



UNIVERSITE DE BATNA

Faculté des Sciences de l'Ingénieur
Département d'Electrotechnique

THESE DE DOCTARAT EN SCIENCES

Par

Mohamed Djarallah

(Ingénieur d'état en Electrotechnique de l'Université D'Alexandrie, Egypte, 1981)
(Magister en Electrotechnique de l'Université de Batna, Algérie, 2000)

Thème

CONTRIBUTION A L'ETUDE DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES RESIDENTIELS COUPLES AU RESEAU ELECTRIQUE

Mémoire soutenu le 16 / 01 / 2008
Devant le jury composé de :

Jury	Grade	Affiliation	QUALITE
Abdessamed Rachid	Prof.	Université de Batna	Président
Azoui Boubaker	M.C.	Université de Batna	Rapporteur
Chabane Mabrouk	M.C.	Université de Batna	Co- Rapporteur
Aida Med salah	Prof.	Université de Constantine	Examineur
Hamidat Abderhmane	M. R.	CDER (Alger)	Examineur
Hadj Arab Ammar	Dr. R.	CDER (Alger)	Examineur

:

(

):

..

.

.....

.....

■ ■

■ ■

.

■ ■

.

.....

..

....

...

.

Remerciements

Le travail présenté dans cette thèse a été effectué au Laboratoire LEB d'électrotechnique, Faculté de l'ingénieur, Université de Batna, Algérie.

Mes premiers remerciements vont à *B. Azoui*, Professeur et membre du staff du Laboratoire LEB d'électrotechnique, Faculté de l'ingénieur, Université de Batna. Je le remercie vivement pour sa présence tout au long de ces travaux. Sa compétence scientifique, sa disponibilité, sa sympathie et sa bonne humeur en font de lui un frère, collègue, encadrant exceptionnel. Travailler à son côté est un plaisir. Ainsi que de remercier *M. Chabane*, Professeur à la Faculté de l'ingénieur, Université de Batna en tant qu'un frère et co-encadrant.

Je remercie vivement Monsieur *R. Abdessamed*, Professeur à l'université et directeur du Laboratoire LEB d'Electrotechnique, pour son aide précieuse et d'avoir accepté d'administrer ce jury.

Je tiens à remercier tout particulièrement Prof. *Aida M^{ed} salah*, Dr. *Hamidat Abderhmane* et *Hadj Arab Ammar* qui nous ont fait l'honneur de participer au jury de cette thèse.

Que *Dr. K. Chikhi*, Chef du Dept. ELT et *Dr. F. Cherif*, S/D chargé de la pédagogie du Dept. ELT soient remercié pour leurs aides matériels et morales.

Je remercie également M^{er} *D. Benlaala* d'avoir participer à la correction de la manuscrite de cette thèse.

Je suis très reconnaissant envers ma 'petite' famille (Mon épouse et mes 9 enfants) pour leurs sympathies et leurs présences à mes cotés durant toute cette période.

Je tiens également à présenter ma plus vive sympathie aux frères : *H. Nasri*, *H. Boucetta* et tous les membres du département ELT.

مساهمة في دراسة أنظمة الطاقة الشمسية الفوتوفولطية الموصولة بالشبكة الكهربائية العامة (ملخص)

:

.

.

1037W/m²

.

(Photovoltaïque)

.

:

—

-

.

(
(BP4160S MSX-60)
)

.

)

(

.

(Optimisation)

.

.

.

.

()

(ō m)

.

.

.

.

:

/

.

Table des matières

Table des matières

Résumé en Langue Arabe.....	I
Sommaire.....	III
Notations et Symboles.....	VII
Introduction Générale.....	1
Contexte	1
Problématique.....	1
Structure du mémoire.....	2
Bibliographie.....	3

Chapitre 1

Issues des Systèmes Photovoltaïques Couplés aux Réseaux Publics : Etat d'Art

1.1-Introduction.....	4
1.2-Balance énergétique mondiale.....	4
1.2.1-Consommation d'énergie.....	4
1.2.2-Réserves d'énergie épuisable.....	5
1.2.3-Réserves et croissances d'énergie non épuisable (renouvelables).....	7
1.3-Potentiel solaire.....	8
1.3.1-Potentiel solaire extraterrestre.....	8
1.3.1.1-Rayonnement solaire extraterrestre.....	8
1.3.1.2-Temps solaire vrai (TSV).....	9
1.3.1.3-Position du soleil.....	10
1.3.1.4-Géométrie d'orientation : collecteur- faisceau du soleil.....	10
1.3.2- Potentiel solaire terrestre.....	11
1.3.2.1-Rayonnement solaire au sol.....	11
1.3.2.2-Rayonnement disponible.....	13
1.3.2.3-Adaptation de rayonnement.....	14
1.4-Systèmes photovoltaïques interconnectés au réseau : état d'art des concepts.....	16
1.4.1-Cellules, panneaux et champ photovoltaïques.....	17
1.4.2-Système de conditionnement.....	20
1.4.2.1-Onduleurs.....	20
1.4.2.2-Interfaces entre les différents sous systèmes.....	23
1.4.3-Charges-Réseau électrique.....	24
1.5-Aspects technico-économiques.....	25
1.5.1-Aspects techniques.....	25
1.5.1.1-Performance énergétique : <i>Productivité et coefficient de performance</i>	25
1.5.1.2-Planning.....	26
1.5.2-Aspects économiques.....	27
1.5.2.1-Coût d'investissement.....	28
1.5.2.2-Coût énergétique.....	28
1.6-Valeurs ajoutées et obstacles.....	29
1.6.1-Quelques Valeurs supplémentaires (ajoutées).....	29
1.6.2-Quelques obstacles à la croissance de la PV (Problématiques).....	30
1.7-Conclusion.....	31
1.8-Bibliographie.....	31

Chapitre 2

Analyse et Validation de Divers Modèles d'une Source Photovoltaïque

2.1-Introduction	37
2.2-Description et modélisation des éléments d'une chaîne PVCR	37
2.2.1-Etat d'art	37
2.2.2-Elaboration des modèles	38
2.2.2.1-Modèles (cellule solaire) : 1 ^{er} , 2 ^{eme} , 3 ^{eme} et 4 ^{eme}	38
2.2.2.2-Modèle du module PV	43
2.2.2.3-Modèle du champ (Array) PV	44
2.2.2.4-Evaluation préliminaire des trois modèles	45
2.3-Investigation dans les parties actives du GPV	47
2.3.1-Caractéristiques et impact des effets de A et de R _s	47
2.3.2-Validation des modèles	51
2.3.3-Techniques de sélection des modèles du champ PV	57
2.5-Conclusion	58
2.6-Bibliographie	58

Chapitre 3

Analyse Conceptuelle et Technique des Systèmes de Conditionnement de Puissances : Systèmes PV Résidentiels Couplés aux Réseaux Electriques

3.1-Introduction	61
3.2-Différentes classes de modèles	62
3.2.1-Classe 1 : Gestion et modalité de raccordement	62
3.2.1.1-Injection du surplus de la production	62
3.2.1.2-Injection de la totalité de la production	63
3.2.2-Classe 2 : Qualité d'énergie	64
3.2.2.1- Suppression des effets indésirables	64
3.2.2.2-Compensation et correction	65
3.2.3-Classe 3 : Modes d'extraction d'énergie PV maximale	65
3.2.4-Conclusion partielle	66
3.3-Modèles mathématiques des éléments de l'interface	66
3.3.1-Modélisation de l'onduleur	66
3.3.1.1-Modèle de la tension d'entrée/sortie (E/S)	67
3.3.1.2-Modélisation de l'MPPT	69
3.3.1.3-Modèle du rendement	73
3.3.2-Modélisation des systèmes de filtrage	75
3.3.3-Modélisation du réseau	77
3.3.4-Modélisation de la maille alternative (AC)	78
3.3.4.1-Modèle en circuits électriques	78
3.3.4.2-Mise en équations	79
3.4-Investigation des effets de V_s et δ	81
3.4.1-Critères d'inter-échange d'énergie	81
3.4.2-Comportement du système dans le plan courant continu (CC)	84
3.4.2.1-Facteurs de transformation et courbes de charge (LC)	84

3.4.2.2-Identification des intervalles et suggestions.....	85
3.5-Conclusion.....	87
3.6-Bibliographie.....	88

Chapitre 4

Optimisation des Systèmes Photovoltaïques Résidentiels Couplés aux Réseaux Electriques : Un Outil de Conception

4.1-Introduction.....	94
4.2-Structure fonctionnelle d'optimalisation d'un système PV en réseau.....	94
4.3-Optimisations fonctionnelles du générateur PV (GPV).....	96
4.3.1-Optimisation des angles du collecteur PV.....	96
4.3.1.1-Ajustement d'angles et l'apport énergétique.....	96
4.3.1.2-Optimisation par modèle d'angle d'inclinaison : application.....	99
4.3.2-Optimisation fonctionnelle du champ PV.....	100
4.3.2.1-Modèle mathématique de l'MPPT direct.....	101
4.3.2.2-Effets de températures et éclairagements sur les paramètres de l'MPPT.....	102
4.3.2.3-Estimation des paramètres du champ PV.....	103
4.3.3-Optimisation par modèle du système de conditionnement de puissance.....	104
4.3.3.1-Indices d'évaluation de performances.....	104
4.3.3.2- Evaluation de l'indice de performance instantanée vs sa forme intégrale.....	105
4.3.3.3-Modèles complémentaires.....	106
4.3.3.4-Formulation du problème.....	109
4.4-Problèmes d'optimisation et leurs méthodes de solution.....	110
4.4.1-Classification de problèmes.....	110
4.4.2-Méthodes de la solution.....	111
4.5-Simulation et discussions.....	113
4.5.1-Angles d'inclinaison optimaux.....	113
4.5.2-Paramètres optimaux du conditionneur de puissance.....	117
4.5.2.1-Analyse de l'équation d'énergie journalière maximale du GPV.....	117
4.5.2.2-Analyse de l'optimisation du système de conditionnement	120
4.6-Conclusion.....	123
4.7-Bibliographie.....	125
4.8 Annexes.....	125

Chapitre 5

Développement d'une Méthodologie d'Aide à la Compréhension et à la Conception des Systèmes Photovoltaïques Couplés aux Réseaux Electriques

5.1-Introduction.....	130
5.2-Bilan de puissances.....	130
5.2.1-Maille alternative.....	130
5.2.2-Contre-réaction en maille continue.....	130
5.3-Techniques de transformation.....	132
5.4-Transformation d'expressions entre plans.....	133
5.4.1- Transformation CC→CA.....	133

5.4.2- Transformation CA→CC.....	134
5.5-Développement des expressions découplées (prolongées).....	134
5.5.1-Développement analytique.....	135
5.5.2-Transformation des expressions prolongées.....	136
5.6- Vérification des modèles prolongés	137
5.6.1-Critères de vérification.....	137
5.6.2-Vérification analytique.....	138
5.6.2.1-Expression CC transférée.....	138
5.6.2.2-Expressions prolongées CA et CC	138
5.6.3-Vérification expérimentale.....	139
5.7-Simulation et discussion d'un cas énergétique optimal.....	140
5.7.1-Investigation du modèle prolongé dans le plan CA.....	140
5.7.1.1-Etalage de la technique de transformation par différentes LC's.....	140
5.7.1.2-Impact des paramètres sur la performance du système PV en réseau.....	142
5.7.2-Investigation du modèle prolongé dans le plan CC.....	146
5.7.2.1-Rôle de l'index de modulation m.....	146
5.7.2.2-Sélection de V_{gmax}	148
5.7.3-Discussion par simulation d'un cas énergétique optimal.....	149
5.7.3.1-Contraintes et remèdes.....	149
5.7.3.2-Validation et impact.....	150
5.7.4-Recommandations conceptuelles.....	155
5.8-Conclusion.....	157
5.9-Bibliographie.....	158
5.10 Annexe.....	159
 Conclusion et Perspectives	
RESUME DE NOTRE CONTRIBUTION.....	158
NOS APPORTS.....	158
PERSPECTIVES.....	161
 Annexe (Publications).....	 162

Notations et Symboles

Symboles et abréviations	Désignations
PV	Photovoltaïque
kW_c	Kilo-Watt crête
E_λ	Distribution du rayonnement de corps noirs
E	Emittance énergétique (éclairage ou ensoleillement)
AM	Masse d'air
TSL	Temps Standard Local
TSV	Temps Solaire Vrai
BOS	composants d'équilibre du système 'Balance Of System components'
$DC=CC$	Courant Continu
$AC=CA$	Courant alternatif
STC	Conditions de tests standard 'Standard Test Conditions'
$R\&D$	Recherche et développement 'Research and Development'
MPP	Point de fonctionnement optimal 'Maximum Power Point'
MLI	Modulation à largeur d'impulsion
HT	Hors Taxe
$PVCR$	Photovoltaïque Couplée au réseau électrique
GPV	Générateur Photovoltaïque
THD	distorsion harmonique totale 'Total Harmonic Distortion'
I_{PH}	Courant de la cellule PV (Photo-Courant)
I_D	courant de l'obscurité de la diode
I_P	Courant net total de la cellule PV
R_s	Résistance série de la cellule PV
I_0	Courant de saturation de la cellule PV
α	Coefficient de température du courant I_{PH}
T_C	température ambiante
V_{gap}	Energie de Gap du matériel de la cellule PV en eV
R_{sh}	Résistance shunt de la cellule PV
V_{TH}	Tension thermique
A	Facteur d'idéalité de la jonction (cellule PV) p-n
T_{Cref}	Température de référence de la cellule PV
I_{SC}	Courant de court circuit
V_{OC}	Tension du circuit ouvert
η	rendement
VSI	Onduleur de tension
m	Indice de modulation en amplitude
$MPPT$	Suiveur/Algorithme du Point de fonctionnement optimal
R	Résistance de filtres
L	Inductance de filtres
C	Condensateur de filtrage
V_g	Tension du réseau BT
$V_s (=V_{sl})$	Tension fondamentale de la sortie de l'onduleur
I	Courant de la maille AC
$P, Q \text{ et } S$	Puissances active, réactive et apparente respectivement
$I_{cg} (I_{gT}) \text{ et } V_{cg}$	Courant et tension de charge dans le plan CC
LC	Courbe de charges
FP	Facteur de puissance
En_{MPP}	Energie maximale du champ PV pendant une journée
En_T	Energie transmise à la charge et au réseau électrique journalière
$\eta(t)_{optimal}$	loi de contrôle optimal admissible

Introduction Générale

I.1-Contexte

Il est préoccupant d'apprendre qu'environ 1.7 à 2.0 milliards de personnes dans les pays en voie de développement, n'ont aucun accès à l'électricité. En plus, 2 milliards sont alimentées par des réseaux non fiables. Les facteurs préoccupant les écologistes, les météorologistes, les chercheurs et les gouvernements, incluant aussi bien la croissance de la population (6 milliards actuels à environ 8 milliards au cours des 25 années à venir), sont les changements climatiques et l'épuisement rapide des réserves des ressources traditionnelles d'énergie (fossile, gaz, etc.). La consommation d'énergie dans le monde s'élève actuellement à 13 TW. Les problèmes écologiques, provoqués par des ressources énergétiques traditionnelles, sont très inquiétants ; car l'environnement est menacé par la pollution et l'effet de serre ; où le climat change et changera, la température globale augmentera jusqu'à 5.81C° au cours du siècle à venir. Actuellement, beaucoup de pays ont réalisé qu'il faut réduire l'effet de serre. Par conséquent, la production de l'électricité par des moyens propres (non polluants) est devenue une nécessité primordiale afin de satisfaire l'alimentation électrique de nos futures générations. Alors les nouvelles sources propres, renouvelables et soutenables d'énergie devront être utilisés. A savoir que le soleil fournit, en une heure, quatre fois plus d'énergie que celui utilisé mondialement en un an [I.01].

L'électricité du PV solaire est la méthode la plus élégante pour produire l'électricité sans pièces mobiles, ni d'émission de gaz ni de bruit. Tout ceci en convertissant la lumière du soleil abondante, non épuisable, en énergie électrique utile. La capacité globale installée des systèmes PV, en 2003, est de 1809 MW ; plus de 80% de cette capacité a été installée dans les systèmes photovoltaïques résidentiels en réseau électrique [I.02].

Poussée par ce contexte, la production PV en réseau se développe dans de nombreux pays. Des systèmes PV sur le toit, intégrés au toit, au construction ou aux façades sont inclus dans des programmes politiques ; comme les programmes de 100,000-toit en Allemagne, 70.000 en Japon, et 1 million d'initiatives solaire de toits en USA. En vu de provisions des demandes maximales, récemment, les firmes productrices de l'électricité offrent des prix égaux ou meilleurs marchés comparativement à l'électricité par bloc [I.03]. En raison de ça, une nouvelle situation encourageante, pour ce type d'application a déjà surgi et se développera au cours des années à venir.

Comme les réseaux de distribution ne sont pas conçus pour acquérir de la production des clients, les systèmes de production des énergies renouvelables en réseau électrique (productions décentralisées), en général, et les systèmes PV en particulier, entraînerait des points d'injections de puissance importants sur les réseaux basse tension de nature à y générer des difficultés d'exploitation [I.04, I.05, I.06].

I.2-Problématique

Deux axes de travaux, peuvent être tirés de ces difficultés :

- 1- le premier concerne le développement des stratégies de conception basées sur des modèles simples et fiables, qui seront utiles dans la mise en œuvre des chaînes PV inter-échangeant, et dans l'étude des performances.
- 2- le deuxième axe est purement énergétique, qui s'intéresse à l'étude des performances analytique et économique ; dont les objectifs principaux sont la vision à long terme de la production répartie d'électricité photovoltaïque et les mesures stratégiques pour intégrer le photovoltaïque dans l'avenir énergétique des pays.

Les performances des systèmes PV interconnectés au réseau électrique dépendent essentiellement des conditions météorologiques et du système de conditionnement. Une évaluation approximative du rendement de système basé sur les valeurs moyennes des données d'entrées météorologiques quotidiennes peut avoir comme conséquence un système surdimensionné pour un endroit et sous dimensionné pour autres. Dans le cas du surdimensionnement, le système ne peut pas fonctionner à pleine capacité, et les résultats affectent la durée de vie du système, qui va devenir plus court; avec un coût d'installation plus élevé. Pour le cas d'un système sous dimensionné, ce dernier ne peut pas assurer assez de

puissance pour le consommateur, et par conséquent la durée de vie du système se raccourcit également. Pour ces raisons, des modèles crédibles des éléments de la chaîne PV couplée au réseau sont indispensables pour permettre aux concepteurs de concevoir des chaînes PV fonctionnelles non seulement avec succès, mais aussi optimales. Alors, la modélisation fiable des cellules et des modules PV dans des conditions de fonctionnement réelles est essentielle.

Les systèmes PV en au réseaux électriques offrent l'occasion de produire des quantités significatives d'énergie près du point de consommation, en évitant les pertes de la transmission et de la distribution. Mais, ils emploient toujours des technologies, comparativement, plus chères pour la production d'électricité, même lorsque les frais financiers externes sont considérés. Afin d'être économiquement concurrentiels, les coûts de ces installations doivent d'être réduits d'environ 70%. Le coût énergétique peut être réduit en diminuant l'investissement nécessaire ou en augmentant le rendement d'énergie du système. L'analyse méthodique des aspects conceptuels et techniques, employée pour accomplir la deuxième alternative, peut probablement aboutir à des résultats de réduction de prix.

Les problèmes de dimensionnement, de la conception et de la commande des systèmes PV en réseau, où la compatibilité des composants est indispensable, ne sont pas une tâche facile. L'optimisation par modèle et par simulation peut donner une idée précise sur les performances d'un système, et par la suite l'impact de chaque paramètre de la chaîne, avec un coût minimal ; d'où on peut arriver à résoudre les problèmes précédents.

L'optimisation par modèle et par simulation permet de conduire l'analyse, des systèmes PV en réseau, dans trois directions principales:

- 1- optimisation en vers de la gestion d'énergie ;
- 2- optimisation de l'impact économique et la réduction des coûts ;
- 3- optimisation en vers la conception et la commande.

Le développement d'une méthodologie d'aide à la conception, en se basant sur l'optimisation comme outil, permettant de réduire le temps du planning ou d'augmenter le rendement d'énergie par l'identification/prédiction des paramètres optimaux, ou par la réduction des effets négatifs des éléments parasites des systèmes PV, peut sans doute aboutir à des résultats de diminution du prix.

I.3-Structure de la thèse

Cette thèse a demandé un important travail de défrichage pour localiser les points primordiaux à développer. Elle est structurée en cinq chapitres donnés comme suit :

Dans le premier chapitre, on a abordé les issues conceptuelles des systèmes PV résidentiels en réseau électrique. En premier lieu, un constat sur la consommation d'énergie dans le monde est donné, suivi de la compréhension de la physique du rayonnement solaire comme source d'énergie primaire pour le photovoltaïque. L'état d'art des systèmes PV en réseau, du point de vu technique et économique est exposé. Les valeurs ajoutées supplémentaires par ces systèmes, en plus de l'énergie électrique, sont données. Afin de définir la problématique de notre travail une investigation des obstacles technico-économique est réalisée.

Dans le but de caractériser la demande de la charge et la production énergétique du champ PV, la modélisation complète du champ PV est développée dans le deuxième chapitre. Des évaluations de ces modèles, par simulation en utilisant des données acquises des fabricants, sont exposées ; ensuite des comparaisons ont été effectuées pour évaluer chaque modèle.

Le troisième chapitre est consacré entièrement à l'analyse conceptuelle et technique du système de conditionnement d'un système PV résidentiel en réseau électrique. Cette analyse a pour but la compréhension profonde du comportement du système, aussi bien, pour aider à la conception et la vérification d'un systèmes PV en réseau du point de vu énergétique et dynamique.

Le quatrième chapitre vise à développer une méthodologie d'optimisation par laquelle on peut évaluer les performances des systèmes PV en réseau. Cette méthodologie est prévue pour fournir un outil utile pour optimiser différents paramètres de la chaîne. Par l'utilisation de cet outil, doté des données locales (site, charge et réseau), on veut prouver que la puissance maximal peut être extraite à partir du générateur PV et être transférée au réseau électrique avec une qualité de puissance élevée, un coût minimal ; et enfin la loi de commande déduite pourrait être facilement mise en œuvre.

Dans le cinquième chapitre un ensemble d'équations découplées et prolongées relativement simples, appropriées à l'optimisation de systèmes dans les côtés CC et CA, sont développées et testées. Le déplacement de ces équations entre les côtés CA et CC est standardisé en employant des techniques de transformations directes. L'efficacité de ces équations découplées et prolongées, apparaît dans les procédures de la conception de systèmes optimaux, prédiction de performances de systèmes, évaluation, et dans la vérification des systèmes. Ces expressions mathématiques avec les techniques de transformation associées sont validées par des calculs numériques et par des résultats expérimentaux. Pour montrer l'efficacité de la méthodologie et des expressions développées, et ainsi que pour confirmer les résultats obtenus dans la fin du 4^{ème} chapitre une étude par simulation suivie d'une discussion d'un cas énergétique optimal sera effectuée.

I.4-Bibliographie

- [I.01] Programme D'Environnement Des Nations Unies (PENU),
http://www.uneptie.org/energy/act/re/fact_sheet/
- [I.02] W. Hoffmann, 'PV solar electricity industry: Market growth and perspective', Elsevier, Solar Energy Materials & Solar Cells 90, pp.3285–3311, 2006.
- [I.03] T. Galloway, 'Solar House: A Guide for the Solar Designer', Edition Elsevier, 2004.
- [I.04] A. Medina et al., 'Optimal Placement and Sizing Procedure for PV Systems on Radial Distribution Systems', International Conference on Power System Technology, IEEE, pp.01-06, 2006.
- [I.05] Y. Baghzouz, 'Voltage Regulation and Overcurrent Protection Issues in Distribution Feeders with Distributed Generation – A Case Study', Proceedings of the 38th Hawaii International Conference on System Sciences – 2005, IEEE, pp.01-07, 2005.
- [I.06] X. Gong et M. Kulkarni, 'Design optimization of a large scale rooftop photovoltaic system', Elsevier, Solar Energy 78, pp.362–374, 2005.
- [I.08] J. Thongpron et K. Kirtikarac, 'Effects of low radiation on the power quality of a distributed PV-grid connected system', Elsevier, Solar Energy Materials & Solar Cells 90, pp.2501–2508, 2006.

Chapite 1

Issues des Systèmes Photovoltaïques Couplés aux Réseaux Publics : Etat d'Art

1.1-Introduction

La production de l'électricité par des moyens propres (non polluants) est devenue une nécessité primordiale dans un monde où l'environnement est menacé par la pollution et l'effet de serre [1.01].

Le photovoltaïque (PV) est une énergie propre et non épuisable. Elle représente une composante essentielle des énergies renouvelables qui peut aider le monde à répondre à ses besoins énergétiques toujours croissants, tout en limitant l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre et en diminuant la pollution de l'environnement. Cette solution énergétique 'verte' présente également des retombées économiques, sociales et environnementales positives, notamment la création d'emplois hautement technologique qualifiés, une innovation croissante accompagnée de progrès techniques et d'un niveau d'émission zéro.

Les systèmes photovoltaïques intégrés aux réseaux électriques sont liés à plusieurs domaines : la physique en générale notamment celle des semi-conducteurs, l'électronique de micro, faible et grande puissances, etc.. ; on peut dire qu'ils débouchent sur une science plus thématique que l'énergétique ou autres (génie électrique, électrotechnique, etc..). Généralement, ces systèmes sont de deux types, du point de vu application : les centrales PV ($100kW_C$ à quelques MW) et les systèmes inter-échangeant avec le réseau ($<20kW_C$).

Dans ce chapitre, on va aborder le résumé des issues conceptuels des systèmes PV résidentiels interconnectés au réseau électrique, nommés parfois inter-échangeant ; particulièrement, les issues qui ne seront pas détaillés dans les chapitres subséquents. En premier lieu, un constat sur la consommation d'énergie dans le monde est donné, suivi de la compréhension de la physique du rayonnement solaire comme source d'énergie primaire pour le photovoltaïque. L'état d'art des systèmes PV interconnectés au réseau (inter-échangeant), du point de vu technique et économique est exposé. Les valeurs ajoutées supplémentaires par ces systèmes, en plus de l'énergie électrique, vont être données. Afin de définir la problématique de notre travail, une investigation des obstacles technico-économiques est réalisée.

1.2-Balance énergétique mondiale [1.02, 1.03, 1.04]

La balance énergétique mondiale concerne la consommation, les réserves épuisables et non épuisables des énergies dans le monde.

1.2.1-Consommation d'énergie

La consommation d'énergie dans le monde a toujours augmenté en raison de l'augmentation rapide de la population (fig. 1-1), particulièrement dans les pays en voie de développement et dans les nouveaux pays industrialisés. La croissance rapide prévoit 6 à 8 milliards de personnes d'ici 25 années, voir 10 milliards d'ici le milieu du 21^{ème} siècle.

Une telle augmentation de population aura un impact dramatique sur la demande énergétique. La prévision prédite par la Conférence Mondiale d'Energie qui a lieu à Cannes en 1986, de la consommation de l'énergie primaire de l'année 2000 est illustrée sur le diagramme donné par Fig.1-2. Il est annoncé au Congrès mondial de l'Energie à Houston en septembre 1998 que la demande annuelle en énergie primaire monterait approximativement à $154 \times 10^{12} kWh$ en 20 années à venir. Le Conseil Mondial d'Energie se prévoit à cette demande d'atteindre $228 \times 10^{12} kWh$ dans 2050. Malgré l'augmentation du taux des énergies renouvelables, il est estimé toujours que le rôle des ressources énergétiques fossiles ne changera pas entièrement dans un proche futur.

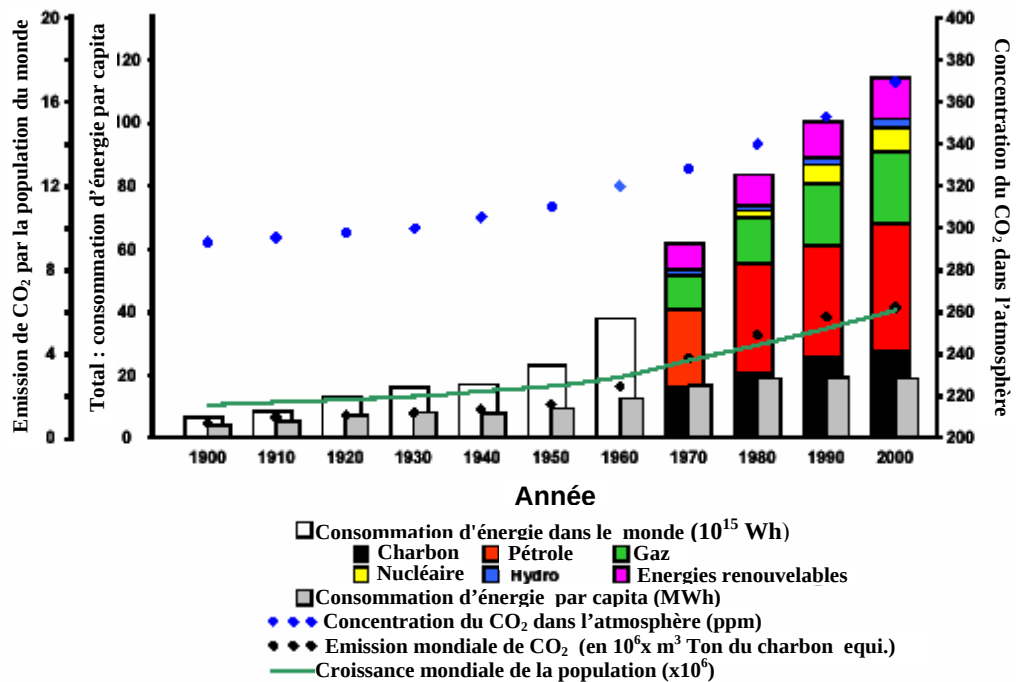


Fig. 1.1 : Situation énergétique mondiale prédite pour l'année 2000 [1.03]

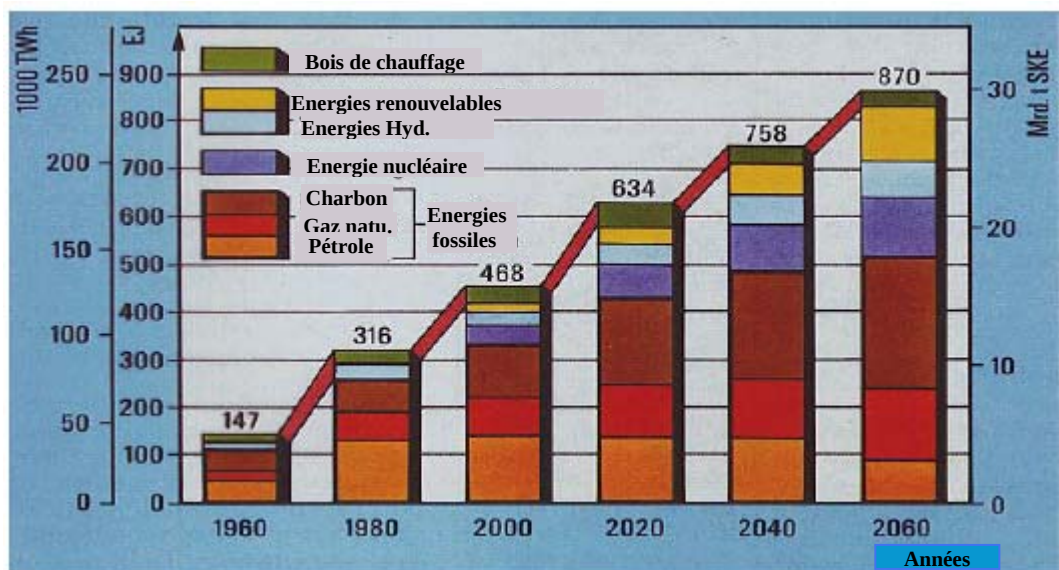


Fig.1.2 : Prévoyance d'énergie pour la consommation future [1.04]
(Mrd : 10⁶, SKE=29.3Mjoule, EJ=10³Pjoule, T=Tera=10¹² et P=Peta=10¹⁵)

1.2.2-Réserves d'énergie épuisable

Les énergies épuisables, non renouvelables ou de sources d'approvisionnements finis sont obtenues de stocks potentiels et statiques sous forme d'énergie primaire.

Puisque la consommation d'énergie primaire est dominée, dans le monde entier, par les ressources (une partie des ressources totales) énergétiques fossiles comme le pétrole brut, le charbon et le gaz naturel ; l'augmentation de la consommation d'énergie a un effet certainement direct sur ces réserves (total des ressources); elles vont être épuisées un jour. Selon les figures 1-3 et 1-4, indiquant les réserves et les ressources de la fin des années 1997, avec les plus grandes quantités de réserves et ressources, le charbon est encore dominant dans le monde entier. Les réserves de charbon compte environ 45 % de toutes les ressources énergétiques. Les deuxièmes

sources énergétiques, le pétrole brut conventionnel et non conventionnel, sont estimées environ 33 % (18,5 % et 16,3 % respectivement) des réserves de toutes les ressources énergétiques. Le gaz naturel succède dans la troisième place avec approximativement avec 15 %. Le carburant nucléaire intervient approximativement de 5 %. Bien que le « thorium » ne soit pas employé pour la production d'électricité car il n'y a aucun réacteur pour ce genre du carburant, les réserves de plus de 2 millions de tonnes de thorium, peuvent être considérées comme base pour l'avenir. Si on reste au même niveau de consommation d'aujourd'hui et dans les décennies avenir, le récupérable, et toutes les réserves fossiles, sans le charbon, ne dépassent pas 60 ans. Quant au charbon, il sera épuisé dans moins de 200 ans.

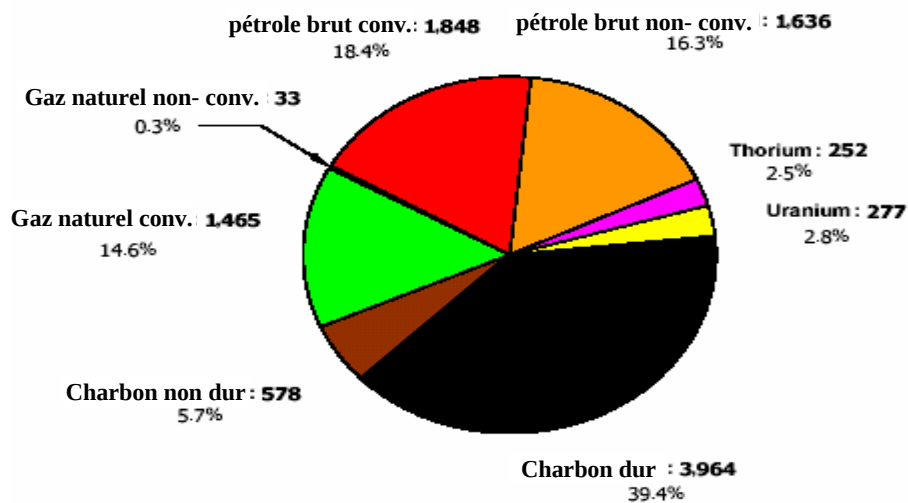
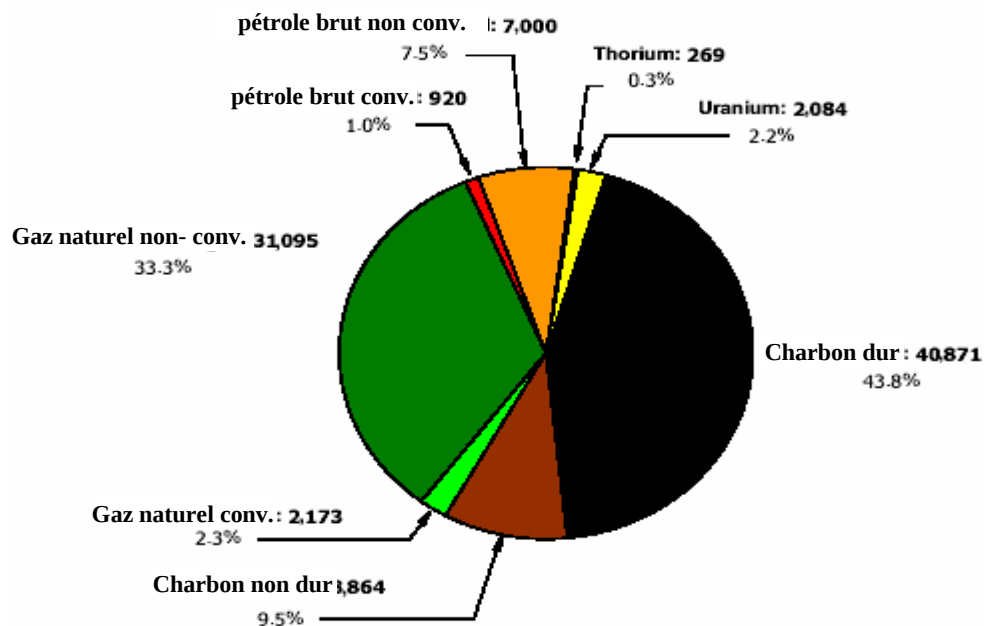


Fig. 1.3 : Réerves à la fin de 1997 en PWh [1.03]

Fig. 1.4: Ressources à la fin de 1997 en PWh [1.03]
(P=Peta= 10^{15})

1.2.3-Réserves et croissances d'énergie non épuisable (renouvelables)

Pour le futur, l'approvisionnement en énergie doit être pris en considération. Le monde aura besoin d'une nouvelle source d'énergie, sûre, propre et économique, pour satisfaire tous les besoins. Les sources qui réunissent la plupart de ces propriétés sont les énergies renouvelables. Les énergies renouvelables, obtenues des sources continues ou répétitives, rassemblent un assortiment de conversions des énergies primaires, dont la globalité, elles touchent : l'énergie éolienne, solaire (PV et thermique), géothermique et l'énergie de biomasse [4]. Le Conseil d'Énergie du Monde (WEC) a écrit dans un rapport publié en 2000 [1.05]:

Si on compare l'énergie que nous recevrons du soleil avec la demande énergétique de l'humanité, les énergies renouvelables sont des sources d'énergie presque illimitées. D'ailleurs ils sont disponibles, fixent et sûre. Le problème c'est que, sans une aide financière, les énergies renouvelables ne peuvent pas concurrencer les énergies fossiles. Cependant, ceci ne signifie pas qu'il n'est pas important de favoriser des énergies renouvelables selon des critères économiques du marché afin d'obtenir encore plus de bénéfice de la réduction en coût avec la production en série.

En l'an 2000, les énergies renouvelables ont contribué à environ 13,8% de la consommation mondiale d'énergie primaire, dont 0,039% représentait uniquement l'énergie solaire photovoltaïque (Fig. 1.5). Il ne faut pas s'arrêter à l'insignifiance de ce chiffre, mais plutôt considérer la rapide augmentation avec laquelle les énergies renouvelables, et plus particulièrement le PV, ont progressé au cours des dernières décennies. En fait, la croissance des énergies renouvelables a été comparable à la croissance annuelle de l'approvisionnement total en énergie primaire, avoisinant les 2% par an pendant les 30 dernières années. La croissance annuelle, du PV et de quelques autres énergies renouvelables (l'énergie marémotrice, l'énergie éolienne, l'énergie thermique solaire et l'énergie géothermique solaire), est encore plus remarquable puisqu'elles atteignent les 9% [1.06].

Selon le rendement théorique des énergies renouvelables adapté par WEC, qui est de 38.46%, qu'on doit interpréter avec soin (>38.46) [1.06], et selon l'un des scénarios, la contribution des énergies renouvelables sera de 37-39% de la totalité de la croissance de la demande des énergies primaires, qui est de 22-30% pour les années 2050. Actuellement l'augmentation du solaire est d'environ 30% par an.

Jusqu'à présent, les marchés mondiaux, en faveur du PV, ont été guidés par une multitude de forces convergentes, entre autres l'action internationale concernant les changements climatiques, la sécurité énergétique, l'amélioration de la qualité de l'air, les progrès techniques et la déréglementation de l'énergie. La demande du PV s'est ainsi fortement accélérée dans le monde, augmentant de plus de 23% entre 1997 et 2002 [1.07].

Les applications du PV sont subdivisées en deux grandes catégories : en réseau et hors réseau, qui croient de 50% et 30% respectivement « prédite », des applications en réseau du PV (marché du PV intégré au réseau) ; où on remarque que dans l'année 2000 [1.06, 1.07, 1.08, 1.09]. Le tableau 1.1 montre la croissance, « actuelle et le marché du PV en réseau a triplé (2001 à 2005), par contre, dans la même période, celui du hors réseau a doublé seulement.

Tableau 1.1 : Marché, actuel et prédit, du PV intégré au réseau [1.07]

Année	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Puissance PV à grande échelle (MW)	3	5	7	10	12	15	19
Résidence PV intégré (MW)	42	61	74	93	123	162	213
Résidence PV toiture (MW)	22	40	55	79	98	121	151
Commercial PV intégré (MW)	5	10	12	20	28	40	56
Commercial PV toiture (MW)	8	11	18	27	34	42	53
Total du PV intégré au réseau (MW)	80	127	166	229	295	380	492

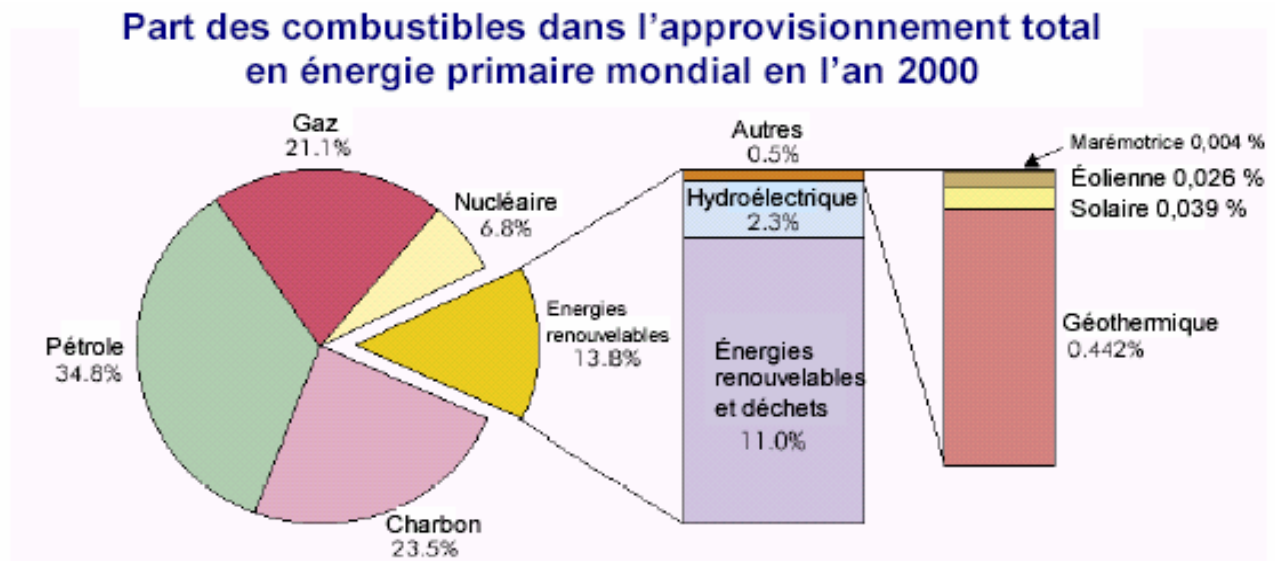


Fig.1.5 : Production mondiale d'énergie primaire, Source IEA, Renewable in Global Energy Supply [1.06]

1.3-Potentiel solaire

Cette partie concerne le calcul du rayonnement solaire disponible, comme le paramètre d'entrée principal à un dispositif solaire à un endroit, orientation et temps spécifiques. D'abord, le rayonnement en dehors de l'atmosphère de la terre est discuté, ensuite les paramètres géométriques du soleil et du collecteur sont déterminés; puis la proportion du rayonnement atteignant le dispositif, qui dépend de plusieurs facteurs géométriques (latitude, azimut, etc..) et environnementaux (absorption par : vapeur d'eau, gaz, etc..), est formulée.

1.3.1-Potentiel solaire extraterrestre

1.3.1.1-Rayonnement solaire extraterrestre

Pour comprendre le comportement du rayonnement du soleil, les caractéristiques du corps noir devrait être vues brièvement. Le " corps noir " est à la fois un absorbeur et un émetteur de rayonnement électromagnétique avec 100 % d'efficacité à toutes les longueurs d'ondes. La distribution théorique des longueurs d'onde du rayonnement du corps noir est mathématiquement décrite par l'équation de Planck (1.1) [1.03] :

$$E_{\lambda} = \frac{A\lambda^{-5}}{\exp\left(\frac{B}{\lambda T}\right) - 1} \quad (1.1)$$

avec $A = 3.74 \times 10^{-16} \text{ W.m}^{-2}$, $B = 14.39 \times 10^{-3} \text{ m.K}$, λ longueur d'onde en mètre, T la température absolue en °K.

L'ensoleillement, qui représente le flux d'énergie émis par unité de temps et par unité de surface du soleil, exprimée en W/m^2 est donné par la loi de Stefan-Boltzmann [1.04] :

$$E_s = \sigma T^4 \quad (1.2)$$

où $\sigma = 5.67 \times 10^{-8} \text{ W.m}^{-2}.\text{K}^{-4}$ est la constante de Stefan-Boltzmann ;

T est la température absolue du corps noir.

L'ensoleillement reçue en dehors de l'atmosphère terrestre, nommée la constante solaire, peut être approximativement dérivée selon l'expression (1.3), si on suppose que le soleil est un corps noir [1.03] :

$$E_S.A_S = E_0.A_{OT} \quad (1.3)$$

avec

E_S = éclairement de la surface du soleil ;

E_0 = éclairement en dehors de l'atmosphère terrestre, appelée constante solaire ;

A_S = surface du soleil ;

A_{OT} = surface de la sphère dont le rayon est l'orbite de la terre/soleil

La figure 1.6 montre la géométrie schématique des rapports terre-soleil. En substituant E_S par l'équation (1.2) et T par 5762°K , on obtient :

$$E_0 = 1360 \text{ W/m}^2$$

Puisque l'orbite de la terre R_{OT} n'est pas entièrement constant, E_0 change légèrement tout au long de l'année, on peut déduire que $1300 \text{ W/m}^2 < E_0 < 1390 \text{ W/m}^2$.

Les mesures, par satellite, indiquent que la valeur moyenne de l'année de E_0 est de 1367 W/m^2 ; qui est dans la gamme précédente.

En raison de l'orbite elliptique de la terre, l'ensoleillement extraterrestre E_0 sur une surface perpendiculaire au faisceau du soleil dans le jour n de l'année est donnée (n variant de 1 à 365 et ce du 01/01 au 31/12 de l'année) par (1.4) [1.10] :

$$E_0(n) = (1 + 0.033 \frac{2\pi n}{365}) E_0 \quad (1.4)$$

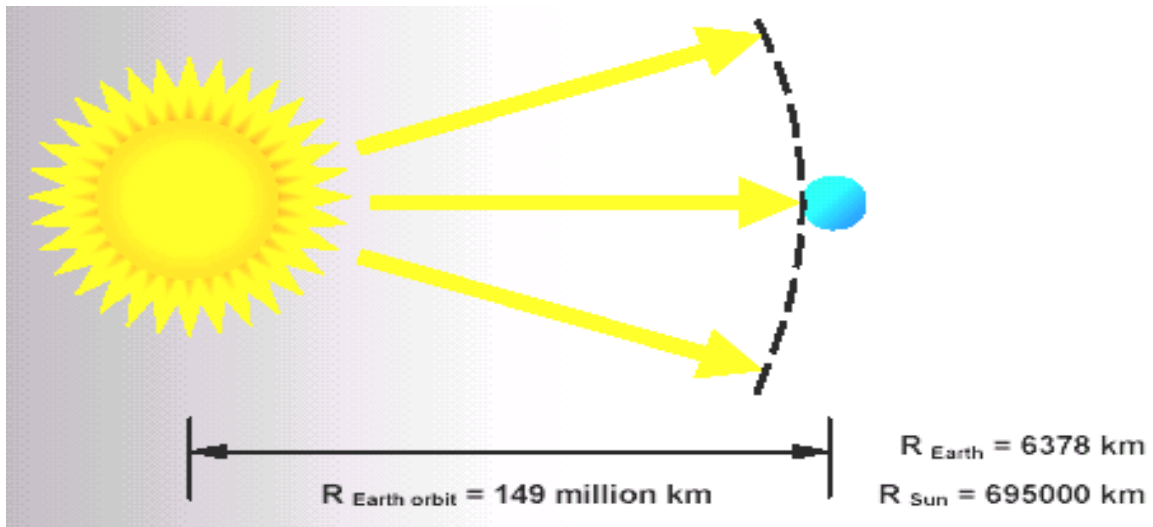


Fig. 1.6 : Géométrie schématique des rapports terre-soleil [1.03]

1.3.1.2-Temps solaire vrai (TSV)

Le temps, en heures, appliqué dans les calculs d'énergie solaire est nommé : le temps solaires vrai, là où le soleil croise le méridien de l'observateur à 12:00. La conversion du temps standard local (TSL) au TSV est faite par (1.5) :

$$T_{TSV} = T_{TSL} + \frac{12h}{\pi} (\Lambda_{ref} - \Lambda) + B_t(n) \quad (1.5)$$

avec

Λ est longitude géographique du site ;

Λ_{ref} est longitude de référence du TSL ;

$B_t(n)$, en heures, est un facteur additionnel qui compte pour les perturbations de rotation de la terre, (on peut ajouter jusqu'à 1H) ; il est donné par (1.6) [1.02] :

$$B_t(n) = 0.1645 \sin\left(\frac{2\pi(n-81)}{364}\right) - 0.1255 \cos\left(\frac{2\pi(n-81)}{364}\right) - 0.025 \sin\left(\frac{2\pi(n-81)}{364}\right) \quad (1.6)$$

1.3.1.3-Position du soleil

La position du soleil sur la sphère céleste est donnée par l'angle d'altitude γ et l'angle d'azimut ψ (Fig. 1.7). Elle dépend de la date, la période du jour, et de la position géographique de l'observateur [1.10].

La date, en nombre de jours n , détermine l'angle solaire de déclinaison δ de la terre, qui est au point O en radian. Elle est exprimée par (1.7) :

$$\delta = 23.45 \frac{\pi}{180} \sin\left(2\pi \frac{284+n}{365}\right) \quad (1.7)$$

Le temps de la journée, en heures, est le reflet d'un angle nommé angle horaire du soleil, en radian équivalant à l'heure, qui est donné par (1.8):

$$\omega = (TSV - 12h) \frac{\pi}{12h} \quad (1.8)$$

L'altitude γ et l'azimut ψ à un certain temps et date, à longitude Λ et à latitude ϕ , sont alors calculés à partir des équations (1.09) et (1.10) :

$$\sin(\gamma) = \sin(\phi) \sin(\delta) + \cos(\phi) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (1.09)$$

$$\cos(\psi) = \frac{\sin(\phi) \sin(\gamma) - \sin(\delta)}{\cos(\phi) \cos(\gamma)} \quad (1.10)$$

On note que l'azimut solaire ψ est négatif le matin et positif l'après-midi. Pour des positions sur l'hémisphère nordique, l'angle d'altitude γ est positif entre le lever et le coucher du soleil ; tandis que sur l'hémisphère méridionale, il est négatif. L'angle de déclinaison δ est défini positif pendant l'été sur l'hémisphère nordique. L'angle de latitude géographique ϕ est positif sur l'hémisphère nord et négatif sur l'hémisphère sud.

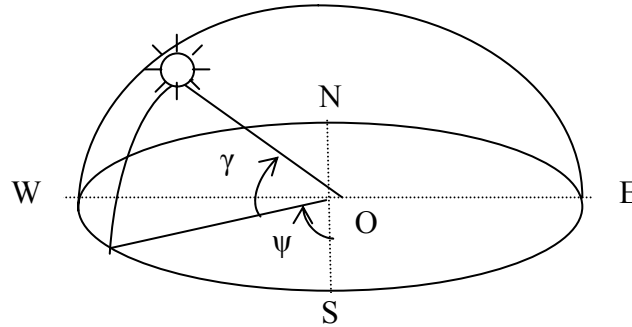


Fig. 1.7 : La position du soleil observée d'après l'origine O

1.3.1.4-Géométrie d'orientation : collecteur- faisceau du soleil

La position du soleil vis-à-vis d'un collecteur orienté arbitrairement est déterminée par l'angle d'incidence θ_i du rayon du soleil (fig.1.8). Pour le plan d'horizon, l'angle d'incidence est égal à l'angle zénith (équation 1.11) :

$$\cos(\theta_i) = \sin(\gamma) \quad (1.11)$$

Pour un collecteur incliné avec l'angle β et l'azimut α , l'angle d'incidence θ_i est calculé à partir de:

$$\cos(\theta_i) = \sin(\gamma) \cos(\beta) + \cos(\gamma) \sin(\beta) \cos(\alpha - \psi) \quad (1.12)$$

Là où l'angle d'azimut α erre d'est-ouest et zéro pour l'orientation sud. L'ensoleillement extraterrestre E_0 reçue par un collecteur arbitrairement orienté est donnée par (1.13) :

$$E_{0\alpha\beta} = E_0 \cos(\theta_i) \quad (1.13)$$

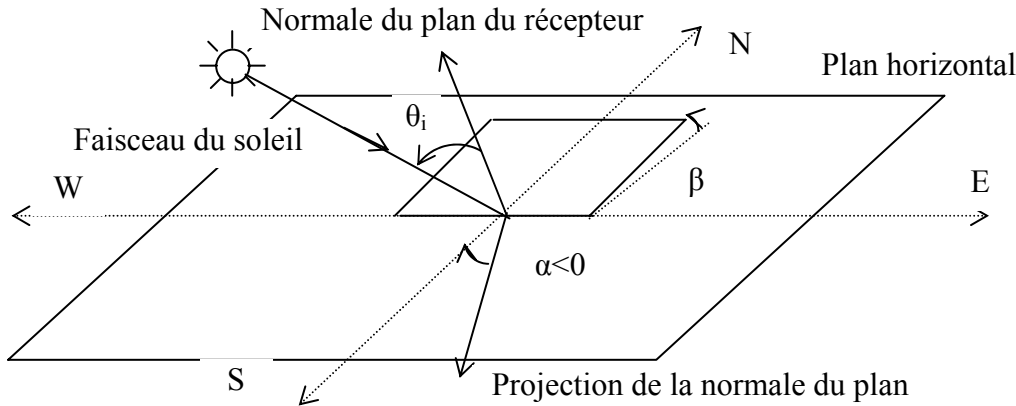


Fig. 1.8: La position du soleil observée d'après l'origine O

1.3.2-Potentiel solaire terrestre

1.3.2.1-Rayonnement solaire au sol

L'énergie moyenne (annuelle) reçue par la terre est d'environ 5.5 kWh/m²/jour [1.10]; mais, malheureusement cette énergie n'arrive pas en totalité sur le sol terrestre, car le rayonnement solaire extraterrestre subit des atténuations avant d'atteindre le sol, et cela à la suite de complexes phénomènes (absorption, réfraction, dispersion, etc.) (Fig.1.9). La densité du rayonnement solaire (éclairage) incident E_G sur un collecteur est de trois sources distinctes: rayonnements direct E_D , diffus E_I et reflété par la terre E_A (albédo) (Fig.1.10). La somme des trois (1.14), représente l'éclairage global pour un azimut α et un angle d'inclinaison du plan du collecteur β [1.04, 1.10] :

$$E_{Ga\beta} = E_{Da\beta} + E_{Ia\beta} + E_{Aa\beta} \quad (1.14)$$

On note que l'atténuation du rayonnement solaire dépend totalement de l'état climatique du site.

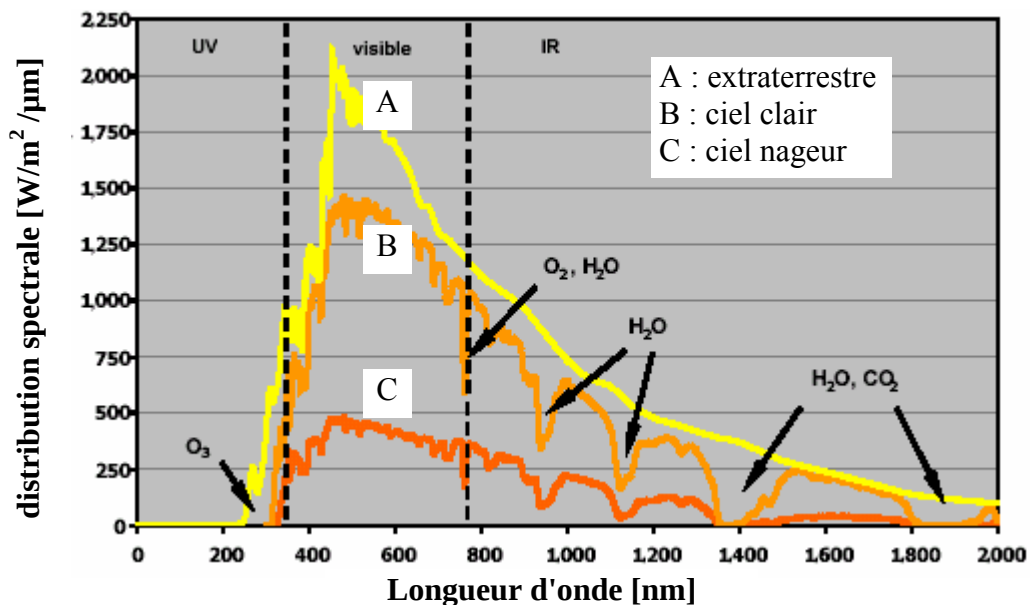


Fig.1.9 : Distribution spectacle du rayonnement solaire pour la masse d'air 0 et 1,5 [1.04]

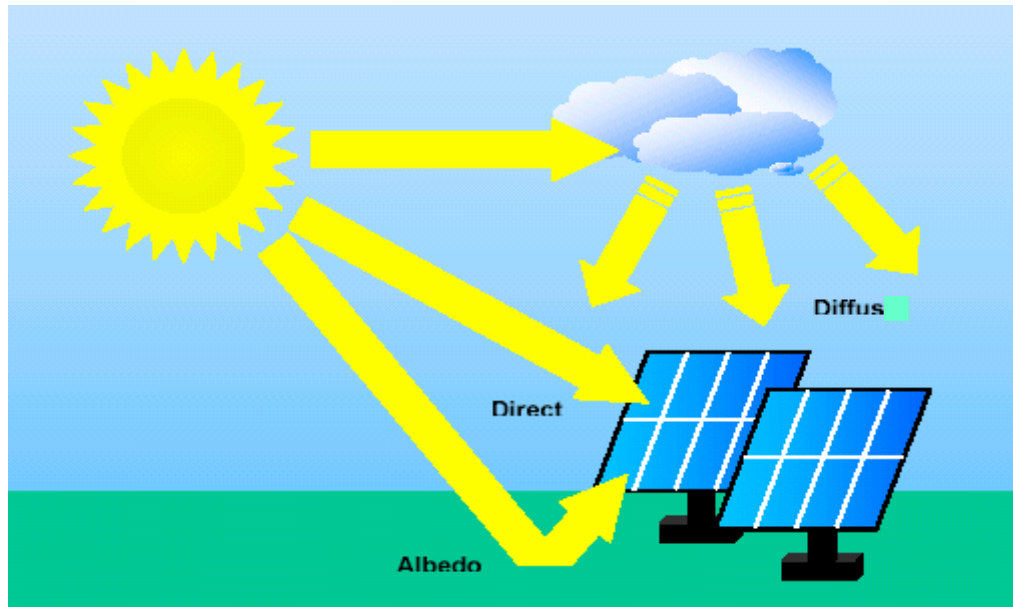


Fig.1.10 : Rayonnement solaire total sur un collecteur photovoltaïque [1.03]

■ Ciel clair

L'atténuation de la lumière du soleil dans l'atmosphère est sélective par rapport à la longueur d'onde. Donc, le spectre de la lumière du soleil sur la surface de la terre dépend de la longueur du chemin optique de la lumière du soleil dans l'atmosphère (fig.1.11). La longueur relative du chemin optique à l'intérieur de l'atmosphère s'appelle le nombre masse d'air. Il est défini par [1.10, 1.11] :

$$m = \frac{P}{1013} \frac{1}{\sin(\theta)} \exp\left(\frac{Z}{7.8}\right) \quad (1.15)$$

avec

P ($N.m^{-2}$) : pression, θ : élévation du soleil sur l'horizon (90° au zénith) et Z (km) : altitude.

Dans les conditions normales ($P=1013\text{mbar}$ et $t=0^\circ\text{C}$ avec $Z=7.8\text{km}$) et niveau de la mer, l'expression simplifiée suivante est utilisée :

$$m = \frac{1}{\sin(\theta)} \quad (1.16)$$

Ainsi lorsque le soleil est au zénith, on obtient les conditions AM1 (où: $m=1$), car le rayonnement traverse une épaisseur d'atmosphère unité (7.8km) ; sur une latitude modérée AM1.5 ($m=1.5$). Avec un soleil à 30° sur l'horizon, se sont les conditions AM2 (où $m=2$). Hors atmosphère on définit les conditions AM0 (où $m=0$).

Le concept du nombre masse d'air recouvre d'une part la caractérisation de la puissance transportée par le rayonnement solaire, extraterrestre et terrestre (1367W/m^2 pour M0, 833W/m^2 pour AM1.5), et d'autre part la qualification des cellules solaires (1000W/m^2 pour AM1.5 et une température de 25°C).

■ Ciel nuageux

Le rayonnement solaire dans ce cas est traité par l'insertion d'un indice de clarté comme paramètre qui prend en compte les conditions atmosphériques stochastiques pour un site donné. Il est défini comme le rapport de rayonnement terrestre au rayonnement extraterrestre, où l'intégrale est faite sur une période d'une journée jusqu'à un mois pour un azimut α et un angle d'inclinaison du plan du collecteur β [1.12],

$$K_{\alpha\beta} = \frac{\int E_{G\alpha\beta}}{\int E_{0\alpha\beta}} \quad (1.17)$$

Le calcul de ce paramètre est basé sur des données expérimentales du site, pour en savoir plus voir [1.12, 1.13, 1.14].

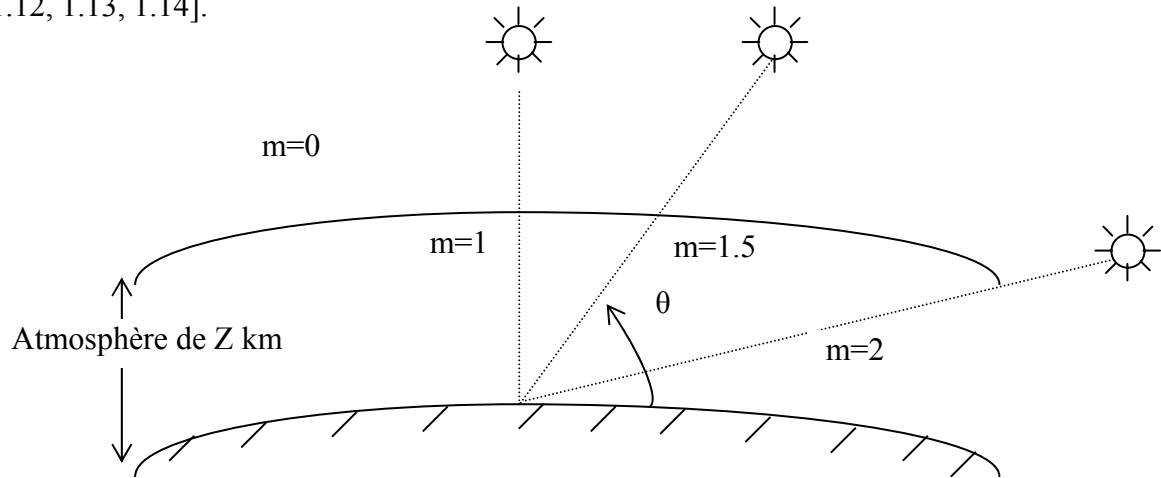


Fig. 1.11 : Nombre de masse d'air pour différents angles du zénith

1.3.2.2-Rayonnement disponible

Le rayonnement global sur la surface de la terre prend habituellement des valeurs jusqu'à 1200 W/m^2 sur le plan perpendiculaire au faisceau du soleil, il peut être mesuré par un « pyranometer » [1.03]. Dans certains cas, les valeurs plus grandes que l'ensoleillement extraterrestre $E_0 (=1360 \text{ W/m}^2)$ peuvent être observées. Elles proviennent des réflexions au bord des nuages menant à une augmentation locale de l'éclairement sur le sol [1.17]. Sur la base annuelle, l'éclairement global à Batna (Algérie) est de 1037 W/m^2 ; soit d'une énergie journalière de 8778 Wh/m^2 [1.16]. On note que dans certains déserts tropicaux le rayonnement solaire moyen annuel peut atteindre 2400 kWh/m^2 (Fig. 1.12) [1.02, 1.04].

Quand le soleil est couvert par le passage des nuages, le rayonnement direct est bloqué et l'éclairement diminue souvent vers des valeurs allant de 300 W/m^2 à 200 W/m^2 ou parfois moins.

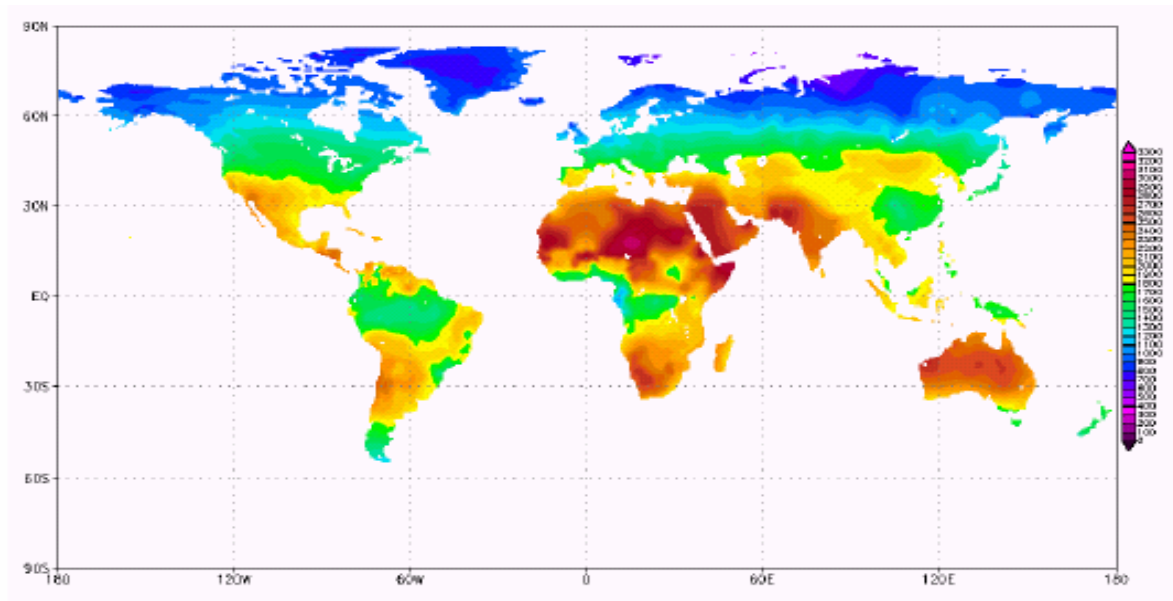


Fig.1.12: Rayonnement solaire moyen annuel 1961-1990 kWh/m^2 [1.04]

1.3.2.3-Adaptation de rayonnement

Le rayonnement global, et même le rayonnement diffus, sur le plan horizontal, est mesuré dans des différents emplacements, la plupart du temps en tant que moyenne horaire d'éclairement. Un certain nombre de modèles ont été développés pour la conversion des données horizontales de rayonnement en éclairement sur n'importe quel collecteur orienté.

Comme il a été déjà mentionné, le rayonnement global est subdivisé en rayonnements directs, diffus et reflété par le sol (Fig.1.13). Afin de déterminer le rayonnement global sur un plan incliné, chacune des trois fractions est convertie séparément.

▪ Conversion du rayonnement direct

La conversion du rayonnement direct E_D est une question trigonométrique. Le rayonnement direct, sur le plan horizontal, est la différence entre le rayonnement global et le rayonnement diffus. Le rayonnement direct est converti pour un plan avec un angle d'azimut α et d'inclinaison β selon l'équation (1.18) :

$$E_{D\alpha\beta} = E_D \frac{\cos(\theta_i)}{\sin(\gamma)} \quad (1.18)$$

avec γ et θ_i sont donnés selon les équations (1.09) et (1.12).

On note que le paramètre $E_{D\alpha\beta}$ peut être mesuré par un instrument nommé « pyroheliometer » [1.03], qui doit être monté sur la monture du générateur PV.

▪ Conversion du rayonnement reflété par le sol

Le rayonnement reflété par le sol dépend de la structure et de la réflectivité de la terre. Pour des buts pratiques, il est dans la plupart du temps supposé isotrope. Pour des surfaces avec la réflectivité directionnelle (comme des fenêtres ou des surfaces de l'eau), ceci n'est pas exact. Cependant, l'erreur est significative dans seulement quelques cas. En ce qui concerne le rayonnement solaire, la réflectivité de la terre est nommée albédo ρ . Le rayonnement reflété par le sol E_A , sur un collecteur incliné, est une expression de la multiplication du rayonnement global, d'albédo ρ du sol et d'un facteur de vue (équation 1.19) :

$$E_{A\alpha\beta} = \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \rho E_G \quad (1.19)$$

avec

$\frac{1 - \cos(\beta)}{2}$ est le facteur de vue, qui prend en compte le rapport géométrique entre la surface inclinée du récepteur et la surface d'émetteur, dans ce cas-ci, c'est le sol environnant [1.10]; L'albédo ρ du sol est estimé à partir du tableau 1.2, selon le type du sol environnant [1.03, 1.10].

Tableau 1.2 : Albédo pour différentes surfaces terrestres

local	Albédo		local	Albédo
Urbain	0.14 - 0.22		Béton armé	0.25 - 0.35
Herbe	0.15 - 0.26		Tuiles rouges	0.33
Forêt	0.06 - 0.18		Aluminium	0.85
Neige	0.55 - 0.82		Acier galvanisé	0.35
Asphalte	0.09 - 0.18		Désert (terre)	0.35 - 0.45

■ Conversion du rayonnement diffus

Le rayonnement diffus, qui est aussi mesurable par un pyranomètre protégé [1.03], est le résultat de la dispersion du faisceau du soleil en réduisant l'importance du faisceau soleil, et cela est dû aux constituants atmosphériques déjà mentionnés. Il se disperse dans toutes les directions dans le ciel, et par conséquent, le ciel semble être également lumineux en toutes directions. Quand le ciel est complètement obscurci ou le soleil est au-dessous de l'horizon, seulement le rayonnement diffus atteint la surface de la terre (Tableau 1-3).

Supposant que le rayonnement diffus et son intensité sont uniformément répartis sur le dôme du ciel, il peut être traité comme le rayonnement reflété par le sol (albédo). Le modèle isotrope a été développé dans [1.18]. L'expression du rayonnement diffus sur un collecteur incliné est donnée par :

$$E_{I\alpha\beta} = \frac{1 + \cos(\beta)}{2} E_I \quad (1.20)$$

avec

$\frac{1 + \cos(\beta)}{2}$ est le facteur de vue, qui prend en compte le rapport géométrique entre la surface inclinée du récepteur et le dôme du ciel [1.10];

Le modèle isotrope est assez précis pour les cieux nuageux, mais sous des nuages dispersés et les cieux clairs, il sous-estime le rayonnement diffus sur des surfaces inclinées vers l'équateur. Sous les cieux clairs, le rayonnement diffus est généralement anisotrope. Le rayonnement par angle d'espace du dôme du ciel, possède des maximums locaux autour du disque solaire et près de l'horizon.

La fraction du rayonnement provenant autour du disque solaire s'appelle le rayonnement solaire de circonférence (Circumsolar). L'augmentation du rayonnement dans une bande près de l'horizon désigné sous le nom de l'éclairage d'horizon est montrée dans la Fig.1.14.

Un modèle « Circumsolar » a été introduit dans [1.19], dont lequel le rayonnement de circonférence est pris en considération (équation 1.21) :

$$E_{I\alpha\beta} = \left(\tau_b \frac{\cos(\theta_i)}{\sin(\gamma)} + (1 - \tau_b) \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) E_I \quad (1.21)$$

avec

$$\tau_b = \frac{E_D}{E_0 \sin(\gamma)}$$

est le facteur de transmission du faisceau du soleil.

On note que ce modèle permet d'avoir des précisions acceptables, comparées au IEA SHC [1.20] ; et ne demande pas des données complémentaires. Pour plus de précision, le modèle donné dans [1.21], peut être consulté.

Tableau 1.3 : Intensité de rayonnement des diverses conditions atmosphériques [1.17]

Climat et rayonnement	Ciel clair et bleu	Brumeux ou nuageux, le soleil évident en tant que disque jaune blanchâtre	Ciel obscurci, jour mat
global	600....1000 W/m ²	20.....400 W/m ²	50.....150W/m ²
diffus	10.....20%	20.....100%	80.....100%

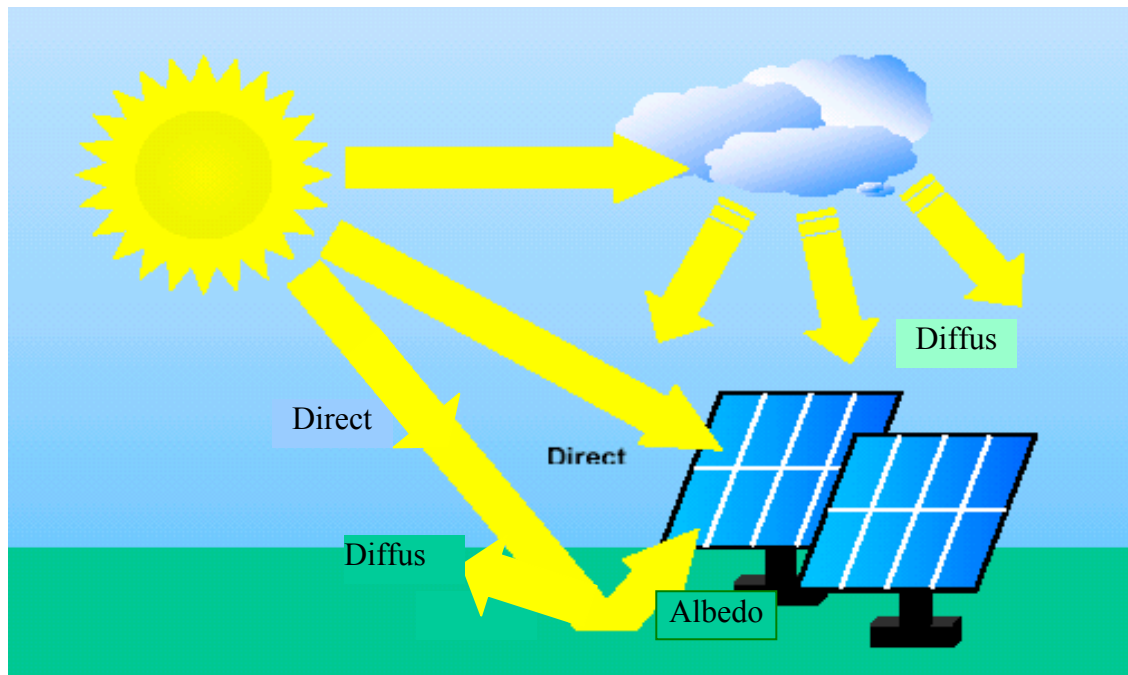


Fig.1.13 : Rayonnement solaire sur un collecteur (non-concentré) photovoltaïque [1.03]

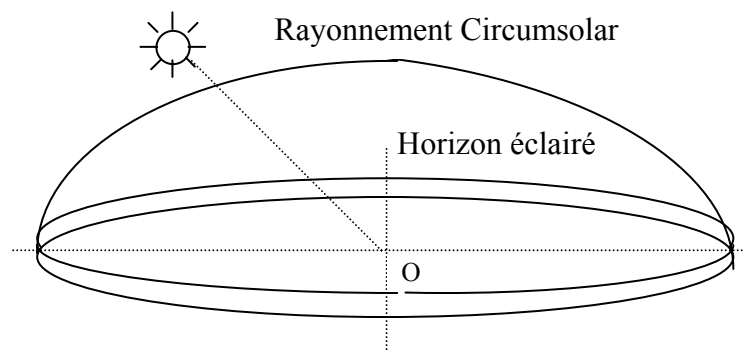


Fig. 1.14 : Distribution du rayonnement anisotropie

1.4-Systèmes photovoltaïques interconnectés au réseau : état d'art des concepts

L'effet photovoltaïque est un processus dans lequel deux matériaux (type-n et type-p), qui sont étroitement en contact, agissent comme une cellule électrique une fois heurtée par la lumière ou par toute autre énergie radiante. Une cellule photovoltaïque est une diode optimisée pour absorber des photons du soleil et les convertir en énergie électrique. Pour former un générateur ou un champ photovoltaïque (PV), un nombre de modules, formés de cellules reliées en série et en parallèle. Un système PV couplé au réseau se compose, généralement, d'un champ PV et d'un ensemble de composants d'adaptation (BOS) qui sont nécessaires pour préparer l'énergie solaire à être utile. Cet ensemble (BOS) comprend tous les équipements entre le champ PV et la charge-réseau, à savoir les supports des modules, le câblage, les boîtes de connexion et le système de conditionnement.

Ce travail se concentre sur de tels systèmes PV de puissance allant jusqu'à 5kW_c. Ces systèmes sont reliés au réseau local, qui est à la différence des centrales PV électriques de moyennes et de grandes puissances, qui sont la plupart du temps installés sur des grands

bâtiments (ex. : commerciaux) [1.08, 1.09, 1.22] ou d'autres structures (ex. : structures sportives) [1.08, 1.09, 1.23]. La figure 1.15 montre un schéma typique d'un système PV résidentiel interconnecté au réseau électrique local. En terme de l'ingénierie de réseaux, ces systèmes sont désignés sous le nom d'unités de production distribués, décentralisés, ou d'unités de production [1.24].

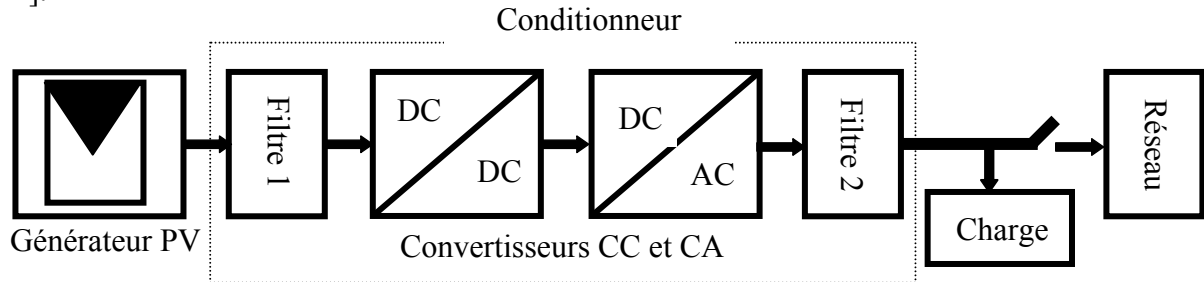


Fig. 1.15 : Structure générale d'un système PV couplé au réseau électrique

1.4.1- Cellules, modules et champ photovoltaïques

Cet amas ne penche pas sur la technologie de cellules PV, mais sur l'application de ces cellules dans les systèmes PV couplés aux réseaux ; donc l'investigation de ces dispositifs est menée dans un sens purement énergétique.

a) Cellules PV

La cellule PV est un dispositif semi-conducteur, c'est une diode de type spécial. La plupart des structures communes d'une cellule PV de silicium sont schématiquement représentée sur la Fig.1.16. Une fois qu'une charge est connectée entre les surfaces de contact, une tension apparaisse aux bornes de la charge, et un courant circule à travers.

Différentes technologies des cellules solaires sont actuellement appliquées ou en cours de développement (tableau 1.4), plus de 90% de la production des cellules solaires annuelle, est faite à partir du silicium cristallin (figure 1.17). Les cellules cristallines de silicium, de type gaufrette, sont prévues à dominer le marché mondial au moins pour la décennie courante.

Cependant, d'autres matériaux semi-conducteurs sont également appliqués et plusieurs technologies sont étudiées [1.25, 1.26, 1.27]. D'où les investigations suivantes sur les aspects de système PV couplé au réseau, assument implicitement l'application des cellules cristallines.

Les propriétés électriques des dispositifs PV qu'on trouve dans les fiches techniques, sont données aux prétendues conditions d'essai normalisé (STC), qui sont : 25° , 1000W/m^2 et une masse d'air de 1.5.

Le rendement d'une cellule, solaire sous STC, est défini comme le rapport entre la puissance maximale et l'éclairement multiplier par la surface de la cellule sous les STC de la cellule de silicium cristallin. Au laboratoire il peut parfois dépasser les 25% [1.25, 1.26, 1.27]. Pour la description des performances de système et du rendement énergétique, le concept de ce rendement n'est pas habituellement appliqué [1.02].

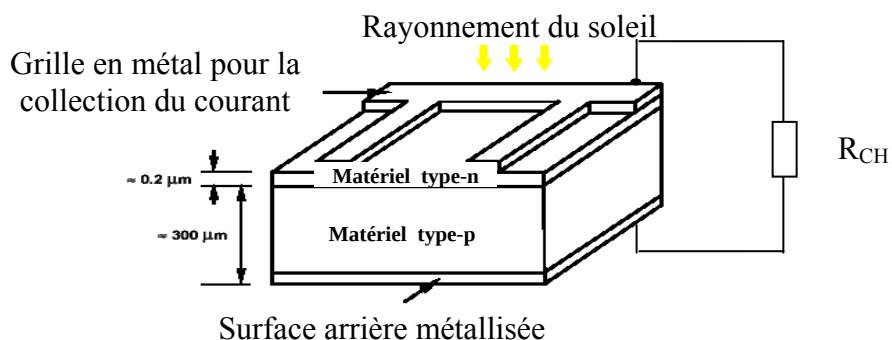
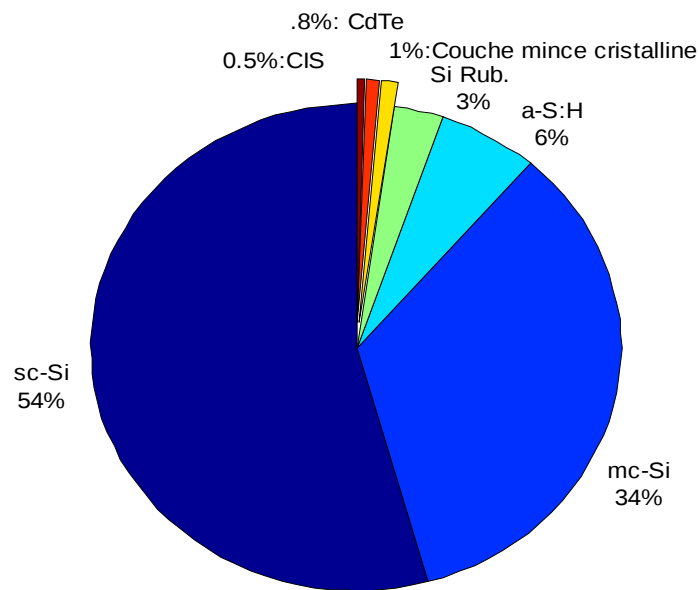


Fig. 1.16 : Schéma représentatif d'une cellule PV cristalline alimentant une charge résistive R_{CH}

Tableau 1.4 : Vue d'ensemble des technologies applicables de cellule PV

Matériel	Structure	Technologie
Silicium (Si)	mono-cristallin (sc-Si) poly-cristallin (mc-Si) amorphe (a-Si:H)	Gaufrettes +Couche mince en R&D Couche mince
Semi-conducteurs composés, ex. : CdTe, CuInSe ₂ , GaAs	Poly-cristallin	Couche mince
Matériel organique	amorphe	Couche mince

Fig.1.17 : Les parts du marché de différentes technologies de cellules PV en 2002 avec un total de 562 MW_c [1.26]

b) Module et champ photovoltaïques

Pour des buts pratiques, les cellules solaires sont assemblées à l'intérieur d'un module PV. Les cellules sont reliées en série et en parallèle au moyen de bandes de cuivre afin de réaliser la tension et le courant pratiquement applicables. Les propriétés mécaniques, optiques et électriques sont assurées par la structure physique particulière du module (Fig.1.18).

Des modules PV standards (actuels) sont souvent classifiés en tant que 20 à 44V avec 36 à 72 cellules solaires identiques en séries, respectivement. Des valeurs de tension plus basses et plus élevées sont possible aux applications spéciales. La tension du point optimum de fonctionnement (MPP), des cellules cristallines de silicium sous STC, est légèrement inférieure à 0.5V, par suite de dopage; par conséquent, la tension de MPP de tels modules sous STC est de 18 à 36 V, respectivement.

Afin d'empêcher les cellules ombragées de renverser leur polarité et de claquer consécutivement, chaque sous-chaîne, de plus 8 cellules solaires reliées en séries, est équipée d'une diode antiparallèle, nommée : diode de déviation ; qui est habituellement située dans la boîte de raccordement. En ce qui concerne l'ombrage et la fonction des diodes de déviation, la littérature est disponible dans le [1.28]. Les modules utilisés pour alimenter des résidences couplées au réseau sont généralement d'une puissance crête de 100 à 180 W_c ; dont le rendement, sous STC, est entre 15 à 25% [1.02].

Afin de fournir la puissance désirée à une tension à CC indiquée, des modules photovoltaïques sont typiquement assemblés selon une combinaison série et parallèles, par le biais des liaisons situées dans la boîte de connexion équipée de moyens de sécurité nécessaire. L'ensemble des modules dans un système photovoltaïque s'appelle un champ PV ; si la fonction de la puissance produite du champ PV est à souligner, le terme du générateur PV (GPV) est également utilisé. Les caractéristiques, dans le plan P-V, d'un champ PV alimentant une charge apparente Z, pour différents éclairagements sont illustrées dans la figure 1.19.

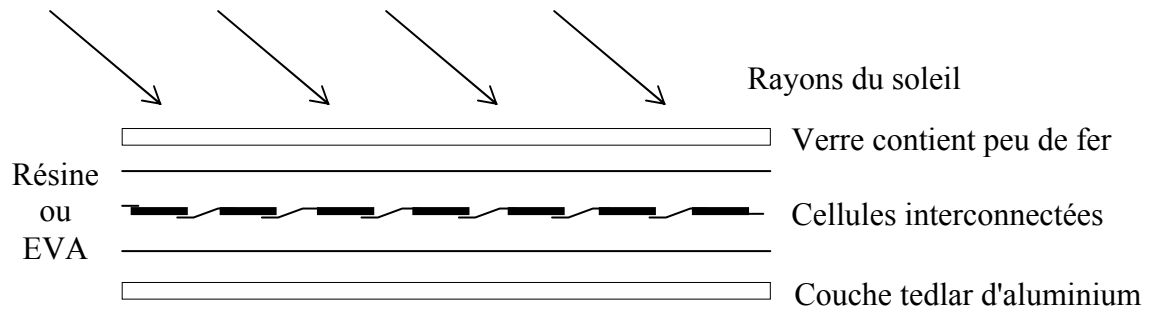


Fig. 1.18 : Coupe schématique d'un module PV standard

Avec

EVA = Ethyl Vinyl Acetate;

Tedlar = polyvinyl fluoride (PVF).

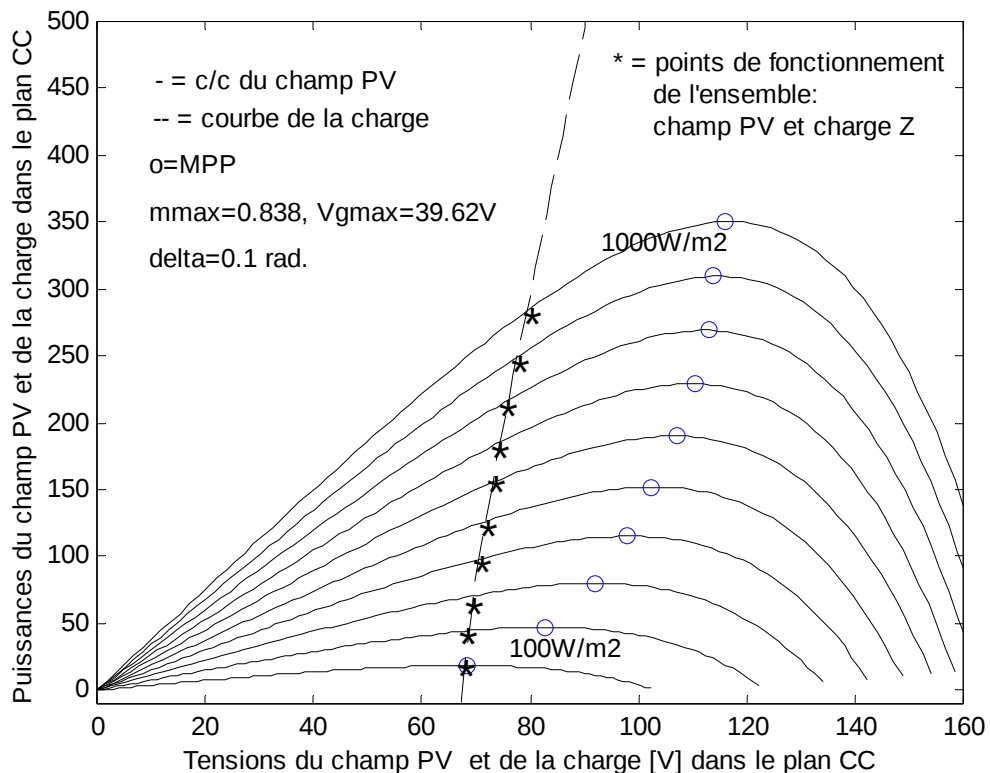


Fig.1.19: Points de fonctionnement d'un champ PV alimentant une charge Z, pour différents éclairagements et $T=25^{\circ}\text{C}$

1.4.2-Système de conditionnement

Puisque les générateurs PV, aussi bien que les batteries, fournissent des tensions continues, et comme la plupart des dispositifs commerciaux ont besoin d'une tension alternative. Par conséquent, un élément de conditionnement de puissance est nécessaire entre les deux cotés CC et CA. Comme ce travail, ne s'intéresse qu'à des systèmes PV résidentiels intégrés au réseau ; appelés parfois des systèmes PV à échelle de puissances réduites ($P \leq 5 \text{ kW}_c$), l'élément principal du système de conditionnement, dans ce cas, est un onduleur monophasé en pont-H [1.29, 1.30, 1.31].

1.4.2.1-Onduleurs

L'onduleur, avec ces fonctions associées, est le composant-clef pour une opération réussie et optimale des systèmes PV interconnectés au réseau. Un onduleur doit accomplir trois fonctions afin d'introduire l'énergie d'un champ PV dans le réseau électrique:

- transformation d'un courant continu (CC) en un courant alternatif (CA) ;
- Donner la forme sinusoïdale au courant alternatif ;
- Amplifier la tension du champ PV au niveau de la tension du réseau.

On distingue généralement plusieurs types d'onduleurs, qui peuvent être utilisés pour générer une tension sinusoïdale. Pour ces applications, on trouve: des onduleurs-hacheurs abaisseurs, onduleurs à tension numérique synthétisée, onduleur MLI, etc.. [1.02]. Les considérations, qu'un concepteur d'onduleur doit prendre en charge, sont : la topologie, le rendement de la conversion, le suivi du MPP, la qualité de puissance, et l'anti-îlotage « anti-islanding ».

Concepts et topologies des onduleurs

En général, quatre concepts différents des systèmes PV interconnectés au réseau peuvent être distingués parmi plusieurs configurations: concept d'onduleur central, d'onduleur à module intégré, d'onduleur en corde, et concept d'onduleur en cordes multiples. Ces concepts sont évalués par compromis, selon leur topologie, sûreté, rendement d'énergie, coût et leur comportement opérationnel [1.32].

La topologie des onduleurs utilisée à la fin des années 80, est basée sur le premier concept dont l'onduleur est de type courant et avec une commutation en ligne. Malgré que ces topologies sont robustes, moins chères, et leurs rendements élevés, elles ont comme inconvénient majeur le facteur de puissance, qui est entre 0.6 et 0.7 [1.33]. Aujourd'hui, les onduleurs utilisés dans ce genre de concept sont de type tension et auto commutés avec ou sans transformateur (Fig. 1.20) avec un rendement supérieur à 96% ; et cela grâce aux développements de la technologie des semi-conducteurs de puissance (MOSFET, IGBT, etc..) [1.31]. Les inconvénients de ce genre de concept sont :

- le câblage du côté CC, qui augmente le coût et diminue la sûreté ;
- disparité « mismatch » entre les sections ;
- en raison de la gamme de puissance élevée, la conception n'est pas flexible.

Les inconvénients précédents ont été remédiés par le concept d'onduleur de tension à module intégré [1.34], où chaque module a son propre onduleur, qui fonctionne avec des tensions basses ($< 100 \text{ V}$) ; ce qui demande des transformateurs d'adaptation de tension. L'inconvénient principal de ce concept est son prix élevé par Watt.

Le concept d'onduleur en corde « string » est capable de combiner les avantages des concepts d'onduleurs centraux et à modules intégrés. Un certain nombre de modules peuvent être reliés en série pour former une corde jusqu'à 2 kW. L'avantage principal de cette structure est le rendement de 1 à 3% plus élevé que les systèmes avec un onduleur central [1.32, 1.35]. Ce type de topologie est utilisé dans l'alimentation des locaux commerciaux (grandes puissances).

Le développement récent dans ce domaine est le nouveau concept, nommé onduleur en cordes multiples, donné par la figure 1.21, qui a été utilisé pour combiner l'avantage du

rendement d'énergie plus élevée d'un onduleur de corde avec des coûts inférieurs à celui d'un onduleur central [1.39]. On note que tous ces concepts peuvent être associés à une impédance Z pour avoir une nouvelle topologie, dite 'Système de conditionnement à base d'une source Z' ' ; qui a plusieurs avantages sur la topologie conventionnelle dite 'boost-converter' [1.38, 1.39].

On note qu'actuellement, des onduleurs triphasés de puissances réduites sont en voie de développement, et cela pour surmonter l'inconvénient du condensateur C (Fig. 1.20).

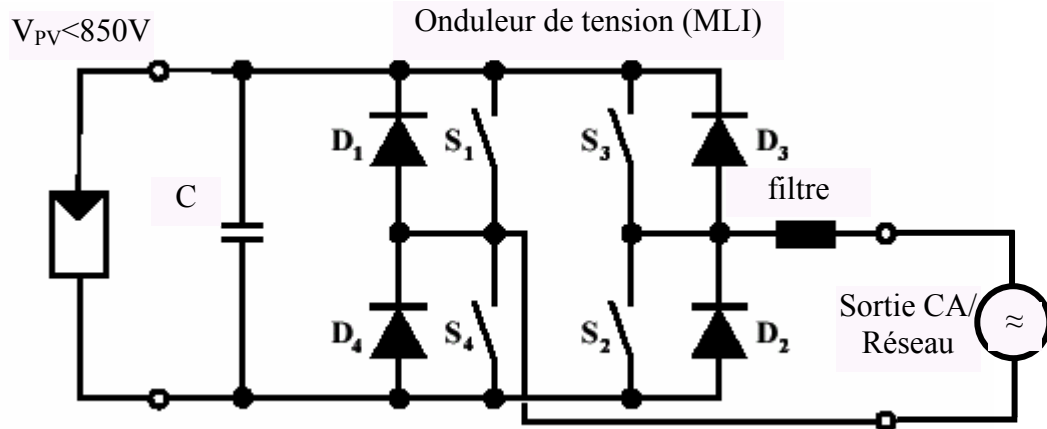


Fig. 1.20: Schéma d'un système PV couplé au réseau sans transformateur, selon le concept central.

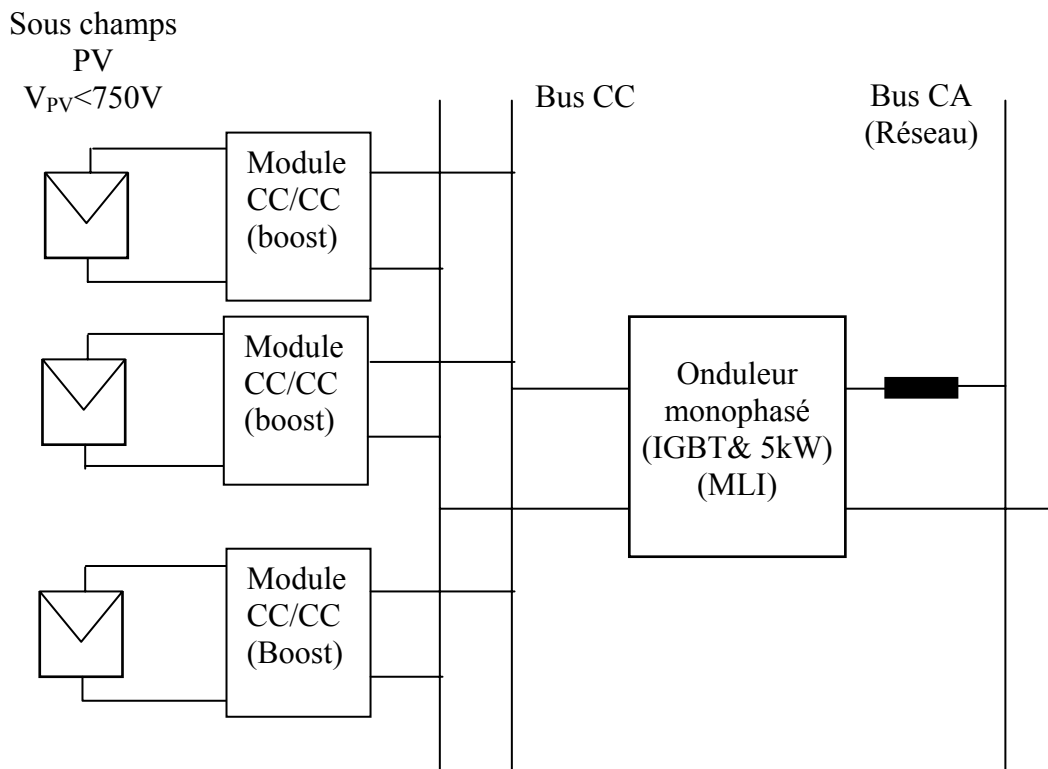


Fig. 1.21: Schéma du concept onduleur en cordes multiples

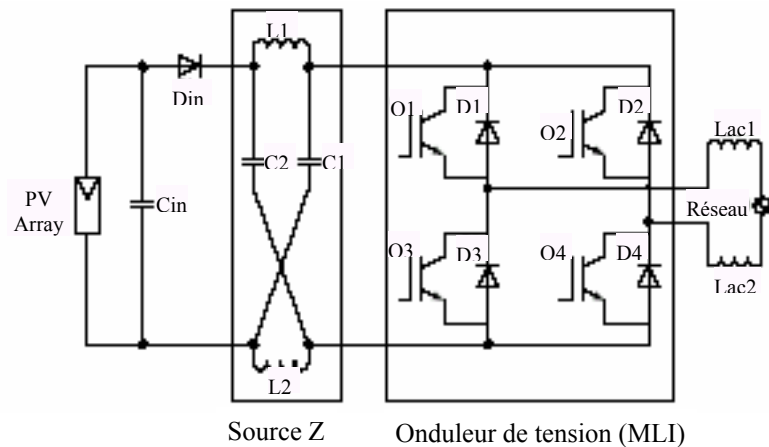


Fig. 1.22: Système de conditionnement à base d'une source Z

Marché des onduleurs et normes internationales

L'idée sur le marché des différentes topologies d'onduleurs peut être obtenue des études complètes du marché allemand sur les systèmes PV, qui incluent l'information sur le type d'onduleurs utilisés et le nombre de systèmes vendu depuis 1995 [1.40, 1.41, 1.42, 1.43]. Le diagramme circulaire donné par la figure 1.23 montre la vente des différentes topologies d'onduleurs destinés aux systèmes PV couplés aux réseaux. On constate que le rapport entre les topologies avec et sans transformateurs est presque 1 : 1.

Les normes internationales, pour les systèmes d'onduleur PV monophasés couplés aux réseaux, sont à une étape très élémentaire [1.36]. L'onduleur lui-même dans beaucoup de cas impose la configuration du système, et aussi détermine les issues importantes telles que: la mise à la terre ou non du champ PV. Les questions les plus importantes concernant les normes de ces systèmes, peuvent être classées par catégorie comme suit:

- Sortie d'onduleur, interface avec le réseau, protection et sûreté ;
- Sûreté du champ PV et protection ;
- Topologies et mise à la terre de l'onduleur.

Actuellement, la communauté européenne (CE) travaille sur une ébauche concernant l'onduleur monophasé dérivée de celle développée en USA, UL 1741, connue par IEEE 929 ; qui prend en charge seulement la première issue [1.44].

Le comité IEC TC6 a préparé un document sous le titre : ' Final Draft International Standard', qui a été soumis au vote des comités nationaux de chaque pays européen. Ce document va résoudre beaucoup de problèmes concernant la deuxième issue.

Plusieurs de ces normes ne se relient pas directement aux onduleurs, mais auront des implications importantes pour la conception d'onduleur: la mise à la terre, isolement, protection de défaut ; ainsi une innovation de la conception de toute l'installation PV [1.45, 1.46].

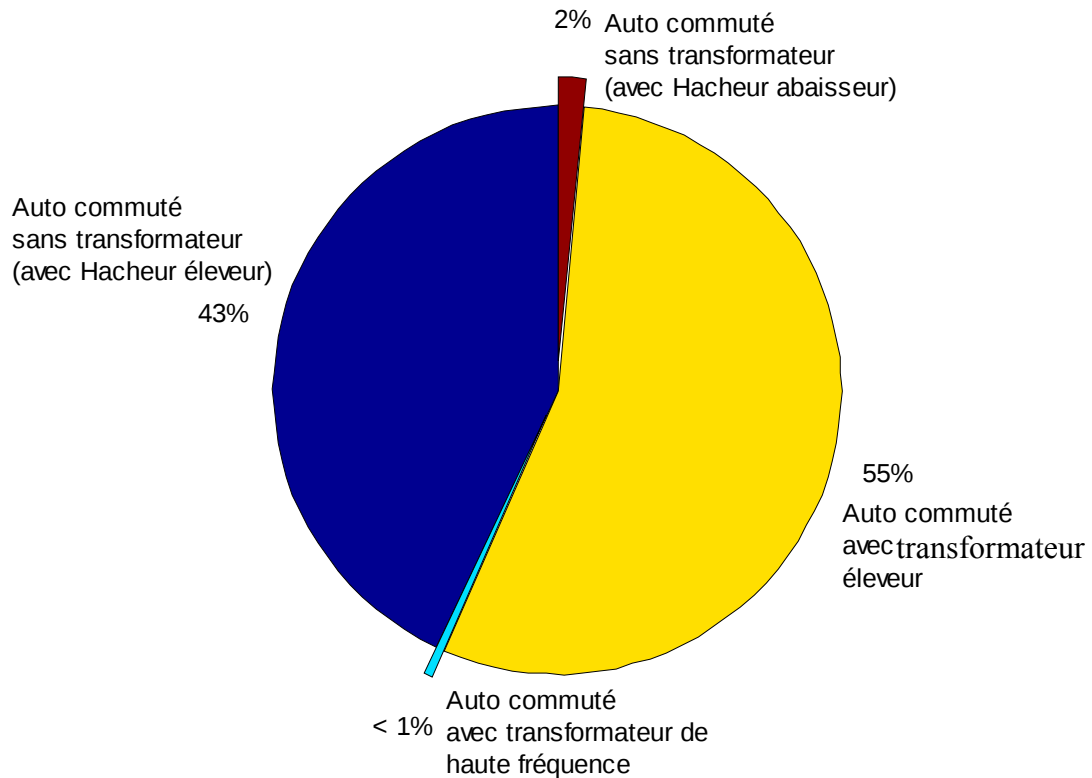


Fig. 1.23: L'étude du marché des systèmes PV accompli en 2002 : parts des topologies des onduleurs

1.4.2.2-Interfaces entre les différents sous systèmes

L'onduleur injecte des puissances apparentes dans le réseau, ce qui induit des ondulations dans ses paramètres d'entrées ; et résulte à des puissances quasi-constantes du côté du générateur PV. Ces ondulations embarrassent l'algorithme de recherche des MPP (Fig.1.24). Donc pour réduire cet effet, chaque onduleur monophasé a besoin d'un élément de stockage (condensateur pour une tension ou une bobine d'induction pour un courant), qu'on appelle le filtre d'entrée de l'onduleur.

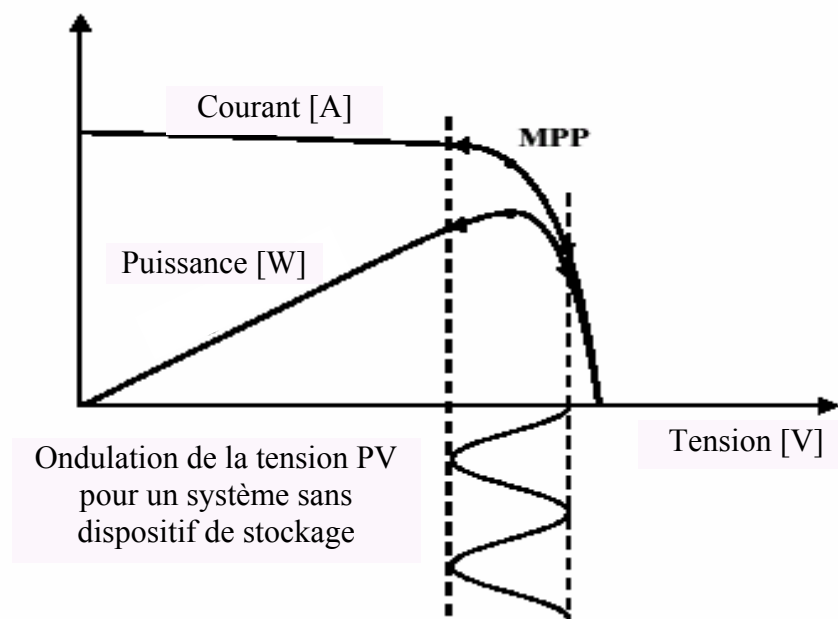


Fig.1.24 : Déviations du MPP, causées par les ondulations

Un onduleur, en principe, délivre une énergie polluante au réseau public, un filtre ou un inducteur est employé pour réduire la distorsion harmonique totale (THD) du courant injecté dans le réseau.

1.4.3-Charges-Réseau électrique

La connexion de l'ensemble générateur PV, système de conditionnement de puissance et de la charge résidentielle du consommateur est faite par le biais des systèmes de commande, de protection et de comptage. Le système de comptage d'énergie est bi-directionnel, il permet soit de soustraire de l'énergie du réseau (acheter), soit d'injecter de l'énergie (vendre).

Le point d'injection ou de livraison de la puissance PV dépend des principes exigés par la firme gérant le réseau électrique. Par exemple, pour l'EDF le point de livraison est situé aux bornes aval du disjoncteur de branchement dans les lignes de basse tension. L'énergie injectée est mesurée au point de livraison. La mesure des énergies injectée et soutirée est distincte. Le raccordement des différentes configurations des systèmes PV inter-échangeant est autorisé selon des modalités techniques de raccordement bien définies, dont le schéma de principe de l'une des configurations (Injection des excédents de la production) est donné par la figure 1.25 [1.44]. Les modalités de raccordement sont imposées pour la sécurisation, car les consommateurs PV influent sur les autres consommateurs non PV, ainsi que sur les lignes de distribution. Les normes aménageant ces connexions sont différentes d'un pays à l'autre : USA, CE, Japon, etc.. [1.45, 1.46, 1.47, 1.48]. La figure 1.26 montre un autre modèle proposé dans le [1.49], dont les résidences PV sont regroupées ensembles.

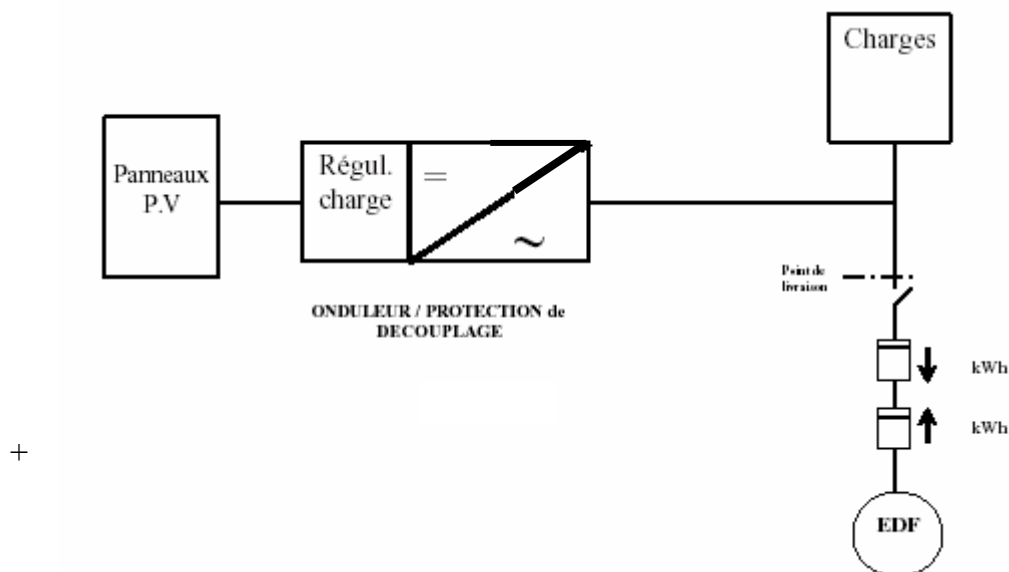


Fig. 1.25: Schéma de principe du raccordement au réseau de l'une des configurations (Injection des excédents de la production)

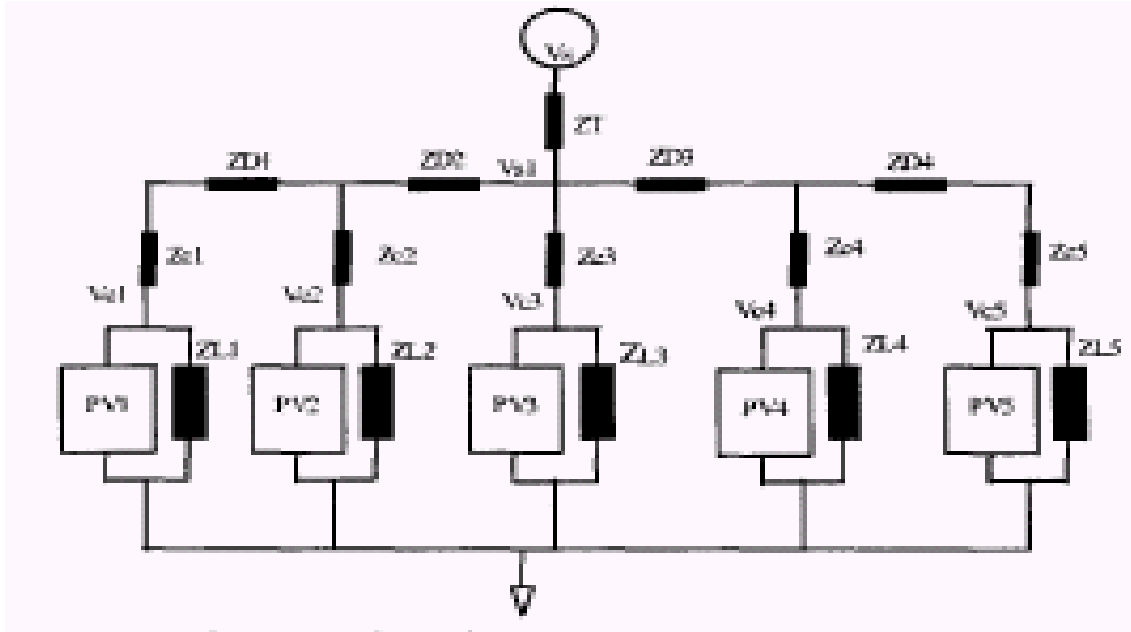


Fig. 1.26: Modèle des consommateurs PV proposé dans [1.44], avec Z est les impédances des différents câbles, ligne de connexions et charges

1.5-Aspects technico-économiques

L'évaluation des performances énergétiques d'un système PV interconnecté au réseau, qui est en voie de conception, d'innovation ou existant déjà, exige une étude technico-économique. L'étude technique s'intéresse généralement à la balance énergétique, qui touche le dimensionnement et la productivité énergétique des composants principaux du système par contre l'analyse économique se retient au coût énergétique, coût d'investissement, subventions, au taux de remboursement et au développement du marché du PV.

1.5.1-Aspects techniques

L'alimentation d'une résidence individuelle ou collective par un système PV interconnecté au réseau doit obéir au préalable à un ensemble de conditions, notamment la localisation géographique, la performance énergétique, la durée d'accessibilité au soleil et la taille du générateur PV et du conditionneur ; en plus de certaines règles de sécurité concernant les équipements utilisés.

1.5.1.1-Performance énergétique : Productivité(Y) et coefficient de performance (PR)

Comme il a été déjà cité, un système PV interconnecté au réseau est composé de plusieurs éléments. Afin d'évaluer la performance énergétique d'un tel système, la productivité d'énergie et les pertes aux différentes étapes de conversion, on détermine, puis on normalise à la puissance évaluée sous STC. La productivité et les pertes peuvent être assignées aux différents composants du système comme le montre la figure 1.27.

La productivité de référence est définie comme étant le rapport entre l'énergie solaire reçue pendant une période de temps sur un plan incliné normalisé et l'éclairement sous le STC., par conséquent,

$$R_r = \frac{\int_{T_1}^{T_2} E_{G\alpha\beta} dt}{1000} \quad (1.22)$$

R_r est exprimé en kWh/kW_c ou en heures

La productivité du champ Y_C et la productivité finale Y_F sont calculées en normalisant l'énergie avant et après l'onduleur (idéal) respectivement, à la puissance nominale du champ sous STC ; d'où l'obtention des différentes pertes (capture et conditionnement).

On note que ces paramètres sont habituellement calculés soit comme des valeurs annuelles ou des valeurs moyennes journalières. Néanmoins, des valeurs analogues aux précédentes peuvent être calculées en utilisant l'éclairement instantané et les puissances correspondantes au lieu des énergies utilisées dans l'équation 1.23.

Afin d'évaluer et de comparer la performance des systèmes PV sur plusieurs années et pour différents sites, indépendamment des variations des ressources solaires, la productivité du champ R_C et la productivité finale R_F sont normalisées à la productivité de référence ; d'où le coefficient de performance (performance ratio) peut être défini comme :

$$PR = \frac{R_F}{R_r} \quad (1.23)$$

Cet indice représente un rapport entre un système réel et un système idéal, qui fonctionne toujours avec l'efficacité de conversion du champ PV sous STC.

Ce facteur de mérite est généralement de l'ordre de 0.65 à 0.70 pour les systèmes non optimisés ; mais pour les systèmes PV bien planifiés et optimisés, des valeurs annuelles moyennes de RP plus grandes que 0.75 peuvent être réalisées [1.50, 1.51, 1.52].

Enfin pour évaluer la performance d'une station PV, il faut construire un modèle énergétique du site (éclairage, latitude du site, information du champ PV et du système de conditionnement, etc..) ; cela est obtenu soit par le biais d'un système d'acquisition ou d'après des banques de données spécialisées et des atlas [1.53].

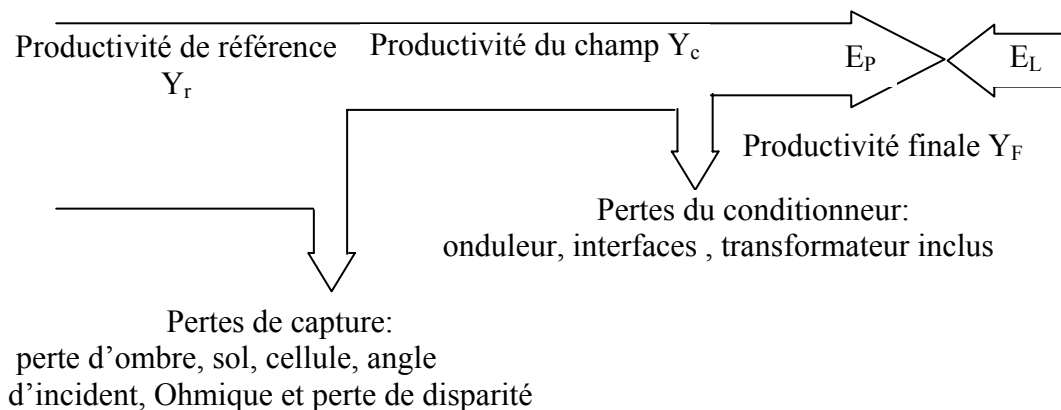


Fig. 1.27 : Ecoulement d'énergie dans un système PV interconnecté au réseau, où E_P et E_L sont l'énergie électrique produite et consommée respectivement

1.5.1.2-Planning

Afin de construire des systèmes PV fiables et durables, une planification précise est nécessaire parce qu'elle met en application l'évaluation économique pendant l'état de planification. Par conséquent, le système PV, en général, devrait être dimensionné selon la procédure de la planification donnée par la figure 1.28.

Conception préliminaire

Cette conception est orientée particulièrement pour la pré-décision du type de la topologie du système et de la détermination de l'ordre des grandeurs à manipuler. Elle peut être réalisée avec peu de paramètres (rayonnement solaire global par an et la consommation annuelle) ; soit d'une façon manuelle ou par des logiciels spécialisés comme PVSYST [1.50, 1.51].

Conception détaillée

Ce qui a été obtenu à partir de la conception préliminaire et qui va être employé dans la phase de la conception détaillée, par optimisation, sont la gamme de la consommation d'énergie et le type du système (modèle mathématique). Les processus d'optimisation, spécifique ou globale, sont généralement réalisés par ordinateur ; avec des logiciels spécialisés ou développés. Les logiciels spécialisés sont conçus pour faire des calculs de performances énergétiques et économiques ; d'où une flexibilité très limitée. L'optimisation spécifique, statique ou dynamique, pour déterminer des paramètres optimaux du conditionneur par exemple, exige du concepteur le recourt aux langages de programmation conventionnels (ex. : Matlab). Pour réaliser cette étape avec réussite, il faut des informations précises du site et du profil énergétique du consommateur, ainsi que des outils mathématiques et informatiques. Tout ceci peut être résumé dans :

- Une station PV, équipée d'un système d'acquisition de données ou une banque de données, comme celle de IEA;
- Disponibilité des informations sur la consommation énergétique de la catégorie des résidences à alimenter ;
- Des modèles mathématiques simples et fiables pour l'ensemble des éléments de la chaîne PV à concevoir ;
- Avoir le droit d'accès à un des logiciels, avec sa banque de données, spécialisé dans la conception de ce genre de système;
- Maîtrise d'un langage scientifique comme Maple, Matlab ou son clone Scilab, qui est très performant en optimisation (technique et économique) ;

Deux issues de travaux, peuvent être tirés de ce résumé. La première issue concerne l'orientation vers le développement des stratégies de conception basées sur des modèles simples et fiables, afin de les exploiter dans la mise en œuvre de la chaîne PV, et qui seront aussi utiles dans l'étude des performances. Le deuxième axe est purement énergétique, qui s'intéresse à l'étude des performances analytique et économique ; dont les objectifs principaux sont la vision à long terme de la production répartie d'électricité photovoltaïque et les mesures stratégiques pour intégrer le photovoltaïque dans l'avenir énergétique du pays.

1.5.2-Aspects économiques

Le coût économique des 'énergies renouvelables, particulièrement celle du photovoltaïque, est la plus grande barrière à sa pénétration et sa dissémination. Néanmoins, le désir fort de réduire les émissions environnementales et de surmonter les problèmes des marchés électriques (dérégulés), sont considérés comme un grand appui des sources d'énergie du PV. Habituellement ces études se font en se basant sur des perspectives des années 2010 à 2020 [1.10, 1.56]. L'analyse économique, d'un tel projet, se retient au coût énergétique, coût d'investissement, subventions au taux de remboursement et au développement du marché du PV. Il est à noter qu'en raison des données insuffisantes relatives à l'information économique du

pays, ce bref guide d'analyse économique du photovoltaïque interconnectée au réseau électrique est projeté sur les pays de la communauté européenne (CE).

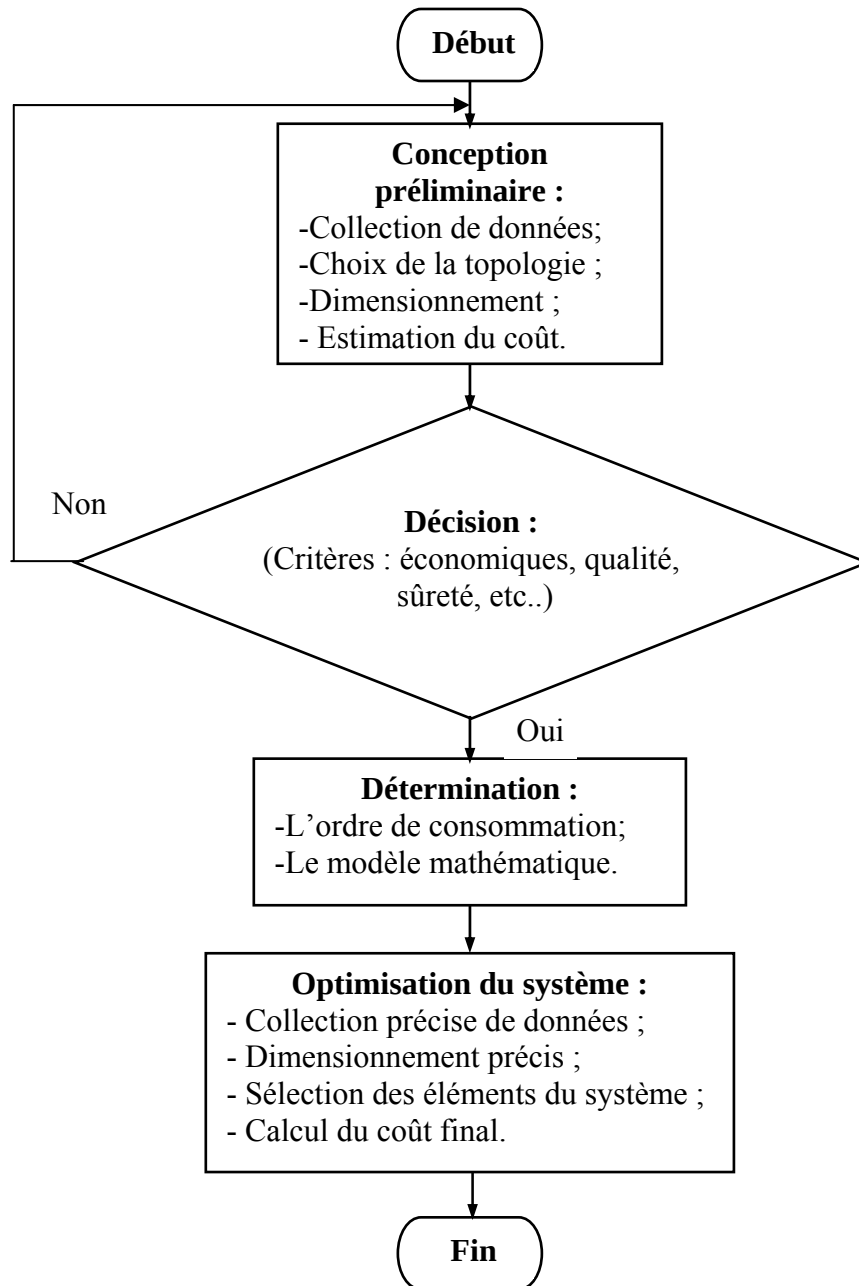


Fig. 1.28: Procédure de la planification et du dimensionnement des systèmes PV

1.5.2.1-Coût d'investissement

L'investissement représente les dépenses totales pour obtenir des marchandises (biens capitaux). Ces dépenses s'élèvent, pour un système d'inter-échangeant typique de plusieurs kW_c à des prix de l'ordre de 7.5 à 9 €/W_c HT installé [1.54, 1.55], dont l'onduleur seul s'élève à 1.50 €/W_c. D'après les données du marché européen [1.56], les prix en % des constituants de telle chaîne sont donnés par la figure 1.26.

1.5.2.2-Coût énergétique

Il symbolise les montants à payer pour produire un kWh ou la somme d'argent à dépenser pour générer un W_c ; d'après une chaîne PV inter-échangeant, Ce coût dépend du taux d'intérêt et de la période d'amortissement. Le tableau 1.5 montre le coût énergétique en relation avec différents taux d'intérêt et de remboursement pour le prix du système de 7.80 €/W_c [1.43, 1.56]. On note que ces paramètres ont été calculés par la méthode Valeur Actuelle Nette [1.57].

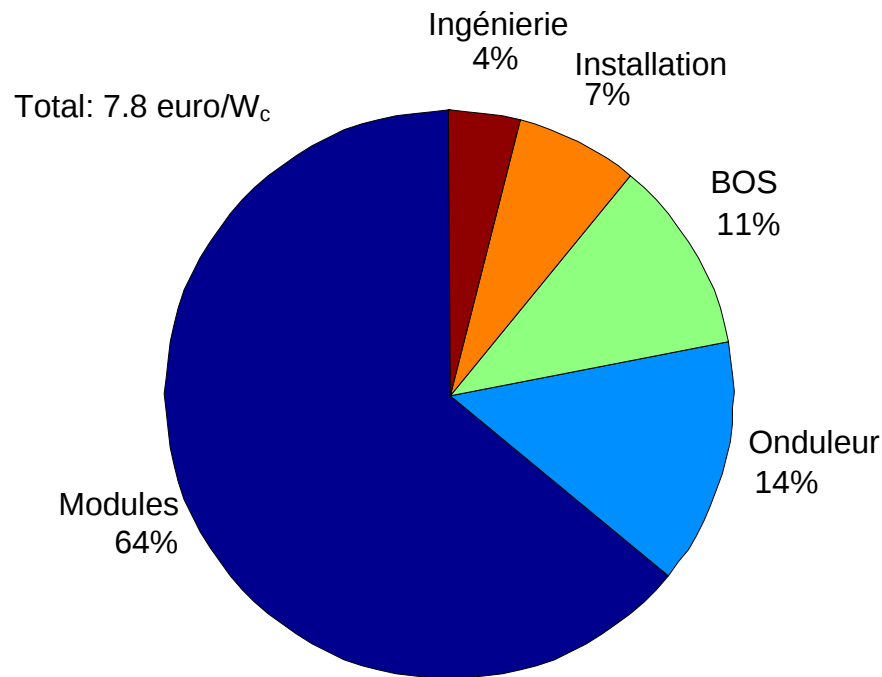


Fig. 1.26: Prix, en %, d'une installation PV inter-échangeant avec le réseau électrique

Tableau 1.5 : Relation entre quatre paramètres économiques (In, Ti ,Tr et Am)

Investissement (In)	Taux d'intérêt (Ti en %)	taux remboursement de (Tr) (€/kWh)	Amortissement (Am en ans)
Prix : 7.8 €/W _c	0	0.51	20
	4	0.72	
	8	0.98	
	12	1.28	
Prix : 1.95 €/W _c (avec une subvention de 75%)	0	0.30	10.7
	4		12.5
	8		16.8
	12		20

1.6-Valeurs ajoutées et obstacles

1.6.1-Quelques Valeurs supplémentaires (ajoutées)

La valeur supplémentaire d'un système PV est tous les avantages qu'il peut fournir hormis la génération d'énergie. La IEA PVPS a classifié les avantages non-énergétiques du PV en électriques, architecturaux, socio-économiques, et environnementaux [1.58, 1.59].

Avantages électriques [1.59, 1.60, 1.61, 1.62] :

- Compensation de la demande crête;
- Régulation de tension;
- Support de : la stabilité, la qualité d'alimentation d'énergie et la sécurité de l'approvisionnement du réseau électrique ;
- Compensation du facteur de puissance du réseau ;
- Avec un système de stockage, le système PV inter-échangeant peut être utilisé comme une source d'alimentation d'énergie sans interruption.

Avantages environnementaux [1.63, 1.64]

Le motif le plus important pour l'application du PV interconnecté au réseau réside dans les avantages environnementaux, avec une productivité de 4.4 et même plus [1.52], les systèmes PV sont des générateurs significatifs d'énergie nette pendant leur vie. Ils n'émettent ni des gaz de serre ni des pollutions ni de bruit. Il y a trois raisons pour lesquelles le PV gagne tellement d'attention, d'abord la simplicité technique, puis son applicabilité universelle, et la troisième, qui est la principale raison, est le potentiel technique du PV pour satisfaire la demande énergétique croissante mondiale.

1.6.2-Quelques obstacles à la croissance du PV (Problématiques)

Certains de ces obstacles sont économiques comme le manque d'arrangements attrayants des financements, d'autres barrières sont d'une nature technique concernant, par exemple, les issues de qualité et de sûreté et, à plus long terme, aux questions concernant la gestion d'un système d'alimentation d'énergie d'une grande fraction des sources d'énergie intermittentes de même que le PV. La barrière la plus remarquable est le coût élevé d'énergie du PV.

Coût d'énergie

Le coût énergétique peut être réduit en diminuant l'investissement nécessaire ou en augmentant le rendement d'énergie d'un système.

Le facteur principal qui fait réduire la productivité d'un système PV est la dissemblance, du point de vue compatibilité technique, des différents composants du système. Les pertes de la dissemblance se produisent particulièrement avec le non compatibilité des composants du système PV et l'ombrage partiel des parties actives du générateur PV. Afin de réduire la non compatibilité entre les composants du système PV inter-échangeant, des outils de conceptions plus efficaces nécessitent d'être développés ; en plus de ça, le phénomène de l'ombrage partiel exige plus d'investigation [1.66].

Le rendement des onduleurs d'aujourd'hui, pour le raccordement au réseau, est supérieur à 90%, ce qui est déjà très élevé. Néanmoins, il peut encore être augmentée par l'optimisation des aspects de conception. Les possibilités sont les techniques de conception des conditionneurs de différentes configurations [1.67] et l'application de nouveaux composants plus efficaces [1.68].

Issues de la sûreté électrique

En outre, dans le domaine de la sûreté électrique, davantage de recherche sont encore nécessaire. Concernant le côté CC de l'installation, une bonne pratique d'installation a émergé et est devenue normalisée en tant qu'élément du IEC 60364 [1.69]. Néanmoins, en ce qui concerne l'onduleur sans transformateur, quelques questions restent en suspens. Des conditions de mise à la terre et des questions concernant les courants résidentiels sont encore contestées [1.70]. Cependant, l'issue de sûreté principale toujours discutée dans le monde entier est la protection d'ilotage involontaire en cas de perte du réseau [1.71].

Gestion du réseau électrique

Avec l'expérience acquise déjà, dans l'intégration du PV dans l'approvisionnement des réseaux électriques, et par l'exploitation des avantages électriques du PV, beaucoup de recherches et essais sont encore nécessaires ; des stratégies adaptées de commande sont indispensables afin de permettre à des systèmes PV de fournir des services auxiliaires [1.72]. Si les onduleurs PV sont censés soutenir une panne d'énergie en plus, des arrangements de protection auxiliaires devront être mis à jour [1.73] ; d'ailleurs, toutes ces activités, exigent des équipements de communication appropriés [74].

Aujourd'hui, des systèmes PV reliés aux réseaux sont encore commandés pour délivrer la puissance disponible maximale avec un facteur de puissance unité. Dans ces circonstances ils forment un élément d'incertitude additionnel pour le dispatching (l'expédition) et la commande du réseau, pour la planification future [1.75]. Quand des réseaux électriques de distribution, avec une forte densité de génération PV, deviennent communs, ces incertitudes doivent être mesurées. Dans de tels scénarios, les opérateurs des réseaux ont besoin d'outils pour prévoir des variations emmenées et à prendre des mesures adéquates pour la réduction des perturbations possibles.

1.7-Conclusion

La balance énergétique mondiale a été présentée, dont on a montré le taux de la consommation, des réserves épuisables et non épuisables des énergies. En particulier, la demande du PV s'est ainsi fortement accélérée dans le monde, elle augmente de plus de 23% ; où la croissance en réseau représente 50%, par contre en hors du réseau elle est de 30%.

Des modèles, dits cosmologiques, ont été établis pour la conversion de l'énergie solaire, énergie primaire porteuse de l'énergie PV, qui est le rayonnement solaire. Les modèles élaborés sont formulés en prenant en considération le rapport astronomique du soleil-terre et l'atmosphère de la terre. Par la suite, un modèle d'éclairement sur différents plans a été présenté.

L'état d'art, des concepts des systèmes photovoltaïques interconnectés au réseau, a été bien discuté. Les investigations sur les aspects du système PV couplé au réseau ont été faites, ils assument implicitement l'application des cellules cristallines, qui représentent plus de 90% du marché mondial du PV.

L'aspect technico-économique des systèmes PV interconnectés au réseau (inter-échangeant) a été exposé. Du point de vue technique, les performances énergétiques sont évaluées par: la productivité (R) et le coefficient de performance (PR). Les critères de fiabilité et de durabilité pour une planification ont été bien précisés, suivis par la suggestion d'une procédure de dimensionnement des systèmes PV en réseau. Dans l'aspect économique on a montré les effets de : *coût d'investissement*, *coût énergétique* sur la dissémination des systèmes PV inter-échangeant.

En fin, les entraves techniques, comme problématique, à l'application des systèmes PV inter-échangeant ont été discutées. Un certain nombre de ces barrières vont être attaqué dans le travail actuel. L'un des sujets à développer est la question de la conception des systèmes PV inter-échangeant avec un regard sur les outils de conception actuellement disponibles. Le deuxième sujet est l'étude des performances d'un système PV inter-changeant typique pour le site de Batna, en employant des données météorologiques et sociales du site.

1.8-Bibliographie

[1.01] G. O. P. Obasi, 'Climate Change- Expectation and Reality', Lecture at the World Renewable Energy Congress-VI, UK, 2000.

[1.02] J. E. Cotter et al., 'P-Type Versus n-Type Silicon Wafers: Prospects for High-Efficiency Commercial Silicon Solar Cells', IEEE Transactions on Electron Devices, Vol. 53, N° 8, pp. 1893-1901, 2006.

- [1.03] Uni. Kassel, 'Photovoltaic Systems Technology', Kassel, Germany, 2003, www.uni-Kassel.de/re (dernière visite le 21/04/2007).
- [1.04] J. R. Fanchi, 'Energy: Technology and Directions for the Future', Edition Elsevier Academic Press, 2004.
- [1.05] World Energy Council: Energy for Tomorrow's World – Acting Now!, 2000.
- [1.06] R. Sims, 'Energy for Tomorrow's World- a renewable energy perspective', Renewable Energy World, pp.24-30, Review Issue 2000-2001.
- [1.07] B. Rever, 'Grid-tied Markets for Photovoltaics- a New Source Emerges ', Renewable Energy World, pp.176-189, Review Issue 2001-2002.
- [1.08] Paul D. Maycock, 'PV Review: World Solar PV Market Continues Explosive Growth', PV Energy Systems, Inc., reFOCUS September/October 2005, pp.18-22, 1471 0846/05 2005 Elsevier Ltd.
- [1.09] R. Duke, et al.' Accelerating Residential PV Expansion: Demand Analysis for Competitive Electricity Markets', Energy Policy 33, pp.1912–1929, Elsevier, 2005.
- [1.10] M. Iqbal, 'An Introduction to Solar radiation', Academic Press, Don Mills, Canada, 1983.
- [1.11] L. Protin, et S. Astier, 'Convertisseurs Photovoltaïques', Technique de l'ingénieur, traité Génie Electrique, 1997.
- [1.12] B. H. Y. Lieu et R. C. Jordan, 'The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation', Solar Energy, 4(1), pp.1-19, 1960.
- [1.13] K. G. T. Holland et al. 'A probability density function for clearness index, with applications', Solar Energy, 30(3), pp.195-209, 1983.
- [1.14] P. Bendt, et al. 'The frequency distribution of daily insolation value', Solar Energy , 27(1), pp.1-5, 1981.
- [1.15] P. G. MacCormick et H. Suehrcke, 'Cloud-reflected radiation', Nature, 345(6278), pp.773, 1990.
- [1.16] M. Capderou, 'Atlas Solaire de l'Algérie', OPU, EPAU, Tome 2, 1985.
- [1.17] R. Kaiser, 'Fundamentals of solar energy use', Course book for the seminar: Photovoltaic Systems, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, pp. 56-63, 1995.
- [1.18] B. H. Y. Lieu et R. C. Jordan, 'The long-term average performance of flat-plate solar energy collectors', Solar Energy, 7(2), pp.53-74, 1963.
- [1.19] J. Hay et J. A. Davies, 'Calculation of Solar Radiation Incident on an Inclined Surfaces', Proc. 1er Canadian Solar Radiation Data Workshop, pp.59-72, 1980.

- [1.20] R. Perez et al. 'An anisotropic hourly diffuse radiation model for sloping surfaces, description, performance validation, site dependency evaluation', Solar Energy, 36(6), pp.481-497, 1986.
- [1.21] J. A. Davies et al., 'Validation of models for estimating solar radiation on horizontal surfaces', Technical report, IEA SHC, 1988.
- [1.22] A. Hanel, 'Building-integrated photovoltaic- review of the state of the art', Renewable Energy World, pp.7687, Review Issue 2001-2002.
- [1.23] D. P. Prasad et M. Snow, 'The shiny side of gold : solar power in Sydney 2000', Renewable Energy World, pp.7687, Review Issue 2001-2002.
- [1.24] T. Ackermann, 'Distributed generation: a definition', Electric Power System Research, 57(3), pp195-204, 2001.
- [1.25] A. Luque, 'Photovoltaics on the Threshold of its Global Deployment', IEEE MELECON 2006, May 16-19, Benalmadena (Malaga), Spain, pp.849-846, 2006.
- [1.26] Paul D. Maycock, '2002 world PV cell shipments', PV News, 22(3), pp.1-5, 2003.
- [1.27] M. green, 'Photovoltaic: technology overview', Energy policy, 28(14), pp.989-998.
- [1.28] A. Woyte, et al., 'Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results', Solar Energy, 74(3), pp.217-233, 2003.
- [1.29] B. Lindgren, 'A Power Converter for Photovoltaic Applications', Rapport technique N°335L, School of Electrical and Computer Engineering, Chalmers University of Technology, Sweden, 2000.
- [1.30] F. Antunes et A. M. Torres, ' A Three-Phase Grid-Connected System', Industrial Electronics Society, 2000. IECON 2000. 26th Annual Conference of the IEEE, Vol.: 1, pp. 723-728, 2000.
- [1.31] O. Alonso, et al.' Cascaded H-Bridge Multilevel Converter for Grid Connected Photovoltaic Generator with Independent MPPT of each Solar Array', Power Electronics Specialist Conference, PESC'03 apos; IEEE 34th Annual, Vol. 2, Issue , 15-19 June 2003 pp. 731 - 735, 2003.
- [1.32] M. Meinhardt et G. Cramer, 'Past, Present and Future of Grid Connected Photovoltaic- and Hybrid- Power- System', Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE Vol. 2, Issue , 2000, pp.1283 - 1288, 2000.
- [1.33] G. H. Thomas, 'Power Inverter for Generating Voltage Regulated Sine Wave Replica', US Patent N°5373433, 1994.
- [1.34] S. B. Kjaer, 'A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules', IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 41, no.5, pp.12921306, september/october 2005.

- [1.35] M. Calais, et al., ' Inverters for Single-Phase Grid connected Photovoltaic Systems- An overview', Power Electronics Specialists Conference, PESC'02, 2002 IEEE 33rd Annual Vol.4, Issue , 2002, pp.1995 – 20000, 2002.
- [1.36] R. Hotopp, ' Development of Grid Connected PV inverters in Germany from 1981-1996', Converters for Photovoltaic Systems Workshops, pp.9-15, 1996.
- [1.37] P.XU et al.' Study of Z-Source Inverter for Grid-Connected PV Systems', Power electronics Specialists Conference, PESC'06, 18-22 June 2006 pp.1 – 5, 2006.
- [1.38] K. Chomsuwan, et al. 'Photovoltaic Grid-Connected Inverter Using two-switch Buck-Boost Converter', Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, 19-24 May 2002, pp.1527- 15300, 2002.
- [1.39] J. A. Gow et J. A. M. Bleijs,' A Modular DC-DC Converter and Maximum Power tracking Controller for Medium to Large Scale Photovoltaic generating Plant', EPE99, Lausanne, 1999.
- [1.40] P. welter,' Market Survey Complete packages', PHOTON, , no. 4, pp.51-59, 1999.
- [1.41] A. Kreutzmann,'PV Off the Shelf, Market Survey Complete Grid Connected PV Systems', PHOTON SPECIAL, Grid Connected Solar Systems, pp.56-62, 2000.
- [1.42] J. Bernreuter, ' Favourable Prospects the upward trend in prices for PV Systems due to modules has stopped', PHOTON, no. 4, pp.58-71, 2002.
- [1.43] V. Gowrishankar et al. 'Making Photovoltaic Power Competitive with Grid Power', Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Vol. 2, May 2006, pp.2532-2535, 2006.
- [1.44] EDF & GDF,'Accès au Réseau Basse-Tension pour les Installations PV : Conditions Techniques et Contractuelles du raccordement', Référentiel PV V1.Doc, 2003.
- [1.45] T. Ishikawa, ' Grid Connected PV Power Systems: Survey of Inverter and related Protection Equipment', Rapport technique T5-05:2001, IEA PVPS, 2002.
- [1.46] W. Bower, 'Certification of Photovoltaic Inverters: The Initial Step toward PV System Certification', Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Volume, 19-24 May 2002, pp.1406 - 14090, 2002.
- [1.47] A. Pregeli, et al. 'Impact of Inverter Configuration on PV System Reliability and Energy Production', Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, Issue19-24 May 2002, pp.1388 – 139, 2002.
- [1.48] A.A. Chowdhury et D.O.Koval,' Impact of Photovoltaic Power Sources on a Power System's Capacity Reliability Levels', IEEE/ Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, May 8-12 2005, pp.32 – 37, 2005.
- [1.49] H. S. Kim et al., ' A study on Utility Interactive PV System in Harmony with Utility', Power Electronics Specialists Conference, PESC'00, IEEE 31st Annual, Vol.3, Issue, 2000, pp.1179 – 1184, 2000.

- [1.50] M. Bachler, 'Grid Connected Systems in Europe – Looking into the Future', Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on, Vol. 2, May 2006, pp.2289 – 2292, 2006.
- [1.51] M. N. El-Kordy, et al. 'Economical Evaluation of Electricity Generation Considering Externalities', Renewable Energy, 25, pp.317-328, Elsevier, 2002.
- [1.52] U. Jahn et W. Nasse, 'Performance Analysis and Reliability of Grid Connected PV systems in IEA Countries', Proc. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, pp.1-4, 2003.
- [1.53] W. Nasse, 'Operational Performance, Maintenance and Sizing of Photovoltaic power systems and subsystems', IEA PVPS, rapport :Task 2, 2003.
- [1.54] D. Mayer, 'Analyse des Performances des Systèmes Photovoltaïques, Recommandation sur le Dimensionnement', IEA PVPS, Extrait du Rapport Final n°98-05-007, 1999.
- [1.55] I.Yukawa, 'PV: A Sweet and Sour Market', Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Vol. 2, May 2006, pp.2457 – 2460, 2006.
- [1.56] Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie, www.ademe.fr, 15/05/04.
- [1.57] A. Woyte, et al. 'Grid-Connected Photovoltaic Systems', Proc. ICPGSD-AIM, pp.233-238, Belgique, 2001.
- [1.58] S. Labed, et B. Yaici, 'Introduction aux Systèmes PV Interconnectés au Réseau Electrique', Actes des Journées d'Etudes Techniques et de Valorisation sur l'Energie Solaire, Thème :B, 1996.
- [1.59] M. Watt, 'Added Values of Photovoltaic Power System', Rapport Technique T1-09:2001, IEA PVPS, 2001.
- [1.60] E. Imamura, et al. 'Impact of Highly Penetration of PV System for Electricity Supply Configuration', Proc. EPVSEC, pp.912-914, 1997.
- [1.61] F. Groppi, 'Grid-Connected Photovoltaic Power Systems: Power Value and Capacity Value of PV Systems', Rapport Technique T5-11:2002, IEA PVPS, 2002.
- [1.62] T. Vu, et al. 'Impacts of Distributed generation on distribution system power quality', Proc. EPQU 03, pp.585-591, 2003.
- [1.63] E. Bompard, et al., 'Voltage Control in Radial Systems with Dispersed Generation', Pro. IEEE, PTC, 6 pages, 1999.
- [1.64] Agenda 21, 'United Nations Conference on Environment and Development: UNVED', Rio De Janerio, Brazil, 1992.
- [1.65] Kyoto Protocol, 'United Nations Framework Convention on Climate Change: NFCCC', 1997.

- [1.66] B. Lindgren, 'Power-generation, Power-electronics and Power-systems issues of Power Converters for Photovoltaic Applications', PhD thesis, Depart. of Elect. Eng. Chalmers University of Technology, Sweden, 2002.
- [1.67] J. A. Gow, 'Modelling, Simulation and Control of Photovoltaic Converter Systems', PhD thesis, Dept. of Electronic and Electrical Eng., Loughborough University, England, 1998.
- [1.68] F. Phlippen, ' PV Inverter Development Using Modern Semiconductors', Proc. 16 Symposium Photovoltaic Solar Energy pp.359-363, Germany, 2001.
- [1.69] Electrical installations of building s, Part 7-712: Requirements for special installations or locations- solar PV power supply systems, IEC 60364-7-712, Ed. , 1997.
- [1.70] M. Calais, et al. 'Multilevel Converters for Single-Phase Grid Connected Photovoltaic Systems: An Overview', Solar Energy Vol. 66, N°.5, pp.325-335, 1999.
- [1.71] A. Woyte, et al. 'International Harmonization of Grid Connection Guidelines: Adequate Requirements for the Prevention of Unintentional Islanding', Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 11(6), pp.407-424, 2003.
- [1.72] T. Degner, et al. 'Effect of Renewable Energy Sources on Power Quality- Recent Research Activities', Proc. CIRED, Barcelona, Spain, 2003.
- [1.73] R. H. Lasster, et P. Piagi, ' Microgrid: A conceptual Solution', PESC'04, White paper, 2004.
- [1.74] H. Kobayashi, et al. 'Composition and Operation measures of Autonomous Demand Area Power System to Cope with Large Penetration of PV Systems', Proc. 3rd WCPVEC, Osaka, Japan, 2002.
- [1.75] B. Verhoeven, ' Utility aspects of Grid Connected Photovoltaic Power Systems', Rapport de IEA-PVPS T5-01, 1998.

Chapite 2

Analyse et Validation de Divers Modèles d'une Source Photovoltaïque

2.1-Introduction

Une chaîne photovoltaïque (PV) couplée ou interconnectée au réseau électrique (PVCR) est un ensemble d'éléments, dont l'énergie produite du champ PV traverse un convertisseur (onduleur) sur un jeu bar alternatif et se termine au point du consommateur-réseau (Fig.2.1).

La performance des systèmes PV interconnectés aux réseaux électriques dépend de plusieurs facteurs, spécialement les conditions météorologiques telles que l'irradiation solaire, la température ambiante et la vitesse du vent ; ainsi que la topologie du conditionneur et ses composants, spécialement ceux des filtres et des transformateurs. Afin de dimensionner un système PV de telle sorte qu'il puisse fonctionner correctement, efficacement et économiquement il faut qu'il réponde aux exigences désirées des consommateurs selon les conditions météorologiques locales. Les informations fournies au sujet des modules PV et des autres composants de la chaîne, par les fabricants (de tous les composants de la chaîne PV couplée au réseau), sont employées pour dimensionner le système PV. Une évaluation approximative du rendement de système basé sur les valeurs moyennes des données d'entrées météorologiques quotidiennes peut avoir comme conséquence un système surdimensionné pour un endroit et sous dimensionné pour un autre. Dans le cas de surdimensionnement, le système ne peut pas fonctionner à pleine capacité, et les résultats affectent la durée de vie du système, qui devient plus courte ; et un coût d'installation qui va devenir plus élevé. Pour le cas d'un système sous dimensionné, le système ne peut pas assurer assez de puissance pour le consommateur, et par conséquent la durée de vie du système se raccourcit également. Pour ces raisons, des modèles crédibles des éléments de la chaîne PV couplée au réseau (faire le choix correct des modules pour estimer d'une manière précise leur production de l'électricité) sont indispensables pour permettre aux designers de concevoir des chaînes PV non pas seulement fonctionnelles avec succès, mais aussi d'une manière optimale. *Alors, la modélisation fiable des générateurs photovoltaïques (cellules et modules) dans des conditions de fonctionnement réelles est essentielle.*

Dans le but de caractériser la demande de la charge et la production énergétique du champ PV, la modélisation complète du champ (Array) PV est développée dans ce deuxième chapitre. Des évaluations de ces modèles, par simulations en utilisant des données acquises par les mesures fournies par les fabricants, sont exposées ; ensuite des comparaisons vont être effectuées pour évaluer chaque modèle.

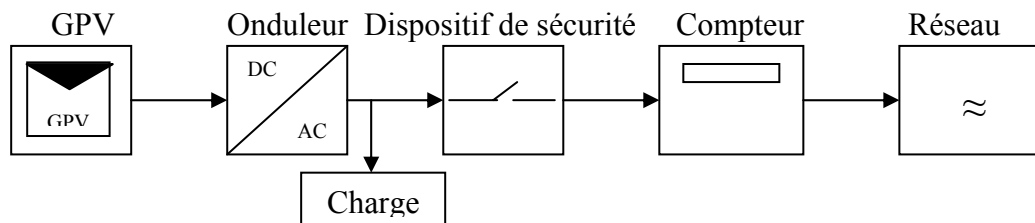


Fig. 2.1 : Structure générale d'une chaîne PV couplée au réseau électrique

2.2-Description et modélisation des éléments d'une chaîne PVCR

Un générateur photovoltaïque PV est l'ensemble des raccordements de cellules solaires nommées photopiles, des pièces protectrices, des appuis etc.. L'objet de cette modélisation concerne les parties actives du système qui sont : la photopile (cellule), le module et le champ « array » photovoltaïque (PV).

2.2.1-Etat d'art

L'incorporation de la technologie PV dans la production d'électricité dépend des outils fiables disponibles aux concepteurs pour prévoir la production énergétique à partir d'un module PV sous toutes les conditions climatiques, afin d'éviter le surdimensionnement /sous dimensionnement du GPV.

La recherche bibliographique a permis de repérer plusieurs modèles des parties actives du générateur PV ; des modèles physiques, des modèles électriques et mathématiques. Chacune de ces représentations explore, et par la suite, donne des issues sur des modèles spécifiques à des applications voulues. Généralement les applications sont soit dans l'identification des paramètres pour le but d'évaluation des performances d'un système PV [2.01, 2.02, 2.03] ou de commander une chaîne PV couplée au réseau [2.04, 2.05]. Et même, dans un domaine bien spécifique, l'exposé des modèles est très orienté vers un exercice bien donné (rénovation, analyse de performance, etc..) et avec les moyens d'analyses ou d'implantations très particuliers [2.06, 2.07]. Mais ce qu'on observe de ceci, c'est que tous ces modèles sont basés sur la même représentation de la cellule solaire, qui est le composant élémentaire du champ photovoltaïque. Du point de vu technologique, la cellule solaire est une jonction p-n, Mono-jonction, Tripple-jonction en silicium ou en amorphe [2.06] ; selon la précision voulue, elle est représentée par des circuits équivalents de « one-diode model » ou « two-diode model ».

Dans ce qui va suivre, on va élaborer un ensemble de modèles électriques et mathématiques pour le champ « Array » PV, destinés à la conception et à l'étude énergétique des systèmes photovoltaïques couplés aux réseaux électriques. Ensuite une étude comparative, par simulation en utilisant des données du fabricant, va être réalisée. Et cela, dont le but de sélectionner le modèle mathématique convenable (précis, simple et il peut être établi en appliquant seulement les données fournies par le fabricant) à l'application en cours.

2.2.2-Elaboration des modèles

Le besoin d'utilisation croissant des systèmes d'énergie PV est très connu dans le monde entier [2.08], ce qui a conduit à une augmentation des projets de recherche sur des divers aspects du PV: développement des cellules PV, analyse des performances, optimisation des systèmes énergétiques PV et Modélisation des cellules PV ; qui représente *aujourd'hui* un axe essentiel de *recherche* dans le domaine du PV [2.09].

Le but principal de cette analyse est de développer des modèles mathématiques des parties actives du générateur PV pour prévoir les performances, conceptuelles et énergétiques, des systèmes photovoltaïques interconnectés aux réseaux électriques, dans des conditions climatiques différentes et sous des charges bien définies. Les critères d'élaboration de ces modèles sont :

- une précision convenable dans l'évaluation énergétique du système PV couplé au réseau ;
- facile à implanter par les systèmes d'évaluation, ce qui veut dire que les modèles ne dépendent que des données standards du fabricant des modules solaires.

La modélisation concerne seulement la cellule, le module et le champ photovoltaïque « PV array ».

2.2.2.1-Model de la cellule solaire

Les modèles des cellules PV sont habituellement tirés des circuits électriques équivalents. Généralement, le circuit nommé : modèle 'one-diode' (fig.2.2a), dont la résistance parallèle provoquée par des courants de fuite est négligeable (R_{sh}), est le plus utilisé dans la conception ; mais au cas où une précision plus élevée serait nécessaire, le modèle dit de 'two-diode' (fig.2.2b) en parallèle est souvent utilisé [2.10].

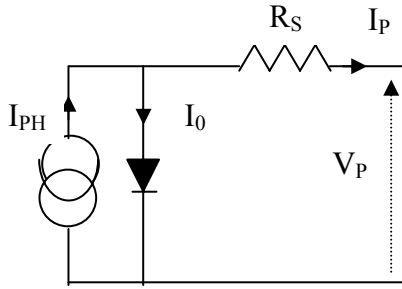


Fig.2.2a: Circuit équivalent d'une photopile de 'one-diode'

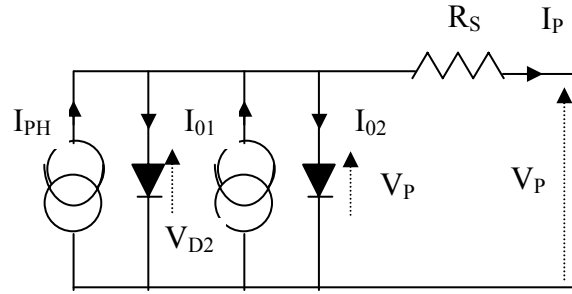


Fig.2.2b: Circuit équivalent d'une photopile de 'two-diode'

Les deux modèles impliquent: une source de courant (I_{PH}) pour modéliser le flux lumineux, de diodes simples pour les phénomènes de polarisation de la cellule, et une résistance R_s pour modéliser les pertes. L'inclusion de la résistance shunt R_{sh} à la sortie des deux circuits n'est pas prise en considération dont le but de réduire le nombre d'inconnues à quatre au maximum.

Pendant l'obscurité, si la cellule solaire est reliée à une grande tension externe, elle produit un courant appelé courant de l'obscurité (I_D) total. Le courant net total (I_P) est donné par l'expression suivante :

$$I_P = I_{PH} - I_D \quad (2.1)$$

où I_{PH} et I_D sont des fonctions de l'éclairement (E en W/m^2) et de la température [T en K°]. Les formes des expressions mathématiques qui modélisent I_{PH} et I_D sont très nombreuses. D'après la recherche bibliographique réalisée, quatre modèles mathématiques ont été découverts. Les trois premiers, qui probablement répondent à nos critères déjà imposés, peuvent donner les caractéristiques I-V et P-V. Le quatrième modèle caractérise les points de la puissance maximale (MPP) d'un module ou d'une cellule PV.

Premier modèle

Ce modèle est présenté par un ensemble d'équations, d'une complexité modérée. Il reflète le comportement de la cellule solaire (I_{PH} et I_D), déduit du circuit de la Fig. 2a (one-diode), en prenant en considération les dépendances suivantes :

- courant de saturation I_0 des cellules comme fonction de la température ;
- courant I_{PH} , comme fonction de la température aussi;
- ainsi que la résistance série R_s , qui donne une forme plus précise entre le point de puissance maximale et la tension du circuit ouvert, comme étant aussi fonction de la température.

Ce modèle donne une bonne précision pour divers modules. L'ensemble des équations de ce modèle est la version simplifiée d'un tas d'équations obtenues du digramme de 'two-diode model' présenté dans [2.02, 2.09 2.10] :

$$I_{PH} = \frac{E}{E_{ref}} I_{SCTc} (1 + \alpha(T_c - T_{Cref})) \quad (2.2)$$

$$I_D = I_0 \left\{ \exp \left(\frac{V_P + I_P \cdot R_s}{A k T_C / q} \right) - 1 \right\} \quad (2.3)$$

où E et E_{ref} sont les éclairements de fonctionnement et normalisé respectivement;

α est le coefficient de température du courant I_{PH} (mA/°C) ;

A est le facteur d'idéalité de la jonction p-n, il détermine la déviation des caractéristiques des cellules à partir de la jonction idéale p-n, sa gamme est entre 1 et 5. 1 étant la valeur de la jonction idéale ;

k est la constante de Boltzmann ;

T_C est la température absolue de la cellule ;

q est la charge d'un électron ;

V_P est la tension imposée aux bornes de la cellule et

I_0 est le courant de saturation de l'obscurité ; qui lui aussi est une fonction des températures T_C et T_{Cref} . Ce courant est donné par:

$$I_0 = \frac{I_{SCTC}}{\exp \left(\frac{q \cdot V_{OCTC}}{A k T_C} - 1 \right)} \left(\frac{T_C}{T_{ref}} \right)^{\frac{3}{\lambda}} \exp \left(\frac{-q \cdot V_{gap} / (A k)}{\frac{1}{T_C} - \frac{1}{T_{ref}}} \right) \quad (2.4)$$

où I_{SCTC} est le courant de court circuit de la cellule à la température ambiante T_C ;

V_{gap} est l'énergie de la bande interdite du matériel de la cellule en eV (1.16eV pour le silicium et 1.75eV pour l'amorphe [2.05]) ;

V_{OCTC} est la tension du circuit ouvert à la température T_C ;

T_{ref} est la température aux conditions normalisées (référence) et

λ , qui est similaire au facteur d'idéalité A , il est pris égal à A [2.02].

La résistance R_s de la cellule a une grande influence sur la localisation, par simulation, du point de puissance maximal de la cellule ; elle influe, considérablement, sur la tension du circuit ouvert (V_{OC}) et très minime sur le courant du court circuit (I_{SC}). L'agissement de R_s est sur la pente de la caractéristique I-V de la cellule au point $V=V_{OC}$. D'où la prise de R_s comme étant une constante (la valeur donnée par les fabricants) risque de donner des estimations, par simulation, incorrectes des performances des systèmes alimentés (énergétique) par l'énergie solaire. L'obtention de l'expression de R_s , en fonction de T_C et d'autres paramètres de la cellule, est déduite à partir de la dérivation de l'équation (1) ; ce qui donne l'équation (5):

$$R_s = - \frac{dV}{dI} \Big|_{V_P=V_{OC}} - \frac{1}{Y} \quad (2.5)$$

$$Y = \frac{I_{SCTC}}{\exp \left(\frac{q V_{OCTC}}{A k T_C} - 1 \right)} \frac{q}{A k T_C} \exp \left(\frac{q V_{OCTC}}{A k T_C} \right) \approx \frac{q I_{SCTC}}{A k T_C} \quad (2.6)$$

approximativement, l'équation de R_s peut être écrite comme suit :

$$R_s = - \frac{dV}{dI} \Big|_{V_{OCTC}} + \frac{A k T_C}{q I_{SCTC}} \quad (2.7)$$

Le premier terme de l'équation (2.7) peut être déterminé soit par des mesures expérimentales ou par des graphes de I-V du fabricant. L'évaluation de ce modèle, en le comparant avec des données des fabricants va d'être exposée après la présentation du reste des modèles.

Deuxième modèle

Ce modèle a été inspiré des références [2.11, 2.12, 2.13]. L'avantage de ce modèle c'est qu'il peut être établi en appliquant seulement des données standard, pour le module et les cellules, fournies par le fabricant dans la fiche technique (données + graphes). Du point de vue complexité ce modèle est plus simple que le précédent, car il est indépendant du courant de

saturation I_0 . Le courant délivré par le module solaire (I_M) dans des conditions quelconques peut être donné comme suit :

$$I_M = I_{SCM} \left[1 - \exp\left(\frac{V_M - V_{OCM} + I_M R_{SM}}{AV_{THM}}\right) - \exp\left(\frac{-V_{OCM}}{AV_{THM}}\right) \right] \quad (2.8)$$

avec

$$V_{OCM} = N_{SC} \cdot V_{OCC},$$

$$V_{THM} = N_{SC} \cdot V_{THC},$$

$$V_{THC} = kT_C / q ,$$

$$R_{SM} = \frac{N_{SC}}{N_{PC}} R_{SC} \text{ et}$$

$$I_{SCM} = N_P \cdot I_{SCC}$$

où N_{SC} et N_{PC} sont le nombre de cellules en séries dans un module et le nombre de branches de cellules en parallèles.

Remarques :

- 1- l'indice inférieur M se rapporte aux modules, tandis que l'indice inférieur C se rapporte aux cellules ;
- 2- R_{SC} est calculée de l'équation (7) du modèle.

Dans ce modèle les paramètres V_{OCC} et V_{THC} varient avec la température T_C , par contre I_{SCC} varie seulement avec l'éclairement. Par contre V_{OCC} varie avec l'éclairement E_C et la température T_C selon l'équation empirique suivante :

$$V_{OCC} = V_{OCCRef} + \beta(T_C - T_{CRef}) \quad (2.9)$$

où

$$T_C = T_a + \alpha E$$

avec V_{OCCRef} et T_{Cref} sont la tension du circuit ouvert à la température de la cellule dans les conditions normalisées; T_a est la température ambiante de la cellule, α la constante empirique sa valeur est entre 0.01 et 0.03, et β est le coefficient de température de V_{OCCRef} ($=V_{OCCRef}/N_S$). Si T_C est prise égale à T_a , la tension V_{THC} peut être calculée facilement, en utilisant les coordonnées du point de puissance maximale de la cellule (V_{mppc} et I_{mppc}). L'expression de V_{THC} peut avoir la forme suivante:

$$V_{THC} = \frac{V_{mppc} + R_{sc} I_{mppc} - V_{OCC}}{\ln(1 - I_{mppc} / I_{SCC})} \quad (2.10)$$

Troisième modèle

Plusieurs auteurs ont utilisé ce modèle dans leurs travaux [2.14, 2.15, 2.16, 2.17]. Il est simple du point de vue implantation dans des programmes de simulation ; car les données exigées pour l'utiliser sont entièrement dans les fiches techniques des modules solaires (conditions normalisées); à savoir la tension du circuit ouvert V_{OC} , le courant du court circuit I_{SC} , la tension du point MPP V_{MPP} et le courant correspondant I_{MPP} . Mais la question qui se pose est sur la précision de la représentation d'une cellule solaire pratique ; ceci qui reste à vérifier. L'équation de ce modèle est :

$$I_D = I_{SC} C_1 \left(\exp\left(\frac{V_P}{C_2 V_{OC}}\right) - 1 \right) \quad (2.11)$$

où

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{MPP}}{I_{SC}} \right) \exp\left(\frac{-V_{MPP}}{C_2 V_{OC}}\right) \quad (2.12)$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_{MPP}}{V_{OC}} - 1}{\ln\left(1 - \frac{I_{MPP}}{I_{SC}}\right)} \quad (2.13)$$

Le photo courant I_{PH} est considéré comme étant pratiquement indépendant de T_C , sa valeur dans les conditions normalisées est :

$$I_{PH} = I_{SC} \quad (2.14)$$

L'adaptation de toutes les équations aux autres niveaux d'éclairement et de la température est effectuée en utilisant le modèle de « Sandstrom » [2.18]. Le modèle décale n'importe quel point (V_{pref} , I_{pref}) de la courbe de référence I-V à n'importe quel point (V_P , I_P) par l'intermédiaire des équations (2.15) à (2.19) :

$$\Delta T = T_C - T_{ref} \quad (2.15)$$

$$\Delta I_P = \alpha \left(\frac{E}{E_{ref}} \right) \Delta T + \left(\frac{E}{E_{ref}} - 1 \right) I_{SC} \quad (2.16)$$

$$\Delta V_P = -\beta \Delta T - R_S \Delta I_P \quad (2.17)$$

$$V_{Pnew} = V_{Pref} + \Delta V_P \quad (2.18)$$

$$I_{Pnew} = I_{Pref} + \Delta I_P \quad (2.19)$$

Quatrième modèle

Ce modèle, nommé modèle « polynomial » [2.19], imite les puissances des modules solaires considérés comme fonctionnant aux MPP (Maximum Power Point). Il est destiné à la technologie polycristalline au silicium. La puissance maximale, P_{MAX} est donnée par:

$$P_{max} = P[1 + P_2(T - T_{ref})](P_3 + E) \quad (2.20)$$

où

P_1 , P_2 , et P_3 sont des constantes à déterminer d'après les données de la fiche technique du module ;

$T_{ref} = 25^\circ\text{C}$;

T et E sont la température et l'éclairement du point de fonctionnement donné respectivement.

Ce modèle simplifié permet de déterminer la puissance maximale fournie par un groupe de modules pour un éclairement (ensoleillement) et une température donnée, avec seulement 3 paramètres constants à déterminer, P_1 , P_2 et P_3 et une équation simple à résoudre en connaissant un ensemble de points de mesures suffisamment étendus.

Caractéristiques d'une cellule solaire réelle

Une cellule solaire réelle (pratique) est caractérisée par les paramètres fondamentaux suivants [2.10, 2.11, 2.12] :

- **Courant de court circuit** (I_{SCC}), il est produit quand $V_P = 0$. Quantitativement, il a la plus grande valeur du courant généré par la cellule (pratiquement $I_{SCC} = I_{PHC}$).
- **Tension du circuit ouvert** (V_{OCC}), correspond à la tension aux bornes de la diode (p-n) quand elle est traversée par I_{PHC} ($I_{DC} = I_{PHC}$). Elle reflète la tension de la cellule pendant la nuit et elle peut être exprimée comme :

$$V_{OCC} = \frac{AkT_C}{q} \ln\left(\frac{I_{SCC}}{I_0}\right) \quad (2.21)$$

où $\frac{AkT_C}{q}$ est la tension thermodynamique notée parfois V_{THC} ;

- **Point de puissance maximale (MPP)** est le point de coordonnées (I_{MPP} , V_{MPP}), dont la puissance P_{MPP} dissipée dans la charge est maximale

$$P_{MPPC} = V_{MPPC} I_{MPPC} \quad (2.22)$$

- **Rendement maximal** est le rapport entre la puissance maximale (P_{MPP}) et la puissance du flux lumineux incident (Surface S de la cellule multiplier par l'éclairement E).

$$\eta = \frac{P_{MPPC}}{SE} \quad (2.23)$$

- **Facteur de forme (FF)** est le rapport entre la puissance maximale (P_{MPP}) et le produit du courant de court circuit (I_{SCC}) et la tension à circuit ouvert (V_{OCC}). Ce facteur indique la performance de la cellule ; plus il s'approche de l'unité plus la cellule est performante. Il est de l'ordre de 0.7 pour les cellules performantes ; et diminue avec la température,

$$FF = \frac{V_{MPPC} \times I_{MPPC}}{V_{OCC} \times I_{SCC}} \quad (2.24)$$

- La puissance évaluée d'une cellule solaire ou d'un module est fondamentalement rapportée en " watts crête" [Wc] et mesurée dans des conditions d'essais internationalement indiquées, à savoir conditions d'essais normalisées (STC), qui se rapporte à un éclairement global de 1000 W/m^2 perpendiculairement sur la cellule ou sur le module, une température de 25°C des cellules et un nombre de masse d'air AM1.5. Le terme " puissance maximale " est fallacieux comme, par exemple à des températures inférieures de cellules ou des intensités plus élevées de rayonnement, cette valeur peut être excédée.

2.2.2.2-Modèles mathématiques du module PV

Le module PV est un groupement de cellules solaires, capsulées dans un matériel protecteur contre les conditions environnementales. Le rassemblement des cellules dans un module est constitué de N_{SC} cellules en séries, qui forment une branche, et N_{PC} branches en parallèles.

Donc le modèle mathématique d'un module solaire déduit du premier modèle est :

$$I_M = N_{PC} \times I_P \quad (2.25)$$

$$V_M = N_{SC} \times V_P \quad (2.26)$$

Il est à noter que tous les autres paramètres restent sans changement, car les calculs se font au niveau de la cellule ; c'est au contraire, les paramètres de la fiche technique du module solaire qui doivent être décalés au niveau de la cellule (tous les courants de la fiche technique sont divisés par N_{PC} et les tensions par N_{SC}).

Et le modèle mathématique d'un module solaire par le deuxième modèle peut être obtenu en appliquant les règles suivantes:

$$I_M = N_{PC} \times I_{PC} \quad (2.27)$$

$$V_M = N_{SC} \times V_{PC} \quad (2.28)$$

$$R_{RM} = \frac{N_{SC}}{N_{PC}} \times R_{SC} \quad (2.29)$$

où I_M et V_M sont le courant et la tension du module;

I_{PC} et V_{PC} sont le courant et la tension de la cellule et

R_{SM} et R_{SC} sont les résistances du module et de la cellule solaire respectivement.

Il est à noter que les paramètres des modules fournis par les fabricants sont nombreux ; voici l'essentiel de ces paramètres :

- V_{MPPM} , I_{MPPM} et P_{MPPM} ;
- V_{OCM} , I_{SCM} et leurs coefficients de température α [mA/°C] et β [mV/°C] ;
- R_{SM} , I_{0M} , N_{CS} et le facteur d'idéalité de la jonction p-n nommé A .

Manque d'alliance

Les cellules PV en silicium ont relativement une basse tension (de 0.55 V à 0.6 V). Elles sont presque reliées en série pour obtenir une tension appropriée. Si un courant important est nécessaire, elles peuvent être également reliées en parallèle. Pour des modules de puissances importantes (100-160W_c), 72 cellules sont reliées en série. Cet arrangement est employé avec des cellules identiques (mêmes paramètres électriques), mais en réalité, elles n'ont pas des caractéristiques semblables et pendant qu'elles doivent porter le même courant pour fonctionner dans leur zone de puissance maximale. On aura une perte d'énergie car certaines cellules pourraient produire un courant en plus (voisinage de I_{SC}) que d'autres. En conséquence ces dernières vont se comporter comme des récepteurs ; entraînant une élévation de température qui peut emmener à la détérioration du module entier. Ce phénomène est connu sous le nom de manque d'alliance « miss-match ».

Les fabricants se rendent compte de ce phénomène, ils trient les cellules, puis ils assemblent celles ayant des caractéristiques semblables sur le même module. Mais dans l'installation, les modules peuvent être reliés en série aux modules dont les caractéristiques sont tout à fait différentes; ce qui va causer la persistance du problème de « miss-match » ; par conséquent, les algorithmes de recherche du point de puissance maximale (MPP) ne peuvent pas localiser le « vrai MPP », car il y'a autant de MPP que des modules mal adaptés [2.20, 2.21].

Dans le cas extrême (court circuit + miss-match), un autre phénomène nommé : point chaud « hot spot » peut arriver au niveau des cellules ; qui a comme conséquence la dissipation de puissance dans la (les) cellule (s) dont les caractéristiques sont différentes.

Au moyen de diodes de déviation (Fig. 2.3), une diode pour un ensemble de 10 à 15 cellules, les problèmes de miss-match de cellules et des points chauds peuvent être évités.

2.2.2.3-Modèle du champ PV

Le champ photovoltaïque est un ensemble de modules comme la montre la figure 2.4. Si on suppose que les modules sont identiques et l'éclairement est le même sur tous les modules, alors le courant et la tension du champ PV peuvent être donnés par:

$$I_{PV} = N_P I_M \quad (2.34)$$

$$V_{PV} = N_S V_M \quad (2.35)$$

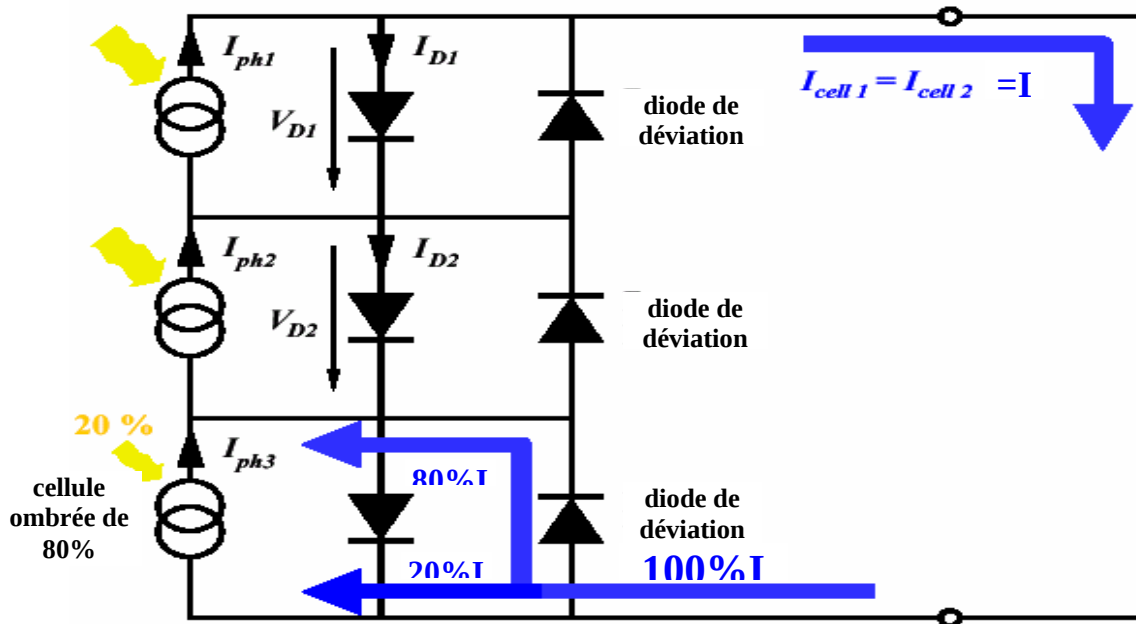
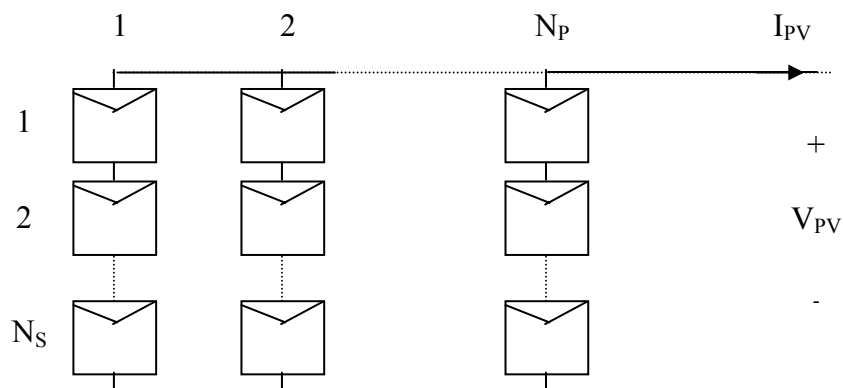


Fig.2.3: Remède au problème du mal adaptation de cellules

Fig.2.4: Champ PV de N_s modules en séries et de N_p branches en parallèles

2.2.2.4-Evaluation préliminaire des trois modèles

Les caractéristiques du champ PV ou du générateur PV, dans les plans I-V et P-V sont très importantes. Ces caractéristiques peuvent être mesurées [2.22], comme elles peuvent être reproduites par des modèles mathématiques ou électriques représentatifs (ex. : par PSPICE). L'importance de ces comportements apparue lors du dimensionnement d'un générateur PV. Des mesures ou des modèles, qui simulent le générateur d'une manière précise, permettent de faire un dimensionnement fiable du champ PV. Ce qui évite la sous estimation ou la sur estimation de la capacité énergétique du système; où dans les deux cas, des problèmes fonctionnels et économiques vont être apparus [2.06].

Les trois premiers modèles développés précédemment vont être utilisés pour imiter le comportement d'un générateur PV sous différentes conditions climatiques. La fiche technique des modules utilisés est donnée par le Tableau 2.1. Cette évaluation préliminaire est donnée pour voir l'effet de l'éclairement (E) et de la température (T) sur le comportement du générateur PV et

le degré de la similitude des trois modèles. En plus de la confirmation, par les figures 2.5 et 2.6, des variations des paramètres (I_{SCM} , V_{OCM} , I_{MPP} , V_{MPP} , etc..) avec l'éclairement et la température, il est bien claire que les trois modèles ne sont pas identiques pour les mêmes conditions climatiques (E et T). Alors, lequel parmi ces trois modèles imite réellement le générateur PV? La réponse est dans les paragraphes qui vont suivre.

Tableau 2.1 : fiche technique d'un module BP4160S, sous ($E_{ref}=1000W/m^2$ et $T_{ref}=25^\circ C$)

Spécification du module solaire dans les conditions normalisées	
Température (T_{ref})	25 °C
Eclairement (E_{ref})	1000 W/m ²
Tension du circuit ouvert (V_{OC})	44.2 V
Courant du court circuit (I_{SC})	4.9 A
Tension du point de puissance maximale (V_{MPP})	35.4 V
Courant du point de puissance maximale (I_{MPP})	4.52 A
Puissance nominale (W_c)	160W _p
Coefficient de température du courant du court circuit (α)	3.1 mA/°C
Résistance série (R_s)	0.63 Ω
Courant de saturation I_0	12 nA
Coefficient de température de la tension du circuit ouvert (β)	-143 mV/°C
Facteur de qualité de la diode (A)	1.20

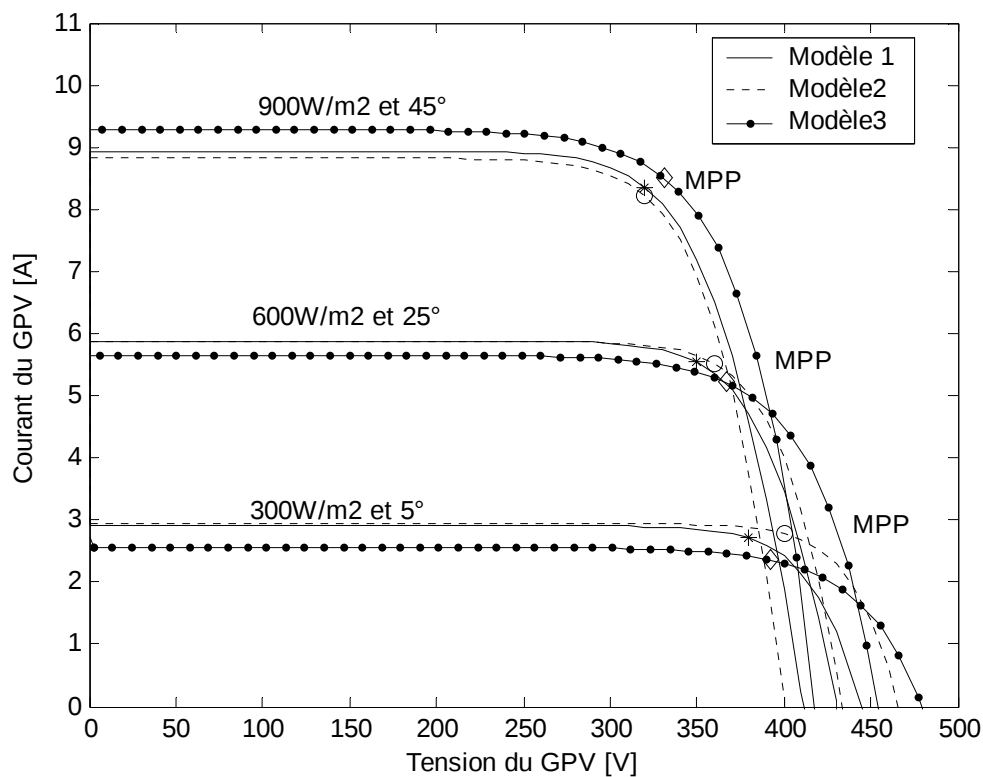


Fig. 2.5 : Effets de E et de T sur le comportement (I-V) du générateur PV, pour les trois modèles

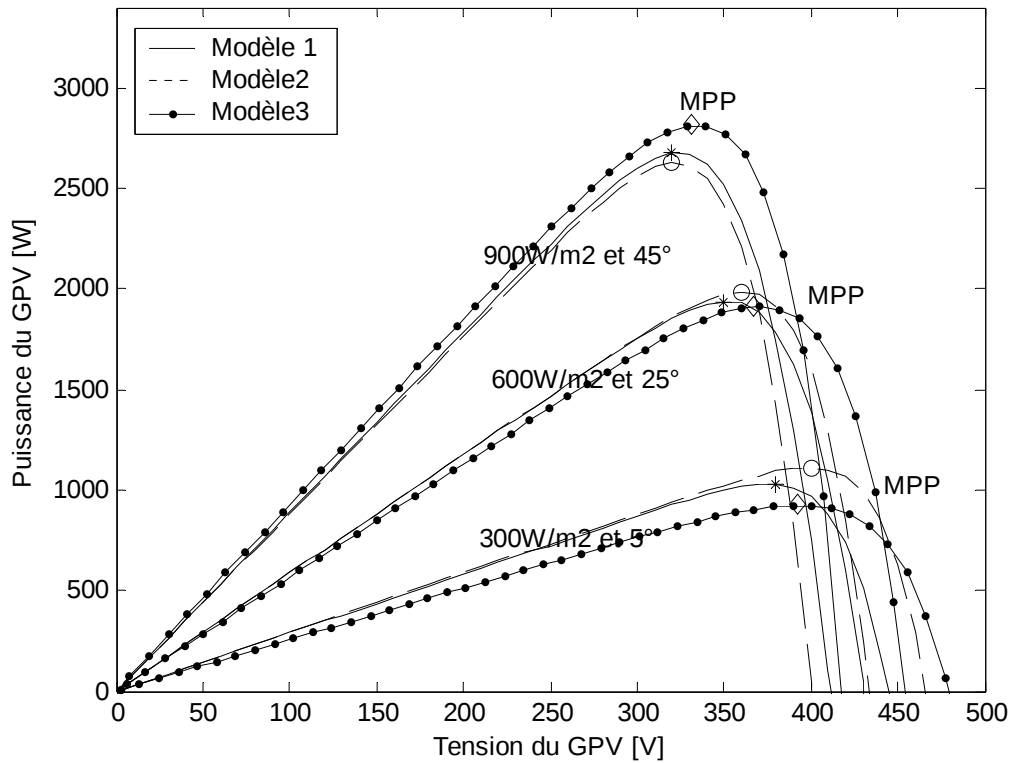


Fig. 2.6 : Effets de E et de T sur le comportement (P-V) du générateur PV, pour les trois modèles

2.3-Investigation dans les parties actives du GPV

Cette analyse concerne l'étude de l'impact des effets de quelques paramètres (le facteur d'idéalité A et la résistance série R_s), et enfin la validation des modèles, en utilisant la caractérisation relative des modèles développés sous différentes conditions climatiques (E et T).

2.3.1-Caractéristiques et impact des effets de A et de R_s

Caractéristiques du champ PV

Les caractéristiques de la cellule ou du module solaire sont le reflet de celles du champ PV ou du GPV, alors le traitement du comportement du GPV, par l'utilisation des trois modèles, éclaire l'effet de E et de T .

Les figures 2.7 et 2.8 confirment la proportionnalité du courant I_{PH} ($= I_{SC}$) et de la puissance maximale de fonctionnement (MPP) générés par le flux lumineux sur le champ PV. Aussi, on observe la faible variation de la tension du circuit ouvert (V_{OC}) du champ avec l'éclairement E . La non concordance des trois modèles, spécialement le modèle 3, aux points importants (court circuit, circuit ouvert et région des MPP) est bien claire ; ce qui exige une investigation approfondie de ces trois modèles.

Contrairement à l'effet de E , l'effet de T est important sur la tension de circuit ouvert (V_{OC} descend par environ 0,4 % / K), et relativement faible sur le courant I_{SC} (I_{SC} augmente d'environ 0,07 % / K); mais cela, influe considérablement sur les points de la puissance maximale (MPP), où P_{MPP} descend environ de 0,4 à 0,5 % / K, comme le montre les figures 2.9 et 2.10 respectivement.

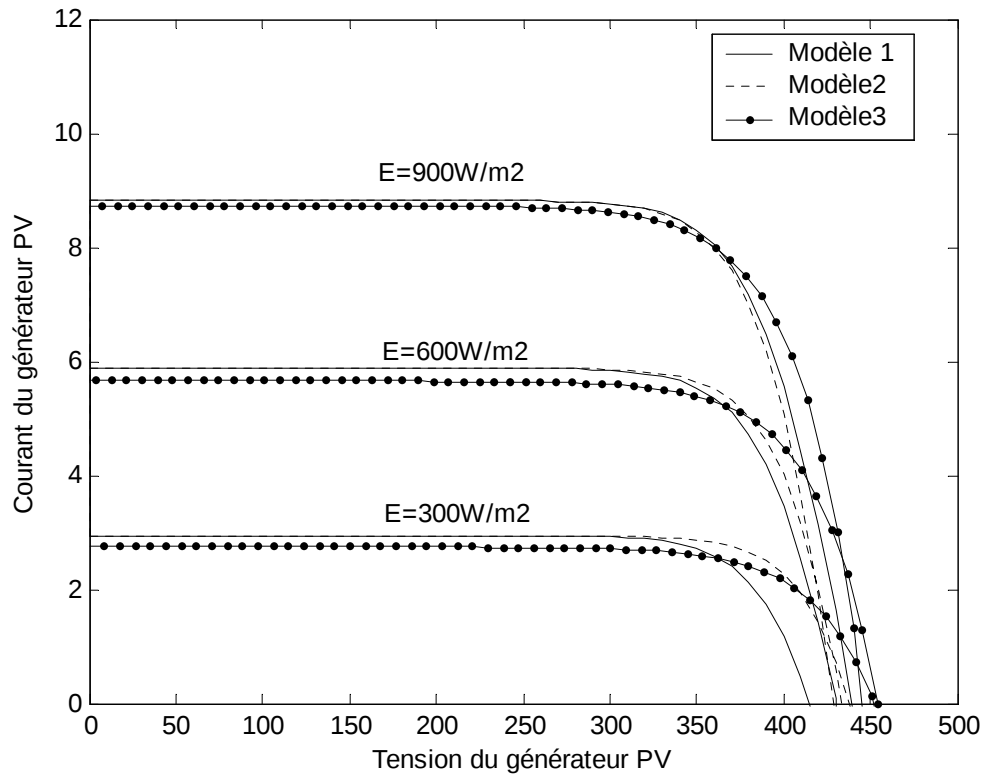


Fig.2.7 : Caractéristiques courant/tension (I-V) du GPV, en utilisant les trois modèles, pour $T=25^{\circ}\text{C}$ et différents éclairements (E)

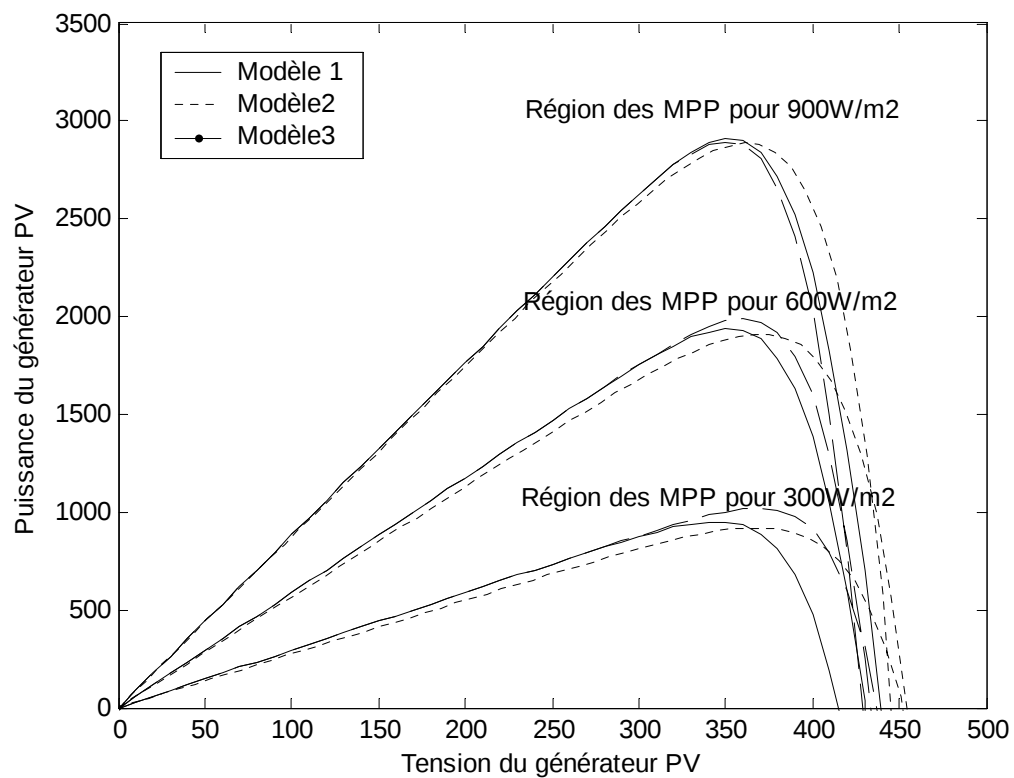


Fig.2.8 : Caractéristiques puissance/tension (P-V) du GPV, en utilisant les trois modèles, pour $T=25^{\circ}\text{C}$ et différents éclairements (E)

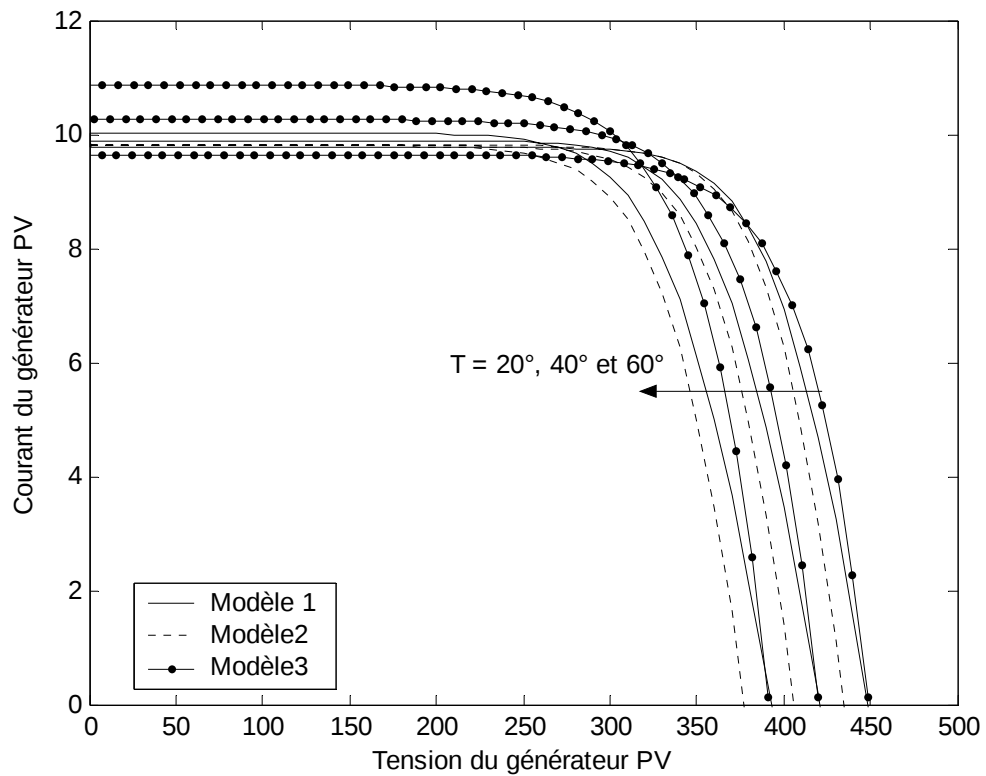


Fig.2.9 : Caractéristiques I-V en utilisant les 3 modèles, pour $E=1000\text{W}/\text{m}^2$ et différentes températures T

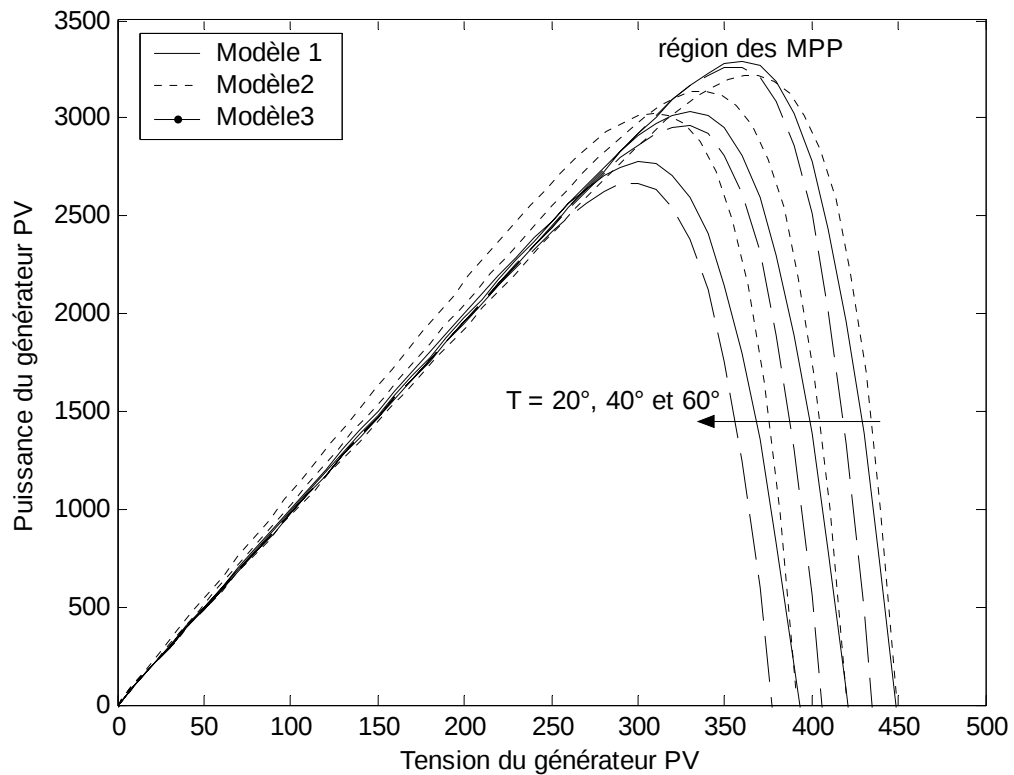


Fig.2.10 : Fig.2.9 : Caractéristiques P-V en utilisant les 3 modèles, pour $E=1000\text{W}/\text{m}^2$ et différentes températures T

Effets du facteur d'idéalité A et de la résistance série R_s

Théoriquement, le facteur d'idéalité A des cellules poly-cristallines prend une valeur entre 1 et 2, tout en étant près de la valeur de 1 par rapport aux courants élevés, il augmente jusqu'à la valeur 2 pour des courants faibles. Pour un fonctionnement normal, il est généralement égal à 1.3 [2.18]. Le troisième modèle est écarté de cette démonstration, car les expressions de ce modèle ne disposent pas de ce paramètre ; ce qui représente une contre faveur. Les courbes de la figure 2.11, affirment la notification précédente; et en plus de ça, les courbes des valeurs de A supérieures à 1.25 relatives aux deuxième modèle, n'apparaissent pas sur la figure 2.11. De ce fait, la valeur de A doit être adaptée par un ajustement expérimental de courbes (curve fitting).

La résistance série R_s est le résultat des résistances de la 'gaufrette' de silicium, des contacts métalliques de la surface avant et arrière des cellules et d'autres circuits de raccordements et des bornes ; alors elle dépend largement de l'installation du GPV.

D'après les équations mathématiques précédentes, les trois modèles ne traitent pas l'effet de la résistance R_s de la même manière, car R_s n'intervient que dans le processus de la translation (équation 2.17) pour le troisième modèle ; par contre, dans les deux autres modèles, R_s est incluse directement dans le courant de la diode I_D (équations 2.03 et 2.08). En plus de ça, l'effet de R_s n'apparaît pas dans les conditions normalisées ($E=1000\text{W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$) due aux équations (2.12) et (2.13) qui sont égales à zéro, d'où ΔI et ΔV sont aussi égales à zéro. Même pour une condition opérationnelle donnée ($E=800\text{W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$) et pour différentes valeurs de R_s l'effet est presque constant pour ce modèle. La figure 2.12 confirme ceci. La variation des courbes I-V du GPV, en utilisant le modèle 1 et le modèle 2, est donnée dans la figure 2.13 ; où on observe des écarts entre les courbes qui ont les mêmes résistances; ce qui exige une vérification de ces deux modèles ; en utilisant les données du fabricant.

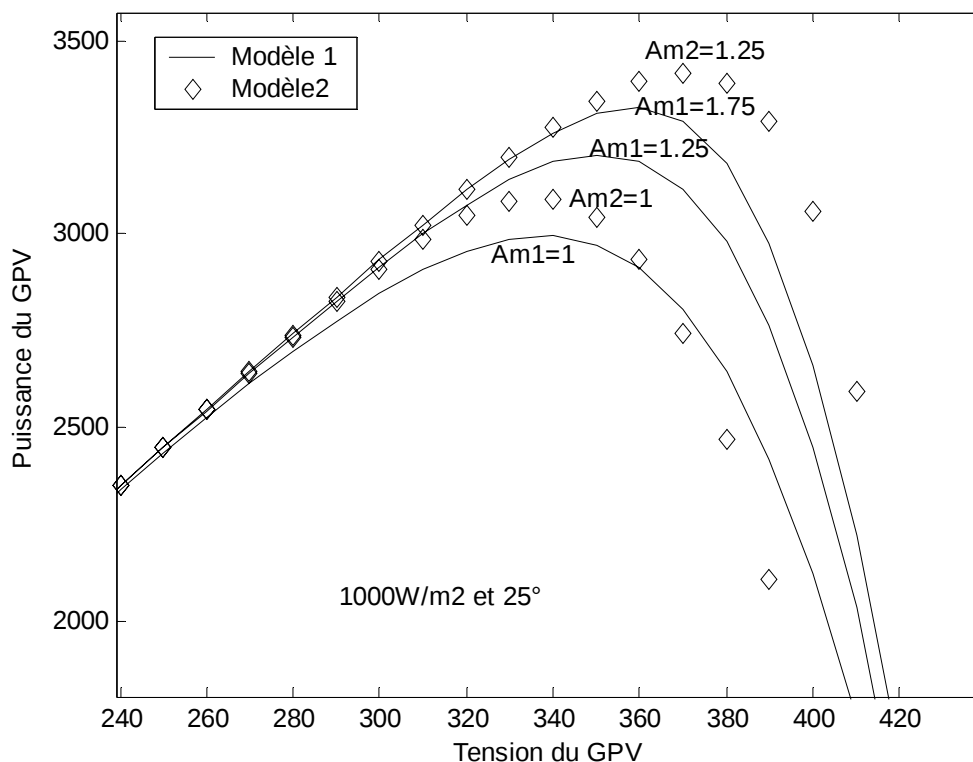
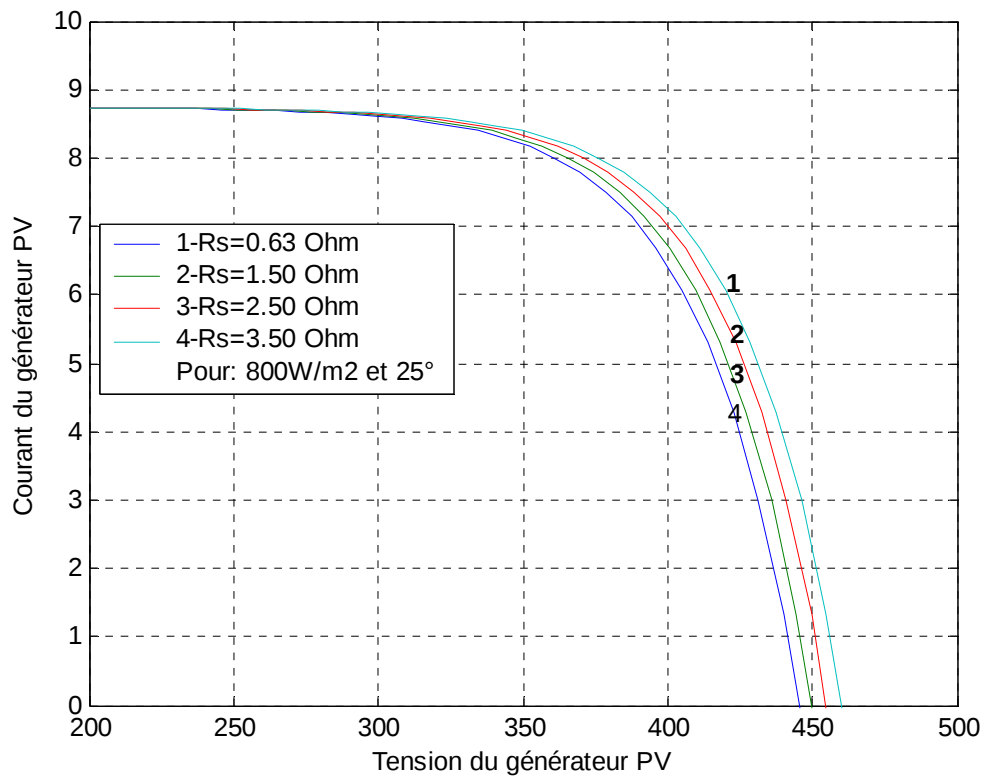
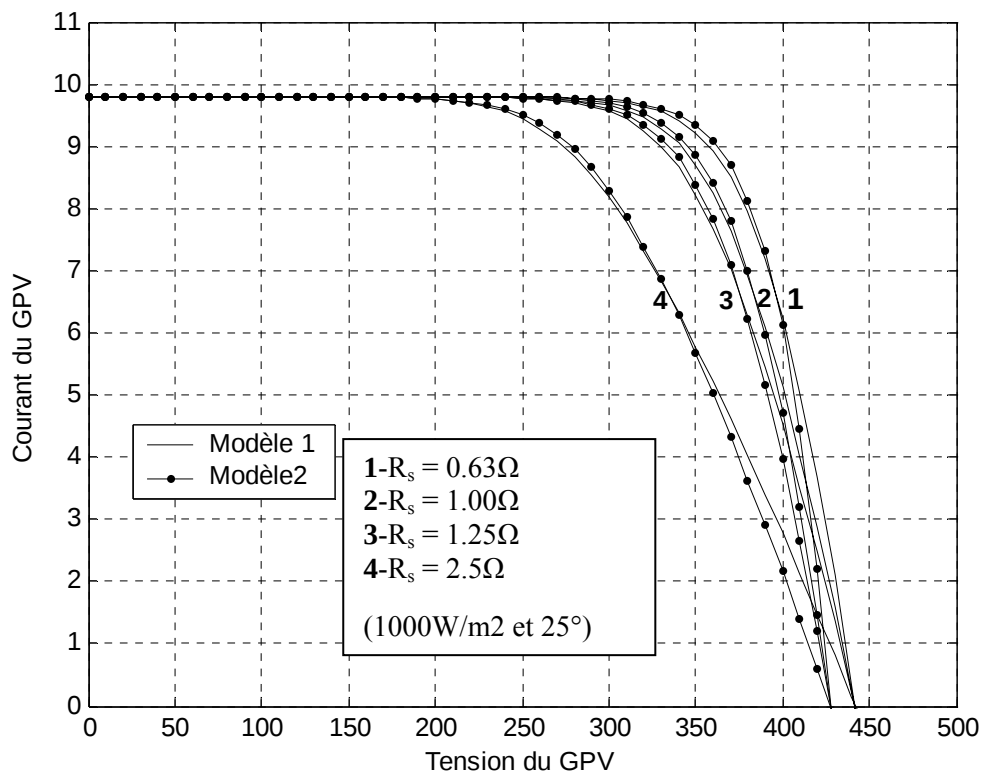


Fig.2.11 : Effet du facteur d'idéalité A sur le comportement I-V du champ PV dans les conditions normalisées AM2

Fig.2.12 : Effet de R_s sur les caractéristiques I-V du GPV, en utilisant le modèle 3Fig. 2.13 : Effet de R_s sur les caractéristiques I-V du GPV en utilisant les modèles 1 et 2

2.3.2-Validation des modèles

Le but principal de cette évaluation est de spécifier, par l'utilisation des données des fabricants, le domaine de représentativité de chaque modèle, afin de les utiliser efficacement pour prévoir les performances des systèmes photovoltaïques couplés au réseau dans des conditions climatiques différentes.

Pour valider au moins un des quatre modèle déjà présentés, les données mesurées des firmes productrices des deux modules solaires, de gammes de puissances différentes seront employés dans cette comparaison, et cela afin d'être sur de la cohérence du modèle choisi.

Deux modules ont été sélectionnés selon le critère de puissances. Le premier module BP4160S de puissance élevée est représenté dans le tableau 2.1, le deuxième de type MSX-60 de moyenne puissance est représenté dans le tableau 2.2. Les données de test de vérification sont obtenues à partir des [2.23, 2.24]. La vérification des trois modèles va être faite dans le plan I-V pour différents éclairagements (E) et différentes températures (T). On note qu'il est possible de vérifier les modèles dans les autres plans en utilisant aussi d'autres paramètres (R_s , A, etc.).

Les figures 2.14 et 2.15 montrent les caractéristiques du champ PV, construit à partir des modules BP4160S, dans le plan I-V pour différentes températures et différents éclairagements.; et les figures 2.16 et 2.17 donnent les mêmes caractéristiques mais pour un champ PV basé sur des modules MSX60. On constate la bonne correspondance entre les points discrets, en diamant, des données des deux firmes et les caractéristiques obtenues par le premier modèle.

Comme il a été déjà vu dans le paragraphe (2.2.2.4), les trois modèles n'imitent pas identiquement les caractéristiques d'un champ PV (Fig. 2.5 et 2.7), et puisque le premier modèle formule, par excellence, les comportements des deux types de modules solaires, BP4160S et MSX-60, alors on peut prédire que les deux autres modèles vont modéliser les parties actives du générateur PV avec des erreurs relativement grandes; ce qui nécessite des corrections sur ces modèles. D'après les figures 2.18 et 2.19, le deuxième modèle nécessite une correction au niveau des expressions formulant la pente des courbes I-V et P-V dans la zone au-delà des MPP ; par contre le troisième modèle diffère des caractéristiques des modules tout au long des différentes courbes comme il est montré dans le figure 2.20.

Reste à ajouter, l'obtention d'un modèle simple et précis, ou universel, pour un ensemble de modules solaires, nécessite une étude analytique et expérimentale en utilisant des techniques d'ajustements, comme celles mentionnées dans [2.25, 2.26, 2.27, 2.28]; et bien sur les expressions qui vont être obtenues seront de types analytiques et empiriques.

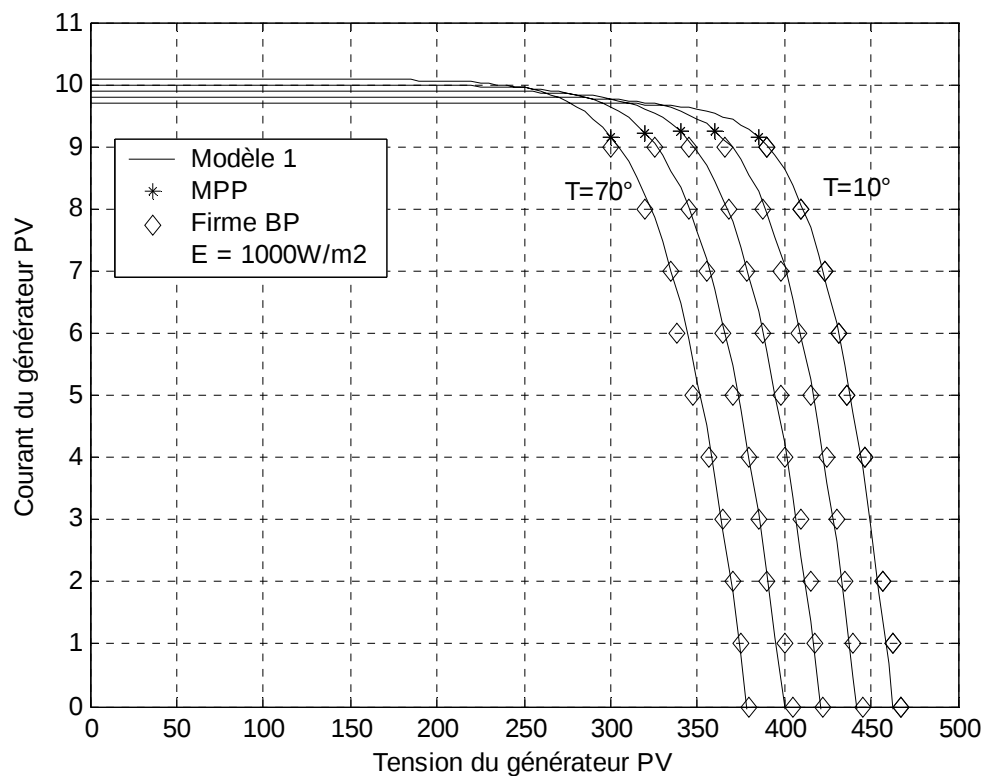
La détermination des paramètres du quatrième modèle a été effectuée à partir des valeurs maximales des caractéristiques puissance/tension des modules photovoltaïques. Les valeurs des paramètres P_1 , P_2 , et P_3 , calculés par le premier modèle pour un champ PV constitué des modules BP4160S, sont les suivantes :

$$P_1 = 3.3075; \quad P_2 = -.004333; \quad P_3 = -14.66;$$

La figure 2.21 montre la concordance entre les points de puissances maximales, pour des conditions climatiques différentes, obtenus par le premier modèle et par le quatrième modèle. On note que l'erreur moyenne pour des éclairagements, 200, 400, 600, 800, et 1000W/m², et des températures 20, 35, 50, 65, et 80°C, est de l'ordre de 0.48%. On note que malgré que ce modèle est dessiné aux types de cellules polycristalline, mais il donne des résultats satisfaisants pour des cellules de type monocristallines.

Tableau 2.2 : Fiche technique d'un module MSX-60, sous ($E_{\text{ref}}=1000\text{W/m}^2$ et $T_{\text{ref}}=25^\circ\text{C}$)

Spécification du module solaire (données du fabricant)	
Température (T_{ref})	25 °C
Eclairement (E_{ref})	1000 W/m ²
Tension du circuit ouvert (V_{OC})	21.1 V
Courant du court circuit (I_{SC})	3.8 A
Tension du point de puissance maximale (V_{MPP})	17.1V
Courant du point de puissance maximale (I_{MPP})	3.5A
Puissance maximale (W_c)	60W _c
Coefficient de température du courant du court circuit (α)	65 mA/°C
Résistance série (R_s)	0.80 Ω
Courant de saturation I_0	20 nA
Coefficient de température de la tension du circuit ouvert (β)	- 80mV/°C
Facteur de qualité de la diode (A)	1.2

Fig. 2.14 : Caractéristiques I-V du GPV (BP4160S) en utilisant le 1^{er} modèle, associées aux données de la firme [2.22, 2.24], pour différentes T.

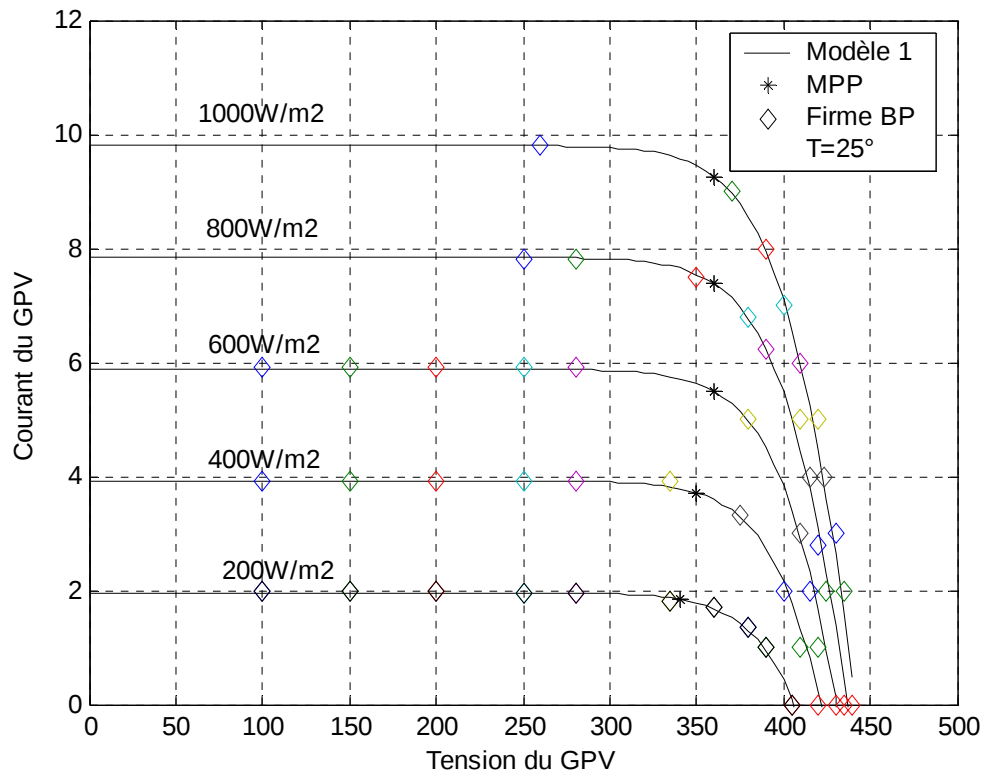


Fig. 2.15 : Caractéristiques P-V du GPV (BP4160S) en utilisant le 1^{er} modèle, associées aux données de la firme [2.22, 2.24], pour différentes E.

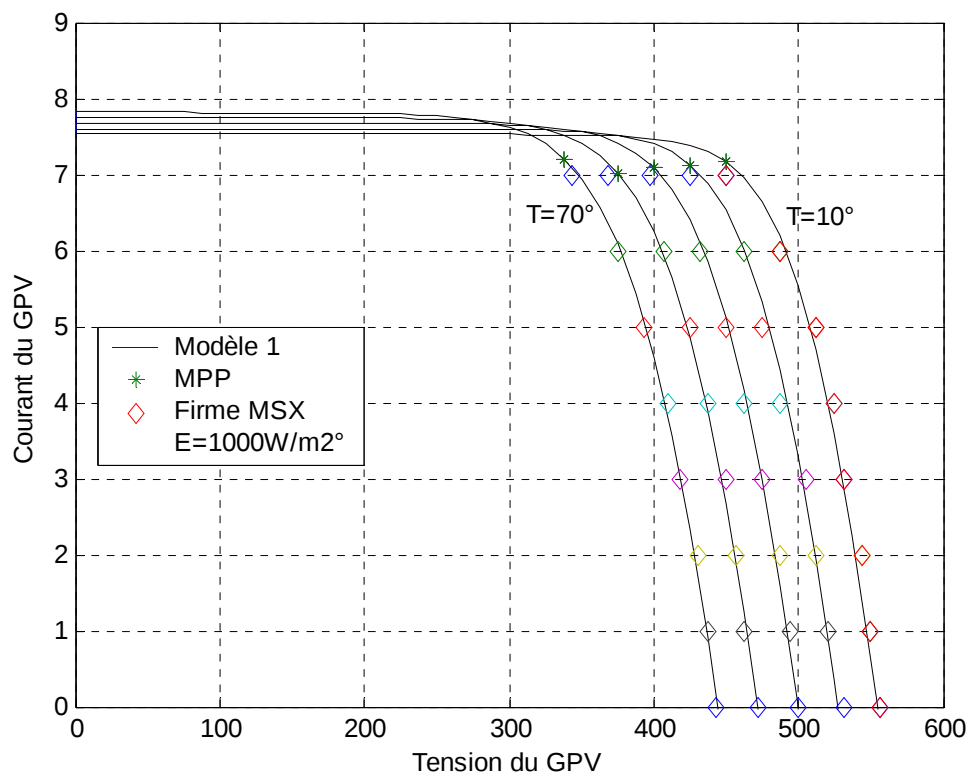


Fig. 2.16 : Caractéristiques I-V du GPV (MXS60) en utilisant le 1^{er} modèle, associées aux données de la firme [2.22, 2.24], pour différentes T.

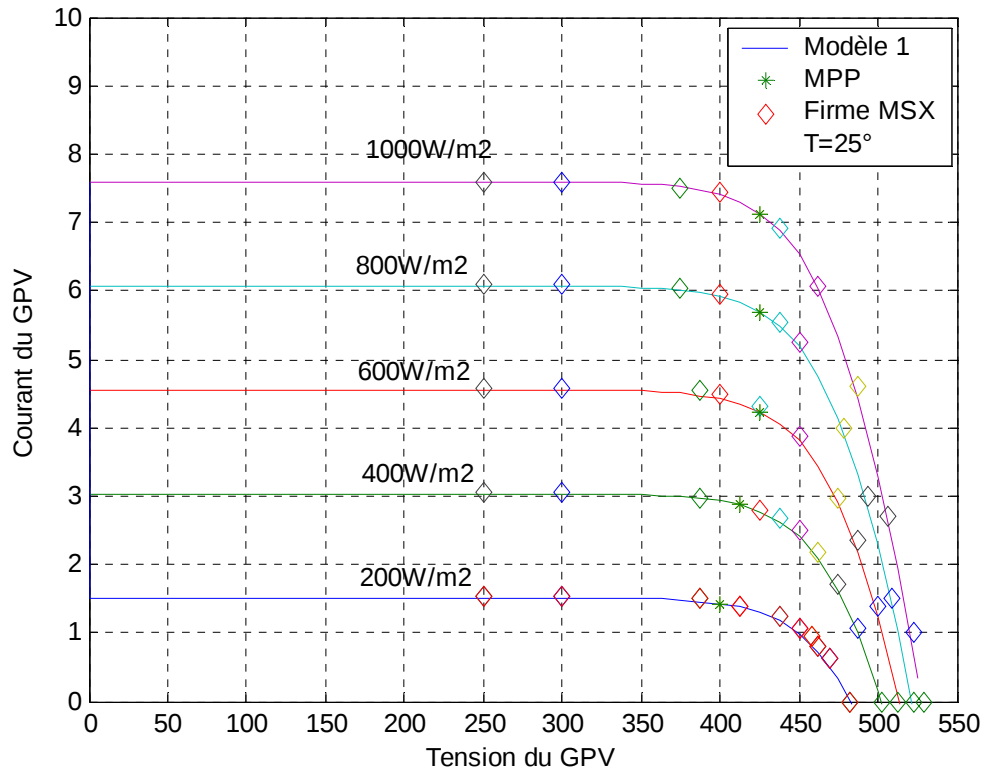


Fig. 2.17 : Caractéristiques I-V du GPV (MSX60) en utilisant le 1^{er} modèle, associées aux données de la firme [2.22, 2.24], pour différentes E .

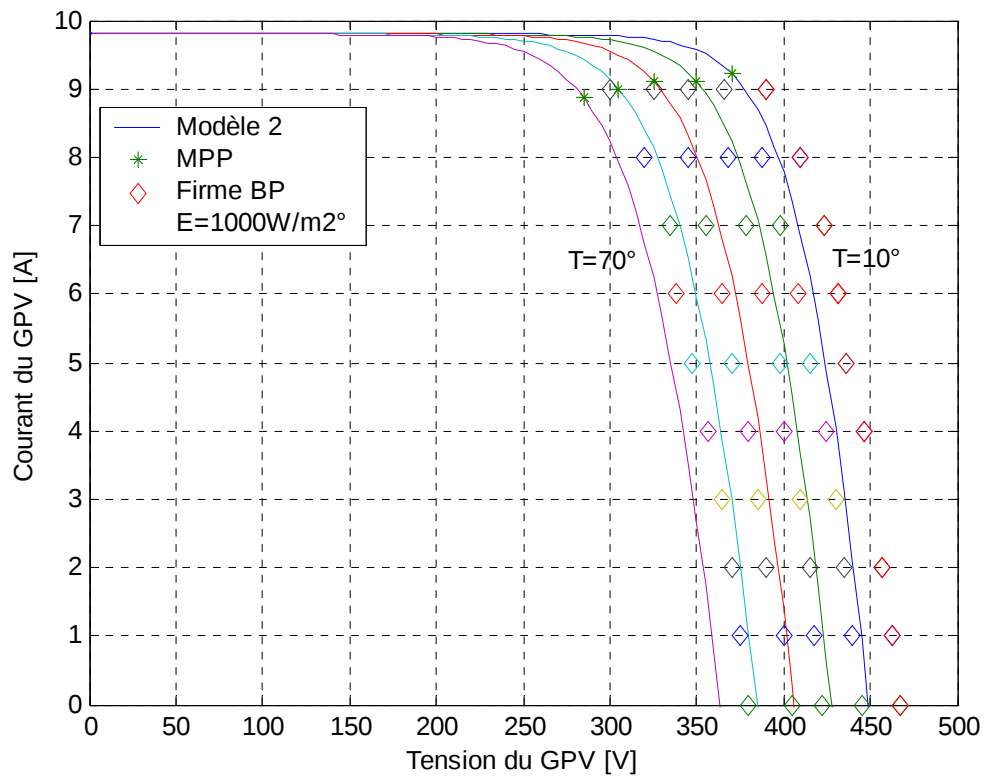


Fig. 2.18 : Caractéristiques I-V du GPV (BP4160S) en utilisant le 2^{ème} modèle, associées aux données de la firme [2.23, 2.24] pour différentes T .

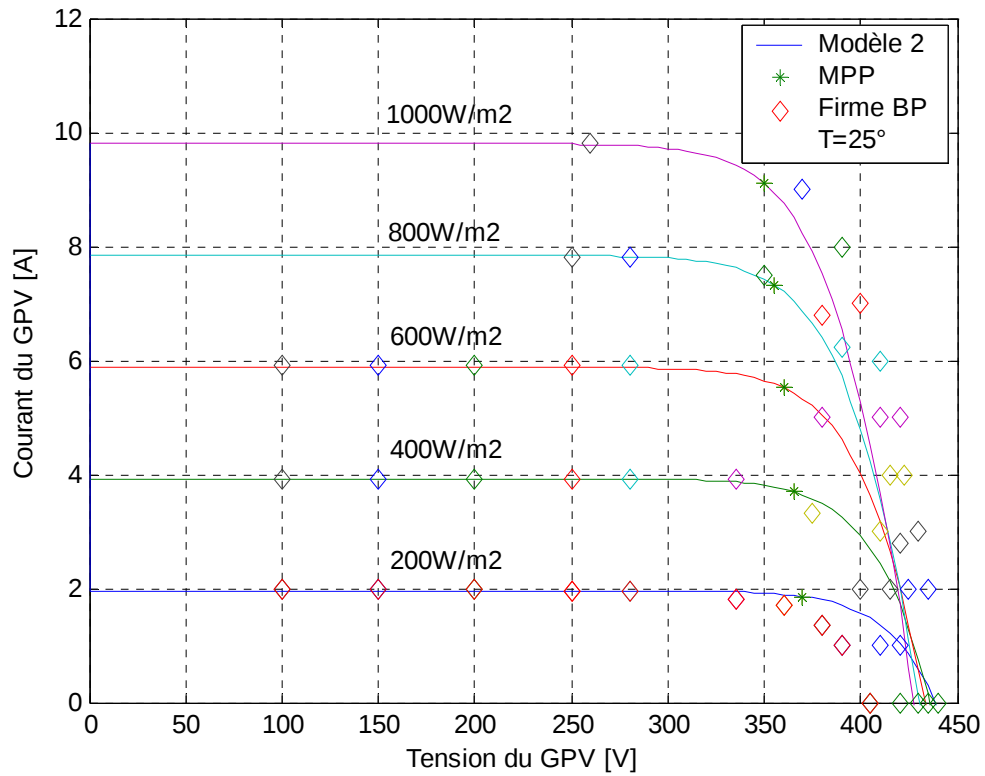


Fig. 2.19 : Caractéristiques I-V du GPV(BP4160S) en utilisant le 2^{ème} modèle, associées aux données de la firme [2.23, 2.24] pour différents E.

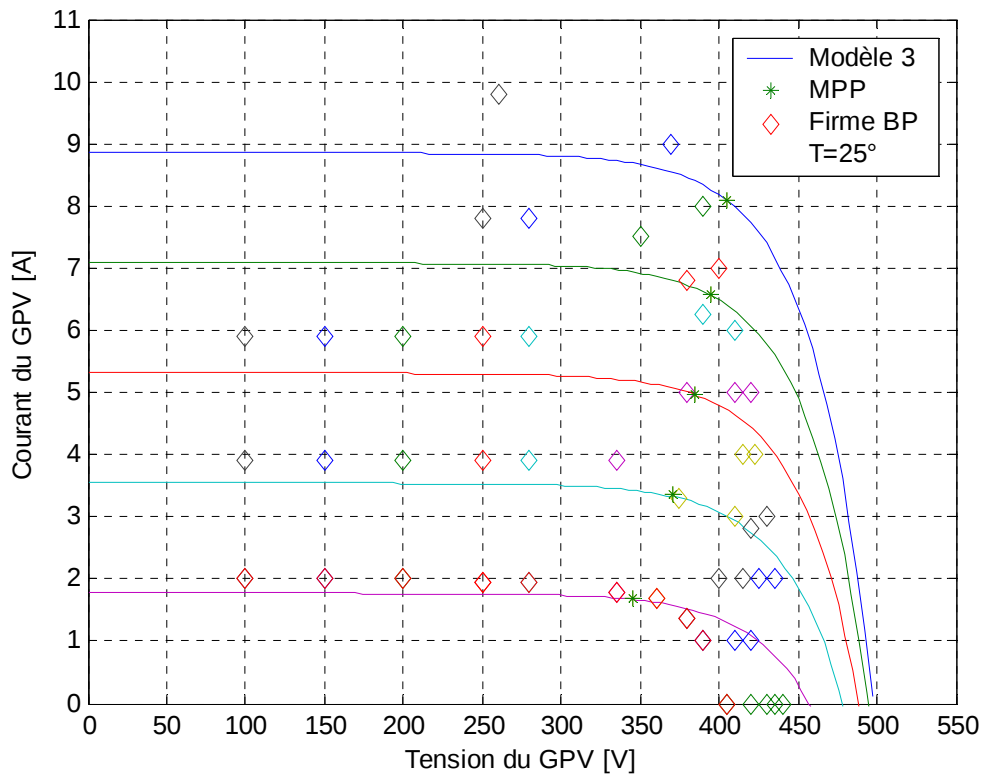


Fig. 2.20 : Caractéristiques I-V du GPV (BP4160S) en utilisant le 3^{ème} modèle, associées aux données de la firme [2.23, 2.24] pour différents E.

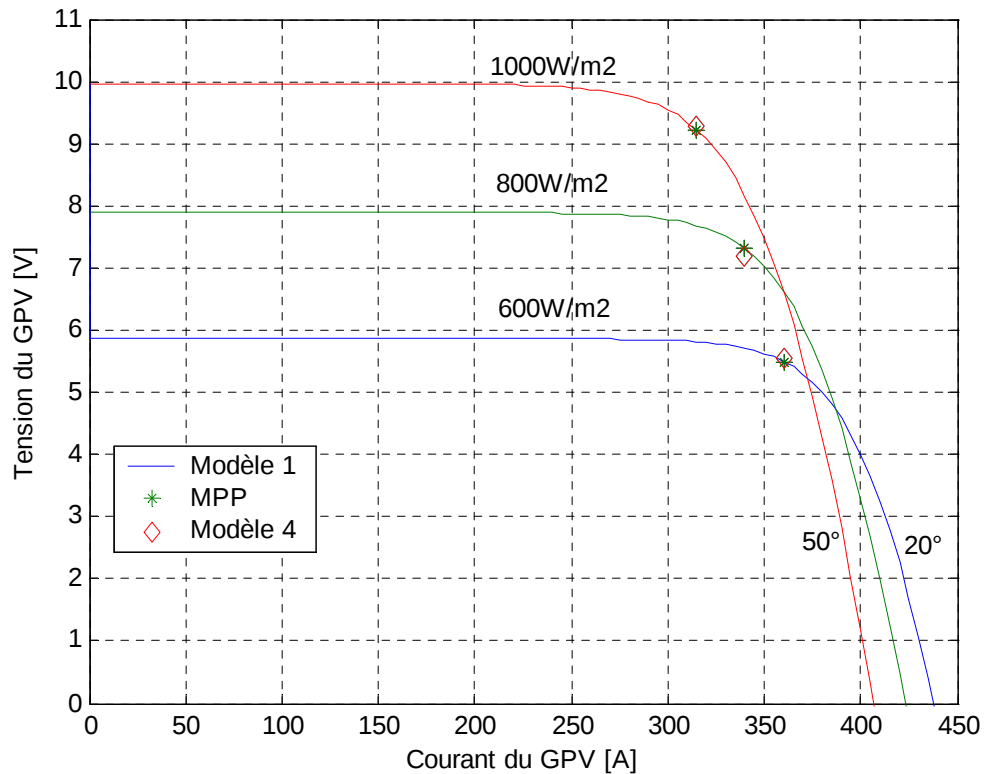


Fig. 2.21: Concordance des points de puissances maximales obtenus par les modèles 1 et 4

2.3.3-Techniques de sélection des modèles du champ PV

On suggère ici trois techniques de sélection de modèles:

- 1- Si on dispose d'un site PV équipé d'un système d'acquisition et de moyens de calcul informatique, comme : Matlab, Maple, etc., l'élaboration d'un modèle plus précis en utilisant des méthodes d'ajustements aux données expérimentales, comme la méthode d'algorithme génétique binaire (AGB) [2.01] ou des techniques d'optimisation par modèle, sera une tâche facile.
- 2- Par contre, si on ne dispose que des données du fabricant, qui doit être confirmées par une source indépendante ; là on peut procéder de deux manières :
 - a) Soit on résout un système de 4 équations déduites de l'équation (1) ; et cela pour des fameux points comme : le point de court circuit, de circuit ouvert, de point de puissance maximale et $\frac{dV_{OC}}{dT_c}$ afin de déterminer les paramètres du modèle (R_s , I_{PH} , I_0 , et A). On note que cette procédure donne parfois des paramètres n'ayant pas de signification physique et logique comme une R_s négative et un A hors de sa gamme etc. . Pour cette raison, il est préférable d'utiliser les 3 premières équations et d'estimer la valeur de R_s des données caractérisant les modules à utiliser [2.22, 2.23];
 - b) Soit, on adapte des expressions des différentes littératures pour assembler un modèle convenable à une gamme de modules bien définies.
- 3- Si le modèle voulu est pour assurer des tâches pédagogiques ou de faire des applications qui ne nécessitent pas de précision, le troisième modèle exposé dans cette thèse, est très simple à utiliser.

2.5-Conclusion

Dans le cadre de la modélisation complète de la chaîne PV et de la caractérisation de la demande de la charge et de la production énergétique du champ PV, quatre modèles du champ PV sont développés et ensuite évalués. La modélisation du champ PV a touché les parties actives du générateur PV: la photopile (cellule), le module et le champ PV.

L'ensemble des modèles élaborés (modèles mathématiques) pour le champ PV, destinés à la conception et à l'étude énergétique des systèmes photovoltaïques couplés au réseaux, sont évalués par une étude comparative donnant comme résultat le modèle mathématique convenable (précis, simple et il peut être établi en appliquant seulement des données normalisées pour le module et les cellules fournies par le fabricant) à l'application en cours. On note que le quatrième modèle, nommé modèle « polynomial », qui imite les points des puissances maximales des modules, est donné pour la technologie du silicium polycristallin mais reste toujours valable pour le type monocristallin avec une erreur relativement acceptable.

En plus de la caractérisation relative des modèles développés sous différentes conditions climatiques (E et T), l'étude de l'impact des effets de quelques paramètres (A, R_s , point chaud « hot spot »), etc..) a été menée.

Trois techniques de sélection de modèles mathématiques des parties actives du générateur PV pour n'importe quelle application, à l'exception de celles intégrées aux constructions urbaines sont suggérées. La suggestion couvre toutes les applications avec ou sans infrastructure. Reste à mentionner que pendant la recherche bibliographie on a rencontré d'autres modèles mathématiques simplifiés pour des champs PV, mais ils sont tous déduits par la négligence de paramètres du premier modèle [2.29, 2.30, 2.31, 2.32]. Comme conséquence de ces simplifications, les modèles déduits sont moins précis que le premier modèle.

L'inclusion de la résistance shunt R_{SH} à la sortie des deux circuits (Fig. 2.2a et 2.2b) n'est pas faite, afin de réduire le nombres de paramètres inconnus à quatre au maximum, alors que [2.09] a annoncé que la prise de cette résistance en considération donne des modèles qui prévoient un courant de fonctionnement meilleur que celui des modèles simplifiés, particulièrement autour du midi solaire, quand la majeure partie de la puissance est produite. Comme perspective, on demande que cet apport soit mis en valeur avec la complexité ajoutée au modèle mathématique.

2.6-Bibliographie

- [2.01] O. Gergaud et al. " Analysis and Experimental Validation of Various Photovoltaic System Models", 7TH International ELECTRIMACS Congress, pp.1-4, Montréal, August 2002.
- [2.02] J. A. Gow, et al. "Development of a Photovoltaic array model for use in Power Electronics Simulation Studies", IEE Proceedings on Electric Power Application, vol. 146, no. 2, pp.193-200, March 1999.
- [2.03] T. Ikegami, et al., "Estimation of Equivalent Circuit Parameters of PV Module and its Application To Optimal operation of PV system", Elsevier, Solar Energy Materials & Solar cells 67, pp.389-395, 2001.
- [2.04] P. V. Junior, 'Applied Digital Control for Localization of the Maximum Power of Photovoltaic Generators', Telecommunications Energy Conference, 2006. INTELEC '06. 28th Annual International, pp.1-6, Sept. 2006.
- [2.05] K. Il-Song , 'Sliding mode controller for the single-phase grid-connected photovoltaic system', Applied Energy, Vol. 83, Issue 10, pp.1101-1115, October 2006.

- [2.06] Y. Sukamongkol et al. , “ A Simulation Model for Predicting the Performance of a Solar Photovoltaic System with Alternating Current Loads”, *Renewable Energy* 27, pp.237-258, 2002.
- [2.07] A. Barbara et al., ‘ Analysis of the Applicability of the Diode Equivalent Model for GIGS Thin-Film Photovoltaic Modules’, *Photonics and Microsystems*, 2006 International Students and Young Scientists Workshop, June 2006, pp.66 – 68, 2006.
- [2.08] H. Reinhard,’ The value of photovoltaic electricity for society’ *Solar Energy*, Vol. 54(1), pp.:25–31, 1995.
- [2.09] A. N. Celik et N. Acikgoz, ‘Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models’, *Applied Energy*, Vol. 84, Issue 1, January 2007, pp.1-15, 2007.
- [2.10] E. Lorenzo, “Solar Electricity Engineering of Photovoltaic Systems”, Artes, Graficas Gala, Spain, 1994.
- [2.11] L. Castaner et S. Silvester, “ Modelling Photovoltaic Systems Using PSPICE”, Wily, 1^{ère} édition, ISBN: 0-470-84528-7, année 2002.
- [2.12] A. D. Hansen, et al. “Models for Stand-Alone PV Systems”, report Riso-R-1219(EN)/SEC, RNL, Roskilde, Denmark, 2000
- [2.13] A. Al-amoudi et L. Zhang, “ Optimal Control of a Grid-Connected PC System for Maximum Power Point Tracking and Unity Power Factor”, *Power Electronics and Variable Speed Drive Conference*, pp.80-85, 1998.
- [2.14] M. Bello et I. E. Davidson,’ Dynamics of a Solar-Powered Fractional Horse Power Motor’, 2nd International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ICEEE) and XI Conference on Electrical Engineering (CIE 2005), Mexico City, Mexico. September 7-9, 2005, pp.273-277. 2005.
- [2.15] M.M.Bello et I. E. Davidson, ‘ Performance analysis of a photovoltaic system coupled to a universal motor using Matlab tool’, *IEEE/ Power Engineering Society General Meeting*, 2006, Durban, South Africa, 18-22 June 2006, pp.1-6, 2006.
- [2.16] B. Azoui, “Concept and Realization of a Three-Phase Brushless DC motor for solar application”, thèse de doctorat, université de Batna, 2002.
- [2.17] B. Azoui , M. Djarallah, “ Sizing and Optimization Models for Photovoltaic Pumping System, using BLDCM motor”, *Journal AMSE*, 2003.
- [2.18] M. A. Green, “ Solar Cells”, University of New South Wales, 1992.
- [2.19] C. Hua, et J. Lin, “ An On-Line MPPT Algorithm for Rapidly Changing Illuminations of Solar Arrays”, *Renewable Energy* 28, pp.1129-1142, 2003.
- [2.20] E. Roman, al., ‘Intelligent PV Module for Grid-Connected PV Systems’, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 4, pp.1066-1072, august 2006.

- [2.21] Y. Pankow, 'Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension Application au générateur photovoltaïque', thèse de doctorat, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, soutenue le 10 décembre 2004.
- [2.22] M. Djarallah et al., 'Performance Evaluation of Test Facility and Characteristic Measurement of Pumping Systems (PVPS)', UPEC'00, Belfast, England, 2000.
- [2.23] PVSYST 3.3 , logiciel de conception des systèmes PV, Site Web (dernière visite : 15/05/2006) www.pvsyst.com, 2006.
- [2.24] Fiche technique des panneaux : BP 4160S et MSX-60, Site Web (dernière visite : 15/04/2007) www.bpsolar.com, 2007.
- [2.25] C. Carrero et al., 'A Single Procedure for Helping PV Designers to Select Silicon PV Modules and Evaluate the Loss Resistances', Renewable Energy, en cours d'impression, corrigée, accessible en ligne le 19 mars 2007.
- [2.26] W. De Soto et al., 'Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance', Solar Energy, Vol.80, pp.78–88, 2006.
- [2.27] M.A. de Blas et al., 'Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices', Renewable Energy, Vol. 25, pp.371–380, 2002.
- [2.28] W. Durisch et al., 'Characterisation of photovoltaic generators', Applied Energy, Vol.65, pp. 273-284, 2000.
- [2.29] J. C. alfonso et al., 'New Optimization in Photovoltaic Installations with Energy Balance with Three-Phase Utility', IEEE ISIE'05, June 20-23, Dubrovnik, Croatia, 2005.
- [2.30] Veerachary, M., 'Maximum Power Point Tracking Control of IDB Converter Supplied PV system', IEE Proc. Electric. Power application, Vol. 148, N°6, pp:494-502, 2001.
- [2.31] Hussein K. H., 'Maximum Photovoltaic Power Tracking : an Algorithm for Rapidly Changing Atmospheric Conditions', IEE, Proc. Gener. Transm. and Distrib. Vol. 142, N°1, pp:59-64, 1995.
- [2.32] Jung, Y, et al., 'High-Frequency DC Link Inverter for Grid Connected Photovoltaic System', Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, Volume, Issue, pp.1410 – 1413, 19-24, May 2002.

Chapitre 3

Analyse Conceptuelle et Technique des Systèmes de Conditionnement de Puissances : Systèmes PV Résidentiels Couplés aux Réseaux Electriques

3.1-Introduction

Les systèmes PV interconnectés aux réseaux (en réseaux) électriques offrent l'occasion de produire des quantités significatives d'énergie près du point de consommation, en évitant les pertes de la transmission et de la distribution. Mais, ils emploient toujours des technologies, comparativement, plus chères pour la production d'électricité, même lorsque les frais financiers externes sont considérés. Afin d'être économiquement concurrentiels, les coûts de ces installations doivent d'être réduits d'environ 70%. Le coût énergétique peut être réduit en diminuant l'investissement nécessaire ou en augmentant le rendement d'énergie du système. L'analyse méthodique des aspects conceptuelle et technique, employée pour accomplir la deuxième alternative, peut probablement aboutir à des résultats de réduction de prix.

Plusieurs options conceptuelles des structures de conversion (électrique) pour l'interfaçage avec le réseau électrique sont possibles. Elles dépendent essentiellement des considérations conceptuelles très spécifiques. L'adoption d'une telle structure est le sujet de certains compromis (le rendement de la conversion, la topologie des circuits, le coût de la structure adoptée, etc.). D'où, les dispositifs à prendre en compte, d'une structure choisie, doivent faire l'objet d'une étude sur la base d'hypothèses valides face au contexte de la faisabilité et de la praticabilité.

Une fois, une solution conceptuelle, qui comprend notamment les schémas de données et de traitements, a été choisie ; la phase de l'analyse technique, nommée conception ou design intervient. L'étape la plus importante de cette phase est la modélisation analytique et technique, dont laquelle on fait appel à une méthodologie de modélisation. La démarche désignée pour la modélisation doit être menée avec le souci de l'interconnexion ; en effet, le modèle de chacun des dispositifs envisagés doit être adaptable aux structures, en cas d'extension de l'infrastructure. Une telle méthode est d'autant plus efficace qu'elle est accompagnée d'un outil informatique la supportant, qu'on désigne par logiciel de simulation.

La vérification, la validation, et l'acceptation, par simulation, du modèle des systèmes PV en réseau, spécialement les modèles des interfaces, est une phase essentielle en assurant l'exactitude des algorithmes des modèles, des données d'entrées, et des ambitions de conception ; et qui résolvent les problèmes identifiés au début de l'étude. Un certain nombre de logiciels de simulation ont été développés spécifiquement pour aider les développeurs en construisant les modèles de leurs systèmes. L'un des logiciels qui sert à aider dans la conception des réseaux électriques, est le EMTDC (ATP)/ PSCAD. Par ailleurs, des logiciels moins spécifiques, comme Matlab/Simulink, permettent l'évaluation de performances énergétiques et le comportement dynamique des systèmes de ce genre ; mais avec un temps en plus. En effet, le temps de développement et de calcul ne doit pas devenir prohibitif, car la structuration et les hypothèses de la modélisation vont intervenir pour surmonter ceci.

Le système de conditionnement de la puissance PV, dit parfois interface générateur PV – réseau électrique, constitue l'élément clé de cette chaîne. Une amélioration dans la performance de l'un des dispositifs de l'interface se traduit directement en une baisse du coût de l'ensemble.

Ce chapitre sera consacré entièrement à l'analyse conceptuelle et technique des systèmes de conditionnement d'un système PV résidentiel interconnecté au réseau électrique. Le procédé de cette manière, permettra d'avoir une compréhension plus profonde du comportement du système, aussi bien, pour aider à la conception et la vérification des systèmes PV en réseau du point de vue énergétique et dynamique.

3.2-Différentes classes de modèles

En plus de la classe exposée dans le chapitre 1, qui a été identifiée selon la configuration (topologie) des onduleurs, on peut considérer trois autres classes de modèles du point de vue tâches et circuits électriques; plus précisément, selon les critères énergétiques suivants: l'inter-échangeant de l'énergie avec le réseau, la qualité de l'énergie, et le mode d'extraction de l'énergie maximale.

3.2.1-Classe 1 : Gestion et modalité de raccordement (EDF/GDF) [1.44]

Cette classe a été identifiée selon l'inter- échangeant de l'énergie avec le réseau. La vente d'énergie électrique issue d'une production photovoltaïque peut être réalisée suivant deux variantes, et d'après cela, le choix d'un modèle du système de conditionnement de puissance, ou de l'interface, peut être réalisé. On note que les normes françaises [1.44], pour le PV en réseau, exigent la présence du transformateur d'isolation galvanique dans l'interface.

3.2.1.1-Injection du surplus de la production

Le client consomme une partie de sa production et injecte au réseau le solde : "Production – Consommation", lorsque la Production est supérieure à la Consommation, et soutire du réseau le solde : "Consommation – Production", lorsque la consommation est supérieure à la production. Cette installation doit être équipée de deux compteurs, l'un mesurant l'énergie soutirée du réseau lorsque la consommation excède la production (compteur de soutirage), l'autre mesurant l'énergie injectée dans le réseau (compteur d'injection). Ce principe exclut l'utilisation de compteurs réversibles (Fig. 3.1).

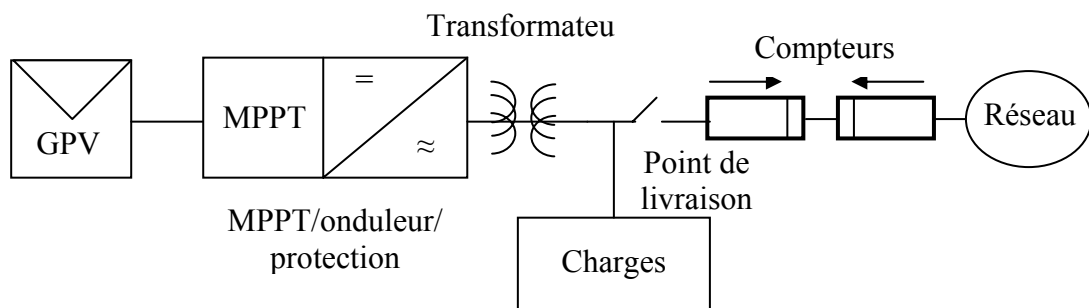


Fig. 3.1 : Schéma de principe de la configuration d'injection du surplus de l'énergie [1.44]

Variante sécurisation [3.01]

La variante avec générateur de sécurisation a pour objet de permettre, en l'absence du réseau, d'utiliser à la fois l'énergie emmagasinée dans des accumulateurs et celle fournie par les modules PV pour alimenter des usages prioritaires de l'installation. Cette option de sécurisation, suppose l'incorporation de batteries d'accumulateurs, d'une fonction redresseur-onduleur de type Alimentation Sans Interruption (ASI) avec une sortie secours associée à un mode de fonctionnement « autonome » de l'onduleur.

Cette solution permet d'utiliser au maximum l'énergie fournie par le champ PV grâce aux caractéristiques spécifiques de l'onduleur permettant un fonctionnement en mode synchrone sur la sortie réseau, tout en assurant, en cas de défaillance du réseau, une alimentation instantanée des appareils de faible puissance grâce au mode de fonctionnement autonome. Cette solution plus coûteuse n'a d'intérêt pour le producteur que dans des régions pour lesquelles les risques d'incident sont élevés (zone électrique de faible fiabilité par exemple) (Fig.3.2). Le principe de fonctionnement dans la présence et la défaillance du réseau électrique est donné dans [1.44, 3.01].

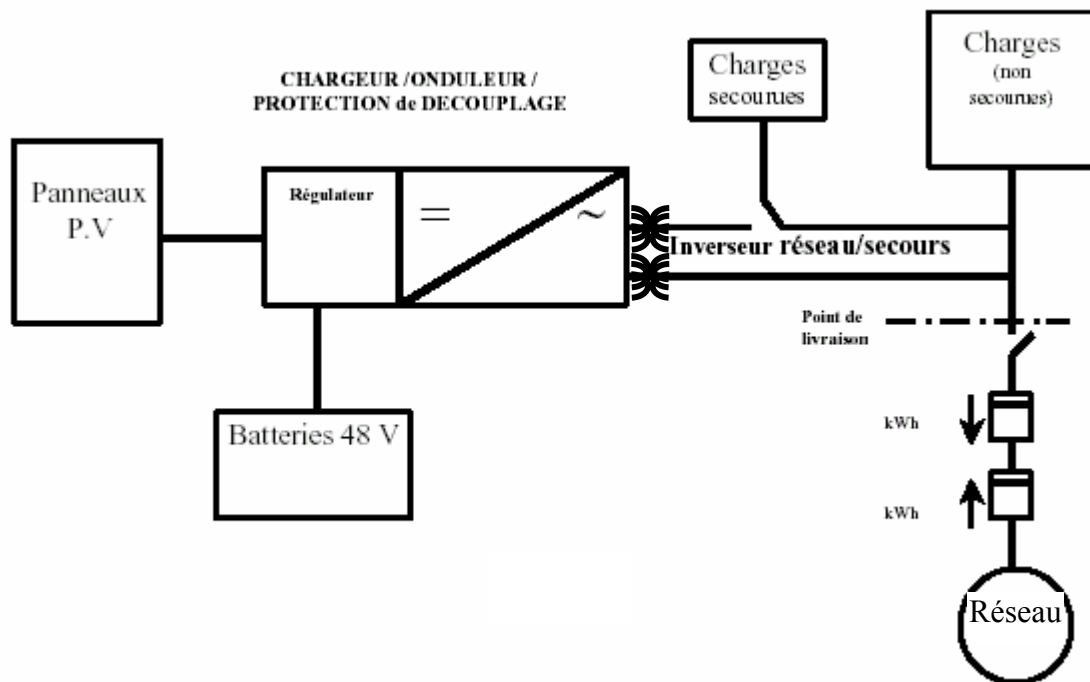


Fig. 3.2 : Schéma de principe de la configuration (ASI) et d'injection du surplus de l'énergie [1.44]

3.2.1.2-Injection de la totalité de la production

Le générateur de production photovoltaïque est raccordé au réseau BT par l'intermédiaire d'un point de livraison distinct du point de livraison utilisé pour les besoins en soutirage du producteur. Comparé à l'achat des excédents, ce type de raccordement conduit le plus souvent à des modifications plus importantes de l'installation du demandeur.

Le producteur peut alors injecter au réseau la totalité de la production et soutirer au réseau la totalité de sa consommation. Cette dissociation entre le point de livraison « consommation » et le point de livraison « production », conduit à étoiler le branchement en deux parties, avec cependant une seule liaison au réseau BT. Le branchement production comporte deux compteurs d'énergie montés en tête-bêche (production PV et consommation des dispositifs de la chaîne PV) (Fig. 3.3).

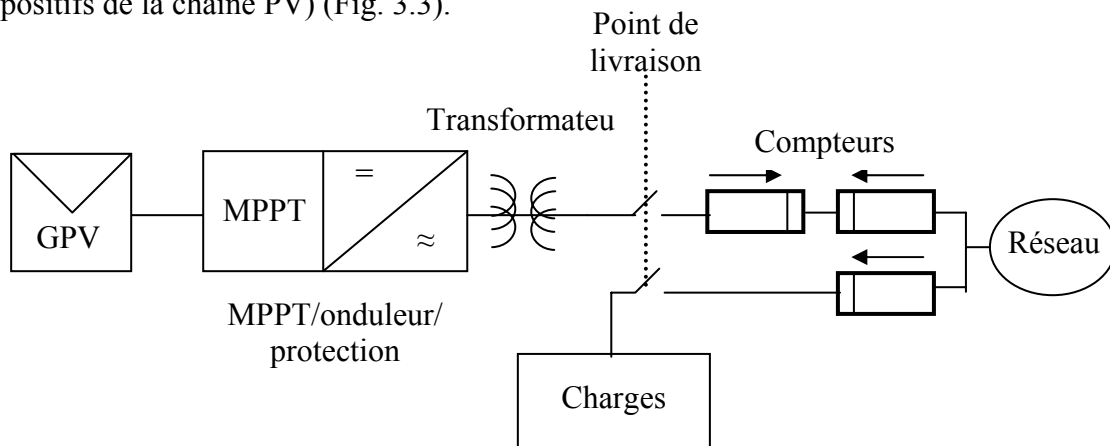


Fig. 3.3 : Schéma de principe de la configuration d'injection de la totalité de l'énergie [1.44]

Remarque : La variante sécurisation est identique à celle de la Fig.3.2, mais selon le principe de l'injection de la totalité de l'énergie.

3.2.2-Classe 2 : Qualité d'énergie

La qualité d'énergie électrique, dans la grande partie, concerne la qualité de la tension et du courant de la sortie de l'onduleur (harmoniques totales de distorsion $THD < 5\%$ et harmoniques individuelles de distorsion $< 3\%$). N'importe quelle déviation dans l'amplitude, la fréquence ou la pureté de la forme d'onde peut être classifiée comme issue de qualité d'énergie [3.02, 3.03, 3.04]. Les systèmes PV en réseau, spécialement ceux qui sont dépourvus de transformateur d'isolation, produisent des énergies « polluantes ». Une interface, entre le générateur PV (GPV) et le réseau électrique, doit être aménagée de telle qu'elle peut, en plus de l'adaptation de l'énergie, avoir des dispositifs de suppression des effets indésirables. Pour des topologies d'interface à base d'onduleur de tension (VSI) en pont complet, dit H, commandé par la technique MLI, on distingue généralement deux interventions pour ce genre de problèmes.

3.2.2.1-Suppression des effets indésirables

La suppression des effets indésirables est généralement réalisée par l'insertion des circuits supplémentaires et par l'adoption des techniques de commandes nouvelles. Les méthodes de commandes utilisées dans ces applications sont de trois types : MLI composée (plusieurs fonctions), régulation prédictive de tension, et commande en résonance du courant [3.05, 3.06, 3.07].

La méthode MLI est réalisée par une configuration de circuit comprenant le circuit du pont-H monophasé (VSI) et un bras additionnel, qui contribue à la réduction d'ondulation dans le courant de sortie de l'onduleur. Le VSI est équipé d'un circuit de résonance série (LC) parallèlement au condensateur de lissage, dont la fréquence est deux fois celle du réseau électrique. Le circuit de résonance série absorbe les composants à courant alternatif (CA) de double-fréquence inclus dans le courant continu (CC), par conséquent, le condensateur de lissage est réduit rigoureusement [3.05].

Le principe de la régulation prédictive de tension (RPT), qui est développé pour les onduleurs triphasés et qui peut être adapté aux monophasés, est basé sur la commande de la tension d'entrée et le courant de sortie de l'onduleur, respectivement ; ce qui permet de réduire la capacité du condensateur de lissage sans pénalité significative de coût ou de taille [3.06].

La suppression du courant de résonance, qui apparaît surtout dans les configurations sans transformateur d'isolation (Fig.3.4), est obtenue par un système de commande à compensation répétitive, qui a comme résultat : garder le facteur de puissance unité et commander la déformation du courant injecté [3.07, 3.08].

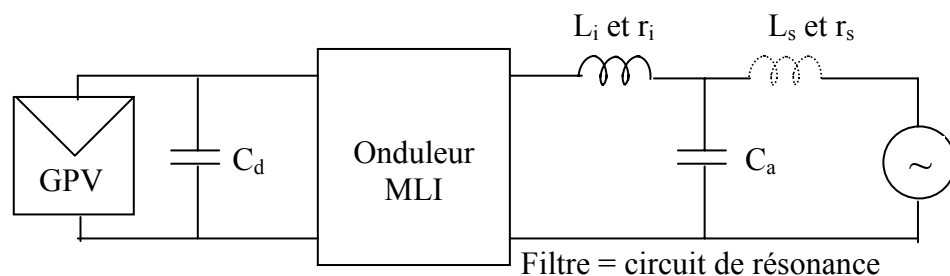


Fig.3.4 : Système PV en réseau sans transformateur

3.2.2.2-Compensation et correction

Le comportement du champ PV dépend des conditions atmosphériques ; d'où, la tension de sortie du champ PV est de caractère instable. Par conséquent, assumant un réseau à haute densité de systèmes PV à l'avenir, ce caractère d'instabilité peut être une des raisons principales des perturbations, telles que la variation de la tension, la variation de la fréquence, et la génération d'harmoniques de tension dans le réseau électrique. A cet effet, des systèmes de conditionnement de puissance ont été suggérés avec des fonctions de compensation contre de telles perturbations [1.49, 3.09, 3.10]. Le principe de cette intervention est basé sur l'emploi d'un compensateur parallèle [1.49], ou juste un petit système de batterie de stockage d'énergie [3.09, 3.10].

Puisque les systèmes PV en réseau injectent seulement de la puissance active, le facteur de puissance vu par l'approvisionnement principal (réseau) est inférieur à celui obtenu sans système PV. Une interface multi-fonctionnelle est indispensable dans ce cas ; une topologie a été proposée dans [3.11], où elle peut faire en plus d'injection d'énergie PV dans le réseau, l'élimination des harmoniques, correction du facteur de puissance et assure une Alimentation Sans Interruption (ASI). D'autres auteurs ont proposé des systèmes de conditionnement avec des dispositifs de compensation de phase, mais d'une manière partielle; où le système de conditionnement devient correcteur seulement dans le cas où l'ensoleillement est faible ou durant la nuit [3.12, 3.13].

3.2.3-Classe 3 : Modes d'extraction de l'énergie PV maximale

L'obtention d'un rendement d'énergie maximum par des systèmes PV ou la poursuite de la position des points de puissance maximale sur la caractéristique du générateur PV, qui dépend fortement de l'irradiation et de la température de cellules, est effectuée par un dispositif nommé MPPT ; qui peut être une entité séparée de l'onduleur, comme il peut être intégré dans la tâche de ce dernier (intrinsèque). Le principe de cette maximisation se fait par la poursuite continue de la tension des points MPP nécessaires pour la réalisation d'une productivité maximale d'énergie (**Y ou PR**).

L'une des décisions la plus significatives, que doit faire le concepteur des systèmes PV en réseau, est le choix de la topologie globale du circuit de l'onduleur. La tension du champ PV et la tension du réseau, ainsi que la poursuite du MPP, conduisent à la sélection de la topologie convenable. Il peut y avoir de larges variations de la tension d'entrée d'onduleur résultantes de diverses combinaisons de la puissance du champ, de la température, et des configurations des modules. La topologie à prendre en considération, en premier lieu, consiste en l'emploi ou non d'un (ou des) convertisseurs CC entre le champ PV et le bloc d'onduleur pour prérégler la tension du bus CC (élévation de tension et recherche du MPP).

La topologie des systèmes de conditionnement comprenant un système convertisseurs CC fonctionne sur des gammes de tensions plus grandes, mais avec des rendements bas associés à des coûts additionnels. La productivité (Y) d'une structure de ce genre est déterminée par le reste des éléments du système de conditionnement [1.38, 3.09].

Pour réduire le coût initial des stations PV en réseau électrique, plusieurs auteurs ont présenté des topologies sans hacheurs et même sans transformateurs [3.05, 3.08, 1.70, 3.14]. L'auteur de la référence [3.15] a constaté que les progrès dans le rendement, la fiabilité et le coût des systèmes de conditionnement au cours des vingt dernières années, avaient été décourageants par rapport aux développements, rivaillés avec les modules photovoltaïques. Ceci est une préoccupation profonde au sein de la communauté de chercheurs des systèmes photovoltaïques en général.

3.2.4-Interprétations

L'analyse conceptuelle précédente a permis d'acquérir plusieurs issues de conception acheminant à la contribution aux coûts bas des systèmes PV résidentiels en réseau. On peut les résumés, généralement, comme suit :

- 1- l'aménagement, par le développement des techniques nouvelles, des réseaux électriques classiques ; de telle manière qu'ils s'adaptent avec les systèmes PV décentralisés ;
- 2- des recherches approfondies, dont le but d'améliorer les performances, doivent être menées pour chaque élément de la chaîne PV en réseau ; spécialement les éléments de l'interface entre le générateur PV et le réseau électrique ; cela concerne spécifiquement:
 - a) le développement des techniques de commande nouvelles et l'exploitation des nouveautés de la technologie des semi-conducteurs, de calculateurs numériques, etc..;
 - b) la modélisation précise des différents constituants de la chaîne PV, suivie par la création et l'adoption des outils de conception plus performants.

La contribution de ce travail va s'orienter vers les problèmes du dernier point. Et, en raison de l'interaction entre les différents éléments de ce sous-système (système de conditionnement de puissance), ce n'est pas facile de trouver la meilleure combinaison adaptée à une topologie donnée. Mais la modélisation et la simulation vont permettre d'analyser l'impact des paramètres spécifiques sur la performance du système, ce qui facilite l'obtention des issues pour des systèmes améliorés.

3.3-Modèles mathématiques des éléments de l'interface

Généralement, ce développement vise trois objectifs principaux:

- formulation des modèles mathématiques des éléments de l'interface ;
- discussion de l'impact des éléments de l'interface sur le comportement dynamique du système PV en réseau, afin de comprendre le mécanisme de fonctionnement du système global ;
- faire montrer les limites des modèles actuels.

L'investigation de ces points vise à implanter une application touchant :

- le choix des composants compatibles avec les sources PV et les charges (dimensionnement);
- l'évaluation des performances du système pour différents types de composants;
- la comparaison entre les différentes solutions possibles;
- la recherche des paramètres optimaux pour un site PV donné.

3.3.1-Modélisation de l'onduleur

D'une façon générale, un onduleur, dans ce genre d'application, est composé d'un :

- circuit de puissance, qui est constitué de quatre interrupteurs (MOSFET, IGBT, etc..) et de circuits d'aide à la commutation ;
- et d'un circuit de commande, qui n'est pas porté sur la figure 3.5, il régit les dispositifs de puissance.

La modélisation mathématique d'un onduleur, du point de vu énergétique, va être exprimée, sous forme d'équations algébriques. L'effet du circuit de commande sur les entrées/sorties (E/S) du circuit de puissance de l'onduleur; ainsi que l'obtention de l'énergie

maximale (MPPT), et enfin la formulation des pertes associées à la conversion et au rendement net de l'onduleur font l'objet de cette modélisation.

3.3.1.1-Modèle de la tension de l'onduleur (E/S)

Onduleur MLI à trois niveaux

Comme il a été déjà mentionné, l'onduleur dans ce genre d'application est de type VSI, habituellement entraîné par la technique MLI unipolaire à trois niveaux. Cette technique de commande est caractérisée par une réduction considérable des harmoniques dans la tension de sortie [3.16, 3.17]. La tension de sortie de l'onduleur peut avoir la forme donnée par la Fig. 3.6.

Pour un point de fonctionnement donné, on suppose que la tension d'entrée V_d est constante, ce qui n'est pas le cas en pratique. Les interrupteurs de l'onduleur sont commandés par la technique MLI, avec une fréquence de commutation (onde porteuse) très supérieure à la fréquence de la modulatrice (ou la référence), afin d'obtenir la tension de sortie convenable ($v_s(t)$). L'onde fondamentale de la tension de sortie est exprimée approximativement par l'équation (3.1) [3.17]. Cette expression est très valable énergétiquement, car elle traite des valeurs moyennes des E/S des éléments du système PV en réseau.

$$v_{s1}(t) = m V_d \sin(\omega t) \quad \text{avec } 0 \leq m \leq 1 \quad (3.1)$$

où

m = l'indice de modulation en amplitude, parfois nommé le coefficient de réglage en tension ou taux d'ondulation, défini comme étant le rapport entre des amplitudes d'une onde sinusoïdale, dite de contrôle ou de référence, et d'une onde triangulaire appelée onde modulatrice (modulation linéaire: $0 < m \leq 1$).

V_d = la tension d'entrée de l'onduleur ;

ω = la pulsation de la fondamentale, elle correspond à la fréquence de l'onde sinusoïdale de contrôle (50Hz) ou de référence.

D'où la valeur efficace de la fondamentale de la tension de sortie (V_{s1}) est donnée par [3.17, 3.18] :

$$V_{s1} = \frac{m V_d}{\sqrt{2}} \quad (3.2)$$

Pour que la puissance délivrée par le champ PV soit transférée vers la sortie de l'onduleur, puis injectée au réseau, il faut que l'expression (3.3) soit satisfaite [3.18],

$$V_{PV} > \sqrt{2} V_{s1} \quad (3.3)$$

où

V_{PV} = la tension de fonctionnement du champ PV

En état permanent et si les ondulations de V_d sont négligeables, alors les tensions V_d et V_{PV} sont égales, d'où, on obtient la première équation (3.4), qui rentre dans la sélection de la topologie du système de conditionnement.

$$V_{PV} = \frac{\sqrt{2}}{m} V_{s1} \quad (3.4)$$

Par exemple, si on connaît la tension du réseau (ex. :220V) et on suppose que le choix est affecté au concept de l'onduleur central sans transformateur ; avec $m = 0.75$ (obtention du MPP), la tension V_{PV} peut être calculée de l'équation (3.4) ($V_{PV} = 414.84V$). On constate que cette valeur est dans la gamme des deux concepts : onduleur central et onduleur en cordes multiples (voir le chapitre 1).

Pour une étude dynamique de l'onduleur, celui-ci peut être assimilé à un amplificateur avec un retard pur moyen de $\frac{T}{2}$, où T est la période de découpage. Si on prend en compte la tension de sortie $V_S = V_{S1}$, donc la fonction de transfert reliant l'indice de modulation en amplitude m et la fondamentale de la tension de sortie ($v_S(t)$) est déduite comme suit :

$$V_S = m \cdot V_{PV} \cdot e^{-s \frac{T}{2}} \quad (3.5)$$

$$G(S) = \frac{V_S}{m} = V_{PV} \cdot e^{-s \frac{T}{2}} \quad (3.6)$$

En développant l'expression précédente en série de Taylor et en ne tenant compte que du premier terme, l'équation (3.7) est obtenue par :

$$G(s) \approx \frac{V_{PV}}{1 + s \frac{T}{2}} \quad (3.7)$$

Donc le retard de la transmission de l'énergie, fait par l'onduleur est représenté par une constante de temps $\frac{T}{2}$.

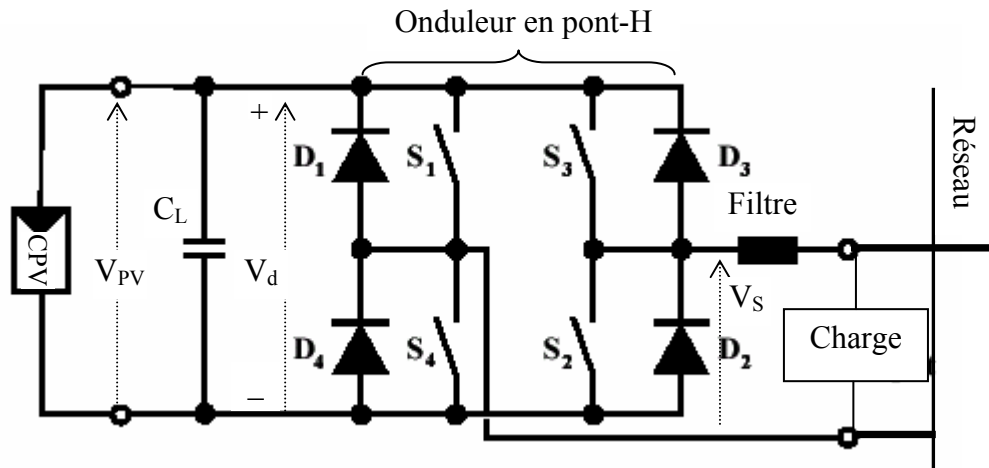


Fig. 3.5 : La position d'un onduleur en pont-H dans la chaîne PV en réseau

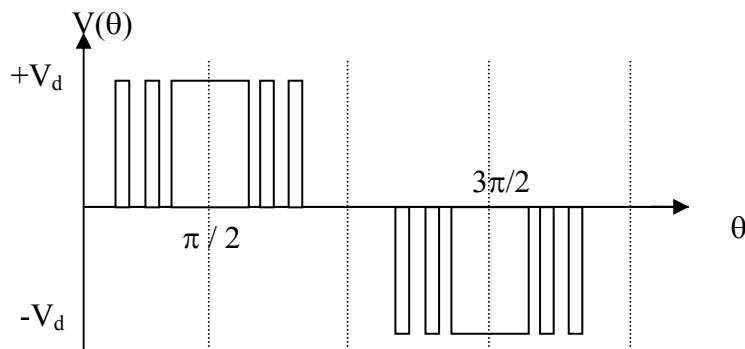


Fig. 3.6: Forme d'onde de la tension de sortie d'un onduleur commandé en MLI unipolaire

Elimination des harmoniques

Les harmoniques de la tension et du " courant " de sortie, d'un onduleur de tension (VSI), sont un souci important pour ce type d'applications. La technique MLI dit « Harmonic Selective Eliminated » ou Elimination Sélective d'Harmoniques (SHE) est actuellement employée pour synthétiser une forme d'onde optimale d'un onduleur. En raison de la symétrie double par rapport au quart et à la demi-période de l'onde modulatrice (Fig.3.6), la composante CC et les harmoniques paires sont nulles. Donc, la série de Fourier pour la tension de sortie, en valeur efficace, d'un onduleur MLI à trois niveaux est donnée par la forme généralisée suivante [3.18, 3.19, 3.20] :

$$V_s(\omega t) = \sum_{n=1}^{\infty} a_n \sin(\omega t) \quad (3.8)$$

où

$$a_n = (4 \cdot V_d / \pi \cdot n) \sum_{k=1}^N (-1)^{k+1} \cos(n\alpha_k), \text{ pour } n \text{ d'ordre impair;} \quad (3.9)$$

N = le nombre d'angles de commutation par quart de période ;

n = l'ordre d'harmoniques;

α_k = angle de commutation de rang k, qui doit satisfaire la condition suivante:

$$\alpha_1 < \alpha_2 < \dots < \alpha_N < \pi/2 \quad (3.10)$$

Dans les systèmes PV en réseau, et pour une qualité de puissance meilleure, les harmoniques les plus basses doivent être éliminées, (c.-à-d. $a_n = 0$ pour $n=3, 5, 7$, etc..). Pour éliminer les harmoniques d'ordres 3, 5, 7, et 9, le système des équations suivant peut être déduit:

$$\cos(\alpha_1) - \cos(\alpha_2) + \cos(\alpha_3) - \cos(\alpha_4) + \cos(\alpha_5) = \frac{\pi \cdot m}{4 \sqrt{2}} \quad (3.11)$$

$$\cos(3\alpha_1) - \cos(3\alpha_2) + \cos(3\alpha_3) - \cos(3\alpha_4) + \cos(3\alpha_5) = 0 \quad (3.12)$$

$$\cos(5\alpha_1) - \cos(5\alpha_2) + \cos(5\alpha_3) - \cos(5\alpha_4) + \cos(5\alpha_5) = 0 \quad (3.10)$$

$$\cos(7\alpha_1) - \cos(7\alpha_2) + \cos(7\alpha_3) - \cos(7\alpha_4) + \cos(7\alpha_5) = 0 \quad (3.13)$$

$$\cos(9\alpha_1) - \cos(9\alpha_2) + \cos(9\alpha_3) - \cos(9\alpha_4) + \cos(9\alpha_5) = 0 \quad (3.14)$$

$$\text{où } \alpha_1 < \alpha_2 < \alpha_3 < \alpha_4 < \alpha_5 < \pi/2 \quad (3.15)$$

3.3.1.2-Modélisation de l'MPPT

Les gains additionnels d'énergie, qui peuvent être obtenus par un MPPT sont plutôt surestimés. Les productivités d'énergie obtenue avec un MPPT ont données un gain de 3 à 5 %, pour un MPPT idéal. Un MPPT n'est donc significatif que si les composants de la chaîne PV en réseau n'apportent ni de perte d'énergie ni de coûts additionnels [1.03].

Techniquement, le développement des MPPT représente un thème attirant, surtout au niveau des *algorithmes* et leurs *implantations en temps-réel*. En adoptant la topologie intrinsèque des onduleurs, où la fonction de recherche du MPP est intégrée dans le système de commande de ce dernier, on obtient la topologie dite : 'single-stage configuration' ou configuration de conversion *mono-étape* [3.21].

Si la puissance active consommée dans la chaîne de conversion est négligeable ; et si on adapte la modalité d'injection de la totalité de la production ; les expressions (3.16) et (3.17) expriment la puissance du champ PV transférée (P_{pv}) vers le réseau électrique (P) [3.18].

$$P_{pv} \approx P \Leftrightarrow V_{pv} \cdot I_{pv} = V_s \cdot I \quad (3.16)$$

$$P = \frac{V_s \cdot V_g}{2X} \cos \delta \quad (3.17)$$

où

V_{pv} et I_{pv} sont la tension et le courant d'entrée de l'onduleur ;

V_s , V_g et δ sont l'amplitude des sources de tension de la maille alternative (sortie de l'onduleur et réseau) et le déphasage entre eux respectivement ;

I est le courant de la maille alternative ;

X est la réactance de la bobine de couplage.

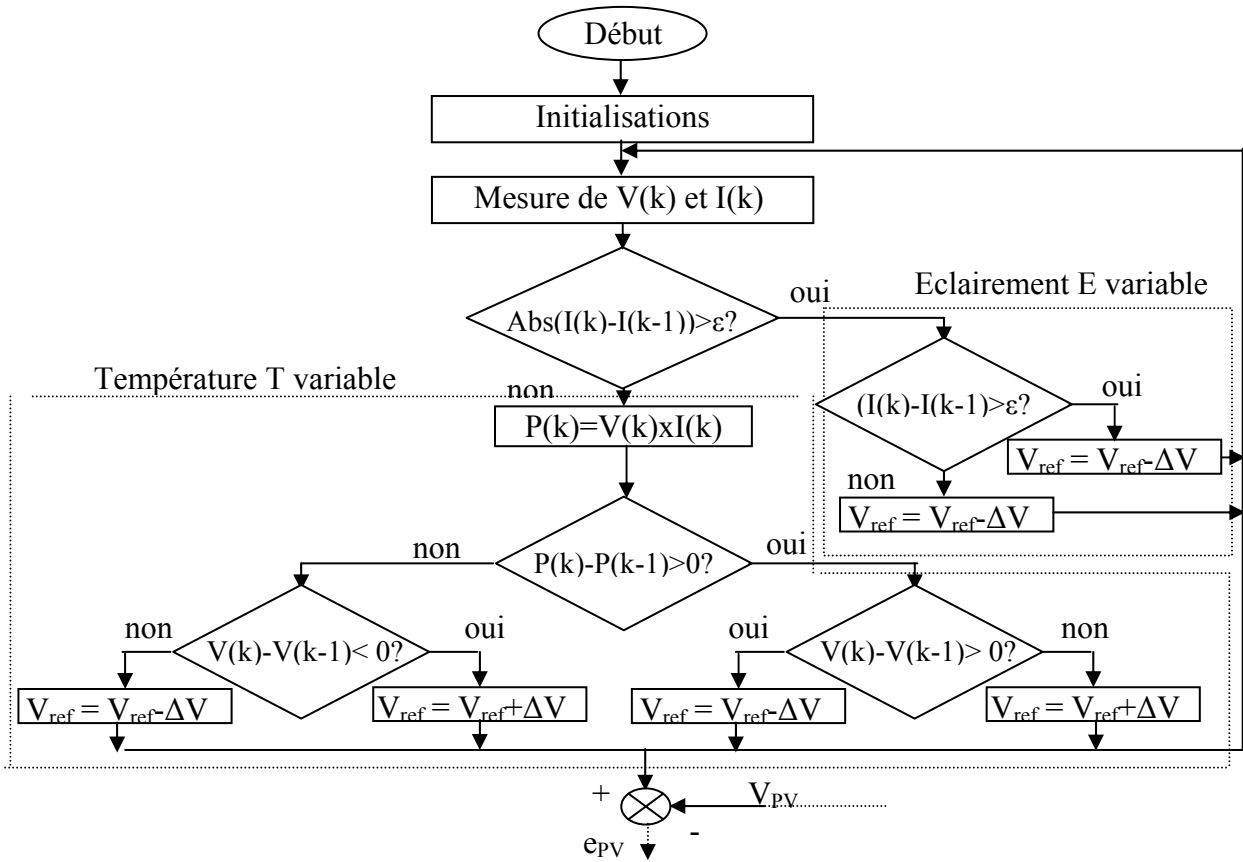
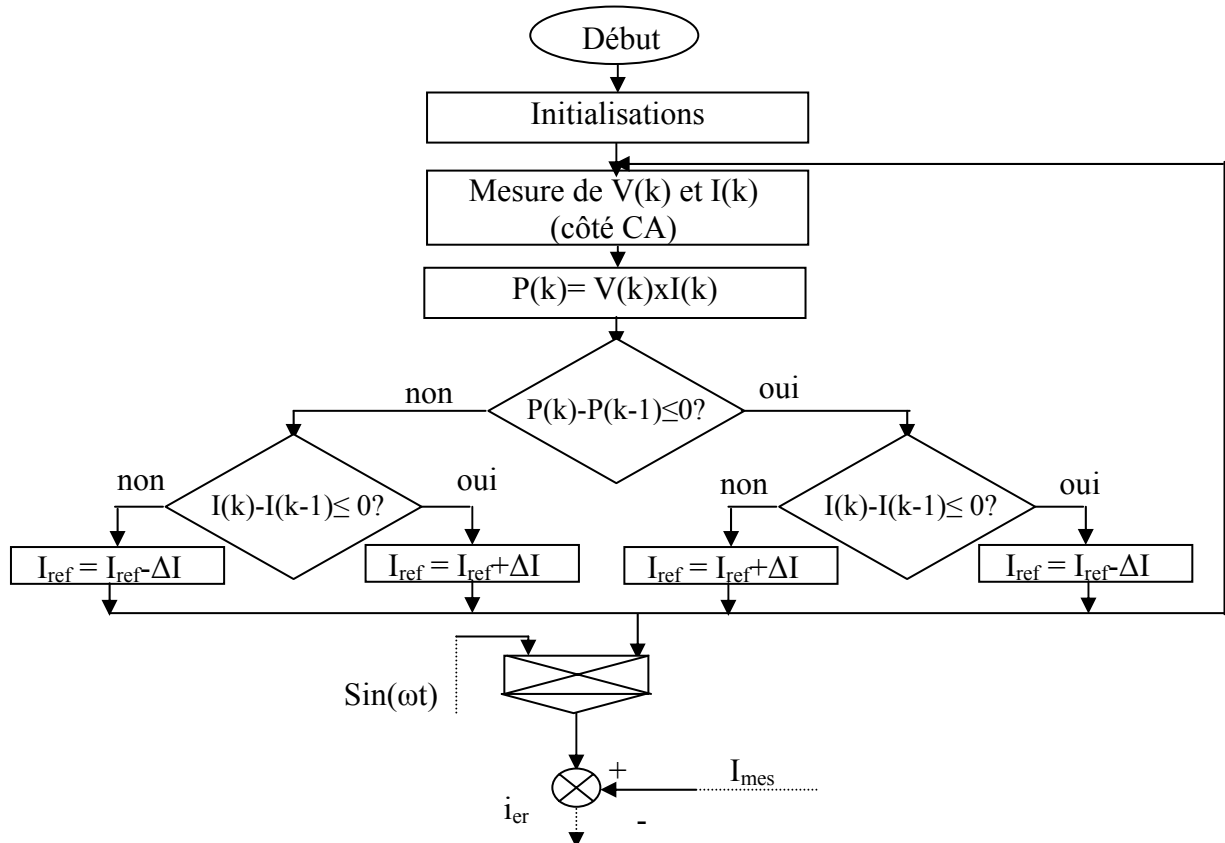
A partir des équations (3.16) et (3.17), on observe qu'il est possible de commander en courant ou en tension la puissance de sortie du champ PV (P_{pv}), par modulation de V_s (commande en amplitude et en phase). Donc avec un algorithme convenable on peut construire une fonction MPPT en courant ou en tension, au sein *la commande principale* de l'onduleur (intrinsèque).

Du point de vue implantation, deux configurations d'onduleur intrinsèque, peuvent être distinguées [3.21, 3.22, 3.23, 3.24]. Dans l'une, la recherche du MPP se fait du côté CC et dans l'autre, elle se fait du côté CA. Parmi un tas d'algorithmes [3.25, 3.26, 3.27], deux d'entre eux, ont été adaptés et présentés dans les Fig. 3.7a et Fig.3.7b ; dont le premier (commande en tension) est destiné aux changements climatiques brusques, par contre le deuxième (commande en courant) est habituellement sélectionné pour sa simplicité et son *efficacité*. La sortie des deux algorithmes élabore la consigne (référence) tension ou courant du régulateur de l'MPPT (Fig. 3.8a et 3.8b). On note que les deux algorithmes sont de type 'Perturbation & Observation ou P&O'; dont la localisation du MPP est sous optimale. Malgré la simplicité de ces algorithmes, il reste l'inconvénient de l'oscillation autour du point de puissance maximale (MPP) comme une majeure lacune, car quand le MPP est atteint, la tension de référence change toujours périodiquement ; et cela provoque des pertes d'énergie, spécialement quand les conditions atmosphériques varient constamment [3.28, 3.29].

Des algorithmes plus robustes basés sur la méthode de l'incrémental de la conductance, qui exigent des structures complexes sont aussi employés. Cette méthode repère les MPP d'une manière exacte, et si le point de fonctionnement est au MPP, la tension de référence est alors tenue constante [3.09, 3.28, 3.29]. L'implantation de ces algorithmes est coûteuse du point de vue matériel et logiciel, pour cela les algorithmes de P&O sont souvent utilisés; sauf qu'on prend en considération les remèdes nécessaires pour surmonter le problème d'oscillation (ex. : comparaison des paramètres de deux cycles précédents ou réduction du *pas* d'incrémental/décrémental ΔV , ΔI) [3.21, 3.29].

L'un des algorithmes de P&O modélisant le comportement d'un MPPT est donné par la Fig.3.9. Il est similaire aux deux précédents ; seulement la recherche est faite en tension, qui représente la coordonnée des abscisses du point de fonctionnement de la charge. Ce point se déplace sur les courbes des caractéristiques (P-V) pour différentes conditions climatiques. P1 et P2 sont calculés pour confirmer la localisation des points de fonctionnement (MPP). Pour prendre en considération l'effet de l'ensoleillement E, P3 a été introduit [3.30, 3.31].

Les Fig. 3.10a et 3.10b montrent l'imitation, par simulation, de la recherche des MPP pour un ensoleillement constant $E=500\text{W/m}^2$ et un ensoleillement variable respectivement. On remarque l'oscillation du point de fonctionnement autour du MPP, car le *pas d'incrémental/décrémental* C, a été délibérément choisi relativement large pour montrer le phénomène d'oscillation.

Fig.3.7a: Organigramme d'un MPPT du côté CC avec T [°C] et E [W/m²] variablesFig.3.7b: Organigramme d'un MPPT du côté CA avec T [°C] et E [W/m²] variables

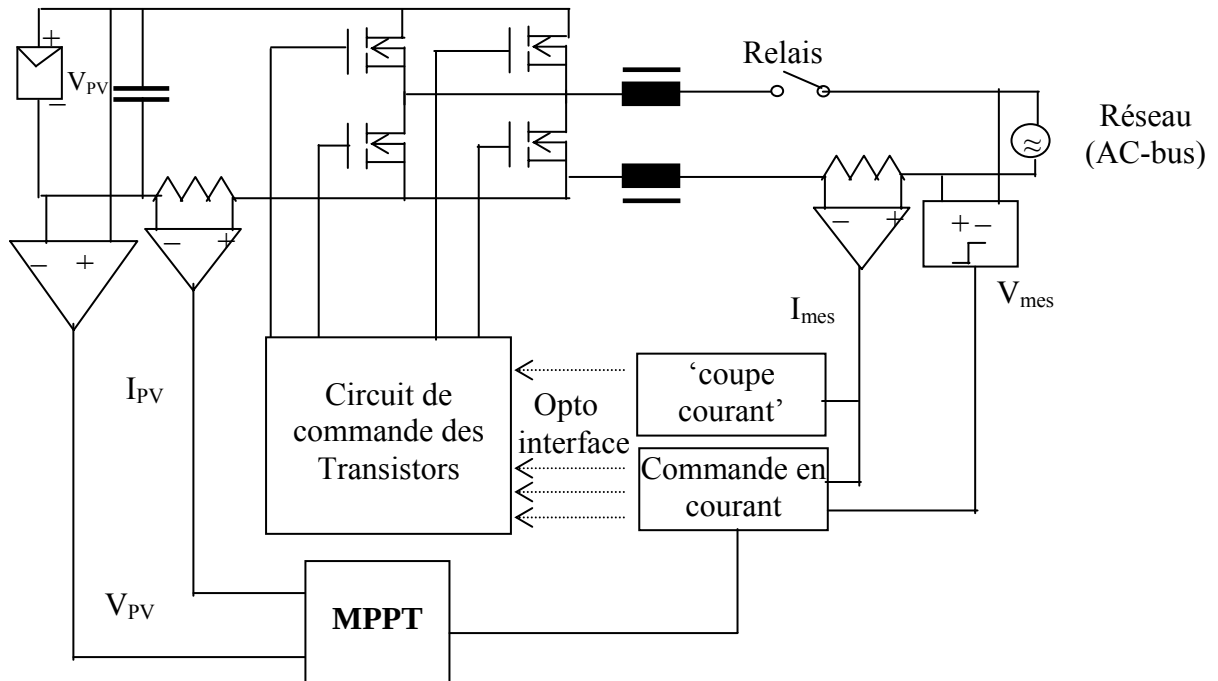


Fig.3.8a : Schéma bloc d'un onduleur intrinsèque avec MPPT côté CC

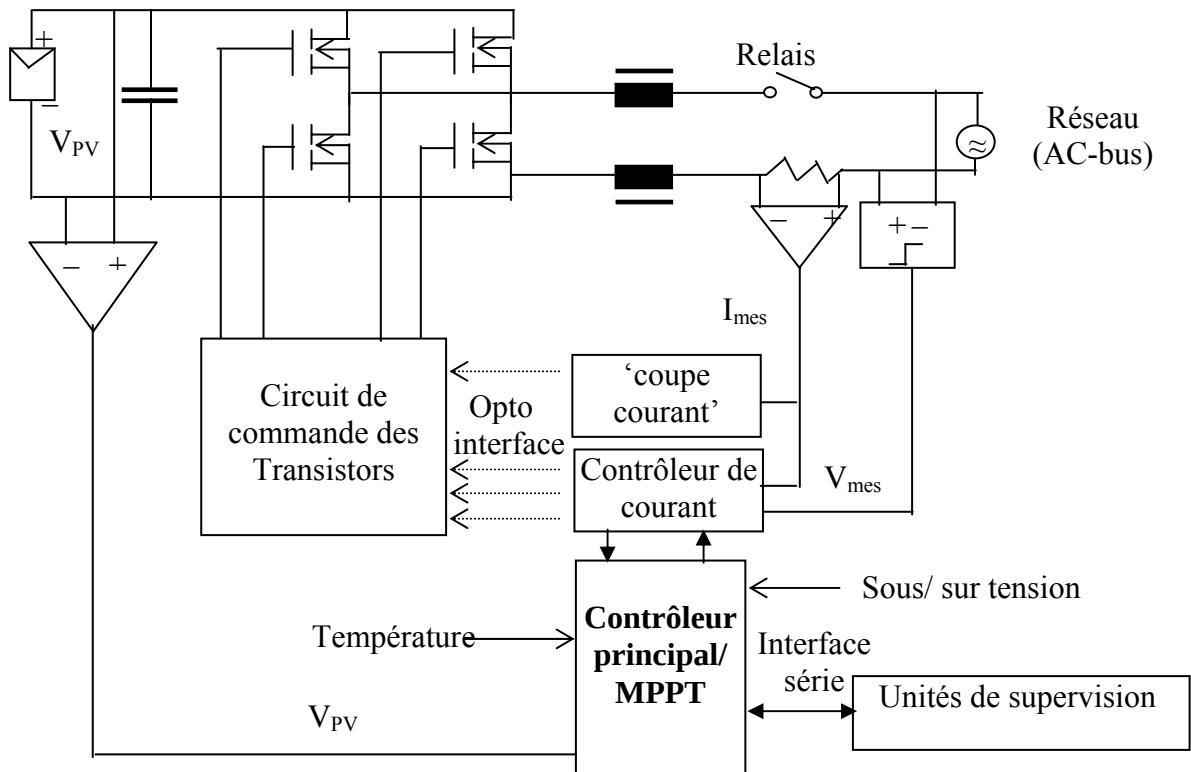


Fig.3.8b : Schéma bloc d'un onduleur intrinsèque avec MPPT côté CA

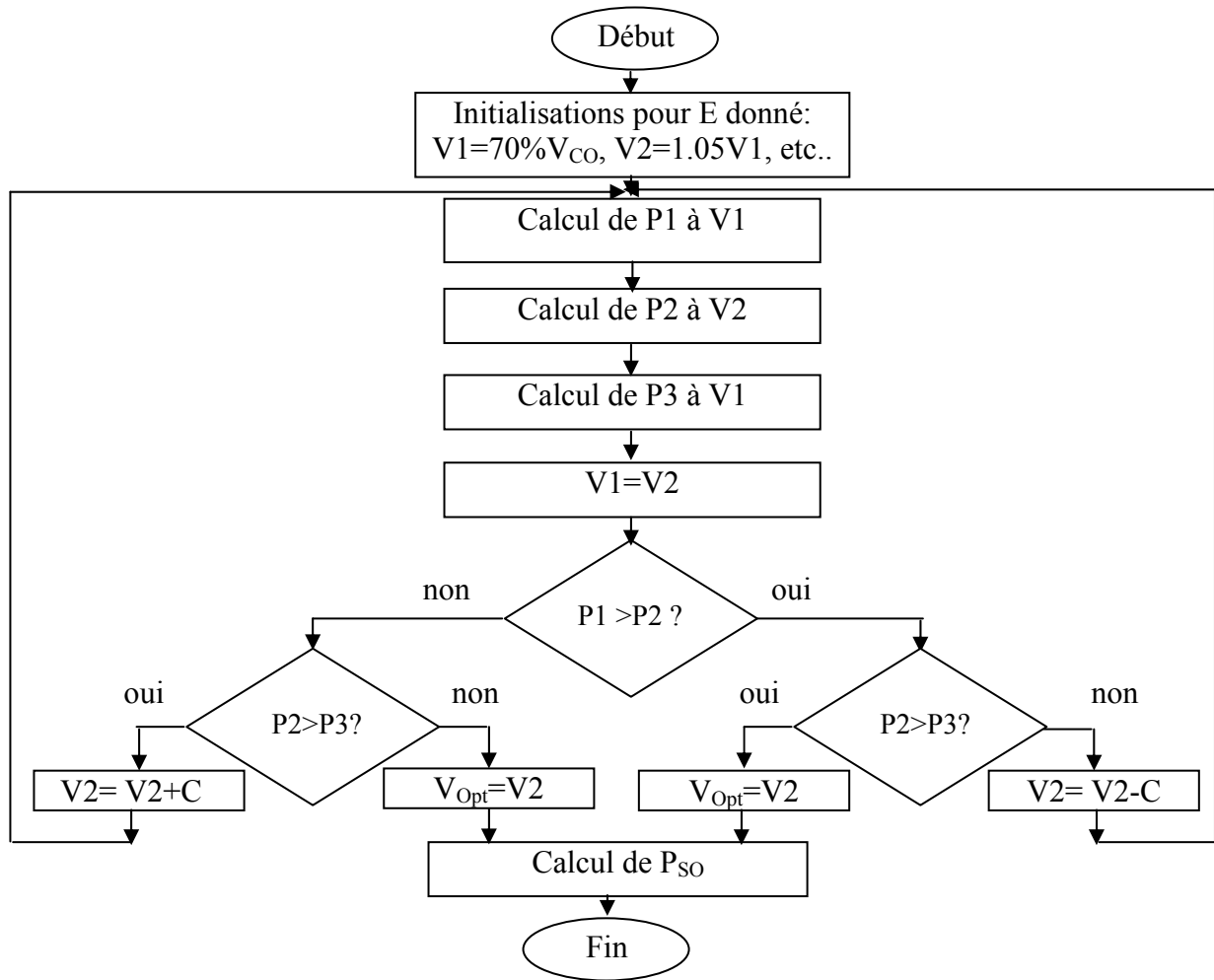
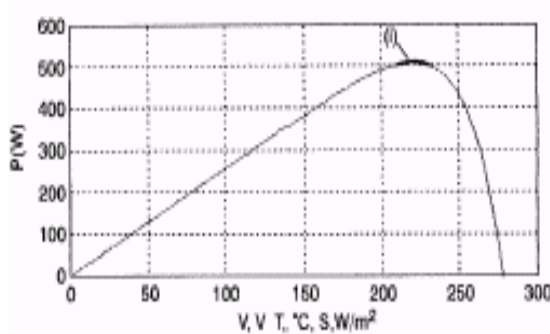
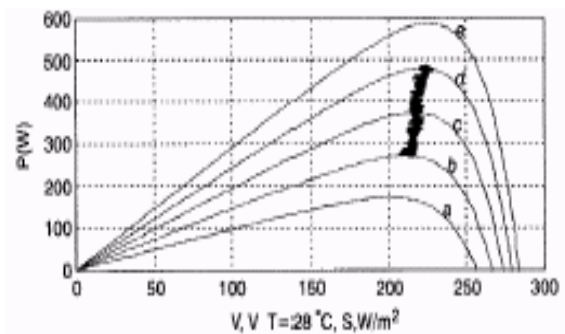


Fig.3.9: Organigramme imitant la recherche du dispositif MPPT avec E [W/m^2] variables, pour l'obtention de P_{SO} (sous optimale)



a) $E=500\text{W}/\text{m}^2$



b) E variable

Fig. 3.10a et 3.10b : la mise au point de l'algorithme de la Fig. 3.9, pour : a) $E=500\text{W}/\text{m}^2$ et b) E variable [3.30]

3.3.1.3-Modèle du rendement

Le rendement actuel des onduleurs disponibles sur le marché mondial, est de l'ordre de 95%, cela sur une grande gamme de charges, les charges faibles et partielles sont incluses [3.14, 3.32]. Trois types de pertes sont présents dans les onduleurs PV [3.33] :

- Pertes du circuit ouvert, qui sont constantes ;
- Pertes de chute de tension, qui sont proportionnelles au courant ;
- Pertes par effet Joule (résistances), qui sont proportionnelles au carré du courant

On néglige la chute de tension, qui est pratiquement acceptable pour ce type d'applications caractérisées par des faibles courants, et puisque le courant de l'onduleur est proportionnel à la puissance délivrée, à l'entrée de l'onduleur, par le champ PV (P_{PV}) ; donc l'expression des pertes (P_p) en fonction de P_{PV} peut être donnée approximativement par un polynôme du second degré [1.66]:

$$P_p = C_0 + C_1 \times P_{PV} + C_2 \times P_{PV}^2 \quad (3.18)$$

où

Les coefficients C_0 , C_1 , et C_2 du polynôme peuvent être déterminés à partir des données de mesure par l'ajustement des moindres carrés 'least-square fitting'.

Donc, le rendement d'un onduleur est :

$$\eta = 1 - \frac{P_p}{P_{PV}} \quad (3.19)$$

Si la puissance disponible aux bornes du générateur PV (GPV) est supérieure à la puissance nominale de l'onduleur (P_{DCN}), ce dernier limite la puissance du GPV à P_{DCN} . La figure 3.11 montre la variation du rendement η en fonction de P_{PV} . Le déclin du rendement pour les puissances supérieures à P_{DCN} est très clair.

Pour caractériser le rendement à long terme des onduleurs PV, le rendement européen a été introduit. Il indique le rendement moyen pour différents points de fonctionnement; pondéré selon leurs fréquences établies dans les conditions climatiques européennes typiques. L'équation (3.20) connue sous 'la distribution solaire euro', donne le rendement à long terme en fonction des rendements des différents points de fonctionnement exprimés en pourcentage de la puissance nominale P_{PV} [1.66].

$$\eta_{EU} = 0.03 \eta_5 + 0.06 \eta_{10} + 0.13 \eta_{20} + 0.1 \eta_{30} + 0.48 \eta_{50} + 0.2 \eta_{100} \quad (3.20)$$

Le rendement européen η_{EU} calculé pour l'onduleur de la figure 3.11 est de 92.8%.

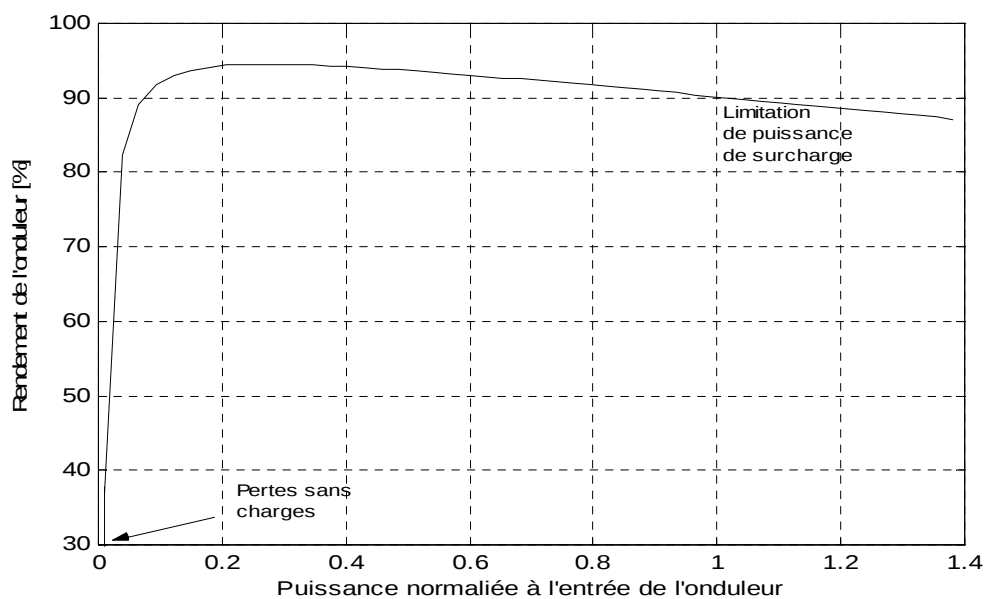


Fig. 3.11: Rendement d'un onduleur en fonction de P_{PV} , dont les constantes C_0 , C_1 , et C_2 sont obtenus des données de l'onduleur ASP TCG 2500 ($C_0 = 6.2 \times 10^{-3}$, $C_1 = 9.22 \times 10^{-3}$, et $C_2 = 8.30 \times 10^{-2}$)

3.3.2-Modélisation des systèmes de filtrage

Il est évident que l'onduleur dans des systèmes PV en réseau est considéré comme étant l'un des générateurs d'harmoniques imposant un courant alternatif non sinusoïdal, qui cause des perturbations électromagnétiques. Ce phénomène électromagnétique est susceptible de dégrader les performances du système PV en réseau, ainsi que d'autres systèmes [3.34, 3.35]. En raison de cela, des filtres sont indispensables (Fig. 3.12 et 3.13) [3.36, 3.37]. Puisque cette étude ne traite pas de la compatibilité électromagnétique, où le dysfonctionnement des systèmes peut arriver, c'est pourquoi la modélisation est limitée aux systèmes de filtrage d'harmoniques de basses fréquences, pour les onduleurs avec ou sans un transformateur.

La maîtrise des harmoniques est indispensable pour permettre à l'utilisateur et au système de :

- retrouver un réseau électrique "propre", par la réduction du taux global de distorsion en courant (THDI) en minimisant ou éliminant les harmoniques ;
- retrouver un taux de distorsion en tension (THDV) compatible avec tous les récepteurs présents, en respectant le seuil de 5 % ;
- retrouver de "bons" facteurs de puissance et de déphasage (≥ 0.94) ;
- rendre une installation conforme aux normes actuelles et à venir en matière de pollution harmonique;
- et enfin la minimisation des anomalies du système PV en réseau (exploitation des énergies des MPP, réduction des pertes, etc..).

La réduction du THDI et du THDV dépend de la diminution des harmoniques de courants les plus importants. Pour cela, plusieurs solutions intégrées aux onduleurs PV, proposées par [3.33, 3.35, 3.36, 3.37, 3.38], sont possibles :

- mettre une inductance à la sortie d'un onduleur pour atténuer l'amplitude de ces harmoniques (en particulier ceux de rang élevé) (Fig. 3.12)[3.39] ;
- installer en sortie du pont onduleur un filtre anti-harmonique passif de type LCL adapté à la gamme d'harmoniques à éliminer (Fig. 3.13). Le dimensionnement des paramètres de ce filtre peut être consulté dans [3.36, 3.37, 3.38] ;
- utiliser un filtre actif, dérivé des compensateurs actifs d'harmoniques type 'SineWave' qui réagit en temps réel aux harmoniques présents pour les éliminer [3.38, 3.39].

Entre autres l'élimination des ondulations engendrées dans la tension d'entrée et dans le courant de sortie de l'onduleur est effectuée par un condensateur C_L et une bobine L_S de lissage respectivement (Fig.3.13), dont leurs dimensionnements peut être obtenus des [3.37, 3.38]. On note que des contraintes économiques et parfois technologiques interdisent l'utilisation de telles valeurs de capacité et d'inductance obtenues de ce dimensionnement ; habituellement, les valeurs de ces quantités résultent de plusieurs *compromis* (ondulations, coût, fiabilité, chute de tension, etc..).

En ce qui concerne le filtrage de tension de sortie, les topologies des filtres passifs utilisées sont très diversifiées [3.34, 3.35, 3.36, 3.37, 3.38, 3.39, 3.40]. La structure la plus adéquate avec les onduleurs MLI unipolaire est celle qui élimine les harmoniques de basse fréquence (filtres passe-bas, Fig. 3.13a, 3.13b et 3.13c) ; en prenant en considération l'effet résonant indésirable du circuit électrique Filtre-Réseau, et cela par l'utilisation d'une commande appropriée (ex. : commande répétitive modifiée ou utilisation d'un filtre à commutation de fréquence) [3.08, 3.41].

Si on tient compte des suppositions précédentes (tension V_{PV} constante et les composants constituant l'onduleur sont parfaits) et on néglige l'impédance du réseau et des fils de raccordement, le modèle mathématique de ce genre de filtre (Fig. 3.13a) est donné par les équations de (3.21) à (3.25) du circuit donné par la figure 3.14.

$$e-s=R.i_e+L\frac{di_e}{dt} \quad (3.21)$$

$$i_e=i_s+i \quad (3.22)$$

$$i=C\frac{ds}{dt} \quad (3.23)$$

La sortie du filtre en circuit ouvert, le courant est nul d'où l'équation:

$$LC\frac{d^2s}{dt^2}+RC\frac{ds}{dt}+s=0 \quad (3.24)$$

Ce qui donne, dans le domaine fréquentiel, la fonction de transfert des harmoniques de tension ($H(j\omega)=\frac{s(t)}{e(t)}$) suivante:

$$H(j\omega)=\frac{1}{1+jRC\omega-LC\omega^2} \quad (3.25)$$

où :

ω est la pulsation, en rad/sec, du signal d'entrée du filtre, représentant aussi le paramètre indépendant du comportement de l'affaiblissement du circuit ; et avec laquelle on définit la bande passante (domaine de pulsation ≤ 12560 rad/sec pour les harmoniques de basse fréquence) d'un filtre.

Les propriétés et les caractéristiques dynamiques des filtres de la Fig.3.12, y compris l'effet de la charge sur le filtre, peuvent être obtenues des [3.41, 3.42]. On note que le filtre d'approximation de Butterworth d'ordre n et de gabarit donné est le plus utilisé dans les simulation des systèmes PV en réseau, car on le trouve dans la plus part des logiciels de simulation (ex. :Matlab/Simulink).

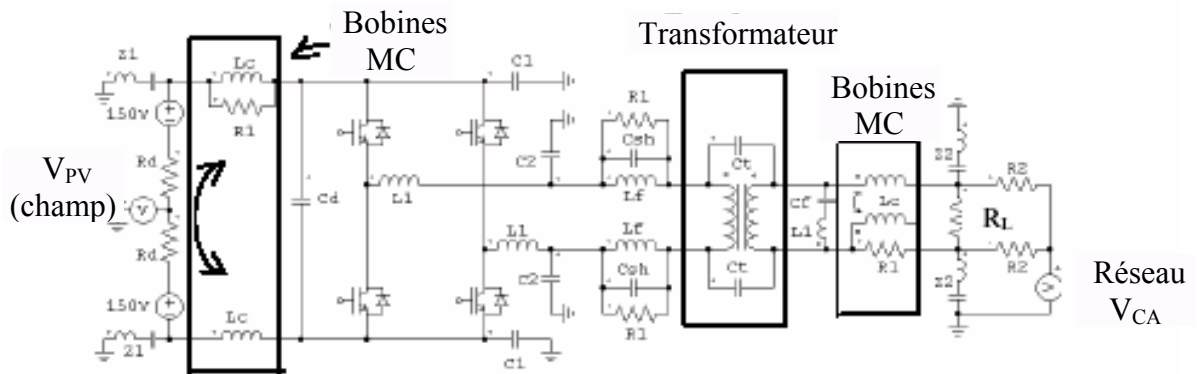


Fig. 3.12: Onduleur réel, associé aux filtres de basse et de haute fréquences (L_f , C_f : filtre de sortie et C_d condensateur de lissage ; par contre L_C , Z_1 et Z_2 : filtre du mode commun) [3.35]

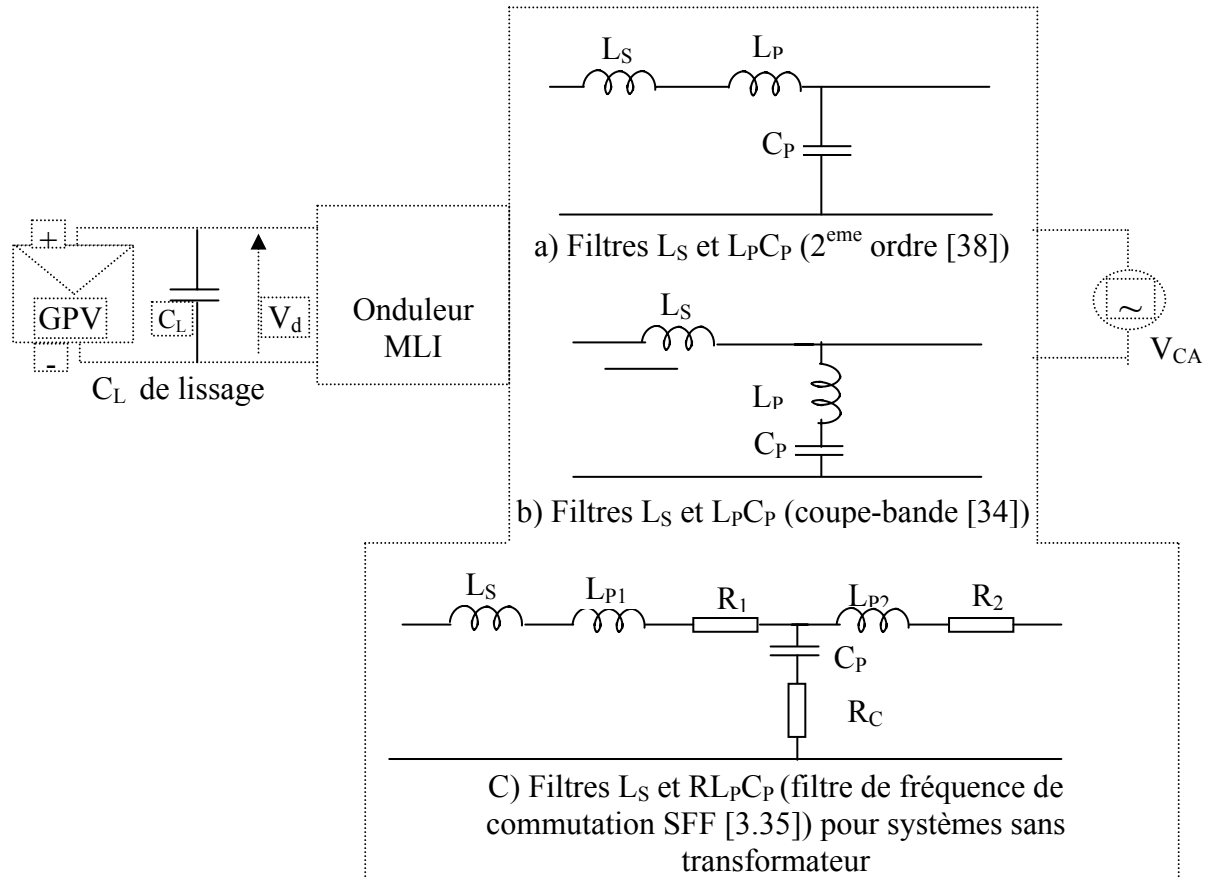


Fig.3.13 : Différentes topologies de filtres pour un système PV en réseau

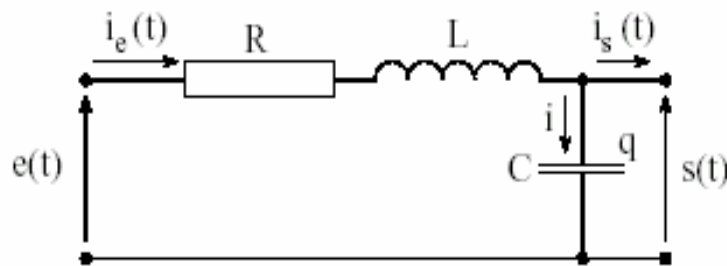


Fig. 3.14: Circuit équivalent d'un filtre LC d'ordre 2

3.3.3-Modélisation du réseau

Tous les modèles mathématiques du réseau électrique doivent prendre en considération les modalités techniques de raccordement en réseau électrique (basse tension) (ex. :EDF : NF-14-100) [1.44]. Les impédances en amont du transformateur HT/BT sont supposées négligeables.

Le réseau BT est connecté au réseau HT par l'intermédiaire d'un transformateur, exemple ENEL, dont les paramètres de la plaque signalétique sont : 10.5kV/400V/220V, 577Amp, TCC :4.11% et de 400kVA. La ligne entre le transformateur et l'installation fait D mètres de longueur, de sections différentes (35, 25, et 16mm²). Les expressions de calcul des impédances du transformateur (Z_t) et de la ligne (Z_{DC}) sont résumées dans le tableau 3.1. Des valeurs typiques de Z_t et de Z_{DC} sont de l'ordre de : $5 \times 10^{-4} + j5 \times 10^{-3}$ et $6.4 \times 10^{-3} + j0.8$ [Ohm]

respectivement. Donc le réseau électrique (transformateur et câbles) peut être désigné par une inductance L_S dont la valeur est de quelques fractions de mH (ex. : 0.325mH) [3.43].

Tableau 3.1: Formulation des paramètres Transformateur-câbles
pour un raccordement résidentiel

Transformateur	Lignes (distribution, déviation, etc..)
- Puissance réactive S (ex. : 400kVA) ; - Tension d'alimentation V (ex. : 220V) ; - Tension de court-Circuit Tcc (ex. : 4.11%) ; - Rapport résistance/réactance k	- Longueurs : distribution = D_1, déviation = D_2, service = D_3, etc.. - Réactance par unité de longueur : k_1, k_2, k_3, etc..
- $X_t = \frac{Tcc \times V^2}{100 \times S}$ [Ohm] ; - $L_t = \frac{X_t}{100 \times \pi}$ [H] ; - $R_t = \frac{X_t}{k}$ [Ohm].	- $X_L = \sum_{i=1}^n k_i D_i$; - $L_L = \frac{X_L}{100 \times \pi}$ [H] ; - $R_L = \frac{X_L}{k}$ [Ohm].

3.3.4-Modélisation de la maille alternative (AC)

Pour identifier les éléments de la maille alternative du système PV en réseau, il faut avoir le modèle des consommateurs d'une zone résidentielle sous forme d'un circuit électrique.

3.3.4.1-Modèle en circuits électriques

Les consommateurs PV sont autorisés de se brancher au réseau électrique local (BT) de telle manière que l'influence des GPV sur les autres consommateurs, non PV, soit minimale. Un modèle typique d'une ligne client d'une zone résidentielle est donné sur la Fig. 3.15, où le transformateur, câbles (distribution Z_D et service Z_C) et les charges sont représentés par leurs impédances Z_t, Z_D, Z_C , et Z_L avec $L=1, 2$, etc.

Le modèle d'un seul client PV peut être présenté par le circuit équivalent de la Fig. 3.16a qui est réduit au circuit simplifié de la Fig. 3.16b ; où la condition de la chute de tension ($\leq 8\%$) au point de raccordement doit être respectée ($V_g \approx V_{gth} = 220V$).

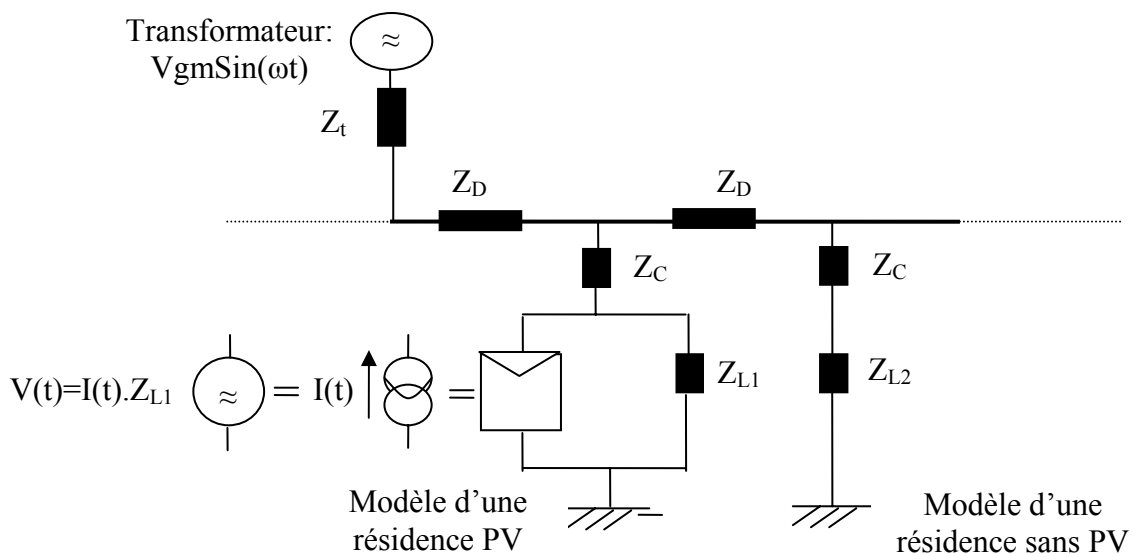


Fig. 3.15: Modèle des consommateurs PV et non PV

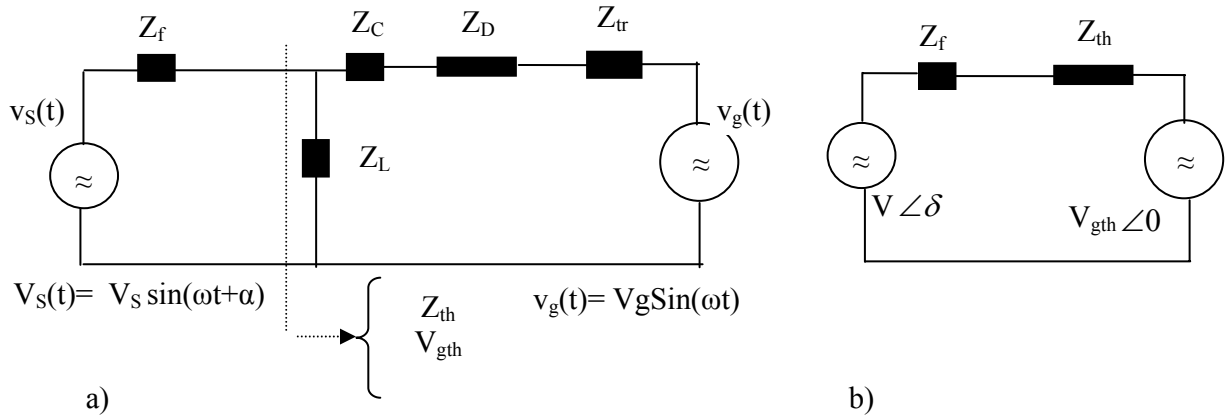


Fig. 3.16: Modèle d'un client PV: a) Transformateur-Client, et b) son circuit simplifié

3.3.4.2-Mise en équation

En combinant les deux impédances Z_f et Z_{gth} , le circuit monophasé équivalent de la Fig. 3.16b peut être retracé avec le diagramme de Fresnel correspondant, en utilisant des valeurs efficaces, par la Fig. 3.17. Pratiquement les valeurs de Z_{gth} sont très inférieures à celles de Z_f , mais pour généraliser les expressions, elle est prise en compte. Il est à noter que le circuit électrique et le diagramme de Fresnel de cette maille sont tracés pour un facteur de puissance réactif (système PV fournit de la puissance réactive).

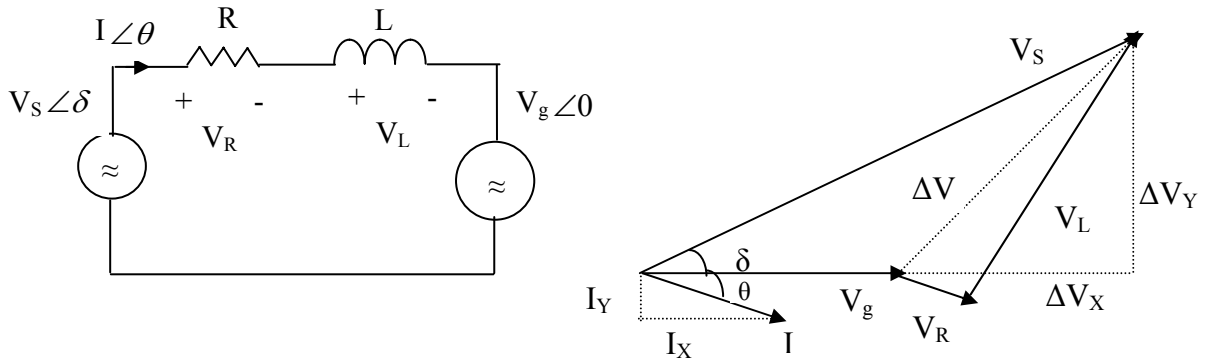


Fig. 3.17 : Circuit équivalent de la maille alternative et son diagramme de Fresnel

Si on suppose que le système est dans l'état sinusoïdal permanent et si on dénote les quantités électriques par leur valeurs efficaces, il est possible d'obtenir le courant (I) et son angle de phase (θ) en fonction du reste des paramètres de la maille. Généralement les grandeurs électriques sont régies par les équations suivantes :

Courant I :

$$\text{On à} \quad \bar{V}_s = \Delta \bar{V} + \bar{V}_g \quad (3-26)$$

$$\Delta \bar{V} = (R + j\omega L) \bar{I} \quad (3-27)$$

$$(\bar{V}_s - \bar{V}_g)^2 = \left(\sqrt{R^2 + (L\omega)^2} \right)^2 \cdot I^2 \quad (3-28)$$

donc

$$I = \sqrt{\frac{V_s^2 + V_g^2 - 2 \cdot V_s \cdot V_g \cdot \cos(\delta)}{R^2 + (\omega L)^2}} \quad (3-29)$$

L'angle (θ) :

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}_s - \bar{V}_g}{\bar{Z}} = \frac{V_s(\cos\delta + j\sin\delta) - V_g}{R + j\omega L} \quad (3-30)$$

$$\bar{I} = \frac{(V_s \cos\delta - V_g) + jV_s \sin\delta}{R + j\omega L} \quad (3-31)$$

$$I = \frac{[(V_s \cos\delta - V_g) + jV_s \sin\delta][R - j\omega L]}{R^2 + (L\omega)^2} \quad (3-32)$$

$$\bar{I} = \frac{[(V_s \cos\delta - V_g)R] - j\omega L(V_s \cos\delta - V_g) + jRV_s \sin\delta + \omega L V_s \sin\delta}{R^2 + (\omega L)^2} \quad (3-33)$$

$$I = \left[\frac{(V_s \cos\delta - V_g)R + \omega L V_s \sin\delta}{R^2 + (\omega L)^2} \right] + j \left[\frac{RV_s \sin\delta - \omega L(V_s \cos\delta - V_g)}{R^2 + (\omega L)^2} \right] \quad (3-34)$$

Puisque $\tan(\theta) = \frac{I_y}{I_x}$, alors :

$$\tan(\theta) = \frac{RV_s \sin\delta - \omega L(V_s \cos\delta - V_g)}{(V_s \cos\delta - V_g)R + \omega L V_s \sin\delta} \quad (3-35)$$

Enfin, les équations des caractéristiques statiques tension-puissance du système PV en réseau sont données par les deux équations suivantes:

$$P = V_g I \cos\theta \quad (3-36)$$

$$Q = V_g I \sin\theta \quad (3-37)$$

Ce qu'on peut avoir de ces équations, c'est que le courant I , donné par l'équation (3-29) et son angle de phase, qui est donné par l'équation (3-35), sont des fonctions de deux types de paramètres :

- paramètres contrôlables (V_s et δ) par des circuits de commande de l'onduleur;
- et d'autres paramètres opérationnels de la maille alternative (R , L , V_g).

De plus, l'échange de puissances, qui est le but de cette structure, dépend, comme l'indiquent les équations (3-36) et (3-37), de la totalité des paramètres du système. Alors, l'investigation et la compréhension des effets de ces paramètres sur la performance des systèmes PV en réseau sont le premier pas à faire vers une conception appropriée d'une application PV en réseau.

3.4-Investigation des effets de V_s et δ

3.4.1-Critères d'inter-échange d'énergie

Dans cette recherche, on veut vérifier, par simulation, le rôle des paramètres contrôlables sur le processus d'inter-échangeant de puissances entre le système PV et le réseau électrique.

Pour ce faire, un programme a été écrit en Matlab, en utilisant les équations (3-29), (3-35), (3-36), et (3-37) ; dont les paramètres R , L et V_g sont prises comme des constants ($R=0.3\Omega$, $L=10\text{mH}$, et $V_g=220\text{V}$). Le comportement de I , θ , P , et Q , en variant V_s et δ dans un intervalle permissible, va être tracé. L'intervalle des variables V_s et δ est choisi d'une manière convenable (pour la fonction onduleur : $\Delta V=36\%V_g$ et δ varie de 0.0 jusqu'à 0.4 radian) ; d'où les valeurs de I , θ , P , et Q obtenues sont aussi convenables. Le choix exact des gammes de ces paramètres devrait être fait dans le plan CC, en concordance avec les caractéristiques du champ PV.

La première observation qu'on peut tirer des figures de 3.18 à 3.21 est que pour la variation de V_s de zéro à 136% de V_g , les deux situations possibles du système sont : l'état d'effondrement 'collapse' [3.44] et l'état inverseur (onduleur) ; où ce dernier débutera quand $V_s \geq V_g$.

Les figures 3.18, 3.19 montrent que peuvent être utilisées pour commander les puissances actives P et réactive Q . L'augmentation de la paire (V_s, δ) fait croître P et diminuer Q ; donc il est faisable d'injecter la puissance PV maximale avec un facteur de puissance unité ($Q=0$).

Le courant I (et la puissance P) est contrôlable par la paire (V_s, δ) comme le montre la figure 3.20 ; donc il est possible d'implanter une commande en courant pour la poursuite du MPP, en utilisant la technique présentée dans le paragraphe (3.3.1.2).

La figure 3.21 confirme la potentialité de transmettre la puissance du champ PV avec un facteur de puissance unité ($\theta=0$) ; car il est bien clair que θ décroît lorsque V_s et δ augmentent ; d'où son comportement est similaire à celui de Q .

En terme de conclusion, pour injecter des puissances PV, il est primordial de synchroniser le système de conditionnement avec le réseau électrique ; de sorte que la tension de sortie de l'onduleur V_s soit égale, en module et en phase, à la tension du réseau V_g . le lieu de l'opération de synchronisation est indiqué sur les différentes figures (de 3.18 à 3.21), par une ligne verticale séparant l'état d'effondrement et de celui de l'onduleur.

Reste à mentionner que le modèle mathématique développé pour la maille alternative est valable aux états suivants :

- 1- onduleur ;
- 2- effondrement.

Ce qui peut être un inconvénient pour les systèmes PV résidentiels en réseau électrique.

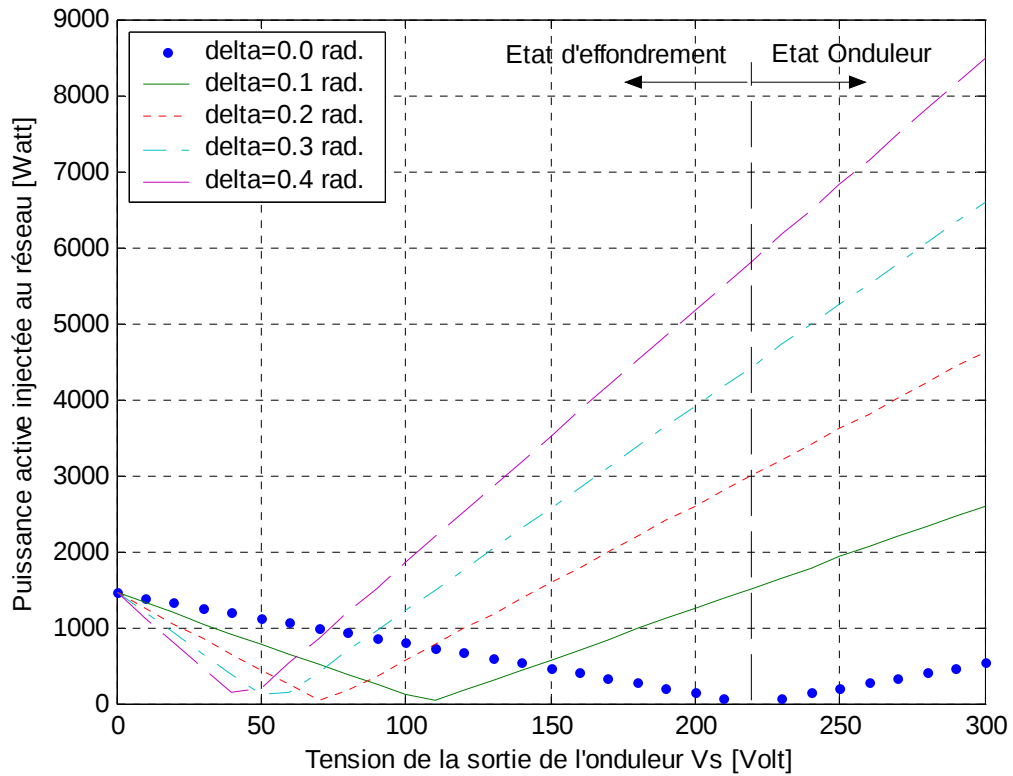


Fig. 3.18: Comportement de la puissance active injectée au réseau vis-à-vis les paramètres de commande (V_s et δ)

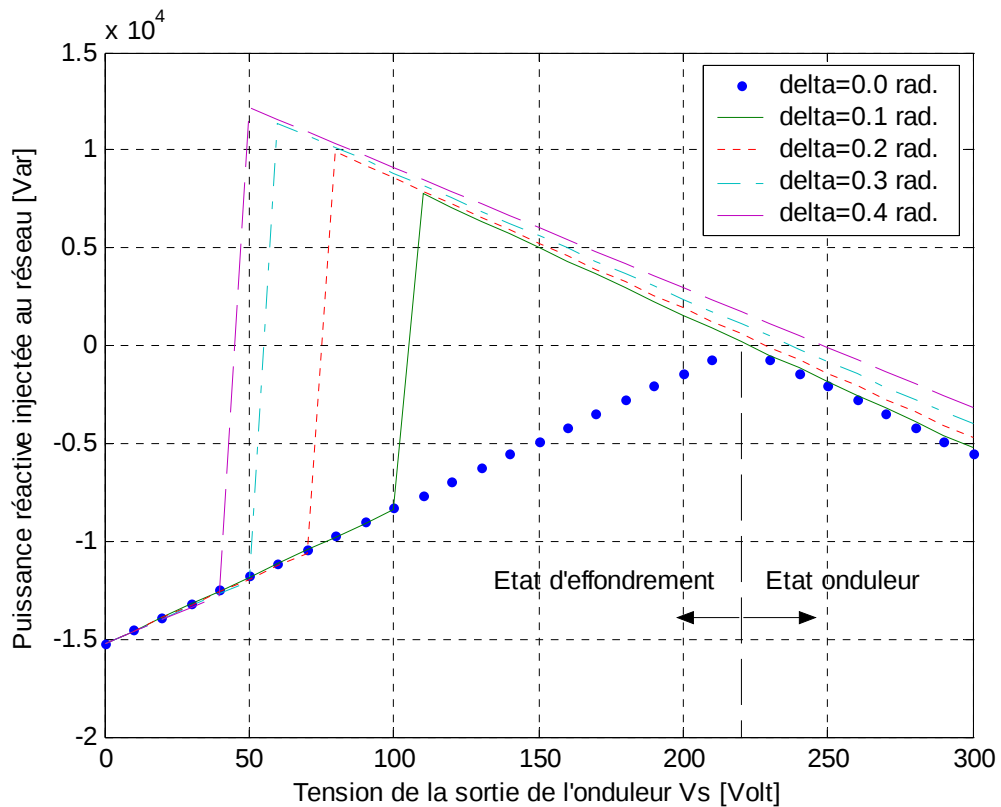


Fig. 3.19: Comportement de la puissance réactive injectée au réseau vis-à-vis les paramètres de commande (V_s et δ)

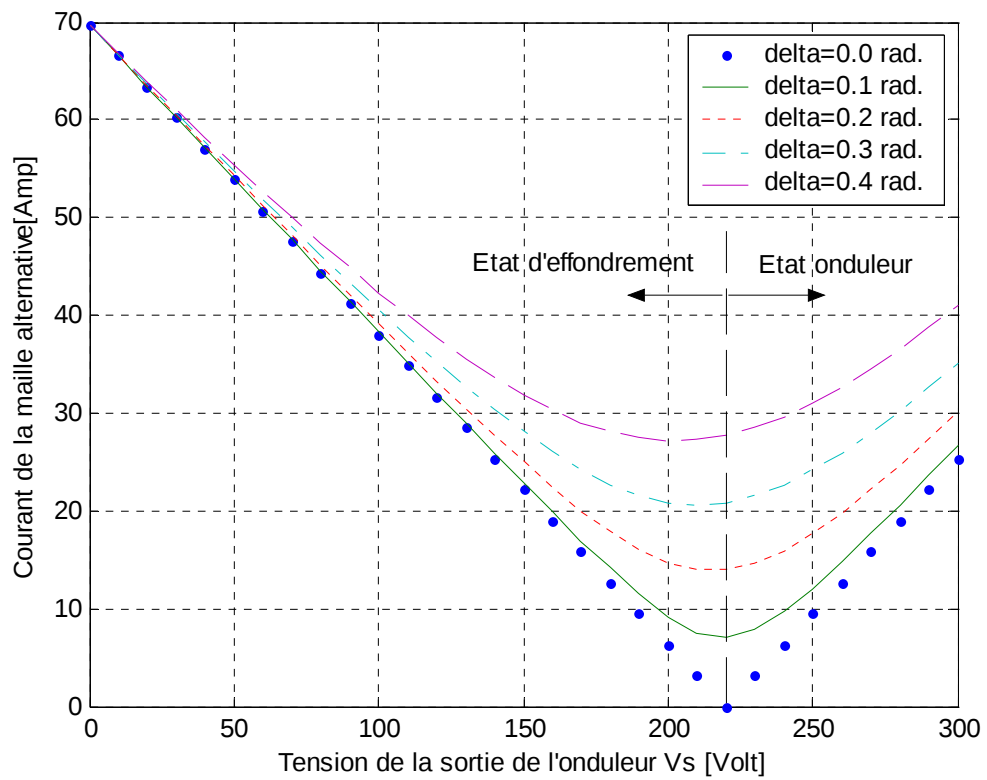


Fig. 3.20: Comportement du courant injecté au réseau vis-à-vis les paramètres de commande (V_s et δ)

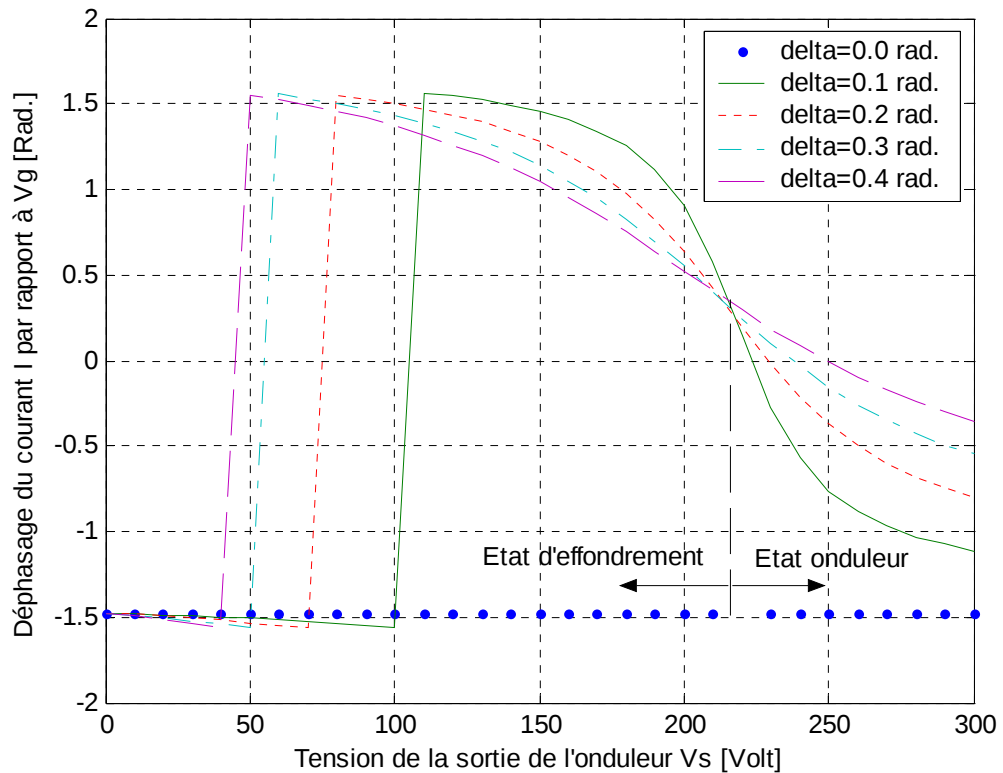


Fig. 3.21: Comportement déphasage θ vis-à-vis des paramètres de commande (V_s et δ)

3.4.2-Comportement du système dans le plan courant continu (CC)

Comme il a été dévoilé dans le paragraphe précédent, l'étude par simulation du comportement de tout le système dans le plan CC est une nécessité technique (dimensionnement du champ PV). Mais cela, demande des clarifications et quelques opérations : courbe de charge et facteurs de transformation.

3.4.2.1-Facteurs de transformation et courbe de charge

Comme on a déjà montré, le modèle de la chaîne PV en réseau est constitué de plusieurs sous modèles, qu'on peut, généralement, regrouper en deux sous modèles essentiels : modèle côté courant continu (CC) et modèle côté courant alternatif (CA). Les équations reliant le courant/puissance et la tension de charge (réseau) sont dites : équations de charge (LC). L'étude des effets des paramètres de la maille CA sur l'échange énergétique peut se faire du côté CA, par contre l'investigation des rôles des différents paramètres (CC et CA) sur la performance de la chaîne est mieux faite du côté CC ; ce qui demande des transformations de quantités entre les deux plans.

Si on suppose, en plus des hypothèses déjà annoncées, que les différentes pertes de la chaîne sont symbolisées dans l'impédance de sortie de l'onduleur, et si on applique le théorème de Boucherot de la conservation d'énergie entre les deux côtés (CC et CA) [3.45], le rapport de conversion des tensions du plan CA vers le plan CC est de $\frac{\sqrt{2}}{m}$, et celui des courants est de $\frac{m}{\sqrt{2}}$.

Si on suppose que le courant injecté au réseau est en phase avec la tension du réseau V_g , l'équation de charges, dans le plan CC, peut être obtenue par :

$$I_{cg} = \frac{m}{2Z} \sqrt{m^2 \cdot V_{cg}^2 + 2 \cdot V_g^2 - 2 \cdot \sqrt{2} \cdot m \cdot V_g \cdot V_{cg} \cdot \cos \delta} \quad (3-38)$$

où

I_{cg} et V_{cg} sont le courant et la tension de charge dans le plan CC, et Z est l'impédance totale de la maille alternative, y inclus toutes les impédances parasites de la chaîne.

Mathématiquement, l'équation (3-38) est une fonction irrationnelle, paire, et qui a un point de discontinuité, qui représente l'origine de l'axe de symétrie. Le tracé du courant I_{cg} en fonction de la tension V_{cg} , est donné par la figure 3-22. Ce tracé indique qu'il y a un point de discontinuité de la courbe de charge, ainsi que deux points de fonctionnements, l'un pour la fonction d'effondrement et l'autre pour l'onduleur, pour un seul éclairage. Donc il est indispensable d'étudier les performances du système uniquement du côté de la courbe onduleur.

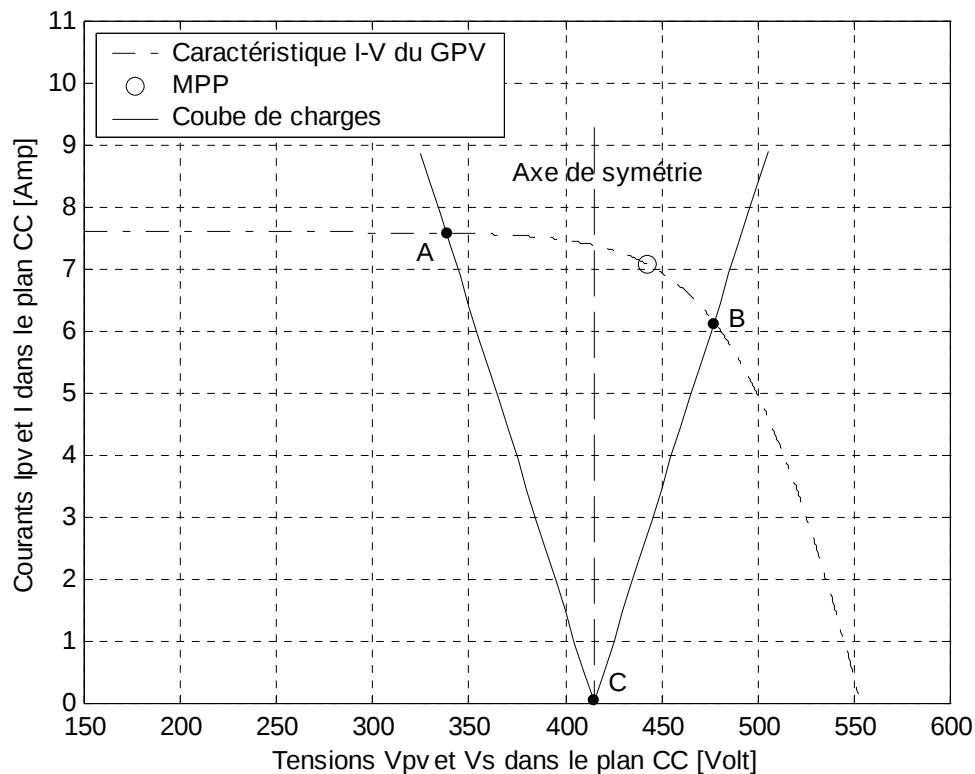


Fig. 3.22: Tracé de la courbe de charges (LC) dans le plan CC, associé à la caractéristique I-V du champ PV (GPV)

3.4.2.2-Identification des intervalles et suggestions

Dans ce paragraphe on va discuter la procédure à suivre pour déterminer les intervalles des paramètres contrôlables V_s et δ , qui vont permettre au système PV en réseau de fonctionner correctement et aux niveaux des points de puissance maximale (MPP) avec la technique de la courbe de charge (LC). Par la suite, un ensemble de suggestions sera donné afin de à développer le reste du travail.

La tension de sortie de l'onduleur V_s , en valeur efficace, est proportionnelle au coefficient de réglage en tension, m (équation (3-4)); alors l'effet de V_s , se traduit par l'effet de m . Pour un champ PV de puissance crête 3120W (voir l'annexe du deuxième chapitre), si on suppose que V_s est utilisée pour faire la poursuite des MPP, le tracé des courbes de charges, pour un intervalle d'éclairement E donné, associé aux caractéristiques I-V du champ PV, est représenté dans la figure 3.23. Puisque les tensions des points MPP sont connues, alors les valeurs « limites » de V_s peuvent être déduites.

Application :

D'après le graphe de la figure 3.23 on a :

$$\begin{aligned} V_{MPP1} &= 421.34V && \text{pour } m = 0.758, \text{ et} \\ V_{MPP5} &= 441.93V && \text{pour } m = 0.815. \end{aligned}$$

Et par l'utilisation de l'équation (3-4), on peut déduire les valeurs de V_s correspondants :

$$V_{S1} = 254.68V; \quad V_{S5} = 225.83V.$$

$$\text{Où } \Delta V = 13.11\%V_g. \text{ (avec } V_g=220V).$$

On note que ΔV est calculée pour une valeur minimale de δ , qui est de 0.02 radians. Cet angle peut être aussi déterminé à partir de l'équation (3-35), tracée dans le plan CC ; en prenant comme objectif la commande du facteur de puissance (FP) ou bien la puissance réactive Q .

Dans la plupart des applications [3.46, 3.47, 3.48], le déphasage entre la tension de sortie de l'onduleur et la tension du réseau, δ , est utilisé pour commander la puissance active P ; par la même procédure de la détermination de ΔV , et en utilisant la technique des courbes de charges LC, la gamme de la variation du δ peut être déterminée pour un champ PV donné et pour des conditions climatiques bien définies (conditions normalisées).

Pour une impédance Z , ($R=0.3\Omega$ et $L=9\text{mH}$) fixée à priori, les tracés de $I_{\text{charge}}-V_{\text{charge}}$ dans le plan CC, associés aux courbes des caractéristique du GPV, sont données dans la figure 3.24. La première impression qu'on peut tirer, c'est qu'il y a une valeur maximale de δ , nommée δ_{max} (0.15 rad.), permettant le transfert de la puissance maximale du GPV. Au delà de cette valeur de δ , il n'y a pas de transfert d'énergie vers le réseau, car il n'y a pas d'intersection entre les courbes de charges et ceux du GPV. Donc la gamme optimale du déphasage est :

$$\Delta \delta_{\text{OPT}} = 0.15 \text{ radian.}$$

En ce qui concerne les synoptiques des circuits de commande, on peut les consulter dans [1.66, 3.41, 3.46, 3.47]. Généralement, le paramètre δ est utilisé pour, la commande de la puissance (MPPT) ; alors que V_s (ou bien m) est utilisée pour commander la puissance réactive ou le facteur de puissance.

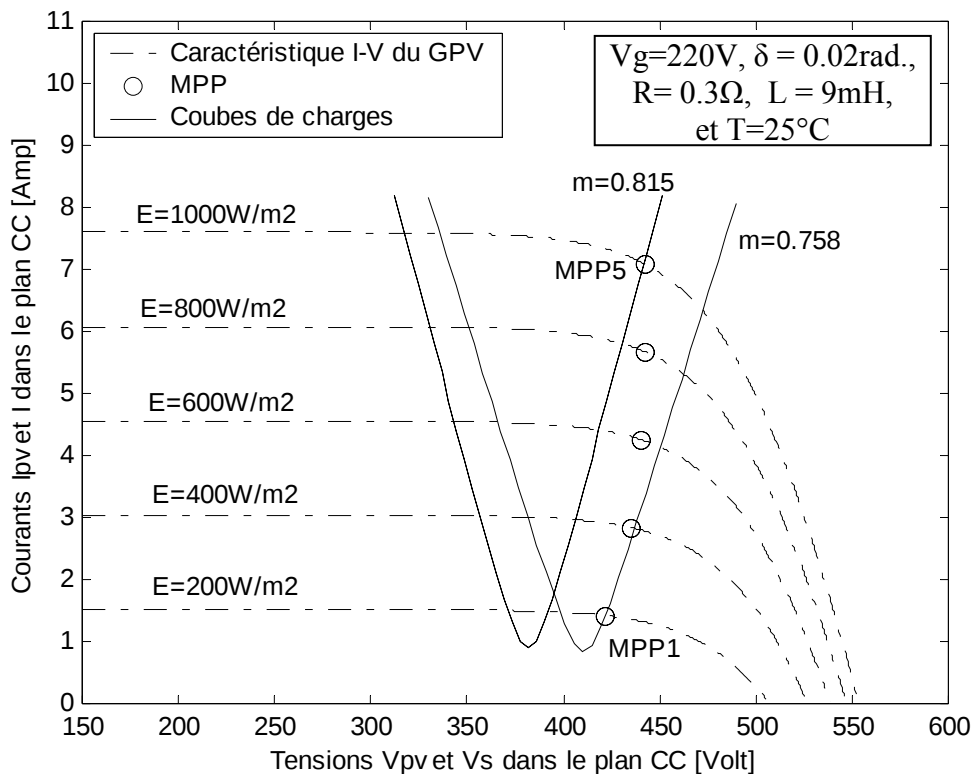
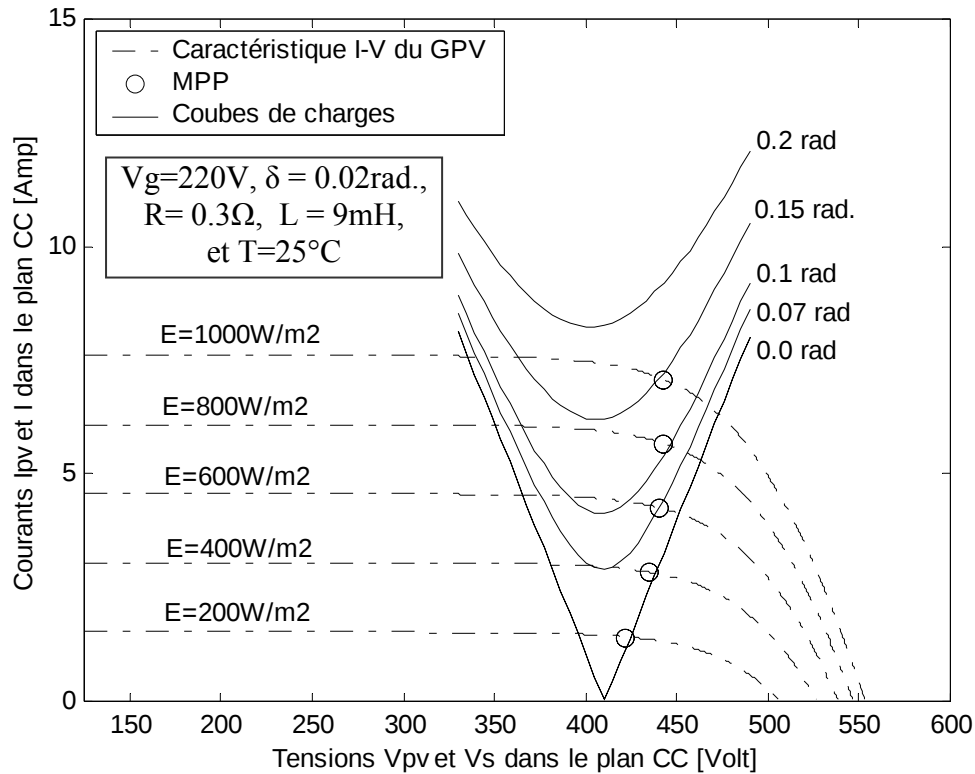


Fig. 3.23: Gamme optimale du coefficient de réglage en tension, (m)

Fig. 3.24: Gamme optimale du déphasage (δ) entre V_s et V_g

3.5-Conclusion

Au début de ce chapitre, trois classes de modèles pour le système de conditionnement ont été identifiées ; et ceci en se basant sur les critères énergétiques suivants : l'inter-échangeant de l'énergie avec le réseau, la qualité de l'énergie, et les modes d'extraction de l'énergie maximale. Cela a permis de définir la contribution du reste de ce travail ; qui a visé trois objectifs principaux :

- formulation de modèles mathématiques des éléments de l'interface ;
- discussion de l'impact de quelques éléments de l'interface sur la performance du système PV en réseau, afin de comprendre le mécanisme du fonctionnement du système global ;
- faire montrer les limites des modèles actuels.

L'investigation de ces points a confirmé l'avancement, dans ce qui reste du travail, vers les points suivants :

- le choix des composants compatibles avec les sources PV et les charges, parfois appelé dimensionnement ;
- l'évaluation des performances du système pour différents choix de composants ;
- la comparaison entre les différentes solutions possibles ;
- la recherche des paramètres optimaux pour une station PV d'un site bien défini.

La modélisation mathématique d'un onduleur, du point de vue énergétique a touché : l'effet du circuit de commande sur les entrée/sortie (d'E/S) du circuit de puissance ; ainsi que l'obtention de l'énergie maximale (MPPT), et enfin la formulation des pertes associées à la conversion et au rendement net de l'onduleur.

Les topologies des filtres d'entrée et de sortie de l'onduleur sont présentées, avec des ouvrages de références pour l'obtention de leur dimensionnement ; en insistant sur les contraintes économiques et parfois technologiques interdisant l'utilisation des telles valeurs (capacité et inductance) obtenues de ces expressions analytiques. Ce qui appui la nécessité des *outils analytiques conceptuels performants*. Même le modèle mathématique du réseau électrique, qui a été identifié selon des modalités techniques de raccordement, a un effet suppressif des harmoniques, qui peut engendrer des phénomènes de résonance indésirable.

La modélisation de la maille alternative, pour identifier les éléments clés de la chaîne, a été faite sous forme de circuits électriques, modélisant des consommateurs d'une zone résidentielle, suivie par la mise en équation des grandeurs électriques principales.

Par simulation et en utilisant la technique de courbes de charge (LC), quelques critères d'échange d'énergie entre le système PV et le réseau électrique sont vérifiés (rôle : MPPT, génération d'une sinusoïde, etc.. et gamme : des valeurs bien limitées). Là aussi, le modèle mathématique développé pour la maille alternative a dévoilé qu'il émet les fonctions onduleur et effondrement en même temps ; ce qui représente un inconvénient pour l'analyse des systèmes PV résidentiels en réseau sans stockage.

Comme perspectives, et puisque l'objectif de ce travail est orienté dès le début vers le développement des outils conceptuels nouveaux performants, et vu la limitation des modèles développés jusqu'ici, en matière d'étude de l'influence des paramètres de la chaîne GPV-Onduleur-Réseau sur les comportements et sur les performances énergétiques du système, et par la suite la détermination ou le dimensionnement des paramètres de la chaîne, côté CC ou CA; on va essayer dans le chapitre qui va suivre de percevoir le système PV connecté au réseau dans sa forme globale, où on peut l'optimiser pour un ensemble de paramètres et de déduire le reste des paramètres selon des compromis techniques et économiques

3.6-Bibliographie

- [3.01] Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie, Site : www.ademe.fr
- [3.02] H. Saadat, 'Power System Analysis', McGraw Hill Inc, Edition 1999.
- [3.03] O. S. Leng,' Simulating Power Quality Problems', These de Bsc en "Electrical Engineering", School of Information Technology and Electrical Engineering , University of Queensland, 2001.
- [3.04] S. Zheng et al., ' Study on Improving Output Current Waveform of Photovoltaic Grid-Connected System', IEEE ICIEA'06, pp.1-5, 2006.
- [3.05] S. Nonaka, et K. Harada,' Application of Utility Interactive Photovoltaic Power Generation System for UPS', Solar Energy Materials and Solar Cells 47, pp.271-279, Elsevier, 1997.
- [3.06] A. kotsopoulos, et al.' A Predictive Control scheme for DC Voltage and AC current in grid-Connected Photovoltaic Inverters with Minimum DC Link Capacitance', IECON'01: The 27th. Annual Conf. Of the IEEE Industrial Electronics Society, pp.1994-1999, 2001.

- [3.07] H. Sugimoto, et al.' 'Suppression Control of the Resonance Current between PV System and the Power System', Power Conversion Conference PCC'02, Osaka, Japan, Proceedings of the IEEE, PCC Volume: 2, pp. 833-838, Osaka 2002.
- [3.08] H. Sugimoto, et al.' 'Output Current Control of Interconnection Domestic Photovoltaic Power Generation System', Proc. of the 2000 JCH, A-5, 2000.
- [3.09] S. J. Chiang, et al.' 'Residential Photovoltaic Energy Storage System', IEEE, Trans. on Industrial Electronics, vol. 45, n° 3, pp.385-394, Jun 1998.
- [3.10] Huajun Yu et al., 'A multi-function grid-connected PV system with reactive power compensation for the grid', Elsevier, Solar Energy 79, pp.101–106, 2005.
- [3.11] S. Kim, et al.' 'A Bi-functional Utility Connected Photovoltaic System with Power Factor Correction and UPS Facility', Photovoltaic Specialists Conference 25th PVSC'96, 13-17 May 1996, pp.1363-1368, 1996.
- [3.12] T. F. Wu, et al., 'A Multi-Functional Photovoltaic Power Supply System with Grid-Connected and Power Factor Correction', Power Electronics Specialists Conference, 2000. PESC 00. 2000 IEEE 31st Annual Vol. 3, pp.1185 – 1190, June 2000
- [3.13] I. Takahashi et R. Y. Igarashi, 'A Switching Power Supply of 99% Power Factor by the Dither Rectifier', Proc. of the Elec. Energy Conf., pp.714-719, 1991.
- [3.14] T. Ishikawa, 'Grid-Connected Photovoltaic Power Systems: Survey of Inverter and related protection equipment', Rapport Technique T5-05: 2001, IEA PVPS, December 2002.
- [3.15] J. P. Dunlop, et al., 'Reducing the Costs of Grid-Connected Photovoltaic Systems', Proc. of Solar Forum 2001, Washington, DC, pp.1-7, ASME, 2001.
- [3.16] C. M. Liaw, et al.' 'Design and Implementation of a Single Phase Current-Forced Switching Mode Bilateral Converter', IEEE Proceedings PtB, No.3, pp 129-136, May 1991.
- [3.17] D. G. Molmes, 'A General Analytical Method for Determining the Theoretical Components of Carrier Based PWM Strategies', IEE/ISA, Annual Meeting, pp.1207-1214, 1998.
- [3.18] M. Djarallah et B. Azoui, 'Optimisation Model for Grid Connected Interactive Photovoltaic System', First Baha Technical Meeting BTM'04, pp.1-8, 2004.
- [3.19] Garcia-Cerrada et al., 'Detailed analysis of closed-loop control of output-voltage harmonics in voltage-source inverters', Electric Power Applications, IEE Proceedings-Vol. 151, Issue 6, pp.734 – 7437, Nov. 2004.
- [3.20] Y. Sahali et M. K. Fellah, 'Selective Harmonic Eliminated Pulse-Width Modulation Technique (SHE PWM) applied to Three-level Inverter / Converter » IEEE International Symposium on Industrial Electronics Rio de Janeiro, Brasil, 9-11 June 2003.
- [3.21] T. J. Liang et al. 'Single-Stage Photovoltaic Energy Conversion System', IEE Proc. Electr. Power Appl. Vol. 148 N°4, (4), pp.339-344, 2000.

- [3.22] J. Enslin, et al., 'Integrated Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Converter', IEEE Trans. on Indus. Electronics, Vol. 44, N°6, Dec. 1997.
- [3.23] H. Hinz, et al. 'Voltage Source Inverter for Grid Connected Photovoltaic Systems', Proc. of 2nd World Conf. and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, July 1998.
- [3.24] E. Koutroulis, et al. 'Development of a Microcontroller-Based Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Control System' IEEE Trans. on Indus. Electronics, Vol. 16, N°1, pp.46-54, January 2001.
- [3.25] C. Hua, et J. Lin, 'An On-Line MPPT Algorithm for Rapidly Changing Illumination of Solar Arrays', Renewable Energy 28, pp.1129-1142, 2003.
- [3.26] L. Zhang, et al. 'Real-Time Maximum Power Point Tracking for Grid-Connected Photovoltaic Systems', IEE, Power Electronics and Variable Speed Drive Conf., pp.124-129, Sept. 2000.
- [3.27] T. Kawamura, et al. 'Analysis of MPPT Characteristics in Photovoltaic Power System', Elsevier, Solar Energy Materials and Solar Cells 47, pp.155-165, 1997.
- [3.28] H. Sugimoto et al. 'A New Scheme for Maximum Photovoltaic Power Tracking Control', Power Conversion Conference IEEE/PCC Vol.2 Nagaoka'97, pp.961-996, 1997.
- [3.29] N.S. D'Souza et al., 'Peak Current Control Based Maximum Power Point Trackers for Faster Transient Responses', Electrical and Computer Engineering, Canadian Conference on May 2006, pp.659 – 663, 2006.
- [3.30] T. Tafticht et K. Agbossou, 'Développement d'une méthode MPPT pour les systèmes photovoltaïques', IEEE/CCECE 2004 - CCGEI 2W, Niagara Falls, pp.1123-1126, May 2004.
- [3.31] B. Lindgren, 'Topology for Decentralised Solar Energy Inverters with a Low Voltage AC-Bus', 8th ECE'99, Lausanne, Suisse, 7-8 Sept. 1999.
- [3.32] Jung Hun So et al., 'Performance results and analysis of 3 kW grid-connected PV systems', Elsevier/ Renewable Energy 32, pp.1858–1872, 2007.
- [3.33] M. Jantsch, et al., 'Results of the Concerted Action on Power Conditioning and Control', Proc. 11th EPVSE'92, pp.1589-1593, Montreux, Suisse, Oct. 1992.
- [3.34] G. Gay, (Direction) et al. 'Les Perturbations Electromagnétiques Basse et Haute fréquence', InterSection, Le magazine Schneider Electric de l'enseignement technique et professionnel, 2000, www.Schneider-electric.com/fr/pdf/ct152.pdf (dernière visite le 21/04/07).
- [3.35] S. Bernard, et al. 'Filtrage THM et maîtrise des harmoniques en amont des ASI', Publication MGE UPS Systems, 02/2000, www.mgeups.com/techinfo/techpap/articles/0246-f.pdf (dernière visite le 21/04/07).

- [3.36] Q. Jiang, et J. Brown, ' EMC Improvement of Grid Connected PV Inverters', Proc. of AUPEC'03, Univ. de Canterbury, Australie, Sept. 2003.
- [3.37] C. Collombet, et al. ' Perturbations Electromagnétiques dans les Réseaux Pollués et leur Traitement', Cahier Technique n°152, Schneider Electric, Sept. 1999
www.Schneider-electric.com/fr/pdf/ct152.pdf (dernière visit le 21/04/07).
- [3.38] A. Woyte, ' Design Issues of Photovoltaic Systems and their grid integration', PhD thesis, Faculteit Toegepaste Wetenschappen, Katholieke Universiteit Leuven, Belgium, 2003.
- [3.39] Q. Jiang, et J. Brown, ' Simulation of EMC Performance of Grid Connected PV Inverters', Proc. of AUPEC'02, Univ. de Monash, Melbourne, Australie, Sept. 2002.
- [3.40] S. Senini, et P. Wolfs, ' Analysis and Comparison of New and Existing Hybrid Active Filter Topologies for Harmonic current Removal', Proc. of AUPEC'99, Univ. de Northern Territory , Australie, Sept. 1999.
- [3.41] R.Gonzlez et al., ' Transformerless Inverter for Single-Phase Photovoltaic Systems', Power Electronics, IEEE Transactions on Vol. 22, Issue 2, pp.693 – 697, March 2007.
- [3.41] R. Sharma, ' Switching Frequency Filter Design for Utility PV Inverters', Proc. of AUPEC'03, Univ. de Canterbury, Australie, Sept. 2003.
- [3.42] G. Seguier et F. Labrique, ' Les Convertisseurs de l'Electronique de Puissance : la Conversion Continu-Alternatif', Tome 4, Technique et Documentation, la voisier, 1995.
- [3.43] Sergey E. Lyshevski et Mohamed E. El-Hawary, ' Electrical Energy Systems', CRC Press LLC, 2000.
- [3.44] C. Rodriguez, G.A.J Amaratunga, 'Dynamic stability of grid-connected photovoltaic systems', Power Engineering Society General Meeting, 2004, IEEE, 10-6 June 2004 Vol.2, pp.2193 – 2199, 2004.
- [3.45] T. Schimming, ' Polycopie : Filtres Analogiques', Matériel pour Cours, Ecole Polytechnique fédérale de Lausanne, 2004,
lanwww.epfl.ch/studinfo/courses/cours_filtres (03/06/06).
- [3.46] F. Scapino, et F. Spertino, ' Load Curve at DC Inverter Side : a Useful Tool to Predict Behavior and Aid the Design of Grid-Connected Photovoltaic systems', Industrial Electronics, Proceedings of the IEEE International Symposium vol.3, 26-29 May 2002, pp.981-986, 2002.
- [3.47] K. Chomsuwan, et al. ' Photovoltaic Grid-Connected Inverter Using Two-Switch Buck-Boost Converter', Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Vol. , 19-24 May 2002, pp.1527 – 1530, 2002.
- [3.48] M. Nikraz, et al. ' A DSP-Controlled Photovoltaic System with Maximum Power Point Tracking', AUPEC'03, Univ. de Canterbury, Australie, Sept. 2003.

Chapitre 4

Optimisation des Systèmes Photovoltaïques Résidentiels Couplés aux Réseaux Electriques : Un Outil de Conception

4.1-Introduction

Le problème d'optimisation, heuristique, mathématique ou autres, doté d'informations nécessaires est l'ajustement des variables pour améliorer le parcours calculé (résultats : décision optimale) par rapport au chemin requis selon certaine gamme d'intérêt; en bref, l'optimisation est l'ajustement de variables dont le but d'obtenir une solution meilleure pour un processus donné.

On distingue deux types de problèmes d'optimisation : *optimisation statique et optimisation dynamique (linéaire ou non linéaire)*; où le premier concerne les problèmes dont les paramètres (vecteur de décision et vecteur de paramètres choisis) sont indépendants du temps, par contre ceux du deuxième type, nommé parfois optimisation dynamique de temps continu ou discrète, sont directement reliés au temps.

En général, l'optimisation des systèmes photovoltaïques en réseau électrique peut être liée soit à l'arrangement des éléments du système de sorte qu'ils soient compatibles [4.01, 4.02, 4.03], soit à un indice de performance qui représente un *critère mathématique ou statistique* jugeant objectivement la qualité du résultat que l'on veut obtenir [2.03, 4.04]. Ce dernier est appelé optimisation par modèle. Les modèles des éléments du système PV résidentiel en réseau, qui vont être traités dans ce chapitre, sont de *type adaptatif ou mathématique*.

Les problèmes de dimensionnement, de la conception, et de la commande des systèmes PV en réseau, où la compatibilité des composants est indispensable, ne sont pas faciles à traiter. L'optimisation par modèle, et par simulation, peut donner une idée précise sur la performance d'un système.

L'optimisation par modèle et par simulation permet de mener l'analyse des systèmes PV en réseau dans trois directions principales:

- 1- optimisation en vers la gestion d'énergie, ex. : utilisation meilleure des composants, amélioration des performances, traitement d'îlotage, etc.
- 2- optimisation de l'impact économique et de la réduction des coûts, ex. : coûts initiaux, coûts opérationnels, etc..
- 3- optimisation en vers la conception et la commande, ex. : dimensionnement des composants, évaluation, compréhension, recherche de paramètres clés (optimisation), et comparaison entre différentes solutions, etc..

Les problèmes d'optimisation des systèmes PV en réseau entrent en principe dans deux catégories: ceux qui peuvent être résolus « off-line » (ex. : conception et impact économique) et ceux qui exigent la solution immédiate ou 'en ligne' (ex. : commandes rapprochée et principale ainsi que quelques optimisations de la conception du système associées à la commande).

L'objectif du travail à présenter dans ce chapitre vise à développer une méthodologie d'optimisation par laquelle on peut évaluer les performances des systèmes PV en réseau (impact des paramètres). Cette méthodologie est prévue pour fournir un outil utile pour optimiser différents paramètres de la chaîne: paramètres des deux commandes (rapprochée et principale). En employant les données locales (site, charge et réseau) et par l'utilisation de cet outil on veut prouver que la puissance maximale peut être extraite à partir du générateur PV et être transférée au réseau électrique avec une qualité de puissance élevée et un coût minimal ; et enfin la loi de commande déduite aurait pût être facilement mise en application.

4.2-Structure fonctionnelle de l'optimalisation d'un système PV en réseau

Pour identifier les fonctions possibles, de la chaîne générateur PV- réseau électrique, qui peuvent être optimisées, on expose la structure fonctionnelle de cette chaîne. La représentation schématique d'une micro-centrale PV interconnectée au réseau local de BT monophasé est donnée par la Fig. 4.1; dont laquelle les différentes fonctions, qui doivent être assurées pour un fonctionnement propre est optimal , sont illustrées.

En se basant sur les connaissances qui ont été établies pour la conversion de l'énergie solaire, et sur les différentes modélisations (modèles cosmologiques et autres), conversion et éclairage, présentées dans le *premier chapitre*, le fonctionnement optimal du générateur PV exige :

- une monture à traqueurs (équatoriale, universelle, et altazimuthale) [4.05], nommés suiveurs, ou spécifiquement un *Héliostat* d'axes de rotation, Fig. 4.1, l'un suit le faisceau du soleil pendant toute la journée et l'autre fait l'adaptation saisonnière du Nord au Sud du champ PV. La première fonction est assurée par un système traqueur azimut (-90° , 0 , et $+90^\circ$), par contre la deuxième fonction est faite souvent en manuel ou par un traqueur saisonnier. L'adoption de ce système, ou une partie de lui, dépend des coûts des modules PV additionnels et des traqueurs à utiliser. Le modèle de ce système permet-il de déterminer la position optimale des traqueurs ? et avec quel prix ?
- le champ PV est caractérisé par un comportement de puissance très spécifique (voir le chapitre deux). Il est recommandé de le faire fonctionner au point MPP, pour exploiter le maximum d'énergie disponible. Pour ce faire par optimisation en modèle, il faut une étude dans ce sens.

L'onduleur utilisé est habituellement de type auto-commuté équipé d'une commande MLI. Une interface (une bobine, un filtre passe-bas, et un transformateur) est insérée entre l'onduleur et le réseau électrique. L'onduleur convertit la puissance CC en puissance CA avec un facteur de puissance (FP) égal presque à l'unité et un rendement plus élevé que possible. Est-ce qu'un modèle mathématique, d'un indice de performance bien défini, du système de conditionnement, qui peut être manipulé par une technique d'optimisation donnée, donnera l'impact des différents paramètres sur la performance du système ? Et par la suite, est-ce qu'on va obtenir des stratégies de conception performantes ?

Des essais d'accommodation pour optimiser le fonctionnement de tous les éléments de la chaîne précédente vont être menées, alors que l'étude d'optimisation approfondie sera destinée aux systèmes indiqués en gras sur la Fig.4.1 (Héliostat, MPPT, Onduleur et filtre).

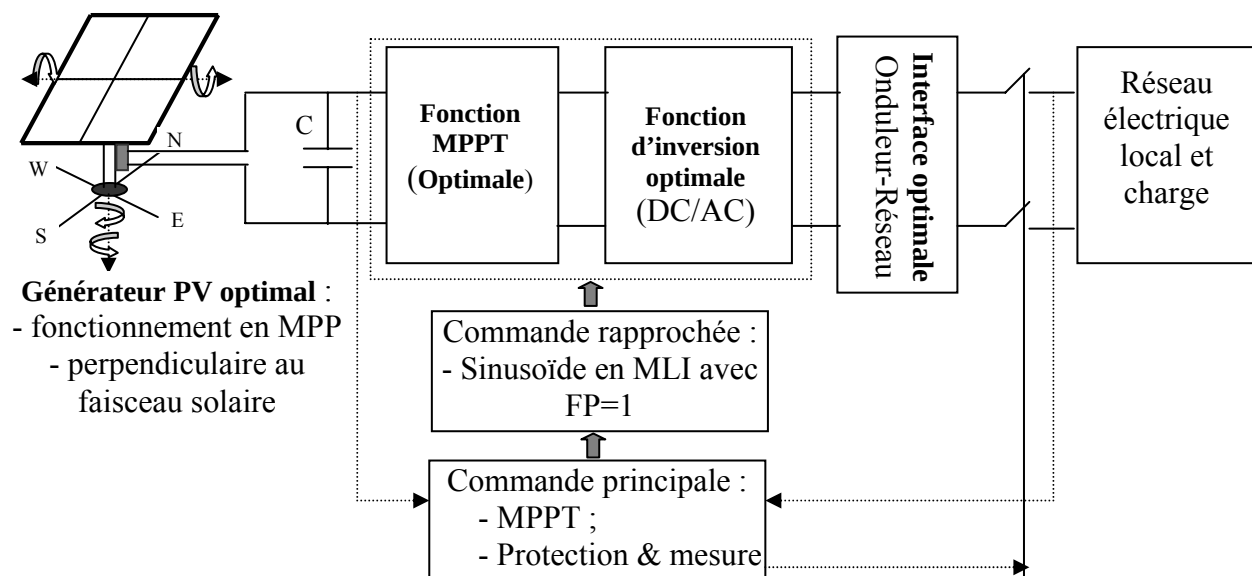


Fig. 4.1 : Structure fonctionnelle d'optimisation du système PV en réseau

4.3-Optimisations fonctionnelles du générateur PV (GPV)

Vu le rôle primordial du GPV dans la chaîne PV en réseau électrique et avec le manque de données expérimentales, les optimisations fonctionnelles du GPV (du collecteur non-concentré et du champ PV) vont sûrement conduire à des issues conceptuelles importantes.

4.3.1-Optimisation des angles du collecteur PV

L'ajustement des angles du collecteur PV peut avoir un apport énergétique très important, surtout si l'ajustement est permanent durant l'année. Cette contribution va être exposée, suivie par une application d'optimisation par modèle (*mathématique et statistique*).

4.3.1.1-Ajustement d'angles et apport énergétique

La puissance théorique P_{pv} de la sortie d'un générateur PV produite par un champ PV de surface A (m^2) sous l'effet d'un éclairement incident global $E_{Ga\beta}$ sur la surface d'un collecteur, qui a pour un azimut α , un angle d'inclinaison β et d'un rendement η est donnée par l'équation :

$$P_{pv} = \eta \cdot A \cdot E_{Ga\beta} \quad (4.1)$$

L'équation (4.1) montre la relation de proportionnalité entre P_{pv} et $E_{Ga\beta}$ (Pour calculer $E_{Ga\beta}$, voir les équations (1.14) à (1.21)).

Les modules solaires reçoivent plus de rayonnement, ou plus d'éclairement E , solaire quand ils sont dirigés directement au soleil (l'orientation préférée est l'orientation vers le sud dans l'hémisphère nord, et l'orientation au nord dans l'hémisphère sud). D'après l'équation (4.1), il est important d'installer les modules en perpendiculaire des rayons provenant du soleil, de sorte qu'ils produisent plus de puissance électrique. Le diagramme de la Fig.4.2, pour une latitude de 35° Sud, montre l'effet de l'orientation et de l'altitude sur le rendement des modules (ou sur le GPV), exprimé en pourcent du rendement maximum possible [4.06].

Le problème est que le soleil se déplace constamment par rapport au générateur PV stationnaire, ce qui demande des ajustements *journaliers* et *saisonniers* à cette infrastructure.

Si les modules doivent être conservés perpendiculaire au mouvement Est-Ouest (-90° à $+90^\circ$) quotidien et avec la migration Nord-Sud saisonnière du soleil, alors un traqueur à deux axes est utilisé (Fig.4.1). L'apport énergétique obtenue dans ce cas est de 10% en hiver et de 40% à 57% en été [4.06, 4.07, 4.08]. Entre autre, de 10% à 35% d'apport de puissance est obtenu par l'utilisation d'un traqueur d'azimut (d'un seul axe).

Calcul des angles des modules

Le calcul des angles des modules est basé sur la supposition que les modules seront perpendiculaires aux rayons du soleil à midi solaire. Le midi solaire est le moment où le soleil est le plus haut possible dans le ciel. C'est quand l'angle entre le plan de l'horizon et une ligne tracée de l'emplacement avec le soleil est le plus grand. Le calcul implique deux paramètres, qui sont : la latitude de l'emplacement (L) et la déclinaison du soleil (δ). L'équation pour calculer l'angle des modules, angle entre les modules et l'horizon, pour n'importe quel jour est [4.07] :

$$\sigma = L - \delta \quad (4.2)$$

où

l'angle de la déclinaison du soleil ($\delta = \omega$) est donné par l'équation (1.8), avec la variable n (jours) qui commence à partir du 21 Mars (équinoxes : déclinaison du soleil est nulle).

L'ajustement des angles, manuel ou automatique avec un traqueur de soleil, peut être réalisé d'après les courbes illustrées dans la Fig. 4.3, obtenues en supposant que l'orientation des modules est vers le sud. Pour trouver la courbe qui correspond presque à la latitude de l'emplacement, il faut suivre la courbe de cette latitude, du côté droit du diagramme, jusqu'à ce

qu'il entrecroise la date du jour; l'angle correspondant aura comme conséquence les modules PV étant perpendiculaire aux rayons du soleil au midi de cette date.

Les calculs précédents peuvent servir soit à commander un traqueur à axes rotatifs (Héliostat) ou à ajuster le support des modules solaires selon les besoins. En principe l'adaptation manuelle se fait de la manière suivante [4.07, 4.09, 4.10] :

- a) Installation fixe: $\text{Angle} = \text{Latitude} + 10 \text{ degrés}$
- b) Installation avec des ajustements saisonniers (deux fois par an):
 - Printemps Equinoxe (20, 21 or 22 Mars): $\text{Angle} = \text{Latitude} - 11.75 \text{ degrés}$
 - Automne Equinoxe (23 or 24 Septembre): $\text{Angle} = \text{Latitude} + 11.75 \text{ degrés}$
- c) Installation avec des ajustements saisonniers (quatre fois par an):
 - Printemps Equinoxe (20, 21 or 22 Mars): $\text{Angle} = \text{Latitude}$
 - Automne Equinoxe (23 or 24 Septembre): $\text{Angle} = \text{Latitude}$
 - Solstice d'été (21 or 22 Juin): $\text{Angle} = \text{Latitude} - 23.5 \text{ degrés}$
 - Solstice d'hiver (21 or 22 Décembre): $\text{Angle} = \text{Latitude} + 23.5 \text{ degrés}$

L'apport énergétique, en ajustant la déclinaison des modules solaires, peut être éclairé par la Fig. 4.4, qui montre les allures énergétiques de trois types d'adaptation. Les équations cosmologiques utilisées pour tracer ce graphe sont développées dans le *premier chapitre* ; notifiées par (1.6), (1.10), (1.15), (1.19, et 1.22). La courbe 1 est la quantité d'énergie solaire qu'on peut obtenir chaque jour si le module est fixé à l'angle d'hiver avec un angle d'azimut zéro (les modules face au Sud). La courbe 2 montre aussi combien l'apport d'énergie en ajustant l'inclinaison quatre fois par an, comme décrit ci-dessus. Pour la comparaison, la courbe 3 montre l'énergie qu'on peut avoir par un traqueur à deux axes de rotation, qui dirige toujours le module directement au soleil.

D'après la Fig. 4.4, le rendement des modules fixes, comparé à un système équipé d'un traqueur à deux axes (système optimal), est inférieur durant le printemps, l'été et l'automne par rapport à l'hiver, parce qu'en ces saisons le soleil couvre un plus grand domaine du ciel, et un module fixe ne peut pas capturer autant d'ensoleillement. Ce sont les saisons où les systèmes à traqueur donnent la plupart d'avantage.

Reste à ajouter, que pour les systèmes PV en réseau électrique, l'ajustement optimal des modules solaires dépend du temps ou des saisons d'utilisation où le taux d'achat ou de vente est au profit du consommateur possédant l'installation PV. Cela repose sur la politique énergétique des firmes de production d'énergie électrique dont le consommateur est relié. La stratégie à suivre repose sur la maximisation de la quantité d'énergie produite, qui est la même pour minimiser le coût pour produire de l'électricité, ou d'une manière équivalente, le montant à économiser en n'achetant pas d'énergie. Si le taux d'achat, par exemple, est plus élevé l'après-midi, alors, il est clair, dans cette situation que les modules solaires devraient être légèrement orientés à l'ouest, pour capturer plus d'énergie disponible pendant l'après-midi.

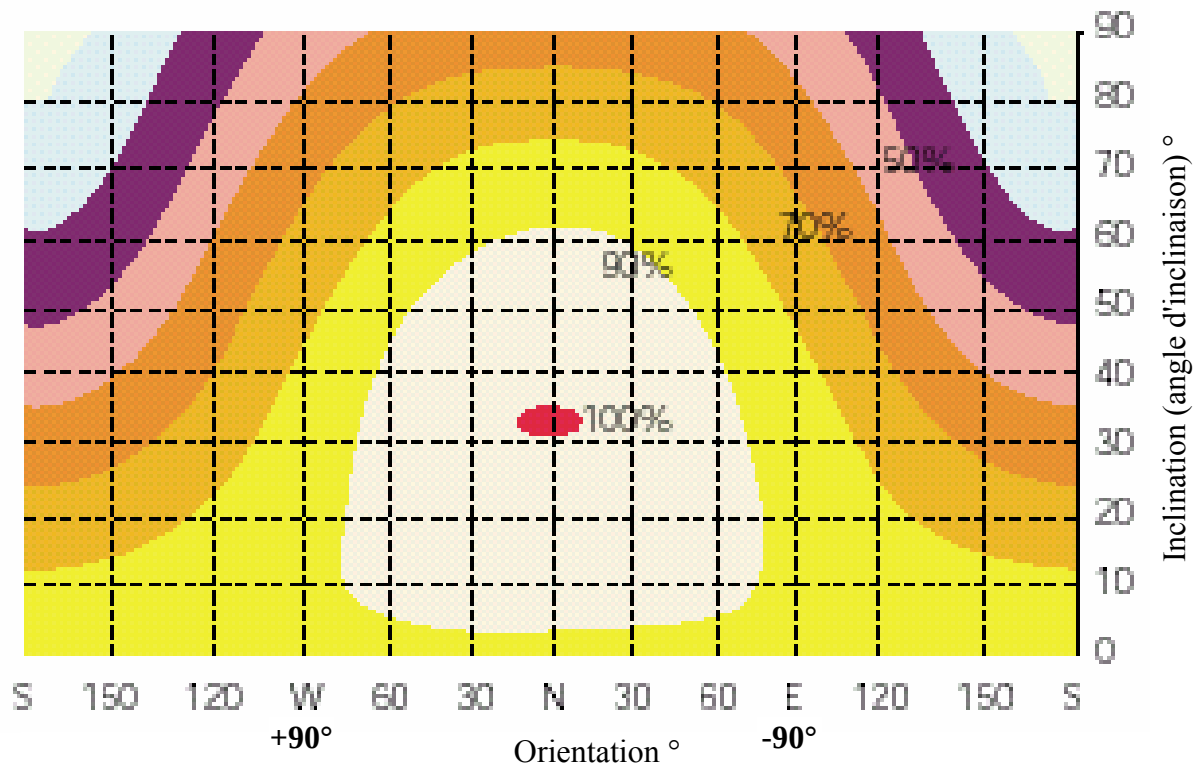


Fig. 4.2 : La variation du rendement solaire du GPV avec l'orientation et l'inclinaison pour une latitude de 35° Sud

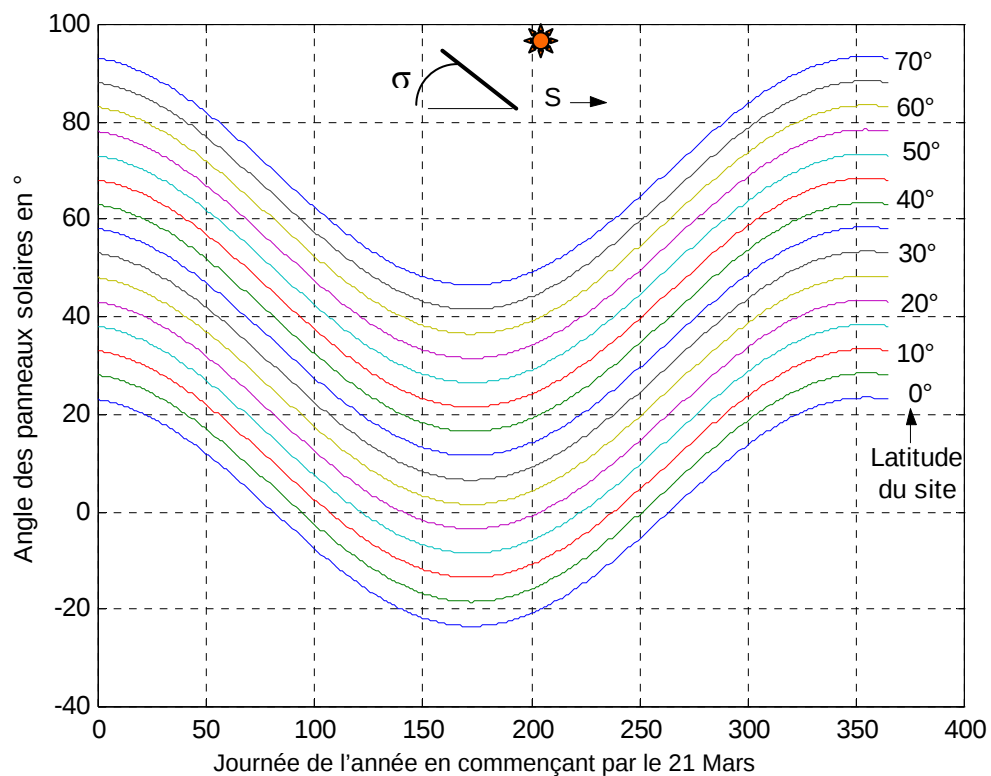


Fig. 4.3: Angle des modules solaires pour différentes latitudes

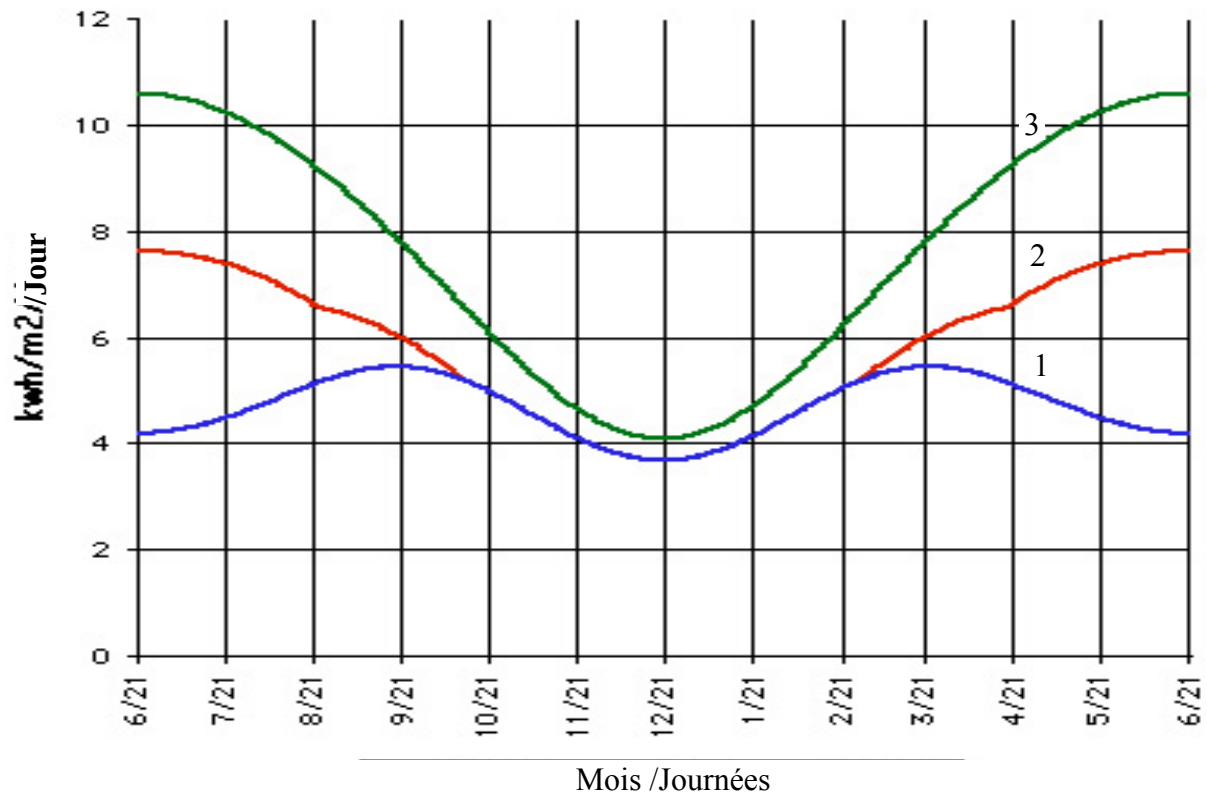


Fig. 4.4: Effet de l'angle de déclinaison de modules sur la production énergétique pour une latitude de 40°.

4.3.1.2-Optimisation par modèle d'angle d'inclinaison : application

Introduction

En fait, des observations effectuées [4.09, 4.10], et même la Fig.4.1, ont montré qu'une monture d'inclinaison fixe tend à répondre aux exigences en quelques périodes de l'année mais insatisfaisante pendant d'autres périodes, d'où des montures fixes nécessitent plusieurs corrections pendant l'année.

Une solution à ce problème a été proposée dans [3.11], permettant la correction de l'angle d'inclinaison, et cela par la *réduction* de l'angle d'inclinaison β (angle d'hiver). Dans ce qui va suivre la correction est prise pour satisfaire les nécessités d'énergie dans les différentes périodes de l'année (réduction et augmentation de l'angle d'inclinaison) ; en se basant sur le modèle mathématique d'inclinaison développé dans le *premier chapitre*.

Formulation du problème

La formulation d'un problème d'optimisation est un processus mathématique qui essaye d'identifier la fonction objective $f(X)$, à minimiser ou à maximiser, qui en outre satisfait un ensemble de contraintes, par exemple, $g(X) \geq b$; avec X vecteur de variables de décision à déterminer.

1) Fonction objective

On a montré dans le premier chapitre que la densité globale du rayonnement solaire (ensoleillement ou éclaircissement) sur une surface indéfinie est donnée par:

$$E_{Ga\beta} = E_{Da\beta} + E_{Ia\beta} + E_{Aa\beta} \quad (4.3)$$

En négligeant le rayonnement solaire de circonférence (Circumsolar), et pour une monture (GPV) installée face au Sud, où l'angle d'azimut α est égal à zéro, et incliné d'un angle β . La relation précédente peut être formulée par l'équation (4.4), en utilisant les équations (1.20) et (1.21),

$$E_G = E_D + E_{lh} \frac{1 + \cos \beta}{2} + \rho E_{Gh} \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (4.4)$$

où

E_D est la densité du rayonnement direct sur les modules solaires (mesurable);

E_{lh} est la densité du rayonnement diffus sur l'horizon (mesurable) ;

E_{Gh} est la densité du rayonnement global sur l'horizon (mesurable).

L'angle d'inclinaison β (Fig. 4.4), peut être varié selon la saison de l'année ; donc, et par ses variations et pour une monture orientée vers le Sud, on peut déterminer une position où la densité du rayonnement global sur la monture est maximale. Pour que l'angle β soit optimal, on suppose que son inclinaison est variable de $\pm \varepsilon$, comme le montre la Fig. 4.5c. L'équation (4.4) peut être écrite comme :

$$E_G = E_D \cos(\varepsilon) + E_{lh} \frac{1 + \cos(\beta \pm \varepsilon)}{2} + \rho E_{Gh} \frac{1 - \cos(\beta \pm \varepsilon)}{2} \quad (4.5)$$

Pour le cas négatif, il est évident que l'incrément de l'angle de correction ε donne:

- la décrémentation des termes suivants:

$$\cos(\varepsilon)$$

$$1 - \cos(\beta - \varepsilon)$$

- et l'incrément de terme :

$$1 + \cos(\beta - \varepsilon)$$

Cela veut dire que la densité du rayonnement global (l'ensoleillement ou l'éclairement) E est une fonction de l'angle ε , avec E_D , β , E_{lh} , E_{Gh} , et ρ comme variables paramétriques, nommés paramètres caractéristiques du site.

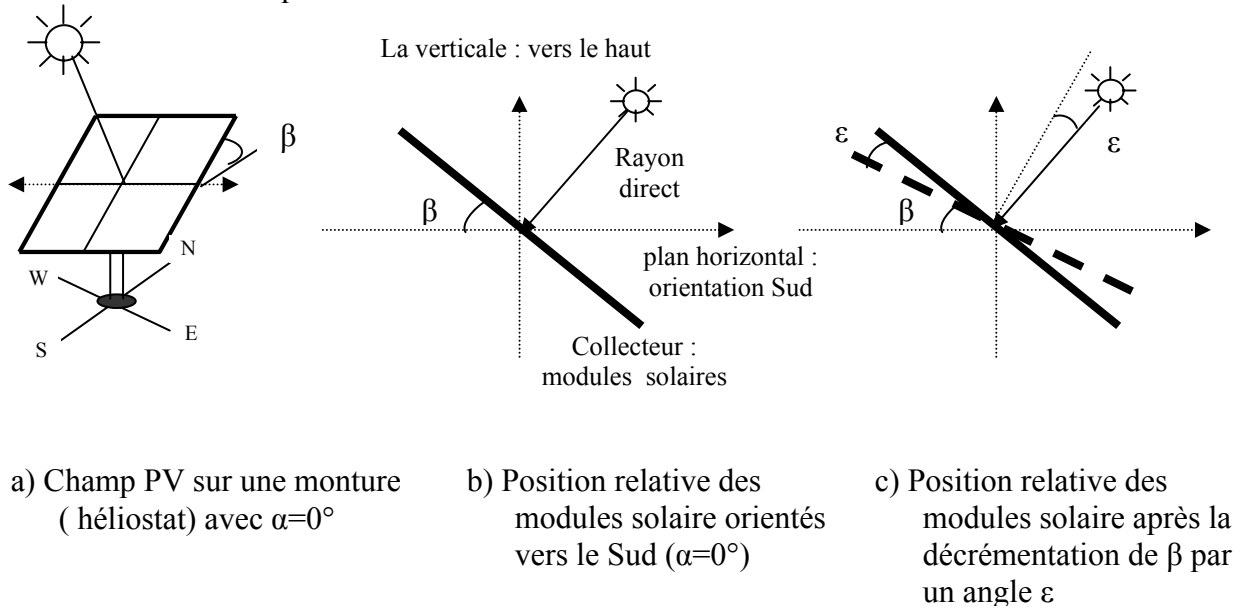


Fig. 4.5: Positions géométriques des modules solaires montés sur un héliostat d'un seul axe de rotation, où $\alpha=0^\circ$

Etant donné que les paramètres E_D , β , E_{lh} , et E_{Gh} peuvent être mesurés au cours de la période d'exploitation (exemple : une saison), alors des valeurs moyennes de référence, les valeurs les plus probables de ces paramètres, peuvent être déduites. En identifiant ces paramètres par la lettre m , et en adaptant l'équation (4.5) selon la variable ε (*cas négatif*), on obtient l'expression suivante :

$$E_G = E_{Dm} \cos(\varepsilon) + \frac{E_{lh} - \rho E_{Ghm}}{2} \cos(\beta_m - \varepsilon) + \frac{E_{lh} + \rho E_{Ghm}}{2} \quad (4.6)$$

On peut écrire cette équation d'une autre manière, où sa forme analytique apparaît plus simple, et cela en posant :

$$E_G = Z, \quad E_{Dm} = a, \quad \frac{E_{lh} - \rho E_{Ghm}}{2} = b, \quad \frac{E_{lh} + \rho E_{Ghm}}{2} = c, \quad \cos(\varepsilon) = X, \quad \text{et} \quad \cos(\beta_m - \varepsilon) = Y,$$

Alors, après les remplacements nécessaires, on obtient l'équation (4.7) ; où il est bien clair que c'est une équation d'un ensemble de plans en parallèles pour un groupe homogène de valeurs de références données ; dont X et Y représentent le cosinus de l'angle de décrémentation ε et le cosinus de l'angle de correction $(\beta_m - \varepsilon)$ de la déclinaison, par rapport à l'horizon, qui doivent être déterminés.

$$Z = aX + bY + c \quad (4.7)$$

Le problème à examiner jusqu'ici est le suivant:

Etant donné les valeurs moyennes de référence (statistiques) par lesquelles on peut déterminer les constantes a , b , et c , il est demandé de déterminer la paire X et Y , telle que la fonction Z soit maximale, où mathématiquement on peut écrire l'équation (4.8) qui représente la *fonction objective* voulue,

$$\text{Max}(Z) = \text{Max}(aX + bY + c) \quad (4.8)$$

Puisque en optimisation la *programmation linéaire* est définie comme étant la spécialisation de la programmation mathématique au cas où tous les deux, la *fonction objective* et les *contraintes* du problème sont aussi *linéaires* ; alors la fonction donnée par l'équation (4.8) peut être classée parmi les problèmes de la programmation linéaire (PL) rencontrés dans le domaine des techniques d'optimisation par modèle.

2) Contraintes du problème

En plus de l'équation de la fonction objective (4.8), la formulation du problème d'optimisation d'angle d'inclinaison β demande des *contraintes* linéaires, qui déterminent l'applicabilité du modèle dans des applications réelles.

Il est évident que les contraintes de la PL possèdent les caractéristiques suivantes [4.10, 4.11] :

- la fonction objective dépend d'une ou de plusieurs variables appelées variables d'action (ex. : X et Y) et d'un ou de plusieurs facteurs réguliers ou aléatoires (ex. : a , b , et c) ;
- Ensemble d'équations et d'inégalités définissant *l'espace de la solution* ou *la région faisable* (gammes de sélection admissible).

En raison de la particularité du problème, il vaut mieux avoir recours à la variation des paramètres (X et Y), et cela afin de déterminer le système des inégalités des contraintes aussi bien que la gamme de sélection. Le processus à employer est le suivant [4.10] :

- En déterminant les facteurs aléatoires a, b, et c ;
- Par l'utilisation de la méthode de contours dans l'espace cartésien, et pour $Z=0$, on obtient un plan dont tous les points sont localisés dans le plan de $Z=0$, et cela par l'expression (4.9),

$$aX + bY + c = 0 \quad (4.9)$$

- Un bouquet ou un faisceau de lignes dans le plan cartésien, avec les mêmes coefficients d'orientation (a, b, et c), qui est parallèle au plan donné par l'équation (4.9), peut être exprimé par :

$$aX + bY + (c - k) = 0 \quad (4.10)$$

Cette expression est le résultat d'augmentation de Z par k, ou $Z=0+k$; donc, pour différentes valeurs de k, on peut déterminer la parallèle qui correspond à la valeur maximale de Z ;

- Si on considère aussi l'expression suivante :

$$X + Y = L \quad (4.11)$$

Par la variation de L, un autre faisceau de lignes en parallèles au faisceau de l'équation (4.11) peut être obtenu. Parmi les lignes de ce dernier faisceau, il existe une ligne pour laquelle la valeur de Z est maximale dans la gamme de sélection ;

- L'intersection des faisceaux donnés par les équations (4.10) et (4.11), combinée aux autres contraintes, un polygone convexe, représentant la région faisable, est obtenu ;
- Dans la gamme du choix, le vertex extérieur de ce polygone qui se trouve à une distance maximale de l'origine (0, 0), donne le point d'intersection de coordonnées $(X = \cos(\varepsilon), Y = \cos(\beta_m - \varepsilon))$, qui maximise de la densité du rayonnement global (Z).

Il est à noter que [4.11, 4.12] ont mis en évidence la correction, par *réduction* de l'angle d'inclinaison, si et seulement si la condition de la supériorité de l'ensoleillement moyen diffus sur l'ensoleillement moyen direct (équation (4.12)) est vérifiée; chose qui va être vérifiée dans la correction par augmentation.

$$\frac{E_{mlh}}{E_{mD}} > 0 \quad (4.12)$$

Pour éclaircir l'idée derrière cette application, des exemples pour différentes saisons de l'année vont être ultérieurement présentés et comparés aux autres techniques d'ajustement.

4.3.2-Optimisation fonctionnelle du champ PV

Comme il a été mentionné dans les chapitres précédents, le fonctionnement approprié du champ PV dépend des paramètres du circuit équivalent de la cellule PV, qui varient avec la température T et l'éclairement E; ce qui rend l'aboutissement exact aux points de puissance maximale (MPP), par n'importe quel algorithme d'un MPPT, est presque impossible.

L'optimisation fonctionnelle du champ PV est alors la détermination des paramètres des modules solaires qui vont permettre au champ PV de fonctionner aux MPP pour toutes les conditions climatiques.

4.3.2.1-Modèle mathématique directe de l'MPPT

Afin d'extraire la puissance maximale disponible aux bornes d'un GPV, il est nécessaire de le faire fonctionner à son MPP. La méthode directe d'MPPT appelée parfois méthode d'incrément de la conductance [3.28, 4.13], et pour des valeurs de paramètres donnés, est basée sur la dérivation de la puissance P_{pv} de sortie par rapport à la tension de sortie V_{pv} , et la mise à zéro de cette dérivée; où analytiquement on a :

La puissance de sortie d'un panneau solaire est exprimée par :

$$P_{pv} = I_{pv} \times V_{pv} \quad (4.13)$$

La puissance délivrée par les modules solaires est maximale si :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad (4.14)$$

Des équations (4.13) et (4.14) on obtient :

$$I_{pv} + V_{pv} \times \left. \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \right|_{V_{pv}=V_M} = 0 \quad (4.15)$$

où

V_M est la tension du MPP,

Si on accepte le modèle vérifié déjà dans le *deuxième chapitre*, et puis par la dérivation de l'équation (2.1), on obtient (avec $I=I_{pv}$ et $V=V_{pv}$):

$$\frac{dI}{dV} = -I_D \left(\exp \frac{V + IR_s}{AV_{TH}} \right) \times A \times V_{TH} - I_D \left(\exp \frac{V + IR_s}{AV_{TH}} \right) \times A \times V_{TH} \times R_s \frac{dI}{dV} \quad (4.16)$$

où

A et V_{TH} sont la tension thermodynamique déterminée par l'expression (2.11) et le facteur d'idéalité de la jonction p-n respectivement.

Par la solution de l'équation (4.15) pour $\frac{dI}{dV}$, et la substitution dans l'équation (4.14), la condition de fonctionnement des modules en MPP est :

$$I - V \frac{I_D \left(\exp \frac{V + IR_s}{AV_{TH}} \right) \times A \times V_{TH}}{1 + I_D \left(\exp \frac{V + IR_s}{AV_{TH}} \right) \times A \times V_{TH} \times R_s} = 0 \quad (4.17)$$

En simplifiant l'équation (4.17) par l'introduction des paramètres du modèle déjà adopté (R_s , I_{PH} , et A), on obtient l'expression suivante :

$$I - V \frac{(I_{PH} - I) \times A \times V_{TH}}{1 + (I_{PH} - I) A \times V_{TH} \times R_s} = 0 \quad (4.18)$$

Il est bien clair que la condition de fonctionnement des modules en MPP est une fonction de plusieurs paramètres (I_{SC} , V_{OC} , I_0 , R_s , A etc..) qui change avec les conditions climatiques.

Il est à noter que le courant I du MPP peut être calculé à partir de l'équation (4.18) par la méthode de Newton-Rahson, en remplaçant la tension V , qui correspond à la tension au MPP, par son expression obtenue des équations (2.1) à (2.4).

4.3.2.2-Effets de température et d'éclairement sur les paramètres de l'MPPT

Cela concerne la justification de la revendication de la mise en place d'un système PV capable de la mise à jour de ces paramètres, qui varient tout au long de la journée. Cette démonstration est limitée aux effets de la température T et de l'éclairement E sur P_{MPP} , I_{SC} , V_{OC} , I_0 , et R_s .

La formulation judicieuse de la dépendance des paramètres précédents de T et de E a été le sujet des publications [4.13, 4.14]. Les expressions acquises sont en fonction des constantes qu'on détermine expérimentalement. Puisque le but voulu de cette justification a un sens indicatif, alors l'utilisation des expressions développées précédemment est acceptable. Les équations représentatives de P_{MPP} , I_0 , et de R_s développées dans le chapitre 2 sont numérotées respectivement par : (2.24) où (4.34), (2.4) et (2.7) ; alors que celles de I_{SC} et de V_{OC} sont dérivées des équations (2.1) et 2.3) ; qu'on va nommées (4.18) et (4.19) respectivement.

$$I_{SC} = I_{PH} - I_D \left\{ \exp \left(\frac{R_s I_{SC}}{A k T_C / q} \right) - 1 \right\} \quad (4.19)$$

$$V_{OC} = \frac{A k T_C}{q} \left[\ln \left(\frac{I_{PH} + I_0}{I_0} \right) \right] \quad (4.20)$$

Les figures 4.6a et 4.6b confirment la dépendance des cinq paramètres précédents de la température (T) et de l'ensoleillement (E), en conséquence le fonctionnement optimal d'un champ PV nécessite l'identification continue 'en-linge' des paramètres variants avec les conditions climatiques. Donc la poursuite des MPP's d'une manière exacte exige la mise à jour de tous les paramètres variants avec T et E . La Fig. 4.7 résume les étapes essentielles de la modélisation du champ PV, qui permettent au système de fonctionner d'une manière optimale. Les paramètres variants avec T et E sont déterminés dans la première étape, ensuite un algorithme de recherche du MPP est mis en place pour la poursuite.

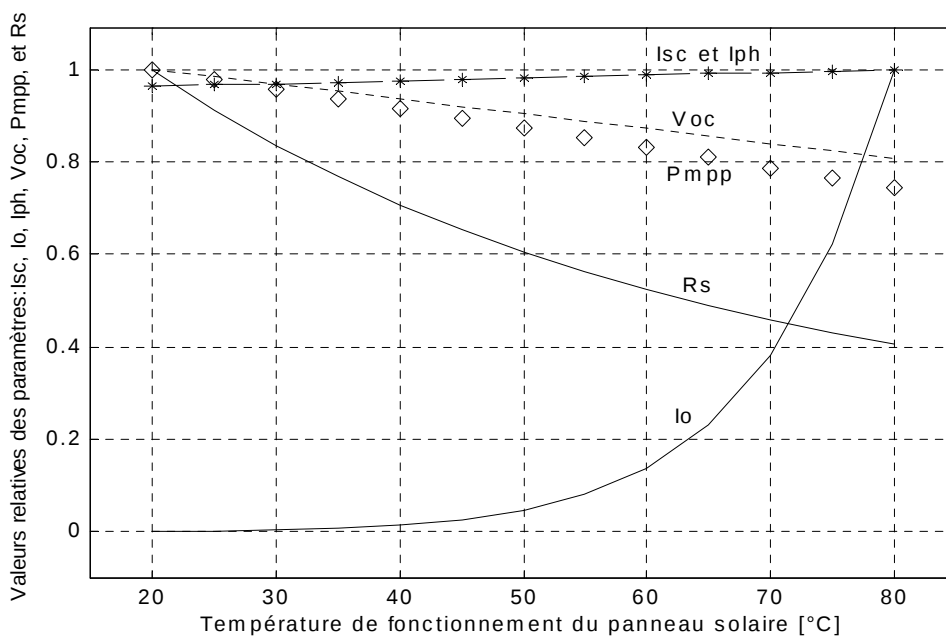


Fig. 4.6a: Variation de quelques paramètres du MPP avec la température T du GPV

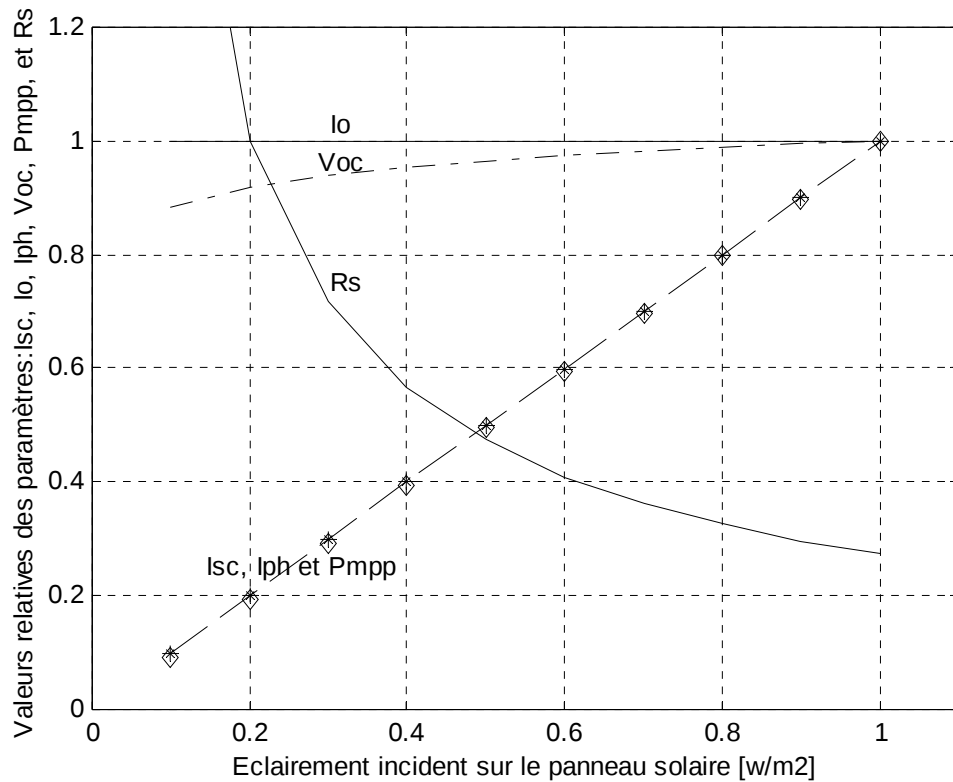


Fig. 4.6b: Variation de quelques paramètres du MPP avec l'éclairement E du GPV

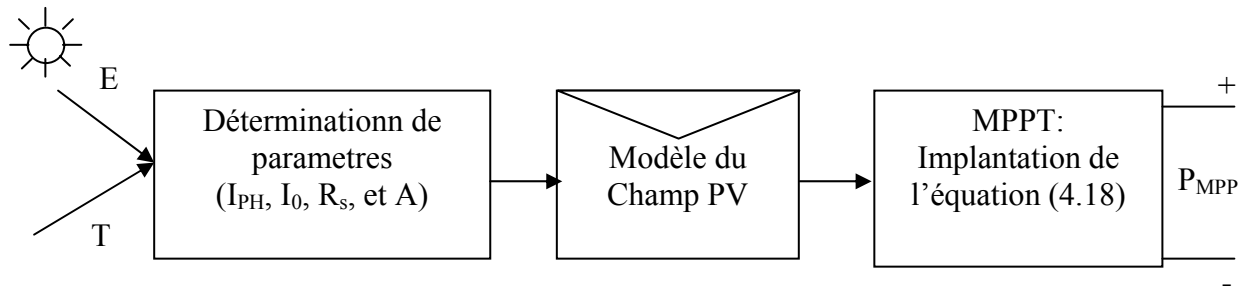


Fig. 4.7: Processus de la modélisation d'un champ PV optimal

4.3.2.3-Estimation des paramètres du champ PV

Le progrès récent dans la performance des microprocesseurs a permis de calculer des paramètres en temps réel, mais avec un nombre limité de paramètres. Le modèle mathématique d'une cellule PV est constitué des équations implicites et non linéaires. En raison de ça, l'estimation des paramètres est limitée à ceux qui ont un effet important sur la caractéristique de la cellule, qu'on indique par: I_{ph} , I_0 , A , et R_s .

Les références [2.02, 2.03, 4.15] ont proposées quelques méthodes d'estimation de ces paramètres, qui sont toutes basées sur la technique *d'optimisation des moindres carrés*. Pour déterminer les quatre paramètres précédents, le [2.03] a exploité les équations non linéaires indiquées par: (2.1) à (2.7), qui sont difficiles à implanter en temps réel; par contre les [2.02, 4.15] ont développé, en plus de ça, des expressions pour chaque paramètre en se fondant sur les courbes directives données par les Fig. 4.6a et 4.6b. Ces formules, équations (4.21) à (4.24), sont

données en fonction de la température T [°K] et de l'éclairement E [W/m^2], où K_i , $i=1, 2, \dots, 9$ représentent des constantes à déterminer par expérience en utilisant la technique des courbes ajustées.

$$I_{PH} = K_1 E (1 + K_2 T) \quad (4.21)$$

$$I_0 = K_3 T^3 \exp\left(\frac{K_4}{T}\right) \quad (4.22)$$

$$A = K_5 + K_6 T \quad (4.23)$$

$$R_s = K_7 + \frac{K_8}{E} + K_9 T \quad (4.24)$$

Une fois ces quatre paramètres déterminés en « off-line », alors l'implantation en temps réel de la condition donnée par l'équation (4.15) devient facile à manipuler par un algorithme approprié [3.28, 4.12] en utilisant n'importe quel microprocesseur et même un microcontrôleur de 8 bits (89C51) [3.21] ; ceci en exploitant les schémas de principe proposés dans les Fig. 3.8a où 3.8b pour onduleur intrinsèque.

4.3.3-Optimisation par modèle du système de conditionnement de puissance

Généralement, le système de conditionnement de puissance, dans ce genre d'applications où la fonction MPPT est incluse dans le convertisseur CC/AC, est constitué d'un onduleur associé avec deux filtres, l'un situé à l'entrée et l'autre à la sortie, et éventuellement d'un transformateur élévateur de tension.

Comme il a été déjà mentionné, du point de vue contraintes de dimensionnement des éléments des filtres, où les valeurs de leurs paramètres résultent de plusieurs *compromis* (ondulations, coût, fiabilité, chute de tension, etc.), les modèles des filtres sont exclus de cette optimisation à l'exception de la bobine de lissage; donc la chaîne dont l'optimisation va être touchée est constituée du champ PV, de l'onduleur intrinsèque, de la bobine de lissage, du transformateur élévateur, et de la charge-réseau électrique BT.

La dernière partie du problème d'optimisation est étudiée, elle est faite par une approche mathématique en utilisant des techniques d'optimisation non linéaires. L'objectif est d'optimiser un indice de performance très représentatif du système de conditionnement de puissance. Ceci va permettre la détermination des paramètres optimaux des différents éléments de la chaîne. Enfin de compte, tous les paramètres à étudier sont normalisés aux valeurs des paramètres du MPP sous les conditions de référence du champ PV ($1000W/m^2$, et $25^\circ C$).

Des modèles ont été développés pour chaque élément de la chaîne PV en réseau dans les chapitres précédents (chapitre un et deux). En revanche, pour réaliser cette optimisation, on doit compléter les modèles développés par d'autres expressions. Mais avant cela, il est nécessaire de définir le critère ou l'indice d'évaluation de performance qu'il faut utiliser comme fonction objective, et qui comprend le maximum de paramètres essentiels de la conception de la chaîne.

4.3.3.1-Indices d'évaluation de performance

Dans le chapitre un, on a exposé quelques indices d'évaluation de performances des systèmes PV, comme par exemple, les différentes Productivité (Y) Energétiques et le Coefficient de Performance (PR), qui sont destinés généralement, à l'évaluation de performance énergétique

d'une installation PV à longue durée, habituellement pendant une année. L'indice des performances voulu dans ce contexte est le critère mathématique qui permet de juger objectivement la qualité du résultat que l'on veut obtenir. Puisque les paramètres qui sont en jeu sont limités à ceux du système de conditionnement, en conséquence il faut que cet indice soit l'un des critères représentatifs du fonctionnement approprié de ce système (onduleur + bobine) comme: la précision, l'erreur (absolue ou relative), ou le rendement [4.22]. Bien sur, ces indices sont des fonctions de temps et d'autres facteurs climatiques et du système.

Précision (Pr) [4.23]

Pour un champ PV donné, la précision (Pr) indique le degré de fonctionnement du système de conditionnement près du MPP. Analytiquement, elle peut être définie comme un pourcentage de I_{MPP} , de V_{MPP} , ou de P_{MPP} , ou bien [4.23]:

$$Pr[\%] = \frac{I_S}{I_{MPP}} \times 100 = \frac{V_S}{V_{MPP}} \times 100 = \frac{S}{P_{MPP}} \times 100 \quad (4.25)$$

où

I_S , V_S , S sont le courant, la tension et la puissance apparente de la sortie de l'onduleur respectivement.

Erreur (Er)

Si les paramètres électriques d'un point de fonctionnement de la sortie du système onduleur-bobine sont nommés par I_S , V_S , et S_S , alors on peut définir l'erreur absolue (ou relative) comme étant la différence absolue (ou relative) entre les paramètres du point de fonctionnement et leurs analogues du MPP correspondant. Mathématiquement on a :

$$Er = X_{MPP} - X_S \parallel \quad (\text{absolue}) \quad (4.26)$$

ou

$$Er = \frac{X_S}{X_{MPP}} - 1 \quad (\text{relative}) \quad (4.27)$$

avec

$X_S = I_S, V_S, \text{ ou } S_S$ et $X_{MPP} = I_{MPP}, V_{MPP}, \text{ ou } P_{MPP}$

On note que cet indice présente les pertes dans les paramètres électriques mentionnés.

Rendement (η)

Le rendement est défini par le quotient de la puissance ou de l'énergie (E_S) de sortie du système sur la puissance ou l'énergie d'entrée (MPP) ; il est exprimé par:

$$\eta = \frac{S}{P_{MPP}} = \frac{E_S}{E_{MPP}} \quad (4.28)$$

On constate que le rendement (η) est un cas particulier de la précision (Pr).

4.3.3.2-Evaluation de l'indice de performance instantanée vs sa forme intégrale

Il y a plusieurs facteurs qui influent sur le comportement de la chaîne PV en réseau, on cite parmi ces facteurs:

- le niveau de l'éclairement ;
- les perturbations climatiques (nuage, température, etc..) ;
- la forme de la caractéristique I-V, qui dépend de la technologie des modules PV ;
- le temps mis dans la recherche du MPP.

On constate de ces facteurs (statiques et dynamiques) que la chaîne PV, y compris le champ PV, possède deux états de performances : *performance statique* et *performance dynamique*. La

performance statique montre comment étroitement fonctionne le système par rapport à un point fixe (MPP) en fonction du temps. La performance dynamique exprime à quel point le système répond aux changements du MPP par rapport aux perturbations. L'impact des effets statiques et dynamiques peuvent être pris en charge en employant les termes qui vont suivre, où l'intégrale est calculée théoriquement de $t=T_L$ à $t=T_C$, avec T_L = le temps du levé du soleil (6 am) et T_C = le temps du couché du soleil (18 pm):

Rendement Energétique journalier

$$\eta(t) = \frac{\int_{T_L}^{T_C} P(t) dt}{\int_{T_L}^{T_C} P_{MPP}(t) dt} \quad (4.29)$$

Erreur Energétique Relative journalière

$$Er(t) = \frac{\int_{T_L}^{T_C} P(t) dt}{\int_{T_L}^{T_C} P_{MPP}(t) dt} - 1 \quad (4.30)$$

En conclusion, à partir des équations (4.25) à (4.30), on peut dire que l'indice instantané ou intégral, qui semble détenir le maximum de paramètres de conception du système de conditionnement, n'est que le rendement η du système. De plus, le rendement journalier $\eta(t)$ obtenu de l'intégrale paraît plus représentatif par rapport aux paramètres qui varient ou qui doivent être variés avec les conditions climatiques afin de faire fonctionner le système d'une manière optimale. En d'autres termes, les paramètres de cette équation peuvent fournir aux concepteurs de système PV des informations suffisantes et appropriées quelque soit le site et l'application choisie.

4.3.3.3-Expressions complémentaires

A) Expressions complémentaires du champ PV

Pour une charge donnée, l'expression de la tension V_{pv} aux bornes du champ PV de N_s modules en série et de N_p branches en parallèles, en fonction du courant I est obtenue à partir des équations (2.1) et (2.3) où l'effet de la résistance shunt est négligé. Explicitement on a :

$$V_{PV} = AN_s V_{th} \ln \left(\frac{N_p I_{PH} - I_{PV} + N_p I_0}{N_p I_0} \right) - I R_s \quad (4.31)$$

où

$V_{th} = N_{SC} V_{THC}$, est la tension thermique d'un module solaire ;

I_{PH} est le photo courant crée dans la structure du module solaire ;

$R_s = \frac{N_s}{N_p} \times \frac{N_{SC}}{N_{PC}} R_C$, est la résistance série totale du champ PV, où R_C est la résistance série d'une cellule .

La puissance délivrée par ce champ PV est le résultat de la multiplication de l'équation (4.31) par le courant, I_{pv} , débité par la charge,

$$P = I_{PV} \cdot A N_s V_{th} \ln \left(\frac{I_{PH} - I_{PV} + I_0}{I_0} \right) - I_{PV}^2 R_s \quad (4.32)$$

La puissance maximale P_{MPP} du champ PV, à un moment donné, peut être déterminée en différenciant l'équation (4.32) par rapport au courant, et la mettre égale à zéro ; où le courant du point de puissance maximale, I_{MPP} , peut alors être obtenu par la solution de l'équation non linéaire (4.33),

$$I_{MPP} = I_{PH} - I_0 \left[\exp \left(\frac{2 I_{MPP} R_s}{A N_s V_{th}} \frac{I_{MPP}}{I_{PH} - I_{MPP} + I_0} \right) - 1 \right] \quad (4.33)$$

Par la suite, la tension du point de puissance maximale V_{MPP} peut être obtenue en remplaçant le courant I par I_{MPP} dans l'équation (4.31). Et enfin P_{MPP} est calculée par :

$$P_{MPP} = V_{MPP} \cdot I_{MPP} \quad (4.34)$$

L'énergie maximale du champ pendant une journée, En_{MPP} , peut être déterminée par l'équation:

$$En_{MPP} = \int_{T_L}^{T_C} P_{MPP}(t) dt \quad (4.35)$$

Il est à noter que pour évaluer l'énergie journalière des points MPP donnée par l'équation (4.35), il faut que le profil de l'ensoleillement soit connu. Un modèle très acceptable, de ce dernier pour une journée ensoleillée est donné par [4.24, 4.25] :

$$E(\omega) = E_{\max} \sin(\omega) \quad (4.36)$$

où

ω est l'angle horaire du soleil, qu'on peut obtenir soit de l'équation (1.9) ou de l'équation (4.37), où une heure de temps représente 15 degrés de l'angle soleil:

$$t = T_L + \frac{\omega}{15} \quad (4.37)$$

avec

ω en degrés qui varie dans l'intervalle (0° à 180°), et T_L est le levé du soleil (6 heures du matin par exemple).

Supposant une relation linéaire entre I_{PH} et le niveau d'éclairement, alors $I_{PH}(t)$ peut être calculé par :

$$I_{PH}(t) = I_{Midi} \sin(\omega) \quad (4.38)$$

où

I_{Midi} est le courant de l'effet PV, généré par le champ dans la mi-journée.

En conclusion, l'équation (4.35) est calculée en utilisant les équations (4.37), (4.38), (4.33), et (4.31) consécutivement. Ce qui permet de calculer l'énergie maximale disponible aux bornes du champ PV pour un intervalle de temps donné.

Remarque

L'autre alternative pour calculer l'énergie journalière (En) consiste à utiliser l'équation (2.24) développée pour la détermination de la puissance du point de puissance maximale P_{MPP} (chapitre 2) associée à l'équation (4.36). Mais on rappelle que le polynôme de P_{MPP} est calculé avec une erreur qui doit être prise en considération.

B) Expressions complémentaires de la maille CA

Le rendement journalier, l'équation (4.29), est une fonction de deux énergies : l'énergie journalière des points MPP et l'énergie transmise à la charge et au réseau électrique (E_{nT}). Le premier terme a été donné par l'équation (4.35). Il reste à déduire l'expression de l'énergie transmise (E_{nT}). Puisque le but voulu de cet optimisation est de dévoiler les effets de quelques paramètres de conception, donc le terme E_{nT} peut être pris comme étant l'intégrale de la puissance active, P_s , de la sortie du système du conditionnement, qui a été exprimée par l'équations (3.35), où V_g , la tension d'entrée du transformateur ou du réseau (V_g) peut être exprimée à partir du diagramme de phase présenté dans la Fig. 3.12, par :

$$V_g = V_s \cos \delta - I_g R \quad (4.39)$$

Habituellement les systèmes PV en réseau injectent les puissances PV avec un facteur de puissance unité ($PF=1$), ce qui permet d'écrire l'équation (3.35) sous la forme:

$$P = V_s I_g \cos \delta - I_g^2 R \quad (4.40)$$

On note que $V_s(t)$ et $I_g(t)$ sont *calculés* pour différentes valeurs de $I_{PH}(t)$ qui est donné par l'équation (4.38)

Alors le deuxième terme de l'équation (4.29) est obtenu par :

$$E_{nT} = 2 \int_{T_{TH}}^{T_{Midi}} (V_s I_g \cos \delta - I_g^2 R) dt \quad (4.41)$$

où

T_{Midi} : 12 heures ;

T_{TH} est l'heure où le transfert de la puissance utile commence, elle est calculée à partir de l'équation (4.42),

$$T_{TH} = T_L + \frac{\arcsin\left(\frac{I_{PH}(\omega)}{I_{Midi}}\right)}{15} \quad (4.42)$$

Pour calculer T_{TH} , le courant $I_{PH}(\omega)$, qu'on trouve comme paramètre dans l'équation (2.1), est déterminé en premier lieu ; mais il nécessite à son tour la connaissance de V_{TH} ; alors pour calculer T_{TH} le courant I_{TH} et la tension V_{TH} doivent être déterminés comme suit :

Pratiquement, un onduleur, du point de vue perte est représenté par une résistance ohmique [4.26], qui correspond à la puissance d'entrée minimale ou de seuil (threshold power) qu'on trouve dans les fiches techniques des onduleurs [2.23]. La même chose pour les bobines de lissage, qui sont modélées par une inductance et une faible résistance. Pour les faibles puissances où $m_{opt} \approx 1$, un courant de seuil I_{TH} , dans le plan CC, équivalent du système de conditionnement peut être obtenu de l'équation (4.43),

$$I_{TH} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{\frac{S_{Min}}{R^2 + X^2}} \quad (4.43)$$

où

R : la résistance totale des deux éléments ;

X : l'impédance réactive de la bobine ;

S_{Min} : la puissance en VA, équivalente aux pertes dans l'onduleur et dans la bobine ; qui correspond à une puissance PV en Watt, P_{TH} donnée par :

$$P_{TH} = V_{TH} \cdot I_{TH} \quad (4.44)$$

Donc, de l'équation (2.1), où I est remplacé par I_{TH} de l'équation (4.43), et V est remplacée par V_{TH} de l'équation (4.44) où $P_{TH} = S_{Min}$, on obtient $I_{PH}(\omega)$ qui permet de calculer T_{TH} , et enfin la détermination du deuxième terme du rendement journalier du système de conditionnement.

L'une des conditions pour laquelle l'injection au réseau se fait avec un facteur unité ($FP=1$), qui peut être déduite de la figure 4.8, est donnée par l'équation (4.45) :

$$\cos \delta = \frac{V_g + I_g R}{V_{S1}} \quad (4.45)$$

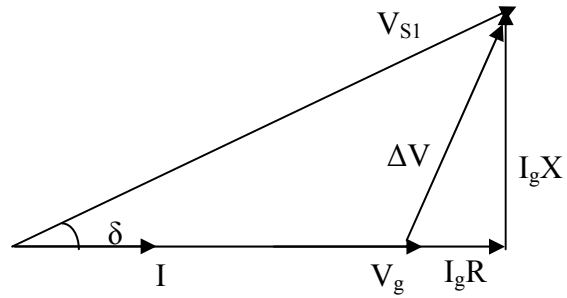


Fig. 4.8 : Diagramme de Fresnel de la maille alternative

4.3.3.4-Formulation du problème

L'utilisation du rendement énergétique journalier $\eta(t)$ comme indice d'évaluation de performance a été déjà justifié. Et cela, à cause des paramètres de conception dont il dispose.

Le problème est de trouver une loi de *contrôle optimale admissible* qui oblige le système à suivre une trajectoire optimale admissible pour un indice de performance $\eta(t)$ optimal. Alors la formulation de ce problème consiste à maximiser $\eta(t)$ désigné comme le critère d'optimisation principal ou comme fonction objective, dont le résultat de la solution associée avec $\eta_{Opt}(t)$ est un vecteur de variables $[I_{PV}(t), V_{PV}(t), V_S(t), \delta(t)]_{Opt}$, représentant les fonctions de temps des paramètres de la conception optimale, nommé loi de contrôle admissible.

$$\begin{aligned} Max. \eta(t) &= Max. \frac{En_T}{En_{MPP}} \\ &= Max. \frac{2 \int_{T_{TH}}^{T_{Midi}} [V_S(t) \cdot I_g(t) \cdot \cos \delta(t) - I_g^2(t) R] dt}{\int_{T_L}^{T_C} P_{MPP} dt} \end{aligned} \quad (4.46)$$

L'obtention de la loi de contrôle admissible nécessite la détermination des équations de contraintes portées sur le vecteur des variables, et qui doivent être satisfaites par les paramètres de ce dernier. *Les contraintes* ou les relations que doit vérifier le vecteur de variables optimales définissant la trajectoire admissible sont données par les relations suivantes :

Contraintes d'égalités :

$$\left\{ \begin{array}{l} \left[AN_S V_{th} \ln \left(\frac{N_P I_{PH} - I_{PV} + N_P I_0}{N_P I_0} \right) - I_{PV} R_S \right] I_{PV} = V_S \cdot I_g \\ \cos \delta = \frac{V_g + I_g R}{V_S} ; \end{array} \right. \quad (4.47)$$

Contraintes d'inégalités :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_S I_g \geq S_{Min} \\ T_L \leq t \leq T_C \end{array} \right. \quad (4.48)$$

où

S_{Min} est la puissance minimale en VA, équivalente aux pertes de l'onduleur et de la bobine

4.4-Problèmes d'optimisation et leurs méthodes de résolution

Le problème d'optimisation, nommé parfois problème de décision optimale, est la modélisation, en terme mathématique, d'une situation de prise de décision (choix de paramètres de conception du système). Le maximum d'informations à fournir pour un tel problème se résume dans :

- un ensemble de toutes les décisions, qui peuvent être représentées comme sous-ensembles d'un vecteur d'espace donné, avec chaque vecteur représentant une décision (contraintes) ;
- le coût correspondant à ces décisions est indiqué par une fonction à valeurs réelles (fonction objective).

On note que la présence de l'ensemble de contraintes dépend du type du problème, comme nous allons le voir.

D'après cette définition, trois problèmes de décision optimale ont été exposés, le premier concerne l'optimisation par modèle de l'angle d'inclinaison des panneaux solaires, le second fait l'ajustement de courbes, et le troisième aborde l'optimisation mathématique du modèle du système de conditionnement de puissance. Pour objectifs de conception, la discussion par simulation de ces applications est capitale. Pour cette cause, un bref rappel sur les classes d'optimisation et leurs méthodes de résolution sera exposé.

4.4.1-Classification de problèmes

Une fois un problème de décision optimale formulé, il devient un problème d'optimisation ou un *problème de programmation mathématique*, dont les algorithmes de programmation sont bien ordonnés [4.27, 4.28, 4.29].

La première classification à annoncer est déduite selon l'aspect mathématique et comportemental (linéaire ou non linéaire, statique ou dynamique) du problème à résoudre (fonction objective et contraintes), d'où on peut citer [4.28]:

- un problème de programmation linéaire (PL) traitant des entiers ou des réels est n'importe quel problème de décision dont l'aspect mathématique est linéaire, comme par exemple le premier problème déjà exposé;
- par contre, un problème de programmation non linéaire (PN) est n'importe quel problème de décision dont l'aspect mathématique est non linéaire, comme par exemple le dernier problème d'optimisation annoncé précédemment. Ce dernier peut aussi être subdivisé en deux catégories [4.27, 4.29]:
 - a) problème d'optimisation *statique* dont les variables du vecteur d'état sont indépendant du temps ;
 - b) problème d'optimisation *dynamique* où l'un au moins des variables du vecteur d'état est une fonction de temps, ce qui donne des fonctions de fonctions où des formulations fonctionnelles.

La deuxième classification à faire concerne l'existence ou l'inexistence de contraintes sur le vecteur de décision optimale du problème, ce qui donne les deux catégories suivantes :

- optimisation sans contraintes;
- optimisation embarrassée par des contraintes, par exemple les problèmes d'optimisation exposés dans ce chapitre.

Enfin, la dernière classification est faite selon la dimension du vecteur de variables d'état ; d'où on distingue :

- problème unidimensionnel possédant une seule variable de décision (d'état) ;
- problème multidimensionnel où le vecteur de variables de décision est constitué de plusieurs variables.

Suite à ces classifications, l'identification des problèmes d'optimisation développés précédemment est comme suit :

1^{er} problème : est un problème de PL multidimensionnel avec contraintes, qui traite des réels ;

2^{eme} problème : est un problème non-linéaire de courbes à ajuster dans le sens des moindres carrés ;

3^{eme} problème : est un problème de PN multidimensionnel avec contraintes ; qu'on peut classer comme étant dynamique ou statique.

4.4.2-Méthodes de résolutions

Les méthodes de résolution des trois problèmes déjà cités sont limitées aux techniques contemporaines, ou plus précisément aux techniques utilisées par des logiciels commerciaux comme le MatLab ou son clone Scilab, car l'outil de programmation qui va être utilisé dans la simulation de nos applications est le logiciel scientifique MatLab. Ce genre de techniques est basé sur des algorithmes de recherche implantés sur ordinateur, dont les données et les résultats sont présentés en valeurs numériques.

Les problèmes de la PL de moyenne ou petite taille (dimension), comme celui dont on dispose, sont généralement résolus par la technique de recherche bien connue, nommée Simplex et ces variantes. La fonction Matlab `linprog( )` emploie une méthode de projection ; qui est une modification de la méthode *Simplex* pour la programmation linéaire [4.30]. Elle trouve en

premier lieu une première solution faisable en résolvant d'abord un autre problème de programmation linéaire déduit, puis elle entame la solution du problème proposé. Pour des problèmes de dimension trois ou inférieure, *la méthode graphique* est préférée. Dans notre application les deux techniques sont envisageables, l'une pour calculer et l'autre pour confirmer les calculs.

La détermination des constantes des équations (4.21) à (4.24) par le biais des données expérimentales (entrée/sortie) fait appel à l'une des techniques des courbes ajustées (curve-fitting). Ce problème peut être résolu par la technique de minimisation des moindres carrés en utilisant la méthode de gradients conjugués préconditionnés ou la méthode de Levenberg-Marquardt. La fonction Matlab `lsqnonlin()` exploite la méthode de Levenberg-Marquardt avec recherche– en ligne [33, 32, 34]. Alternativement, une méthode de Gauss-Newton [4.34] avec recherche– en ligne peut être choisie [4.34].

Le troisième problème explore le comportement des variables du vecteur d'état dans le temps (équation (4.46)). Ce problème ressemble à un problème *d'optimisation dynamique continu dans le temps* ; mais ceci nécessite la présence, au moins, d'une dérivée de l'une des variables du vecteur d'état [4.29], ce qui n'est pas le cas ; par conséquent ce problème est de type *statique continu dans le temps* ; qu'on peut maximiser point par point dans le temps pour un point donné, déterminé par l'heure donnée. Pour une journée ensoleillée, où la variation de l'éclairement E et de la puissance sont lentes, (E constant pendant une durée de 5mn) [4.36], l'évaluation numérique des deux termes de la fonction objective (4.46) se fait comme suit :

Pour le terme donné par l'équation (4.34) :

- 1- des équations (4.37), (4.38), on calcule I_{PH} , pour un temps donné ;
- 2- ensuite I_{MPP} est calculé de l'équation (4.33) par l'une des méthodes numériques (ex. : Newton-Raphson ou Secant) ;
- 3- V_{MPP} est obtenue de l'équation (4.31) ;
- 4- Et enfin l'intégrale donnée par l'équation (4.35) est évaluée en utilisant une méthode numérique approprié (ex. : Intégration par : Trapézoïdale Composite, ou Simpson Composite) [4.37], après avoir réalisé les étapes de 1 à 3 pour tout le profil de E et T ;

On note que cette intégrale est constante pour un champ PV, et un profil de E et de T , donnés ; donc, ce terme dans l'équation de la fonction objective est pris comme une constante du point de vue optimisation. En autres termes, l'opération de la maximisation est réalisée seulement sur l'expression donnée par l'équation (4.41).

Pour le terme donné par l'équation (4.41) :

- 1- pour chaque intervalle de temps donné (ex. : $H+5mn$) où H est l'heure de l'intervalle précédent, la maximisation de l'équation de la puissance (4.41) est faite en premier lieu en utilisant une technique d'optimisation convenable ex. : 'Reflective Newton Methods' [4.35, 4.38] ou 'Sequential Quadratic Programming (SQP) method' [4.39, 4.40, 4.41], qu'on trouve disponible dans la fonction Matlab `fmincon()` ;
- 2- ensuite l'intégrale (4.41) est calculée pour chaque intervalle de temps ($H+5mn$) de la même manière que l'intégrale de l'équation (4.34).

Une fois les deux termes de la fonction objective ont été déterminés pour chaque intervalle de temps, les variables du vecteur d'état ou de contrôle optimaux et l'indice de performance optimal sont disponibles pour être analysés.

4.5-Simulation et discussion

Afin de déduire l'impact des différents paramètres sur les performances du système PV en réseau, on va discuter, par simulation, le premier et le troisième problème d'optimisation présentés auparavant.

4.5.1-Angles d'inclinaison optimaux

Le problème d'optimisation des angles d'inclinaison évoqué déjà, et défini par la fonction objective donnée par l'équation (4.8), et les contraintes principales associées, nécessitent la détermination des constantes a , b , et c ; qui sont en réalité des fonctions des facteurs aléatoires (différents éclairagements et inclinaisons). Pour calculer ces constantes d'une manière plus précise il est recommandé de faire plusieurs mesures de ces facteurs sur plusieurs années et par la suite ces constantes seront calculées d'après les *espérances mathématiques*, qui prennent en considération la fréquence de population de chaque mesure. Dans le cas de la non disponibilité de l'infrastructure nécessaire pour la réalisation de ces mesures, les données de l'Atlas Solaire de l'Algérie (ASA) [4.42, 4.43] permettent le calcul approximatif de ces constantes.

Vu le climat de la zone de Batna et le système d'exploitation prévu pour cette énergie, deux ajustements d'inclinaison peuvent aboutir à capter le maximum d'ensoleillement. Le premier concerne les *jours d'ensoleillement clair* de la période *Printemps-Eté* et la deuxième concerne la période *Automne-Hiver* dont les journées sont *d'ensoleillement moyen*. On note ici qu'il est possible de réaliser cette analyse sur n'importe quelle période de l'année (ex. : saisons, demi-saison, etc.).

En premier lieu, les paramètres E_{Gm} , E_{Ghm} , et β_m ont été calculés en effectuant la moyenne arithmétique sur les mesures mensuelles de ces paramètres, qu'on trouve dans L'ASA, ce qui a donné :

Période Printemps-Eté :

$$E_{Gm} = 682.6 \text{ W/m}^2, \quad E_{Ghm} = 573.56 \text{ W/m}^2, \quad \beta_m \leq \beta_{\text{optmin}} = 6^\circ$$

Période Automne-Hiver :

$$E_{Gm} = 385.79 \text{ W/m}^2, \quad E_{Ghm} = 399.63 \text{ W/m}^2, \quad \beta_m \leq \beta_{\text{optmax}} = 64^\circ$$

Ensuite l'ensoleillement diffus, E_{lm} et l'ensoleillement direct sont obtenus de l'équation (1.21) du chapitre 1 et de l'équation (4.49) suivante :

$$E_{Dm} = E_{Gm} - E_{lm} \quad (4.49)$$

Alors les valeurs calculées sont :

Période Printemps-Eté :

$$E_{lhm} = 104.18 \text{ W/m}^2, \quad E_{lm} = 94.58 \text{ W/m}^2, \quad E_{Dm} = 588 \text{ W/m}^2$$

Période Automne-Hiver :

$$E_{lhm} = 139.21 \text{ W/m}^2, \quad E_{lm} = 126.4 \text{ W/m}^2, \quad E_{Dm} = 259.4 \text{ W/m}^2$$

Par le biais de l'équation (4.6), et des paramètres qui viennent juste d'être calculés, on peut déterminer facilement les constantes a , b , et c de la fonction objective. Pour les deux

ajustements, et pour la réflectivité de la terre albédo ρ prise 0.25 [4.42], les formes finales des deux fonctions objectives sont :

Période Printemps-Eté :

$$Z=633.16X-46.9Y+96.48 \quad (4.50)$$

Période Automnes-Hiver :

$$Z=642.8X-32.6Y+68.2 \quad (4.51)$$

Bien sur il reste à obtenir les contraintes, qui sont déduites en se basant sur la concordance du modèle dans des applications réelles. Elles représentent un ensemble d'équations définissant *l'espace de la solution* ou *la région faisable* (gammes de sélection admissible); elles ont généralement la forme d'inégalités :

Période Printemps-Eté :

D'après l'équation (4.6) et en adoptant la correction par augmentation ; alors on a :

$$X \geq 0, \text{ et } Y \geq 0 \quad \text{pour } 0 \leq \varepsilon \leq \beta_{\text{optmax}} \text{ et } 0 < \beta_m \leq \beta_{\text{optmin}}$$

Avec $\beta_{\text{optmin}} = 6^\circ$, et $\beta_{\text{optmax}} = 40^\circ$ [4.42].

On peut déduire aussi:

$$0.766 \leq X \leq 1 \quad \text{dû à } \varepsilon = 0 \rightarrow X=1 \text{ et à } \varepsilon = \beta_{\text{optmax}} \rightarrow X=0.766$$

$$0.6946 \leq Y \leq 0.994 \quad \text{dû à } \varepsilon = 0 \rightarrow Y=0.994 \text{ et à } \varepsilon = \beta_{\text{optmax}} \rightarrow Y=0.6946$$

Ces deux dernières contraintes représentent la gamme de sélection des variables d'actions (X et Y). Pour déduire le reste des contraintes, qui vont définir la gamme admissible, il faut qu'on trace les équations (4.10) et (4.11) avec k de l'ordre de E_{Gm} et $1.4606 < L < 1.994$. On note que l'équation (4.11) est obtenue de l'addition des deux inégalités des contraintes précédentes. La Fig. 4.9a montre les deux faisceaux de droites tracés relativement à la zone de la gamme de sélection ; où la valeur du paramètre k maximisant Z est située dans la zone ABC; ce qui donne la contrainte suivante ($L= 1.86065$):

$$X+Y \geq 1.86065$$

En augmentant le paramètre L, l'expression de la dernière droite d'inégalité du faisceau 2 déduite de la Fig. 4.9b est :

$$X+Y \leq 1.986$$

Donc les contraintes précédentes représentent la gamme de sélection (ABCD), dont la solution du problème d'optimisation est certaine.

La droite du faisceau 1 située dans la gamme de sélection, dont k est maximal, est :

$$633.16X-46.94Y-585 \leq 0 \quad (4.52)$$

Finalement avec la résolution des trois équations linéaires, droites ad, bc, et ef, les coordonnées (X, Y) des vertex (e) et (f) du polygone de délimitation (abfe) maximisant la fonction objective, sont :

Vertex f:

$$X_{\text{opt}} = 0.9885, \quad Y_{\text{opt}} = 0.8721$$

D'où

$$\varepsilon_{\text{opt}} = 8.68^\circ, \quad \beta_{\text{opt}} = \beta_m + \varepsilon_{\text{opt}} = 14.68^\circ \quad \text{et} \quad Z = 681.48 \text{ W/m}^2$$

Vertex e:

$$X_{\text{opt}} = 0.9972, \quad Y_{\text{opt}} = 0.9888$$

D'où

$$\varepsilon_{\text{opt}} = 4.3^\circ, \quad \beta_{\text{opt}} = \beta_m + \varepsilon_{\text{opt}} = 10.3^\circ \quad \text{et} \quad Z = 681.48 \text{ W/m}^2$$

On constate d'après les deux corrections qu'il n'y a pas d'apport énergétique, car la condition donnée par l'équation (4.12) n'est pas satisfaite. Donc la conservation de $\beta = 6^\circ$ apportera le maximal d'énergie (682 W/m^2) dans cette période.

Période Automne-Hiver :

Par l'adoption de la correction par réduction, et en suivant la même procédure que la précédente, nous auront comme contraintes:

$$X \geq 0, \quad Y \geq 0 \quad \text{pour } 0 \leq \varepsilon \leq \beta_{\text{optmax}} \text{ et } 0 < \beta_m \leq \beta_{\text{optmax}} = 64^\circ \text{ (ASA)}$$

On peut déduire aussi:

$$0.438 \leq X \leq 1$$

$$0.438 \leq Y \leq 1$$

$$X + Y \geq 0.876$$

$$X + Y \leq 2$$

$$642.8X - 32.6Y - 615 \leq 0$$

La résolution de ce système d'équations permet l'obtention des résultats suivants :

Vertex f:

$$X_{\text{opt}} = 0.983, \quad Y_{\text{opt}} = 0.7358$$

D'où

$$\varepsilon_{\text{opt}} = 10.52^\circ, \quad \beta_{\text{opt}} = \beta_m - \varepsilon_{\text{opt}} = 53.47^\circ \quad \text{et} \quad Z = 676.2 \text{ W/m}^2$$

Vertex e:

$$X_{\text{opt}} = 0.996, \quad Y_{\text{opt}} = 0.995$$

D'où

$$\varepsilon_{\text{opt}} = 4.89^\circ, \quad \beta_{\text{opt}} = \beta_m - \varepsilon_{\text{opt}} = 59.11^\circ \quad \text{et} \quad Z = 667.73 \text{ W/m}^2$$

La correction, correspondante au vertex (f), a un apport énergétique *théorique* très important (676.2 W/m^2) ; qui est très supérieure à E_{Gm} ($=385.79 \text{ W/m}^2$), donc cette solution est rejetée, ce qui implique la conservation de l'angle $\beta=64^\circ$.

On déduit des deux applications numériques la confirmation de la condition donnée par l'équation (4.12) dans les deux cas de correction (augmentation et réduction). Cette condition est de 0.178 durant la période *Printemps-Eté*, est de 0.56 durant la période *Automnes-Hiver* ce qui confirme la précision des :

- 1- mesures de l'ASA ;
- 2- technique d'optimisation utilisée

Reste à mentionner que les angles optimaux obtenus par cette technique sont comparables à ceux du [4.44] pris en moyenne sur la période donnée.

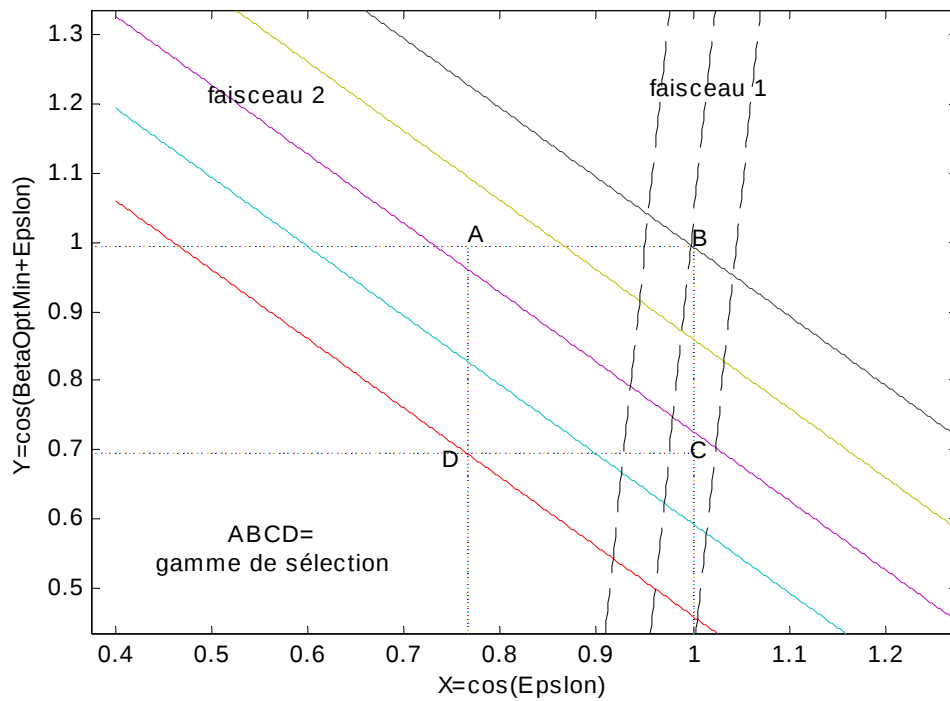


Fig. 4.9a: Graphe de déduction des contraintes en se basant sur : la gamme de sélection et les équations (4.10) et (4.11)

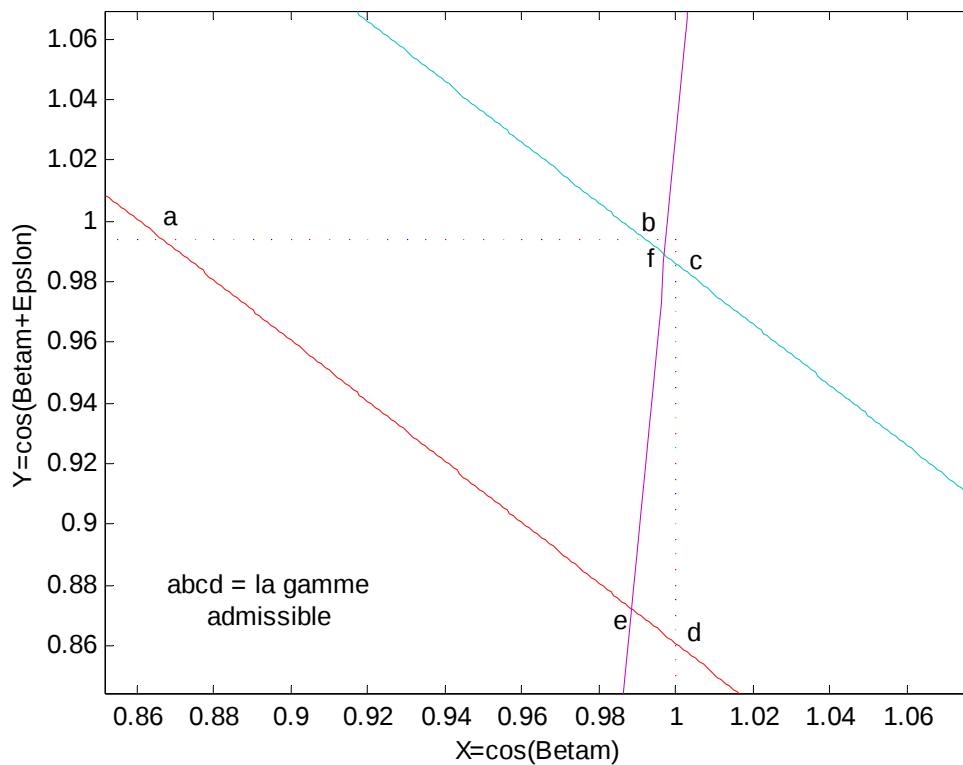


Fig. 4.9b: Graphe de la zone de la gamme admissible (abcd) et de la ligne (ef) maximisant la fonction objective Z

4.5.2-Paramètres optimaux du conditionneur de puissance

Les deux termes de l'indice de performance vont être analysés par simulation ; suivie par une évaluation par optimisation de $\eta(t)$, en utilisant un champ PV, pour une journée ensoleillée, de puissance crête de $3120W_c$ ($N_s=13$, et $N_p=2$), dont la fiche technique des module PV est donnée dans le tableau 2.1.

4.5.2.1-Analyse de l'équation d'énergie journalière maximale du GPV

L'allure de la courbe de la puissance des points MPP, obtenue des équations (4.33) et (4.32), est donnée par la figure 4.10 (la ligne continue). On remarque qu'elle a presque la forme d'une demi-sinusoïde (facteur de forme ≈ 1 avec une erreur $< 1\%$) dont l'amplitude maximale est la puissance crête du champ PV à midi, P_{cMidi} ; alors on peut l'exprimer analytiquement par :

$$P_{mpp}(t)=P_{cMidi}\sin(\omega) \quad (4.53)$$

où

$P_{cMidi} = 3120W$, qui correspond à la puissance crête du champ PV dans STC ;
 ω est l'angle horaire du soleil obtenu de l'équation (4.37).

Donc, l'obtention de l'intégrale (4.35), qui est un peu compliquée (paragraphe 4.4.2), peut se faire analytiquement sur l'équation (4.53) puis elle peut être confirmée par les fonctions utilitaires Quad() ou Quad8() de Matlab. La figure 4.10 montre la variation, par intervalle de temps, de cette énergie, et la confirmation de la valeur par les fonctions du logiciel Matlab.

Pour qu'un champ PV délivre, tout au long de la journée, son énergie maximale au réseau électrique, il faut qu'il soit soumis à une impédance Z_{mpp} fictive équivalente à :

$$Z_{mpp}(t)=\frac{V_{mpp}(t)}{I_{mpp}(t)} \quad (4.54)$$

La figure 4.11 étale la variation de Z_{mpp} , $V_{mpp}(t)$, et $I_{mpp}(t)$ en fonction du temps solaire. L'apport de ces courbes indique la loi de l'asservissement des paramètres de commande (m pour le courant et δ pour le FP de la sortie du système de conditionnement de telle sorte que le champ PV voit à sa sortie une impédance Z_{mpp} variant en permanence avec un facteur de puissance unité (équation 3.34 égale à zéro). Dans ce qui va suivre on va dévoiler les variations possibles de ces paramètres de commande et la corrélation entre eux.

Le calcul de T_{TH} de l'intégrale donnée par (4.43) exige le dimensionnement de l'onduleur. Pour une puissance crête de $3120W$ et pour un système de conditionnement de puissance mené d'un onduleur central, on trouve un tas d'onduleurs qui peuvent satisfaire cette configuration. Si on choisit par exemple le Sunny Boy SWR, dont la fiche technique est donnée dans l'annexe A de ce chapitre ; alors S_{Min} peut être prise :

$$S_{Min}=7+S_{minb}$$

Si on prend les pertes dans la bobine de lissage et le reste des éléments de la maille alternative, S_{minb} , égaux à $3W$, alors $S_{Min}=10W$; et pour une impédance Z de la maille, dont $R=0.3\Omega$, et $L=9mH$, alors de l'équation (4.43) on obtient $I_{TH}=1.5729A$; qui est presque équivalent à $200W/m^2$ d'ensoleillement (éclairage à 6^H et 45^{MN}) ; ce qui se concorde avec les mesures pratiques [4.44, 4.45]. Alors de l'équation (4.44), $V_{TH}=6.36V$.

Pour $T = \text{constante}$ (25°C) et par l'utilisation des expressions pour le courant de court circuit, la tension du circuit ouvert, et le courant inverse de saturation développés dans le chapitre 2, ainsi que l'équation (2.1) pour I_{phTH} , on peut obtenir:

$$\begin{aligned} I_{\text{scTH}} &= 1.5694\text{A}; \\ V_{\text{ocTH}} &= 507.9547\text{V}; \\ I_{0\text{TH}} &= 4.0291\text{e-}008\text{A}. \\ I_{\text{phTH}} &= 1.5729\text{A}. \end{aligned}$$

On observe que $I_{\text{phTh}} \approx I_{\text{scTh}}$; ce qui confirme la supposition du chapitre 2 (paragraphe 2.2.2.1). Et enfin on peut déduire la valeur de T_{TH} de l'équation (4.42) :

$$T_{\text{TH}} = 6.7963^{\text{H}} \quad (= 6^{\text{H}} \text{ et } 48^{\text{MN}}).$$

Le tracé de l'équation (4.45), qui est donné par la figure 4.11, permet de spécifier les valeurs des deux paramètres de commande ($m = \frac{\sqrt{2}V_s}{V_{\text{PV}}}$ et δ), deux à deux, qui approuvent le critère de transfert de puissance vers le réseau (eq. (3.3)) ; à titre d'exemple quand $m=0.80$, et $\delta=0.1\text{rad}$ pas de transfert d'énergie ; par contre si $\delta \geq 0.25\text{rad}$, il est préférable d'avoir $m < 0.76$, sauf si cela correspond à un indice m du point MPP. Tous cela va invoquer la question suivante : *Quelles sont les valeurs de la paire (m, δ) , tout au long de la journée, qui permettent le transfert de l'énergie maximale (des points MPP) disponible aux bores du champ PV?* La réponse à cette question est dans ce qui va suivre.

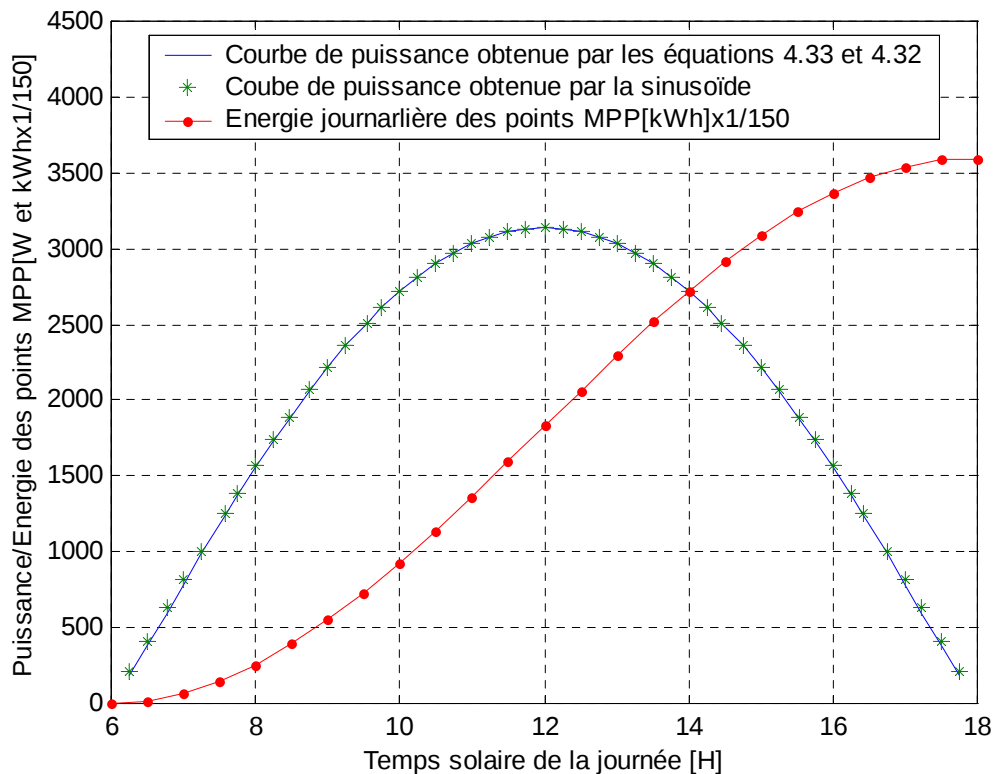


Fig.4.10: L'allure des courbes de la puissance et de l'énergie journalière des points MPP

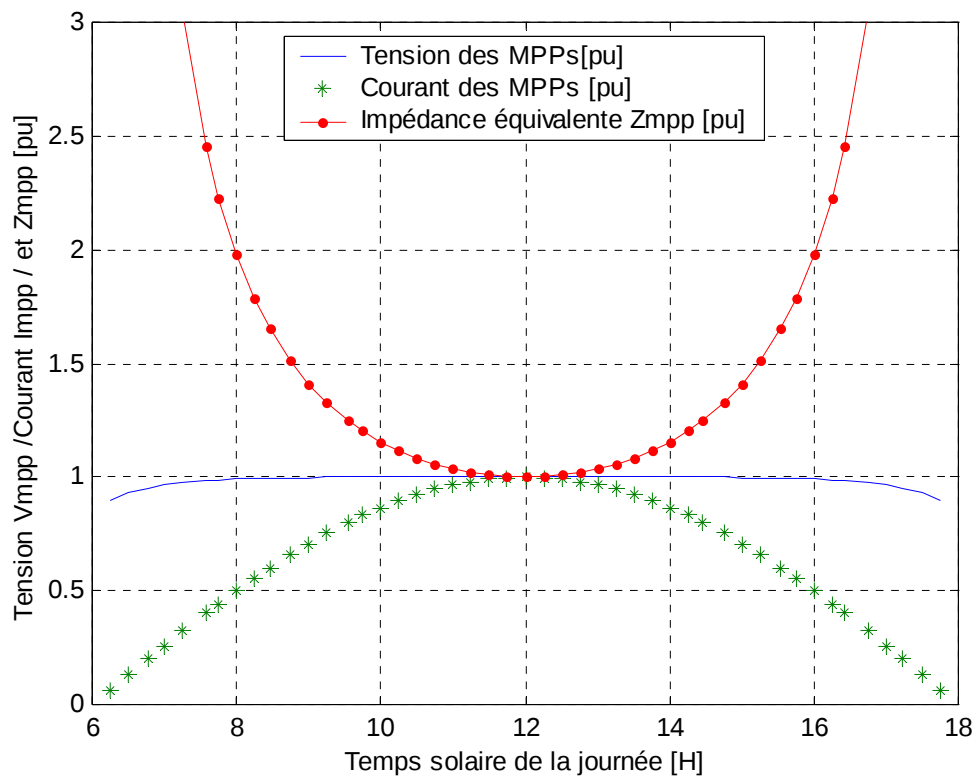


Fig. 4.10: Variations de V_{mpp} , I_{mpp} , et Z_{mpp} équivalente en fonction du temps solaire

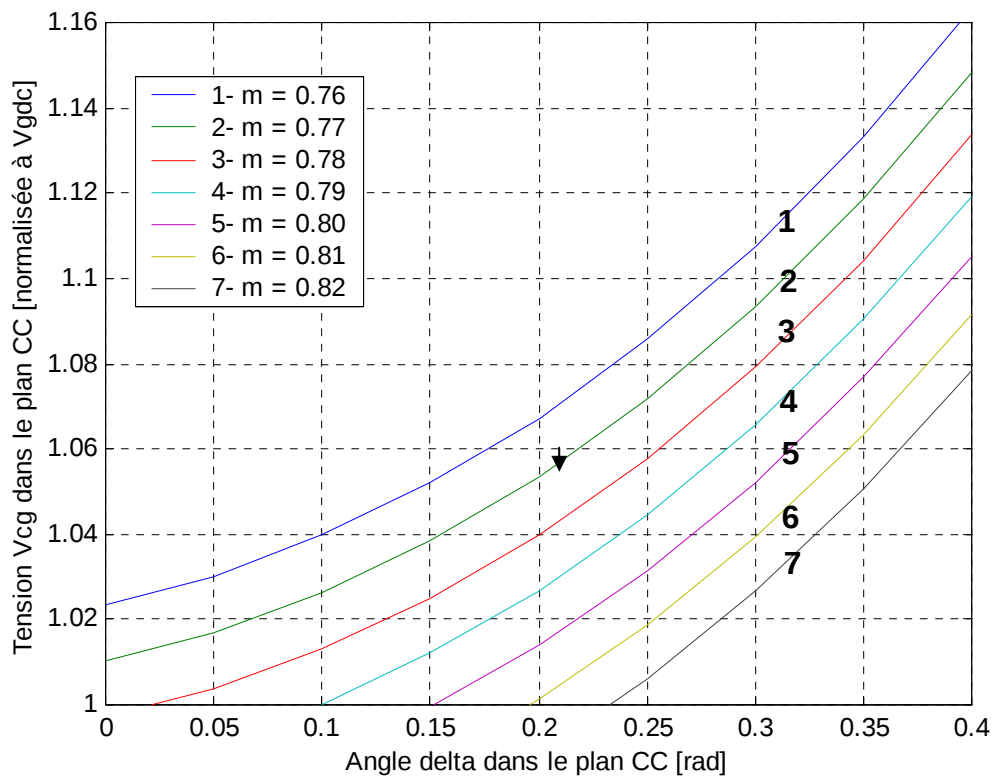


Fig. 4.11: Variation de la tension de sortie de l'onduleur en fonction de l'angle de phase δ avec m comme paramètre

4.5.2.2 Analyse de l'optimisation du système de conditionnement

En suivant la méthodologie d'évaluation de l'optimisation décrite dans le paragraphe 4.4.2, on s'aperçoit que cette optimisation ne cherche par une valeur maximale de l'équation (4.41) en terme mathématique, où la dérivée de cette équation est égale à zéro ; mais elle cherche à déplacer la courbe d'intersection entre la surface de l'équation de la charge (V_{cg} , I_{cg} , et $\cos(\delta)$) et celle de la caractéristique du champ PV, notée par I_{pv} - V_{pv} -E (Fig. 4.12), tel que $\eta(t)$ soit maximal. On note que la courbe d'intersection obtenue de l'optimisation *peut être* celle des points MPP. Vu qu'il y'a deux courbes d'intersection de ces deux surfaces (très proches), donc les valeurs initiales du vecteur d'état doivent être au voisinage de la courbe voulue (celle proche des MPP). Et par conséquent, les valeurs initiales du vecteur d'état (I_{pv} , $V_{pv}(t)$, $V_s(t)$, $\delta(t)$), calculées selon les courants et les tensions de la courbe I_{mpp} - V_{mpp} -E pour le champ PV précédent, et par l'utilisation des équations (3.36) et (4.45) transférées vers le plan CC, sont obtenues par un programme écrit en Matlab, qui est très compliqué à cause des équations à résoudre (quatre équations non-linéaires multi-variables) et deux plans (CA et CC) de positionnement et de traitement des paramètres. Les résultats de ce programme (vecteur d'état) sont présentés dans l'annexe B de ce chapitre.

L'utilisation de la fonction utilitaire *Fmincon* de Matlab a permis d'obtenir les résultats suivants :

Le vecteur des puissances optimales P_{gopt} injectées au réseau pendant toute la journée, est donné par le tracé de la figure 4.13 (ligne continue); où on observe qu'elle possède une forme d'une demi-sinusoïde dont l'amplitude est la puissance injectée au réseau à midi ; donc l'équation (4.53) est valable aussi pour la représentation de cette puissance (indiquée par * sur la figure 4.13) avec une erreur inférieure à 1% ; surtout aux éclairissements moyens et forts.

La figure 4.14 montre la relation entre les puissances/Energies générées (MPP) et celles injectées au réseau, où on observe une différence entre les quantités de même genres, qui est dues aux pertes prises en considération dans la maille alternative (pertes par effets Joules de la maille CA). On note que ces écarts s'élargissent avec le surcroît de l'impédance de la maille alternative par des 'éléments parasites', comme : les points de soudure, les fils de connections, et même par le mauvais choix des bobines de lissage et de transformateur; ce qui aurait des conséquences directes sur l'abaissement du rendement optimal (voir le chapitre 5).

De la figure 4.15, on peut tirer les conclusions suivantes :

- 1- pour une journée ensoleillée, le rendement, qui est supérieur à 96%, ne dépend que de la loi de commande et des éléments de conditionnement (bobines de lissage et du transformateur, etc.) ;
- 2- l'extraction de l'énergie maximale est possible avec une loi de commande du système de conditionnement de puissance intrinsèque ; qui permet de rendre Z_{opt} égale à Z_{mpp} ;
- 3- la loi obtenue de cette optimisation (indice m optimal $\rightarrow$ référence V_s , et Delta optimal $\rightarrow$ référence I_g) est faisable et possible à réaliser ;
- 4- afin d'améliorer la qualité de l'énergie extraite du GPV et injectée au réseau, cette loi de commande, pour un VSI dont la technique MLI et de type SHE ; peut être exploitée pour éliminer les harmoniques d'ordres 3, 5, 7, et 9 ; où plus (selon le compromis qualité/complexité souhaité) (voir chapitre 5).

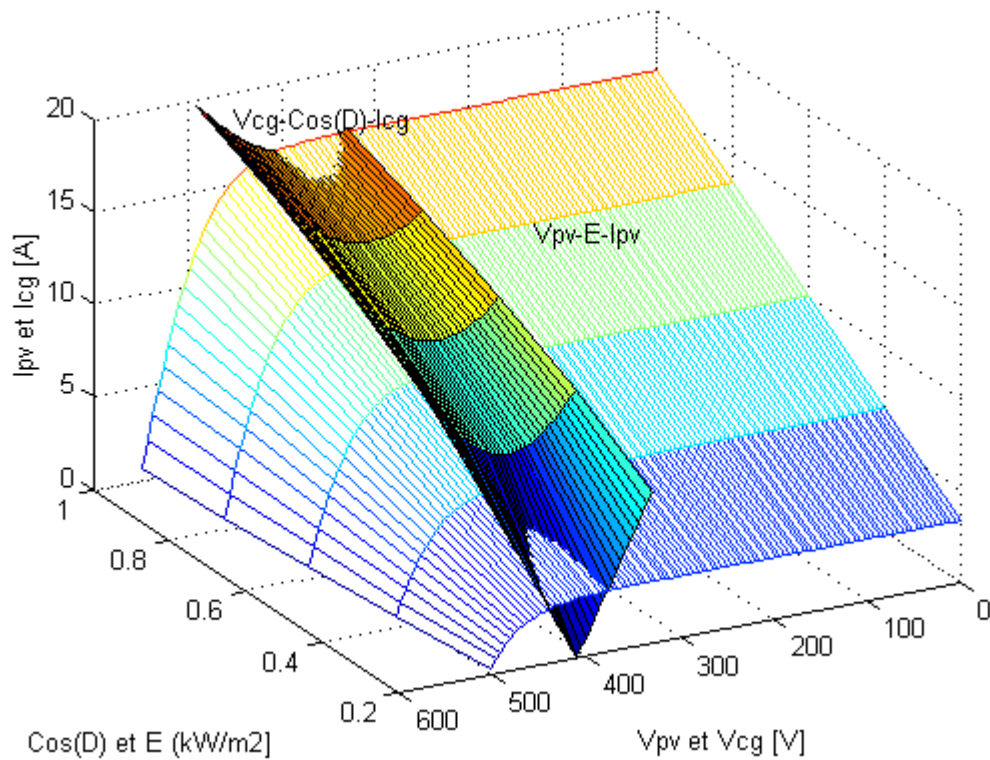


Fig. 4.12: Relation, en 3D, entre la surface $V_{pv}-E-I_{pv}$ du champ PV, et la surface $V_{cg}-\cos(D)-I_{cg}$ de la charge

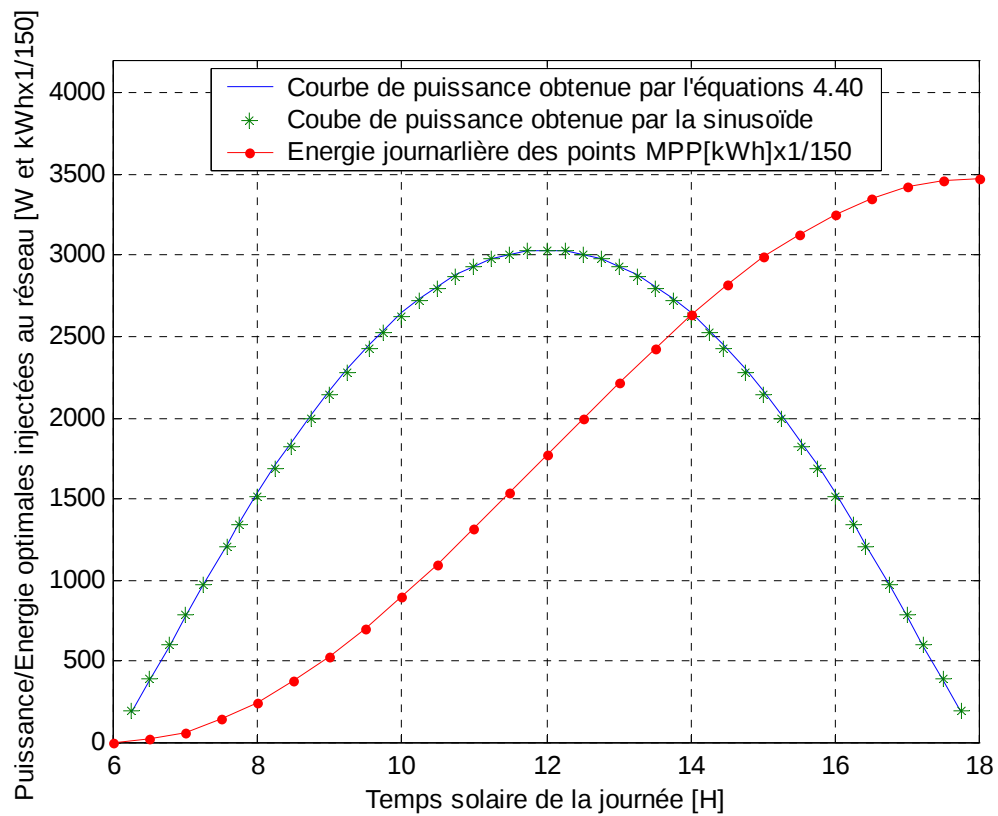


Fig.4.13: L'allure des courbes de la puissance et de l'énergie journalière optimales injectées au réseau

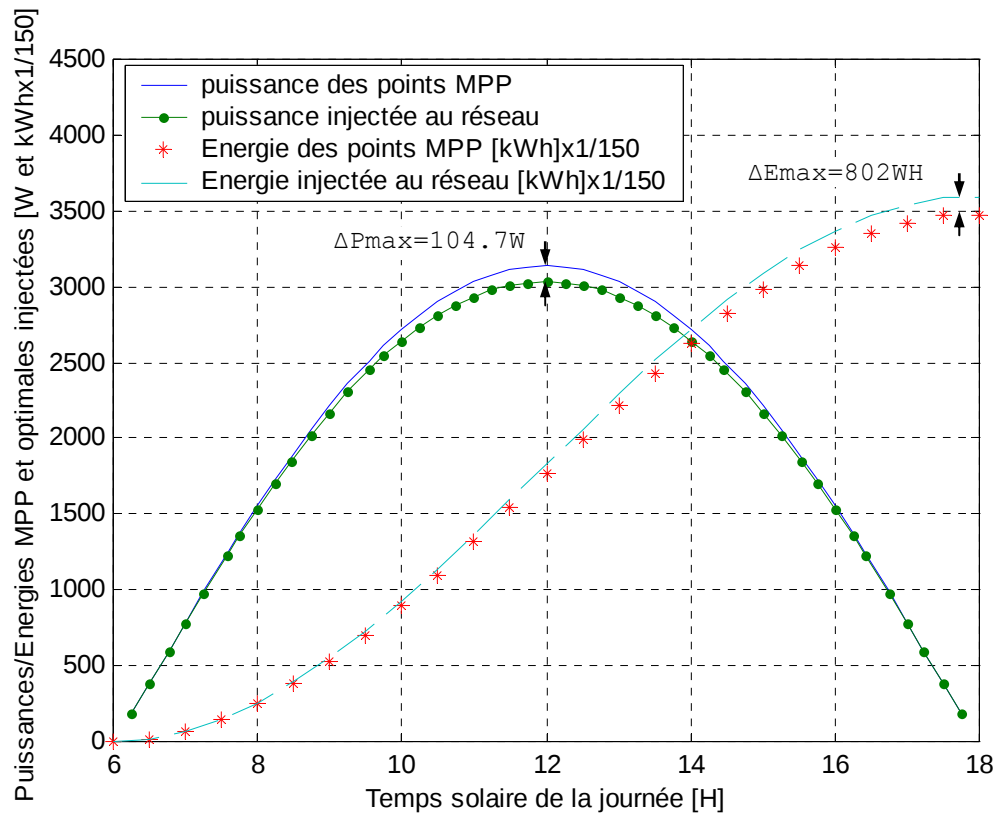


Fig. 4.14: Puissances/énergies des points MPP et injectées au réseau électrique

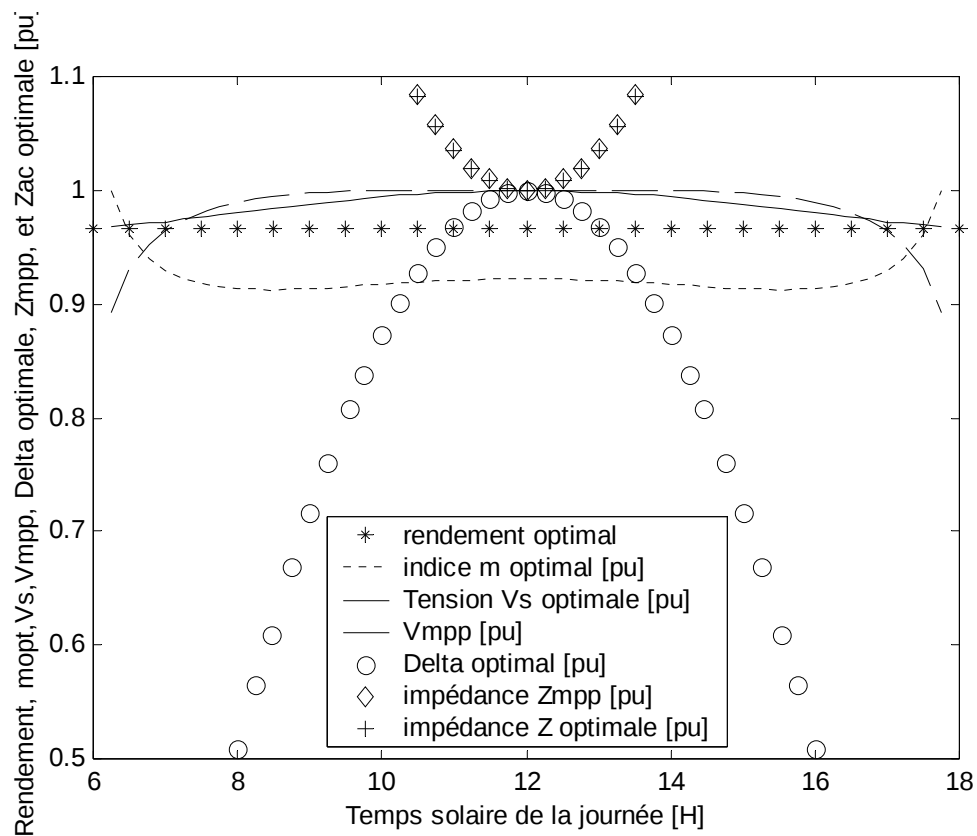


Fig. 4.15: Résultats d'optimisation → variations des paramètres optimaux en fonction du temps solaire

4.6-Conclusion

Pour identifier les fonctions qui peuvent être optimisées, on a exposé la structure fonctionnelle de la chaîne PV en réseau ; où trois d'entre elles (Héliostat, MPPT, et système de conditionnement de puissance UCP) ont été découvert.

L'ajustement des angles du collecteur PV, par un Héliostat par exemple, a illustré un apport énergétique très important (jusqu'à 40%), surtout si l'ajustement est permanent durant l'année. Une application d'optimisation par modèle (mathématique et statistique) d'ajustement d'angle d'inclinaison a permis de vérifier la technique utilisée et les mesures de l'ASA [4.44].

Pour la méthode directe d'MPPT appelée parfois méthode d'incrémentation de la conductance, on a confirmé la nécessité de l'identification des paramètres des modèles (I_{SC} , V_{OC} , I_0 , R_s , A etc..) de la cellule solaire, et cela afin de localiser, d'une manière exacte, les points de puissance maximale (MPP). Des modèles mathématiques très représentatifs ont été exposés par déduction ; malgré la non vérification de ces modèles (faute de matériels) symbolisent une contribution pour la recherche et pour la mise en application.

La partie 'troublante' des trois problèmes d'optimisation de la conception de systèmes PV en réseau est localisée dans l'unité de conditionnement de puissance (UCP). Une approche mathématique d'étude de performance, en utilisant des techniques d'optimisation non linéaires, a été proposée, dont l'objectif est d'optimiser un indice de performances très représentatif au système UCP. Le processus d'optimisation a permis la détermination des paramètres optimaux des différents éléments de la chaîne. Cela a contribué :

- 1- à la compréhension du fonctionnement de chaque sous système ;
- 2- au dévoilement des complexités des modèles développés et ;
- 3- à la détermination des lois de commande optimales.

En fin, une méthodologie d'optimisation, par laquelle on a pu évaluer les performances des systèmes PV en réseau (impact des paramètres), a été développée. Cette méthodologie a fourni un outil utile pour optimiser les différents paramètres de la chaîne (*Héliostat, MPP, UCP, et Réseau*) : paramètres des deux commandes (rapprochée et principale). Par l'utilisation de cet outil on a prouvé que la puissance maximale peut être extraite à partir du Héliostat (du générateur PV) et être transférée au réseau électrique avec des lois de commande faisable et facile à mettre en application. La discussion de la qualité de l'énergie, le coût associé, etc., est reportée au chapitre 5 ; où on va surmonter, par transformation et simplification, la complexité de l'outil mathématique déjà développé.

4.7-Bibliographie

- [4.01] MSs/PgDip,' Grid Connected Photovoltaic in Buildings', Energy System and the environment Group Project'1999, Dept. of Mechanical Eng., The University of Strathclyde in Glasgow, UK,12/04/1999.
- [4.02] W. Maranda, et al. ,' Optimisation of the Master-slave Inverter System for Grid-Connected Photovoltaic Plants', Elsevier, Energy Conversion Vol. 39, (12), pp.1239-1246, 1998.
- [4.03] L. Keller, et P. Affloter,' Optimizing the Panel Area of a Photovoltaic System in Relation to the Static Inverter- Practical Results', Elsevier, Solar Energy Vol. 55, (1), pp.1-7, 1995.
- [4.04] R. Kaiser, et al., ' New Concepts for System Design and Operation Control of Photovoltaic Systems', Proc. 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, June 1997.

- [4.05] M. Haddadi,' Commande de l'Orientation Optimale d'un Générateur Solaire', Journées d'Etudes Techniques et de Valeurisation sur l'Energie Solaire, Ena, Alger 23-30 Juin 1996.
- [4.06] G. Stapleton, et al,' Photovoltaic Systems: Home Design for Lifestyle and Future', site Web.: www.greenhouse.gov.au/yourhome/technical/pdf/fs47.pdf, (15/07/06).
- [4.07] R. Perez, et S. Coleman,' PV Module Angles', Home Pwer#36, August /September 1993, Site Web. : www.guerrilla.net/reference/power_systems/solar/pvangles.pdf , (15/07/06).
- [4.08] D. Farman, et al.,'A 1-Year, Side-by-Side, Comparison of: Static, 1-Axis Tracking, and V-Trough mirror-Assisted Grid-Connected PV Modules in a Desert Environment', 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion May 11-18 , 2003, Osaka Japan, pp: 2190-2193, 2003.
- [4.09] C. R. Landau,' Optimum Orientation of Solar Panels', Site Web. (visité le 15/07/06): <http://www.macslab.com/optosolar.html>, 2002.
- [4.10] HKU,' Module Angle of Solar Panels', université de Hong Kong, site Web (visité le 16/07/04): www.arch.hku.hk/research/BEER/Angle.htm, 2003.
- [4.11] G. Gogilia, et al.,' Statistical-Mathematical Model Optimizing Photovoltaic Array Inclination', IEEE, Telecommunication Energy Conference, INTELEC'92, pp.294-299, 1992.
- [4.12] S. Reveliotis,' Introduction to Linear Programming and the Simplex Algorithm', Site Web (visité le 20/04/2006) :www.isye.gatech.edu/~spyros/LP/LP.html, 2000.
- [4.13] C. Hua, et C. Shen,' Study of Maximum Power Tracking Techniques and Control of DC/DC Converters for Photovoltaic Power System', Power Electronics Specialists Conference PESC'98 Record, 29th Annual IEEE, 17-22 May 1998 Vol.1, pp.86-93 1998.
- [4.14] N. Veissid, et al.,' The I-V Silicon Solar Cell Characteristic Parameters Temperature Dependence , an Experimental Study using the Standard Deviation Method', Proc. of the 10th European Photovoltaic Solar Energy Conf., Lisbon, Portugal, pp.43-47, 1991.
- [4.15] J. A. Gow, et C. D. Manning ,“ Development of a Model for Photovoltaic array for use in Simulation Studies of Solar Energy Conversion Systems”, Proceedings of Power Electronics and Variable Speed Drives , Nottingham University U.K, pp.69-74, 23-25th September 1996.
- [4.22] M. Jantsch, et al.' Measurement of PV Maximum Power Point Tracking Performance', 14th European Photovoltaic Solar Energy Conf. and Exhibition, 30 June- 4 July 1997, 6 pages, Barcelona, Spain, Site Web (visité le 16/06/2006): www.ecn.nl/docs/library/report/1997/rx97040.pdf

- [4.23] W. Bower, et C. Whitaker, ' Certification of Photovoltaic Inverters : The Initial step Toward PV System Certification', Photovoltaic Specialists Conf., 2002, Conf. Record of the Twenty-Ninth IEEE, 19-24 may 2002, pp.1406-1409, 2002.
- [4.24] K. Y. khouzam, et P. P. Groumpos, ' A Non-Linear Optimization Approach to the Load Matching of Stand-Alone PV Power Systems', PESC'88 Record of IEEE, pp.1298-1303, 1988.
- [4.25] K. Y. khouzam, ' Optimum Load Matching in Direct-Coupled Photovoltaic Power Systems- Application to Resistive Loads', IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 5, No. 2, pp.265-271, 1990.
- [4.26] N. M. Chivelet, et al.' Analysis and Modelling of DC/AC Inverter with Resistive and Inductive Loads for Stand-Alone PV Systems', 12th European Photovoltaic Solar Energy Conf., pp.1631- 1634, Amsterdam 11-15 April 1994.
- [4.27] P. P. Varaiya, ' Lecture Notes on Optimization', Université de la Californie à Berkeley, Septembre, 1998.
- [4.28] J. L. Kuester, et J. H. Mize, ' Optimization Techniques with Fortran', McGraw-Hill inc., 1973.
- [4.29] T. Terlaky, ' Algorithms for Continuous Optimization', manuscript 4TE3/6TE3, Université de McMaster, Hamilton, 2003.
- [4.30] G. B. Dantzig, et al., "Generalized Simplex Method for Minimizing a Linear from Under Linear Inequality Constraints," Pacific Journal Math. Vol. 5, pp. 183-195, 1955.
- [4.31] Levenberg, K., "A Method for the Solution of Certain Problems in Least Squares," Quarterly Applied Math. 2, pp. 164-168, 1944.
- [4.32] Marquardt, D., "An Algorithm for Least-squares Estimation of Nonlinear Parameters," *SIAM J. Applied Math.* Vol. 11, pp. 431-441, 1963.
- [4.33] Moré, J.J., "The Levenberg-Marquardt Algorithm: Implementation and Theory," Numerical Analysis, ed. G. A. Watson, Lecture Notes in Mathematics 630, Springer Verlag, pp. 105-116, 1977.
- [4.34] Dennis, J.E., Jr., "Nonlinear Least Squares," *State of the Art in Numerical Analysis*, ed. D. Jacobs, Academic Press, pp. 269-312, 1977.
- [4.35] M. Mokhtari, et A. Mesbah, ' Apprendre et Maîtrise MATLAB', Springer, 1997.
- [4.36] Coleman, T.F. and Y. Li, "On the Convergence of Reflective Newton Methods for Large-Scale Nonlinear Minimization Subject to Bounds," Mathematical Programming, Vol. 67, Number 2, pp. 189-224, 1994.
- [4.37] Mathews John H., ' Numerical Methods for Mathematics, Science, and Engineering', Deuxième Edition Prentice Hall, Inc., 1992.

- [4.38] Coleman, T.F. and Y. Li, "An Interior, Trust Region Approach for Nonlinear Minimization Subject to Bounds," SIAM Journal on Optimization, Vol. 6, pp. 418-445, 1996.
- [4.39] Han, S.P., "A Globally Convergent Method for Nonlinear Programming," *Journal of Optimization Theory and Applications*, Vol. 22, p. 297, 1977.
- [4.40] P. M.J.D.owell, "The Convergence of Variable Metric Methods For Nonlinearly Constrained Optimization Calculations," Nonlinear Programming 3, (O.L. Mangasarian, R.R. Meyer, and S.M. Robinson, eds.) Academic Press, 1978.
- [4.41] Powell, M.J.D., "A Fast Algorithm for Nonlinear Constrained Optimization Calculations," Numerical Analysis, ed. G.A. Watson, Lecture Notes in Mathematics, Springer Verlag, Vol. 630, 1978.
- [4.42] Capderou M., 'Atlas Solaire de l'Algérie Tome 2: Aspect Energétique', OPU, EPAU, 1985.
- [4.43] Abete A., et al.' A Simulation Procedure to Predict the Monthly Energy Supplied by Grid Connected PV systems', IEEE, 3rd Conf. on Photovoltaic Energy Conversion, May 11-18, 2003, Osaka, Japan, pp:2447-2430, 2003.
- [4.44] Capderou M., 'Atlas Solaire de l'Algérie Tome 1: Aspect Energétique', OPU, EPAU, 1985
- [4.45] Liao Leo C.K and Lee-Ching Kuo,' Power Generation Mechanism of a Grid-Connected Photovoltaic System', in: PESC'00 Record of 28th IEEE, pp1671-1674, 2000.

4.8 Annexes

A) Caractéristiques de l'onduleur SWR 5000 :

Le dimensionnement de l'onduleur par PVSYST pour une configuration classique (centrale) et pour une puissance de crête de 3120W, où un seul onduleur est utilisé, a donné un inverseur de type SMA, Sunny Boy SWR 5000 ; dont les caractéristiques sont :

Tension de fonctionnement minimale	120V
Tension de fonctionnement maximale	750V
Puissance d'entrée de seuil	7W
Puissance de sortie nominale	4.6kW _{ac}
Tension de sortie nominale	230V
Rendement maximal	95%

B) Valeurs initiales du vecteur d'état (I_{pv} , V_{pv} , V_s , et δ)

$V_{pv}=V_{mpp0}=[394.8176 \quad 411.5262 \quad 421.3370 \quad 426.5354 \quad 430.7142 \quad 434.3884 \quad 435.7346$
 $437.5973 \quad 439.0354 \quad 439.7865 \quad 440.3981 \quad 440.9631 \quad 441.3179 \quad 441.6830 \quad 442.0395$
 $441.8941 \quad 442.1613 \quad 442.3022 \quad 442.3244 \quad 442.2340 \quad 442.0357 \quad 442.2867 \quad 441.8827$
 $441.9324 \quad]$.

$I_{pv}=I_{mpp0}=[0.4626 \ 0.9261 \ 1.4201 \ 1.8394 \ 2.2847 \ 2.8438 \ 3.1458 \ 3.5546 \ 3.9479 \ 4.2639 \ 4.6875$
 $5.0259 \ 5.3434 \ 5.6838 \ 5.9038 \ 6.1519 \ 6.3673 \ 6.5566 \ 6.7192 \ 6.8547 \ 6.9626 \ 7.0337$
 $7.0853 \ 7.0996].$

$V_{s0}= [220.1404 \ 220.4979 \ 220.8740 \ 221.2207 \ 221.6890 \ 222.2237 \ 222.5228 \ 222.9658$
 $223.4071 \ 223.7749 \ 224.2771 \ 224.6924 \ 225.0962 \ 225.5461 \ 225.8430 \ 226.1688$
 $226.4686 \ 226.7376 \ 226.9768 \ 227.1668 \ 227.2264 \ 227.4172 \ 227.4722 \ 227.4963].$

$\delta_0=[0.010639596 \ .02216832620549 \ .0347377638 \ .04544810834 \ .056625357 \ .0707141236$
 $.07809974 \ .0884967697 \ .09829558 \ .10609253599 \ .1162672653 \ .1243128382$
 $.131852272819 \ .139954645222229 \ .14514432885696 \ .1507054188712 \ .155706565751549$
 $.1601048926 \ .163949162444738 \ .16695840918 \ .16789477352 \ .17086882 \ .1717189$
 $.1720916037355].$

Remarques :

1- les valeurs V_{mpp} et I_{mpp} sont calculées pour le vecteur du temps solaire, en heures, suivant :

$Ha=[6.25 \ 6.5 \ 6.7691 \ 7 \ 7.25 \ 7.5719 \ 7.75 \ 8 \ 8.25 \ 8.4580 \ 8.75 \ 9 \ 9.25 \ 9.5420 \ 9.75 \ 10 \ 10.25$
 $10.5 \ 10.75 \ 11 \ 11.25 \ 11.5 \ 11.75 \ 12];$

2- I_{mpp} et V_{mpp} sont obtenus par la résolution des équations (4.37), (4.38) et (4.33) ;

3- les valeurs de V_{s0} et de δ_0 sont obtenues des équations (3.40) et (4.45) transférées dans le plan CC.

Chapitre 5

Développement d'une Méthodologie d'Aide à la Compréhension et à la Conception des Systèmes Photovoltaïques Couplés aux Réseaux Electriques

5.1-Introduction

Suite aux technologies comparativement chères, employées pour la production d'électricité par le PV, la recherche en vers la réduction du prix est devenue essentielle. Le développement d'une méthodologie d'aide à la conception permettant de réduire le temps (time is money) du planning (planification et dimensionnement), ou d'augmenter le rendement d'énergie par l'identification/prédiction des paramètres optimaux, ou par la réduction des effets négatifs des éléments parasites des systèmes PV peut, sans doute, aboutir à des résultats de diminution de prix.

Du 1^{er} chapitre, l'issue conceptuel principal qu'on a visé est le développement d'une méthodologie de conception basée sur des modèles *performants, simples, et fiables*, qui peuvent être exploités dans la mise en œuvre des chaînes PV résidentielles en réseau caractérisées par un coût réduit. Les modèles classiques développés pour le système de conditionnement de puissance dans le chapitre 3 ont débouché sur des inconvénients, comme la complexité (couplage, CC/CA) et la limite en nombre, d'expressions par rapport aux paramètres en jeux. La méthode proposée dans le chapitre 4, optimisation par modèle, a apporté une solution performante malgré ses embarras mathématiques. Donc, ce qu'on peut retenir de ça, c'est que des modèles simples et fiables (testés) de l'élément clef de la chaîne, le système de conditionnement, sont indispensables. Ces modèles permettent, enfin de compte, de bâtir une méthodologie systématique (comme celle des systèmes PV autonomes [5.01, 5.02]) d'aide à la conception des systèmes PV résidentiels en réseau.

Malheureusement, peu d'auteurs ont abordé profondément ce sujet. Peut être ceci est vu comme étant un souci des fabricants, qui développent leurs propres techniques par expérience. Dans [5.03, 5.04] tous les modèles sont développés vers l'analyse de la stabilité des systèmes basés sur l'électronique de puissance, alors que dans [5.05], des modèles couplés classiques sont déduits pour la maille alternative (côté CA), afin d'être mise en application sur des circuits à base d'un microcontrôleur. Le [3.46] a suggéré un ensemble d'expressions découplées dans la maille continue (côté CC) pour le courant de sortie de l'onduleur et l'angle de phase de la tension de sortie de ce dernier par rapport à la tension du réseau; mais ces expressions sont inextricables et ont besoins de plus de précision.

Dans ce chapitre un ensemble d'équations découplées, prolongées et relativement simples, approprié à l'optimisation de systèmes dans les côtés CC et CA, sont développées et testées. Le déplacement de ces expressions mathématiques entre les côtés CA et CC est systématisé en employant des techniques de transformation directe. L'efficacité de ces expressions découplées et prolongées, apparaît dans les procédures de la conception de systèmes optimaux, prédiction de performance de systèmes, évaluation, et dans la vérification de systèmes [5.07]. Ces expressions mathématiques avec les techniques de transformation associées sont validées par des calculs numériques et par des résultats expérimentaux obtenus à partir des [3.46, 5.07]. Pour montrer l'efficacité de la méthodologie et des expressions développées, et ainsi que pour confirmer les résultats obtenus à la fin du chapitre 4, une étude, par simulation, d'un d'impact de paramètres sur les performances du système est effectuée; suivie d'une discussion d'un cas énergétique optimal.

5.2-Bilan de puissances

5.2.1-Maille alternative

Prenons la modalité de raccordement la moins chère, avec laquelle l'injection concerne seulement le surplus de la production, où il n'y a pas de modification sur l'installation du demandeur. Dans ce cas là, et d'après les écoulements de puissances possibles, la maille alternative peut avoir plusieurs configurations fonctionnelles; mais les configurations les plus

probables sont schématisées par les fig. 5.1a et 5.1b. Le bilan de puissances peut être décrit comme suit :

De la Fig. 5.1a où la puissance active demandée par la charge P_C est plus grande que la puissance active à la sortie de l'onduleur, les relations entre les composants de la puissance du réseau (P_R et Q_R) et des autres constituants (onduleur et charge) sont:

$$P_C = P_I + P_R \quad (5.1)$$

$$Q_C = Q_R \quad (5.2)$$

De la Fig. 5.1b, où la puissance active demandée par la charge P_C est plus petite que la puissance active à la sortie de l'onduleur ; les expressions précédentes s'écrivent:

$$P_C = P_I - P_S \quad (5.3)$$

$$Q_C = Q_R \quad (5.4)$$

A noter que la puissance réactive consommée dans l'ensemble des éléments de la maille alternative Q_f , qui est très petite par rapport à la puissance active P_I , est supposée alimentée par la puissance active maximale (apparente) de la sortie de l'onduleur (S), qui est à l'origine demandée par la charge et imposée par les conditions climatiques.

Avant de terminer cette analyse, on va évoquer l'effet négatif introduit par la liaison d'une source PV au réseau électrique sur le facteur de puissance de la charge vu par le réseau électrique. D'après les diagrammes de phase des deux configurations (Fig. 5.1a et 1b), on observe bien que l'augmentation de la contribution du PV fait croître l'angle Φ_2 , ce qui diminue le facteur de puissance (FP) vu par le réseau électrique; par contre celui vu par l'onduleur est augmenté par la diminution de l'angle Φ_1 . C'est pourquoi l'approvisionnement avec une source d'énergie de qualité nécessite l'emploi d'un compensateur parallèle [1.49], ou juste un petit système de batteries [3.09].

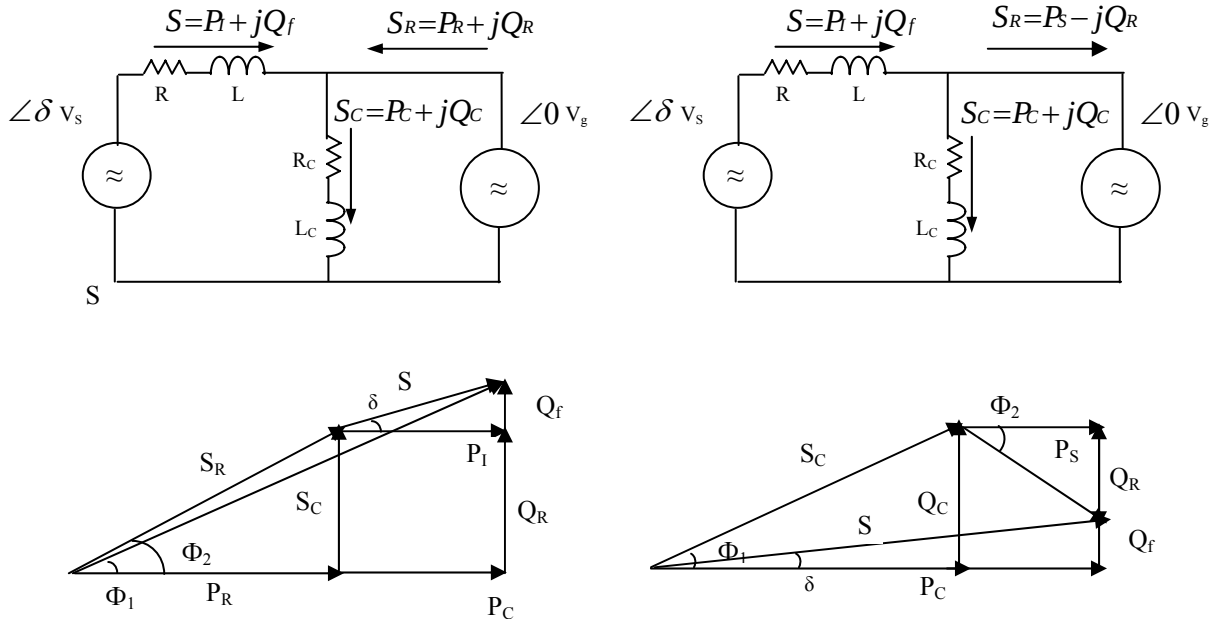


Fig.5.1a: Ecoulement de puissances et leur diagramme de phase

Fig.5.1b: Ecoulement de puissances et leur diagramme de phase

5.2.2-Contre-réaction en maille continue

Supposons que la fréquence de commutation (f_s) des interrupteurs est très haute et que des filtres LC existent à l'entrée (et à la sortie de l'onduleur), une estimation simple mais fiable des paramètres de la maille continue peut être trouvée [5.06]. A noter que, quand la fréquence f_s approche l'infini, les composants des filtres LC sont si petits qu'ils peuvent être ignorés dans l'analyse (pas de stockage d'énergie). D'après ces hypothèses, et à l'aide des fig. 5.2a et 5.2b, la tension (fondamentale) et le courant (fondamentale) à la sortie de l'onduleur peuvent être exprimés par:

$$i_g(t) = I_{gm} \sin(\omega t) \quad (5.6)$$

$$v_s(t) = V_{sm} \sin(\omega t + \delta) \quad (5.7)$$

où I_{gm} V_{sm} sont les amplitudes maximales de la tension et du courant à la sortie de l'onduleur

Puisque l'onduleur ne possède pas des éléments de stockage, bobine ou condensateur, alors la puissance instantanée d'entrée d'onduleur égale à la puissance instantanée de sortie de ce dernier (cas idéal); ce qui permet d'écrire :

$$i_d(t) \times V_d = i_g(t) \times v_s(t) \quad (5.8)$$

où V_d est la tension continue, supposée constante, à l'entrée de l'onduleur.

Par la substitution des équations (5.6) et (6.7) dans l'équation (5.8), on aura :

$$i_d(t) = \frac{V_{sm} I_{gm}}{V_d} \sin(\omega t) \sin(\omega t + \delta) \quad (5.9)$$

Par l'application de la règle trigonométrique suivante : $\sin(a) \sin(b) = \frac{1}{2} (\cos(a-b) - \cos(a+b))$, on obtient :

$$i_d(t) = \frac{V_{sm} I_{gm}}{2V_d} \cos(\delta) - \frac{V_{sm} I_{gm}}{2V_d} \cos(2\omega t + \delta) \quad (5.10)$$

Equation (5.10) peut être écrite en utilisant les valeurs efficaces comme suit :

$$i_d(t) = \frac{V_s I_g}{V_d} \cos(\delta) - \frac{V_s I_g}{V_d} \cos(2\omega t + \delta) \quad (5.11)$$

On constate de l'équation (5.11), que le courant $i_d(t)$ est constitué de deux courants ; celui du premier terme, indépendant du temps, qui est le responsable sur le transfert de la puissance vers le côté CA ; et le deuxième terme ; qui est fonction du temps avec une fréquence double à celle du réseau ; qui représente la contre-réaction de la maille alternative dans les onduleurs MLI sinusoïdaux bipolaires seulement. Il est dû aux courants de la charge (quand T1 et T2 ou T3 et T4 sont éteints : fig5.2a) qui sont forcés par l'inductance L pour circuler de nouveau dans la source CC. Par contre, pour un onduleur commuté en MLI sinusoïdale (SPWM) unipolaire, le courant du condensateur de lissage de tension n'inclut pas l'écoulement de courant renversé de nouveau dans le côté CC, car deux interrupteurs supérieurs ou inférieurs sont fermés simultanément ; et pendant plusieurs fois, le courant de la charge circule par une diode et un interrupteur (transistor), enlevant les impulsions des courants négatives d'entrées à l'onduleur, ceci représente une avantage pour ce type de commande d'onduleurs.

L'obtention du courant généré par le champ PV, I_d ou I_{pv} est devenu purement mathématique ; où la prise de la valeur moyenne de l'équation (5.11), donne:

$$I_d = \frac{V_s I_g}{V_d} \cos \delta$$

ou

$$V_d I_d = V_s I_g \cos \delta \quad (5.12)$$

Mais malheureusement ce résultat n'a pas indiqué l'origine de la puissance réactive Q_f , est-ce qu'elle est due au champ PV ou au réseau électrique (incluant le filtre de la sortie de l'onduleur). Pour se renseigner de cette origine, les valeurs complexes du courant et de la tension, côté CA vont être utilisées associées avec le principe de la conservation de l'énergie entre les deux côtés CC et CA.

De la figure 5.2b on a :

$$\vec{I}_g = I_g \cos \delta + j I_g \sin \delta \quad (5.13)$$

Le vecteur de la puissance apparente $\vec{S}$ en utilisant V_s comme tension de référence est :

$$\vec{S} = \vec{V}_s \vec{I}_g = V_s I_g \cos \delta + j V_s I_g \sin \delta \quad (5.16)$$

La puissance apparente (active maximale) $|\vec{S}|$ est :

$$\|\vec{S}\| = \sqrt{P_{dc}^2 + Q_f^2} \quad (5.17)$$

où

$$P_{ac} = V_s I_g \cos \delta \quad \text{et} \quad Q_f = V_s I_g \sin \delta$$

En appliquant le principe de la conservation d'énergie entre le côté CC et le côté CA on aura :

$$P_{dc} = \|\vec{S}\| \quad (5.18)$$

et

$$V_d I_d = \sqrt{(V_s I_g \cos \delta)^2 + (V_s I_g \sin \delta)^2}$$

ou bien

$$V_{pv} I_{pv} \approx V_s I_g \quad (5.19)$$

Les résultats qu'on peut obtenir de l'exploration des deux mailles (CC et CA) peuvent être résumés dans :

- l'équation (5.12) est valable si la puissance réactive Q_f des éléments du conditionneur de puissance est fournie par le réseau ou négligée ; dans ce cas seulement la puissance CC délivrée par le champ PV égale à la puissance active ($P_{ac} = V_s I_g \cos \delta$) demandée à la sortie de l'onduleur ;
- dans le cas où Q_f est fournie par le champ PV, en échange avec les condensateurs du système de conditionnement (les deux filtres), la conservation de l'énergie est donnée par l'équation (5.19).

Il est très raisonnable d'arriver à la conclusion donnée par l'équation (5.19), car elle indique seulement le principe de la conservation de l'énergie (théorème de Boucherot), où la puissance fournie par le champ PV doit être égale à la puissance apparente (active maximale) $S (=V_s I_g)$ de la maille CA. On note que l'équation (5.19) réunît avec d'autres équations vont être exploitées pour développer une technique de transformation d'équations entre les deux mailles (CC et CA).

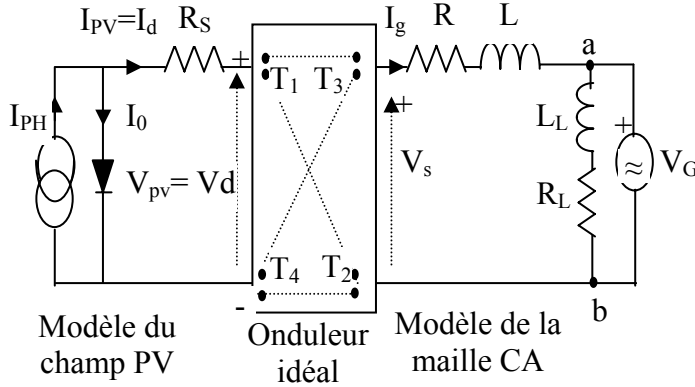


Fig.5.2a: Circuit équivalent d'un system PV en réseau électrique

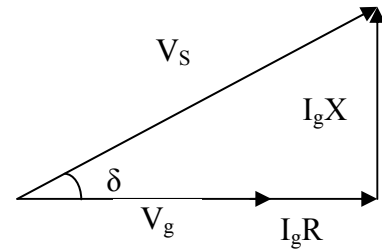


Fig.5.2b: Diagramme de phase

5.3-Techniques de transformation

Déplacement des équations, qu'on va nommer transformation, entre les mailles CC et CA, qui est nécessaire dans la conception, l'évaluation et dans la vérification de tel système, exige une simple et systématique technique. La clef de cette transformation est de trouver des facteurs permettant la transition dans les deux directions. Le facteur de transformation signifie un paramètre qui peut aider à transférer les quantités (courant, tension, résistance, etc..) entre les côtés CA et CC. En tenant compte des hypothèses précédentes, et en utilisant le théorème de Boucherot, les expressions suivantes sont justifiées:

$$P_{pv}=S \quad \text{ou} \quad P_{pv}=P_{ac} \quad \text{si } Q_f \text{ est négligé ou fournie par le réseau ;} \quad (5.20)$$

En outre, les tensions d'entrée et de sortie (fondamentale) des onduleurs monophasés commandés en MLI sont reliées par l'indice de modulation d'amplitude (m). Aussi, le courant I_g du côté CA peut être obtenu en fonction de I_{pv} du côté CC en remplaçant V_s par son équivalent donné par l'équation (3.4) dans l'équation (5.19) ; l'expression du courant I_g , tout en négligeant Q_f ou sera supposée fournie par le réseau, est donnée par [5.08] :

$$I_g = \frac{\sqrt{2}}{m} I_{pv} \quad \text{ou} \quad I_g = \frac{\sqrt{2}}{m} \cos(\delta) I_{pv} \quad (5.21)$$

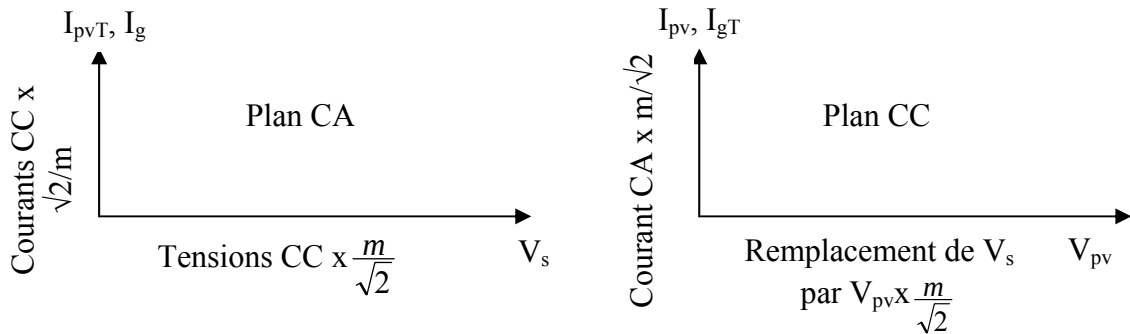
Si on suppose maintenant que l'approvisionnement de Q_f par le champ PV, voyant l'ordre de l'erreur dans I_g pour un angle de phase journalier maximal $\delta_{\max}$ de 0.1721 rad qui correspond à $\cos(\delta_{\max}) (=0.9852)$:

$\Delta I_g = |1 - \cos \delta| \cdot 100 = 1.48\%$; cette erreur est minime, alors le $\cos(\delta)$ est arrondi à 1 dans le reste du travail.

Selon les équations (3.4) et (5.21), l'onduleur agit comme un transformateur abaisseur, avec un rapport de transformation de tension de $\frac{m}{\sqrt{2}}$, alors le tableau 5.1 donne les facteurs de transformation nécessaires, et la fig. 5.3 montre cette transformation sur des axes dans les deux plans, où l'index T indique que le paramètre est transféré dans ce plan. L'obtention des puissances dans l'un des plans est une question de multiplication des courants transférés (I_{pvT} ou I_{gT}) par les tensions correspondantes (V_s ou V_{pv}).

Tableau 5.1: Facteurs de transformation entre les plans CA et CC

Transformation	Vers le côté CA			Vers le côté CC		
	Courants (I_{ph} , I_{sc} , et I_0)	Tensions (V_{oc} , V_{th})	Résistance R_s	Courant I_g	Tension V_s	R, X, Z, δ
multiplicateur	$\frac{\sqrt{2}}{m}$	$\frac{m}{\sqrt{2}}$	$\frac{m^2}{2}$	$\frac{m}{\sqrt{2}}$	Remplacée par $\frac{m}{\sqrt{2}}V_{pv}$	Sont en valeurs CA

Fig.5.3: Axes et valeurs de transformation entre les plans
CA et CC

5.4-Transformation d'expressions entre plans

En appliquant la technique de transformation, les équations transférées entre plans des courants et de δ peuvent être déduites comme suit :

5.4.1-Transformation CC → CA

Pour certains raisons d'étude, comme travailler sur les caractéristiques I-V ou P-V dans le plan CC, la seule équation à transférer vers le plan CA est celle du courant du champ PV (équation 2.1). Ceci est transféré par le biais de la figure 5.3, où les courants CC sont projetés vers le plan CA en utilisant le facteur de multiplication approprié, alors que la tension V_{pv} est remplacée par sa correspondante tension CA, déduite de l'équation (3.4). Ainsi, l'expression de I_{pv} transféré vers le côté CA est:

$$I_{pvT} = I_{phT} - I_{0T} \left\{ \exp \left(\frac{V_{pvT} + \frac{m^2}{2} R_s I_{pvT}}{A V_{thT}} \right) - 1 \right\} \quad (5.22)$$

A noter que l'équation (5.22) doit vérifier les quatre points de la caractéristique I-V du champ PV (I_{sc} , V_{oc} , I_{mpp} , et V_{mpp}) dans toutes les conditions climatiques.

5.4.2-Transformation CA→CC

La même procédure est suivie en faisant la transformation des équations du côté CA au côté CC. Les caractéristiques fonctionnelles de la charge sont aussi définies dans les plans I-V ou P-V, et cela pour faire face à des caractéristiques du champ PV. Les transformations des équations (3.28) et (4.45) sont réalisées comme suit:

En travaillant sur l'équation (3.29), V_s est remplacée par son équivalent obtenu de l'équation (3.4), puis le tout est multiplié par le facteur de transformation approprié (tableau 5.1), on aura :

$$I_{gT} = \frac{m}{Z\sqrt{2}} \sqrt{\frac{m^2}{2} V_{pv}^2 + V_g^2 - \frac{m}{\sqrt{2}} V_{pv} V_g \cos \delta}$$

Après quelques arrangements on obtient l'équation suivante :

$$I_{gT} = \frac{m}{2Z} \sqrt{m^2 V_{pv}^2 + 2V_g^2 - 2\sqrt{2} V_{pv} V_g \cos \delta} \quad (5.23)$$

L'équation (5.23) est semblable à l'équation (3.38). Les valeurs des paramètres V_g , Z , et δ sont ceux du plan CA.

L'équation (4.45) est transférée vers le côté CC, en remplaçant seulement V_s par son équivalent obtenu de l'équation (3.4), et I_g par I_{gT} , ce qui donne :

$$\delta = \cos^{-1} \left(\frac{\sqrt{2}(V_g + I_{gT} \cdot R)}{m V_{pv}} \right) \quad (5.24)$$

Les remarques à acquérir de ces deux dernières équations sont:

- les équations sont couplées ;
- les équations sont formées par un 'mélange' de paramètres (variables) CA et CC ;
- l'équation (5.23) est irrationnelle, définie dans un interval donné.

D'après ces remarques, il apparaît l'importance de trouver un ensemble d'équations modifiées (découplées) pour traiter les problèmes de couplage (irrationnelle) donnant des régions *d'effondrement* et d'inversement ainsi que permettant de récupérer et d'injecter le minimum de puissance générée et de choisir le rapport de transformation du transformateur approprié.

5.5-Développement des expressions découplées (prolongées)

A la recherche des remèdes aux problèmes précédents, on a trouvé dans [5.07] un ensemble d'expressions découplées dans la maille continue (côté CC) pour le courant de sortie de l'onduleur et l'angle de phase de la tension de sortie de ce dernier par rapport à la tension du réseau; mais après étude et vérification, ces expressions ont montré leurs inextricables et leurs besoins de plus de précision.

Nos travaux, menés dans ce sens, ont donné en plus de la solution exacte du découplage d'équations, les solutions exactes et simples aux problèmes de puissance injecté minimale, et à la sélection du rapport du transformateur correspondant, ainsi que la solution au problème de la région d'effondrement.

5.5.1-Développement analytique

Tout d'abord, le courant I_g est habituellement injecté au réseau avec un facteur de puissance unité, qui n'est pas avantage comme on a vu. Le critère pour cette condition obtenu de l'annulation de l'équation (3.34), à la forme :

$$V_g = V_s \left(\cos \delta - \frac{R}{X} \sin \delta \right) \quad (5.25)$$

Les équations (3.29) et (4.45) représentent un système des équations non-linéaires, dans lesquelles I_g et δ sont deux inconnus. Il y a plusieurs méthodes pour les traiter ; comme l'utilisation de la méthode célèbre de Newton-Raphson et ou d'utiliser des fonctions utilitaires, comme ceux trouvées dans les outils d'optimisation de Matlab. La chose observée en employant de telles techniques numériques, est la non stabilité des solutions, particulièrement dans les intervalles étroits, comme ceux des points de puissance maximale (MPP) ou de δ . Ainsi, il est préférable de déduire une expression pour chaque paramètre inconnu qui mène aux calculs stables. Ces équations sont appelées: le système découplé. Le développement de ce système est comme suit :

La mise au carré de l'équation (3.29), et le remplacement de $\cos(\delta)$ par l'équation (4.45) donnent :

$$I_g^2 Z^2 = V_s^2 + V_g^2 - 2V_s V_g \left(\frac{V_g + I_g R}{V_s} \right) \quad (5.26)$$

L'arrangement de l'équation (5.26) donne aussi:

$$Z^2 I_g + 2R V_g I_g - (V_s^2 - V_g^2) = 0 \quad (5.27)$$

Cette équation est de deuxième ordre dont l'inconnu est I_g . Elle a deux racines qu'on détermine comme suit :

$$\Delta = B^2 - 4AC$$

où

$$A = Z^2, \quad B = 2R V_g, \quad \text{et} \quad C = -(V_s^2 - V_g^2)$$

$$\text{Alors} \quad \Delta = 4[R^2 V_g^2 + Z^2 (V_s^2 - V_g^2)]$$

La forme paramétrique des deux racines est donnée par :

$$I_{g1} = \frac{-B + \sqrt{\Delta}}{2A} \quad \text{et} \quad I_{g2} = \frac{-B - \sqrt{\Delta}}{2A}$$

Après plusieurs arrangements, les deux racines du courant I_g sont :

$$I_{g1} = \frac{1}{Z^2} \sqrt{R^2 + X^2 \left(1 - \frac{V_g^2}{V_s^2}\right)} \cdot V_s - \frac{RV_g}{Z^2} \quad (5.28)$$

et

$$I_{g2} = -\frac{1}{Z^2} \sqrt{R^2 + X^2 \left(1 - \frac{V_g^2}{V_s^2}\right)} \cdot V_s - \frac{RV_g}{Z^2} \quad (\text{Effondrement}) \quad (5.29)$$

On sait du chapitre 3, que le critères d'inter-échange d'énergie, donné dans le paragraphe 3.4.1, exige $V_s \geq V_g$; alors la 'fonction onduleur', où le courant $I_g \geq 0$, est satisfait seulement par la première racine I_{g1} . Par conséquent, la courbe de la charge (LC) découplée dans le côté CA est représentée par l'équation (5.28), qui est une fonction de R , X (impédance inductive de la maille CA), V_g , et de V_s . Elle convient à beaucoup de tâches tel que l'étude de l'impact des trois premiers paramètres sur le comportement du système.

Quand on veut faire apparaître l'angle de commande de puissance δ comme paramètre dans l'expression du courant I_g , l'équation (5.25) est substituée dans l'équation (5.28) ; ce qui donne l'équation (5.30),

$$I_g = \frac{1}{Z^2} \sqrt{R^2(1 - \sin^2 \delta) + X^2(1 - \cos^2 \delta) + 2RX \sin \delta \cos \delta} \cdot V_s - \frac{R}{Z^2} (\cos \delta - \frac{R}{X} \sin \delta) \cdot V_s \quad (5.30)$$

Les équations (5.28) et (5.30) conviennent pour effectuer beaucoup d'études (dimensionnement de système, évaluation des performances, conception, etc.), particulièrement l'analyse de l'impact de différents paramètres sur le comportement de système, qui semble être meilleur du côté CA que dans le côté CC.; là où l'équation (5.22) est employée aussi. De cette façon tous les paramètres côté CA sont étudiés dans le plan CA y compris l'index de modulation m .

A noter que les équations (5.28) et (5.30) expriment la même caractéristique, qui est celle du point de fonctionnement de la charge (LC), mais du point de vu paramètres ou allures, elles sont totalement différentes ; seulement à un point de fonctionnement donné sous des paramètres bien définis, elles donnent la même valeur (même point de fonctionnement).

L'équation découplée de δ dans le plan CA est obtenue par la substitution de l'équation (5.28) dans l'équation (5.24) ; où son expression finale est donnée par :

$$\delta = \cos^{-1} \left[\frac{X^2 V_g}{Z^2 V_s} + \frac{R}{Z^2} \sqrt{R^2 + X^2 \left(1 - \frac{V_g^2}{V_s^2}\right)} \right] \quad (5.31)$$

5.5.2-Transformation des expressions prolongées

Pour dimensionner le champ PV et les éléments du conditionneur de puissance côté CC, aussi bien que d'étudier les effets climatiques sur les performances du système, il est commode que les équations (5.28), (5.30) et (5.31) soient transférées côté CC. Pour ce faire, la technique de transformation donnée par la Fig. 5.4 est exploitée.

L'équation de la courbe de charge (LC) dans le côté CC sans δ , est déduite en appliquant la technique de transformation sur l'équation (5.28), la forme obtenue est :

$$I_{gT} = \frac{m^2}{2Z^2} \sqrt{R^2 + X^2 \left(1 - \frac{2V_g^2}{m^2 V_{PV}^2}\right)} \cdot V_{PV} - \frac{mR}{Z^2 \sqrt{2}} \cdot V_g \quad (5.32)$$

Equation du LC avec le paramètre δ et sans le paramètre V_g , est acquise de l'équation (5.30), par la même technique de transformation.

$$I_{gx} = \frac{m^2}{2Z^2} \sqrt{R^2(1 - \sin^2 \delta) + X^2(1 - \cos^2 \delta) + 2RX \sin \delta \cos \delta} \cdot V_{PV} - \frac{m^2 R}{2Z^2} (\cos \delta - \frac{R}{X} \sin \delta) \cdot V_{PV} \quad (5.33)$$

L'expression transférée de l'angle de phase de la tension de sortie de l'onduleur δ est déduite en remplaçant V_s par son expression équivalente donnée dans le tableau 5.1 ; ainsi,

$$\delta_T = \cos^{-1} \left[\frac{X^2}{Z^2} \frac{\sqrt{2} \cdot V_g}{m V_{PV}} + \frac{R}{Z^2} \sqrt{R^2 + X^2 \cdot \left(1 - 2 \frac{V_g^2}{m^2 V_{PV}^2}\right)} \right] \quad (5.34)$$

Comparant les équations (5.32), (5.33) et (5.34) à ceux déduites dans la référence [5.07], nous pouvons dire que les équations (5.32), (5.33) et (5.34) sont:

- analytiquement plus précises (démonstrables);
- relativement simple et;
- monotone, ce qui élimine la partie de la caractéristique d'effondrement ;
- peuvent être adaptées pour une commande en ligne.

5.6-Vérification des modèles prolongés

5.6.1-Critères de vérification

Les expressions découplées et transférées, qu'on a juste développé, appelées expressions prolongées, doivent être vérifiées par calcul (analytique) et par expérimentation. Les conditions de référence principales exigées à satisfaire sont:

- la satisfaction du principe de la conservation d'énergie;
- approbation des modèles classiques;
- accord avec les résultats expérimentaux.

Une demande de puissance active maximale de 3kW, qui peut alimenter tous les types de maisons (maisons résidentielles efficaces de puissance basse, grande, et moyenne), est choisie en premier lieu, pour la vérification des expressions CC. Le champ PV convenable à cette demande maximale est de 3.112kW_c; configuré comme: deux branches ($N_p = 2$) en parallèles ; chaque branche est constituée de 13 modules en série ($N_s = 13$). Ce champ est connecté à une chaîne d'onduleurs (topologie d'un ou deux onduleurs); ce qui en principe satisfait l'approche suivie dans cette vérification. Tandis que, la vérification expérimentale est effectuée en employant une puissance injectée de 2.8kW et les résultats extraits du [5.07], réalisée pour valider la technique de courbe de charge (LC) dans la prédiction des performances.

La procédure de vérification est effectuée comme suit:

- a) Les expressions CC, sont vérifiées par calcul dans les plans CC et CA, en prenant en considération le suivant:
 - l'emploi d'un champ PV dont $P_{PV} = 3.112kW_c$, sous les conditions climatiques normalisées ($1000W/m^2$ et $T_{ref} = 25^\circ C$) ; interconnecté au réseau dont la tension $V_g = 220V$;
 - les modules du champ PV utilisés sont de type Solarex MSX-120 (Annexe) ;
 - le rapport m de modulation est pris égal à 0.78;
 - la vérification est faite en comparant les résultats obtenus par les expressions prolongées à ceux des modèles classiques.
- b) Vérification analytique et expérimentale des expressions prolongées CA dans les plans CA et CC, en prenant en considération ce qui suit:

- la puissance injectée P_I est supposée égale à $2.8kW_c$, avec $V_g=220V$;
- l'impédance Z est constante ; elle est composée de $R=0.3\Omega$ et de $X=2.8274\Omega$;
- l'index de modulation m est pris égal à 0.78 ;
- la vérification analytique est faite en comparant les résultats obtenus par les modèles prolongés à ceux des classiques ;
- la vérification par expérimentation est faite en comparant les résultats obtenus par les modèles prolongés à ceux des modèles et des résultats expérimentaux du [5.07].

5.6.2-Vérification analytique

5.6.2.1-Expression CC transférée

Sous les conditions STC, la puissance disponible maximale du champ PV, et la tension et le courant correspondants sont :

$$P_{mpp} = 31122W, V_{mpp} = 444.6V, \text{ et } I_{mpp} = 7A;$$

En utilisant les facteurs de transfert définis dans le tableau 5.1, le courant I_{mppT} et la tension V_{mppT} transférés sont:

$$I_{mppT} = 12.69A;$$

$$V_{mppT} = 245.22V.$$

La vérification de l'expression prolongée du courant CC, en utilisant l'équation (5.22), avec $V_s = 245.22V$, est faite par la résolution de l'équation (5.22) en utilisant une méthode numérique convenable. Le courant du MPP transféré obtenu par ce calcul est:

$$I_{mppC} = 12.857A.$$

On remarque de ce résultat, que l'erreur dans l'expression du courant transféré au plan CA est de l'ordre de 1.32%. Elle peut être due à la méthode numérique utilisée (les fonctions utilitaires 'solve' et 'fsolve' du Matlab), comme elle peut être due aussi du modèle 'd'une-diode' préposé. Néanmoins la conservation d'énergie est satisfaite avec la même erreur. Par conséquent l'expression du courant CC transférée est confirmée.

5.6.2.2-Expressions prolongées CA et CC

Il y a deux ensembles d'expressions à vérifier; le premier ensemble concerne les expressions découplées développées pour le plan CA., alors que le deuxième ensemble concerne les équations transférées dans le plan CC.

a) Vérification des expressions découplées CA

La vérification est faite en employant les données suivantes:

$$P_I = 2800W, V_g = 220V, R=0.3\Omega, L=9mH, m = 0.78, \text{ and } V_s = 226.693V$$

Les résultats du tableau 5.2 confirment l'exactitude analytique des équations (5.28), (5.30) et (5.31).

Tableau 5.2 : Résultats des équations couplées et prolongées

Equations	Résultats	Commentaires
(3.28)	$I_g = 12.7373A$	Résultats du modèle couplé classique
(4.45)	$\delta = 9.1415^\circ$	
(5.29) (équation découplée)	$I_g = 12.7371A$	Egal à P_I / V_g pour un facteur de puiss. unité
(5.30) (équation découplée)	$I_g(\delta) = 12.7372A$	Ce qui est égal au résultat de l'équation (5,28)
(5.31) (équation découplée)	$\delta = 9.1414$	Qui est le même résultat que celui de (4,45)

b) Vérification des expressions prolongées CC

Les expressions prolongées CC à examiner sont les expressions données par les équations (5.32), (5.33) et (5.34). Ainsi, les résultats des équations (3.28) et (4.45) devraient être transférés au côté CC en employant les facteurs du tableau 5.1. Donc, il y a une comparaison à faire. A noter que la valeur en CA du V_s doit être aussi bien transférée.

Comparant les résultats, donnés dans le tableau 5.3, des expressions prolongées à celui des valeurs CC prises comme référence, dans le côté de CC, nous pouvons annoncer la vérification des équations (5.32), (5.33), et (5.34).

Tableau 5.3: Valeurs de référence CC et les résultats
des expressions prolongées dans le côté de CC

Equations	Résultats	Commentaires
(3.4)	$V_{sCC} = 411.0158V$	Valeurs de réf. du côté CC (modèle classique)
(5.21)	$I_{gCC} = 7.0252A$	
(5.32)	$I_{gT} = 7.0198A$	Résultats des expressions prolongées dans le côté CC (modèle prolongé)
(5.33)	$\delta = 9.1414^\circ$	
(5.34)	$I_{gT}(\delta) = 7.0253A$	

Comme remarque finale au sujet des expressions prolongées, le principe de la conservation d'énergie est confirmé pour toutes les expressions, quelque soit leurs plans (CC ou CA). Par conséquent, elles peuvent être prises comme références pour vérifier d'autres expressions analogues (par exemple : vérification des résultats d'optimisation par modèle, du système de conditionnement de puissance, obtenus dans le chapitre 4).

5.6.3-Vérification expérimentale

Dans le [5.07], une expérience a été effectuée pour valider l'efficacité d'une expression annoncée de la courbe de la charge (LC), qui est tout à fait différente des expressions prolongées qui viennent juste d'être développées. Pour la validation des expressions prolongées, les données expérimentales suivantes sont employées :

- Pour la vérification de I_{gCC} , on a utilisé les données expérimentales suivantes :
 $P_{CC} = 46.9W$; $V_{CC} = 28.6V$; $P_I = 44.2W$,
 $V_g = 16V$; $R = 0.3\Omega$; $L = 9mH$, et $m = 0.9$;
- Pour la vérification de δ , on a utilisé les données expérimentales suivantes :
 $V_s = 30.2V$; $\delta = 37^\circ$; $V_{CC} = 47.5V$, et $m = 0.63$.

Les résultats de nos expressions prolongées, notifiés par : (5.28), (5.32), (5.33) et (5.34), comparée aux données analogues expérimentales sont donnés dans le tableau 5.4. On peut observer que la précision des résultats obtenus (d'un point de vue pratique) dans ce travail est satisfaisante (erreur < 4%).

Tableau 5.4: les résultats du modèle prolongé comparés aux résultats expérimentaux

Côté	Expérience et équations	Résultats	Commentaires
CA	Expérience	$I_{gCA} = 4.40A$	Vérification de (5.28)
	éq. (5.28)	$I_{gCA} = 4.3999A$	
	éq. (4) du [5.07]	$I_{gCA} = 2.04A$	Résultat imprécis
CC	Expérience	$I_{gCC} = 1.6399A$	Erreur <<< 4%
	éq. (5.32)	$I_{gCC} = 1.602A$	
	éq. (4) du [5.07]	$I_{gDC} = 2.349A$	
	Expérience	$\delta = 37^\circ$	Erreur < 4%
	éq. (5.34)	$\delta = 35.4$	

5.7-Simulation et discussion d'un cas énergétique optimal

Les expressions développées sont très utiles dans divers d'applications, destinées pour la conversion directe de l'énergie PV prévue pour être injectée au réseau public. Le concept du LC en tant que technique valable pour prévoir le comportement et l'aide à la conception des systèmes PV interconnectés au réseau, est déjà confirmé expérimentalement.

Dans cette simulation, l'efficacité de chaque expression prolongée est essayée pour être clarifiée en suggérant le champ des applications comme: conception de système, optimisation de dimensions des composants, évaluation des performances de système, prévision de comportement de système, etc.

5.7.1-Investigation du modèle prolongé dans le plan CA

5.7.1.1-Etalage de la technique de transformation par différentes LC

Tout d'abord, pour étaler et valider l'utilité de la technique de transformation, l'équation (5.22) donnant la caractéristique I-V du champ PV en plan CA est tracée avec les courbes de la charge pour différents modèles : classique (couplé), découplé avec V_g et découplé sans V_g . Cela est fait pour:

$m = 0,78$, $\delta = 0.1673$, $V_g = 240V$ et pour un champ PV donnée dans l'annexe.

D'après le tableau 5.5 et la figure 5.5, on peut affirmer la régularité de la technique de transformation par la vérification des paramètres des 4 points (I_{sc} , V_{oc} , I_{mpp} , et V_{mpp}) identifiant la caractéristique I-V du champ PV, où on constate que :

- les paramètres des 3 premiers points sont liés par les facteurs de transformation du tableau 5.1 ;
- la conservation de la puissance du MPP dans les deux plans CC et CA (3.12kW).

Ce qui valide la technique de transformation pour les expressions CC.

Reste à ajouter que les courbes LC données sur la figure 5.5 ne se coupent pas dans un point de fonctionnement commun, car les équations (3.28), (5.28), et (5.30) sont formées de différents paramètres, ce qui donne différentes allures. Pour avoir leur intersection dans un point commun il faut que ces paramètres soient déterminés en résolvant un système d'équations, exemple (3.28) et (5.28).

Tableau 5.5 : Vérification de paramètres (I_{sc} , V_{oc} , I_{mpp} , et V_{mpp}) du champ PV sous STC

plans	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	I_{mpp} [A]	V_{mpp} [V]	Puissances P_{mpp} [W]
CC	7.60	553.80	7.091	440.16	3121.4
CA	13.78	305.44	12.857	242.76	3121.2

Au moment donné, pour forcer les trois équations paramétriques LC, LC1, et LC2 à passer par le même point de fonctionnement, il faut qu'on détermine les paramètres ou le paramètre qui diffère les allures des LC. On constate la présence de V_g , et de δ dans le système d'équations (3.28) et (5.25) ; par contre dans l'équation (5.28) on trouve que V_g , et dans l'équation (5.30) on n'a que le paramètre δ ; alors la résolution de l'ensemble des équations (3.28), (5.25), (5.28), (5.30) pour un point de fonctionnement sur la caractéristique I-V du champ PV, permet la détermination des paramètres V_g , δ pour chaque équation. Le résultat de la solution de ces équations est donné sur la figure 5.6 pour un point de fonctionnement proche du point MPP (12.82A, 244.35V).

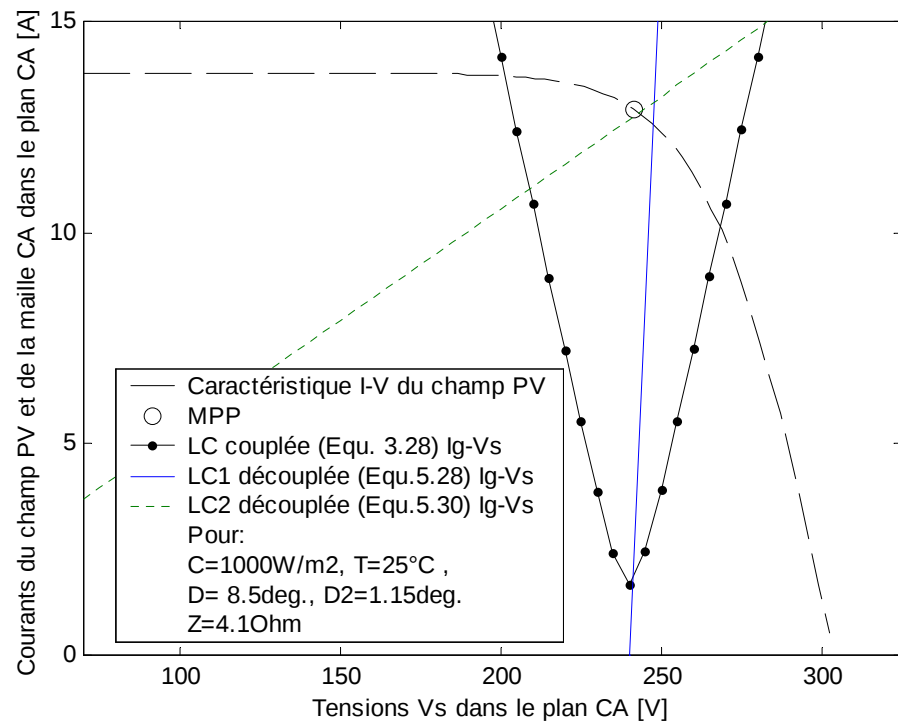


Fig. 5.5: Caractéristique I-V du champ PV associé avec les différentes LC

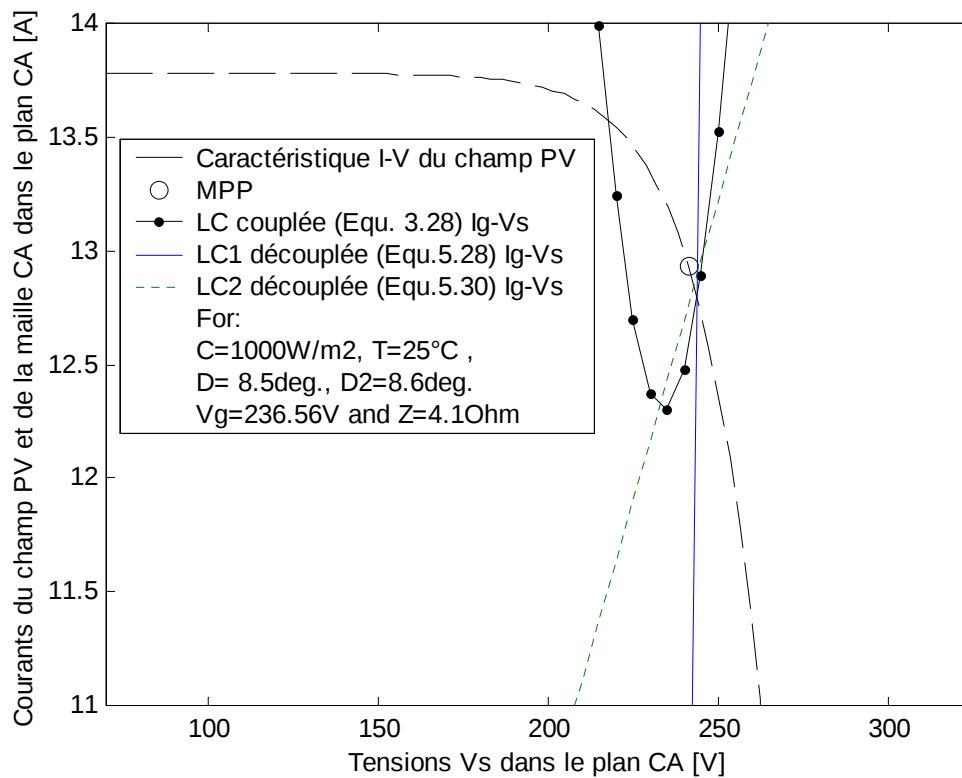


Fig. 5.6: Différentes LC passant sur un même point de fonctionnement de la caractéristique I-V du champ PV

5.7.1.2-Impact des paramètres sur les performances du système PV en réseau

Voyant l'impact des paramètres principaux de la maille CA, y compris l'indice m , sur les performances du système PV en réseau, en exploitant les équations prolongées suivantes: (5.28), (5.30), et (5.31).

a)-Effets de R et L

Puisque les convertisseurs en général, et les onduleurs dans les systèmes PV raccordés directement au réseau électrique en particulier, montrent une caractéristique négative d'impédance à toute résistance ou inductance, qui aboutisse en fin de compte à des conséquences nuisibles. Les effets de ces paramètres (R et L) devraient être avoir des comportements similaires à ceux de l'effet précédent.

Les figures 5.7a, et 5.7b montrent l'effet négatif de la résistance (R) de la maille CA dans les plans I-V et P-V. Il est clair, de ces figures, que cet effet a une conséquence de diminution de puissance injectée au réseau. En raison de cette simulation, le paramètre parasite R doit être réduit et compensé par :

- les résistances des fils de connexion, des points de soudures et des éléments de la chaîne PV en réseau doivent être réduites autant que possible ;
- compensation de la fraction d'ohm de cette chaîne par un choix de la topologie approprié d'onduleurs ou par l'algorithme de l'MPPT.

A noter que ce paramètre R ne convient pas d'être utilisé pour l'adaptation d'impédances d'entrée et de sortie de l'onduleur pour la recherche des MPP (Fig. 5.7b), car, en plus de l'énergie qu'il consomme de l'énergie, il représente les résistances des éléments dont la résistance est non contrôlable (interrupteurs, bobine de lissage, filtre, etc.).

Les figures 5.8a, et 5.8b montrent l'effet négatif de l'inductance (L) dans les plans I-V et P-V, qui a aussi une conséquence de diminution de puissance injectée au réseau. En raison de cette simulation, les composantes parasites L_p de l'inductance L , autre que l'inductance de lissage L_D , doivent être compensées par les mêmes précautions que ceux de R .

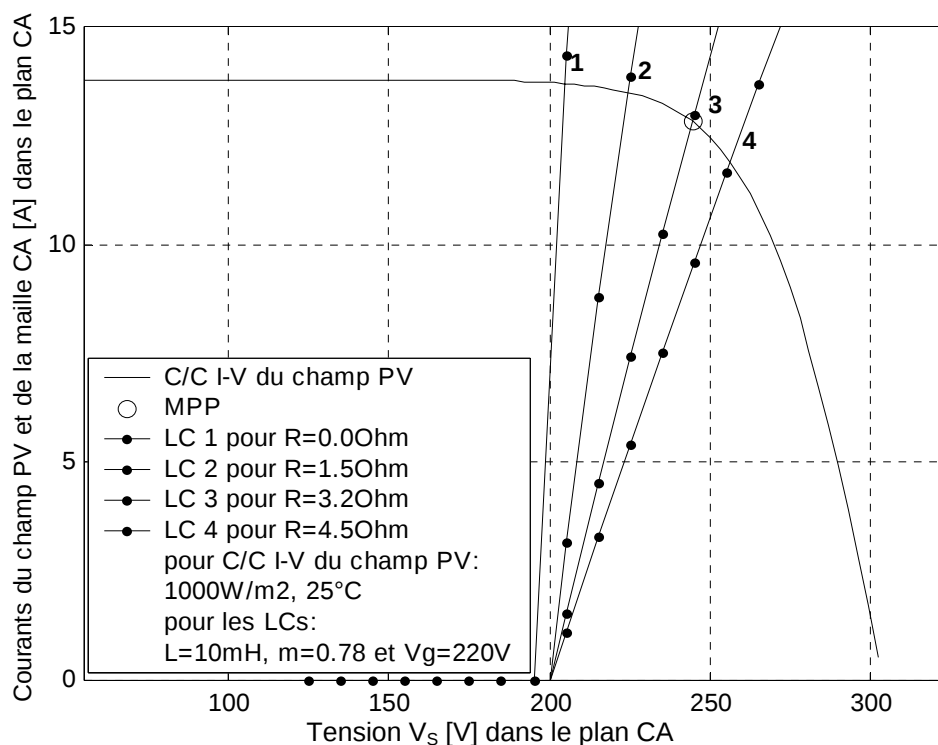


Fig. 5.7a: Effet négatif de la résistance R de la maille CA associé à la caractéristique (c/c) I-V du champ PV

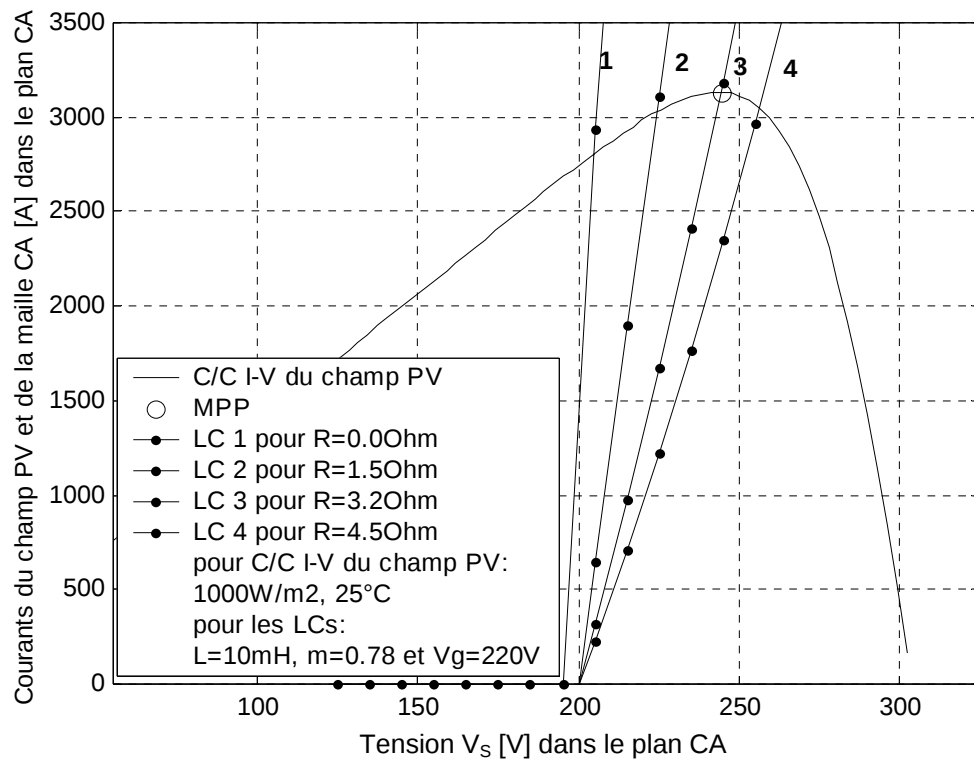


Fig. 5.7b: Effet négatif de la résistance R de la maille CA associé à la caractéristique (C/C) P-V du champ PV

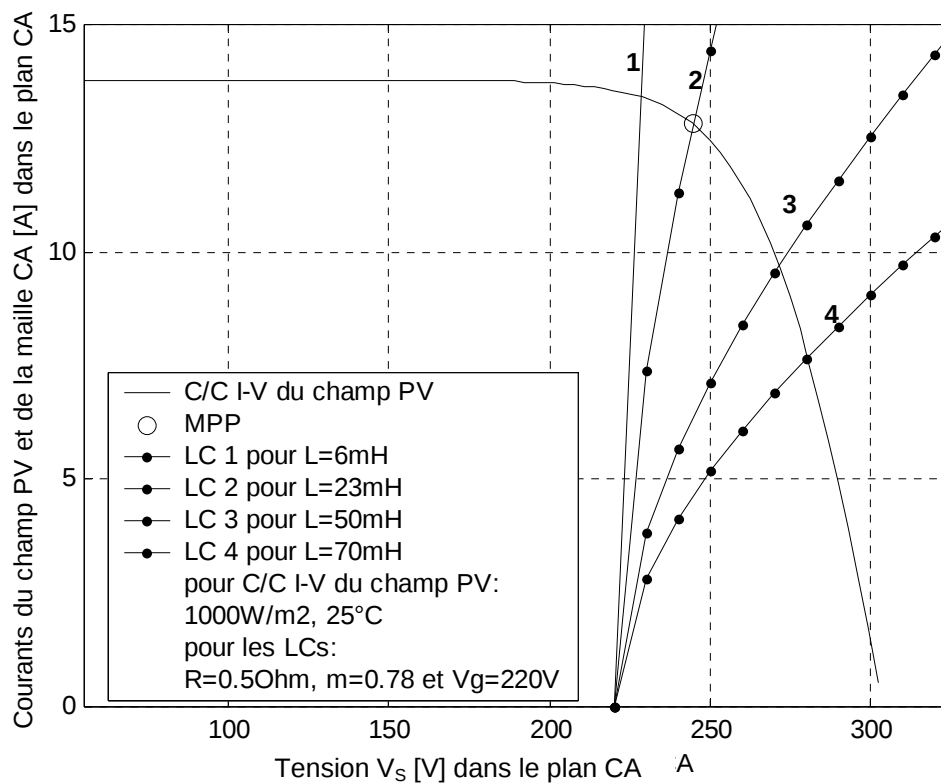


Fig. 5.8a: Effet négatif de l'inductance parasite L_p associé à la caractéristique (C/C) I-V du champ PV

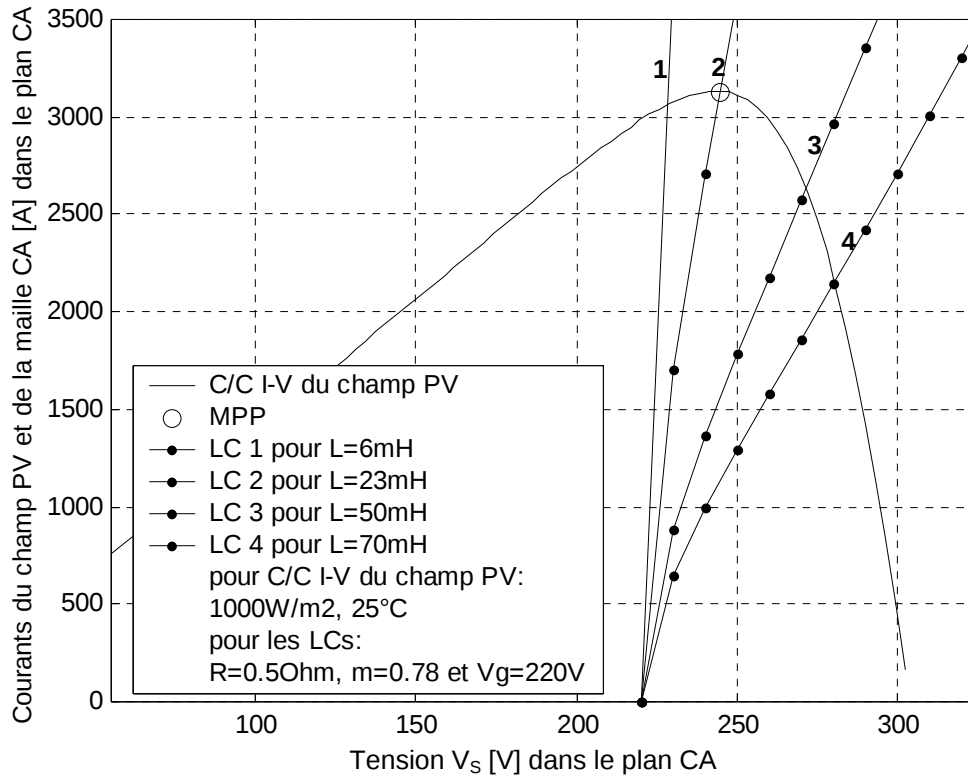


Fig. 5.8b: Effet négatif de l'inductance parasite L_p associé à la caractéristique (C/C) P-V du champ PV

b)-Effet de l'angle δ

Le rôle de l'angle δ peut être déduit de l'équation (5.16), où le courant I_g est donné par l'équation (5.30). Le tracé de l'équation (5.16) associé à la caractéristique P-V du champ PV dans le plan CA, donné par la fig.5.9 confirme la proportionnalité de la puissance injectée avec une certaine gamme de l'angle δ (de 0° à 9.63°), car au delà de cette gamme il peut y avoir une relation de disproportionnalité ; ce qui confirme le résultat obtenu dans le chapitre 3.

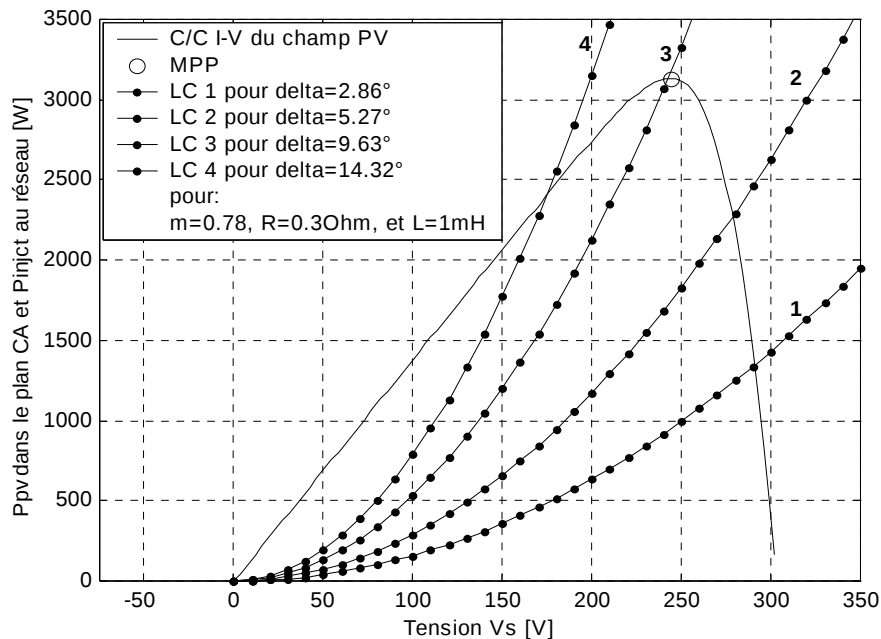
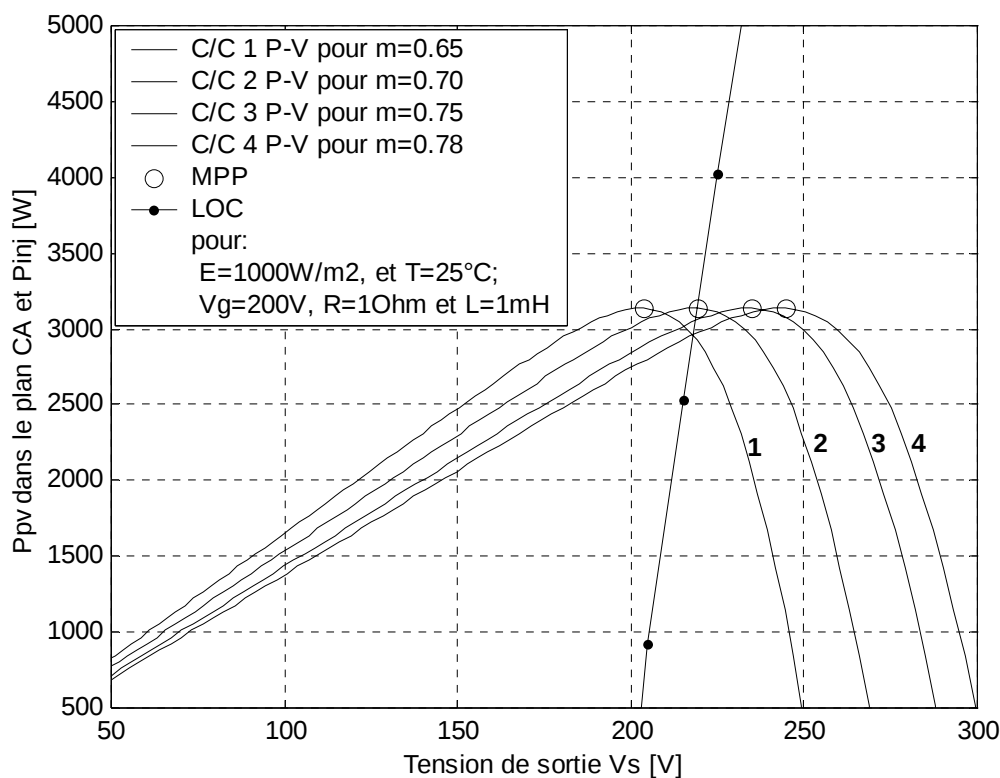


Fig. 5.9: Effet de l'angle δ sur la puissance injectée au réseau

c)-Rôle de l'indice m

L'indice de modulation d'amplitude m est le paramètre clef pour un fonctionnement réussi et optimal de n'importe quel onduleur commandé en MLI. En plus de sa tâche principale, qui est la création d'une tension de forme d'onde sinusoïdale à une fréquence désirée, il peut être employé pour suivre le MPP aussi bien que pour compenser les effets négatifs des paramètres parasites (R et L). Ainsi la prédiction et l'élimination des effets négatifs des paramètres parasites, en employant l'équation prolongée (5.28), fournie aux concepteurs la pleine gamme linéaire de m pour commander l'onduleur. Tous ces rôles ne peuvent pas être montrés d'une manière directe sur la figure 5.10, car la variation de m n'influe pas sur LC, qui doit suivre les points MPP, alors que la caractéristique (C/C) du champ PV pour un éclairement donné se déplace autant de fois que m ; et cela afin de détecter le MPP. Ceci rend la déduction de ces rôles un peu difficile ; alors que dans le plan CC cette détection peut se faire directement.

Fig. 5.10: Déduction du rôle de m dans le plan CA

5.7.2-Investigation du modèle prolongé dans le plan CC

Les rôles de l'indice de modulation d'amplitude m , discuté précédemment, n'ont pas été complètement éclaircis, parce que le plan CA n'était pas approprié pour ça. L'autre paramètre, qui n'a été pas discuté encore, est le choix de la tension maximale de l'enroulement secondaire du transformateur de connexion (V_{gmax}).

5.7.2.1-Rôle de l'indice de modulation m

Pour faire évidemment les tâches de l'indice de modulation m (création d'une onde sinusoïdale, suivre les MPP, et compensation des effets parasites), traçant une famille de courbes LC (équation 5.32) pour une gamme typique de m , associées à celle du champ PV comme il est indiqué dans figure 5.11. Il est clair que l'algorithme des MPP peut détecter tous les points de

puissance maximale pour des valeurs de m situées dans l'intervalle $[0.725 - 0.808]$. S'il y a une augmentation, pour n'importe quelle circonstance, l'effet négatif des paramètres d'impédance parasites augmente aussi bien; alors la détection du MPP correspond à la plus petite valeur de m qui n'est pas plus de 0.725, mais avec une valeur plus grande que 0.725; ainsi la diminution de la gamme de m devrait être effectuée par le MPPT pour compenser la diminution de la puissance fournie; donc la détection des MPP pour différentes conditions climatiques sont faites dans un intervalle étroit de m , qui rend l'algorithme de recherche instable. Pour cette raison la minimisation des paramètres parasites dans de tels systèmes (MPPT inclus dans le système de commande d'onduleur) est exigée.

Pour éclaircir le rôle de m dans la génération d'une tension de forme d'onde sinusoïdale et en même temps dans la localisation du MPP et la compensation de l'effet négatif de l'impédance, prenant comme exemple: la résistance parasite R égale de 1Ω , et la technique de la commande de l'onduleur SHE (Sélection d'Harmoniques à Eliminer), où on éliminera les quatre harmoniques impairs les plus basses. A suivre, quelques résultats de simulation (m_{opt} et α_{opt}) obtenus en résolvant les deux équations (2.1) et (5.32), ainsi que l'ensemble notifié de (3.11) à (3.15), pour les points de fonctionnement MPP :

- la valeur la plus basse dans la gamme de m est égale à 0.7356, alors la gamme d'oscillation de m est réduite;
- le tableau 5.6 résume la relation entre le vecteur optimal d'indice de modulation m_{opt} et la matrice d'angles de commutation (α_{opt}).

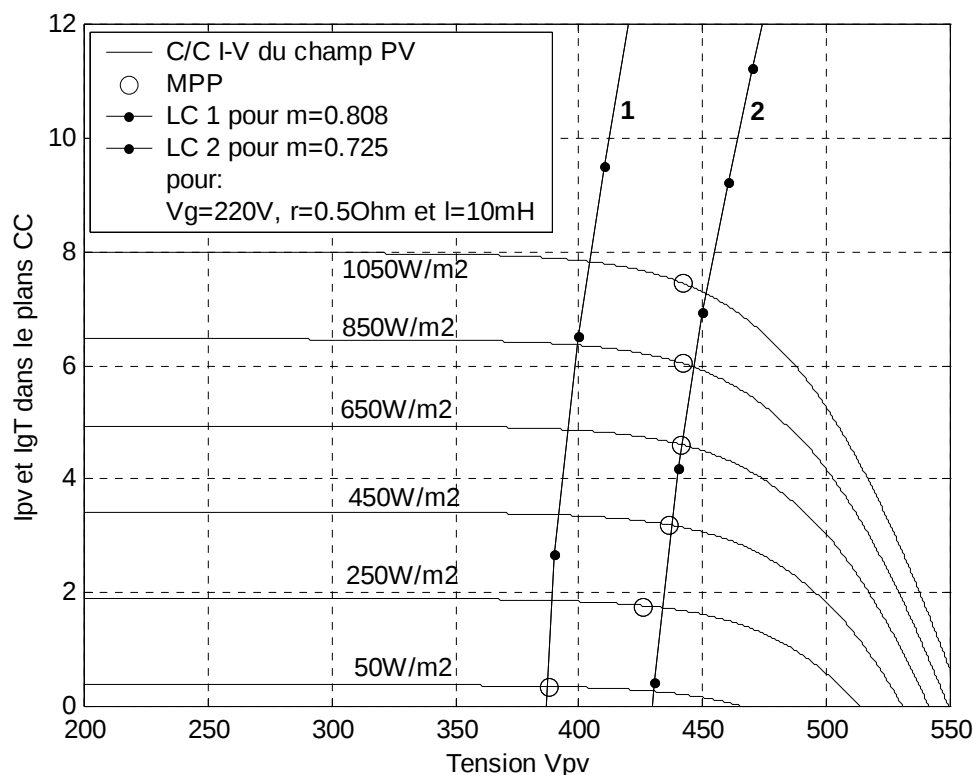


Fig. 5.11: Gamme de m pour un profil d'éclairement donné
(de $50W/m^2$ à $1050W/m^2$)

Table 5.6 : Relation entre m_{OPT} et la matrice des angles de commutation(α_{opt}) pour un onduleur monophasé commandé en MLI type SHE

m_{opt}	0.8080	0.7430	0.7356	0.7411	0.7490	0.7630
α_1°	22.9859	23.6378	23.7104	23.6565	23.5788	23.4404
α_2°	33.7179	33.7787	33.7769	33.7784	33.7790	33.7754
α_3°	47.4788	47.7826	47.9244	47.8191	47.6668	47.3483
α_4°	68.5059	68.2379	68.1922	68.2264	68.2731	68.3483
α_5°	76.1769	77.7293	77.8907	77.7710	77.5966	77.2802

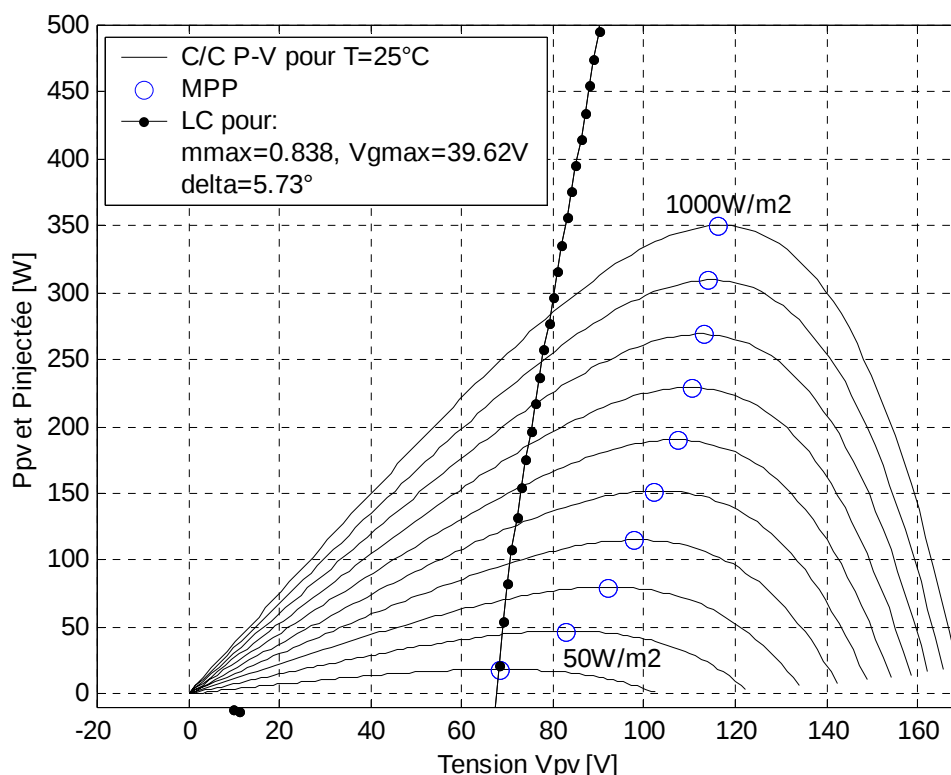
5.7.2.2-Sélection de V_{gmax}

Cette discussion concerne les topologies suivantes : onduleur à module intégré, onduleurs en chaîne, et onduleurs en chaînes multiples, qui sont liées au réseau électrique par des transformateurs. Prenons la dernière topologie, où la structure du champ PV est constituée par une branche de quatre modules de Solarex MSX-120 (Annexe) sous des conditions STC, le choix de la tension de l'enroulement secondaire du transformateur (V_{gmax}) dépend de plusieurs paramètres (le rapport minimal du transformateur, la plus basse puissance du champ PV à récupérée, l'indice de modulation maximal et à l'angle de phase δ minimal). Les équations (5.25), transférée, et (5.32) peuvent être employées pour procéder aux choix comme suit:

- supposant que la valeur minimale de δ est connue ($\delta_{min} = 0,1$ radians);
- calculant la tension (V_{mpp}) correspondante à la puissance minimale qui va être récupéré, en employant les équations (4.33) et (4.31) respectivement ;
- les équations (2.1) et (5.32) sont résolues pour déterminer l'indice de modulation maximal M_{max} ;
- Alors V_{gmax} est calculé de l'équation (5.25 transférée);
- et finalement le rapport N de transformation est obtenu comme $N = \frac{220}{V_{gmax}}$.

Cette procédure a donné les résultats suivants:

- la puissance minimale à récupérer est de 18.34W;
- la tension V_{mpp} correspondante (calculée) est de 68.3V;
- la solution des équations (2.1) et (5.32) a donnée l'indice de modulation maximal égal à 0,838;
- finalement le V_{gmax} calculé est trouvé égale à 39,6263, qui peut être arrondie à 40V. Ce résultat est confirmé dans la Fig.5.12, aussi bien que dans les résultats d'expérimentation donnés dans Refs.[5.07].

Fig.5.12 Résultats de l'exemple de la sélection du V_{gmax}

5.7.3-Discussion d'un cas énergétique optimal

5.7.3.1-Contraintes et remèdes

L'analyse, par simulation, de l'optimisation de l'indice des performances donné par l'équation (4.46) en utilisant les équations couplées développées dans les chapitres précédents, a montré la présence des inconvénients suivants :

- traitement de paramètres mixtes (CC et CA) ;
- les valeurs initiales du vecteur d'état d'optimisation doivent être au voisinage de la courbe d'intersection voulue, à cause de l'adjacence des deux courbes d'intersection des deux surfaces d'optimisation;
- l'obtention des valeurs initiales du vecteur d'état a exigé la résolution de quatre équations non-linéaires et multi-variables ;

Le problème de positionnement de l'analyse est traité par l'introduction de la technique systématique de transition entre plans. Le calcul des valeurs initiales du vecteur d'état n'est plus un problème, car l'intersection des deux surfaces d'optimisation est exhibée seulement par une seule courbe, voir la Fig.5.13 'non optimale'; et même s'ils sont exigés, les équations prolongées réduisent la complexité des équations à résoudre (quatre équations mono-variables : I_{mpp} , V_{mpp} , V_s , et δ).

Dans le but de valider les résultats d'optimisation par modèle, du système de conditionnement de puissance, obtenues dans le chapitre 4, en utilisant le modèle prolongé et en identifiant l'effet des paramètres parasites (S_{Min} , R) sur le rendement, le *problème de programmation mathématique* exposé déjà (chapitre 4) va être revu.

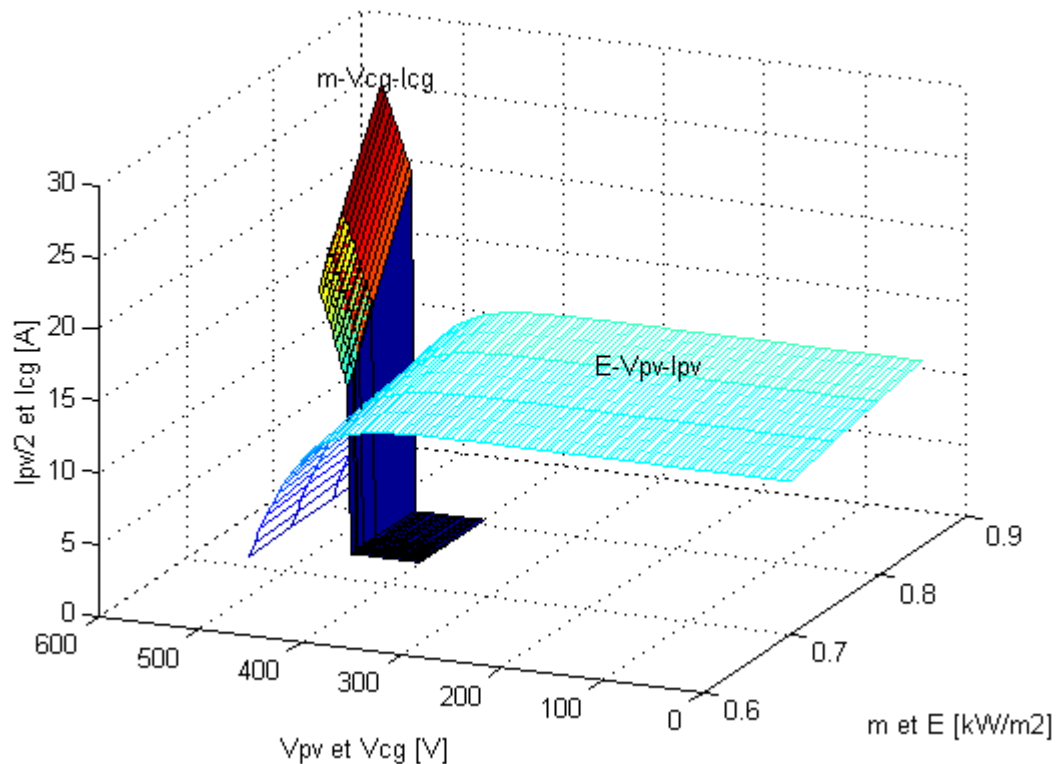


Fig. 5.13: Relation, en 3D, entre la surface E-Vpv-Ipv du champ PV, et la surface m-Vcg-Icg de la charge

5.7.3.2-Validation et impact

a)-Validation

Puisque le modèle prolongé (MP) est vérifié expérimentalement, alors il peut être pris comme référence pour vérifier le modèle classique (MC) du système de conditionnement de puissance développé dans les chapitres précédents. En remplaçant l'équation (3.29) du MC par l'équation (5.28) dans le problème de programmation mathématique exprimé par les équations de (4.46) à (4.48) on obtient, pour les puissances et les énergies, les résultats indiqués par la Fig. 5.14 ; où on constate que les résultats des deux modèles (MC et MP) concordent. On note que tous les autres résultats, pour le système de conditionnement, sont vérifiables de la même manière.

Reste à ajouter que tous les résultats de cette optimisation (P , E_n , m , δ , etc..) peuvent être obtenus par la résolution des équations prolongées pour les points MPP. Ce qui ramène l'analyse de ce système à un système PV à couplage direct autonome (exemple champ PV à couplage direct avec une charge ohmique).

b)-Impact du : S_{Min} , R , et T

Soit deux vecteurs S_{Min} et R égaux aux $[146 \ 305 \ 479 \ 628 \ 787 \ 988 \ 1097 \ 1245]$ VA et $[6 \ 12.5 \ 18.5 \ 25 \ 30 \ 37 \ 43.5 \ 50]$ Ohm respectivement. Pour $T = 25^\circ\text{C}$, on veut voir les effets de ces deux paramètres sur les performances de la chaîne PV en réseau électrique en utilisant le modèle prolongé (MP), pendant une journée ensoleillée.

La figure 5.15 montre l'effet négatif de la résistance R sur l'énergie à transférer au réseau. Cet effet est traduit par une réduction énorme, qui est de 57.7% en renforçant R de 50Ω . On note que cette valeur de R peut être atteinte facilement par de mauvaises interconnexions et/ou soudures. L'effet de S_{Min} est interprété sur la Fig. 5.15 par un retard de conversion

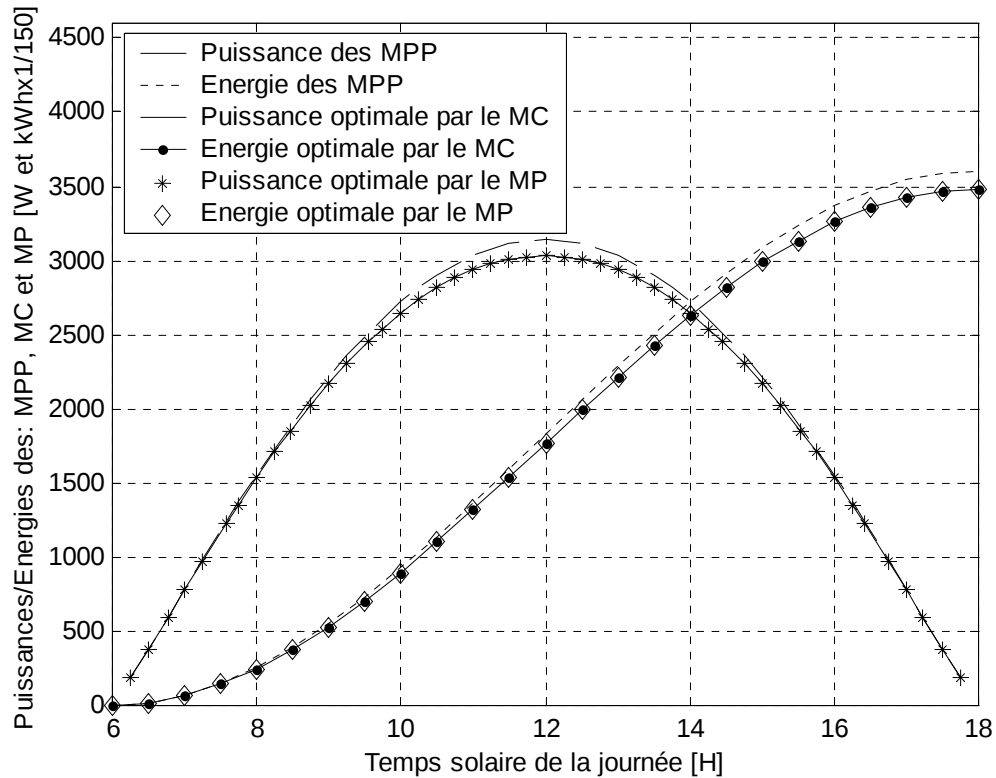


Fig. 5.14: Validation des allures de puissance et de l'énergie du chapitre 4 par le modèle prolongé (MP)

d'énergie sur l'axe des heures. A cet effet, le rendement de transfert d'énergie peut atteindre des valeurs inférieures à 40%, dans la période située entre 6^h et 8^h du matin, pour les systèmes conçus à récupérer le maximum de puissance dans cet intervalle (Fig. 5.16).

L'augmentation de R , diminue non seulement l'énergie à transférée, mais cause aussi des réductions acérés, comme le montre la Fig. 5.17, ce qui réellement représente un grand problème pour ce type de systèmes. A noter aussi que l'effet de l'inductance parasite a les mêmes conséquences que celle de la résistance parasite R (facile à démontrer).

D'après ce qu'on a vu déjà, les systèmes PV en réseau électrique font transférer l'énergie des MPPs, ce qui n'est pas le cas des systèmes PV hors du réseau, alors l'effet de la variation de T sur l'énergie (puissance) à transférer est le même que celui discuté déjà dans le chapitre 2, en caractérisant le champ PV. Cet effet a des conséquences qui nécessitent d'être dévoilées. La résolution du système d'équations (5.25 transférée) et (5.32) pour les MPP obtenus de la variation de la température de zéro à 75°C ; d'un ensemble de panneaux solaires avec $E=1000\text{W/m}^2$; reliés au réseau par un système de conditionnement de puissance dont la résistance de la maille CA varie d'une manière progressive de 5Ω à 12Ω , permet d'obtenir les résultats suivants :

- 1- l'augmentation de la température, avec la présence d'une résistance $R>1\Omega$, nécessite une commande MLI non linéaire ($m>1$) (Fig. 5.18) afin de suivre les MPP's ;
- 2- la puissance injectée diminue, par la diminution de l'angle δ , et risque de s'annuler à cause de la non satisfaction du critère donné par l'expression (3.3) (Fig. 5.19) ;
- 3- Dans les systèmes de conditionnement sans transformateur, équipés d'un seul onduleur central, la circulation de la puissance risque de s'inverser ($V_g > V_{mpp}$), ce qui va endommager les panneaux du champ PV ;
- 4- les mêmes observations précédentes peuvent être obtenues en augmentant la résistance R avec T , où la puissance active totale risque d'être consommée totalement dans la maille CA par R (voir l'effet de R) où l'angle δ tend vers zéro (5.20b).

D'après ces résultats on peut conclure qu'un remède à ces deux problèmes est indispensable.

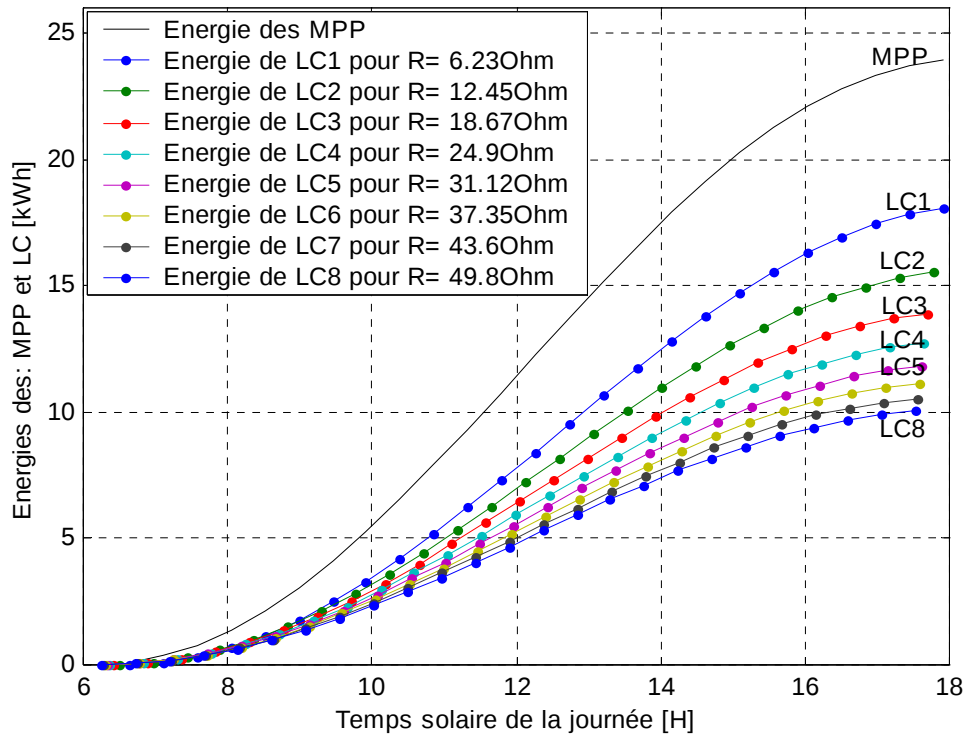


Fig. 5.15: Variation de l'énergie des LCs en fonction de R pendant une journée ensoleillée

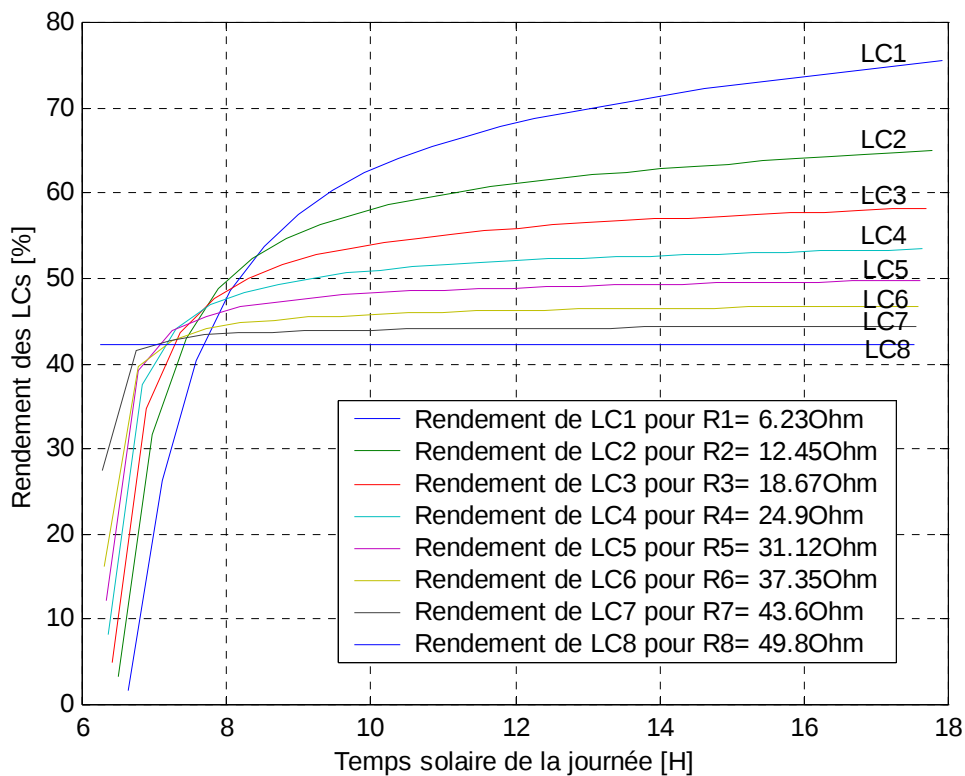
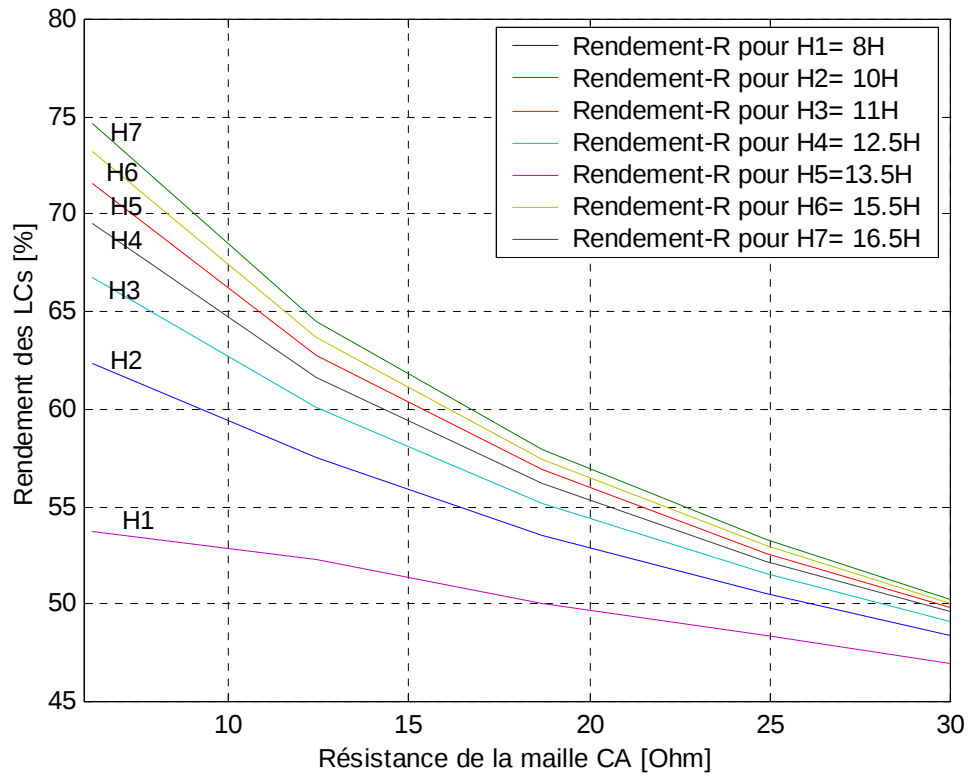
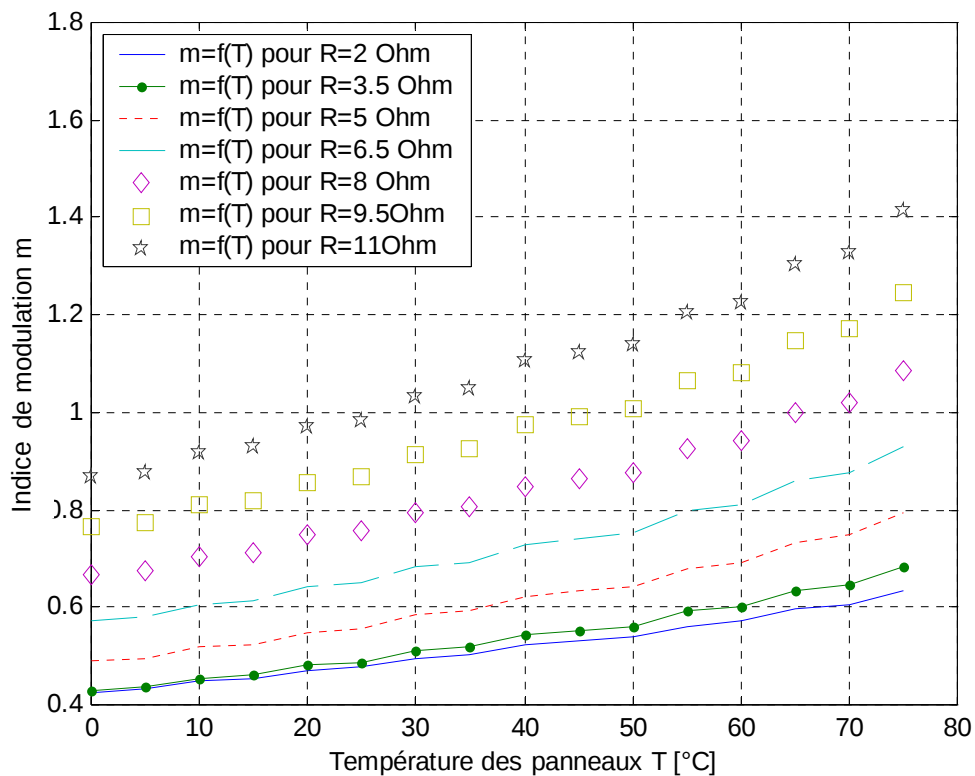
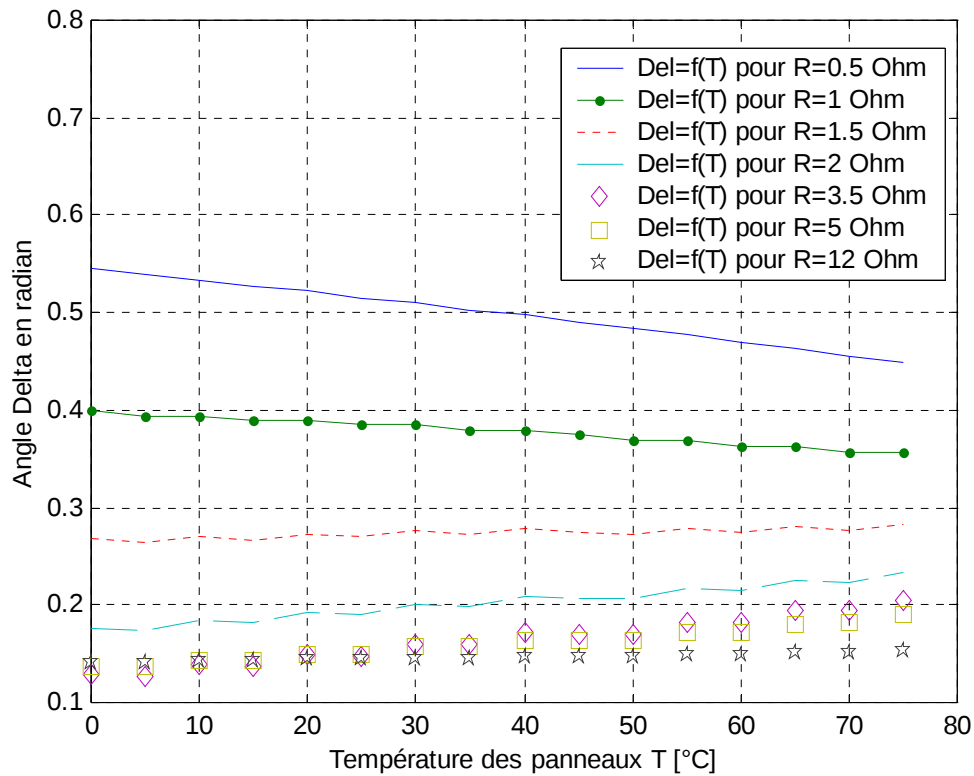
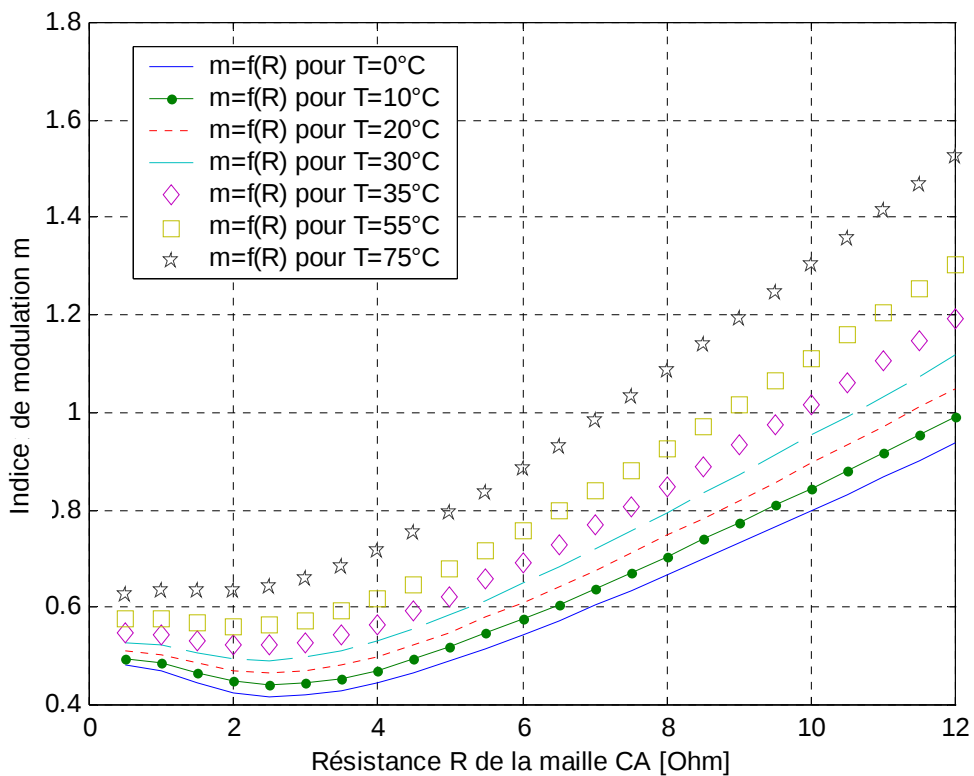
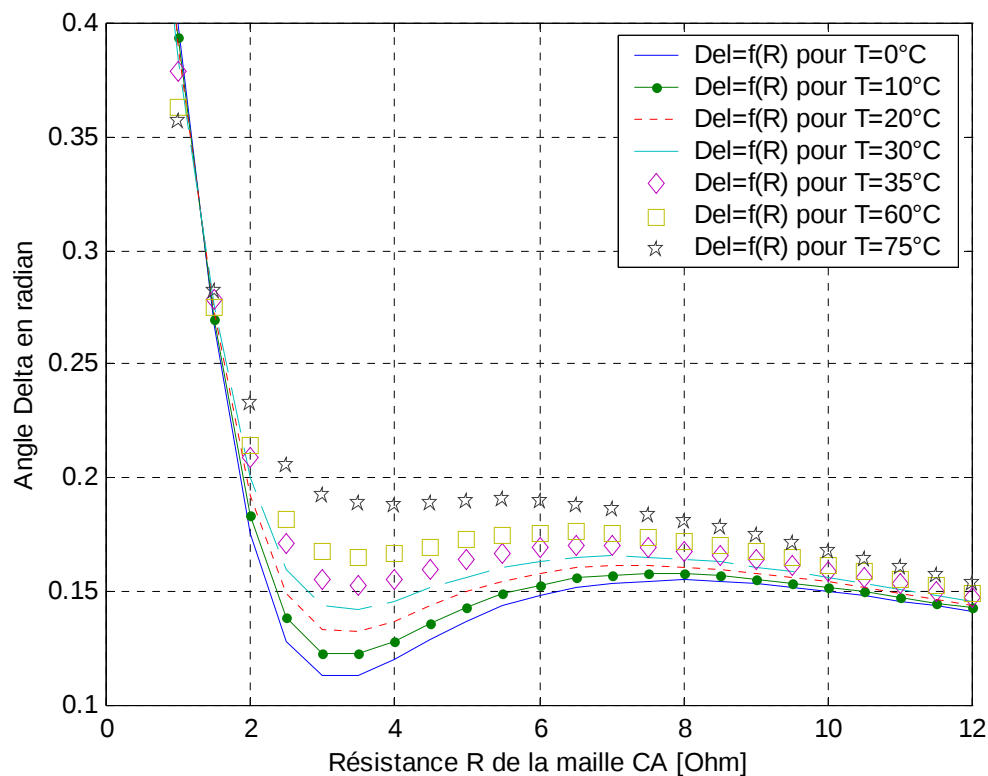


Fig. 5.16: Variation du rendement $\eta(t)$ des LCs pendant une journée ensoleillée

Fig. 5.17: Variation du rendement $\eta(t)$ des LC en fonction de RFig. 5.18: Variation de l'index m des LC en fonction de T pour une gamme de R

Fig. 5.19: Variation de l'angle δ des LC en fonction de T pour une gamme de R Fig. 5.20a: Variation de l'indice m des LC en fonction de R pour une gamme de T

Fig. 5.20b: Variation de l'angle δ des LC en fonction de R pour une gamme de T

5.7.4-Recommandations conceptuelles

Comme on a vu déjà, le point de fonctionnement se déplace en raison de la présence des éléments parasites (résistance et inductance) et de la variation de la température. Pratiquement, la prédiction des effets de ces paramètres et de la température est facile à réaliser sur un prototype de développement, en exploitant le concept des LC dans le plan CC.

Traçant des familles de courbes de charges pour différentes valeurs de résistance, d'inductance globale et de température avec celui du champ PV, par conséquent les paramètres parasites peuvent être déterminés par la comparaison de ces abaques avec et sans éléments additifs (uniquement la self) où la température est constante.

En premier lieu, voir s'il est possible que l'algorithme de l'MPPT intrinsèque compense ces effets par la diminution de la gamme de l'indice de modulation m . À noter que cette topologie est préférable, car elle est moins chère et légère. Si non il faut adopter d'autres topologies dont le point de fonctionnement est moins sensible aux paramètres parasites ; et cela par la sélection des selfs avec des réactances assez grandes par rapport aux réactances et résistances parasites ; ce qui donne l'avantage d'une grande gamme de m , mais ceci exige une grande tension de sortie de l'onduleur (interrupteurs de grands dimensions), et éventuellement un convertisseur CC/CC de type élévateur peut être nécessaire.

En ce qui concerne la compensation de l'effet de la température, qui est inévitable dans la plupart des sites, comme on a démontré en théorie et même en pratique [5.09], de la première topologie (sans transformateur), elle est faite de la même manière que celle de la compensation des éléments parasites ; dans le cas où il n'est pas possible, à cause de la non souhaitable de $m > 1$, il faut choisir une topologie avec un transformateur CA/CA ou/et convertisseur CC/CC [5.10]; d'où une étude climatique indispensable du site.

Reste à mentionner que la technique des LC est très utile dans plusieurs applications, qu'on peut résumés dans le Tableau 5.6.

Tableau 5.6: guide pour quelques applications

Applications dans le plan CC	Applications dans le plan CA
- dimensionnement du champ PV; - prédiction des effets paramètres ; - dimensionnement des interrupteurs et leurs accessoires; - évaluation de performance du système.	- modèle d'énergie: vente, achat et épargne; - impact des paramètres CA sur la performance du système ; - optimisation par modèle: dynamique et par points ; - évaluation des performances de système (comme rapport de productivité est meilleur ici).

5.8-Conclusion

En se basant sur le bilan de puissances des deux mailles, CA et CC, on a donné les configurations fonctionnelles par schémas et par expressions algébriques d'écoulements de puissances les plus probables ; avec lesquelles, la loi de la conservation d'énergie entre les deux mailles a été déduite.

En tenant compte des hypothèses bien définies, et en utilisant la loi de la conservation d'énergies, une technique de transformation entre plans (CA et CC) a été ôtée ; où le déplacement d'équations entre plans est systématisé en utilisant des facteurs permettant la transition dans les deux directions. Cette technique a simplifié les outils de développement de la conception, de l'évaluation et de la vérification de tel système.

En appliquant la technique de transformation précédente, la transformation des équations des courants et de l'angle de commande de puissance entre plans est démontrée ; qui a donné naissance à un important modèle, nommé modèle prolongé, dont les expressions traitent les problèmes de couplage (irrationnelle), de puissance injectée minimale, et du choix du rapport de transformateur.

Des remèdes aux problèmes précédents ont été proposés par de nouvelles expressions développées pour le courant de sortie de l'onduleur (LC) et pour l'angle de phase de la tension de sortie de ce dernier par rapport à la tension du réseau (angle de commande de puissances) ; qui sont *performants, simples, et fiables*. Dans le but de dimensionner le champ PV et les éléments de conditionneur de puissance côté CC, aussi bien qu'étudier les effets climatiques sur les performances du système. Ces nouvelles expressions, nommées prolongées, sont normalisées entre plans donnant des outils mathématiques très utiles dans plusieurs applications.

La vérification de ces expressions découplées et transférées (prolongées) par calcul et par expérimentation a été menée, sous des conditions de référence exigées ; et par conséquent ces expressions peuvent d'être prises comme référence pour confirmer d'autres modèles.

L'efficacité de chaque expression prolongée est démontrée par la discussion par simulation du comportement du système PV en réseau électrique dans les deux plans, en dévoilant l'effet des éléments principaux de la chaîne, spécialement les éléments parasites, y'inclus la température des modules solaires, et les paramètres de commande (m et δ) ; ainsi que la confirmation de la méthode de la récupération de la puissance injectée minimale, et le choix du rapport du transformateur correspondant. Mais avant tout cela, l'étalage de la technique de transformation, entre plans, est concédée en utilisant les différents modèles des LC.

Dans le but de valider les résultats d'optimisation par modèle, du système de conditionnement de puissance, obtenues dans le chapitre 4, le modèle prolongé a été employé pour revoir le *problème de programmation mathématique*. Par la suite l'identification des effets des paramètres parasites (S_{Min} , R, et T), sur le rendement du système, a été réalisée.

Ce chapitre a été couronné par des recommandations conceptuelles, où deux stratégies de conception ont été exposées, en prenant en considération les effets considérables (indésirables) des éléments parasites et de la température. Et enfin, un guide d'étude des systèmes PV en réseau a été proposé.

5.9-Bibliographie

- [5.01] Y. Sukamongklo et al., 'A simulation Model for Predicting the Performance of a Solar Photovoltaic System with Alternating Current Loads'. Renewable Energy 27, pp.237-258, 2002.
- [5.02] K. Khouzam et al., 'Optimum matching of loads to the photovoltaic Array', Solar Energy vol. 46, No.2, pp.101:108, 1991.
- [5.03] Martinez A I, Calleja H. A simple, high-quality output PV system aimed at peak demand reduction. Power Electronics Congress, 2000. CIEP 2000. VII IEEE International , 15-19 October 2000, pp.301-306, 2000.
- [5.04] Steven F G. Modeling and stability analysis of power electronics based systems. PhD thesis, Purdue University, May 2003.
- [5.05] Li Wang, Ying-Hao Lin. Random fluctuations on dynamic stability of a grid-connected photovoltaic array. Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE vol.3 , 28 January-1 February 2001;985:989, 2001.
- [5.06] Hebertt Sira-Ramirez et Ramon Silva-Ortigoza, 'Control Design Techniques in Power Electronics Devices', Edition: Springer-Verlag London Limited, 2006.
- [5.07] Scapino F, Spertino F. Circuit simulation of photovoltaic systems for optimum interface between PV generator and grid. IEEE, ICON 02, vol. 2, 5-8 November, 2002;1125:1129, 2002.
- [5.08] N. Mohan et al., 'Power Electronics: Converters, Applications and Design', Edition: John Wiley and Sons, Inc. , 1995.
- [5.09] K. Nishiokita, et al.' Analysis of Grid-Connected PV Systems for Residential House in the Tokyo Area Focusing on Module Temperature', 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, du 11-18 du Mai, 2003, pp.2306-2309, 2003.
- [5.10] J.M.A Myrzik et M. Calais, 'String and module integrated inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems - a review. Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna, Vol. 2 , June 23-26, 2003; pp.430-437, 2003.

5.10 AnnexeTableau: fiche technique d'un module MSX-120, sous ($E_{\text{ref}}=1000\text{W/m}^2$ et $T_{\text{ref}}=25^\circ\text{C}$)

Spécification du module solaire (données du fabricant)	
Température des conditions standards ou de références (T_{ref})	25 °C
Eclairement des conditions standards ou de références (E_{ref})	1000 W/m ²
Tension du circuit ouvert (V_{OC})	42.1V
Courant du court circuit (I_{SC})	3.87A
Tension du point de puissance maximale (V_{MPP})	33.7 V
Courant du point de puissance maximale (I_{MPP})	3.56A
Puissance nominale (W_p)	120W _p
Coefficient de température du courant du court circuit (α)	65 mA/°C
Paramètres du module pour « One-diode »	
Résistance série (R_s)	0.81Ω
Courant de saturation I_0	14 nA
Coefficient de température de la tension du circuit ouvert (β)	-140 mV/°C
Facteur de qualité de la diode (A)	1.20

Conclusion Générale et Perspectives

RESUME DE NOTRE CONTRIBUTION

Dans cette thèse on a présenté notre contribution à l'étude des systèmes photovoltaïques (PV) raccordés au réseau électrique (en réseau ou inter-échangeant). La première étude, exposée dans le premier chapitre, a touché la balance énergétique mondiale, le développement des modèles cosmologiques, les concepts; ainsi que l'aspect techno-économique des systèmes PV inter-échangeant. Par la suite, les entraves techniques (*problématique*) ont été discutées. Quand à la seconde, elle a été consacrée à la modélisation complète de la chaîne PV en réseau électrique. Dans le deuxième chapitre, quatre modèles du champ PV ont été proposés et ensuite évalués ; où trois techniques de sélection de modèles mathématiques des parties actives du générateur PV, pour n'importe quelle application, ont été suggérées. Et dans le troisième chapitre, trois classes de modèles pour le système de conditionnement (UCP) sont identifiées, selon les critères énergétiques d'inter- échangeant de l'énergie avec le réseau, la qualité de l'énergie et les modes d'extraction de l'énergie maximale. Cela a permis de formuler les modèles des interfaces, de discuter leurs impacts, et afin, de comprendre le mécanisme du fonctionnement du système global et de montrer les limites des modèles proposés dans des différentes littératures.

L'essentiel du travail, qui a été accompli dans cette thèse, est donné dans les deux derniers chapitres, où deux méthodologies d'optimisation (linéaire, non linéaire, statique et dynamique) ont été développées. Par lesquelles on a pu évaluer les performances des systèmes PV en réseau (impact des paramètres). Ces méthodologies ont fourni des outils utiles pour optimiser différents paramètres de la chaîne (*Héliostat*, *MPP*, *UCP*) : paramètres des deux commandes (rapprochée et principale). Par l'utilisation de ces outils on a prouvé que la puissance maximale journalière peut être extraite à partir de l'Héliostat et être transférée au réseau électrique avec des lois de commande faisable et peuvent être mise en application. L'outil mathématique développé dans le chapitre quatre est simplifié dans le chapitre cinq par l'obtention d'un modèle prolongé. La vérification de ce dernier, par calcul et par expérimentation, a été menée. L'efficacité de chaque expression prolongée est démontrée par la discussion du comportement du système PV en réseau électrique dans les deux plans CC et CA, en dévoilant l'effet des éléments principaux de la chaîne, spécialement les éléments parasites, y'inclus la température des modules solaires, et les paramètres de commande (m et δ) ; ainsi que la confirmation de la méthode de la récupération de la puissance injectée minimale, et le choix du rapport du transformateur correspondant.

NOS APPORTS

Les travaux de contribution de cette thèse, composée de cinq chapitres, ont donné les cinq apports suivants :

Apport 1 :

Cet apport a demandé un important travail de recherche pour localiser les points essentiels à développer ; où on a dévoilé et discuté les entraves techniques ou la problématique, à l'application des systèmes PV inter-échangeant. Deux sujets apparaissent possibles avec les moyens de recherche disponibles. Le premier sujet concerne les questions de conception de PV inter-échangeant avec le regard aux outils de conception actuellement disponibles. Le deuxième sujet est l'étude des performances d'un système PV inter-changeant typique pour le site de Batna, en employant des données météorologiques et sociales du site.

Apport 2 :

Dans le cadre de la modélisation complète de la chaîne PV et de la caractérisation de la demande de la charge et de la production énergétique du champ PV, quatre modèles du champ PV sont développés et ensuite évalués. La modélisation du champ PV a touché les parties actives du générateur PV: la photopile (cellule), le module et le champ PV.

L'ensemble des modèles élaborés (modèles mathématiques) pour le champ PV, destinés à la conception et à l'étude énergétique des systèmes photovoltaïques couplés au réseau, sont évalués par une étude comparative donnant comme résultat le modèle mathématique convenable (précis, simple et il peut être établi en appliquant seulement des données normalisées pour le module et les cellules fournies par le fabricant) à l'application en cours. On note que le quatrième modèle, nommé modèle « polynomial », qui imite les points des puissances maximales des modules, est donné pour la technologie au silicium poly cristalline seulement.

En plus de la caractérisation relative des modèles développés sous différentes conditions climatiques (E et T), l'étude de l'impact des effets de quelques paramètres (A, R_s , point chaud « hot spot »), etc..) a été mené.

Trois techniques de sélection de modèles mathématiques des parties actives du générateur PV pour n'importe quelles applications sont suggérées. La suggestion couvre toutes les applications avec ou sans infrastructure. Reste à mentionner que pendant la recherche bibliographique on a rencontré d'autres modèles mathématiques simplifiés pour des champs PV, mais ils sont tous déduits par en négligeant les paramètres du premier modèle. Comme conséquence de ces simplifications, les modèles déduits sont moins précis que le premier modèle.

Apport 3 :

Trois classes de modèles pour le conditionneur ont été identifiées ; en se basant sur les critères énergétiques suivants: l'inter- échangeant de l'énergie avec le réseau, la qualité de l'énergie, et le mode d'extraction de l'énergie maximale. Cela a permis de définir la contribution suivante :

- formulation de modèles mathématiques des éléments de l'interface ;
- discussion de l'impact de quelques éléments de l'interface sur la performance du système PV en réseau, afin de comprendre le mécanisme du fonctionnement du système global ;
- faire montrer les limites des modèles actuels.

L'investigation de ces points peut permettre:

- le choix des composants compatibles avec les sources PV et des charges, parfois appelé dimensionnement;
- évaluation des performances du système pour différents choix des composants;
- Comparaison entre différentes solutions possibles;
- la recherche des paramètres optimaux pour une station PV à un site bien défini.

La modélisation mathématique d'un onduleur, du point de vue énergétique a touché : l'effet du circuit de commande sur l'entrée/sortie (d'E/S) du circuit de puissance; ainsi que l'obtention de l'énergie maximale (MPPT), et enfin la formulation des pertes associées à la conversion et le rendement net de l'onduleur.

Les topologies des filtres d'entrée et de sortie de l'onduleur sont présentées, enrichies par une littérature; en insistant sur les contraintes économiques et parfois technologiques interdisant l'utilisation des telles valeurs de capacité et d'inductance obtenues de ces expressions analytiques ; ce qui appuie la nécessité des *outils analytiques conceptuels performants*. Même le modèle mathématique du réseau électrique, qui a été identifié selon des modalités techniques de raccordement, a un effet suppressif des harmoniques, qui peut engendrer de phénomène la résonance indésirable.

La modélisation de la maille alternative, pour identifier les éléments clés de la chaîne, a été faite sous forme de circuits électriques, modélisant des consommateurs d'une zone résidentielle, suivie par la mise en équation des grandeurs électriques principales.

Par simulation et en utilisant les techniques de LC, quelques critères d'inter-échange d'énergie entre le système PV et le réseau électrique sont vérifiés (rôle : MPPT, génération d'une sinusoïde, etc.. et gamme : des valeurs bien limitées). Là aussi, le modèle mathématique

développé pour la maille alternative est dévoilé qu'il émet les fonctions onduleur et effondrement en même temps ; ce qui a représenté un inconvénient pour l'analyse des systèmes PV résidentiels en réseau sans stockage.

Comme perspectives, et comme objectif de ce travail est orienté dès le début vers le développement des outils conceptuels nouveaux performants, et vu la limitation des modèles développés jusqu'ici, en matière d'étude l'influence des paramètres de la chaîne GPV-Onduleur-Réseau sur les comportements et sur les performances énergétiques du système.

Apport 4 :

Pour identifier les fonctions qui peuvent être optimisées, on a exposé la structure fonctionnelle de la chaîne PV en réseau ; où trois d'entre elles (Héliostat, MPPT, et système conditionnement de puissance UCP) ont été découvert.

L'ajustement des angles du collecteur PV, par un Héliostat par exemple, a illustré un apport énergétique très important (jusqu'à 40%), surtout si l'ajustement est permanent durant l'année, elle a été prouvée par simulation sur une application d'optimisation par modèle (mathématique et statistique).

Pour la méthode directe d'MPPT appelée parfois méthode d'incrémentation de la conductance, on a confirmé la nécessité de l'identification des paramètres des modèles (I_{SC} , V_{OC} , I_0 , R_s , A etc..) de la cellule solaire, et cela afin de localiser, d'une manière exacte, les points MPP. Des modèles mathématiques très représentatifs ont été exposés par déduction ; malgré la non-vérification de ces modèles, qui est dû au manque de matériels, ces modèles symbolisent une contribution pour la recherche et pour la mise en application.

La partie troublante des trois problèmes d'optimisation de la conception de systèmes PV en réseau est localisée dans l'unité de conditionnement de puissance (UCP). Une approche mathématique en utilisant des techniques d'optimisation non linéaires a été proposée, dont l'objectif est d'optimiser un indice de performances très représentatif au système UCP, qu'on a déterminé. Le processus d'optimisation a permis la détermination de quelques paramètres optimaux des différents éléments de la chaîne. Cela a contribué :

- 1- à la compréhension du fonctionnement de chaque sous système ;
- 2- au dévoilement des complexités des modèles développés ;
- 3- et à la détermination des lois de contrôle optimaux.

En fin de compte, une méthodologie d'optimisation par laquelle on peut évaluer les performances des systèmes PV en réseau (impact des paramètres) a été développée. Cette méthodologie a fourni un outil utile pour optimiser différents paramètres de la chaîne (*Héliostat*, *MPP*, *UCP*). Par l'utilisation de cet outil, on a prouvé que la puissance maximale peut être extraite à partir de l'Héliostat (du générateur PV) et être transférée au réseau électrique avec des lois de commande faisable et facile à mettre en application.

Apport 5 :

En se basant sur le bilan de puissances des deux mailles, CA et CC, on a donné les configurations fonctionnelles par schémas et par expressions algébriques d'écoulements de puissances les plus probables ; avec lesquelles, la loi de la conservation d'énergie entre les deux mailles a été déduite.

En tenant compte des hypothèses bien définies, et en utilisant la loi de la conservation d'énergies, une technique de transformation entre plans (CA et CC) a été ôtée ; où le déplacement d'équations entre plans est systématisé en utilisant des facteurs permettant la transition dans les deux directions. Cette technique a simplifié les outils de la conception, de l'évaluation et de la vérification de tel système.

En appliquant la technique de transformation, la transformation des équations des courants et de l'angle de commande de puissance entre plans est démontrée ; qui elle a donné naissance à un important modèle, nommé modèle prolongé, dont les expressions traitent les

problèmes de couplage (irrationnelle), de puissance injectée minimale, et du choix du rapport de transformation.

Des remèdes aux problèmes précédents ont été proposés par de nouvelles expressions développées pour le courant de sortie de l'onduleur (LC) et pour l'angle de phase de la tension de sortie de ce dernier par rapport à la tension du réseau (angle de commande de puissances) ; qui sont *performants, simples, et fiables*. Dans le but de dimensionner le champ PV et les éléments du conditionneur de puissance côté CC, aussi bien qu'étudier les effets climatiques sur les performances du système, ces nouvelles expressions, nommées prolongées, sont normalisées entre plans donnant des outils mathématiques très utiles dans plusieurs applications.

La vérification de ces expressions découplées et transférées (prolongées), par calcul et par expérimentation, a été menée sous des conditions de référence exigées, puis satisfaites, et par conséquent ces expressions peuvent être prises comme référence pour confirmer d'autres modèles.

L'efficacité de chaque expression prolongée est démontrée, en dévoilant l'effet des éléments principaux de la chaîne, spécialement les éléments parasites, y inclus la température des panneaux solaires, et les paramètres de commande (m et δ) ; ainsi que la confirmation de la méthode de la récupération de la puissance injectée minimale, et le choix du rapport du transformateur correspondant. Mais avant tout cela, l'étalage de la technique de transformation entre plans est concédé en utilisant les différents modèles des LCs.

Dans le but de valider les résultats d'optimisation par modèle, du système de conditionnement de puissance, obtenues dans le chapitre 4, le modèle prolongé a été employé pour revoir le *problème de programmation mathématique* déjà exposé. Par la suite l'identification des effets des paramètres parasites (S_{Min} , R , et T) simultanés sur le rendement du système.

Enfin des recommandations conceptuelles, où deux stratégies de conception ont été exposées, en prenant en considération les effets considérables des éléments parasites et de la température. Et enfin, un guide d'étude des systèmes PV en réseau a été proposé.

PERSPECTIVES

Comme perspectives à cette contribution, on suggère, qu'il est très intéressant, de se pencher sur les points suivants:

- 1- La mise en œuvre d'une micro-centrale PV inter-changeant, en exploitant les apports de cette thèse (*Projet de recherche en cours : 2007→2010*) ;
- 2- L'application des travaux d'optimisation à des productions décentralisées (l'énergie éolienne, solaire PV et thermique, géothermale et l'énergie de biomasse).
- 3- L'investigation de l'apport des différentes stratégies de commande sur les nouvelles topologies des onduleurs (ex. : onduleur Z-source monophasé) ;
- 4- Le développement et montage des simulateurs des différents éléments des systèmes PV inter-échangeant ;
- 5- L'étude des performances d'un système PV inter-changeant *typique* pour le site de Batna, autant que Productivité(Y) et coefficient de performance (PR), en employant des données météorologiques et sociales du site.

Publications et Communications

Le travail dans ce domaine a donné lieu à un certain nombre de publications:

a) Publications

- [1] B. Azoui, **M. Djarallah** et al. "Photovoltaic pumping system with NdFeb brushless dc motor ". *Electromotion Journal*, January- March, 2001, pp. 19-24.
- [2] B. Azoui, A. Betka, **M. Djarallah**, M. Chabane, A. Moussi. "Sizing and optimisation models for photovoltaic pumping system using bldcm motor", AMSE, 2003.
- [3] **M. Djarallah**, B. Azoui , "Performance Optimization of Grid Connected PV Systems: An Effective Aided Design Technique", *International Journal of Electrical and Power Engineering*, Medwell Journal, 1(2), pp.177-183, 2007.
- [4] **M. Djarallah**, B. Azoui, "An Efficient Aided Design Technique for Grid Connected Residential Photovoltaic Systems, *Journal of Electrical Engineering (JEE)*, Volume 7 / 2007 - Edition: 3, pp.12-19, 2007.

b) Communications Internationales

- [1] B. Azoui, **M. Djarallah**, M. Chabane, C. Hamouda, R. Hanitsch, " Experimentation of the brushless dc motor used in the photovoltaic pumping system". UPEC01, Wales Swansea, England, 2001.
- [2] B. Barkat, B. Azoui, K. Chara, **M. Djarallah** and C. Hamouda. "Experimentation of the sun tracking system. "AURESOLAR": Enegetically identification in pumping system application"World Renewable Energy Congress VII, 29 June – 5 July 2002, Cologne, Germany.
- [3] **M. Djarallah**, B. Azoui, "Optimisation model for a grid connected interactive photovoltaic system", BITIM2004, 2004, BAHA, K.S.A.
- [4] **M. Djarallah**, B. Azoui, " Grid connected PV model optimisation : an effective aided design technique ", 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 6-9 June 2005, Barcelona, Spain.

- [5] **M. Djarallah**, B. Azoui , "Grid Connected Interactive Photovoltaic Power Flow Analysis: A Technique for System Operation Comprehension and Sizing", The 41st International Universities Power Engineering Conference UPEC'2006, Northumbria University, Newcastle upon Tyne, UK for the period 6th-8th September 2006.
- [6] **M. Djarallah**, , **B. O. Zeidane**, B. Azoui ,” Energy Transfer Mechanism for a Grid-Connected Residential PV System within the Matlab/Simulink Environment”, The 42^{sd} International Universities Power Engineering Conference UPEC'2007, University of Brighton, Brighton, UK for the period 4th-6th September 2007.

c) Communications Nationales

- [1] B. Azoui, **M. Djarallah** et M. Chabane "Selection of the BLDCM motor for photovoltaic pumping system in the irrigation field", première Conférence Nationale sur le Génie Electrique, du 29/11/04 au 01/12/200 (CNGE 2004), Université Ibn Khaldoun, Tiaret.
- [2] **M. Djarallah**, B. Azoui, "Power conditioning optimisation model: An efficient aided design tool for a grid connected residential photovoltaic systems", Colloque International des JSAF 2004, Ouargla du 11 au 13/12/2004.
- [3] B. Azoui & **M. Djarallah**, " Dimensionnement et expérimentation d'un système photovoltaïque de pompage d'eau utilisant un moteur à aimants permanents sans balais collecteur", Journée d'Etude sur l'Energie Solaire, Mardi 01 mars 2005, Bejaia.