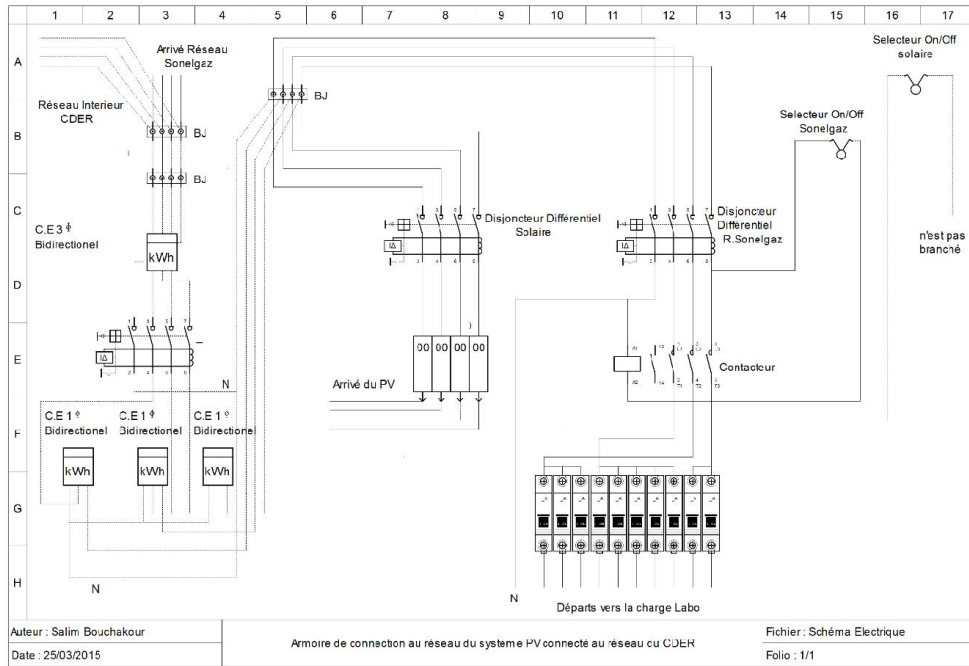


Figure I.1. Schéma électrique de l'armoire de connexion au réseau en parallèles des charges du laboratoire

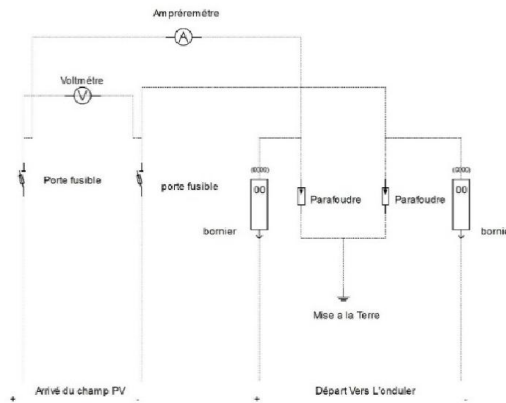


Figure I.2. Schéma électrique de l'armoire DC

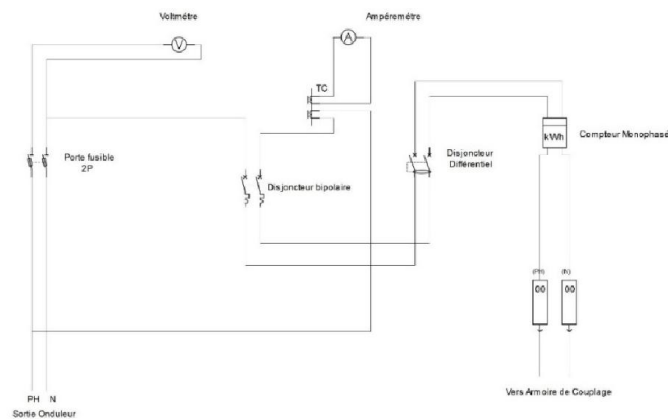


Figure I.3. Schéma électrique de l'armoire AC

PUBLICATIONS

1. Experimental study of grid-connected photovoltaic system at CDER, Algiers, *Revue des Energies Renouvelables SIENR'12 Ghardaïa* (2012) 59 – 66,
2. BEHAVIOUR MODELING OF A PHOTOVOLTAIC GENERATOR BASED ON MEASUREMENTS, 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2013,
3. PV SYSTEMS AND POWER QUALITY IN ALGERIAN DISTRIBUTION GRID, 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2014,
4. DIRECT POWER CONTROL OF GRID CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM WITH LINEAR REORIENTED COORDINATE METHOD AS MAXIMUM POWER POINT TRACKING ALGORITHM, *Rev. Roum. Sci. Techn. – Électrotechn. et Énerg.*, 59, 1, p. 57–66, Bucarest, 2014.

Experimental study of grid-connected photovoltaic system at CDER, Algiers

S. Bouchakour^{*}, F. Cherfa, A. Chouder[†], K. Abdeladim and K. Kerkouche

Division Energie Solaire Photovoltaïque
Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER, 16340, Algiers, Algeria

Abstract - An experimental observation study of the grid-connected photovoltaic (PV) system installed at CDER, Bouzareah, is presented in this paper, including the quality of the electrical power generated and injected into the network. The observation is based on the implementation electrical upstream and downstream tester of the PV inverter connected to the network. Recommended in most professional's applications, the power analyzer Zimmer LMG450 is the main instrument of our test bench. The acquisition and data processing was performed through a computer. The observation and analytical exploitation of electric data PV system will help us to evaluate the performance of our PV system connected to the network, in view of establishing a behavioural model of our PV system.

Keywords: Power quality, Photovoltaic system, Grid-connected system, Monitoring PV system, Performance analysis.

1. INTRODUCTION

Algeria has created a green momentum by launching an ambitious program with an aim of developing renewable energies. This strategic choice is motivated by the huge potential of our solar energy, which is the major focus of the program where solar power and photovoltaic systems constitute an essential part. The use of solar energy should reach by 2030 more than 37 % of national electricity production [1]. If it's accomplished, the amount of PV systems in distribution systems is expected to grow and it could become comparable with the power supplied by the main source.

Therefore, PV systems could have serious consequences on important technical aspects such as quality of power supplied to customers by utilities, power control and utility protection schemes, islanding operation of the PV systems [2].

In practice, the utility regulations dictate that PV systems should operate at a power factor greater than 0.85 (leading or lagging), when output is greater than 10% of rating [3]. Thus, power quality caused by a large penetration of PV grid-connected systems becomes an important issue.

In this work, the power quality behaviour of grid connected PV systems has been investigated. The solar photovoltaic system power plan, currently in service, was achieved in cooperation with the Spanish Agency for International Development Cooperation (AECID). The installation is located on the roof of CDER in Bouzareah, Algiers (latitude 36.8°N, longitude 3°E and 345m of altitude). It started operating on June 21, 2004; the electricity produced by photovoltaic solar panels is injected directly into the Sonelgaz grid without storage device.

The purpose of this paper is to present and evaluate measurements based on power quality quantities obtained from the PV system. The power quality parameters measured are: AC active and reactive power, current and voltage TRMS and power factor. The

^{*} salim.bouchakour@cder.dz , fcherfa@cder.dz

[†] achouder@cder.dz , k_abdeladim@cder.dz , akerkouche@cder.dz

DC active power and DC current have also been measured. The analysis of measurements revealed the relation between power quality distributed to the network and solar irradiance.

2. GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM DESCRIPTION

The grid-connected PV system includes 90 modules covering a total area of 76 m² with an installed capacity of 9.45 kWp. The system was organized in three sub-arrays, of 30 modules; each one was built interconnecting 15 modules in series and 2 in parallel including monophasic inverter of 2.5 kW. The specification of PV module and installed inverter are summarized in **Tables 1** and **2**. The nominal power of the PV sub-array is around 3.15 kWp.

Table 1: PV module specifications (under standard test conditions)

ISOFOTON I-106/12	
Physics specification	
Dimensions	1310 × 654 × 39.5 mm
Weight	11.5 kg
Number of cells in series	36
Number of cells in parallels	2
NOCT (800 W/m ² , 20°C, AM 1.5, 1 m/s)	47°C
Electrical specifications	
Nominal voltage (V _p)	12 V
Max power (P _{max})	106 Wp ±5%
Short-circuit current (I _{sc})	6.54 A
Open-circuit voltage (V _{oc})	21.6 V
Maximum power point current (I _{max})	6.1 A
Maximum power point voltage (V _{max})	17.4 V

Table 2: Inverter specifications (at rate conditions)

FORNIUS IG 30	
Input	
DC nominal power	2690 W
Max. input current	19.2 A
Max. input voltage	500 V
Max. MPP-voltage	400 V
Min. MPP-voltage at nominal U _{ac}	150 V
Output	
AC-nominal power	2500 W
Power factor (cos phi)	1
Min. AC frequency	49.8 Hz
Max. AC frequency	50.2 Hz
Min. AC grid voltage	195 V
Max. AC grid voltage	253 V
Efficiency	
Maximal Efficiency	94.3
European Efficiency	92.7 %

Fig. 1 shows a diagram of the grid-connected PV system. The electrical energy was measured using several energy meters; monophasic energy meter measures the electric energy generated by each sub-array PV, three phases energy meter is a bidirectional that measures the energy imported or exported to the grid.

In Fig.2, a scheme of the sub-array is presented, including the monitoring system, where the following electrical measurement items are measured and recorded with Power meter: AC voltage and current, AC active power and reactive power, DC voltage and current, DC active power and power factor. The monitored results were collected using 1 second step. The recorded data are exported and averaged every 1 min and stored in hard disc for analysis and evaluation.

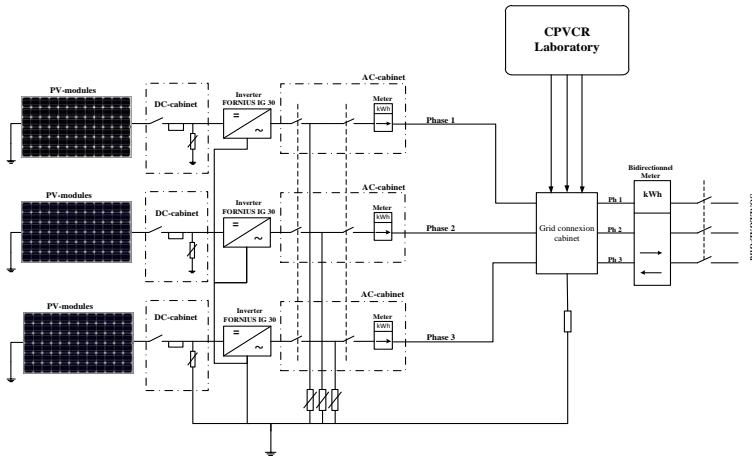


Fig. 1: Diagram of the grid-connected PV-system of CDER

3. SYSTEM UNDER TEST

As the three sub arrays were designed to generate equal electric power (3.15 kWp), one of them was monitored to analyze the power quality.

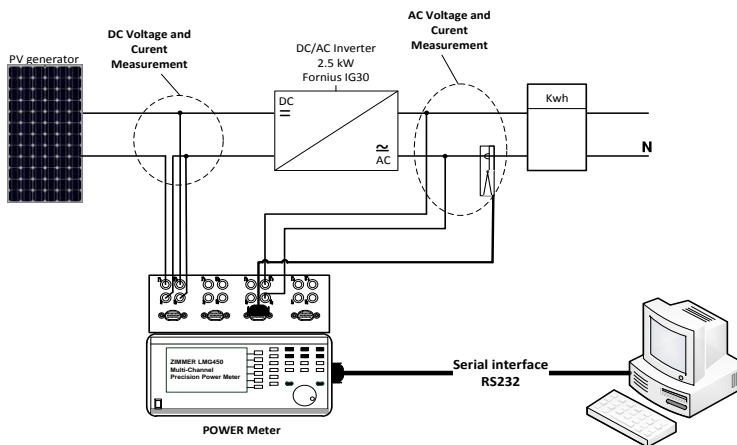


Fig. 2: Overview of the PV sub array and the devices constituting the monitoring system

As shown in Fig. 2 the PV monitoring system was set around the power analyzer. The 4-Channel Power Meter LMG450 is a product of ZES Zimmer Electronic Systems. It is designed as a universal meter for the entire field of power electronics and network analysis. It can be used practically in all power electronics applications, in development, systems testing, in quality assurance and maintenance. It is fully frequency inverter compatible. It can be used for measurements in motors, transformers, conventional and switched power supply units. It is also suitable for mains analysis measurements [4].

The direct measurement inputs for voltage and current have a very wide dynamic range: 8 voltage ranges from 6 V to 600 V, and 6 ranges for current from 0.6 A to 16 A. A further highlight is the special compensated current clamp.

This accessory combines both, the easy usage and high accuracy. It features electronic compensation of amplitude and delay errors. Even at low current levels of 1 A to 40 A, measurement is exact in the frequency range from 5 Hz to 20 kHz [4].

The power meter was connected to the PC through a serial interface RS232. The signals measuring, the acquisition and the storing of the whole data were achieved through LMG Control software. This software allows us to control the LMG power meter from our PC and transfer the measuring values for real time viewing and recording.

The data was stored inside a computer hard disk in binary format and exported later using Matlab format (.mat) for processing.

4. RESULT AND DISCUSSION

Power quality parameters have been measured at the PV site and correlated to the solar irradiance data obtained from the same site. Two cases of 'low' and 'average' irradiance have been extracted from the one day measurement data and the results are presented below.

The first case examined is the 'Average irradiance'. A typical day of solar irradiance measurement for the month of February for the location of Bouzareah is shown in Fig. 3a-. The active power produced by the system, is shown in Fig. 3b-, by comparing these two figures, it's obvious that the active power produced by the system is strongly dependent on solar irradiance.

Fluctuations of solar irradiance lead to fluctuations of active power supplied to the distribution network. The unpredictable response of the system, assuming high densities of photovoltaic systems connected to the distribution network, can be troublesome for the producer of energy that has already scheduled the load for the time of peak demand.

In the case of unpredictable variations of power quantities in distribution networks prediction, algorithms must be utilized. As seen from Fig. 3c-, the results for the power factor are found to be acceptable for a large fraction of the day, but it can also be observed that the power factor falls below acceptable limits during the time of low solar irradiance.

The reactive power as shown in Fig. 3d- varies not significantly, during the day. The reactive power produced by such a PV system of daypeak power 2.2 kWp is in the range of 300-350 Var. this is probably due to the integrated control of reactive power in our inverter.

The voltage TRMS gets small range limits as shown in Fig. 3e-, indicating low dependence on solar irradiance.

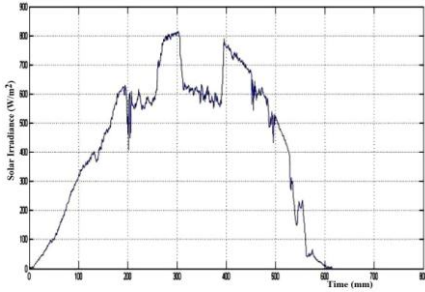


Fig. 3a- Solar Irradiance observed for a day with an average solar irradiance

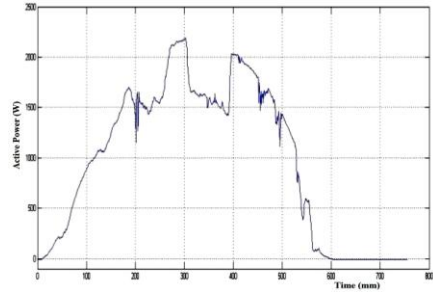


Fig. 3b- Active Power measured for a day with an average solar irradiance

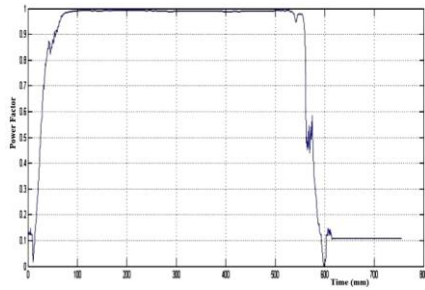


Fig. 3c- Power Factor measured for a day with an average solar irradiance

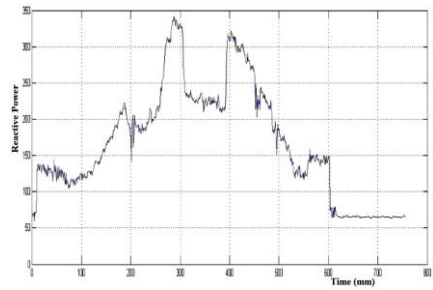


Fig. 3d- Reactive Power measured for a day with an average solar irradiance

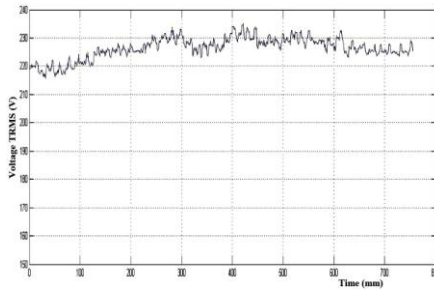


Fig. 3e- Voltage TRMS measured for a day with an average solar irradiance

Fig. 3: Power quality measurement for a day with an average solar irradiance

The second case examined is the low irradiance one: Power quality quantities were measured and the results are shown in Fig. 4a- to 4e-. Low solar irradiance (Fig. 4a-) can dramatically affect the output of the photovoltaic system as depicted in Fig. 4b-. The active power production becomes comparable to reactive power production in Fig. 4c-, maintaining the power factor to very low levels. The system injects a bad power quality to the distribution network during a large fraction of this day (Fig. 4d-).

Therefore we can observe the voltage TRMS dropping (Fig. 4e-) in the range of 210-220V, contrary to the one observed for the case of average irradiance in the range of 220-230V.

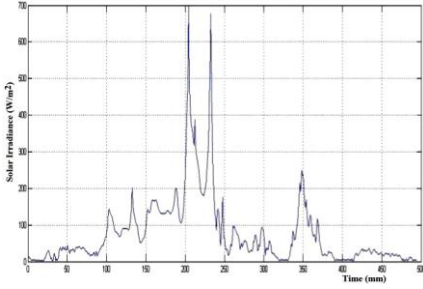


Fig. 4a- Solar Irradiance observed for a day with a low solar irradiance

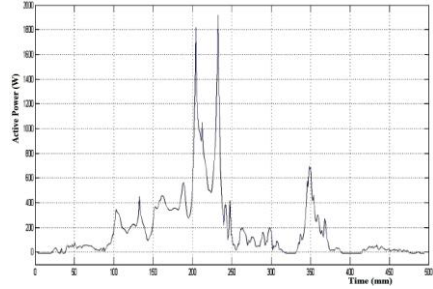


Fig. 4b- Active Power measured for a day with a low solar irradiance

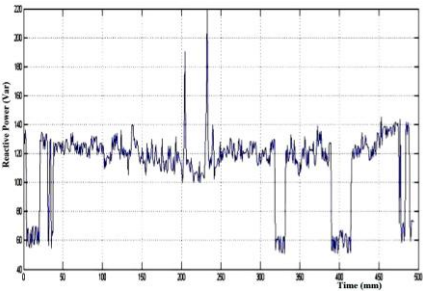


Fig. 4c- Reactive Power measured for a day with a low solar irradiance

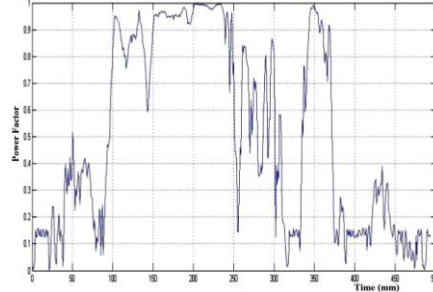


Fig. 4d- Power Factor measured for a day with a low solar irradiance

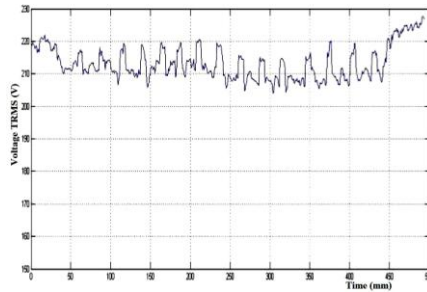


Fig. 4e- TRMS Voltage measured for a day with a low solar irradiance

Fig. 4: Power quality measurement for a day with a low solar irradiance

The last case examined is the power quality quantities which is correlated with instantaneous solar irradiance measured during one day and the results are shown in Fig. 5a- to 5d-.

The Voltage and Current TRMS are shown in Fig. 5a- and Fig. 5b- respectively, and the results confirm that voltage TRMS measured at the output of the system is not strongly dependent on the fluctuations of solar irradiance, but the current TRMS, on the other hand, vary linearly with changes of solar irradiance.

Also, the active power delivered to the distribution network has been found to vary linearly with changes of solar irradiance as shown in Fig. 5c-.

The power factor behavior due to changes of solar irradiance is shown in Fig. 5d-. The power factor acts linearly for values of solar irradiance lower than 200 W/m² and stays close to unity for higher values.

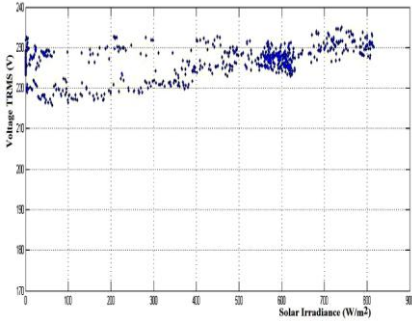


Fig. 5a- Voltage TRMS measurement V_s solar irradiance

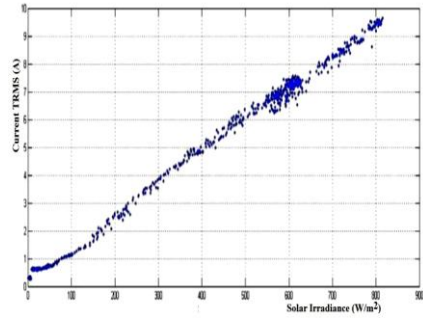


Fig. 5b- Current TRMS measurement V_s solar irradiance

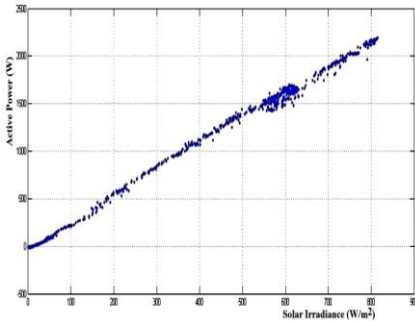


Fig. 5c- DC Active Power V_s solar irradiance

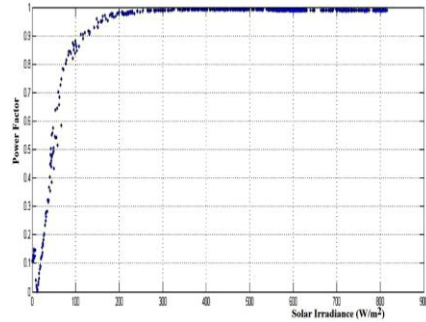


Fig. 5-d Power Factor V_s solar irradiance

Fig. 5: Power quality measurement V_s solar irradiance

5. CONCLUSION

Results from power quality observations obtained from the first PV grid-connected system installed in Algeria have been presented. Measurements from the PV sub-array under test have been analyzed and evaluated to observe the overall effect of solar irradiance on the operation of the grid-connected systems under test.

Results for two different scenarios have been considered, namely, ‘average’ and ‘low’ irradiance and the effect of the solar irradiance on the power quality measurements have been investigated. It has been found that low solar irradiance has a significant impact on the power quality of the output of the PV system.

It's one of a large series of experimental measurements and analysis of our PV system that must be done to evaluate the general performance and the quality of the electric power generated and injected to the network.

REFERENCES

- [1] Technical Report, '*Renewable Energy and Energy Efficiency Program*', Algerian Ministry of Energy and Mines, MEM, 2011.
- [2] D. Cortinas and P. Juston, '*Assessing the Impact of Dispersed generation on Medium Voltage Network: Analysis Methods*', IEEE Power Tech, Budapest 99, International Conference on Electric Power Engineering, 29 Aug. – 02 Sep. 1999.
- [3] Technical Report, '*Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*', IEEE Std 929- 2000.
- [4] Technical Report, '*4-Channel LMG450 Power Meter User manual*', ZES Zimmer Electronic Systems, 2003.
- [5] A.J. Aristizabal and G. Gordillo, '*Performance Monitoring Results of the First Grid-Connected BIPV System in Colombia*', Renewable Energy, Vol. 33, N°11, pp. 2475 - 2484, 2008.
- [6] L.M. Ayompe, A. Duffy, S.G. McCormack and M. Conlon, '*Measured Performance of A 1.72 kW Rooftop Grid Connected Photovoltaic System in Ireland*', Energy Conversion and Management, N°52, N°2, pp. 816 - 825, 2011.
- [7] J.H. So, Y.S. Jung, G.J. Yu, J.Y. Choi and J.H. Choi, '*Performance Results and Analysis of 3 kW Grid-Connected PV Systems*', Renewable Energy, Vol. 32, N°11, pp. 1858 - 1872, 2007.
- [8] N. Srisaen and A. Sangswang, '*Effects of PV Grid-Connected System Location on a Distribution System*', In IEEE Asia Pacific Conference on Circuits and Systems 2006, APCCAS, pp. 852 - 855, Singapore, 4-7 December 2006.
- [9] G.J. Yu, J.H. So, Y.S. Jung, G.H. Kang and J.Y. Choi, '*Performance Results of 15 kW BIPV Sunshade System*', Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1722 - 1725, 2005.

BEHAVIOUR MODELING OF A PHOTOVOLTAIC GENERATOR BASED ON MEASUREMENTS

Salim Bouchakour^a, Ahmed Tahour^b, Kamel Abdeladim^a, Houari Sayah^c, Amar Hadj Arab^a, Farida Cherfa^a, Karim Kerkouche^a and Bilal Taghezouit^a

^aCentre de Développement des Energies Renouvelables

BP 62 Route de l'Observatoire Bouzaréah, 16340, Algiers, Algeria

Tel.: +213 21 901 446; Fax: +213 21 901 560

^bMasacara University, Route of Mamounia, 29000, Mascara, Algeria

^cElectrical Department, Djillali Liabes University, 22000, Sidi Bel Abbes, Algeria
s.bouchakour@cder.dz

ABSTRACT: This paper describes the development of behavioral model of photovoltaic (PV) array generation. The PV array was modeled using an analytical model, which takes into consideration the electrical characteristics provided by the manufacturer data sheet, the temperature and the irradiance level. The needed electrical parameters are re-evaluated in real operational conditions, for better accuracy by carrying outdoor measurements on PV module (PVM). The assessment of the results was done, both for the static and the dynamic cases, in order to provide an experimental validation of the PVM model and the PV array performance model. The simulation results have been achieved using MATLAB/Simulink environment. Results has shown good agreement with experimental data, whether for the I-V characteristics and for dynamic evolution.

Keywords: PV array; Inverter; PV system; solar radiation; modeling; simulation.

1 INTRODUCTION

The amount of photovoltaic (PV) systems in the distribution network is expected to grow. Increasing penetration levels of distributed grid-connected PV systems may affect the management and structure of distribution network. For these, the important issue of the supervision of these PV array generation.

The actual models to describe solar panel performance are more related to physics, electronics and semiconductors than to power systems. Some of the models require several parameters such as the temperature coefficients, photon current, open circuit voltage, series/shunt resistance of the device, etc. Also some of the required parameters in those models are not available by the manufacturer data sheets so it is required to find the information in other sources. At the same time, these models can be impractical and too complex for common tasks in power systems such as power flow, harmonic analysis, sensitivity analysis, load matching for maximum power transferred from the source to the load, etc [1], [2]. To solve these problems and to maximize the use of information provided by field tests, this paper we study behaviour modeling of photovoltaic panel based on the electrical characteristics under standard test conditions (STC) and I-V Curves. This model will be more beneficial and practical for future different works on power systems analysis.

2 GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM DESCRIPTION

The grid-connected PV system plan, currently in service, was achieved in cooperation with the Spanish Agency for International Development Cooperation (AECID). The installation is located at "Centre de Développement des Energies Renouvelables" (CDER) in Bouzaréah, Algiers (latitude 36.8°N, longitude 3°E and 345m of altitude). It started operating on June 2004, the installation operate without storage system. The electricity produced by the PV array feeds our laboratory loads, meanwhile in case of good weather conditions the extra PV generation is injected into the grid, otherwise,

the backup is assured by the grid. Fig. 1 shows a diagram of the CDER grid-connected PV system. The electrical energy was calculated through several energy meters; monophasic energy meter calculate the output power for each PV array, three phases energy meter is a bidirectional meter that calculate the energy imported and exported to the grid.

The grid-connected PV system includes 90 modules covering a total area of 76m² with an installed capacity of 9,45kWp. The PV generator was designed in three equal PV arrays, of 30 modules for rated power around 3.15kWp; each one was built interconnecting 15 modules in series and 2 in parallel. Three monophasic inverters, of 2.5kWp nominal power, were used to inject PV generation to the grid. The specification of PV module (ISOFOTON I -106/12) and inverter (FORNIUS IG 30) are summarized in tables I and II.

Table I: PV module ISOFOTON specifications at STC

Symbol	Parameter	Value	Units
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature	47	°C
V	Nominal voltage	12	V
P _{max}	Max power	106 ±5%	Wp
I _{sc_ref}	Short-circuit current	6,54	A
V _{oc_ref}	Open-circuit voltage	21,6	V
I _{mpp_ref}	MPP current	6,1	A
V _{mpp_ref}	MPP voltage	17,4	V

Table II: Inverter fronius specification at rated conditions

Symbol	Parameter	Value	Units
V _{mpp}	MPP-voltage range	150 - 400	V
P _n	ac-nominal power	2500	W
Cos φ	Power factor	1	
f	Frequency range	49,8 - 50,2	Hz
V _{Grid}	Grid voltage range	195 – 253	V
η	Efficiency	92,7 - 94,3	%

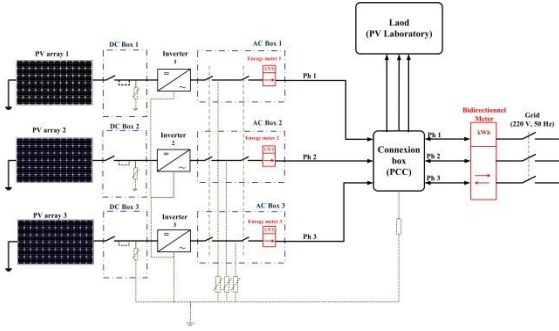


Fig. 1 Diagram of the grid-connected PV-system of CDER

3 PHOTOVOLTAIC MODULE MODELING

The PV module (PVM) is the unity of base for construction of a PV generator. We have used the module model proposed by Eduardo [1], [2]. The used model takes into consideration the nominal values provided by the Standard Test Conditions (STC). The current - voltage relationship is given by:

$$I(V) = \frac{I_{sc,x}}{1 - e^{(-\frac{V}{b})}} \left[1 - e^{(\frac{V}{b \cdot V_{oc,x}} - \frac{1}{b})} \right] \quad (1)$$

The model include a short circuit current $I_{sc,x}$ at any solar irradiance and temperature conditions, an open circuit voltage $V_{oc,x}$ at any solar irradiance and temperature condition and a I-V characteristic constant b which is defined between 0.01 and 0.18, where smaller is the b , greater is the produced power.

$I_{sc,x}$ and $V_{oc,x}$ can be obtained using equations:

$$V_{oc,x} = s \cdot \frac{E_i}{E_{in}} \cdot TCv \cdot (T_{cell} - T_n) + s \cdot V_{oc,max} - s \cdot (V_{oc,max}) \cdot e^{\left(\frac{E_i}{E_{in}} \cdot \ln \left(\frac{V_{oc,max} - V_{oc,ref}}{V_{oc,max}} \right) \right)} \quad (2)$$

$$I_{sc,x} = p \cdot \frac{E_i}{E_{in}} \cdot [I_{sc,ref} + TCi \cdot (T_{cell} - T_n)] \quad (3)$$

$I_{sc,ref}$ and $V_{oc,ref}$ are the short circuit current and open circuit voltage at Standard Test Conditions (STC, 25°C and 1000W/m²) respectively. $V_{oc,max}$ is the open-circuit voltage at 25°C and more than 1200W/m² (slightly superior to $V_{oc,ref}$). T_{cell} is the solar cell temperature in °C with nominal temperature $T_n = 25^\circ\text{C}$. E_i is the effective solar irradiation in W/m² with nominal effective solar irradiance $E_{in} = 1000\text{W/m}^2$.

Using Linear Reoriented Coordinates Method (LRCM) [2], [3], the current and voltage equations at the maximum power point (MPP) are given as follow:

$$I_{mpp} = I_{sc,x} \cdot \frac{1 - b + b \cdot \exp\left(-\frac{1}{b}\right)}{1 - \exp\left(-\frac{1}{b}\right)} \quad (4)$$

$$V_{mpp} = V_{oc,x} + b \cdot V_{oc,x} \cdot \ln \left(b - b \cdot \exp\left(-\frac{1}{b}\right) \right) \quad (5)$$

4 PVM MODEL PARAMETERS EXTRACTION AND VALIDATION

The manufacture parameters induce a significant error in the estimation, because the PVMs are already

operated since 2004. Therefore, we conducted a parameters identification of used PV module in our installation [4], [5].

The experimental measures of the voltage and the current, for commercial mono-crystalline solar panels from ISOFOTON I-106/12, were done at CDER Algiers at the maximum intensity light.

A Peak Power Measuring Device and Curve Tracer for Photovoltaic Modules (PVP2540C) was used in order to perform measurement of experimental I-V-curves, 100 operating points were stored for each measure. Through an internal algorithm of PVP2540C, we can get the panel parameters at STC.

A several outdoor measurements were performed in the site of our PV system. The average value of each parameter is used in the PVM model, as summarized in table III. $I_{mpp,ref}$ and $V_{mpp,ref}$ are the maximum power point (MPP) current and voltage at STC respectively.

Table III: Parameters at reference and real conditions

Symbol	Manufacture	PVMP2540C	Units
$I_{sc,ref}$	6.54	6.729	A
$V_{oc,ref}$	21.6	20.07	V
$I_{mpp,ref}$	6.1	5.964	A
$V_{mpp,ref}$	17.4	15.788	V

The PVM characteristic constant is $b = 0,098$, which was calculated using the Fixed Point Theorem (6) and STC parameters at real conditions (Table III). The variable ε is the maximum allowed error to stop the iteration. This indicates the decrease over time of the PVM performances.

While $|b_{n+1} - b_n| > \varepsilon$

$$b_{n+1} = \frac{V_{mpp,ref} - V_{oc,ref}}{V_{oc,ref} \cdot \ln \left[1 - \frac{I_{mpp,ref}}{I_{sc,ref}} \cdot \left(1 - \exp\left(-\frac{1}{b_n}\right) \right) \right]} \quad (6)$$

The simulation of the PV model was conducted in MATLAB/ Simulink environment. The following Figs. show a comparison between the measured and the estimated I-V characteristic using extracted PVM parameters.

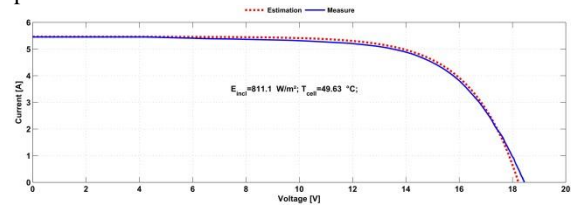


Fig. 2 Estimated and measured I-V characteristic ($E_i=811\text{ W/m}^2$, and $T_{cell}=49.63^\circ\text{C}$)

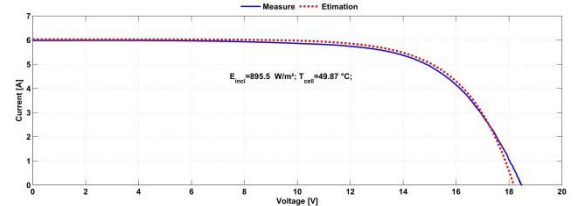


Fig. 3 Estimated and measured I-V characteristic ($E_i=895.5\text{ W/m}^2$, and $T_{cell}=49.87^\circ\text{C}$)

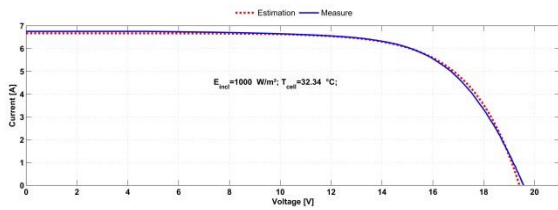


Fig. 4 Estimated and measured I-V characteristic ($E_i=1000 \text{ W/m}^2$, and $T_{cell}=32.34 \text{ }^\circ\text{C}$)

The results at different irradiance and temperature conditions are shown in Figs. 2, 3 and 4. We observe how accurate the PVM model estimation compared to the measured data. However, it's observed that the open-circuit voltage (V_{oc}) is underestimated. This seems to be principally due to the accuracy of TC_v value, not reviewed in this study.

4 DYNAMIC BEHAVIOUR OF PV ARRAY

For the examination of the PV array dynamic behaviour, the analytical model based on equations described previously was developed in the Simulink environment, using the electrical characteristics extracted. The Linear Reoriented Coordinates Method (LRCM) was implemented and experimentally validated as a maximum power point tracking method.

This assessment has been carried out for a photovoltaic generator of 3.15 kWp, built by two parallel connected strings, each one formed of 15 series connected modules. The data were recorded every 1 min for two representative days, these days were chosen because they represent different radiometric conditions. The radiance and cell temperature profiles used are shown in Figs. 5 and 6 respectively.

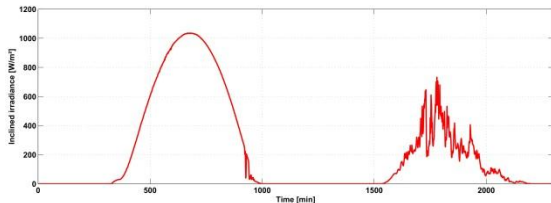


Fig. 5 Monitored Irradiance profile

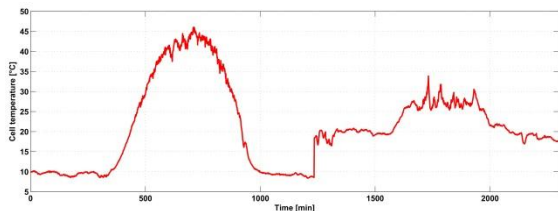


Fig. 6 Monitored Temperature profile

The following results show the comparison between the experimental measures and estimated results for the maximum power point dynamic evolution.

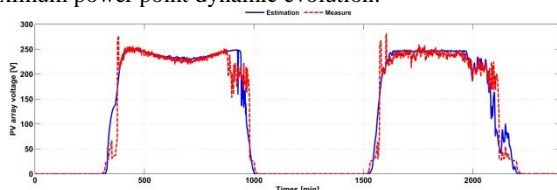


Fig. 7: Comparison between simulated and experimental DC voltage at MPP.

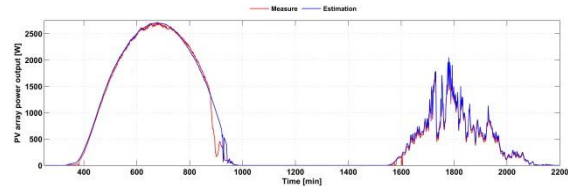


Fig. 8 Comparison between simulated and experimental DC Current at MPP

We can see how the PV array model outputs behave with different radiometric conditions. As shown in the Fig. 8, the used model was able to predict for each variation of temperature and irradiance providing then instantaneous maximum power. The obtained results show the ability of the model to operate under dynamic conditions.

5 CONCLUSION

In this work, a behaviour modeling of PV array was presented. The PVM was identified using outdoor measurements of I-V curves in order to extract the main PVM parameters. An empirical models of PV array has been used and validated across different rang of meteorological conditions. The simulation result of PV array model has been compared with measured data under different weather conditions. The comparison shows a good agreement between measured and estimated data, and gives experimental validation of PV array dynamic behaviour. This model allows us an accurate monitoring of PV array generation.

In further work, the behavior modeling of PV inverter will be considered for integral performance modeling of CDER PV system.

REFERENCES

- [1] Ortiz-Rivera E., Peng F., Analytical model for a photovoltaic module using the electrical characteristics provided by the manufacturer data sheet, in Power Electronics Specialists Conference, 2005. IEEE 36th, June 2005, pp. 2087–2091.
- [2] Ortiz-Rivera E., Modeling and Analysis of Solar Distributed Generation, PhD, 2006, East Lansing, MI, USA.
- [3] Ortiz-Rivera E., Peng F., A Novel Method to Estimate the Maximum Power for a Photovoltaic Inverter System, Proceedings of the 35th IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2004, pp. 2065-2069, Aachen, Germany.
- [4] Bouchakour S., Chouder A., Cherfa F., Abdeladim K., Kerkouche K., The First Grid-Connected Photovoltaic System in Algeria: Power Quality Observation, The Second International Days on Renewable Energies & Sustainable Development, Juin 2012, Laghouat, Algeria.
- [5] Bouchakour S., Cherfa F., Chouder A., Abdeladim K., Kerkouche K., Experimental Study of Grid-Connected Photovoltaic System at CDER, Algiers, The 2nd International Seminar on New and Renewable Energies, October 2012, Ghardaia, Algeria.
- [6] David L. King, Boyson W.E., Kratochvill J.A., Photovoltaic Array Performance Model, SAND2004-3535, Sandia National Laboratories, December 2004, Albuquerque, NM.

PV SYSTEMS AND POWER QUALITY IN ALGERIAN DISTRIBUTION GRID

Salim Bouchakour^a, Ahmed Tahour^b, Kamel Abdeladim^a, Houari Sayah^c, Farida Cherfa^a, Amar Hadj Arab^a, Said Ould Amrouche^a

^aCentre de Développement des Energies Renouvelables, CDER,
BP 62 Route de l'Observatoire, Bouzaréah, 16340, Algiers, Algeria
Tel.: +213 21 901 446; Fax: +213 21 901 560

^bMasacara University, Route of Mamounia, 29000, Mascara, Algeria

^cElectrical Department, Djillali Liabes University, 22000, Sidi Bel Abbès, Algeria
s.bouchakour@cderr.dz

ABSTRACT: This paper presents and discusses the monitoring of power quality of the first grid connected PV system in Algeria, installed in the rooftop of Centre de Développement des Energies Renouvelables in Bouzaréah, Algiers. This work is a part of the study of increasing penetration levels of distributed grid-connected photovoltaic (PV) systems in Algerian electrical distribution grid. Theoretically, this will have an impact on the grid that must be considered. The increase of the PV systems in distribution grid induces the consideration of aspects related to safety, protection and power quality. The experimental measurements concerning the active power, reactive power, power factor and total harmonic distortion (current and voltage) were performed at Point of Common Coupling (PCC) of the considered PV system. Generally, this PV system has negligible impact on the local grid; nevertheless, it is a very useful platform to study the power quality in Algerian distribution grid. The measurements were presented and discussed for different days, in order to observe the power quality behavior at PCC of CDER PV system. We find that the injection of PV power decreases the total harmonic distortion (THD) current of the electrical line.

Keywords: Photovoltaic; PV array; PV system; Grid-Connected; Grid-integration; Monitoring.

1 INTRODUCTION

The changes brought about by economic and institutional reforms have transformed business structures in Algeria. The energy sector, the engine of the national economy, also obeys the wave of profound changes, reflected in electricity and gas distribution pipeline law and the hydrocarbons law enacted respectively in 2002 and 2005. Under the terms of these laws the electricity sector has been liberalized, the market has opened up for private initiatives. Also, independent electricity and gas regulatory commission (CREG) have been established to ensure basic technical standards and fair competition.

In 2011, Algeria has created a green momentum by launching an ambitious program with an aim of developing renewable energies. This strategic choice is motivated by the huge potential of solar energy available in the country, which is the major focus of the program where solar power and photovoltaic (PV) systems constitute an essential part. The use of solar energy should reach by 2030 more than 37% of national electricity production [1].

For this year, the feed-in tariff (FIT) was released and available for ground-mounted solar parks of more than one (01) MW [2]. The FIT will be paid for a period of 20 years and only for a limited number of hours per year, albeit at different rates for the first five years and the following 15 years. In the regulation, there is no reference of a cap for the volume of capacity that can apply for the FIT.

The feed-in tariffs for decentralized generation are expected to be published as a next step to increasing the use of renewable technologies. In this scheme, the amount of PV systems in distribution grid is expected to grow and it could become comparable with the power supplied by the main source. The current grid is not designed to cope with this kind of generation topology. Therefore, PV systems could have serious consequences on important technical aspects such as quality of power supplied to customers by utilities, power control and utility protection schemes, islanding operation of the PV systems [3-4]. In

practice, the utility regulations dictate that PV systems should operate at a power factor greater than 0.85 (leading or lagging), when output is greater than 10% of rating [6-7]. Thus, power quality caused by a large penetration of PV grid-connected systems becomes an important issue.

In this work, we present the results obtained from a grid connected PV system installed in Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) in Bouzaréah, Algiers (latitude 36.8°N, longitude 3°E and 345m of altitude).

Fig. 1 shows the diagram used for the injection of PV generation. The excess of produced electricity is injected directly into the low voltage grid without storage device, in service since June 2004.

The CDER PV system includes 90 modules (located on the rooftop of CDER) organized in three identical PV-arrays connected to the grid through three-monophasic inverters.

The inverter uses a maximum power point (MPP) tracking function to identify the best operating voltage for the PV-array. The inverter operates in phase with the grid (unity power factor), and delivers as much power as it can to the electric power grid given the sunlight and temperature. The inverter acts as a current source; it produces a sinusoidal output current but does not act to regulate its terminal voltage in any way.

The aim of this work is to study the power quality behavior in point of common coupling (PCC) and the effect of PV generation.

2 POWER QUALITY OBSERVATION AT PCC

This assessment has been carried out for one of the three identical PV-array built by two parallel-connected strings for 3.15 kWp, each one connects 15 modules in series. A monophasic inverter, of 2.5kWp nominal power, it is used to inject PV-array generation to the Low Voltage

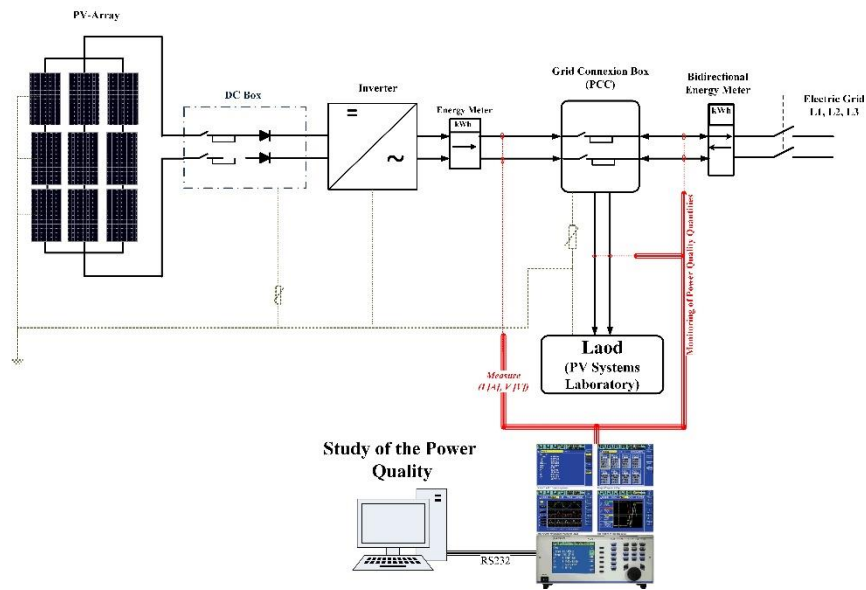


Fig.1. Grid-connected PV-system of CDER and monitoring system.

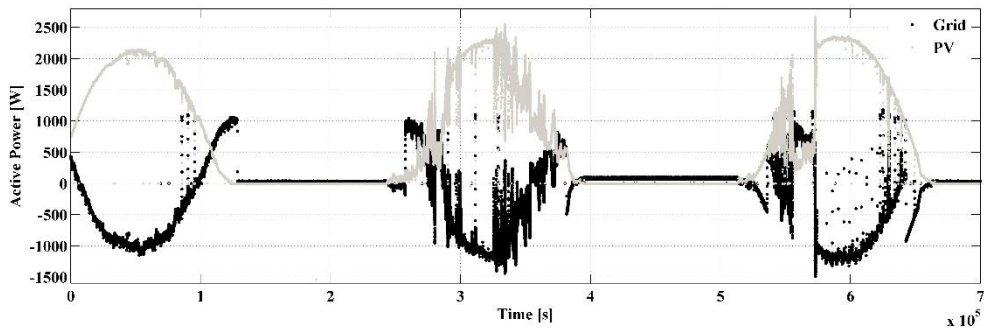


Fig.2. Monitoring of the active powers at PCC.

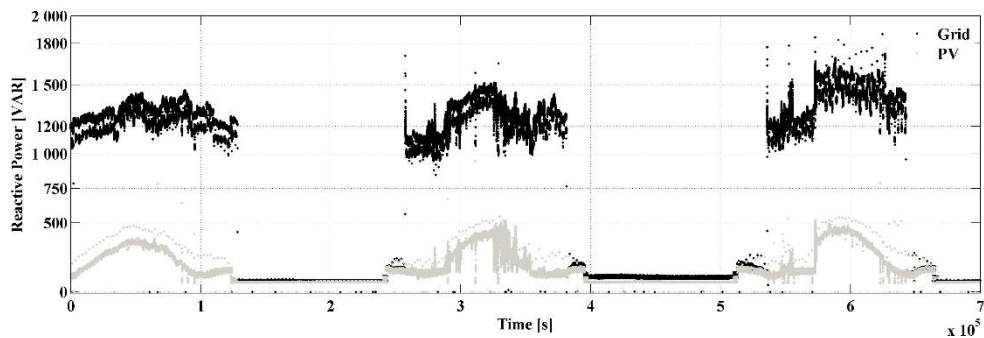


Fig.3. Monitoring of the reactive powers at PCC.

Grid (LV, 220V-50Hz).

A power meter device (ZIMMER LMG450) was used in order to perform measurement of power quantities at PCC, such as: current, voltage, active power, reactive power, etc. The data were measured every one (01) second and stored automatically in the laboratory PC, Fig. 1.

Several days of measurements were presented below to observe the power quality quantities behavior. The days are: 13, 14 and 15 may 2012.

3 RESULTS AND DISCUSSION

Fig.2 shows the monitoring of the active power in the grid and in the output of the PV inverter. We can observe clearly the inversion of active power flux in the electrical LV line due to the PV generation.

The active power is positive when the irradiance is not enough; it is a proof that the grid plays the role of back up,

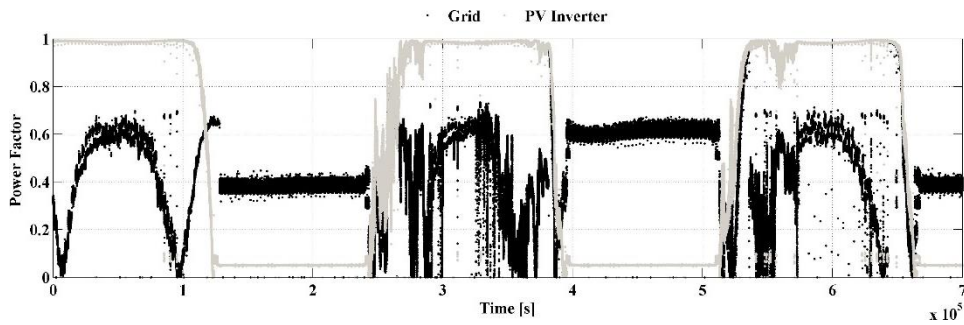


Fig.4. Monitoring of the power factor at PCC.

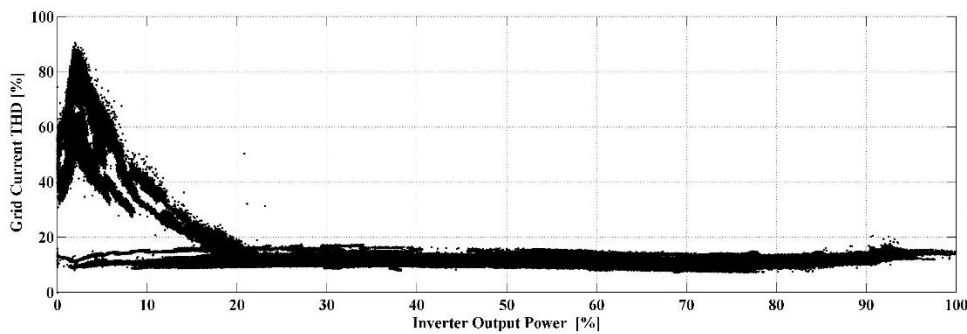


Fig.5. Grid current THD versus inverter output power.

e.g., in sunrise between 0 and 6 10^3 s, in sunset between 95 10^3 and 130 10^3 s, in cloudy conditions between 530 10^3 and 570 10^3 s.

The active power produced by the PV-array, is strongly dependent on solar irradiance. The fluctuations of active power were lead to the distribution network at sunny conditions.

Fig.3 shows the monitoring of the reactive power in the grid and in the output of the PV inverter. We observe the variation of the reactive power in the electrical LV line with and without PV generation. The reactive power produced by the PV system is proportional to the active power.

Fig. 4 shows the monitoring of the power factor in the grid and in the output of the PV inverter. For enough PV generation, the produced reactive power has no significant impact on the inverter performance. But at low generation, the active power becomes comparable to reactive power, which decrease the power factor of the PV inverter. However, the overall impact on the local grid of the bad quality power injected to the network it is not considered due to the very low power range.

The analysis of the total harmonic distortion (THD) of current distortion is important, especially since the power quality issues relating to harmonic distortion of the current waveform are the responsibility of the customer compared to voltage distortion in which much of the responsibility of maintaining a clean voltage waveform depends on the electricity provider.

Fig. 5 shows the correlation between the grid current THD and the inverter output power. We see that the THD current in the grid decreases significantly at high PV system generation. For 20% of nominal power of the inverter the line current THD is less to 15 %.

In general, the power injected by the PV inverter increases the line current THD due to the harmonic pollution

using semiconductor (IGBT, ...etc). Nevertheless, we observe the opposite where the inverter acts like a filter according to the level of PV power generation.

In our case, we can consider that the injection of PV power has a good effect on power quality, when the power quality in PCC is very bad. It must be noted that the power quality is directly related to the load.

The insertion of large-scale PV systems connected to the grid can thus become problematic, if the control of the output powers of the PV inverter is not developed.

4 CONCLUSION

The quality of the electric power at PCC of the grid connected PV system of CDER was presented and analyzed. The measurements results of power quality were carried out for different days to observe the power quality behavior in the grid and the effect of PV generation.

It has been found that the low PV generation has a significant impact on the power quality generated by the PV inverter. The impact of this cannot be considered due to the very low power range.

The analysis of the data indicate the high harmonics content in the grid current waveform. Meanwhile, the PV inverter has led to a decrease of these harmonics during the high PV power injection.

One of the unique aspects of PV is the ability to distribute generation at several levels of the power system and specifically at the distribution level. Based on the presented results, the integration issues to improve the power quality in a specific point of distribution grid may be possible.

Nevertheless, the PV generation has an intermittent nature. At high levels of PV penetration, this intermittency

can wreak havoc on utility operations and on load-side equipment due to fluctuations in grid voltage and power factor. Stated simply, fluctuations on this scale will not be allowable. As more PV is used to meet the load demand, and thereby offset such generation, additional backup is needed to ensure these loads can be met during times of low PV generation consumers that are not directly reflected in the up-front cost of the PV systems.

Further work in this field will be required to improve power quality and for better integration of the PV systems in Algerian grid and to improve power quality in low voltage distribution systems.

REFERENCES

- [1] Renewable Energy and Energy Efficiency Program, Algerian Ministry of Energy and Mines, MEM, 2011.
- [2] JORADP, Journal Officiel de la République Algérienne Démocratique et Populaire, décret No.23, 23 avril 2014.
- [3] Cortinas D., Juston P., Assessing the Impact of Dispersed generation on Medium Voltage Network: Analysis Methods, IEEE Power Tech Conf, 1999.
- [4] Bouchakour S., Chouder A., Cherfa F., Abdeladim K., Kerkouche K., The First Grid-Connected Photovoltaic System in Algeria: Power Quality Observation, The Second International Days on Renewable Energies & Sustainable Development, Juin 2012, Laghouat, Algeria.
- [5] Bouchakour S., Cherfa F., Chouder A., Abdeladim K., Kerkouche K., Experimental Study of Grid-Connected Photovoltaic System at CDER, Algiers, The 2nd International Seminar on New and Renewable Energies, October 2012, Ghardaia, Algeria.
- [6] Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, IEEE Std 929, 2000.
- [7] Srisaen N., Sangswang A., Effects of PV Grid-Connected System Location on a Distribution System IEEE, APCCAS, 2006, pp. 852-855.
- [8] Cortinas D., Juston P., Assessing the Impact of Dispersed generation on Medium Voltage Network: Analysis Methods, IEEE Power Tech Conf, 1999.
- [9] Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, IEEE Std 929, 2000.
- [10] Srisaen N., Sangswang A., Effects of PV Grid-Connected System Location on a Distribution System IEEE, APCCAS, 2006, pp. 852-855.
- [11] 4-Channel LMG450 Power Meter User manual, ZES ZIMMER Electronic Systems, 2003.
- [12] M. Patsalides, D. Evagorou, G. Makrides, Z. Achillides, G. E. Georghiou, A. Stavrou, V. Efthimiou, B. Zinsser, W. Schmitt and J. H. Werner, "The Effect of Solar Irradiance on the Power Quality Behaviour of Grid Connected Photovoltaic Systems", International Conference on Renewable Energy and Power Quality 2007 (ICREPQ 07), Sevilla, pp. 1-7, March 2007.

DIRECT POWER CONTROL OF GRID CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM WITH LINEAR REORIENTED COORDINATE METHOD AS MAXIMUM POWER POINT TRACKING ALGORITHM

SALIM BOUCHAKOUR¹, AHMED TAHOUR², HOUARI SAYAH³,
KAMEL ABDELADIM^{1,4}, AISSAOUI ABDELGHANI⁴

Keywords: Grid connected photovoltaic system, Direct power control, Linear reoriented coordinate method, Modeling, Simulation.

In this study, we present a control algorithm for grid connected photovoltaic (PV) system on two stage converters, where a DC-DC converter is connected between the PV array and the DC-AC converter. The DC-DC converter performs the maximum power point tracking (MPPT) and the voltage amplification. The linear reoriented coordinates (LRC) method is used as a boost converter controller in order to allow the PV array to operate at maximum power for any weather conditions. The DC-AC converter transfers the maximum power extracted from the PV array into the grid. The direct power control (DPC) has been used to control the pulse width modulation (PWM) inverter. The modeling and the control are carried out using MATLAB/Simulink environment. The simulation results are presented with the validation of grid connected PV system performance and the chosen control schemes.

1. INTRODUCTION

Nowadays an increasing part of electrical energy is generated using renewable energy sources (RES), where the power electronic converters are present. There are two kinds of RES which are the most prevalent, wind and solar energy. However, our country holds one of the most important solar potential which gives the advantage to the photovoltaic (PV) system installation compared to wind energy, which can be used almost in every place with an appropriate setting up of PV arrays. Isolated systems were pioneers, because it was the more adequate and practical (less costs and weight) to provide the amount of energy necessary for long periods of staying in space during the space race. The same ones were largely used as energy sources for systems installed in remote areas. Systems connected directly to the network arose in the beginning of 90's and rapidly spread out in developed

¹ Centre de Développement des Energies Renouvelables, Bouzaréah, Algiers 16000, Algeria

² University of Mascara, 29000 Algeria. tah_ahmed13@yahoo.fr

³ Département d'électrotechnique, Université de Sidi Bel Abbes, 22000 Algeria

⁴ Laboratoire IRECOM, Université de Sidi Bel Abbes, 22000 Algeria

countries, strengthened mostly by solids investments of the governments. The main advantage of this configuration is that, besides reducing costs due to the fact that accumulators are not required, it generates extra energy compared to the charge's consumption, and this excess can be injected straight to the grid. When the system generates less than it is required to support the demand, the energy is then extracted from the grid [1]. The PV system integration to the power system can be done in one stage with the application of a voltage source inverter or in two stages with the application of both DC-DC converter and inverter [2]. This paper presents a three-phase topology, composed of a DC-DC converter cascaded to a PWM inverter.

In order to improve the performance of the PV system, the LRC method has been proposed to control the DC-DC converter and transfer the maximum power from PV array to the inverter. For inverter's control, the direct power control (DPC) method has been selected to be presented throughout this paper. The effectiveness of the proposed control schemes has been established via MATLAB/Simulink.

2. MODEL DESCRIPTION OF THE GRID CONNECTED PV SYSTEM

Figure 1 shows the electric power system and control schemes proposed to interface the photovoltaic array with the power grid. The first stage is the boost converter, which will raise the relatively low solar voltage to a suitable level (550 V) and perform the maximum power point tracking (MPPT) for the DC link bus. The second stage is the DC to AC converter that the switching states are selected by a switching table based on the errors between the commanded and estimated values of active and reactive power.

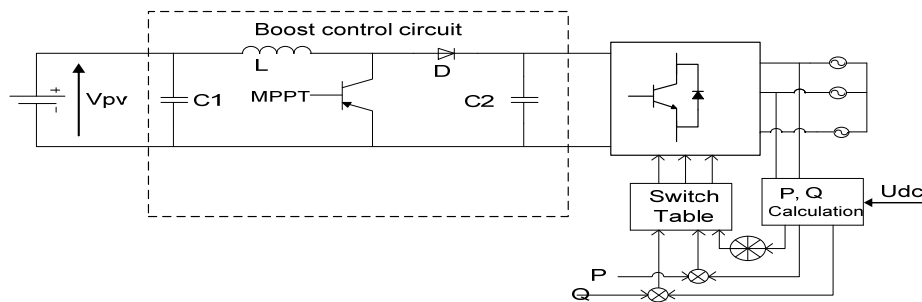


Fig. 1 – Block diagram of proposed electric power and control schemes.

3. PHOTOVOLTAIC MODULE MODELING

The PV module is the unity of base for the construction of a PV array. We have used the PV module model proposed by Eduardo [3, 4]. The current-voltage relationship is given by:

$$I(V) = \frac{I_{sc_x}}{1 - e^{-\frac{V}{bV_{oc_x}}}} \left[1 - e^{-\left(\frac{V}{bV_{oc_x}} - \frac{1}{b}\right)} \right] \quad (1)$$

The model includes a short circuit current I_{sc_x} and open circuit voltage V_{oc_x} can be obtained using equations:

$$V_{sc_x} = s \frac{E_i}{E_{in}} TC_V (T_{cell} - T_n) + sV_{oc_max} - sV_{oc_max} e^{\left(\frac{E_i}{E_{in}}\right)} \left(\frac{V_{oc_max} - V_{oc_ref}}{V_{oc_max}}\right), \quad (2)$$

$$I_{sc_x} = p \frac{E_i}{E_{in}} \left[I_{sc_ref} + TC_I (T_{cell} - T_n) \right]. \quad (3)$$

I_{sc_ref} and V_{oc_ref} are the short circuit current and open circuit voltage. V_{oc_max} is the open-circuit voltage. T_{cell} is the solar cell temperature in °C with $T_n = 25^\circ\text{C}$. E_i is the effective solar irradiation in W/m^2 with $E_{in} = 1000 \text{ W}/\text{m}^2$. TC_V is the temperature coefficient of V_{oc} in $\text{V}/^\circ\text{C}$. TC_I is the temperature coefficient of I_{sc} in $\text{A}/^\circ\text{C}$. The variable s is the number of PV panels with the characteristics connected in series and p is the number of PV panels with characteristics connected in parallel.

4. BOOST CONVERTER MODELING

Figure 1 shows the equivalent circuit of the boost converter. These converters can be described using ordinary differentiation equations as follows:

$$I_{L_{boost}} = I_{pv} - C_1 \frac{dU_{pv}}{dt}, \quad (4)$$

$$I_{dc} = (1-D)I_{L_{boost}} - C_2 \frac{dU_{dc}}{dt}, \quad (5)$$

$$V_{pv} = (1-D)V_{dc} - L \frac{dI_{L_{boost}}}{dt}. \quad (6)$$

D is the duty cycle, the switch is “on” for a period equal to DT , and the switch is “off” for an interval time equal to $(1-D)T$.

I_{pv} and V_{pv} are the output current and the output voltage of PV array. C_1 , L_{boost} , D , C_2 are the input capacitor, the inductor, diode and output capacitor respectively. I_{dc} and U_{dc} are the output current and the output voltage of boost converter.

4.1 MAXIMUM POWER POINT TRACKING

The maximum power point tracking (MPPT) algorithms has different versions of numerical iterations, long and tedious, that relate the derivative of the current with respect to the voltage equaled to the negative of the current divided by the voltage. Unlike the use of LRC method as MPPT algorithm can be a very powerful and a simple way to approximate the maximum power point (MPP). LRC method uses to obtain a close approximation of the I - V curve knee point. The I - V curve knee point is the optimal current I_{mpp} and voltage V_{mpp} that produces P_{max} , (Fig.2).

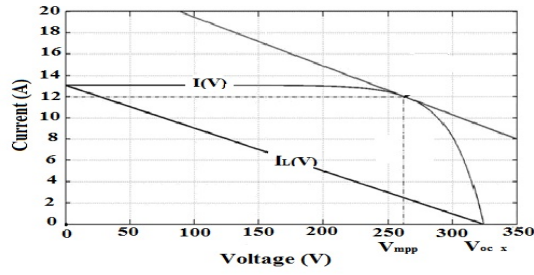


Fig. 2 – I - V curve and LRC method.

A linear current equation $I_L(V)$ can be given in (7).

$$I_L(V) = I_{sc_x} - I_{sc_x} \frac{V}{V_{oc_x}}. \quad (7)$$

The derivatives of $I(V)$ and $I_L(V)$ are given by (8) and (9).

$$\frac{\partial I_L(V)}{\partial V} = \frac{-I_{sc_x}}{V_{oc_x}}, \quad (8)$$

$$\frac{\partial I}{\partial V} = \frac{-I_{sc_x} e^{\left(\frac{V}{bV_{oc_x}} - \frac{1}{b}\right)}}{bV_{oc_x} - bV_{oc_x} e^{\frac{-1}{b}}}. \quad (9)$$

In LRC method, the slope of the I - V curve at the knee point is approximated by equation (10) The approximate optimal voltage V_{mpp} is given by (11):

$$\frac{\partial I_L(V)}{\partial V} \approx \frac{\partial I(V)}{\partial V} \Rightarrow \frac{-I_{sc_x}}{V_{oc_x}} \approx \frac{-I_{sc_x} e^{\left(\frac{V}{bV_x} - \frac{1}{b}\right)}}{bV_{oc_x} - bV_{oc_x} e^{\frac{-1}{b}}}, \quad (10)$$

$$V_{mpp} = V_{oc_x} + b \cdot V_{oc_x} \ln(b - b e^{\frac{-1}{b}}). \quad (11)$$

We can substitute V_{mpp} into (1) to obtain I_{mpp} , then to approximate P_{max} .

$$I_{mpp} = I_{sc_x} \frac{1 - b + b e^{\frac{-1}{b}}}{1 - e^{\frac{-1}{b}}}, \quad (12)$$

$$P_{max} = V_{mpp} I_{mpp}. \quad (13)$$

4.2. OPTIMAL DUTY CYCLE

Table 1 shows the conditions and the optimal duty cycle for buck converter, boost converter and buck-boost converter for load matching, where: R_{load} – load resistance and R_{op} – optimal resistance.

Table 1

Converter	Optimal duty cycle	Conditions
Buck - Boost	$D = \frac{V_{dc}}{V_{dc} + V_{mpp}}$	none
Boost	$D = 1 - \frac{V_{mpp}}{V_{dc}}$	$R_{load} > R_{op}$
Buck	$D = \frac{V_{mpp}}{V_{dc}}$	$R_{load} < R_{op}$

5. DIRECT POWER CONTROL OF PWM INVERTER

Figure 3 shows the configuration of the direct instantaneous active and reactive power controller for the PWM inverter.

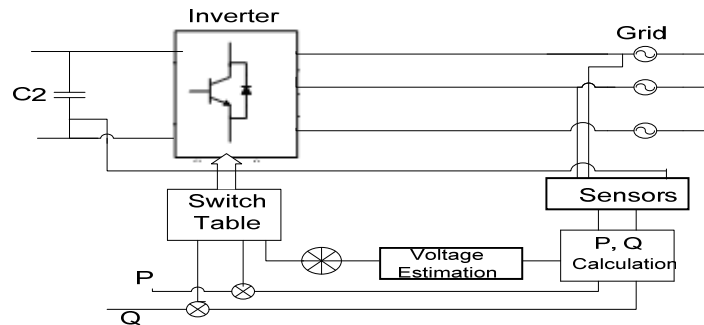


Fig. 3 – Grid connected PWM inverter circuit and the direct power control configuration.

The commands of reactive power q_{ref} and active power p_{ref} are compared with the estimated reactive (q_{est}) and active (p_{est}) values, in reactive and active power hysteresis controllers. The output signal of the reactive power controller is defined:

$$\begin{cases} S_q = 1 & \text{for } p < p_{ref} - H_q \\ S_q = 0 & \text{for } p > p_{ref} + H_q \end{cases}, \quad (14)$$

and similarly of the active power controller as:

$$\begin{cases} S_p = 1 & \text{for } p < p_{ref} + H_p \\ S_p = 0 & \text{for } p > p_{ref} - H_p \end{cases}, \quad (15)$$

where: H_q and H_p are the hysteresis bands.

The region of the voltage or flux vector position is divided into twelve sectors, as shown in Fig. 4.

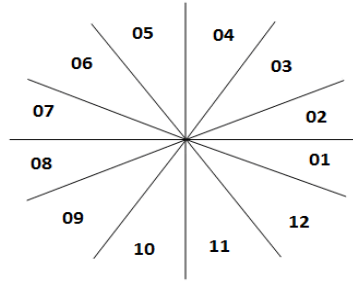


Fig. 4 – Sector selection for DPC

5.1. INSTANTANEOUS POWER ESTIMATION

The instantaneous values of active (p_{est}) and reactive power (q_{est}) in AC voltage sensorless system are estimated by:

$$p_{est} = L\left(\frac{di_a}{dt}i_a + \frac{di_b}{dt}i_b + \frac{di_c}{dt}i_c\right) + U_{dc}(S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c), \quad (16)$$

$$q_{est} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left[3L\left(\frac{di_a}{dt}i_c - \frac{di_c}{dt}i_a\right) - U_{dc}[(S_a(i_b - i_c) + S_b(i_c - i_a) + S_c(i_a - i_b))]\right]. \quad (17)$$

5.2. DYNAMIC PERFORMANCE

The combinations of each converter voltage space vector used for instantaneous active and reactive power variation are summarized in Table 2. Situation is presented for vector located in the k sector of α, β plane as shown in Fig. 5 [5].

Table 2

Instantaneous active and reactive variations due to the applied voltage vectors

	U_{k-2}	U_{k-1}	U_k	U_{k+1}	U_{k+2}	U_{k+3}	U_0U_7
q	--	-	++	+	+	-	\pm
p	+	-	-	+	++	++	+

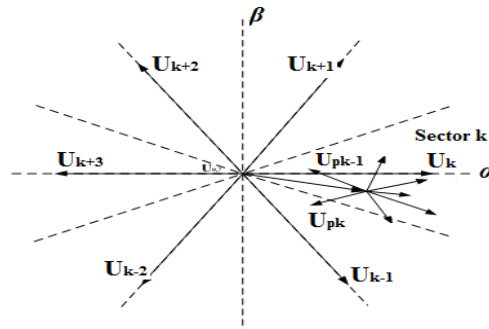


Fig. 5 – Variation of converter voltage space vector.

The digitized error signals and sector are input to the switching table in which every switching state, S_a , S_b and S_c , of the converter is stored, as shown in Table 3.

Table 3

Switching table

S_p	S_q	Sect ₁	Sect ₂	Sect ₃	Sect ₄	Sect ₅	Sect ₆	Sect ₇	Sect ₈	Sect ₉	Sect ₁₀	Sect ₁₁	Sect ₁₂
1	0	V_6 (101)	V_7 (111)	V_1 (100)	V_0 (000)	V_2 (110)	V_7 (111)	V_3 (010)	V_0 (000)	V_4 (011)	V_7 (111)	V_5 (001)	V_0 (000)
	1	V_7 (111)	V_7 (111)	V_0 (000)	V_0 (000)	V_7 (111)	V_7 (111)	V_0 (000)	V_0 (000)	V_7 (111)	V_7 (111)	V_0 (000)	V_0 (000)
0	0	V_6 (101)	V_1 (100)	V_1 (100)	V_2 (110)	V_2 (110)	V_3 (010)	V_3 (010)	V_4 (011)	V_4 (011)	V_5 (001)	V_5 (001)	V_6 (101)
	1	V_1 (100)	V_2 (110)	V_2 (110)	V_3 (010)	V_3 (010)	V_4 (011)	V_4 (011)	V_5 (001)	V_5 (001)	V_6 (101)	V_6 (101)	V_1 (100)

6. RESULT AND SIMULATION

To study the operation of the proposed system under different solar irradiance conditions, the grid connected PV system and the whole control schemes have been simulated using the MATLAB/ Simulink software. For radiometric conditions, two cases of “sunny” and “cloudy” conditions have been considered for two typical days. The radiance and cell temperature profiles used are shown in Figs. 6 and 7.

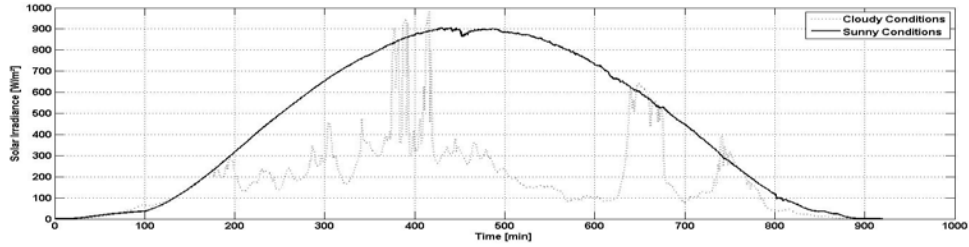


Fig. 6 – Irradiance profiles for sunny and cloudy conditions.

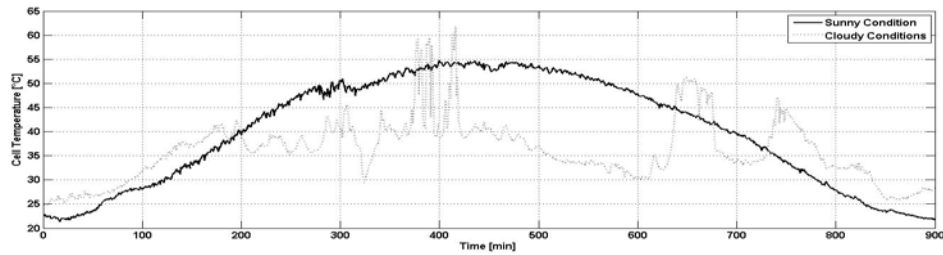


Fig. 7 – Cell temperature profiles for sunny and cloudy conditions.

Figure 8 shows the simulation results for PV array and DC-DC converter with LRC method as MPPT algorithm. These results show how effective is this method to calculate the optimal duty cycle and deliver the required power (P_{max}) using load matching for the two considered days.

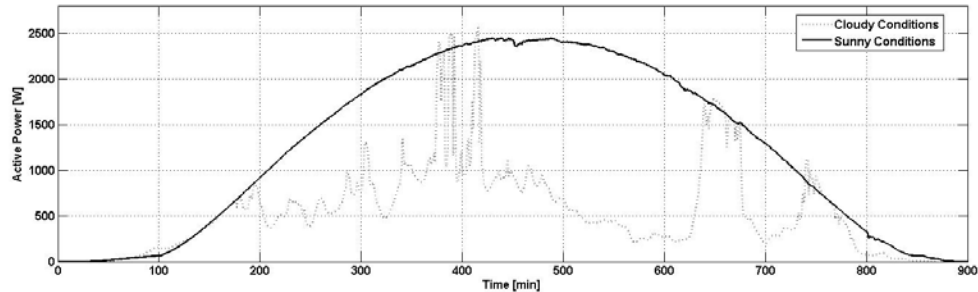


Fig. 8 – Active power produced by the PV array for sunny and cloudy conditions.

In Fig. 9, we can observe that the distribution network received the fluctuations from the active power[6]. The reactive power consumed by loads connected to the distribution network is mostly supplied by high voltage cables and capacitors installed on nearby buses of the medium voltage grid. Fast variations of reactive power supplied by photovoltaic systems, assuming very high densities of such systems, can cause fast capacitor switching [7]. The following results present the dynamic behavior of grid connected inverter controlled with DPC for the two considered days. These results were obtained for purely sinusoidal supply line voltage. As shown in Fig. 10, it can be seen that at any solar irradiance and temperature

conditions the inverter injects to the grid the maximum active power generated by PV array, under the unity power factor operation by setting the reactive power at zero [8].

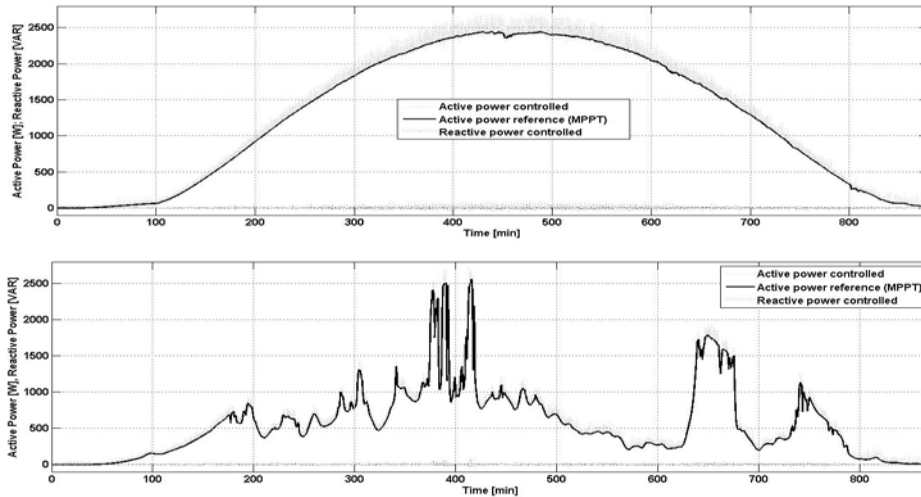


Fig. 9 – Active and reactive power injected to the grid: a) sunny conditions; b) cloudy conditions.

Figure 10, shows the simulated waveforms of the PWM inverter output voltage, the estimated grid voltage and the injected current to the grid for one phase. We observe the successfully estimation of the grid voltage and the sinusoidal waveform of the current injected. Also, the voltage and current grid are in phase, because the reactive power is set at zero [9].

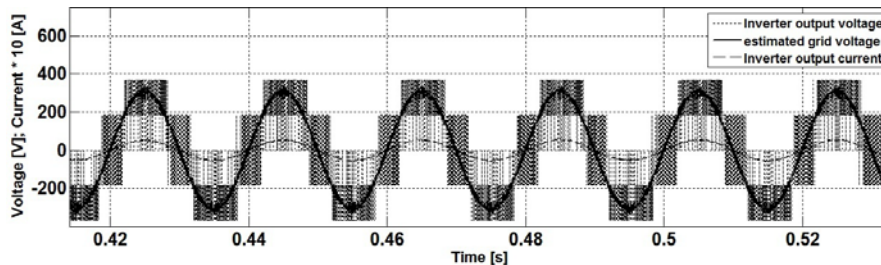


Fig. 10 – Output grid connected PWM inverter waveforms.

7. CONCLUSION

In this work we presented the modeling and the analysis of the three-phase grid connected photovoltaic generation system, including the PV array, DC-DC converter control and DC-AC converter control. A simple method called LRC was used as MPPT algorithm in order to provide the optimal duty cycle of the boost converter and active power reference for DPC of PWM inverter. The unity power

factor is achieved with the setting of the reactive power to zero. A dynamic behavior of the proposed control schemes are presented for two extreme scenarios (sunny and cloudy conditions). The simulation results confirmed that the proposed control combination gave us a good performance for regulation and injection of the maximum power to the grid at any weather conditions. Also, results showed a strong dependency between the THD and the generated power, in such a way that the THD is always high when the generated power is low.

APPENDIX

Electrical parameters of PV system power circuit:

PV array : nominal tension 12 V, max power, $P_{\max} 106 \pm 5\%W_p$ (watts peak), $I_{sc} = 6,54$ A, open-circuit voltage, $V_{oc} = 21,6$ V, $I_{\max} = 6,1$ A, $V_{\max} = 17,4$ V, $b = 0,098$, $T_{Cv} = 74$ mV/°C, $T_{Ci} = 2,3$ mA/°C, number of modules in series, s 15; number of modules in parallels, p 2.

DC-DC converter (boost): output voltage 550 V, Smoothing capacitor $C_1 = 20$ μ F, Boost Inductor $L_{\text{boost}} = 200$ mH.

DC-AC converter (Inverter): resistance reactors R , Inductance reactors $L = 11,5$ mH, Smoothing capacitor C_2 4700 μ F, Power source voltage TRMS (true root mean square) $V = 220$ V.

Received on April 2, 2013

REFERENCES

1. K. C. A. de Souza, W. M. dos Santos, D. C. Martins, *Active and reactive power control in a single-phase grid-connected PV system with optimization of the ferrite core volume*, International Review of Electrical Engineering **6**, 7, pp. 3142–3151, 2011.
2. G.T sengenes, G Adamidis, *A multi-function grid connected PV system with three level NPC inverter and voltage oriented control*, Solar Energy, **85**, 11, 2011. pp. 2595–2610.
3. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Recommended practice for utility Interface of photovoltaic (PV) systems*, IEEE Std. 929-2000, NY, April, 2000.
4. Ortiz-Rivera E., Peng F., *Analytical model for a photovoltaic module using the electrical characteristics provided by the manufacturer data sheet*, Power Electronics Specialists Conference, 2005. IEEE 36th, June 2005, pp. 2087–2091.
5. Sc. Mariusz Malinowski, *Sensorless Control Strategies for Three-Phase PWM Rectifiers*, Ph.D. Thesis, Institute of Control and Industrial Electronics, Faculty of Electrical Engineering, Warsaw University of Technology, 2001.
6. H. Muller, A. Rudolf, G. Aumayr, *Studies of Distributed Energy Supply Systems using an Innovative Energy Management System*, 22nd IEEE Power Engineering Society International Conference on Power Industry Computer Applications (Innovative Computing for Power-Electric Energy Meets the Market), May 2001, pp. 87–90.
7. M. Patsalides, D. Evagorou, G. Makrides, Z. Achillides, G. E. Georghiou, A. Stavrou, V. Efthimiou, B. Zinsser, W. Schmitt and J. H. Werner, *The Effect of Solar Irradiance on the Power Quality Behaviour of Grid Connected Photovoltaic Systems*, International Conference on Renewable Energy and Power Quality 2007 (ICRE PQ 07), Sevilla, March 2007, pp. 1–7.
8. Srisaen N., Sangswang A., *Effects of PV Grid-Connected System Location on a Distribution System* IEEE, APCCAS, 2006, pp. 852-855.
9. Gianfranco Chicco, Jürgen Schlabbach, Filippo Spertino, *Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations*, Solar Energy, **83**, pp. 1026–1039, 2009.



Mr Salim BOUCHAKOUR, Ingénieur d'état en Génie Electrique Option machines électriques, de l'Université Hassiba Ben Bouali de Chlef. Obtenant un Magistère en Système Electrotechniques option Systèmes d'Entraînements Electriques à l'Ecole Militaire Polytechnique E.M.P (ex ENITA). Débutant son parcours professionnel en tant qu'ingénieur d'études à la Direction Général du Groupe SONELGAZ, dans l'élaboration des stratégies et perspectives des filières de production d'énergie électrique : EnRs, Nucléaire, Charbon et Filières Thermiques, il continue comme Ingénieur R&D au sein de la SONATRACH, participant à l'installation d'une activité R&D sur les technologies liées aux énergies renouvelables et la maîtrise d'énergie. Actuellement, il fait partie d'une équipe de recherche, au CDER, travaillant dans le domaine de l'énergie solaire photovoltaïque (PV) avec un intérêt particulier aux systèmes PV connectés au réseau.

ملخص

يعتبر دمج الطاقة الشمسية الكهروضوئية في الإنتاج الوطني للكهرباء كأولوية بالنظر للوضع الطاقوي الحالي والمستقبلي، حيث من المرتقب تطوير هذه التكنولوجيا باعتبارها وسيلة إنتاج لامركزية في الشبكات الذكية المستقبلية. من المرتقب ان هذا الحل سيمكن من إنتاج 20 إلى 30 بالمئة من الطاقة المستهلكة من قبل الأسر خلال فترة الاشعاع الشمسي. تهدف أعمال هذه الأطروحة إلى توفير مساهمة علمية نظرية وتطبيقية على حد سواء لتطوير الأنظمة الكهروضوئية المتصلة بالشبكة الكهربائية الجزائرية. مساهمتنا كانت أولاً: اقتراح منهجية لتحديد خصائص النظام الكهروضوئي المتصل بالشبكة والمؤدي إلى أداءه الفعلي، والذي سيمكن متابعة وتنبؤ النظام الكهروضوئي ممكناً بذلك التقليل من تكاليف الصيانة وخاصة زيادة الإنتاجية. ثانياً، اقتراح استراتيجية جديدة لمراقبة محول الطاقة الكهروضوئي والذي دمجا فيه برنامج تتبع جديد لنقطة الطاقة القصوى للمولد الكهروضوئي مع برنامج التحكم المباشر للطاقة الفاعلة والمتفاعلة اللحظية، لضمان الأداء الجيد للنظام الكهروضوئي ومرونة في التحكم من أجل تحقيق دمج أفضل للمحولات الكهروضوئية في خدمة الشبكة الكهربائية. في النهاية، دراسة نقطة الربط المشترك للنظام الكهروضوئي في مركز تنمية الطاقات المتجددة (CDER)، فقد سمح لنا تحليل النتائج التجريبية، من جهة، تحسين المعارف حول جودة طاقة محولات الطاقة الكهروضوئية، التبادل الطاقوي في نقطة الربط المشترك (PCC)، الخصائص الكهربائية للشبكة في نقطة الربط المشترك والتفاعلية بين المحول وشبكة التوتر المنخفض، ومن جهة أخرى، رفع عددا من التساؤلات التي تحتاج إلى إجابات لدمج الأنظمة الكهروضوئية في شبكات التوزيع في أفضل ظروف تقنية، اقتصادية وأمنية.

كلمات مفتاحية: مولد كهروضوئي، محول الطاقة، النظام الكهروضوئي المتصل بالشبكة، النمذجة السلوكية، مراقبة، DPC، MPPT، نوعية الطاقة في PCC

Résumé

L'intégration de l'énergie photovoltaïque (PV) dans la production nationale d'électricité est de plus en plus prioritaire étant donné le contexte énergétique actuel et à venir. Le développement de cette technologie comme un moyen de production décentralisée est très envisagé dans les futurs réseaux intelligents. Cette solution devrait permettre de produire 20 à 30% de l'énergie consommée par les ménages durant les périodes d'ensoleillements. Les travaux de cette thèse ont pour objet d'apporter une contribution scientifique à la fois théorique et appliquée pour le développement des systèmes PV

connectés au réseau BT Algérien.

Notre contribution a été : en premier lieu, de proposer une méthodologie d'identification des paramètres d'un système PV connecté au réseau conduisant à ces performances réelles, permettant ainsi, le suivi et la prévision d'une installation PV réduisant les coûts de maintenance et surtout augmenter la productivité.

En second lieu, de proposer une nouvelle stratégie de contrôle d'un convertisseur PV où nous avons associé un nouvel algorithme de poursuite du point de puissance maximum du générateur PV à la commande directe des puissances active et réactive instantanées, afin d'assurer des bonnes performances du système PV et une flexibilité de contrôle pour une meilleure intégration des onduleurs PV dans le service du réseau électrique.

En fin, d'étudier le point de connexion commun (PCC) du système PV du CDER, ainsi l'analyse des résultats expérimentaux a permis, d'une part, d'améliorer les connaissances sur la qualité de l'énergie des onduleurs PV, les échanges énergétiques au PCC, les paramètres du réseau au PCC et l'interaction entre l'onduleur et le réseau BT. D'autre part, de soulever un certain nombre d'interrogations auxquelles des réponses doivent être apportées pour l'intégration des systèmes PV dans les réseaux de distribution dans les meilleures conditions techniques, économiques et de sécurité.

Mots-clés : Générateur photovoltaïque, convertisseur de puissance, système PV connecté au réseau, modélisation comportementale, monitoring, DPC, MPPT, qualité de puissance au PCC

Abstract

The integration of photovoltaic (PV) in the national electricity production is increasingly priority because of the current and the future energy context. The development of this technology as a decentralized way of production is considered in future smart grids. This solution is expected to produce 20 to 30% of energy consumed by households during periods of sunshine. The work of this thesis is intended to provide scientific contribution to both theoretical and practical for the development of PV systems connected to the Algerian low voltage (LV) grid.

Our contribution was: first, to propose a methodology for identifying the parameters of a PV system connected to the grid leading to these real performances, enabling the tracking and forecasting of a PV system reducing maintenance costs and especially to increase productivity. Second, to propose a new control strategy of a PV inverter which we associated a new tracking algorithm of maximum power point of the PV generator to the direct control of the instantaneous active and reactive power, to ensure good PV system performance and control flexibility for a better integration of PV inverters in service of the power grid.

In the end, to study the point of common coupling (PCC) of CDER's PV system, thus the analysis of experimental results allowed, firstly, to improve the knowledge on the power quality of PV inverters, the energy exchanges in the PCC, the grid parameters at PCC and the interaction between the inverter and the LV grid. Moreover, to raise certain number of questions which answers need to be made for the integration of PV systems in distribution grid in the best technical, economic and safety way.

Keywords: Photovoltaic generator, power converter, grid connected PV system, behavior modelling, monitoring, DPC, MPPT, power quality at PCC

ملخص

يعتبر دمج الطاقة الشمسية الكهروضوئية في الإنتاج الوطني للكهرباء كأولوية بالنظر للوضع الطاقوي الحالي والمستقبلي، حيث من المرتقب تطوير هذه التكنولوجيا باعتبارها وسيلة إنتاج لامركزية في الشبكات الذكية المستقبلية. من المرتقب ان هذا الحل سيمكن من إنتاج 20 إلى 30 بالمئة من الطاقة المستهلكة من قبل الأسر خلال فترة الإشعاع الشمسي. تهدف أعمال هذه الأطروحة إلى توفير مساهمة علمية نظرية وتطبيقية على حد سواء لتطوير الأنظمة الكهروضوئية المتصلة بالشبكة الكهربائية الجزائرية. مساهمتنا كانت أولاً: اقتراح منهجية لتحديد خصائص النظام الكهروضوئي المتصل بالشبكة والمؤدي إلى أداءه الفعلي، والذي سيمكن متابعة وتنبؤ النظام الكهروضوئي ممكناً بذلك التقليل من تكاليف الصيانة وخاصة زيادة الإنتاجية. ثانياً، اقتراح استراتيجية جديدة لمراقبة محول الطاقة الكهروضوئي والذي دمجت فيه برنامج تتبع جديد لنقطة الطاقة القصوى للمولد الكهروضوئي مع برنامج التحكم المباشر للطاقة الفاعلة والمتفاعلة اللحظية، لضمان الأداء الجيد للنظام الكهروضوئي ومرونة في التحكم من أجل تحقيق دمج أفضل للمحولات الكهروضوئية في خدمة الشبكة الكهربائية. في النهاية، دراسة نقطة الربط المشترك للنظام الكهروضوئي في مركز تنمية الطاقات المتجددة (CDER)، فقد سمح لنا تحليل النتائج التجريبية، من جهة، تحسين المعارف حول جودة طاقة محولات الطاقة الكهروضوئية، التبادل الطاقوي في نقطة الربط المشترك (PCC)، الخصائص الكهربائية للشبكة في نقطة الربط المشترك والتفاعلية بين المحول وشبكة التوتر المنخفض، ومن جهة أخرى، رفع عددا من التساؤلات التي تحتاج إلى إجابات لدمج الأنظمة الكهروضوئية في شبكات التوزيع في أفضل ظروف تقنية، اقتصادية وأمنية.

كلمات مفتاحية: مولد كهروضوئي، محول الطاقة، النظام الكهروضوئي المتصل بالشبكة، النمذجة السلوكية، مراقبة، DPC، MPPT، نوعية الطاقة في PCC

Résumé

L'intégration de l'énergie photovoltaïque (PV) dans la production nationale d'électricité est de plus en plus prioritaire étant donné le contexte énergétique actuel et à venir. Le développement de cette technologie comme un moyen de production décentralisée est très envisagé dans les futurs réseaux intelligents. Cette solution devrait permettre de produire 20 à 30% de l'énergie consommée par les ménages durant les périodes d'ensoleillements. Les travaux de cette thèse ont pour objet d'apporter une contribution scientifique à la fois théorique et appliquée pour le développement des systèmes PV connectés au réseau BT Algérien. Notre contribution a été : en premier lieu, de proposer une méthodologie d'identification des paramètres d'un système PV connecté au réseau conduisant à ces performances réelles, permettant ainsi, le suivi et la prévision d'une installation PV réduisant les coûts de maintenance et surtout augmenter la productivité. En second lieu, de proposer une nouvelle stratégie de contrôle d'un convertisseur PV où nous avons associé un nouvel algorithme de poursuite du point de puissance maximum du générateur PV à la commande directe des puissances active et réactive instantanées, afin d'assurer des bonnes performances du système PV et une flexibilité de contrôle pour une meilleure intégration des onduleurs PV dans le service du réseau électrique. En fin, d'étudier le point de connexion commun (PCC) du système PV du CDER, ainsi l'analyse des résultats expérimentaux a permis, d'une part, d'améliorer les connaissances sur la qualité de l'énergie des onduleurs PV, les échanges énergétiques au PCC, les paramètres du réseau au PCC et l'interaction entre l'onduleur et le réseau BT. D'autre part, de soulever un certain nombre d'interrogations auxquelles des réponses doivent être apportées pour l'intégration des systèmes PV dans les réseaux de distribution dans les meilleures conditions techniques, économiques et de sécurité.

Mots-clés : Générateur photovoltaïque, convertisseur de puissance, système PV connecté au réseau, modélisation comportementale, monitoring, DPC, MPPT, qualité de puissance au PCC

Abstract

The integration of photovoltaic (PV) in the national electricity production is increasingly priority because of the current and the future energy context. The development of this technology as a decentralized way of production is considered in future smart grids. This solution is expected to produce 20 to 30% of energy consumed by households during periods of sunshine. The work of this thesis is intended to provide scientific contribution to both theoretical and practical for the development of PV systems connected to the Algerian low voltage (LV) grid. Our contribution was: first, to propose a methodology for identifying the parameters of a PV system connected to the grid leading to these real performances, enabling the tracking and forecasting of a PV system reducing maintenance costs and especially to increase productivity. Second, to propose a new control strategy of a PV inverter which we associated a new tracking algorithm of maximum power point of the PV generator to the direct control of the instantaneous active and reactive power, to ensure good PV system performance and control flexibility for a better integration of PV inverters in service of the power grid. In the end, to study the point of common coupling (PCC) of CDER's PV system, thus the analysis of experimental results allowed, firstly, to improve the knowledge on the power quality of PV inverters, the energy exchanges in the PCC, the grid parameters at PCC and the interaction between the inverter and the LV grid. Moreover, to raise certain number of questions which answers need to be made for the integration of PV systems in distribution grid in the best technical, economic and safety way.

Keywords: Photovoltaic generator, power converter, grid connected PV system, behavior modelling, monitoring, DPC, MPPT, power quality at PCC