

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



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

Thèse présentée par :

HABBATI Assia épouse BELLIA

Pour l'obtention du diplôme de :

Doctorat en Electrotechnique
Option : Electrotechnique

Intitulé de la thèse :

***ETUDE PAR PLANS D'EXPERIENCES D'UNE
INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE
CONNEXION AU RESEAU ELECTRIQUE AVEC
SYSTEMES D'ANTI-ILOTAGE***

Présentée devant le jury composé de :

Mr TILMATINE Amar
Mr RAMDANI Youcef
MR MEDLES Karim
Mr HAMID Azzedine
Mr RIZZOUGA Mohamed
Mr OUIDDIR Rabeh

Professeur (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)
Professeur (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)
Professeur (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)
Professeur (U.S.T.O. Oran)
MC A (U.S.T.O. Oran).
MC A (U.S.T.O. Oran)

Président
Rapporteur
Examinateur
Examinateur
Examinateur
Examinateur

Soutenue le : 19/06/2014

REMERCIEMENTS

Je désire remercier les personnes qui m'ont aidée dans la réalisation de ma thèse de doctorat :

Mon directeur de thèse ; l'honorable Pr Ramdani,

Les respectueux membres du jury,

Ma raison d'être ; mes chers parents,

Mon grand amour, mon tendre mari abdelhak,

Mon cœur, la prunelle de mes yeux, mon fils abdeljalil,

*Mon irremplaçable et adorable famille (sœurs, frères,
neveux et nièces)*

Mes solidaires amies khadidja, fatima et halima

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	I
LISTE DES FIGURES	V
LISTE DES TABLEAUX	VII
LISTE DES ABREVIATIONS ET DES SYMBOLES	VIII
CHAPITRE 1 : INTRODUCTION GENERALE	1
1. Introduction	2
2. Les sources d'énergie	2
3. Organisation et évolution du réseau électrique	3
4. L'interconnexion des systèmes électriques	6
5. Les zones de synchronisme	6
6. L'intégration de l'énergie renouvelable	7
7. Conclusion.	8
Références du chapitre 1	10
CHAPITRE 2 : SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES RACCORDES AU RESEAU	11
1. Introduction	12
2. La conduite des systèmes électriques	13
Les surcharges en cascade	13
L'écroulement de tension	13
L'écroulement de fréquence	13
La rupture de synchronisme	13
3. Réglage de la fréquence	15
Le réglage primaire	15
Le réglage secondaire	15
Le réglage tertiaire	15
4. Réglage de la tension	15
Le réglage primaire	15
Le réglage secondaire	16
Le réglage tertiaire	16
5. Taux de pénétration des installations PV	16
6. Effet de la météo sur les systèmes PV	17
7. La météo et le profil de charge en Algérie	18
Le sud	18
Les hauts plateaux	18
Le nord	18
8. Impact du système PV sur les centrales de production	19
9. Impact du system PV sur le réseau de transport	21
10. Impact du système PV sur le réseau de distribution	23
La tension	24
Facteur de puissance	26
Harmoniques	27
Stabilité transitoire	29
Flicker ou papillonnement	29
La fréquence	31
L'îlotage involontaire	31
Déséquilibre entre phases	31
11. Impact du réseau électrique sur le système PV	32
12. Réglage de la tension dans un réseau de distribution	32

13. Conclusion	34
Références du chapitre 2	36
CHAPITRE 3 : METHODES DE DETECTION D'ILOTAGE	40
1. Introduction	41
2. Les méthodes passives	42
La protection à seuil de tension et à seuil de fréquence	42
La zone de non détection	45
La méthode de détection de saut de vecteur	49
Vitesse de changement de fréquence	50
La méthode des harmoniques de tension	50
3. Les méthodes actives	51
La méthode de la mesure de l'impédance	51
La méthode à dérive de fréquence. AFD	52
Slip Mode Frequency Shift SMS	54
Sandia frequency shift SFS / Sandia voltage shift SVS	55
L'algorithme SFS	56
L'algorithme SVS	57
4. Les méthodes hybrides	58
5. Les méthodes distantes	58
Méthode à moyen de communication	58
Méthode SCADA	59
6. Conclusion	59
Références du chapitre 3	60
CHAPITRE 4 : COMPOSANTS DU SYSTEMES PV	63
1. Introduction	64
2. L'onduleur dans les systèmes PV	64
3. Topologies des onduleurs	65
la technologie centralisée	66
La technologie string	67
La technologie multi-string	67
La technologie Module-AC	67
4. Le convertisseur DC/DC dans les systèmes PV	69
Convertisseur Boost	70
Convertisseur Buck	71
Convertisseur Buck-Boost	71
Convertisseur Ćuk	71
5. Topologie des convertisseurs DC/DC	72
La topologie hacheur string	72
La topologie Module-DC parallèle	72
Topologie Module-DC série	73
Topologie Module-DC série multi string	74
6. Les transformateurs dans les systèmes PV	74
Les transformateurs basse fréquence	74
Les transformateurs haute fréquence	75
7. Contrôle et réglage des étages de conversion	76
Commande du convertisseur DC/DC par la méthode MPPT	77
La méthode de perturbation et observation P&O	77

La méthode de la conductance incrémentielle	79
Le contrôle des courants par La boucle à verrouillage de phase PLL	82
8. Les filtre	83
Le filtre d'entrée	83
Le filtre de sortie	83
9. Conclusion.	84
Références du chapitre 4	85
CHAPITRE 5 : SIMULATION ET EXPERIMENTATION DU SYSTEME PV	88
1. Introduction	89
2. Présentation et modélisation du module photovoltaïque	90
Modèle idéal à une diode	91
Modèle R_s	92
Modèle R_p	92
3. Détermination des paramètres du module photovoltaïque	93
Détermination de I_{ph}	93
Détermination de I_s	94
Détermination de R_s et de R_p	96
4. Simulation du module PV	97
5. Interprétation des courbes et des résultats	101
6. Influence de l'éclairement sur les caractéristiques de sortie	104
7. Etage d'adaptation avec MPPT pour générateurs	105
8. Systèmes PV connecté au réseau avec méthode anti-îlotage	107
9. Conclusion	111
Références du chapitre 5	113
CHAPITRE 6 : LES PLANS D'EXPERIENCES	115
1. Introduction	116
2. Modélisation du générateur photovoltaïque	117
Choix des intervalles d'étude	117
Plan d'expériences composite et modèle de deuxième degré	118
a) Résultats des expérimentations	119
b) Calcul des coefficients	120
Analyse statistique du modèle	120
a) Réalisation du test de signification des effets	120
b) Analyse de la variance	122
c) Test de Fisher-Snedocor	123
3. Influence des facteurs choisis sur les réponses	124
4. Détermination du point de fonctionnement optimal:	126
5. Conclusion	126
Références du chapitre 6	128
CONCLUSION GENERALE	131
ANNEXES	134

LISTE DES FIGURES

Fig. 1.1 Structure de la production mondiale d'électricité-2011	3
Fig. 1.2 taux de croissance annuel moyen 2001-2011	4
Fig. 1.3 Sens d'écoulement de la puissance dans le réseau conventionnel	5
Fig. 1.4 Zones de synchronisme de l'Europe de l'Ouest	7
Fig. 2.1. Principe simplifié d'un alternateur	14
Fig. 2.2. Interaction de l'installation PV raccordée au réseau avec l'environnement	17
Fig. 2.3.. Evolution de la forme de la courbe de charge journalière en été	18
Fig. 2.4. Variation de l'éclairement dans une journée nuageuse	20
Fig. 2.5. L'énergie PV connecté en Allemagne	21
Fig. 2.6 Ligne de distribution à New South Wales (NSW), Australie	22
Fig. 2.7 Profil de tension à midi le long de la ligne	22
Fig. 2.8 Profil de tension à différents scénarios de charge	23
Fig. 2.9 Le flux de la puissance en 24H	25
Fig. 2.10 Incidents pouvant apparaître dans le réseau BT	29
Fig. 2.11 Variation de l'intensité lumineuse due à une fluctuation de tension	30
Fig. 2.12. Déséquilibre entre phases déséquilibre en production PV	31
Fig. 2. 13. Illustration des moyens de réglage de la tension	33
Fig. 3.1. Techniques de détection d'îlotage	41
Fig.3.2. Configuration typique de la connexion au réseau d'un installation PV	42
Fig.3.3. La zone de non détection	43
Fig. 3.4 Saut de la tension après la déconnexion du réseau	49
Fig.3.5. Onduleur PV avec mesureur d'impédance du réseau	52
Fig.3.7. Exemple de la forme d'onde avec la méthode AFD	53
Fig.3.8. slip mode frequency shift	55
Fig.3.9. Schéma représentant l'algorithme anti-îlotage de Sandia	56
Fig.3.10. Schéma de l'algorithme SFS	57
Fig.3.11. Schéma de l'algorithme SVS	57
Fig.3. 12. Système muni d'un émetteur récepteur anti- Islanding	58
Fig.4.1. Circuit à pont de transistors avec convertisseur élévateur	65
Fig.4.2. Par photovoltaïque français raccordé au réseau	66
Fig.4.3. Différentes topologies d'installations PV connectés à un réseau électrique	67
Fig.4.4. Schémas des différentes topologies de convertisseurs DC/DC pour PV connectés.....	70
Fig.4.5. La topologie Module-DC parallèle	73
Fig.4.6. La topologie Module-DC série	73
Fig.4.7. La topologie Module-DC série multi string	74
Fig.4.8. Structure avec transformateur basse fréquence	74
Fig.4.9. Structure convertisseur flyback avec transformateur haute fréquence	75
Fig.4. 10. Structure convertisseur Forward avec transformateur haute fréquence	76
Fig.4.11. Structure générale de la conversion PV raccordée au réseau	76
Fig.4.12 L'algorithme de la méthode P&O	78
Fig.4.13. Variation de dP/dV dans $P(V)$	79
Fig.4.14. L'algorithme de la méthode de la conductance incrémentale	81
Fig.4.15. Structure de base de la boucle à verrouillage de phase	82
Fig.4.16. Structure de la PLL triphasée	83
Fig.4.17. Structure générale du système PV connecté au réseau	83
Fig.5.1. Cellule PV idéale à une diode	90
Fig.5.2. Modèle simulink de I_{ph}	98
Fig.5.3. Modèle simulink de $I_{0,ref}$	98
Fig.5.4. Modèle simulink de I_0	99

<i>Fig.5.5. Modèle simulink du courant avec le terme R_p</i>	99
<i>Fig.5.6. Modèle simulink du courant sans le terme R_p</i>	100
<i>Fig.5.7 Groupement des sous-systèmes du modèle PV</i>	100
<i>Fig.5.8. Présentation du modèle PV complet</i>	101
<i>Fig.5.9 Caractéristique $I(V)$ dans R_s model</i>	102
<i>Fig.5.10 $I(V)$ Caractéristique dans R_p model</i>	102
<i>Fig.5.11 Caractéristique $P(V)$ dans R_s model</i>	102
<i>Fig.5.12 Caractéristique $P(V)$ dans R_p model</i>	102
<i>Fig.5.13 Caractéristique $P(V)$ pour différentes R_s</i>	103
<i>Fig.5.14 Caractéristique $I(V)$ pour différentes R_s</i>	103
<i>Fig.5. 15 $I(V)$ en variant l'éclairement</i>	103
<i>Fig.5. 16 $I(V)$ en variant la température</i>	103
<i>Fig.5.17 $P(V)$ en variant la température</i>	103
<i>Fig.5.18 $P(V)$ en variant l'éclairement</i>	103
<i>Fig.5.19. Modèle simulink du module PV avec charge résistive et éclairement variable</i>	104
<i>Fig.5.20 Tension de la charge</i>	104
<i>Fig.5.21 Courant de la charge</i>	104
<i>Fig.5.22. L'algorithme de la méthode P&O utilisé dans le modèle Simulink</i>	105
<i>Fig.5.23 Modèle Simulink de l'ensemble (générateur PV- Convertisseur DC/DC)</i>	106
<i>Fig.5.24. Puissance de sortie livrée à la charge par le générateur PV</i>	106
<i>Fig.5.25 Modèle Simulink du système PV connecté au réseau avec méthode anti-îlotage</i>	107
<i>Fig.5.26 Structure de la boucle de régulation de la tension</i>	108
<i>Fig.5.27 Structure de la méthode à seuil de tension et à seuil de fréquence</i>	108
<i>Fig.5.28. Tension triphasée du réseau</i>	109
<i>Fig.5.29. Courant triphasé du réseau</i>	109
<i>Fig.5.30. Tension PV après le transformateur</i>	110
<i>Fig.5.31. Courant du générateur PV</i>	110
<i>Fig.5.32. Les courants dans la phase 1</i>	110
<i>Fig.5.33. Les courants dans la phase 2</i>	110
<i>Fig.5.34. Les courants dans la phase 3</i>	111
<i>Fig6.1. Représentation d'un plan composite pour L'établissement d'un modèle du second degré</i>	119
<i>Fig.6.2. Surface des réponses de la puissance en fonction de l'éclairement et de la température</i>	125
<i>Fig.6.3. Courbe de prédiction de la puissance en fonction de l'éclairement</i>	125
<i>Fig.6.4. Courbe de prédiction de la puissance en fonction de l'éclairement</i>	125
<i>Fig.6.5 Recherche des valeurs optimales en utilisant le logiciel MODDE 5.0.</i>	126
<i>Figure A.1 Schéma simplifié du courant de fuite via les capacités des panneaux PV.....</i>	134
<i>Figure A.2. Courbes de tolérance en tension des onduleurs</i>	137

LISTE DES TABLEAUX

<i>Tableau.2.1. Temps de réponse à des tensions anormales</i>	26
<i>Tableau .2.2. Limites de distorsion de courant</i>	27
<i>Table.5.1. Facteur d'idéalité (A)</i>	92
<i>Table.5.2. Les caractéristiques du module PWX 500 PV (49W)</i>	97
<i>Table.6.1 Résultats du plan d'expérience composite</i>	119
<i>Table.6.2. Analyse des effets du modèle pour la réponse</i>	122
<i>Tableau.6.3. Tableau ANOVA</i>	123
<i>Tableau.6.4. Analyse de variance pour la réponse</i>	124

LISTE DES ABREVIATIONS ET DES SYMBOLES

SONELGAZ	Société nationale d'Electricité et de Gaz
EDF	Electricité de France
ENEL	Ente Nazionale per l'Energia Elettrica
NEAL	New Energy Algeria
PV	photovoltaïque
GD	Génération distribution
$d\Omega_r$	vitesse de rotation du rotor (rad/s)
T_a	Couple d'accélération (N.m)
J	Moment d'inertie équivalent (Kg.m ²)
T_e	couple électromagnétique
HT	haute tension
MT	moyenne tension
BT	basse tension
CEI	Commission d'électrotechnique internationale
THD	distorsion harmonique totale
P_{st}	flicker courte durée
P_{lt}	flicker longue durée
V_{res}	Tension du réseau
P_L	Puissance active de la charge (load)
Q_L	Puissance réactive de la charge (load)
P_G	Puissance active du générateur de source décentralisée
Q_G	Puissance réactive du générateur de source décentralisée
Q_C	Puissance réactive du système de compensation
ZND	Zone de non détection
R	La résistance de la charge
L	L'inductance de la charge
C	La capacité de la charge
P_{pv}	La puissance active délivrée par le système PV
f_{res}	: La fréquence du réseau
F_Q	Le facteur de qualité
PLL	phased-locked loop
ROCOF	Rate of Change of Frequency
H_i	L'harmonique du $i^{ème}$ rang
H_1	L'harmonique fondamentale
PCC	point de couplage commun
AFD	"Active Frequency Drift" méthode à dérive de fréquence
SMS	Slip Mode Frequency Shift
SFS	Sandia frequency shift
SVS	Sandia voltage shift
DC	direct curent
AC	alternative curent
MLI	modulation en largeur d'impulsions
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor transistor bipolaire à grille isolée
MOSFET	Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor
MPPT	maximum power point tracker
HF	haute fréquence
BF	basse fréquence

P&O	perturbation et observation
I_{ph}	est le photo courant
I_d	est le courant de diode
I_s	le courant de saturation inverse
V	la tension imposée à la diode
A	le facteur d'idéalité
N_s	le nombre de cellules photovoltaïques connectées en série dans le module
V_{Tc}	est appelée la tension thermique
k	Constante de Boltzmann, $3,81. 10^{-23} j/K$
q	Charge de l'électron, $1,602. 10^{-19} C$
$I_{ph,ref}$	Le photo-courant dans les conditions standard
$I_{s,ref}$	le courant de saturation inverse dans les conditions standard
E	L'éclairement en (W/m ²)
E_{ref}	L'éclairement dans les conditions standard =1000 (W/m ²)
$T_{c,ref}$	la température de la cellule dans les conditions standard = 298K
T_c	Température quelconque de la cellule
ΔT	la différence entre une et $T_{c,ref}$
μ_{sc}	Coefficient de température du courant de court-circuit en (A/K).
E_G	La largeur de la bande interdite (eV), (1.12 eV pour le Si)
D	Le facteur de diffusion de la diode
$P_{pm,ex}$	valeur expérimentale maximale de la puissance dans les conditions initiales
R_p	Résistance parallèle
R_s	Résistance série
FF	facteur de forme
V_{co}	tension de circuit ouvert
I_{cc}	courant de court-circuit
MPE	méthode des plans d'expériences
Y	réponse du système
x_i	les deux niveaux du facteur i
a_0	la valeur de la réponse quand tous les facteurs sont nuls (dans les unités réduites)
a_i	L'effet principal du facteur x_i
a_{ij}	Les effets d'interactions d'ordre 2 entre les facteurs i et j .
$a_{ij...k}$	Les effets d'interactions d'ordres supérieurs à 2
X	matrice des expériences
$X^t X$	matrice d'information
$(X^t X)^{-1}$	matrice de dispersion
SCE	somme des carrés de ces résidus
SCT	la somme des carrés totale
CML	la variance associée au facteur ou à l'interaction
ANOVA	Analysis of Variance
CMR	la variance résiduelle
R^2	le coefficient de détermination
Q^2	le coefficient de corrélation prédictif

Chapitre 1

INTRODUCTION GENERALE

1. Introduction

Depuis sa sortie de la source de production jusqu'au compteur du consommateur, l'électricité peut faire quelques dizaines de mètres comme elle peut voyager des centaines voire des milliers de kilomètres. Dans tous les cas, elle passe à travers un grand nombre de dispositifs (i.e. Lignes, transformateurs, appareils de protection, appareils de consommation ...). Elle fait subir et subit elle-même une multitude de phénomènes physiques (i.e. Pertes par effet joule, l'effet de peau, chute de tension, surintensité, déséquilibre de puissances entre production et demande). Au cours de ce chapitre, nous allons dessiner le parcours de l'électron en présentant d'abord l'évolution du réseau électrique et les modifications qu'a subi son architecture. Nous exposons une synthèse des plus grands et importants travaux de recherche menés sur le terrain et similaires à notre étude. Nous avons choisi les travaux de partout dans le monde qui ont été menés par des organismes scientifiques sérieux et subventionnés et des partenaires économiques puissants. C'est ce partenariat qui a permis l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux de transport et de distribution dans tous les pays développés. Nous présentons enfin la préparation de l'Algérie à pénétrer ce type de marchés.

2. Les sources d'énergie

L'électricité produite à partir des énergies fossiles qui sont à base de pétrole et de gaz a représenté 65,8% (figure1.1) de la production mondiale en 2011. Elle demeure jusqu'à aujourd'hui le socle de la production d'électricité. Mais elle reste aussi la première source de pollution.

Les multiples rapports présentés par la communauté scientifique et en particulier, les écologistes sur le changement climatique dû à l'émission de gaz à effet de serre a fini par faire réagir la classe politique. On assiste alors à la conclusion de traités et de protocoles visant à réduire ces émissions de gaz à effet de serre et dont voici les principaux :

La Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC) adoptée en 1992 au sommet de la Terre à Rio de Janeiro (Brésil).

Le protocole de Kyoto(Japon). Signé le 11 décembre 1997, Il est entré en vigueur le 16 février 2005 pour une période d'engagement 2008-2012

Le sommet de Dohasur le climat en décembre 2012 dans lequel, une seconde période d'engagement pour le protocole de Kyoto (Kyoto 2) a été fixée. Elle s'étend du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2020.

Par ailleurs, il est important de souligner que les puits de pétrole et les gisements de gaz ne représentent pas une source inépuisable puisque leurs réserves sont limitées.

L'électricité d'origine nucléaire a représenté 11,7% de la production mondiale en 2011[2]. Une baisse significative a touché ce type d'énergie puisque le taux de production en 2004, était de 15,8% (figure1.1) selon la même source [1] [2]. Là aussi, il faut mettre l'accent sur le fait que cette énergie pose le problème de traitement des déchets qui se dégradent très lentement ainsi que les potentielles craintes d'accidents (Tchernobyl, Fukushima).

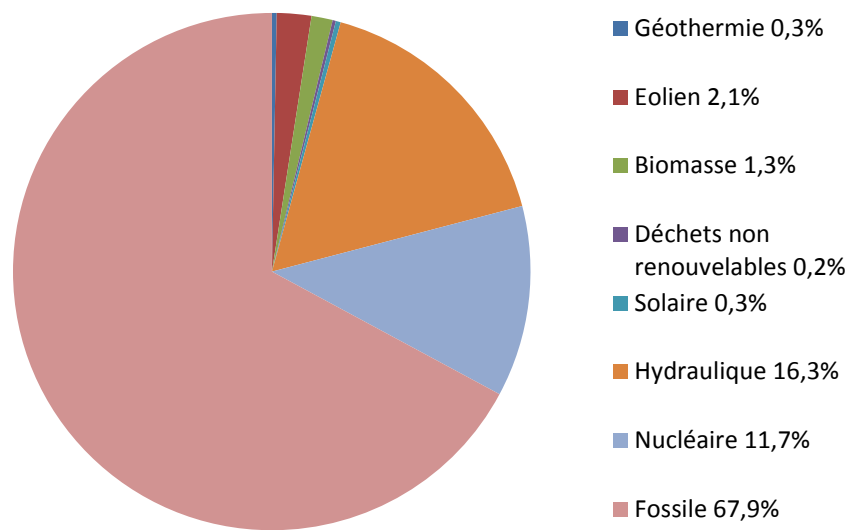


Fig. 1.1 Structure de la production mondiale d'électricité-2011 [2]

Quant à la production d'énergie renouvelable, y compris l'hydraulique, la figure 1.1 montre qu'elle a représenté en 2011 plus de 20%. La plus grande contribution revient à l'hydroélectricité, mais une lecture optimiste dans la figure 1.2 montre que les taux élevés sont enregistrés chez les filières renouvelables comme l'énergie solaire et l'énergie éolienne.

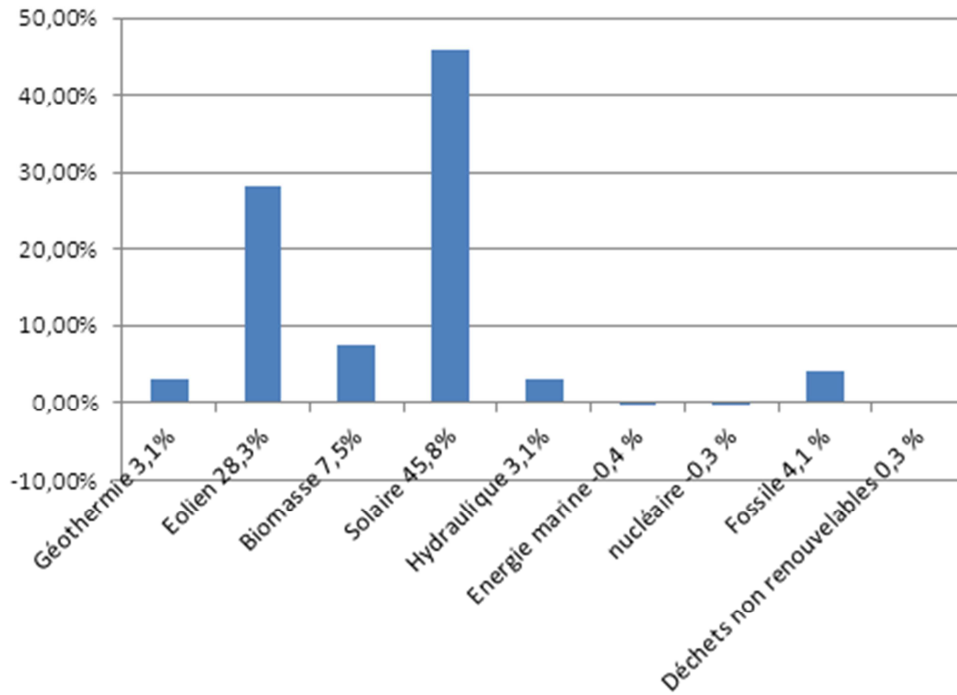


Fig. 1.2 taux de croissance annuel moyen 2001-2011[2]

3. Organisation et évolution du réseau électrique

Dans les pays du monde entier, le système électrique, tel qu'il a été conçu initialement, est un ensemble qui comporte :

Un moyen de production conventionnel dont le type (hydraulique, thermique, nucléaire) dépend essentiellement de la disponibilité des ressources naturelles de chaque pays.

Un réseau de transport.

Un réseau de distribution.

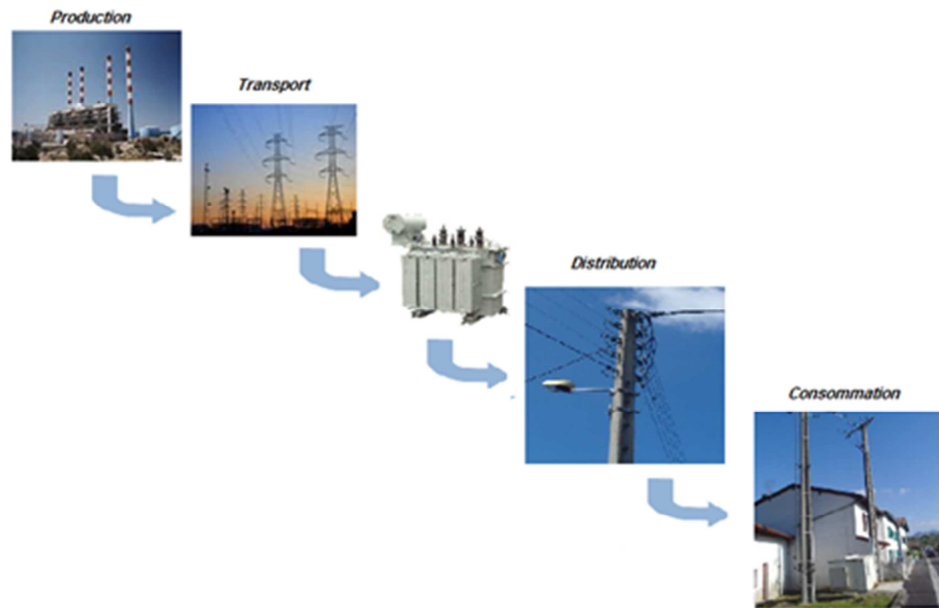


Fig. 1.3 Sens d'écoulement de la puissance dans le réseau conventionnel

Tout kilowattheure consommé est produit, transporté et distribué à l'instant même [3]. Le système électrique est une immense usine qui utilise des ressources primaires, les transforme et les met instantanément à la disposition des consommateurs. Alors, une bonne gestion s'impose pour un tel système afin d'assurer la sécurité du processus de conversion et de transmission, car cela représente aux clients le gage de la qualité de service. [5]

La production et le transport forment un tout économiquement et techniquement très intégré. Par exemple, il est indispensable de respecter à tout moment les trois principaux types de contraintes techniques [3]:

- Equilibre production-consommation,
- Sécurité individuelle des ouvrages,
- Sécurité globale du système pour faire face aux aléas.

Dans presque tous les pays et avec des éventuelles différences de formes, la gestion et l'organisation d'un système aussi complexe que le système électrique a d'abord été attribuée à un seul organisme.

Cette centralisation, fut très bénéfique au début pour la coordination des différentes tâches. Elle a permis la construction et l'entretien des unités de production et des lignes de transport qui coutent extrêmement cher. La répartition équitable des postes de distribution à travers les tissus urbains a permis de faire bénéficier sans distinction toute les populations, aussi bien de l'électrification des foyer que de l'éclairage publique.

La centralisation a assuré pendant longtemps la continuité de service en équilibrant instantanément l'énergie demandée par le consommateur avec l'énergie produite malgré l'impossibilité de stocker l'énergie électrique sous la forme alternative.

4. L'interconnexion des systèmes électriques

L'interconnexion des réseaux électriques a été adoptée pour couvrir l'échec de la politique d'autosuffisance énergétique menée par les pays européens qui croyaient que la production de l'électricité nucléaire en France ou hydroélectricité en Suisse à titre d'exemples étaient capables de satisfaire leurs consommations nationales.

En Europe comme en Algérie, les compagnies chargées seules de l'exploitation de la production, du transport et de la distribution sont devenues des 'SIGLES' comme SONELGAZ en Algérie, EDF en France, ENEL en Italie, etc.

La technique du transport par courant alternatif à très haute tension (400 kv/50 Hz) a été appliquée dans le réseau de transport européen après la deuxième guerre mondiale pour remédier au problème qui consistait à faire parvenir l'électricité depuis son site de production généralement à proximité de la ressource d'eau (centrale hydraulique) jusqu'aux lointaines zones de consommation. Le réseau de transport est alors appelé '*réseau de grand transport*'[3].

Le réseau de grand transport joue un autre rôle, tout aussi important. Ce rôle consiste à assurer l'équilibre entre l'énergie produite et celle consommée et ce à tout instant et en tout point des réseaux interconnectés. Ainsi, à un instant donné, la puissance demandée par une région déterminée peut être couverte par une centrale électrique située dans une autre région grâce à la connexion existant entre les différents moyens de productions. Cette souplesse est mieux mise en valeur dans les sites de consommation à charge très fluctuantes.

5. Les zones de synchronisme

L'interconnexion entre les réseaux électriques des pays de l'Europe de l'Ouest a donné naissance à une zone dite *zone de synchronisme* comme il en existe ailleurs dans le monde. L'Allemagne après son union, la République Tchèque, la Slovaquie, la Hongrie, et la Pologne se sont raccordés en 1995 à la zone synchrone de l'Europe de l'Ouest, à son réseau de 400 kv. En 1997, c'était au tour du Maroc, de l'Algérie et de la Tunisie de s'y interconnecter par le biais du câble sous-marin qui passe par le détroit de Gibraltar [3].

La figure 4.1 montre l'interconnexion entre les trois zones de synchronisme suivantes

Zone de synchronisme de l'Europe de l'Ouest

Zone de synchronisme de Scandinavie

Zone de synchronisme du Sud-Est de l'Europe

L'interconnexion au sein de la même zone de synchronisme en plus de l'interconnexion entre les différentes zones permet de pratiquer *le transport de compensation* qui selon la source [3] consiste entre autres à utiliser le décalage horaire entre les pays et les régions pour remédier au problème des heures de pointes.

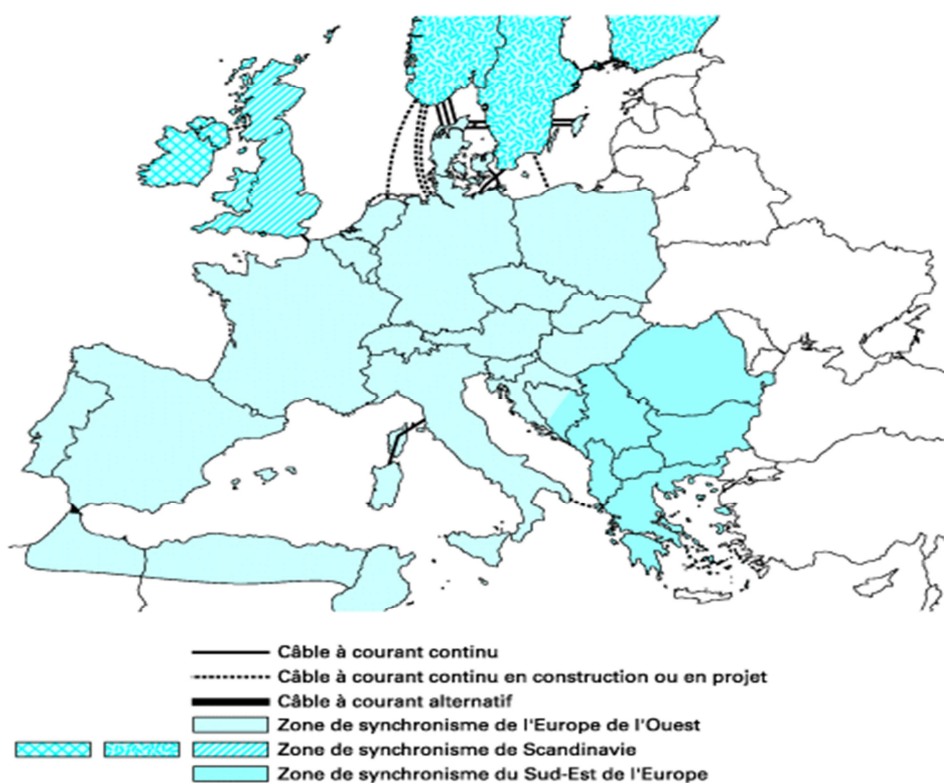


Fig. 1.4 Zones de synchronisme de l'Europe de l'Ouest

6. L'intégration de l'énergie renouvelable

L'organisation traditionnelle du système électrique s'est vue au fil des décennies, atténuée à cause de deux phénomènes essentiels; la croissance démographique à laquelle, l'extension du réseau électrique n'est pas toujours proportionnelle et le changement de la qualité de la charge qui comporte de plus en plus d'appareils polluants tel que les appareils informatiques par exemple. A cela, il faut ajouter l'impact des facteurs économiques et environnementaux de nature écologique tel que l'inéluctable épuisement des ressources fossiles et la pollution de la terre et de l'air, ont poussé les pays développés à réagir en libérant le secteur électrique par

l'introduction des ressources propres. Le système électrique vit alors une mutation irréversible en matière de répartition des tâches techniques.

La production décentralisée défini comme la source électrique raccordée directement au réseau de distribution a créé des problèmes de nouveau genre à l'exploitation et à la gestion du système électrique.

Le marché de l'électricité dans ces pays a été depuis sa création monopolisé par les grandes entreprises qui géraient à la fois, la production, le transport et la distribution. La structuration verticale du système électrique qui indique clairement le sens du flux de puissance de la production vers la distribution en passant par le transport a ensuite laissé place à une nouvelle architecture dite horizontale.

Cette nouvelle structuration a permis l'apparition de la génération d'énergie dispersée. Les producteurs de cette énergie reliée en premier temps au réseau de distribution et plus tard au réseau de transport, ne sont pas en mesure de concurrencer avec les grandes centrales thermiques ou nucléaires, ils investissent surtout dans la production de moyen coût tel que l'éolien, le solaire et la biomasse. Mais ils présentent tout de même l'avantage d'offrir une énergie non polluante

L'Algérie possède d'excellentes ressources 2,000 kwh/m²/an de rayonnement direct. Ces dernières années, la politique du pays dans le secteur de l'énergie électrique est dirigée vers un accroissement de la production de l'énergie renouvelable de 10% d'ici 2025. Les prévisions concernant l'énergie solaires parlent de 5% du total de l'énergie produite en 2015. L'Algérie envisage un partenariat avec les européens qui en retour, devront profiter d'une énergie propre provenant des centrales électriques placées en Algérie et cela grâce à l'interconnexion.

La mission d'organiser et de poursuivre les travaux avec le partenaire européen, est confiée à la nouvelle société baptisée New EnergyAlgeria (NEAL). La première loi prometteuse concernant l'intégration de l'énergie solaire dans la production de l'énergie électrique à grande échelle fut publiée dans le journal officiel en 2004.

7. Conclusion

Les énergies fossiles demeurent jusqu'à aujourd'hui le socle de la production d'électricité. Mais elles restent aussi la première source de pollution et l'épuisement inévitable de leurs réserves fait le bonheur des écologistes. L'électricité d'origine nucléaire est touchée par une

baisse significative. [4]Cela est dû surtout au problème de dégradation de ses déchets qui a permis l'accroissement que connaissent les nouvelles énergies dites propres.

L'intégration de l'énergie nouvelle n'est pas une tâche facile puisque le système électrique a été initialement conçu pour produire l'électricité et non pas la recevoir. L'inversement du flux de la puissance dans le réseau à lui seul, peut engendrer beaucoup de problèmes sans compter les influences mutuelles entre les parties constituantes du système conventionnel et les nouvelles installations qui lui sont raccordées.

Dans notre thèse, nous allons développer le raccordement au réseau de l'énergie photovoltaïque. Nous allons commencer dans le deuxième chapitre par présenter un aperçu sur le fonctionnement du réseau électrique puis analyser l'effet des conditions météorologiques sur le fonctionnement du système PV. Nous présenterons une étude détaillée sur l'impact du système PV sur le réseau électrique ainsi que l'impact de ce dernier sur le système PV. Dans Le troisième chapitre, nous exposerons une revue actualisée des méthodes de détection de l'îlotage. Puis nous étudierons dans le quatrième chapitre chacun des composants de la chaîne PV. Nous consacrerons ensuite les deux derniers chapitres à la partie expérimentation-simulation. Le cinquième sera réservé à la simulation de la chaîne PV avec une étude expérimentale sur la détermination des paramètres du module PV. Dans le sixième chapitre, nous démontrerons comment utiliser la méthode des plans d'expériences pour quantifier l'effet de la température et l'éclairement sur les caractéristiques électriques du générateur PV.

Références du chapitre 1

- [1] Herman Bayem “Apport Des Méthodes Probabilistes Aux Etudes D’insertion Des Energies Renouvelables Dans Les Systèmes Electriques” Universit2 De Paris Sud 11, These de Doctorat 2009
- [2] Observ'er Quatorzième Inventaire “ La Production D’électricité D’origine Renouvelable Dans Le Monde Collection Chiffres Et Statistiques, Édition 2012
- [3] Pierre Bornard “Conduite D’un Système De Production-Transport “ Technique de l’ingénieur, 10 Nov. 2000
- [4] Vincent Courtecuisse “Supervision D’une Centrale Multisources A Base D’éoliennes Et De Stockage D’énergie Connectée Au Réseau Electrique”. L’école Nationale Supérieure D'arts Et Métiers, these De Doctorat 2008
- [5] Florin Bogdan Enacheanu, “ Outils D’aide A La Conduite Pour Les Opérateurs Des Réseaux De Distribution”, Laboratoire De Génie Electrique De Grenoble. T h è s e de doctorat 2007

Chapitre 2

SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES RACCORDES AU RESEAU

1. Introduction

Malgré tous les avantages qu'apporte l'énergie photovoltaïque aux systèmes électrique et aux consommateurs, cette énergie pourrait causer quelques problèmes opérationnels. L'un des principaux facteurs menant à ces problèmes est la fluctuation de la puissance de sortie des systèmes PV en raison de variation rapide de l'éclairement solaire lors du passage des nuages. De telles situations rendent difficile, la prévision de la puissance à la sortie des installations PV. Par ailleurs, le réseau électrique est initialement unidirectionnel, la puissance s'y écoule donc, depuis les grandes centrales jusqu'aux consommateurs. Mais avec l'intégration de manière distribuée des énergies renouvelables, y compris l'énergie PV, le flux de puissance pourrait bien s'inverser par endroits et par moments, ce qui n'est pas sans conséquences comme il sera démontré ultérieurement. D'autre part, près de 8 % de l'énergie consommée est perdu le long des lignes de transmission par effet joule [1],[2].

Les barrières économiques, et la disponibilité des ressources renouvelables, ont été à une certaine période, plus alléchantes que de se pencher sur les impacts négatifs des systèmes raccordés au réseau sur le fonctionnement de ce dernier. Alors, de nombreux gouvernements ont encouragé l'intégration de la génération dispersée.

Aujourd'hui, de plus en plus de chercheurs à travers le monde mènent des travaux sur la bonne intégration qui doit impérativement prévoir les moyens et les solutions techniques qui seront en mesure de faire face aux problèmes qui lui sont relatifs.

Puisque notre thèse traite des systèmes PV en particuliers, nous allons focaliser notre étude dans ce chapitre uniquement sur les impacts des systèmes PV. Le travail accompli dans ce domaine peut être classé dans trois catégories principales [3]:

Impacts sur les centrales de production,

Impacts sur les réseaux de transport

Impacts sur les réseaux de distribution.

Toutefois, avant d'aborder les impacts possibles de l'installation des systèmes photovoltaïques sur le réseau conventionnel, il est important de préciser qu'il peut y avoir des impacts positifs sur le réseau, mais aussi des effets négatifs. Alors cette intégration peut à la fois diminuer la chute de tension dans la ligne mais aussi aller jusqu'à élever la tension et causer l'inversion du flux de puissance.

2. La conduite des systèmes électriques

La production décentralisée ou la génération dispersée et particulièrement la production photovoltaïque est caractérisée par sa petite taille contrairement à la production classique. Elle est souvent connectée aux réseaux de distribution. Son exploitation ne peut toujours pas être planifiée à cause de sa nature fluctuante. A part quelques rares exceptions, elle n'apporte généralement pas de services système comme la participation aux réglages de la fréquence ou aux réglages de la tension et par conséquent, elle ne peut pas garantir la sûreté du système électrique.

Si nous comprenons bien la conduite du système électrique tel qu'il a été conçu à l'origine, nous serons capables d'imaginer ce que la GD ne peut apporter à cette organisation complexe. Les phénomènes qui sont à l'origine de la dégradation de la sûreté sont :

Les surcharges en cascade : Elle apparaît suite au maintien d'intensités élevées dans un ouvrage (par exemple, dans une ligne) qui se déclenche du réseau à l'aide de sa protection de surcharge. La situation transitoire peut ne pas disparaître mais juste se transmettre à un autre ouvrage en créant ainsi l'effet cascade.

L'écroulement de tension: c'est un phénomène qui prend naissance dans une zone où la tension a baissé. Alors, ses dispositifs de régulation telle que les sources de puissance réactive entrent en jeu. Ces dispositifs peuvent manquer d'efficacité et la zone en détresse a recours aux dispositifs des zones avoisinantes les contaminant ainsi. La chute de tension se voit alors propager.

L'écroulement de fréquence: Quand l'équilibre production / consommation n'est plus maintenu, on peut voir apparaître une baisse de fréquence. Si elle sort de la plage autorisée par les normes, les groupes de production se séparent du réseau pour éviter d'être endommagés. La fréquence va chuter d'avantage à cause de cette séparation, ce qui va entraîner la séparation d'un autre groupe de production jusqu'à l'écroulement de fréquence.

La rupture de synchronisme : On parle de synchronisme dans un réseau quand les alternateurs des différents groupes de production tournent à la même vitesse, ce qui engendre la même fréquence qu'on trouve partout dans un même réseau. Un défaut comme un court-circuit qui persiste peut rompre ce synchronisme et le système devient instable.

Ouvrons ici une parenthèse pour rappeler la physique du système électrique et expliquer la naissance de la fréquence du réseau.

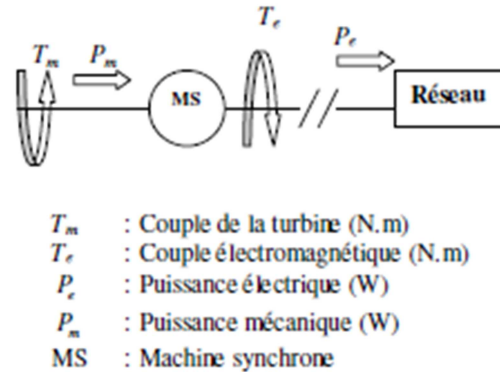


Fig. 2.1.Principe simplifié d'un alternateur [17]

La figure 2.1 illustre le fonctionnement d'alternateur connecté au réseau. D'une façon très classique, on obtient de l'électricité en entraînant l'alternateur à l'aide d'une turbine. Cette électricité est acheminée vers le consommateur via un réseau de transport puis un réseau de distribution. "Une variation de la consommation se traduit par une modification du couple électromagnétique T_e . La différence entre le couple T_e et T_m crée un couple d'accélération T_a qui va modifier la vitesse de rotation Ωr . En effet, l'équation des masses tournantes est donnée par": [17]

$$J \frac{d\Omega_R}{dt} = T_m - T_e = T_a$$

Où :

$d\Omega_R$ Vitesse de rotation du rotor (rad/s)

T_a Couple d'accélération (N.m)

J Moment d'inertie équivalent (Kg.m²)

Si $T_m = T_e$ il en résulte une situation d'équilibre avec $\frac{d\Omega_R}{dt} = 0$

Si $T_m \neq T_e$ il y a une accélération $\frac{d\Omega_R}{dt} = \frac{T_m - T_e}{J}$

La fréquence est considérée la même dans tout le réseau. D'ailleurs, les appareils électriques ne sont pas toujours adaptés à une variation de fréquence telle que les machines à laver ou les

horloges qui adaptent leurs compteurs avec la fréquence du réseau qui les alimentent. Mais il y a tout de même une plage de tolérance qui garantit le fonctionnement normal de tout équipement branché au réseau.

Le système électrique possède bien évidemment des solutions aux phénomènes précédemment cités qui sont engendrés par le fait que la production ne soit plus adaptée à la consommation. Parmi les services système que le réseau classique garantit, il y a le réglage de la fréquence et le réglage de la tension.

3. Réglage de la fréquence

Le réglage primaire [17] [18] [19] [20] c'est un réglage automatique assuré par les groupes de production à l'aide des boucles de régulation situées à leur niveau. Il permet le rétablissement rapide (quelques secondes) de l'équilibre entre la production et la consommation.

Le réglage secondaire [17] [18] [19] [20] c'est aussi un réglage automatique qui doit ramener la fréquence à sa valeur de référence. Le réglage secondaire d'une zone de réglage a pour but de faire intervenir uniquement la zone de réglage où le déséquilibre est apparu.

Le réglage tertiaire [17] [18] [19] [20] c'est un réglage qui n'est pas automatique. Il consiste à pallier le déficit du réglage secondaire quand l'écart entre la fréquence du réseau et la fréquence de consigne n'est pas totalement résorbé.

4. Réglage de la tension

Le réglage primaire [17] [19] [20] c'est un réglage automatique qui consiste à maintenir la tension égale à la tension de référence par excitation des alternateurs des groupes de productions les plus proches de la zone de perturbation.

Le réglage secondaire [17] [20] c'est un dispositif automatique qui sélectionne dans le réseau une zone électriquement homogène qui peut contenir plusieurs groupes de production. Ces groupes vont réguler la tension d'un point particulier représentatif de la tension d'une zone appelée 'nœud pilote' ou 'point pilote'.

Le **réglage tertiaire** [17] [20] c'est le réglage manuel qui permet la coordination entre les différentes zones de réglage secondaire.

5. Taux de pénétration des installations PV

Un important cas d'études est présenté dans la référence [8]. Cette étude consiste entre autres, à analyser l'intégration des installations PV à petite puissances dans le réseau de distribution à des taux de pénétration différents. Les générations dispersées ont été appliquées à plusieurs types de réseaux (bouclés, radiaux, ...)

Le plus faible taux de pénétration, 5 % des foyers à petites installations PV de 1kwp. Ils ont causés des petites pertes de charge pour le réseau. Toute l'énergie générée a été consommée au niveau local et le réseau a senti une réduction de la consommation pendant le jour.

Le taux de pénétration de 50 % des foyers à petites installations PV de 1kwp a causé une légère hausse du courant induisant un petit accroissement de la tension à quelques sections au bout du réseau, toujours dans les limites des fluctuations acceptées.

Le taux de pénétration de 100 % des foyers à petites installations PV de 1kwp a provoqué des hausses de tension perceptible dans tous les réseaux.

Le taux de pénétration de 200 % des foyers à petites installations PV de 1kwp aquant à lui augmenté la tension de sorte à dépasser les limites de tension acceptable pour tous les réseaux,

A noter que le taux de pénétration de GED dans un réseau est calculé par :

$$\text{Taux de pénétration (\%)} = \frac{\text{Puissance nominale de GD (MW)}}{\text{Puissance nominale de consommation (MW)}}$$

6. Effet de la météo sur les systèmes PV

L'origine principale des fluctuations du courant dans les systèmes photovoltaïques est bien la nature (figure 2.2) comme le passage des nuages sur les panneaux PV. D'ailleurs, il existe des types de nuages qui sont capables de réduire la production de l'énergie électrique des systèmes PV à presque zéro. D'autres types de nuages n'annulent pas la puissance produite mais la rendent très variables suivant ainsi, '*fidèlement*' les variations de l'éclairement [4]. Les vents, quand ils sont forts jouent en faveur d'un bon éclairement puisqu'ils accélèrent le

dégagement du ciel. Dans un autre cas de figure, il arrive que l'installation PV opère à plein régime et se trouve à un taux de pénétration élevé alors que le réseau passe par une heure où la demande est à son bas niveau. De plus, le problème des pluies acides est un problème à ne pas négliger dans certaines régions du globe [5].

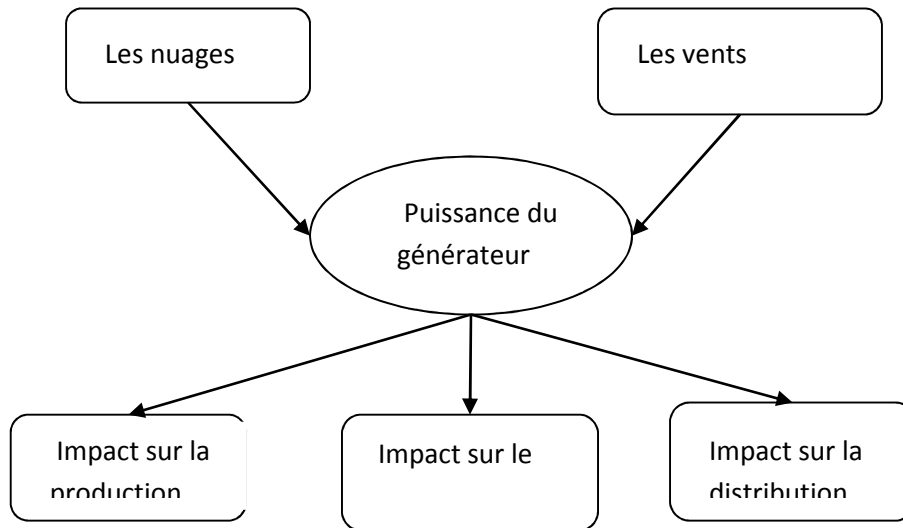


Fig. 2.2. Interaction de l'installation PV raccordée au réseau avec l'environnement

Une étude approfondie sur la météo dans un endroit quelconque prévu pour abriter une installation électrique, s'avère donc, indispensable. Un relevé de l'éclairement sur des petits intervalles (quelques dizaines de minutes) informera avec beaucoup de précision sur les variations de l'éclairement et par conséquent, de la puissance électrique générée par le système PV [6], [7]. [14].

7. La météo et le profil de charge en Algérie

Si nous examinons de près les profils de charge en Algérie pendant le jour, nous aurons trois régions bien distinctes en matière de climat, engendrant des différences de profils de charge.

Le sud : Le pic de consommation dans le sud en été est situé entre 11 heure du matin et 17 heure de l'après-midi à cause de la canicule qui pousse les gens à utiliser la climatisation. Ce pic coïncide bien avec la puissance électrique PV maximale que pourrait donner des installations PV implantées dans ces régions très ensoleillées. Le raccordement de telles installations à la distribution serait très bénéfique pour le système électrique en Algérie. Nous

aurions un établissement d'équilibre local entre la production décentralisée et la charge et il y aurait moins de pertes par effet joule à cause du transport à des grandes distances.

Les hauts plateaux : c'est une région caractérisée en hiver par des journées froides mais souvent bien ensoleillées et en été, par des journées chaudes et ensoleillées aussi. Depuis la canicule de 2002, beaucoup de foyers et de bâtiments administratifs ont introduit la climatisation dans ces régions. Mais comme dans le sud, ce pic de consommation coïnciderait avec une production maximale des petites installations PV locales. En revanche, le chauffage qui est indispensable dans cette région et reposant entièrement sur le gaz, peut très bien être convertit pendant le jour à l'électricité puisque les climatiseurs sont dotés des deux options (froid et chaud). Cette conversion est très faisable avec une sensibilisation de la population après l'installation et le raccordement au réseau électrique des systèmes PV.

Le nord : c'est une région où règne le climat méditerranéen et où se trouve la plus grande concentration démographique de l'Algérie. L'impossibilité d'obtenir des informations sur les profils de charge rend difficile, la prévision sur le comportement du réseau avec l'introduction de la génération distribuée PV ou autre. En plus, le passage des nuages de différents types et de différentes tailles impose d'abord l'établissement d'un profil de l'éclaircissement sur l'année à des petits intervalles.

La figure 2.3 montre une comparaison entre l'évolution du profil de charge journalière en Juillet 2002 et en Juillet 2011.

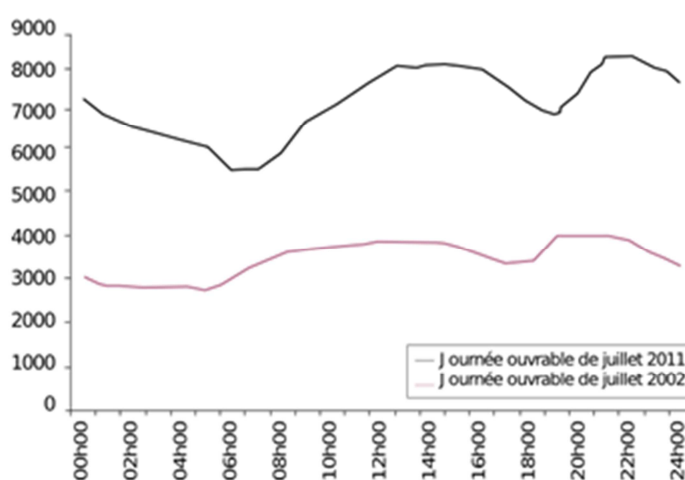


Fig. 2.3. Evolution de la forme de la courbe de charge journalière en été

8. Impact du système PV sur les unités de production

Un des défis dans la gestion de la production conventionnelle c'est l'adaptation de la production à la charge et ce d'une manière instantanée. Avant l'intégration de la génération dispersée, il était souvent possible d'établir un profil de charge qui permettait de contrôler la production. Cette organisation n'était pas sans failles puisque l'histoire a marqué plusieurs incidents produits dans les plus grands pays tel que les USA, la France, l'Allemagne malgré la technologie dont ils sont dotés. La SONELGAZ a eu depuis sa création beaucoup de succès à partager ses efforts entre l'extension du réseau électrique sur la très grande superficie du pays et la coordination entre la production et la demande. Mais depuis l'augmentation de la charge principalement à cause de l'utilisation de la climatisation dans les foyers et les administrations et mêmes les établissements scolaires, le problème de déséquilibre entre la production et la demande se fait sentir davantage, surtout avec la pratique du délestage.

Après l'intégration de la génération dispersée, dans les pays développés, ce sont les fluctuations sévères dans la puissance de sortie de grands systèmes PV qui ont commencé à influencer sur la production de l'électricité par les centrales conventionnelles. Le défi devant un tel impact est la capacité de la production à suivre le rythme très aléatoire de ces fluctuations.

Comme il a été mentionné précédemment, il est important d'identifier le niveau de pénétration des systèmes PV adéquat afin d'éviter les problèmes de contrôle de la production. Beaucoup de solutions opérationnelles sont proposées par les chercheurs dans ce domaine. Mais leur faisabilité reste à démontrer.

Dans la référence [5], l'auteur montre que les dispositifs de contrôle mis en place pour protéger le système électrique conventionnel, sont incapables de réagir devant certaines conditions climatiques qui génèrent une fluctuation à la fois importante et rapide de l'énergie électrique PV. Un exemple est donné dans la figure 2.4 qui montre l'éclairement qui a varié plus de quinze fois en à peine une minute.

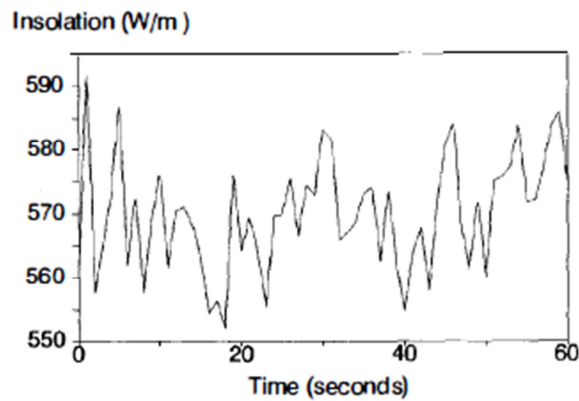


Fig. 2.4. Variation de l'éclairement dans une journée nuageuse [5],

Dans la référence [6] l'auteur met l'accent sur le manque de certaines informations météorologiques. En effet un relevé régulier sur un incrément de temps très court (une minute) servirait à constituer un profil pour les journées de différents éclairagements. Ces profils aideront à dessiner des courbes prédictives de la puissance en fonction de l'éclairement et de préparer en leur fonction, des stratégies de contrôle de la production centralisée. Car l'objectif principal aujourd'hui n'est pas de limiter l'intégration des systèmes PV mais plutôt garantir sa compatibilité avec le réseau classique.

Dans la référence [8], l'auteur présente un cas d'étude au Portugal qui montre l'impact de la position géographique de deux systèmes PV interconnectés avec le réseau d'électricité, l'une à Lisbonne dans le sud et l'autre à Helsinki dans le nord. Le temps au nord étant très variable, cause une fluctuation dans la puissance électrique générée par l'installation PV de Helsinki. Une fluctuation traduite par la perte de 50 à 60% de sa puissance sur les données annuelles.

9. Impact du système PV sur le réseau de transport

La planification et l'exploitation du réseau MT sont normalement prises en charge par les unités de production conventionnelles parce que le flux de puissance est unidirectionnel. Mais avec l'intégration massive de la GD, certains pays se sont vus dans l'obligation d'impliquer cette GD dans le contrôle et la planification du réseau de transport. Si on prend l'exemple de l'Allemagne qui un leader Européen en matière d'intégration de la GD, le graphe de la figure 2.5 montre le raccordement de la GD photovoltaïque dans le système électrique allemand durant la décennie 2000/ 2010.

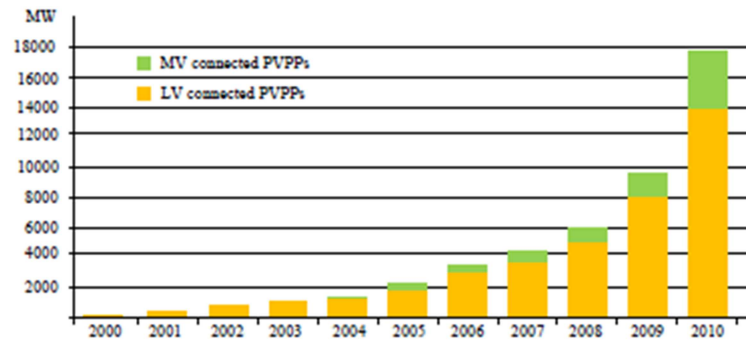


Fig. 2.5. L'énergie PV connecté en Allemagne [9]

Afin de minimiser voire même d'éliminer l'impact négatif que peut avoir la GD raccordé au réseau de transport MT, il est primordial de maintenir, la sécurité, le fonctionnement et la stabilité du réseau dans les limites de sécurité dictées par les lois régissant ce types d'applications sur le système électrique. La GD connectée au réseau de transport doit fournir une énergie électrique et garantir la même qualité de service que la production conventionnelle, y compris la gestion des situations difficiles sans avoir recours à la déconnexion. Nous citerons ultérieurement les normes européennes qui définissent les limites inférieures et supérieures de la tension et de la fréquence car ce sont les plus appropriées au système électrique algérien une fois la connexion de la GD au réseau autorisée.

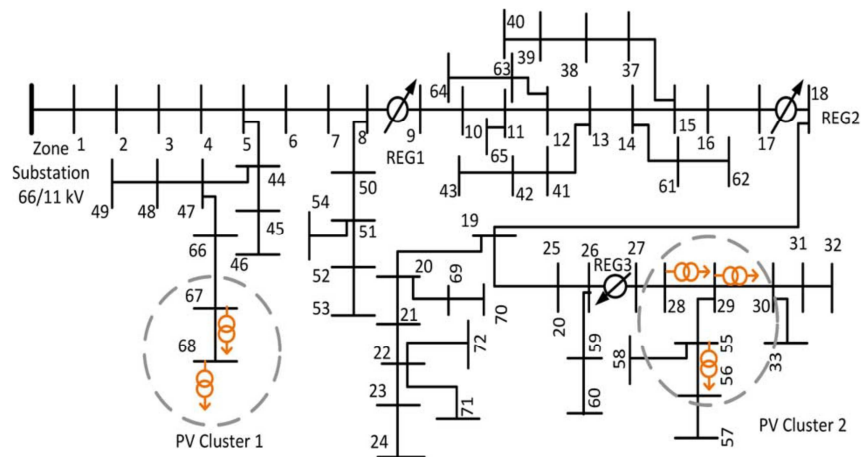


Fig. 2.6 Ligne de distribution à New South Wales (NSW), Australie [10], [11].

Une récente étude pratique a été réalisée en Australie [10]. Cette étude consiste à proposer une approche concernant le flux de puissance triphasée pour réseaux de distribution tout en préservant les configurations originales de 3 fils ou 4 fils pour une estimation plus précise des impacts des PV sur le toit sur les différentes phases et neutres. Un modèle de transformateur triphasé a été élaboré comme interface entre la moyenne tension (MT) à 3 fils et la BT à 4 fils. Également un modèle de réseau intégré est développé pour une représentation explicite des

différentes phases. Une série de calculs de flux de puissance ont été réalisées à l'aide de l'approche proposée pour étudier les impacts de la génération PV sur le réseau de distribution et la propagation de cet impact dans le réseau MT. [31]

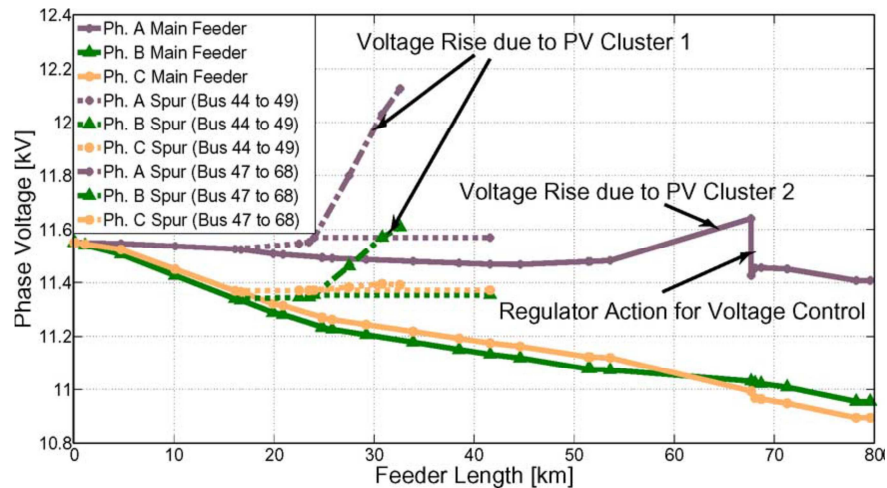


Fig. 2.7 Profil de tension à midi le long de la ligne 11 kv[10].

La figure 2.7 montre les profils de la tension de la ligne MT sur toute la longueur de la ligne qui contient les deux groupes de générateurs PV. Le profil de cette tension correspond à l'heure où la génération photovoltaïque est à son pic. Une élévation de tension est observée le long d'une partie de la ligne MV (via les bus 47, 66, 67 et 68 en Fig. 2.6) en raison de l'absence de régulateur de tension juste en amont. En revanche, l'élévation de la tension produite par le groupe PV 2 est abaissée par REG3.

Une autre étude est présentée dans la référence [16]. Elle consiste à simuler sous *Load Flow* le comportement d'un élément du réseau MT. Depuis le poste de transformation HT/MT, l'élément est partagé en quatre segments entre lesquelles sont introduites les charges et la GD. Quatre hypothèses sont analysées, figure 2.8 :

- pleine charge en présence de GD;
- pleine charge en son absence ;
- basse charge en présence GD;
- basse charge en son absence.

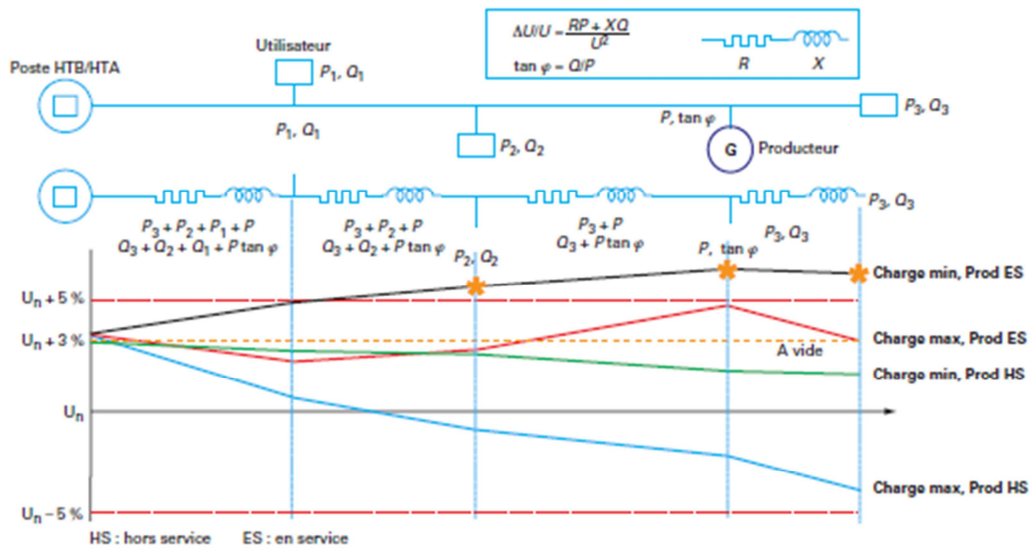


Fig. 2.8 Profil de tension à différents scénarios de charge [15].

10. Impact sur le réseau de distribution

Une bonne partie de la littérature dans ce domaine est dédiée à l'impact de la génération dispersée sur les réseaux de distribution et plus particulièrement à l'impact des installations PV[24]. Comme il a déjà été mentionné, la connexion au réseau des petites installations PV au niveau de la basse tension BT est un marché en pleine expansion à cause du prix de l'installation (panneaux, onduleurs, batteries...) qui est beaucoup plus bas qu'une installation raccordée à la tension moyenne MT ou à la haute tension HT. Les problèmes opérationnels, causés par les systèmes photovoltaïques sont similaires à ceux causés par des générateurs distribués qui produisent la puissance active constante, tels que les groupes électrogènes diesel et les piles à combustible. Ces problèmes surviennent principalement en raison de l'installation de groupes électrogènes sur le côté client dans une ligne d'alimentation conçu pour une circulation unidirectionnelle de puissance [8] [10]. L'inversion du flux de puissance génère un dérèglement de la tension et cause un mauvais fonctionnement des relais de protection. Il faut rappeler qu'en Algérie, l'usage des groupes électrogènes se fait en l'absence du flux principal qui va de la production vers le consommateur.

Le réseau de distribution est lui aussi touché par la fluctuation de la puissance de sortie des systèmes PV. Généralement, ces systèmes PV sont des petites installations placées sur les toits des immeubles et des maisons ou sur leurs façades. Elles sont de différentes tailles. Leurs propriétaires optent le plus souvent pour le flux à double sens qui leur permet d'utiliser

toute leur production en énergie électrique PV et puiser dans le réseau si celle-ci n'est pas suffisante et vendre l'excédent de sa production PV à la compagnie d'électricité.

Bien que la puissance produite par '*le consommateur producteur*' ne dépasse pas les 50 kw, c'est plutôt le nombre d'abonnés comme lui, branchés ainsi sur le réseau qui va causer dans l'ensemble, les fluctuations de la puissance PV raccordée au réseau de distribution. Mais des études de cas réels ont montré que les petites installations photovoltaïques n'affectent les performances du réseau que si elles sont concentrées dans une petite zone.

La tension

Traditionnellement, sur une ligne de distribution, une chute de tension est causée par les pertes joules. Avec l'intégration de la GD, en particulier, les petites installations PV sur les façades et sur les toits des maisons et des immeubles, cette chute de tension est compensée. En plus, la charge va désormais se servir de la puissance électrique générée par le système PV. De ce fait le courant circulant dans la ligne depuis la source conventionnelle pour alimenter la charge va être réduit en réduisant par conséquent les pertes joules dans cette ligne. [28]

Ce cas de figure est acceptable car il a de bonnes répercussions sur le rendement de la ligne. Mais avec une énergie électrique PV excessive, il apparaîtra une élévation de la tension. Il a déjà été mentionné que cela correspond au cas où le pic de puissance PV coïncide avec le moment où la demande est faible.

La figure 2.9 montre l'impact de la génération d'électricité PV sur le sens du flux de l'énergie dans une ligne depuis le lever du soleil jusqu'au crépuscule. La partie en rouge correspond à une ligne avec GD photovoltaïque. Le sens du flux d'énergie est inversé dans la ligne quand l'énergie PV est suffisamment importante pour couvrir et dépasser la chute de tension dans ligne en plus de la charge qui lui est affectée.

La référence [13] propose une règle de base qui est que les unités de la GD peuvent améliorer le profil de tension si le courant injecté de cette unité de GD est inférieure à 5 % de la charge à alimenter.

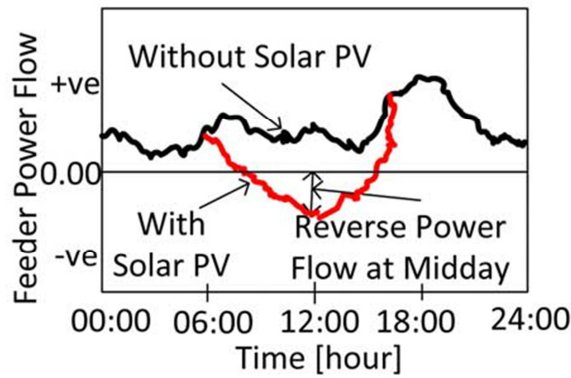


Fig. 2.9 Le flux de la puissance en 24H [11]

Les pays qui ont introduit depuis longtemps la GD dans leurs systèmes électriques ont mis en œuvre une politique de gestion de cette intégration. Nous avons choisi de présenter la norme internationale de la Commission Internationale d'Electrotechnique [12]. C'est une norme qui s'applique aux systèmes PV interconnectés au réseau public et plus exactement, au réseau de distribution BT via des onduleurs statiques (à semi-conducteurs) à fonction anti-îlotages. La puissance de ces installations PV doit être inférieure ou égale à 10 kvaet raccordée en monophasé ou en triphasé avec le respect de la condition de compatibilité de la tension, du courant et de la fréquence de l'énergie PV après l'onduleur avec celle du réseau public.

Les dérives de tension en dehors de certaines valeurs (voir tableau 2.1) peuvent endommager les équipements, aussi bien du réseau public que l'installation PV. Aussi, cela peut mettre en danger le personnel de maintenance. Dans ce cas, le système PV doit impérativement être déconnecté et cesser d'alimenter la ligne de distribution du réseau.

Tableau.2.1. Temps de réponse à des tensions anormales [12]

Tension en valeurs efficaces (au point de connexion avec le réseau public)	Temps maximal de déclenchement *
$V < 0,5 \cdot V \text{ nominal}$	0,1 s
$50 \% \leq V < 85 \%$	2,0 s
$85 \% \leq V \leq 110 \%$	Service continu
$110 \% < V < 135 \%$	2,0 s
$135 \% \geq V$	0,05 s

* Le temps de déclenchement désigne le temps qui s'écoule entre l'apparition de la condition anormale et le moment où l'onduleur cesse d'alimenter la ligne de distribution du réseau. Les commandes du système photovoltaïque doivent réellement rester connectées au réseau pour permettre la détection des conditions électriques de celui-ci en vue de leur utilisation pour la fonction de "reconnexion".

Comme nous l'avons déjà mentionné la GD a ses répercussions sur les pertes de la ligne. L'emplacement de ces installations peut être choisi de sorte à apporter la meilleure réduction des pertes.

Facteur de puissance

Les auteurs de la référence [22] ont mené une étude pratique durant 18 mois sur un transformateur de distribution à 75 kva qui alimentait plusieurs foyers. Chacun d'eux est muni d'une installation photovoltaïque connecté au réseau. Le primaire du transformateur est relié à une ligne MT de 13,8kV et le secondaire fournit une tension de 240V. La constatation qui a été faite est que le facteur de puissance du transformateur baissait considérablement. La raison était que les systèmes PV fournissaient une grande partie de la puissance active demandée, alors que le réseau fournissait la puissance réactive. Donc, la réduction du facteur de puissance est due à une réduction de la puissance active. L'utilisation de la charge à caractère linéaire peut augmenter le facteur de puissance en baissant la puissance réactive. Cette solution fera bénéficier les consommateurs et le réseau sans affaiblir le facteur de puissance. Un faible facteur de puissance augmente les pertes en ligne et complique le réglage de la tension. [21] [22] [29]

Harmoniques

A l'origine, les harmoniques dans le réseau électrique sont causés par l'absorption de la charge non linéaire à des courants non sinusoïdaux sous une tension sinusoïdale. La forme de l'onde, du courant et de la tension, sont alors déformées, prenant des allures diverses et s'éloignant de la forme sinusoïdale. Les harmoniques d'ordre inférieur à 1 ont des fréquences multiples de la fréquence de l'onde fondamentale (50Hz ou 60Hz) et des amplitudes inférieures à celle de l'onde fondamentale.

On distingue le fondamental (composante sinusoïdale de fréquence égale à celle du signal) et les harmoniques (composantes de fréquence multiple de celle du signal).

On définit le rang harmonique comme le rapport entre la fréquence de cet harmonique et la fréquence de l'onde fondamentale aussi bien pour le courant que pour la tension.

Des niveaux élevés d'harmoniques engendrent des effets défavorables sur les équipements raccordés au réseau de distribution dont les caractéristiques limitent les niveaux acceptables d'harmoniques. Parmi les recommandations de La Commission d'électrotechnique internationale (CEI) [12], "Il convient que les valeurs de sortie du système PV présentent des niveaux faibles de distorsion de courant pour éviter tout effet indésirable sur d'autres équipements raccordés au réseau. La distorsion harmonique totale en courant doit être inférieure à 5% (<8% pour la Croicie [23]) de la valeur assignée de sortie de l'onduleur." Les harmoniques individuelles doivent être limitées aux pourcentages donnés dans le tableau 2.2.

Tableau .2.2. Limites de distorsion de courant [12]

Harmoniques impaires	Limite de distorsion
3 ^{ème} à 9 ^{ème}	Inférieure à 4,0 %
11 ^{ème} à 15 ^{ème}	Inférieure à 2,0 %
17 ^{ème} à 21 ^{ème}	Inférieure à 1,5 %
23 ^{ème} à 33 ^{ème}	Inférieure à 0,6 %

Harmoniques impaires	Limite de distorsion
2 ^{ème} à 8 ^{ème}	Inférieure à 1,0 %
10 ^{ème} à 32 ^{ème}	Inférieure à 0,5 %

Les normes Australiennes (AS4777.2) et aux USA (UL1741) posent les mêmes exigences concernant la limite inférieure de l'onduleur et qui est de 5 % de distorsion harmonique totale (THD) [21]. Mais selon plusieurs littératures, les onduleurs des installations PV raccordées actuellement aux réseaux donnent à leurs sorties de très faibles niveaux d'harmonique grâce à leur distribution éparpillée sur le réseau.

Généralement, l'onduleur PV possède deux configurations possibles: comme une source de tension sinusoïdale ou comme une source de courant sinusoïdale. La plupart des onduleurs PV à l'heure actuelle sont du type source de courant parce que cela répond plus facilement aux normes de raccordement au réseau et permet une rapide protection contre les surintensités. Cependant, beaucoup de charges demandent une source de tension sinusoïdale ou exigent des courants non sinusoïdaux et courants déphasés avec la tension d'alimentation. L'effet d'un grand nombre de charges de ce type est que le système d'alimentation va fournir beaucoup de courants en déphasage avec la tension et beaucoup d'harmoniques, et le flux de ces courants sur le réseau crée des tensions harmoniques qui atteignent ensuite les autres charges.

Notez que les onduleurs source de courant peuvent être spécialement configurés pour fournir la puissance réactive, mais pour la grande majorité des onduleurs disponibles dans le commerce, utilisé pour le PV, cette option n'est pas utilisée car ils sont verrouillés à $\cos \phi$ égal à l'unité. Le type de source de tension de l'onduleur peut aider en contribuant avec les courants harmoniques exigés par les charges, mais ce type d'onduleur est à l'heure actuelle non disponible sur le marché et peut être illégal selon les juridictions de certains pays. Les onduleurs ne sont pas tenus d'être caractérisée comme étant une source de tension ou courant et il est donc très difficile pour les acheteurs d'équipement de sélectionner un type particulier. Par ailleurs, les harmoniques peuvent être éliminées à l'aide de filtres passifs et actifs. Les filtres passifs sont composés d'éléments passifs tels que les condensateurs qui sont capables d'absorber les courants harmoniques. Ils se présentent sous deux formes: des filtres dits tuned (qui visent à éliminer les harmoniques d'ordre inférieur) et des filtres d'ordre supérieur (qui peuvent absorber des gammes entières d'harmoniques d'ordre supérieur). Les filtres actifs détectent le courant harmonique et génèrent des harmoniques avec la polarité inverse. Ils sont meilleurs que les filtres passifs parce qu'ils peuvent éliminer plusieurs courants harmoniques en même temps.

Stabilité transitoire

La stabilité transitoire est définie comme la capacité du système électrique à maintenir son synchronisme au cours d'une perturbation transitoire sévère comme la perte d'une source de production, le changement brusque et important de la charge ou l'apparition d'un défaut. [25], [26]

La réponse du système à ces perturbations peut impliquer la variation de la vitesse du rotor dans l'unité de production, de la tension aux nœuds ou d'autres variables du système électrique. Si ces variations ne sortent pas de certaines limites, le système peut être considéré comme stable. Mais s'il y a danger de détérioration des équipements, les dispositifs de sécurité font en sorte de restaurer la stabilité en changeant la topologie du système par la déconnexion d'un élément ou plus. Il est donc clair que la sûreté du système électrique est étroitement liée aux services système.

Jusqu'à aujourd'hui, les pays où l'intégration des productions décentralisées est bien avancée, n'impliquent pas vraiment cette dernière dans le plan des services système. L'avantage est réservé au système conventionnel, mais pas le bénéfice puisqu'en cas de perturbation sévère causée par la GD, l'unité de production décentralisée à l'origine de la perturbation est déconnectée, perturbant ainsi le profil de tension.

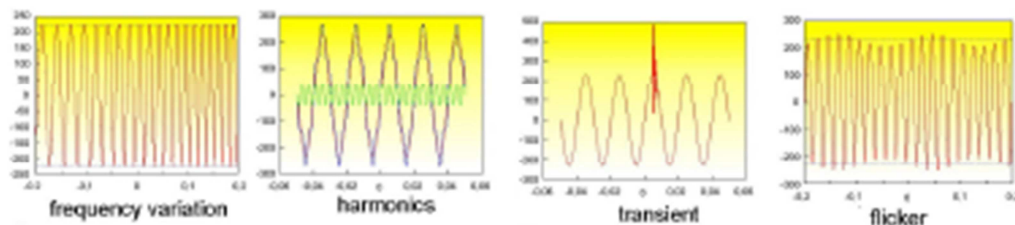


Fig. 2.10 Incidents pouvant apparaître dans le réseau BT[25], [30]

Flicker ou papillonnement

Les variations rapides de tension sont généralement provoquées par certaines charges variables. Cette variation rapide est connue sous le nom de flicker ou papillonnement. L'homme peut sentir le papillonnement au niveau de la lumière d'éclairage (figure 2.11). Comme le flicker est un phénomène très variable dans le temps, il est difficile à définir. Pour cette raison, deux valeurs de flicker appelées indicateurs de sévérité du flicker sont définies : Le flicker courte durée P_{st} , qui consiste à observer le flicker sur une période de 10 minutes.

Le flicker longue durée P_{lt} , qui consiste à observer le flicker sur une période de 120 minutes. Il est calculé à partir de la valeur du P_{st} . [32]

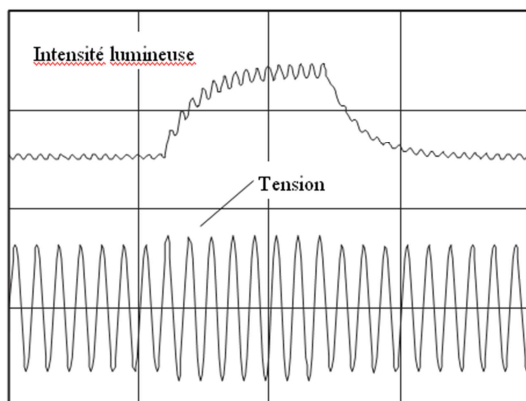


Fig. 2.11 Variation de l'intensité lumineuse due à une fluctuation de tension [32]

Le calcul de P_{st} et de P_{lt} est un calcul statistique qui repose sur la mesure des variations rapides de tension.

La GD peut provoquer le phénomène de flicker. Il peut être un petit incident comme il peut constituer un véritable problème. Il peut survenir suite à un changement de la tension à la sortie d'un générateur PV. Il est possible que les fluctuations à la sortie GD telle qu'un système PV ne créent pas de flicker, alors que le dispositif de régulation installé pour remédier aux fluctuations crée des papillonnements visible. Ainsi, le flicker peut impliquer des facteurs au-delà du démarrage ou de l'arrêt des machines ou de la connexion ou la déconnexion de la GD ou même leur génération habituelle des fluctuations.

L'identification et la résolution des problèmes relatifs aux différents types de flicker liés à la GD constituent une difficulté devant laquelle, une bonne compréhension des interactions entre le système et l'unité de la DG est nécessaire.

Il peut également être nécessaire d'effectuer des mesures de système pour évaluer les fluctuations de la tension et le débit de puissance et de déterminer comment les équipements de contrôle peuvent être réglés ou modifiés pour réduire le flicker.

En réseau de distribution, le niveau de contribution des sites perturbateurs tels que les sites photovoltaïques au flicker doit être limité à 0,35 en P_{st} et à 0,25 en P_{lt} au point de raccordement. En réseau de transport (HT) la contribution limite au niveau du flicker est : $P_{st} < 1$ (0,6 en 400 kv)

La fréquence

Selon la norme internationale CEI 61727[12], appliquée aux systèmes PV interconnectés au réseau public, “lorsque la fréquence du réseau dévie et sort des conditions spécifiées, le système photovoltaïque doit cesser d'alimenter la ligne de distribution du réseau. L'unité ne doit pas avoir à cesser d'être alimentée si la fréquence revient aux conditions normales de fonctionnement en continu de réseau dans le temps de déclenchement spécifié. Lorsque la fréquence du réseau sort de la plage de ± 1 Hz, le système doit cesser d'alimenter la ligne de distribution du réseau dans les 0,2 s. La plage et la temporisation autorisées sont destinées à permettre un fonctionnement continu pour des perturbations courtes et pour éviter des déclenchements excessifs nuisibles dans des situations où le réseau connaît des faiblesses”

L'îlotage involontaire

La situation d'îlotage involontaire se produit quand la GD continue à fournir la puissance électrique à une partie déconnectée du réseau à cause de l'ouverture du disjoncteur. La plus grave des conséquences à cette situation est le grand danger auquel sont confrontés les techniciens qui travaillent sur une ligne la croyant hors tension alors qu'elle est alimentée par la GD. Une diffusion de l'information de la mise hors tension d'une partie du réseau alors qu'elle ne l'est réellement pas, peut même mettre les abonnés en danger de mort par électrocution. L'îlotage involontaire peut maintenir aussi le fonctionnement anormal qui initialement a déclenché le disjoncteur [21], prorogeant ainsi, le délai de déconnection des clients. L'onduleur pourrait être endommagé si le réseau est reconnecté, alors, la GD photovoltaïque est en situation d'îlotage. [21]

Dans la littérature, le problème d'îlotage est bien connu et traité avec différentes méthodes. Les principales sont les actives, les passives et à communication. Le recours à deux méthodes à la fois est souvent pratiqué comme cela va être démontré ultérieurement.

Déséquilibre entre phases

La connexion au réseau des installations PV peut se faire soit en monophasé soit en triphasé. Dans le cas du monophasé, le branchement se fait de deux manières, soit en utilisant un onduleur triphasé, ou des onduleurs monophasés répartis sur les trois phases. Le déséquilibre a lieu quand les onduleurs monophasés sont mal répartis.

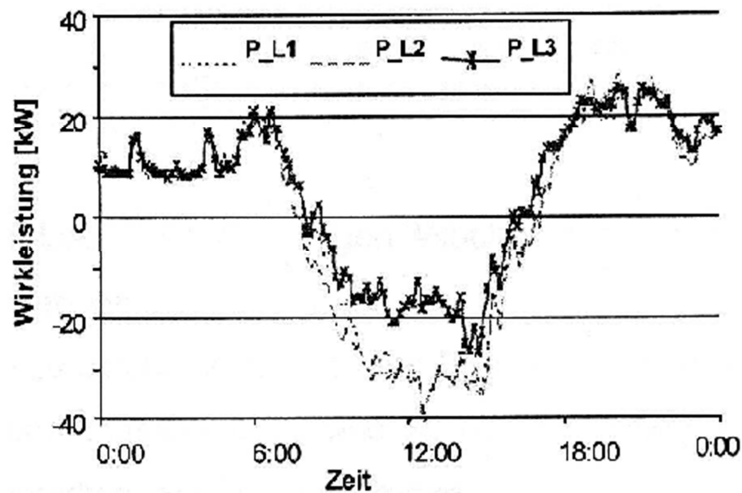


Figure 2.12. Déséquilibre entre phases causé par un déséquilibre en production PV

11. Impact du réseau électrique sur le système PV

Le fonctionnement des systèmes PV raccordé au réseau peut être perturbé par certains phénomènes de différentes origines. Selon la référence [34], les perturbations proviennent généralement soit des caractéristiques intrinsèques des réseaux de distribution, soit de la qualité de tension dégradée par d'autres utilisateurs du réseau (consommateurs ou producteurs) soit d'une association de ces deux causes. On en compte les plus fréquemment rencontrées et qui sont exposés en détail dans la référence [34] et reporté dans l'annexe (A),

Régime de neutre et courants de fuite

Niveau de tension du réseau

Variation de l'impédance du réseau

Creux de tension et tenue des systèmes PV

Inter harmoniques

12. Réglage de la tension dans un réseau de distribution

La figure 2.13 montre le sens d'écoulement de la puissance électriques dans un réseau électrique avec une GD raccordé au réseau de distribution. Les différents niveaux de tension sont aussi présentés.

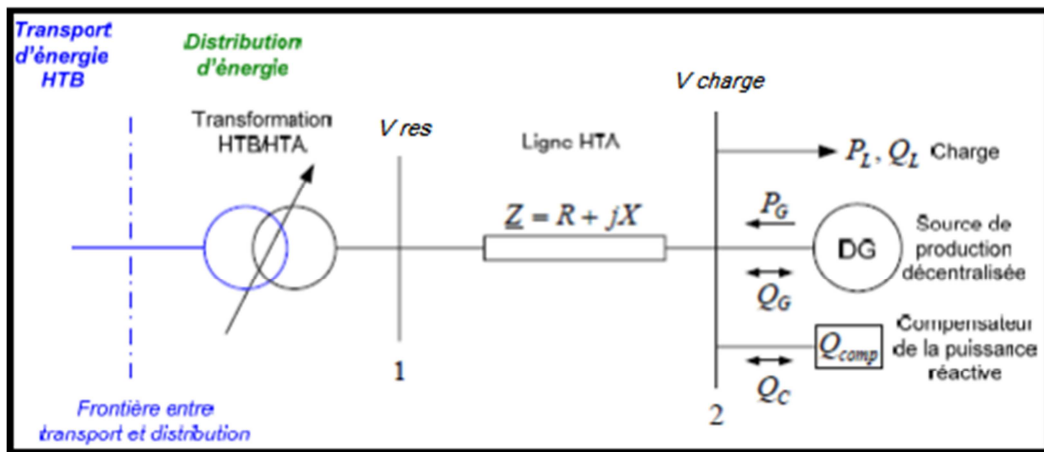


Fig 2. 13. Illustration des moyens de réglage de la tension [4], [6]

Il faut souligner que cette illustration reflète le réseau français dans lequel, la GD est raccordée au réseau de distribution et en particulier, la production PV. La tension HTA est équivalente à la tension moyenne en Algérie comme le montre le tableau 1 de l'annexe.

L'expression approchée de la chute de tension sur la ligne est donnée par [4], [6] :

$$\frac{\Delta V_{res}}{V_{res}} U = \frac{R(P_G - P_L) + X(\pm Q_G - Q_L \pm Q_C)}{V_{res}^2} \quad (1)$$

Le principe de la régulation est de ne pas laisser la tension au nœud 2 sortir des limites autorisée. En examinant la relation (1), on voit bien qu'elle peut donc être réglée de plusieurs manières. On peut agir par action sur:

La puissance active fournie par la source de production (P_G),

Ou la puissance réactive produite ou consommée par la source (Q_G),

Ou la puissance réactive injectée ou absorbée par le compensateur (Q_C).

Ou par la configuration du réseau comme par exemple, les caractéristiques des lignes.

Mais comme la résistance linéique est plus importante que la réactance linéique dans le réseau de distribution, la puissance active injectée par l'installation PV dans le réseau joue un rôle important dans la modification de la tension, surtout avec ses fluctuations. Sauf que cette puissance n'est pas assez grande pour qu'elle soit prise en considération par les gestionnaires du système électrique dans le dispatching. Une étude détaillée sur le réglage de la tension modifiée par le branchement des GD et en particulier des installations PV au réseau est présentée dans les références [6] et [27].

13. Conclusion

Bien que les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau aient dans certaines conditions des impacts positifs sur le système électrique en général comme le fait de réduire les pertes de puissance ou améliorer le profil de tension, cette situation n'est pas courante. L'intégration de la GD photovoltaïque n'a pas été planifiée dès la conception du réseau électrique, ses effets n'étaient donc pas envisageables. Quand leur niveau de pénétration est élevé, ces systèmes pourraient imposer plusieurs impacts négatifs sur le réseau. Comme il a été détaillé dans ce chapitre et à titre non exhaustif, des effets négatifs peuvent apparaître quand les installations PV sont connectées au réseau électrique. Nous avons vu comment les fluctuations sévères dans la puissance de sortie de grands systèmes PV influencent la production de l'électricité par les centrales conventionnelles. Nous avons vu aussi qu'une élévation de tension peut être observée dans une partie du réseau MV en raison de l'absence de régulateurs de tension.

Quand les installations PV sont connectées au réseau BT, leurs impacts sont multiples et diversifiés. Le profil de tension peut changer de la réduction des pertes joule dans une ligne jusqu'à son absorption et l'inversion du flux de puissance quand la puissance électrique PV maximale coïncide avec une faible charge. Le facteur de puissance du transformateur peut baisser considérablement si les systèmes PV fournissent une grande partie de la puissance active demandée par la charge. Les installations PV ne sont pas la cause principale de l'apparition des harmoniques mais plutôt les charges non linéaires qui absorbent des courants non sinusoïdaux sous une tension sinusoïdale. Sauf que les générateurs PV ne sont pas capables d'atténuer ces harmoniques puisqu'ils injectent leur puissance via des onduleurs de courant à $\cos \phi$ égale à l'unité. La GD peut provoquer le phénomène de flicker ou papillonnement qui peut survenir suite à un changement de la tension à la sortie d'un générateur PV. Si la fluctuation de la tension persiste, c'est la stabilité transitoire du système électrique qui est mise en jeu. La GD photovoltaïque n'est pas autorisée à contribuer à la restauration de cette stabilité mais elle est plutôt déconnectée. L'îlotage involontaire reste le problème qui touche essentiellement à la sécurité des personnes.

L'étude des impacts possibles des systèmes PV sur le réseau électrique est un problème qui fait l'objet de recherche partout dans le monde. L'impact est un fait constaté dans les pays qui ont déjà des installations PV raccordées à leurs systèmes électriques à tous leurs niveaux. Pour les pays qui ne sont pas encore arrivés à cette étape, l'étude de l'impact est une préparation à la bonne intégration de la génération distribuée PV dans le système électrique.

Références du chapitre 2

- [1] Florin Bogdan ENACHEANU, “Outils d’aide à la conduite pour les opérateurs des réseaux de distribution” Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble. T h e s e de doctorat 2007
- [2] Paulo Moisés Costa a, Manuel A. Matosb, “Assessing the contribution of microgrids to the reliability of distribution networks Electric Power Systems Research 79 (2009)
- [3] WalidOmran “Performance Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Systems University of Waterloo. These de doctorat 2010
- [4] W. T. Jewell, R. Ramakumar, “The effects of moving clouds on electric utilities withDispersed PV generation, IEEE 4 Dec 1987.
- [5] Ward T. Jewell, Timothy D. Unruh, “ Limits On Cloud-Induced Fluctuation In Photovoltaic Generation, IEEE 5 March 1990
- [6] Robert Thibaut, “Contrôle de l’énergie injectée dans un réseau électrique par un convertisseur triphasé utilisant un régulateur basé sur un modèle interne sinusoïdal Université du Québec, Maitrise en génie électrique 2006
- [7] J. F. Jockell, S Rahman, “Application of High Resolution Insolation Data for PhotovoltaicSystem Design Analysis, IEEE Proceedings Southeastcon 9-12 April 1989
- [8] Jukka V. Paatero, Peter D. Lund, “Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks, Renewable Energy 2007
- [9] Bogdan-IonuțCrăciun, TamásKerekes, DezsőSéra, Remus Teodorescu, “Overview of Recent Grid Codes for PV Power Integration 2012 IEEE

- [10] M. J. E. Alam, , K. M. Muttaqi, And D. Sutanto, ‘‘A Three-Phase Power Flow Approach For Integrated 3-Wire MvAnd 4-Wire MultigroundedLv Networks With Rooftop Solar IEEE 2 may 2013

- [11] M. J. E. Alam, , K. M. Muttaqi, , And D. Sutanto, ‘‘A Sax-Based Advanced Computational Tool For Assessment Of Clustered Rooftop Solar Pv Impacts On LV And MV Networks In Smart Grid. IEEE 1 March 2013

- [12] NORME INTERNATIONALE CEI 61727
Systèmes photovoltaïques (PV) – Caractéristiques de l’interface de raccordement au réseau’’ Deuxième édition Décembre 2004

- [13] Philip P. Barker, Robert W. De Mello, ‘‘Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems. IEEE 2000

- [14] Edward C. Kern Jr., Edward M. Gulachenski, Gregory A. Kern, ‘‘Cloud Effects On Distributed Photovoltaic Generation Slow Transients At The Gardner. Massachussem Photovoltaic Expefument. IEEE 2 Juin 1989

- [15] Techniques de l’Ingénieur d4242, ‘‘Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution - Aspects techniques, 10 – 11 – 2010

- [16] Michel ODDI ,’’ Plan de protection des réseaux de distribution publique à moyenne tension, - Évolutions récentes et compléments (électrotechniques), Techniques de l’Ingénieur 10 -05 -2011

- [17] Vincent COURTECUISSSE, ‘‘Supervision d’une centrale multisources à base d’éoliennes et de stockage d’énergie connectée au réseau électrique, L’École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Paris. t h è s e de doctorat novembre 2008

- [18] Documentation Technique de Référence, ‘‘ Article 4.1 – Réglage Fréquence/Puissance Gestionnaire du Réseau de Transport d 'Electricité, 24 avril 2009

- [19] Yann G. Rebours, Daniel S. Kirschen, Marc Trotignon, and SébastienRossignol

- A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part II: Economic Features, IEEE Février 2007
- [20] RTE, France, Memento de la sûreté électrique 2004.
- [21] Robert Passey, tedspooner, iainmacgill, murielwatt, katerinasyngellakis
the potential impacts of grid-connected distributed generation :A review of technical and non-technical factors, Energy Policy 2011
- [22] Humberto Jimenez, Hugo Calleja, Raul Gonzalez, Jorge Huacuz , Javier Lagunas
The impact of photovoltaic systems on distribution transformer: A case study
Energy Conversion and Management 2006
- [23] Kresimir Fekete, Zvonimir Klaic, Ljubomir Majdandzic, Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid, Renewable Energy 2012
- [24] Paulo Moisés Costa, Manuel A. Matos, “Assessing the contribution of microgrids to the reliability of Distribution networks, Electric Power Systems Research 2009
- [25] L. Degroote*, L. Vandeveldel, B. Renders,” Fast harmonic simulation method for the analysis of network losses with Converter-connected distributed generation, Electric Power Systems Research 2010
- [26] J. G. Sloopweg, " Wind Power: Modelling and impact on power system Dynamics", Delft University of Technology, Delft, The Netherlands, Phd Thesis 2003
- [27] Estefana Planas a,n, asiergil-de-Muro b, jonandreu,” General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews 2013
- [28] Reinaldo Tonkoski, “Impact of high penetration of photovoltaics on low voltage systems And remedial actions, Concordia University Montreal, Quebec, Canada These de doctorat 2011

- [29] M.J. Ortega, J.C. Hernandez, O.G. Garcia, "Measurement and assessment of power quality characteristics for photovoltaic systems: Harmonics, flicker, unbalance, and slow voltage variations, Electric Power Systems Research 2013

- [30] Traian Daniel Ivanovici, Marcel Ionel, Valentin Dogaru-Ulieru, Simona Mihaescu
The Influence Of Photovoltaic Systems On Low-Voltage Grids, Wseas Transactions
On Environment And Development March 2011

- [31] Yun Tiam Tan, Daniel S Kirschen, "Impact on the Power System of a Large
Penetration of Photovoltaic Generation, IEEE 2007

- [32] Zbigniew Hanzelka & Andrej Bien, "Méthodologie de mesure du flicker
AGH Université de Sciences et Technologie (Pologne, Cracovie), Septembre 2008

Chapitre 3

METHODES DE DETECTION D'ILOTAGE

1. Introduction

Détecter une situation d'îlotage revient à surveiller les paramètres de sortie de la génération distribuée et /ou ceux du système et dire si oui ou non il y a eu un îlotage suite au changement des paramètres.

Les méthodes de détection d'îlotage telles qu'elles sont représentées dans la figure 3.1, se divisent en deux principales catégories : distantes et locales. A leur tour, les méthodes locales se divisent en passives, actives et hybrides [1].

Les méthodes distantes sont situées au niveau du réseau. Par contre, les méthodes passives ainsi que les méthodes actives sont toutes deux intégrées à l'onduleur.

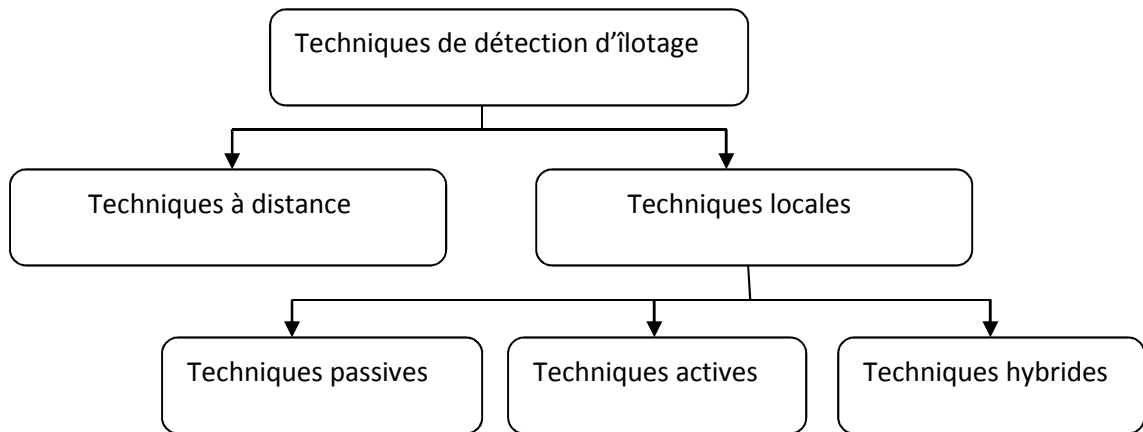


Fig.3.1. Techniques de détection d'îlotage

Les méthodes passives consistent à mesurer les paramètres du système tel que la variation dans la tension, la fréquence, les harmoniques, etc. Ces paramètres changent quand le système est en îlotage. Pour différencier la situation d'îlotage et la connexion au réseau, il est nécessaire de fixer des limites pour ces paramètres. Les limites doivent être choisies de sorte à ne pas confondre la situation d'îlotage avec d'autres perturbations du système. Les techniques passives sont rapides et ne prennent pas en considération les perturbations du système mais elles ont une large zone de non détection (ZND) où les techniques passives ne sont pas pratiques. Il existe plusieurs techniques passives dont voici les plus courantes :

2. Les méthodes passives

La protection à seuil de tension et à seuil de fréquence.

Ce type de protection est intégré systématiquement à l'onduleur. Il consiste à fixer:

Un seuil minimal de l'amplitude de la tension,

Un seuil maximal de l'amplitude de la tension,

Un seuil de fréquence minimal,

Un seuil de fréquence maximal.

Dès que la tension et la fréquence sortent de la plage autorisée les relais de découplage déconnectent l'onduleur. La variation de tension peut renseigner sur la différence entre la puissance active du générateur photovoltaïque et celle de la charge, de même que la fréquence renseigne sur la différence entre la puissance réactive du générateur PV et celle de la charge. Elles sont toutes deux démontrées ci-après : [2-4],[19], [21], [22]

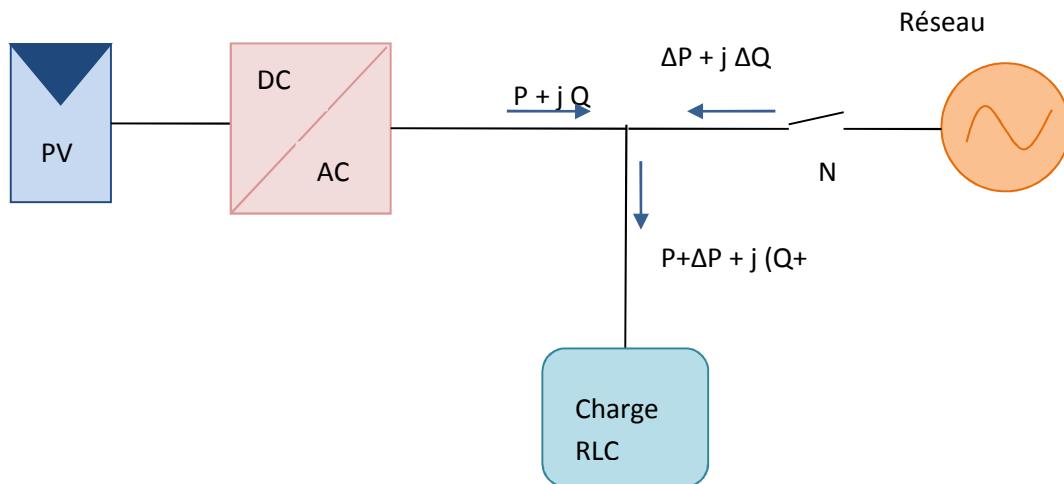


Fig.3.2. Configuration typique de la connexion au réseau d'une installation PV

De la figure 3.2 les équations des puissances actives et réactives au point d'apparition de l'îlotage sont comme suit :

$$\Delta P = P_{ch} - P_{PV} \quad (3.1)$$

$$\Delta Q = Q_{ch} - Q_{PV} \quad (3.2)$$

D'où se déduisent les puissances actives et réactives de la charge :

$$P_{ch} = P + \Delta P \quad (3.3)$$

$$Q_{ch} = Q + \Delta Q \quad (3.4)$$

Or, souvent le modèle de la charge est présenté comme un circuit parallèle (RLC) comme dans la figure (3.2). Alors la puissance active de la charge sera :

$$P_{ch} = \frac{1}{R} V_{res}^2 \quad (3.5)$$

Avec R la résistance de la charge

Et V_{res} la tension du réseau

La puissance réactive de la charge est régie par l'équation suivante :

$$Q_{ch} = \left(\frac{1}{L\omega_{res}} - C\omega_{res} \right) V_{res}^2 \quad (3.6)$$

Avec L l'inductance de la charge, C sa capacité et ω_{res} la pulsation du réseau.

Remplaçons les équations (3.3) et (3.4) dans les équations (3.5) et (3.6) respectivement :

$$\frac{1}{R^2} V_{res}^2 = P_{PV} + \Delta P \quad (3.7)$$

$$\left(\frac{1}{L\omega_{res}} - C\omega_{res} \right) V_{res}^2 = Q_{PV} + \Delta Q \quad (3.8)$$

Au moment de l'ouverture de l'interrupteur, ce qui correspond à l'apparition de l'îlot, ΔP et ΔQ s'annulent. Les équations (3.7) et (3.8) régissent bien l'équilibre de la charge et du générateur photovoltaïque en matière de puissances.

En situation d'îlotage (à interrupteur ouvert), nous aurons :

$$\frac{1}{R^2} V_{ilot}^2 = P_{PV} \quad (3.9)$$

$$\left(\frac{1}{L\omega_{ilot}} - C\omega_{ilot} \right) V_{ilot}^2 = Q_{PV} \quad (3.10)$$

En divisant l'équation (3.7) par l'équation (3.9) nous obtenons :

$$\frac{\Delta P}{P_{PV}} = \frac{V_{res}^2}{V_{ilot}^2} - 1 \quad (3.11)$$

Quand $\Delta P \neq 0$, l'équation (3.11) indique que la tension en situation d'îlotage variera.

De la même manière, en divisant l'équation (3.8) par l'équation (3.10) après avoir isoler le terme de l'inductance, nous aurons :

$$\frac{\frac{1}{L\omega_{res}} V_{res}^2}{\frac{1}{L\omega_{ilot}} V_{ilot}^2} = \frac{Q_{PV} + \Delta Q + C\omega_{res} V_{res}^2}{Q_{PV} + C\omega_{ilot} V_{ilot}^2} \quad (3.12)$$

Sachant qu'avant l'ouverture de l'interrupteur, la charge fournissait la puissance réactive suivante :

$$Q_c = C\omega_{res} V_{res}^2 \quad (3.13)$$

Alors :

$$\frac{\omega_{ilot} V_{res}^2}{\omega_{res} V_{ilot}^2} = \frac{Q_{PV} + \Delta Q + Q_c}{Q_{PV} + Q_c \frac{\omega_{ilot} V_{ilot}^2}{\omega_{res} V_{res}^2}} \quad (3.14)$$

D'où :

$$\frac{\omega_{ilot} V_{res}^2}{\omega_{res} V_{ilot}^2} \left(Q_{pv} + Q_c \frac{\omega_{ilot} V_{ilot}^2}{\omega_{res} V_{res}^2} \right) = Q_{PV} + \Delta Q + Q_c \quad (3.15)$$

En introduisant l'équation (3.11) dans l'équation (3.15), nous aurons :

$$\frac{\omega_{ilot} \Delta P}{\omega_{res} P_{PV}} - \frac{\Delta Q}{Q_{PV}} = \left(1 - \frac{\omega_{ilot}^2}{\omega_{res}^2} \right) \frac{Q_c}{Q_{PV}} + 1 - \frac{\omega_{ilot}}{\omega_{res}} \quad (3.16)$$

Ayant déjà pris en considération la variation de la tension en situation d'îlotage, l'équation (3.16) montre en plus que si, $\Delta Q \neq 0$, la pulsation et par conséquent la fréquence en situation d'îlotage varieront.

Remarque

Cette méthode est généralement implantée dans l'onduleur sans trop augmenter son prix. Mais son défaut majeur reste la zone de non détection ZND qui se trouve à l'intérieur des intervalles fixées par les seuils de tension et de fréquence comme le montre la figure 3.3. [3][5][6][19]

La zone de non détection

C'est une situation qui se rencontre dans les méthodes passives. De nombreux travaux sont actuellement consacrés afin de limiter les intervalles de cette zone pour mieux préserver le système contre le phénomène d'îlotage.

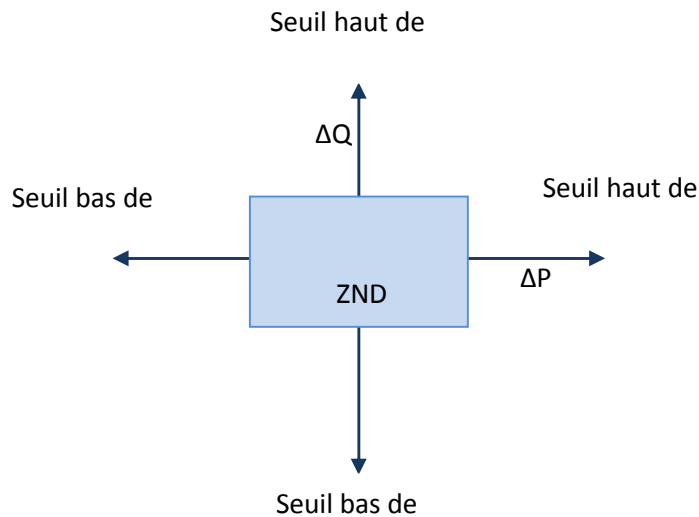


Fig.3.3. La zone de non détection

Dans la référence [20], une évaluation de schémas anti-îlotage passifs a été élaborée, basée sur la limitation de la zone de non détection.

Posons le modèle mathématique de la charge suivant :

$$R = \frac{V_{res}^2}{P_{PV}} \quad (3.17)$$

$$L = \frac{V_{res}^2}{2\pi f_{res} F_Q P_{PV}} \quad (3.18)$$

$$C = \frac{F_Q P_{PV}}{2\pi f_{res} V_{res}^2} \quad (3.19)$$

Avec :

R : La résistance de la charge.

L : l'inductance de la charge.

C : La capacité de la charge.

P_{pv} : La puissance active délivrée par le système PV

f_{res} : La fréquence du réseau

F_Q : Le facteur de qualité qui est par définition, le rapport de la puissance réactive emmagasinée dans la capacité ou dans l'inductance de la charge sur la puissance active.

Après la déconnection du réseau, la charge obtient une nouvelle fréquence de résonance correspondant à la situation d'îlotage :

$$f_{iolt} = \frac{1}{2\pi\sqrt{(L+\Delta L)(C+\Delta C)}} \quad (3.20)$$

D'où, nous pouvons écrire :

$\frac{f_{iolt} - f_{res}}{f_{res}} = \frac{\frac{1}{2\pi\sqrt{(L+\Delta L)(C+\Delta C)}} - \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}}{\frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}}$	(3.21)
--	--------

$$= \frac{\sqrt{LC}}{\sqrt{(L+\Delta L)(C+\Delta C)}} - 1 \quad (3.22)$$

Les bornes supérieure et inférieure admissibles de la fréquence limiteront sa variation, se qui nous permettra d'écrire l'inéquation suivante :

$$\frac{f_{\min} - f_{res}}{f_{res}} \leq \frac{\sqrt{LC}}{\sqrt{(L + \Delta L)(C + \Delta C)}} - 1 \leq \frac{f_{\max} - f_{res}}{f_{res}} \quad (3.23)$$

$$\frac{f_{\min} - f_{res}}{f_{res}} + 1 \leq \frac{\sqrt{LC}}{\sqrt{(L + \Delta L)(C + \Delta C)}} \leq \frac{f_{\max} - f_{res}}{f_{res}} + 1 \quad (3.24)$$

Avec la simplification $\Delta L \Delta C \approx 0$, nous écrivons :

$$\left(\frac{f_{\min}}{f_{res}} \right)^2 \leq \frac{LC}{LC + L\Delta C + C\Delta L} \leq \left(\frac{f_{\max}}{f_{res}} \right)^2 \quad (3.25)$$

$$\left(\frac{f_{\min}}{f_{res}} \right)^2 \leq 1 + \frac{\Delta L}{L} + \frac{\Delta C}{C} \leq \left(\frac{f_{\max}}{f_{res}} \right)^2 \quad (3.26)$$

$$\left(\frac{f_{res}}{f_{\max}} \right)^2 - 1 \leq \frac{\Delta L}{L} + \frac{\Delta C}{C} \leq \left(\frac{f_{res}}{f_{\min}} \right)^2 - 1 \quad (3.27)$$

La relation entre ΔL et ΔC peut être déduite de la relation suivante :

$$\Delta Q = V_{res}^2 \left(\frac{1}{2\pi f_{res} (L + \Delta L)} - 2\pi f_{res} (C + \Delta C) \right) \quad (3.28)$$

$$= V^2 \left(\frac{1}{2\pi f_{res} L \left(\frac{1 + \Delta L}{L} \right)} - 2\pi f_{res} C \left(\frac{1 + \Delta C}{C} \right) \right) \quad (3.29)$$

$$= \frac{Q_L}{1 + \Delta L} - Q_C \left(\frac{1 + \Delta C}{C} \right) \quad (3.30)$$

Sachant que :

$$Q_L = Q_C = F_Q P_{PV} \quad (3.31)$$

$$\frac{\Delta Q}{P_{PV}} = \frac{F_Q}{1 + \Delta L} - F_Q \left(\frac{1 + \Delta C}{C} \right) \quad (3.32)$$

$$= F_Q \frac{1 - \left(\frac{1 + \Delta L}{L} \right) \left(\frac{1 + \Delta C}{C} \right)}{\frac{1 + \Delta L}{L}} \quad (3.33)$$

En faisant les approximations suivantes :

$$\Delta L \Delta C \approx 0 \quad (3.34)$$

$$\left(1 + \frac{\Delta L}{L} \right) \approx 1 \quad (3.35)$$

Nous pouvons écrire :

$$\approx F_Q \frac{\frac{-\Delta L}{L} - \frac{\Delta C}{C}}{\frac{1 + \Delta L}{L}} \approx -F_Q \left(\frac{\Delta L}{L} + \frac{\Delta C}{C} \right) \quad (3.36)$$

$$F_Q \left(1 - \left(\frac{f_{res}}{f_{min}} \right)^2 \right) \leq \frac{\Delta Q}{P} \leq F_Q \left(1 - \left(\frac{f_{res}}{f_{max}} \right)^2 \right) \quad (3.37)$$

De la même manière, nous chercherons une relation entre la puissance active et la tension. Avant l'îlotage, la puissance photovoltaïque vaut : V_{res}^2/R . Après l'îlotage, la puissance active de la charge est : $V_{ilot}^2/(R + \Delta R)$. Comme c'est le générateur photovoltaïque qui va assurer la puissance active après l'îlotage, nous pouvons écrire :

$$\frac{V_{ilot}^2}{R + \Delta R} = \frac{(V_{res} + \Delta V)^2}{R + \Delta R} = \frac{V_{res}^2}{R} \quad (3.38)$$

D'où nous déduisons que :

$$\frac{\Delta R}{R} = 2 \frac{\Delta V}{V} + \left(\frac{\Delta V}{V} \right)^2 \quad (3.39)$$

Avant l'îlotage, le réseau débitait une puissance active ΔP dans la charge et qui valait :

$$\Delta P = \frac{V_{res}^2}{R + \Delta R} - \frac{V_{res}^2}{R} \quad (3.40)$$

Donc :

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{\frac{V_{res}^2}{R + \Delta R} - \frac{V_{res}^2}{R}}{\frac{V_{res}^2}{R}} = -\frac{\Delta R}{R + \Delta R} = -\frac{\frac{\Delta R}{R}}{\frac{\Delta R}{R} + 1} \quad (3.41)$$

$$\frac{\Delta P}{P} = -\frac{2\frac{\Delta V}{V} + \left(\frac{\Delta V}{V}\right)^2}{2\frac{\Delta V}{V} + \left(\frac{\Delta V}{V}\right)^2 + 1} = \frac{1}{\left(\frac{\Delta V}{V} + 1\right)^2} - 1 \quad (3.42)$$

$$\left(\frac{V_{res}}{V_{max}}\right)^2 - 1 \leq \frac{\Delta P}{P} \leq \left(\frac{V}{V_{min}}\right)^2 - 1 \quad (3.43)$$

La méthode de détection de saut de vecteur (Voltage Phase Jump Detection)

C'est une méthode passive qui consiste à détecter le déphasage entre le courant et la tension à la sortie de l'onduleur. Dans la figure 3.5, il est évident que si le réseau n'est pas déconnecté, la tension à la sortie de l'onduleur est égale à la sortie aux bornes de la charge, mais aussi, c'est la tension du réseau. [2],[3],[21]

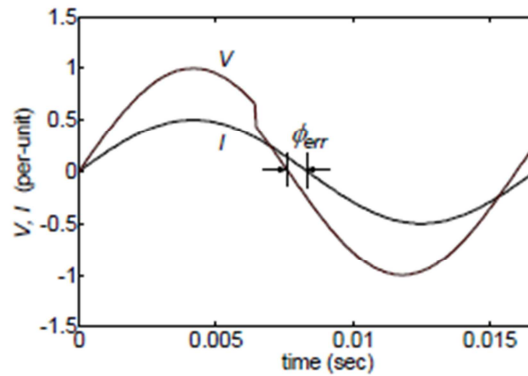


Fig. 3.4 Saut de la tension après la déconnexion du réseau [22]

Dans un fonctionnement normal, l'onduleur de courant synchronise son courant avec la tension du réseau à l'aide d'un PLL (phased-lockedloop). Dans une situation d'îlotage Lors d'une déconnexion du réseau, une variation de phase entre le courant et la tension au point d'interconnexion peut être détectée, la tension du réseau qui synchronisait parfaitement avec le courant de l'onduleur va se décrocher en effectuant un saut mettant clairement en

évidence, le déphasage entre elle et le courant qui continue à alimenter la charge. La perte du réseau va permettre désormais à la tension d'îlotage de prendre la forme imposée par la charge elle-même selon la loi d'ohm. Alors que le courant déjà synchronisé avec la tension avant la déconnexion va garder la première forme d'onde qui servira à lire le déphasage. Le but de cette méthode consiste alors à lire ce saut de tension ou saut de vecteur et de déconnecter l'onduleur en cas de dépassement d'un seuil préalablement fixé.

Cette méthode ne coûte pas plus cher à partir du moment où le PLL qui aide à détecter le saut de vecteur doit exister avec l'onduleur puisque c'est lui qui permet la synchronisation du courant de l'onduleur avec la tension du réseau.

Toute fois, cette méthode connaît un inconvénient majeur. Le seuil de déphasage peut être causé par la situation d'îlotage, mais il peut être due également à des charges inductives (des moteurs, par exemple) qui produisent un déphasage important qui est détecté lui aussi par le PLL et l'onduleur est déconnecté même en l'absence d'îlotage.

Vitesse de changement de fréquence

Cette méthode tient son nom de l'anglais : Rate of Change of Frequency (ROCOF). Elle consiste à détecter la vitesse de changement de la fréquence à l'aide d'un relais. La différence entre la puissance électrique délivrée par le générateur de distribution et la puissance électrique consommée par la charge est, soit donnée, soit prise par le réseau en cas de connexion, par conséquent la fréquence du système reste constante. Après la déconnexion, il y a apparition d'un déséquilibre de puissance du à la perte du réseau, du coup, la fréquence de la partie îlotée commence à changer. La vitesse de changement de la fréquence (df/dt) est relative à l'importance du déséquilibre de la puissance, autrement dit, un petit déséquilibre de la puissance se traduirait par une petite vitesse de changement de fréquence. Pour cette méthode, il s'agit d'utiliser (df/dt) pour accélérer la détection de l'apparition du phénomène d'îlotage.[2][3][7][8] [21]

La méthode des harmoniques de tension

Si nous supposons que la tension du réseau électrique est une sinusoïde avec un taux de distorsion harmonique (TDH) presque nul, il n'est pas de même pour l'onduleur puisque le courant qui en sort possède un TDH non négligeable. Par définition, le taux de distorsion harmonique, est le rapport de la valeur efficace du signal sans sa composante fondamentale, sur la composante fondamentale. [3],[7],[8]

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^n H_i^2}}{H_1} 100 \quad (3.44)$$

Où :

H_i : l'harmonique du $i^{\text{ème}}$ rang

H_1 : l'harmonique fondamentale

Le réseau et la charge ne se comportent pas de la même manière avec les harmoniques du courant qui leur parvient de l'onduleur. En effet, le réseau a une faible impédance, ce qui permet de limiter la distorsion de la tension au point de couplage commun (PCC). Mais quand la déconnexion a lieu, la charge qui possède une inductance plus grande que celle du réseau, va interagir avec les harmoniques du courant, ce qui produira des harmoniques de tension plus importantes au PCC qui seront détectées et par conséquent, informeront sur l'apparition de l'îlotage et l'onduleur sera aussitôt déconnecté par mesure de sécurité.

3. Les méthodes actives

La méthode de la mesure de l'impédance

Il existe plusieurs méthodes pour mesurer l'impédance de la ligne. A cette fin, des dispositifs de mesure spéciaux sont utilisés. Une fois, la tension et le courant de la ligne mesurés, il suffit d'utiliser la loi d'ohm et les calculs mathématiques usuels pour obtenir la valeur de l'impédance qui nous renseigne sur la présence ou pas de réseau.[2],[3],[9],[10],[21]

La méthode considérée consiste à injecter une perturbation dans le réseau, ce dernier va être forcé d'y répondre s'il est connecté. Dans le cas de la déconnexion du réseau, cette perturbation va être transmise à la charge qui présente une impédance plus grande et par conséquent, il apparaîtra une variation de la tension, ce qui permettra de détecter l'îlotage.

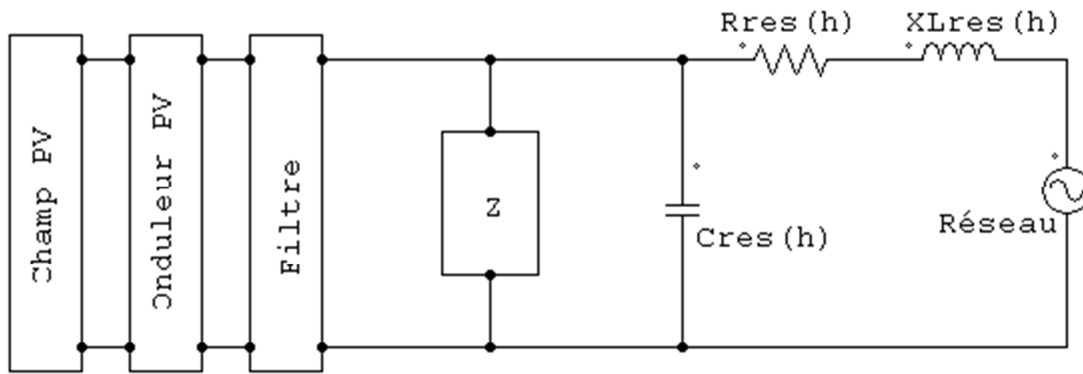


Fig.3.5. Onduleur PV avec mesureur d'impédance du réseau

Il existe deux méthodes pour créer la perturbation : [9][10]

La méthode transitoire est la plus indiquée, car elle limite le temps pendant lequel le système est soumis à l'effet négatif de la perturbation. Dans la figure 3.5, c'est le dispositif noté par Z qui va générer cette perturbation transitoire sous forme de courant supplémentaire qui va s'ajouter à celui généré par l'onduleur. Le courant et la tension de la ligne vont être mesurés avant et après l'impulsion transitoire. Cette impulsion va introduire un large spectre d'harmoniques qui doit être analysé. En effet, à chaque harmonique correspond une fréquence et à chaque fréquence correspond une impédance. L'inconvénient de cette méthode est la nécessité d'utiliser une technologie de pointe sans doute très onéreuse.

La deuxième est la méthode à injection cyclique du même type de perturbation (c.-à-d. une augmentation de type impulsion de l'amplitude du courant de l'onduleur). La différence dans cette méthode est que les impulsions supplémentaires sont provoquées par l'onduleur. La perturbation va stimuler le réseau pour avoir une variation de l'amplitude de la tension qui nous renseigne sur la présence de l'îlot et optimiser l'efficacité de cette méthode. Une méthode passive lui est associée (méthode à seuil de tension). L'avantage de cette association est de limiter le plus possible (presque zéro) la zone de non détection. Bien que présentant l'avantage cité plus haut, l'association présente aussi un inconvénient à savoir son inefficacité dans le cas de plusieurs onduleurs reliés en parallèle. [3]

La méthode à dérive de fréquence. AFD

Considérons le système de la figure 3.2 qui comporte un système photovoltaïque, une charge RLC //, un interrupteur N et une ligne du réseau. Les équations 3.45 et 3.46 décrivent

respectivement la puissance active et la puissance réactive consommées par la charge. [2], [11-15], [19], [21]

L'équation (3.45) montre qu'au moment de l'ouverture de l'interrupteur, si la puissance générée par le système photovoltaïque et celle consommée par la charge ne sont pas égales, alors, la tension au PCC subira une croissance ou une décroissance jusqu'à ce que $P_{ch} = P_{PV}$ (si nous considérons que la résistance de la charge demeure constante).

$$P_{ch} = V_{PCC}^2 R^{-1} \quad (3.45)$$

$$Q_{ch} = V_{PCC}^2 [(\omega L)^{-1} - \omega C] \quad (3.46)$$

D'une façon similaire, l'équation 3.46 montre que si la puissance réactive consommée par la charge et celle assurée par le système photovoltaïque ne sont pas égales, l'équation 3.46 montre que l'impulsion ω et par conséquent la fréquence f au PCC doit changer jusqu'à ce que $Q_{ch} = Q_{PV}$. Le mécanisme avec lequel, ceci va se produire est que le système photovoltaïque va "chercher" une fréquence à laquelle le déphasage tension-courant de la charge soit égal à celui du système photovoltaïque.

Dans la majeure partie des cas, le système photovoltaïque est contrôlé de sorte que le déphasage soit nul (afin de délivrer au réseau un courant avec un facteur de puissance égal à l'unité). C'est la condition qui nous permet d'écrire :

$$Q_{ch} = Q_{PV} = 0 \quad (3.47)$$

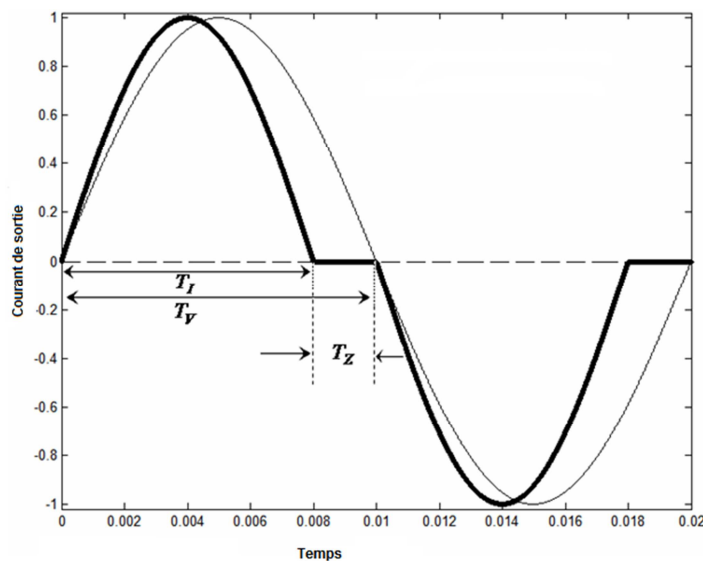


Fig.3.6. Exemple de la forme d'onde avec la méthode AFD

La méthode qui tient son nom de l'anglais "Active Frequency Drift" AFD, consiste à obliger la fréquence au PCC à "dévier" vers le haut ou vers le bas, au moment de l'ouverture de l'interrupteur (apparition de l'îlotage) de façon à satisfaire l'équation 3.46.

La figure 3.6 est un exemple de la référence [11] qui illustre bien la forme que doit avoir l'ondulation dans la méthode AFD comparée à une sinusoïde parfaite et où le temps mort ou le temps zéro est représenté par t_z

Rappelons que la fréquence à laquelle les puissances du système photovoltaïque et la charge étaient égales avant l'application de l'AFD, était la fréquence de résonance de la charge. Comme la tension au PCC après l'application du AFD doit être en phase avec la composante fondamentale du courant du système photovoltaïque, Le système PV fera changer la fréquence jusqu'à la satisfaction de la relation suivante :[11],[13]

$$\arg\{R^{-1} + (j\omega L)^{-1} + j\omega C\}^{-1} = 0.5\omega t_z = 0.5\pi cf \quad (3.48)$$

Où cf représente la fraction du temps zéro ou temps mort.

$$cf = \frac{2t_z}{T_{Vres}} \quad (3.49)$$

Où T_{Vres} est la période de la tension du réseau.

Slip Mode Frequency Shift SMS

Le slip mode frequency shift SMS est une méthode basée sur le déplacement forcé de la fréquence par mode de glissement. La méthode consiste à déstabiliser l'onduleur lorsqu'il y a apparition de l'îlotage pour l'amener à se déconnecter. A cette fin un bouclage positif (positive feedback) va agir sur la phase au PCC.[2],[3],[12],[14],[19],[21]

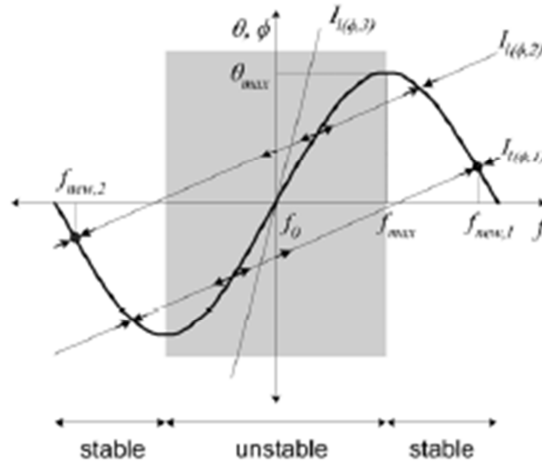


Fig.3.7.Slip mode frequency shift [22]

Rappelons que l'onduleur est conçu de telle sorte qu'il débite à sa sortie, un courant en phase avec la tension du réseau afin de lui délivrer une puissance avec un facteur de puissance égal à l'unité ($\cos \varphi = 1$). Dans le graphe de la figure 3.7 la ligne de charge croise la courbe de déphasage de l'onduleur à la fréquence f_0 correspondant à un déphasage nul. Cette situation représente le cas du réseau connecté et le bouclage positif n'influence pas la fréquence.

Quand le réseau est déconnecté, le déphasage entre le courant à la sortie de l'onduleur et la tension au PCC est fonction de la fréquence selon la relation suivante (valable pour la charge de la figure 3.2):

$$\varphi = \tan^{-1} \left[R \left(2\pi f C - \frac{1}{2\pi f L} \right) \right] \quad (3.50)$$

La fréquence n'étant plus f_0 , l'onduleur est déstabilisé, il va chercher un autre point de fonctionnement où il devra croiser la droite de charge à ω_1 ou ω_2 selon qu'il y ait eu dérive à la baisse ou dérive à la hausse de la fréquence de l'onduleur. ω_1 et ω_2 étant en dehors de la zone limitée par les seuils minimal et maximal, l'onduleur se déconnectera forcément.

Sandia frequency shift SFS / Sandia voltage shift SVS

La méthode a été proposée après 1997 par les laboratoires Sandia après avoir effectué des tests sur des onduleurs en situation d'îlotage.[3][16][21]

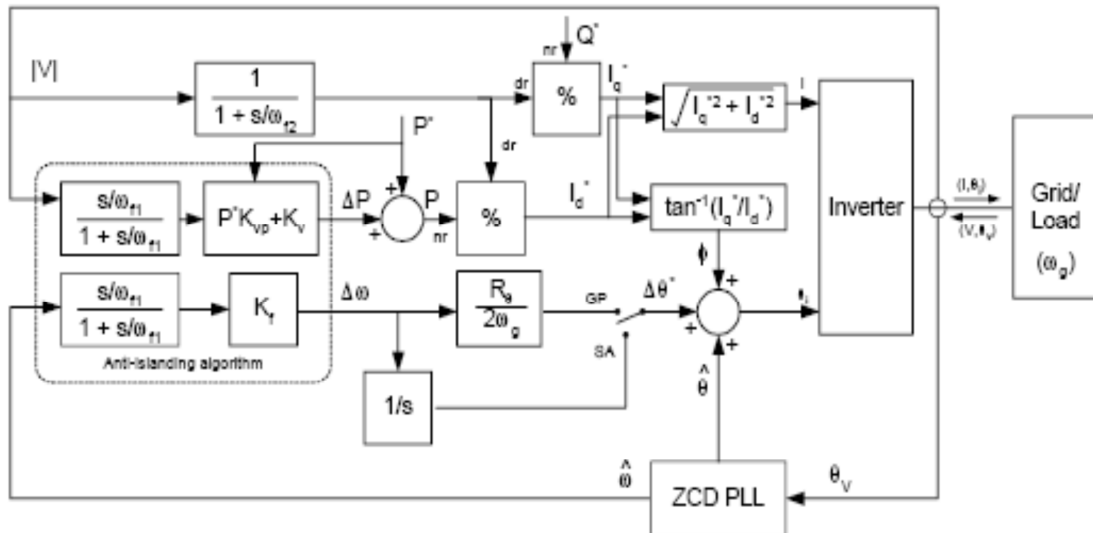


Fig.3.8. Schéma représentant l'algorithme anti-îlotage de Sandia

Cette méthode a été développée suite aux résultats concluants que l'onduleur ne se déconnectait pas suffisamment vite et que l'îlotage persistait davantage avec l'utilisation des différentes techniques anti-îlotage. Le principe n'est pas très différent de celui utilisé dans la méthode de SMS (slip mode frequency shift). C'est la vitesse de dérive causée par le bouclage positif qui fait la différence.

La SFS et la SVS peuvent être appliquées séparément, mais il est plus judicieux de les associer comme dans la figure 3.8 afin de forcer à la fois, la fréquence et la tension à dépasser les seuils fixés dans la figure 3.3 par les méthodes passives.

L'algorithme SFS

Quand le réseau est connecté, la SFS n'affecte pas la fréquence car la variation n'est pas très importante. Dès la déconnexion du réseau, la fréquence glisse en dehors de la ZND et l'onduleur est aussitôt débranché.[3][15]

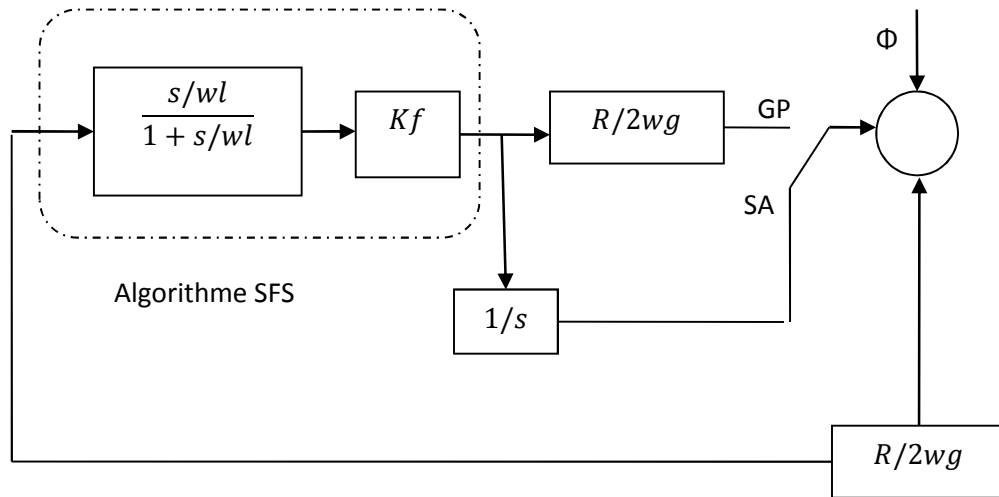


Fig.3.9. Schéma de l'algorithme SFS

L'algorithme SVS

Dans cette méthode aussi, la boucle positive, appliquée cette fois à la tension aux bornes de la charge, n'a pas d'influence quand le réseau est encore connecté. Mais quand il est déconnecté, la SVS va provoquer un glissement de la tension en dehors des seuils fixés, se qui débranche l'onduleur immédiatement. [3], [15]

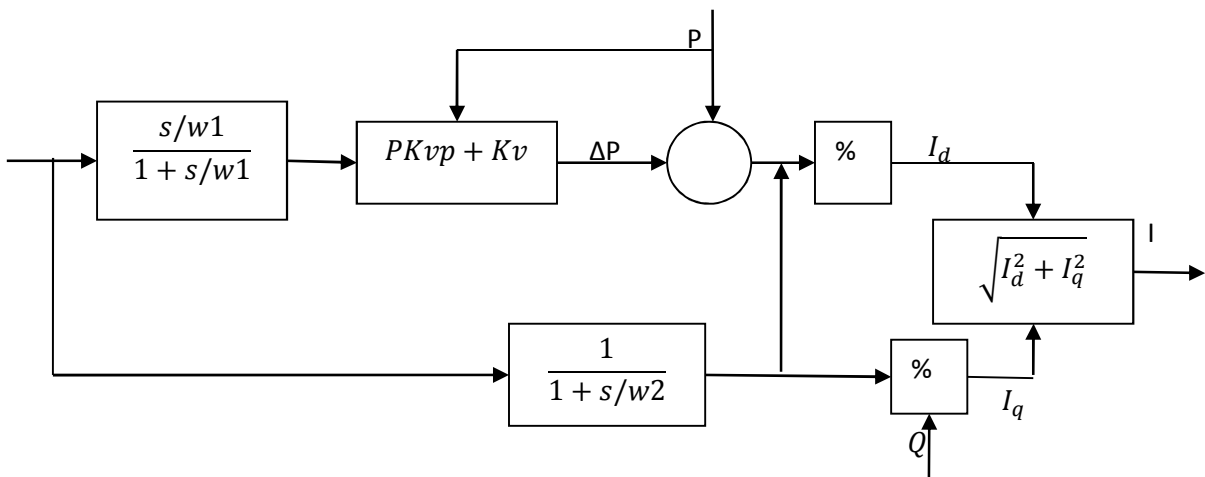


Fig.3.10. Schéma de l'algorithme SVS

L'avantage de cette méthode est sa grande efficacité grâce à la facilité de son implantation, mais surtout sa ZND qui est connue pour être la plus petite dans les méthodes actives.

4. Les méthodes hybrides

Les méthodes hybrides utilisent à la fois une technique passive et une autre active, la deuxième n'étant utilisée qu'en cas d'échec de la technique passive à détecter l'îlotage. De nombreuses méthodes hybrides sont présentées dans la littérature, mais il n'existe pas de loi qui régit l'association de ces deux techniques.

5. Les méthodes distantes

Méthode à moyen de communication

Un autre moyen de lutter contre l'îlotage est connu en pratique, il s'agit d'utiliser la ligne comme moyen de communication. La méthode qui porte le nom de Power Line Carrier Communication PLCC consiste à utiliser un dispositif comportant un émetteur et un récepteur qui soit capable d'envoyer un signal de faible énergie à travers la ligne. [2][3][17][18][21]

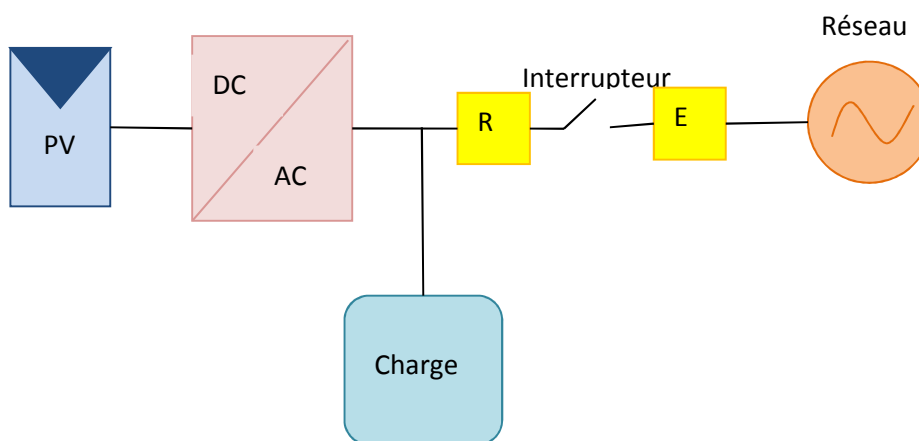


Fig.3. 11. Système muni d'un émetteur récepteur anti- Islanding

La figure 3.11 montre qu'au moment de l'ouverture de l'interrupteur, le signal entre l'émetteur **E** et le récepteur **R** est lui aussi interrompu. Selon sa conception, le récepteur peut commander l'onduleur pour se déconnecter ou ouvrir ses propres interrupteurs qui isoleront l'onduleur.

Une autre possibilité de réalisation est possible; c'est celle d'incorporer le récepteur dans l'onduleur.

Méthode SCADA

Cette méthode tient son nom de l'anglais Supervisory Control and Data Acquisition. Elle consiste à acquérir les données à partir des sous systèmes déjà munis de moyens de contrôle mis en place justement par le service publique dans certains pays. Ces moyens de contrôle sont en fait, des moyens de communications qui ont l'avantage de répondre rapidement en cas de présence de courant avec l'absence du réseau, en d'autres termes en cas d'îlotage. [2][3][20][21]

6. Conclusion

Nous avons rappelé dans ce chapitre, la définition de l'îlotage et nous avons présenté les méthodes connues et utilisées dans le domaine de la connexion des GD au réseau électrique. Ces méthodes sont répertoriées comme le montre la figure (3.1) en trois grandes catégories ; les méthodes passives reposant sur l'analyse des paramètres du réseau, les méthodes actives se basant sur l'observation des conséquences d'une perturbation intentionnelle créée sur le réseau et enfin, les méthodes qui utilisent la communication entre le réseau et l'onduleur.

En fait, il existe d'autres méthodes mais elles ne conviennent pas toutes à l'intégration dans le système PV. En plus, il y a souvent recours à la combinaison de deux méthodes; une active et une passive.

La GD avec ses différents types ne cesse de s'intégrer dans le réseau électrique à travers le monde selon la particularité géographique et la disponibilité des ressources de chaque pays. Les gestionnaires des réseaux électriques des pays pionniers dans l'intégration de la GD ont établis leurs propres normes pour raccorder la GD au réseau . Il n'y a donc pas une loi internationale mais plutôt des recommandations à suivre. Ces recommandations ont été établies en faisant le suivi des installations de la GD sur le terrain. Ce sont donc, des résultats fiables qui doivent être pris en considération pour d'autres pays désirant intégrer la GD dans leurs systèmes électriques.

Références du chapitre 3

- [1] PukarMahat, Zhe Chen and Birgitte Bak-Jensen, "Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation", Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2008

- [2] B. Singam, L. Y. Hui
Assessing SMS and PJD Schemes of Anti-Islanding with Varying Quality Factor
First International Power and Energy Conference Pecon Malaysia
November 2006

- [3] Y.Pankov, " Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque", l'école nationale sup d'arts et métiers, Thèse de doctorat 2004

- [4] IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic Systems", IEEE Std 929-2000

- [5] J.B.Jeong, H.J.Kim, K.S.Ahn, C.H.Kang, " A novel method for anti-Islanding using reactive power , IEEE 2004

- [6] Z.Ye, A.Kolwalkar, Y.Zhang, P.Du, R.Walling, " Evaluation of anti-Islanding schemes based on NDZ concept, IEEE 2004

- [7] S. Jang, K.ho. Kim, An Islanding detection Method for Distributed Generations using Voltage Unbalance and Total Harmonic Distortion of Current
IEEE 2004

- [8] G.Chicco, R.Napoli, F.Spertino, " Experimental Evaluation of the performance of Grid-Connected Photovoltaic Systems
IEEE Mai 2004

- [9] A.V.Timbus, R.Teodorescu, F.Blaabjerg, "Online Grid Impedance Measurement Suitable for Multiple PV Inverters Running in Parallel, IEEE 2006

- [10] A.V.Timbus, R.teodorscu, F.Blaabjerg, U.Borup, "ENS detection algorithm and its implementation for PV inverters, IEE Proelectr2006
- [11] M..Ropp, M.Begovic, A.Rohatgi, "Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention, IEEE 1999
- [12] G.A.Smith, P.A.Onions, D.G.Infield, " Predicting islanding operation of grid connected PV inverters, IEE Pro electr 2000
- [13] M.J.Ko, I.Choy, J..Choi, K.O.lee, G.J.Yu, "Simulation of Active Frequency Drift Adding Zero Current Method for Islanding Detection, 2005
- [14] Y.Jung, J.Choi, B.Yu, G.Yu ,J.So, J.choi, "A Novel Active Frequency Drift Method of Islanding Prevention for the Grid Connected Photovoltaic inverter, IEEE 2005
- [15] G.K.Hung, C.C.Chang, C.L.Chen," Automatic Phase Shift Method for Islanding Detection of Grid connected Photovoltaic Inverters, IEEE mars 2003
- [16] V.John, Z.Ye, A.Kolwalkar members , Investigation of Anti-Islanding protection of Power Converter Based Distributed Generators using Frequency Domain Analysis IEEE 2003
- [17] M.Ropp, D.Larson, S.Meendering, D.mcmahon, J.Ginn, J.Stevens, W.Bower, S.Gonzalez, K.Fennell, L.Brusseau,"Discussion of a Power Line Carrier Communications-Based Anti-Islanding Scheme Using a Commercial Automatic Meter Reading System, IEEE2006
- [18] M.E.Ropp, K.Aeker, J.Haigh, N.Sabbah
Using Power Line Carrier Communications To Prevent Islanding
IEEE 2000
- [19] A.Luis, C.lops, H.Sun,
Performance Assessment of Active Frequency Drifting Detection Methods
IEEE 2006

- [20] Y.Haijing, Y.Yihan, Z.Dongying
The Structure and Application of Flexible SCADA
IEEE 2006
- [21] Mylène Robitaille "Elaboration d'une méthode de protection d'îlotage pour un système de production distribuée connecté à un réseau électrique local
L'université du Québec À Trois-Rivières
Thèse de doctorat 2006
- [22] ChuttchavalJ eraputra, "Investigation of anti-islanding schemes for utility Interconnection of distributed fuel cell Powered generations, Thèse de doctorat 2004

Chapitre 4

COMPOSANTS DU SYSTEME PV

1. Introduction

L'introduction de GD dans le système électrique traditionnel requiert la méthodologie et la maîtrise de la technologie nécessaire à cette introduction et qui varie selon la ressource primaire (eau, soleil, vent, vagues...). La chaîne qui constitue le système de la GD depuis la conversion de son énergie primaire en énergie électrique jusqu'à la mise en circulation de ses électrons dans le système conventionnel doit être modélisée. Cette modélisation est nécessaire à la simulation du fonctionnement de ce système et à l'analyse de l'interaction entre le réseau électrique tel qu'il a été conçu initialement et la GD.

Le générateur PV est le dispositif responsable de convertir la lumière en électricité. Cette électricité est sous forme continue et variable. Un dispositif de régulation et d'adaptation au réseau électrique est donc indispensable à l'intégration de cette énergie dans le système électrique. En général, l'électronique de puissance est très présente dans cette interface. L'onduleur se sert de la tension du réseau pour synchroniser les caractéristiques du générateurs PV. Un filtre est utilisé pour remédier à la présence de perturbations dans la tension du courant.

La littérature offre aujourd'hui une multitude d'architectures concernant l'assemblage : panneaux-convertisseurs DC/DC-onduleurs-filtres. Seules quelques-unes sont utilisées dans la pratique en raison du prix, de la faisabilité technologique ou surtout de la sécurité.

L'intégration du convertisseur DC/DC suscite elle aussi un intérêt non moindre. De nombreux chercheurs ont publié des travaux de simulations et pratiques sur bancs d'essais et sur sites concernant les différentes topologies.

2. L'onduleur dans les systèmes PV

Tous les onduleurs sont destinés à transformer l'énergie électrique continue en énergie électrique alternative. On distingue des onduleurs de tension et des onduleurs de courant, car la source d'énergie continue peut être une source de tension ou une source de courant. La principale caractéristique des onduleurs destinés aux systèmes photovoltaïques est qu'ils soient capables de "*traquer*" le point de fonctionnement maximal du système PV.

Pour des raisons technologiques, c'est l'onduleur de tension qui est utilisé dans la conversion PV. La tension à sa sortie prend une forme de créneaux modulés en largeur d'impulsions d'où la modulation en largeur d'impulsions (MLI). Vu que cette tension n'est pas sinusoïdale, elle doit être filtrée à l'aide d'une inductance L_{ac} dans la figure 4.1.

L'onduleur peut être un pont de thyristors, ou de transistors. Mais le plus souvent, ce sont les interrupteurs électroniques qui sont utilisés comme les IGBT et les MOSFET.

L'utilisation du transformateur qui est généralement placé entre le réseau et le filtre de sortie, a un impact positif et un autre négatif. Il élimine les problèmes de compatibilité électromagnétique grâce à l'isolation galvanique mais il cause par ailleurs, beaucoup de perte d'énergie lors du passage du courant dans ses enroulements primaire et secondaire.

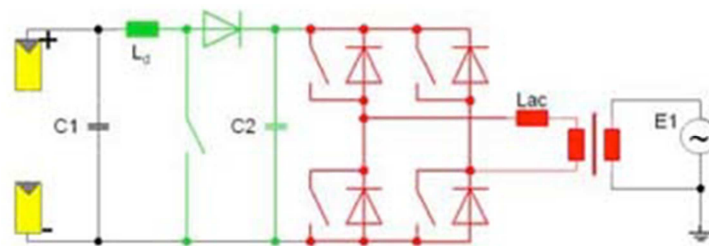


Fig.4.1. Circuit à pont de transistors avec convertisseur élévateur [3]

Le raccordement du générateur PV au réseau électrique nécessite que la tension du bus continu soit supérieure à la valeur crête de la tension à la sortie de l'onduleur. Pour une valeur de tension efficace du côté du réseau de 250V, la tension continue minimale doit être de 354V pour pouvoir injecter un courant sinusoïdal dans le réseau [7]. Il suffit alors de placer entre le générateur PV et l'onduleur, un convertisseur qui a la fonction de 'boosteur' de la tension (en vert dans la figure 4.1.).

Le condensateur C1 de la même figure 1 est un condensateur de forte capacité, il a un rôle très important pour les onduleurs photovoltaïques dans le maintien d'un point de fonctionnement stable. Il accumule l'énergie et filtre les fluctuations de tension dues aux commutations. Il permet alors un acheminement du courant depuis le générateur PV vers le réseau sous tension constante.

3. Topologies des onduleurs

Dans les sites isolés, la disponibilité des appareils fonctionnant sous tension continue a orienté l'intérêt vers le stockage de l'énergie sous sa forme originale qui est la forme continue. Cette topologie assure surtout la continuité de service chez le consommateur. Un onduleur et des appareils à tension alternative ne sont donc pas appropriés aux sites isolés.

A proximité du réseau, dans les pays où le raccordement de la génération distribuée PV est autorisé, les propriétaires des installations PV sont de plus en plus intéressés par la connexion au réseau que l'installation autonome. Les subventions très attractives proposées par ces pays ont boosté la tendance '*connexion au réseau*'

La figure 4.2 qui est prise à titre d'exemple des pays ayant la GD photovoltaïque raccordée au réseau, montre l'évolution du parc français PV raccordé au réseau de 2006 à 2012.

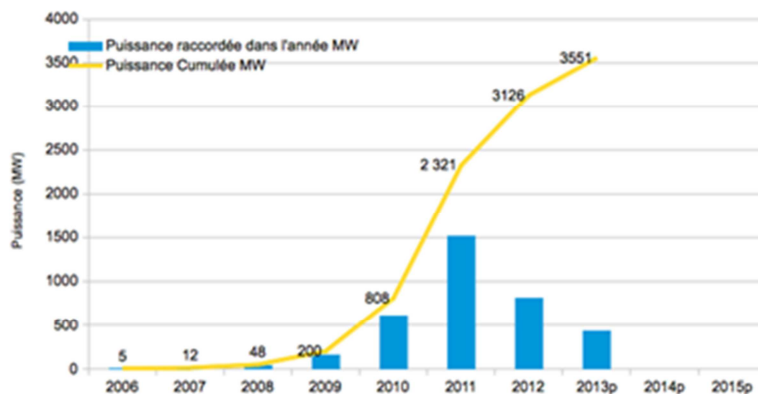


Fig.4.2. Par photovoltaïque français raccordé au réseau

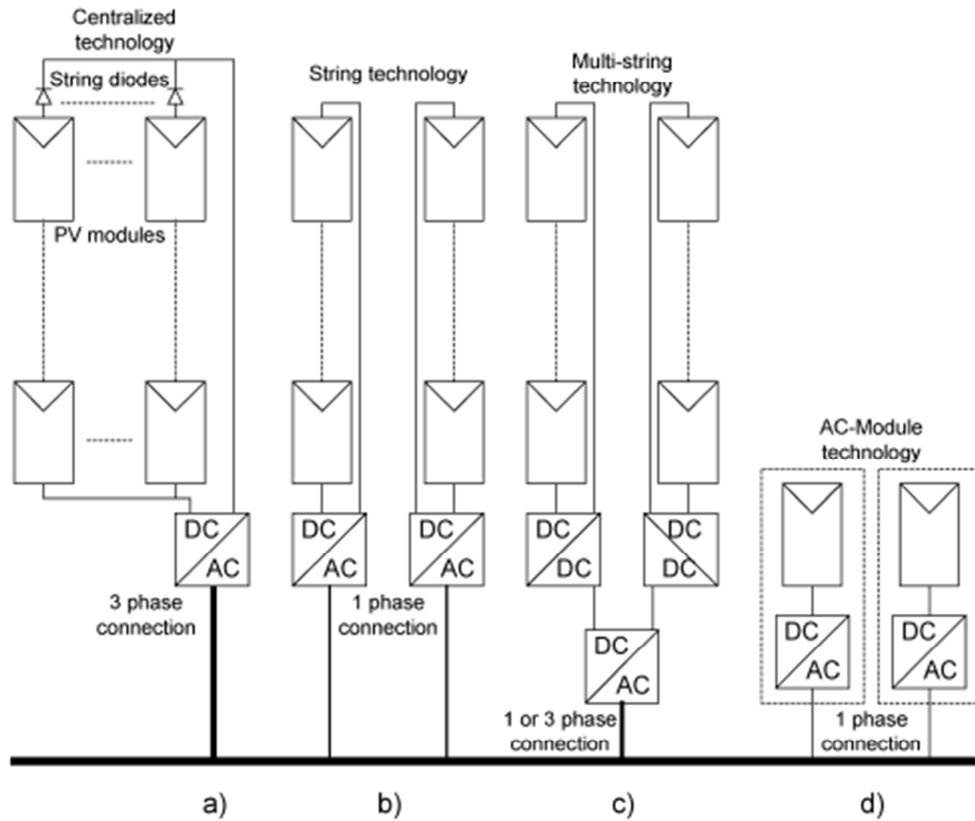
Différentes architectures sont adoptées pour relier ces installations au réseau. Contrairement à l'installation autonome, elles ont toutes besoin d'onduleurs pour adapter l'énergie électrique produite par la conversion PV au réseau.

Comme il a été développé précédemment, les onduleurs dédiés aux photovoltaïques sont particuliers. Ils ne se limitent pas seulement à transformer la puissance continue en puissance alternative sinusoïdale mais ils forcent le générateur à fonctionner à son point de puissance maximum.

Actuellement, on rencontre quatre architectures principales: la technologie centralisée, la technologie string ou à chaînes, la technologie multi-string et la technologie intégrée au panneau. [2], [7]

La technologie centralisée

Comme le montre la figure 4.3.a, Les modules PV sont montés en longues séries appelées chaînes qui désignent le mot '*strings*' dans l'Anglais. Au début du raccordement des installations PV au réseau, cette topologie était très utilisée car elle permettait de livrer une tension au bus continu assez élevée pour ne pas avoir à l'amplifier par un dispositif DC/DC tel que le hacheur. Chaque chaîne finit par une diode anti retour et les chaînes sont reliées entre elles en parallèle pour augmenter le courant et donc la puissance. L'ensemble est connecté au réseau via un seul onduleur. A forte puissance, le rendement de l'onduleur est imbattable (95% à 97%). Mais ce rendement ne peut être atteint que dans les conditions optimales. Il est réduit quand tous les modules n'ont pas les mêmes caractéristiques. Un nuage qui fait de l'ombre sur quelques modules, ou pour des raisons quelconques, des modules sont sales ou ont vieilli ou par rapport à d'autres. L'autre inconvénient de cet onduleur centralisé, ce sont les pertes causées dans le câble de haute tension continue qui relie l'ensemble des modules PV à l'onduleur. Ces pertes sont importantes car le MPPT situé dans l'onduleur oblige le générateur PV à fonctionner à la puissance maximale. Par ailleurs, l'utilisation d'un seul onduleur pour tous les modules PV reste un inconvénient. C'est comme mettre tous ses œufs dans un même panier.



a) technologie centralisée

b) technologie string

c) technologie multi-string

d) technologie Module-AC

Fig.4.3. Différentes topologies d'installations PV connectés à un réseau électrique [2]

La technologie string

A la différence de la technologie centralisée, chaque chaîne ou string est relié à un onduleur fig.4.3.b. Mais il y a suffisamment de modules par string pour atteindre la tension continue nécessaire à l'onduleur pour injecter le courant sinusoïdal dans le réseau. Pour les systèmes européens, cela nécessite environ 16 modules PV en série.

Il est possible d'utiliser des modules en string et augmenter la tension par un convertisseur DC/DC. L'utilisation de plusieurs onduleur signifie que chaque string a son propre MPPT, s'il ne fonctionne pas à pleine puissance, seul le rendement de son onduleur sera réduit. La longueur du câble continu est réduite de même que les pertes. Mais il faut souligner que le rendement des onduleurs de moyenne tension est inférieur à celui des onduleurs utilisés pour la technologie centralisée puisqu'elle varie entre 92% et 96%.

La technologie multi-string

Cette topologie représentée dans la figure 4.3.c est une version développée de la technologie string puisque chaque chaîne est branchée à un convertisseur DC/DC. Mais tous les convertisseurs sont reliés à un seul onduleur connecté à son tour au réseau et ceci ressemble bien à la technologie centralisée. Le principe est de doter chaque chaîne d'un MPPT pour que les défauts de fonctionnement soient rapidement détectés. Par ailleurs, l'utilisation des convertisseurs DC/DC réduit le nombre de modules PV par string. Dans le même string, les modules peuvent fonctionner dans des conditions différentes et ne pas avoir le même MPP et la caractéristique $P(V)$ d'un string aura plusieurs pics.

La technologie Module-AC

Il s'agit ici d'un même dispositif composé d'un module PV et d'un onduleur. Il y a donc autant d'onduleurs que de modules PV mais aussi autant de branchements au réseau. La puissance à la sortie de l'onduleur est petite puisque le module ne délivre pas une très grande puissance. Sans oublier qu'il faut encore booster cette tension qui varie entre 17 et 90V pour qu'elle puisse être connectée au réseau.

Dans la référence [2] les auteurs ont fait une compilation d'une dizaine de travaux concernant le module-AC et qu'ils ont rassemblé dans un tableau recueillant la puissance nominale délivrée par l'onduleur, la tension de réseau à laquelle il est raccordé, sa tension de sortie, son rendement et son facteur de puissance.

La simplicité de manipulation du module –AC laisse croire que demain les gens l'achèteront et l'installeront sans même l'aide de spécialistes. Mais pour le moment, les normes de sécurité nationales et internationales ne l'autorisent pas.

4. Le convertisseur DC/DC dans les systèmes PV

Comme les onduleurs, les convertisseurs sont indispensables à l'intégration de l'électricité PV dans le réseau. En effet, la fluctuation de cette énergie constitue un réel problème d'adaptation. Il est constamment nécessaire de stabiliser, de réduire ou souvent d'élever la tension. Plusieurs topologies sont proposées dans la littérature,

nous présentons les plus appropriées et les plus étudiées : Boost, Buck, Buck-boost et Cuk. La figure (4.4.) présente quatre topologies possibles de convertisseurs DC/DC non isolés et qui conviennent aux panneaux PV.

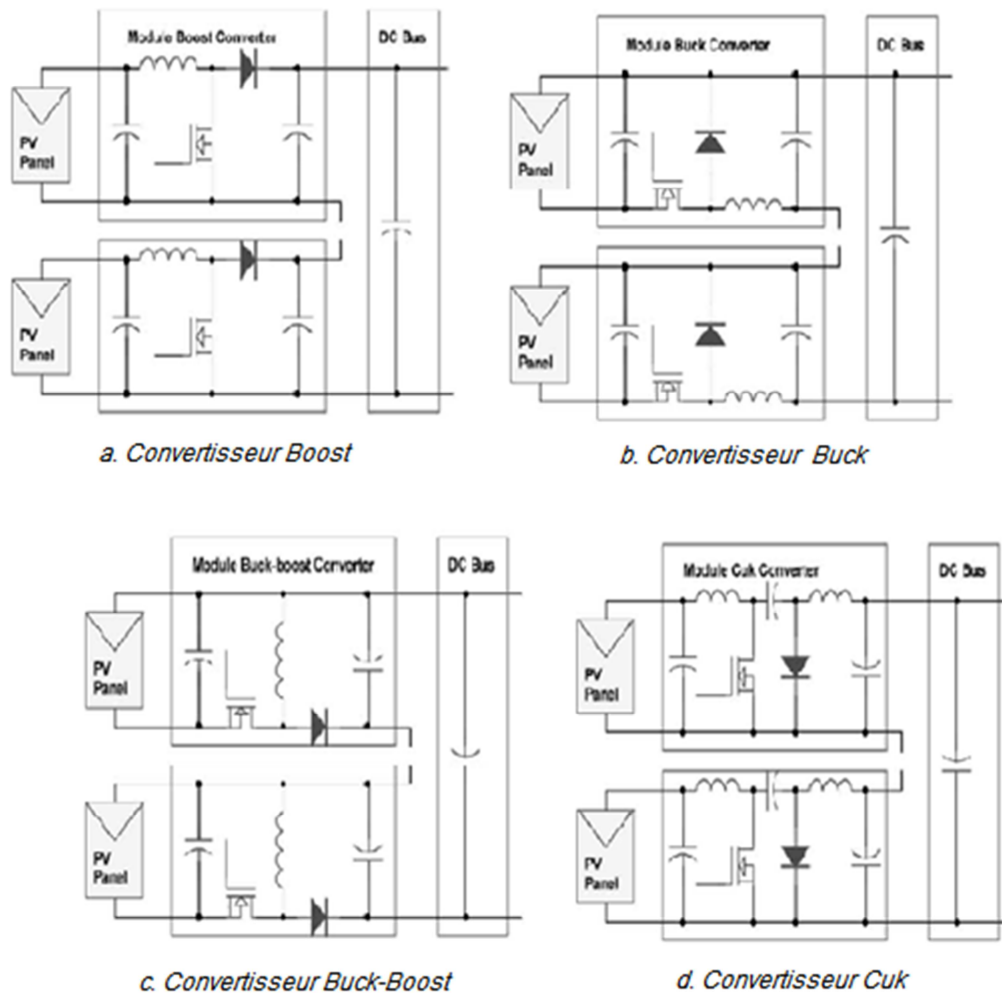


Fig.4.4. Schémas des différentes topologies de convertisseurs DC/DC pour PV connectés à un réseau électrique [8]

Convertisseur Boost

Un convertisseur Boost, ou hacheur parallèle, est un dispositif électronique qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus grande valeur. Il est très approprié pour booster la tension continue générée par l'installation PV à la valeur nécessaire pour la convertir en tension alternative et libère donc, de l'utilisation du transformateur. La caractéristique du Boost est qu'il permet avec la tension

minimale requise de 340V du bus continu d'atteindre la tension alternative de 240 V pour la connexion au réseau sans transformateur et surtout, avec le moins de panneaux photovoltaïques possibles. [8][11][12][9]

Le courant de sortie de la chaîne de série de convertisseurs doit être égal, donc les tensions de sortie des convertisseurs sont proportionnelles aux puissances délivrées par chaque convertisseur.

Une contrainte supplémentaire pour les convertisseurs boost est que si un module PV est ombragé, son courant va baisser, et si cette valeur est plus faible que le courant de sortie de la chaîne, le courant dans toute la chaîne descendra à la valeur du courant du convertisseur relatif au module ombragé comme le montre la figure 4.4.a.

Dans certaines littératures, la solution proposée est de forcer sous les conditions non optimales, la tension d'entrée et de sortie du seul couple module-convertisseur DC/DC à zéro. Dans, ce cas, le module en difficulté est court-circuité et le reste des modules de la chaîne fonctionneront à leurs puissances maximales respectives.

Convertisseur Buck

Un convertisseur Buck, ou hacheur série, est un dispositif qui convertit une tension d'entrée continue en une autre tension continue toujours inférieure à la tension d'entrée.

Une connexion de chaîne de séries de modules de buck comme dans la figure 4.4.b, permettent une indépendance totale vis-à-vis de la tension de sortie et donc la puissance, alors que les courants de sortie sont forcément égaux à cause de la connexion en série. En outre, la diode interne de roue libre du convertisseur Buck permet le maintien du module inactif auquel elle est associée, d'être automatiquement passant sans provoquer un court-circuit de la source DC.

Le condensateur du filtre d'entrée doit être dimensionné pour supporter le courant de commutation du convertisseur buck. L'inductance et le condensateur du filtre de sortie peuvent être choisis à la base d'une stratégie de conception de convertisseur multi-niveau pour obtenir des réductions importantes des tailles des composants. [17], [22]

Convertisseur Buck-Boost

Un convertisseur Buck-Boost est un dispositif qui une tension continue en une autre tension continue de plus faible ou plus grande valeur mais de polarité inverse. Un inconvénient de ce convertisseur est que son interrupteur est plus compliqué à commander.[22]

L'utilisation du convertisseur Buck-Boost n'est traditionnellement pas favorisée dans le domaine du PV en raison de son faible pouvoir de commutation. Mais ceci ne pose pas de problèmes pour les modules PV avec les tensions de 21 V maximum et les puissances de moins de 100 W.

Cependant, ces convertisseurs ne sont pas capables d'atteindre la même efficacité que les convertisseurs Boost ou les convertisseurs Buck.

Convertisseur Ćuk

Un convertisseur Ćuk est un dispositif qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible ou plus grande valeur mais de polarité inverse. Au contraire des autres types de convertisseurs, qui utilisent une inductance, un convertisseur Ćuk utilise un condensateur pour stocker de l'énergie.

Ces convertisseurs ont l'avantage d'être en mesure de générer des tensions de sortie au-dessus et en dessous de la tension d'entrée.

Ces deux topologies de convertisseur permettent à chaque module de devenir hors service tout en permettant aux autres modules de continuer à fonctionner à leurs points de puissances maximales.

5. Topologie des convertisseurs DC/DC

La topologie hacheur string

C'est la même topologie représentée dans la figure 4.3. appelée dans certaines littératures *technologie multi-string*. Elle est rediscutée du point de vue du convertisseur DC/DC. Cette topologie permet d'intégrer l'élément de stockage au bus continu. Mais son inconvénient, reste le problème de dysfonctionnement d'un ou de plusieurs modules.

La topologie Module-DC parallèle

Elle ressemble à la topologie multi string mais la chaîne de modules a été remplacée par un seul module. Elle consiste donc à brancher un convertisseur DC/DC aux bornes de chaque module PV. Les couples (Module –DC) sont branchés entre eux, en parallèle. Toutes les branches sont connectées aux bornes d'un seul onduleur. Cette topologie réduit le nombre de modules par string à un, ce qui élimine le problème de disfonctionnement des modules, mais la tension d'entrée du convertisseur devient très petite par rapport à sa sortie. Quand le rapport d'élévation entre les deux tensions est élevé, il induit des pertes importantes et réduit le rendement du convertisseur. [15][16][18]

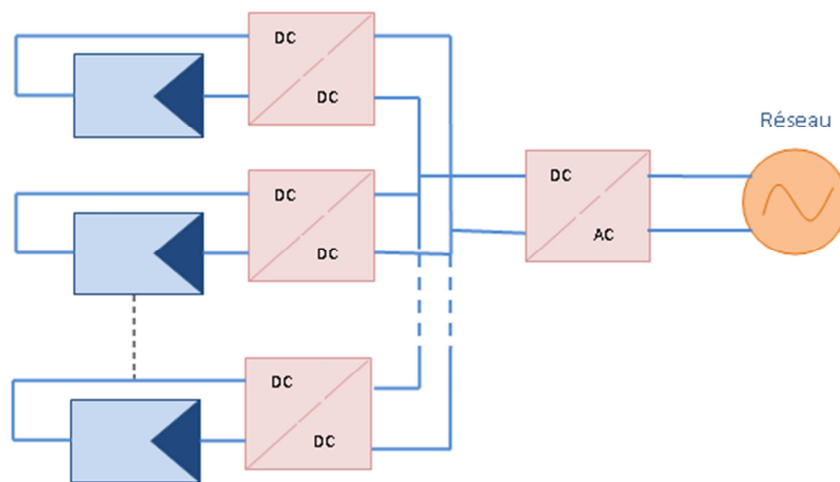


Fig.4.5. La topologie Module-DC parallèle

Topologie Module-DC série

C'est une topologie qui corrige le rapport d'élévation de la topologie précédente. En effet, si le branchement des modules-DC se fait en série au lieu du branchement parallèle, le rapport d'élévation qui est inversement proportionnel au nombre de modules-DC en parallèle va réduire. On obtient ainsi, un meilleur rendement. Mais le disfonctionnement d'un module-DC se répercuterait sur toute la série. [9][13][18]

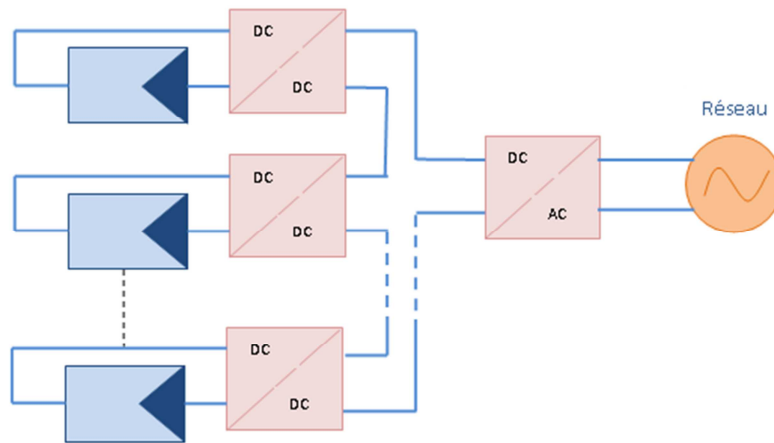


Fig.4.6.La topologie Module-DC série

Topologie Module-DC série multi string

Dans la référence [7], une autre topologie est présentée pour remédier à ce problème. Elle consiste à brancher un convertisseur DC/DC avec sa propre commande MPPT aux bornes de chaque module comme le montre la figure4.7. Ensuite, les modules sont branchés en série pour obtenir la tension exigée par l'onduleur. Le string se trouve ainsi reconfiguré. Plusieurs strings associés en série permettent d'augmenter la puissance.

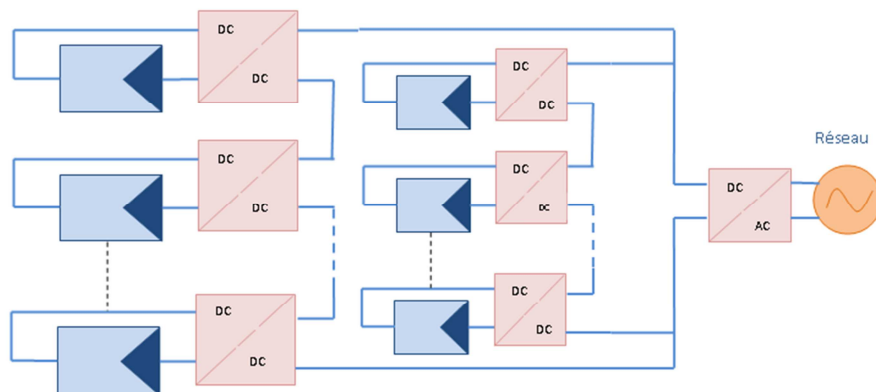


Fig.4.7. La topologie Module-DC série multi string

6. Les transformateurs dans les systèmes PV

Les transformateurs basse fréquence

Ils sont aussi appelés transformateurs de ligne car ils sont branchés en aval par rapport à l'onduleur et ils travaillent avec la fréquence du réseau. Ils sont pénalisés par l'importance de leur taille, de leur poids et de leur prix. Mais ils empêchent d'injecter des courants continus dans le réseau. [2][19][20]

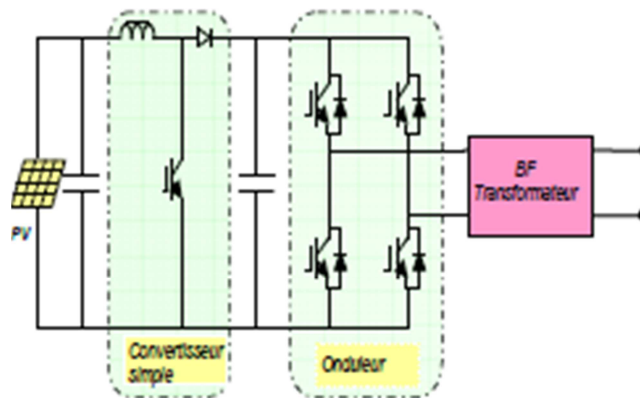


Fig.4.8. Structure avec transformateur basse fréquence

Les modules PV sont raccordés à un convertisseur DC/DC. Un filtre est placé entre le convertisseur et l'onduleur. Ce dernier convertit le courant continu fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif AC. Dans la figure 4.8, l'onduleur est constitué d'un pont IGBT qui peut être par exemple commandé par la technique MLI (technique de modulation de largeur d'impulsion). Le transformateur basse fréquence vient augmenter la tension à la sortie de l'onduleur jusqu'au niveau de celle du réseau.

Les transformateurs haute fréquence [2] [14] [20]

La première chose qui donne avantage aux transformateurs haute fréquence est la réduction de leur taille et poids. Ils sont placés entre l'onduleur et le convertisseur DC/DC.

Le convertisseur DC/DC est composé d'un convertisseur flyback ou Forward qui convertit le courant continu (DC) fourni par les panneaux PV en courant continu avec un niveau de tension désiré en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion avec la fréquence de découpage de 16 à 20 kHz. Un transformateur HF

augmente cette tension à un niveau de tension nécessaire pour l'onduleur et puis un pont redresseur transforme le courant alternatif HF en courant continu. Ensuite, l'onduleur convertit le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) et l'injecte dans le réseau.

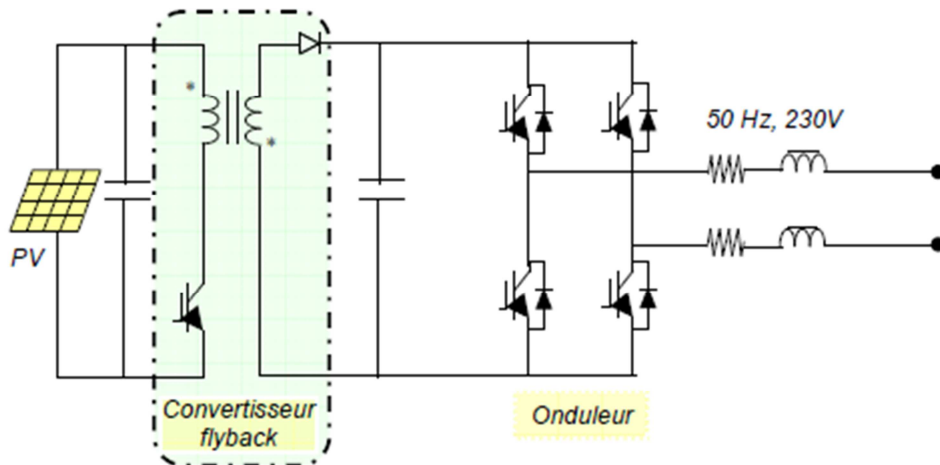


Fig.4.9. Structure convertisseur flyback avec transformateur haute fréquence

Dans les deux cas, à savoir ; la structure avec convertisseur flyback de la figure 4.9 ou avec un convertisseur Forward de la figure 4.10, le générateur PV fournit une tension continue au convertisseur DC/AC.

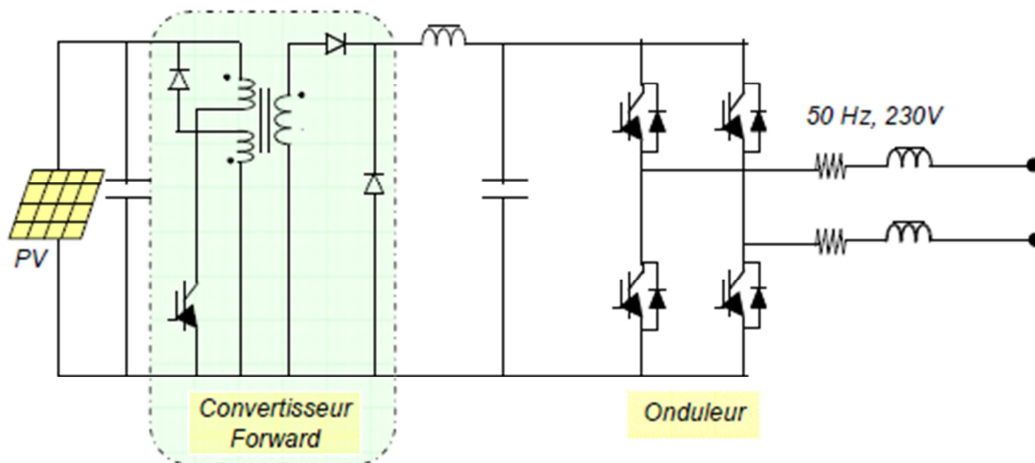


Fig.4.10. Structure convertisseur Forward avec transformateur haute fréquence

7. Contrôle et réglage des étages de conversion

La meilleure manière d'adapter la puissance produite par une installation PV au réseau est l'utilisation d'un convertisseur DC/DC pour obtenir la valeur de tension continue suffisante pour la convertir en tension alternative par l'onduleur et injecter ainsi du courant sinusoïdal dans le réseau.

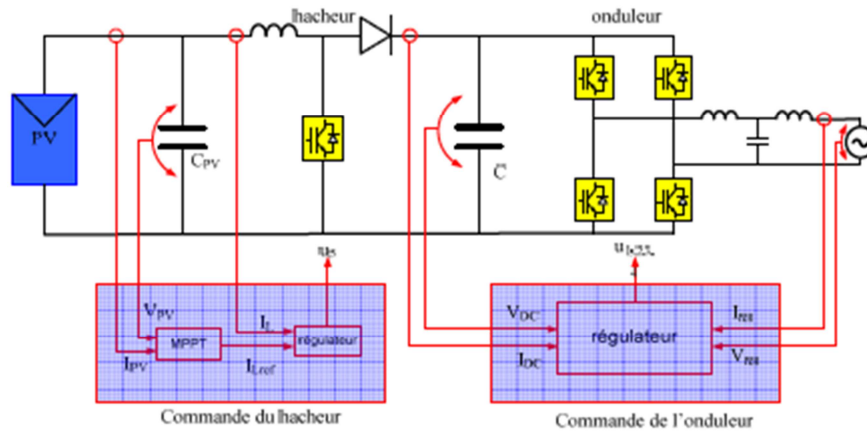


Fig4.11. Structure générale de la conversion PV raccordée au réseau

La figure 4.11 illustre un schéma de connexion au réseau d'un module PV via un convertisseur et un onduleur séparés par des filtres. Dans la littérature, on rencontre un grand choix de combinaisons des différentes topologies d'onduleurs et de convertisseurs DC/DC, dictés par la faisabilité technologique et économiques mais surtout pour des raisons de sécurité.

Commande du convertisseur DC/DC par la méthode MPPT

Il existe de nombreuses méthodes pour contrôler la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque qui peuvent être classées selon différents critères. Mais elles restent toutes dépendantes des mesures de la tension et du courant du générateur PV. Nous pouvons, toutefois citer celles qu'on rencontre le plus souvent dans la littérature.

La méthode de perturbation et observation P&O

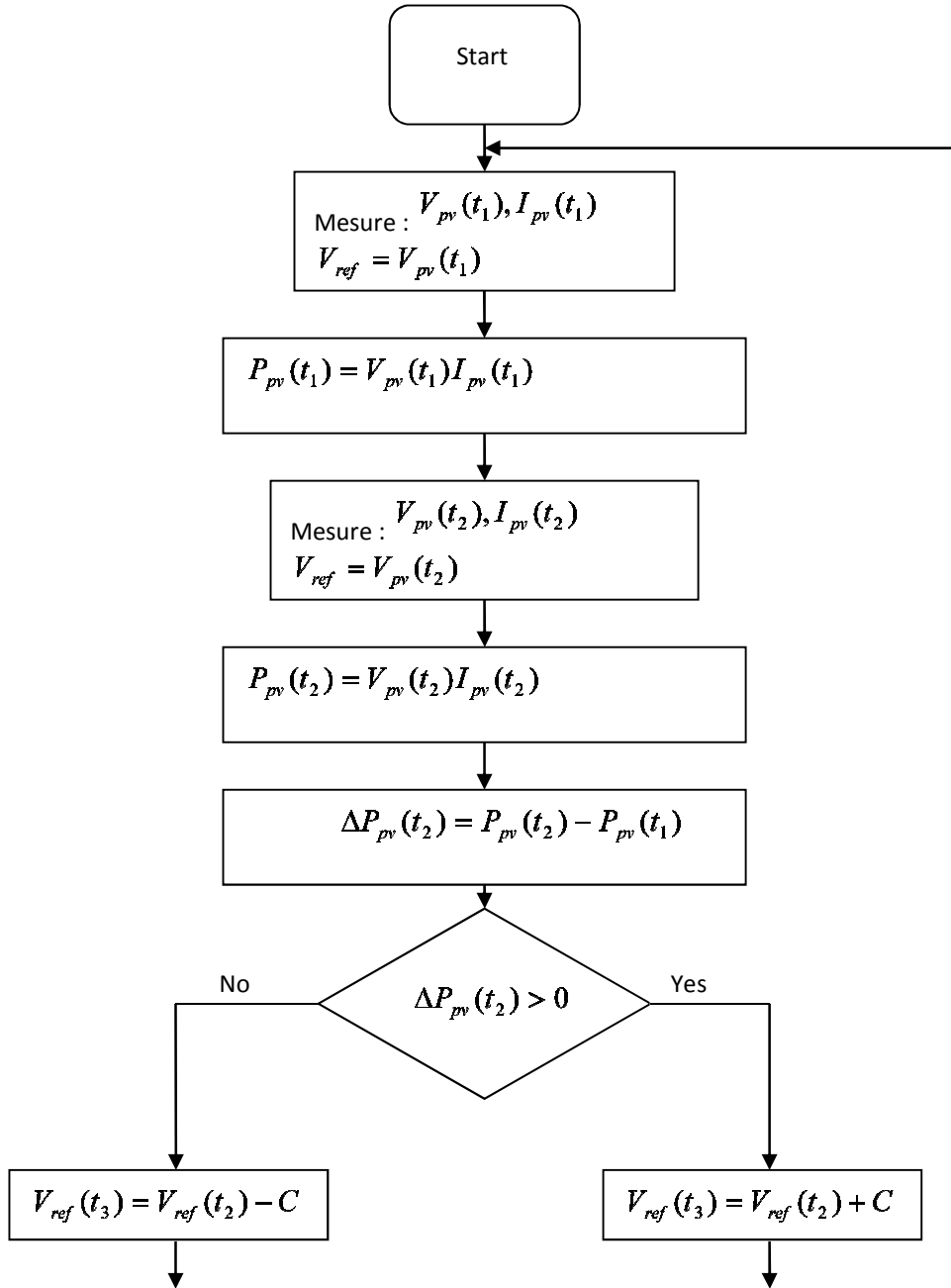


Figure.4.12 l'algorithme de la méthode P&O

C'est la méthode la plus utilisée en pratique. C'est une méthode itérative pour l'obtention du point de puissance maximale PPM. Elle consiste à tracer la caractéristique du champ PV : P(V), ensuite y créer une perturbation et observer le

sens du changement (le signe de $\Delta P_{pv}(t_2)$) comme le montre l'algorithme de la figure 4.12.

La méthode de la conductance incrémentielle

Cette méthode à été proposée par Hussein en 1995 [23]. Elle consiste à éliminer la dérivée de la puissance générée par le champ photovoltaïque par rapport à la tension selon l'équation suivante :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = I_{pv} \frac{dV_{pv}}{dV_{pv}} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \Rightarrow -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$$

$-\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ représente la conductance, $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$ représente son incrément.

D'autre part, dI_{pv} et dV_{pv} peuvent être calculés par les approximations suivantes :

$$dV_{pv}(t_2) \approx \Delta V_{pv}(t_2) = V_{pv}(t_2) - V_{pv}(t_1)$$

$$dI_{pv}(t_2) \approx \Delta I_{pv}(t_2) = I_{pv}(t_2) - I_{pv}(t_1)$$

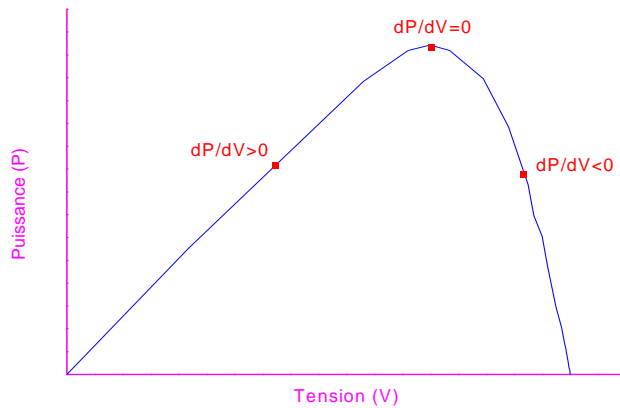


Fig.4.13.Variation de dp/dv dans $P(V)$

L'analyse des dérivées suivant l'algorithme de la figure 4.14 nous permet de savoir si le champ photovoltaïque fonctionne à son PPM ou pas. La figure 4.13 montre les trois points importants de la caractéristique P(V), représentés par les équations suivantes :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \quad \text{pour } V_{pv} < V_{PPM}$$

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad \text{pour } V_{pv} = V_{PPM}$$

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0 \quad \text{pour } V_{pv} > V_{PPM}$$

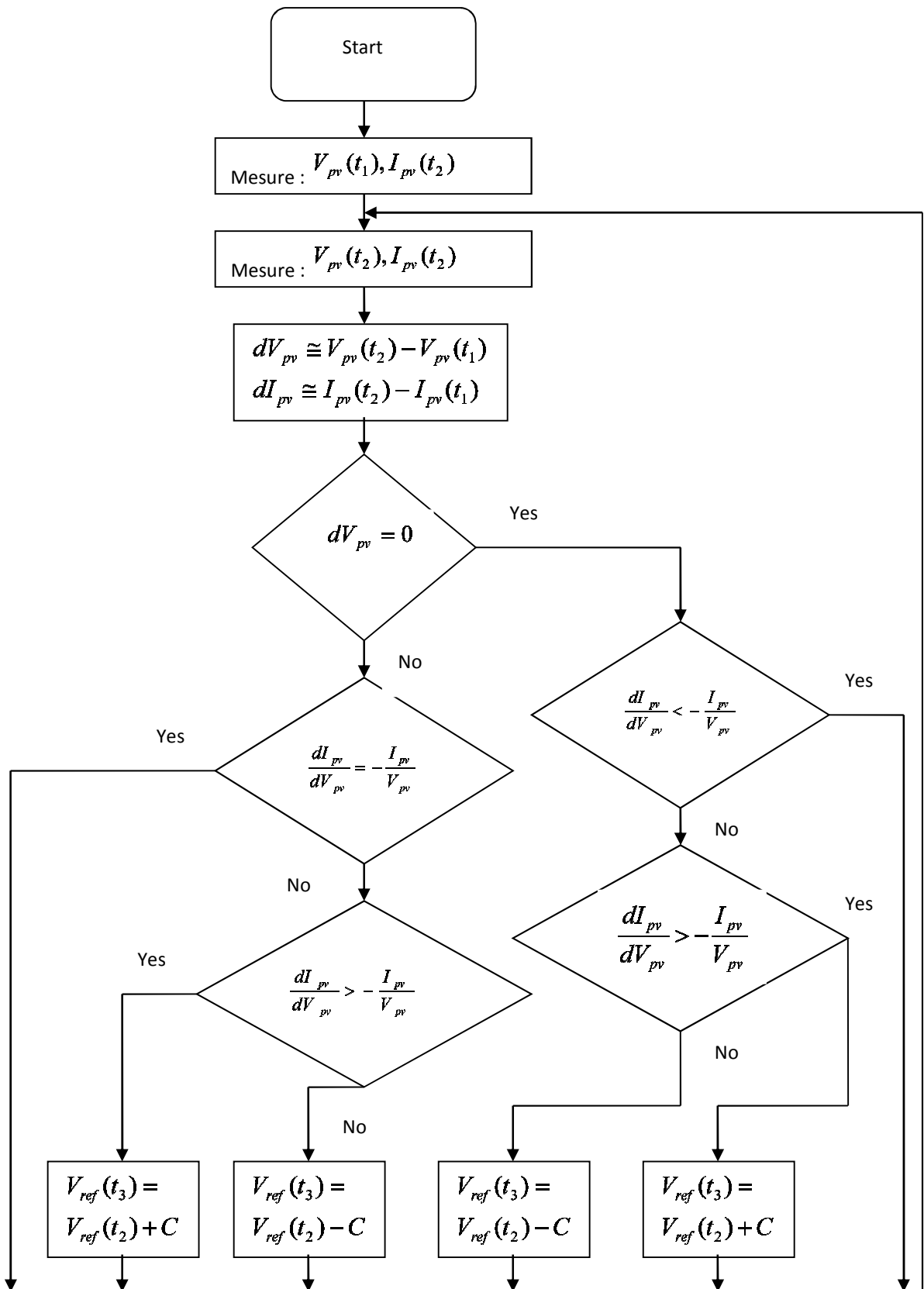


Fig.4.14. L'algorithme de la méthode de la conductance incrémentale

Le contrôle des courants par La boucle à verrouillage de phase PLL

Etant donné que c'est le réseau qui débite la tension alternative, alors c'est cette dernière qui doit communiquer sa forme ondulatoire au courant de sortie de l'onduleur. Toutefois, il faut veiller à ce les défauts qui peuvent apparaître dans la tension du réseau ne subsistent pas dans le courant de sortie de l'onduleur. Ces défauts sont [1] :

Un creux de tension monophasé

Une pollution harmonique

Un saut de phase

Une variation de fréquence

Une des méthodes qui nous permettent de remédier à ce problème est de détecter les passages par zéro de la tension du réseau pour connaître la période T afin de générer un autre signal sinusoïdal qui permettra une bonne synchronisation. Il s'agit en fait d'utiliser la boucle à verrouillage de phase PLL.

Le principe de fonctionnement d'une PLL (Phase Locked Loop) dans le cas d'un réseau monophasé est basé sur la présence d'un détecteur la phase, d'un correcteur ; et oscillateur commandé en tension.

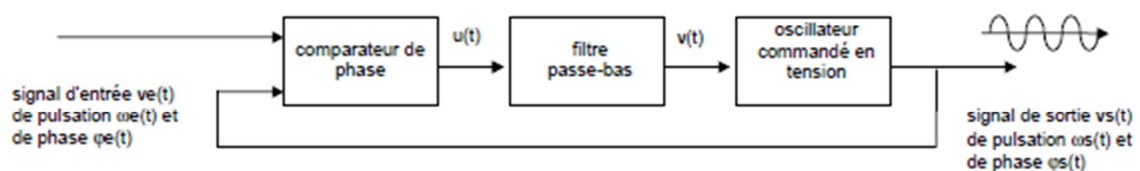


Fig.4.15. Structure de base de la boucle à verrouillage de phase[23]

Dans le cas du triphasé, une petite simplification est nécessaire et les entrées peuvent être facilement converties en un plan fixe $\alpha\beta$ par la transformation de Clarke ou dans un référentiel tournant de façon synchrone par le biais de la transformation du Parc.

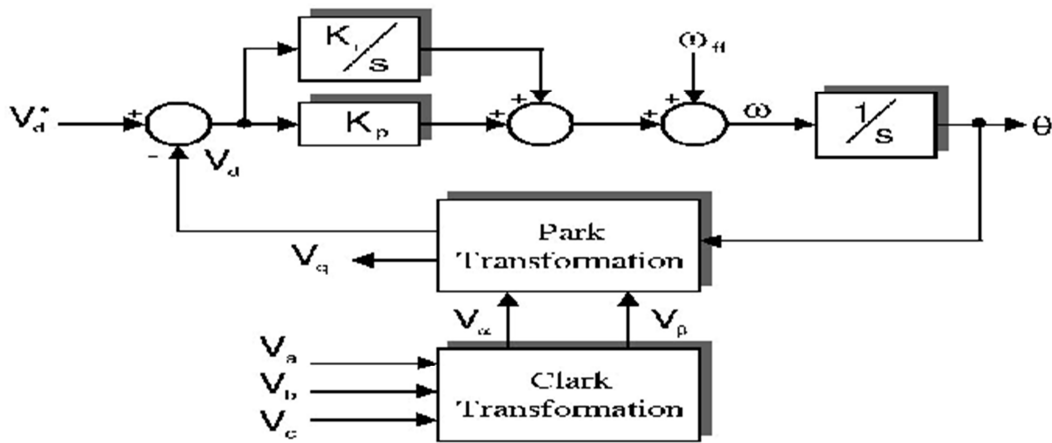


Fig.4.16. Structure de la PLL triphasée [23]

8. Les filtres

Le filtre d'entrée : c'est généralement un filtre passe-bas constitué d'une capacité C en parallèle avec la source de tension continue et d'une inductance L en série avec la source. Ce filtre permet d'obtenir à l'entrée de l'onduleur une tension U_{dc} constante malgré la variation du courant à l'entrée de l'onduleur.

Le filtre de sortie : À la sortie de l'onduleur, nous obtenons une tension en créneaux. Le rôle du filtre de sortie est de lui donner une forme sensiblement sinusoïdale. Dans le cas d'un onduleur monophasé, le filtre est formé d'une inductance en série et d'une capacité en parallèle avec la sortie de l'onduleur.

En final, un système PV connecté au réseau doit constituer avec tous les éléments cités et le réseau électrique, un système électro-énergétique dont la structure générale est présentée dans la figure 4.17.

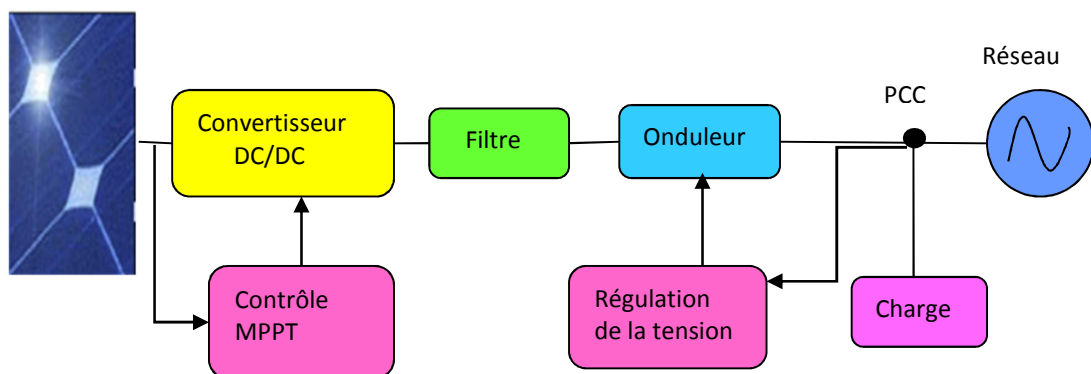


Fig.4.17. Structure générale du système PV connecté au réseau

9. Conclusion

La chaîne de conversion PV comporte des dispositifs électroniques qui ont beaucoup évolué depuis l'intégration de la GD photovoltaïque dans le système électrique. Nous avons vu dans ce chapitre les différents types d'onduleurs et de convertisseurs DC/DC.

Nous avons également parlé des topologies avec et sans transformateurs. Une bonne maîtrise de l'outil électronique permet de choisir judicieusement parmi les architectures proposées. Une bonne connaissance des différents composants de la chaîne PV permettra la modélisation et donc une bonne intégration du système PV dans le réseau électrique.

Nous n'avons pas parlé de la technologie du semi-conducteur qui constitue la matière première pour la conception de la cellule PV car elle a fait l'objet d'étude antérieure.

La littérature offre aujourd'hui une multitude d'architectures concernant l'assemblage : panneaux-convertisseurs DC/DC – onduleurs-filtres. Seules quelques-unes sont utilisées dans la pratique en raison du prix, de la faisabilité technologique et surtout de la sécurité.

Références du chapitre 4

- [1] Y. Pankov, "Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque. L'école nationale sup d'arts et métiers Paris. Thèse de doctorat Décembre 2004
- [2] SoerenBaekhoejKjaer, John K. Pedersen, and FredeBlaabjerg, "A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules, IEEE 2005
- [3] Violaine Didier, Bruno Gaiddon, "Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques Fonctionnement, Etat de l'Art et Etude des Performances Hespul Août 2007
- [4] Emanuel Florin Mogoş, "Production décentralisée dans les réseaux de distribution. Etude pluridisciplinaire de la modélisation pour le contrôle des sources. 'Ecole Nationale Supérieure d'arts Et Métiers Centre De Lille, Thèse De Doctorat Juillet 2005
- [5] Jean-Luc FRAISSE, Jean-Paul HORSON, "Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution - Aspects techniques Techniques de l'Ingénieur 2010
- [6] GoranStrbac, Nick Jenkins, Martin Hird ,PredragDjapic, Guy Nicholson, " Integration of operation of embedded generation and distribution networks Manchester Centre for Electrical Energy, May 2002
- [7] Petibon stéphane, "Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques, l'Université de Toulouse, Thèse de doctorat janvier 2009
- [8] Geoffrey R. Walker, Member, Ieee, And Paul C. Sernia, "Cascaded Dc–Dc Converter Connection Of Photovoltaic Modules, IEEE 2004

- [9] Stéphane Vighetti, “Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: choix et dimensionnement des étages de conversion”, Université De Grenoble, Thèse De Doctorat 2009

- [10] Matthias Kasper, Dominik Bortis, and Johann W. Kolar, “Classification and Comparative Evaluation of PV Panel-Integrated DC-DC Converter Concepts 15th International Power Electronics and Motion Control Conference Serbia 2012

- [11] Damrong Amorndechaphon, Suttichai Premrudeepreechacharn, Kohji Higuchi “Design and Analysis of High Efficiency DC-DC Boost Converter with Active Resonant Technique for Small Grid-Connected PV Systems, IEEE 2010

- [12] M. Elshaer, A. Mohamed, and O. Mohammed, “Smart Optimal Control of DC-DC Boost Converter in PV Systems, IEEE 2010

- [13] Ho-sung Kim , Jong-Hyun Kim , Byung-Duk Min, Dong-Wook Yoo, Hee-Je Kim, “A highly efficient PV system using a series connection of DC-DC converter output with a photovoltaic panel”, *Renewable Energy* 34 (2009)

- [14] D. Tsukiyama, Y. Fukuda, S. Miyake, S. Mekhilef, S.K. Kwon and M. Nakaoka “A New 98% Soft-Switching Full-Bridge DC-DC Converter based on Secondary-Side LC Resonant Principle for PV Generation Systems”, IEEE 2011

- [15] Toshihisa Shimizu, , IEEE, Osamu Hashimoto, and Gunji Kimura, “A Novel High-Performance Utility-Interactive Photovoltaic Inverter System IEEE 2003

- [16] B.V.P. Chong ↑, L. Zhang, “Controller design for integrated PV-converter modules under partial shading conditions”, *Solar Energy* 2013

- [17] Marcelo Gradella Villalva Ernesto Ruppert Filho, “Dynamic Analysis of The Input-Controlled Buck Converter Fed By a Photovoltaic Array, *Revista Controle & Automação* 2008

- [18] E.Román, R. Alonso, P.Ibañez, S.Elorduizapatarietxe, And D.Goitia
Intelligent Pv Module For Grid-Connected Pv Systems, IEEE 2006

- [19] Martina Calais, JohannaMyrzik, Ted Spoone, Vassilios G. Agelidis
Inverters for Single-phase Grid Connected Photovoltaic Systems - An
Overview, IEEE. 2002

- [20] J. M. A. Myrzik, and M. Calais, "String and Module Integrated Inverters for
Single-phase Grid Connected Photovoltaic Systems - A Review, IEEE2003

- [21] SoerenBaekhoejKjaer, John K. Pedersen, FredeBlaabjerg , " Power Inverter
Topologies for Photovoltaic Modules – A Review, IEEE 2002

- [22] M.A. Farahat, H.M.B. Metwally, Ahmed Abd-Elfatah Mohamed, "Optimal
choice and design of different topologies of DC-DC converter used in PV
systems, at different climatic conditions in Egypt, Renewable Energy (2012)

- [23] V.Salas, E.Olias, A.Barrado, A.Lazaro, "Review of the maximum power point
tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems", Solar Energy
Materials & Solar cells 2005

Chapitre 5

SIMULATION ET EXPERIMENTATION DU SYSTEME PV

1. Introduction

L'objectif dans ce chapitre est de réaliser sous MATLAB/Simulink, un modèle très détaillé du module photovoltaïque à partir du schéma équivalent de la cellule PV. Nous espérons avec ce modèle mettre un peu plus de lumière sur le comportement non linéaire du module PV en fonction des paramètres climatiques à savoir l'éclairement et la température. Nous allons focaliser notre étude sur le comportement des deux principales caractéristiques du module PV qui sont le courant en fonction de la tension $I(V)$ et la puissance en fonction de la tension $P(V)$ devant le changement très aléatoire des conditions météorologiques. Les données climatiques sont considérées comme des variables d'entrée. La sortie peut être le courant, la tension ou la puissance avec la condition que tout changement dans les variables d'entrée engendre systématiquement un changement dans les variables de sortie.

Le modèle que nous avons choisi est celui à une seule diode avec les deux résistances; série et parallèle. Le modèle à une diode est basé sur la supposition qu'il n'y a pas de pertes par recombinaison dans la zone de déplétion.

La figure 1 montre les trois configurations différentes de la cellule PV souvent rencontrées dans la littérature. La plus simple est celle qui représente le modèle idéal à une diode (figure 5.1.a). On peut aussi présenter la cellule PV par un schéma électrique équivalent qui prend en considération la résistance série (figure 5.1.b). La résistance série tient compte des pertes ohmiques du matériau, des métallisations et du contact métal/semi-conducteur. On peut aussi ajouter la résistance parallèle ou de fuite qui provient des parasites entre le dessus et le dessous de la cellule, par les bords et à l'intérieur du métal à cause des irrégularités et des impuretés (figure 5.1.c).

On remarque que plus le modèle de la cellule PV se complique, plus le nombre de ses paramètres inconnus augmente et généralement, la plus part des constructeurs ne donnent pas suffisamment d'informations sur ces paramètres qui dépendent de la température et l'éclairement. Alors, il devient nécessaire de faire des approximations tout en respectant le comportement de la cellule photovoltaïque vue sa nature physique et ce, pour établir un modèle mathématique capable de rapprocher les valeurs simulées, le plus

étroitement possible des valeurs expérimentales réelles. Le modèle mathématique du module PV est une équation transcendante, non linéaire avec beaucoup de paramètres qu'on peut classer en trois catégories :

Paramètres constants

Paramètres fournis par le constructeur

Paramètres à calculer

Certains chercheurs développent des méthodes simplifiées de sorte à considérer constants, des paramètres qui varient en fonction de l'éclairement et de la température pour éviter ainsi, un calcul mathématique long et compliqué.

Nous avons procédé à une comparaison de quelques travaux parmi les plus cités comme références dans la modélisation du module PV et nous sommes sortis avec quelques remarques :

Pour [1], seule la résistance série est considérée. En n'ayant pas pris en considération la résistance parallèle, le courant de fuite I_p Est négligé. Une telle approximation fait avantager le calcul au détriment de la précision dans l'évaluation du courant électrique généré par le module PV.

La même approximation a été adoptée dans [2-6], en considérant la résistance parallèle très grande.

D'autres auteurs ont supprimé les deux résistances, série et parallèle ; la première parce qu'elle est trop petite et la seconde parce qu'elle est trop grande.

Dans d'autres littératures comme [7-12], les deux caractéristiques internes de la cellule et du module PV sont considérées importantes et sont déterminées afin d'obtenir avec plus de précision le modèle mathématique.

Selon les auteurs, deux autres paramètres (ou l'un d'eux) sont à déterminer; le photocourant I_{ph} Et le courant de saturation I_0 .

Quelques rares auteurs ont ajouté un cinquième paramètre qui est le facteur d'idéalité (A)

2. Présentation et modélisation du module photovoltaïque

Modèle idéal d'une cellule à une diode

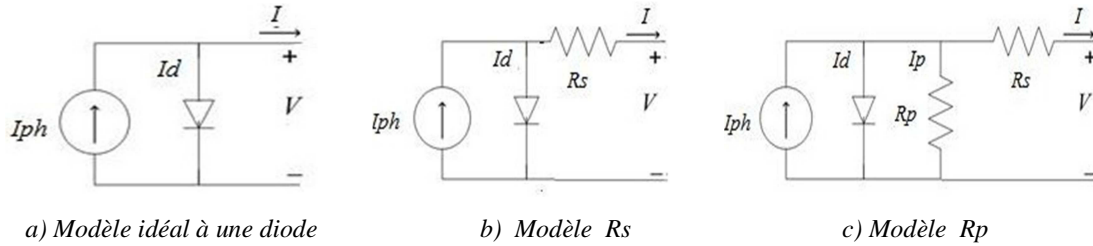


Fig.5.1. Cellule PV idéale à une diode

Le modèle idéal à une diode ne tient pas compte des pertes internes du courant. La diode est connectée en antiparallèle avec la source qui génère le photo-courant et le courant de sortie est obtenu à l'aide de la loi de Kirchhoff

$$I = I_{ph} - I_d \quad (1)$$

I_{ph} Est le photocourant

I_d Est le courant de diode. Il est proportionnel au courant de saturation et est donné par:

$$I_d = I_s \left[\exp\left(\frac{V}{A \cdot N_s \cdot V_{Tc}}\right) - 1 \right] \quad (2)$$

I_s Le courant de saturation inverse

V la tension imposée à la diode

A le facteur d'idéalité. Il dépend de la technologie de la cellule photovoltaïque. Il peut être choisi dans le tableau 5.1.

N_s Le nombre de cellules photovoltaïques connectées en série dans le module

V_{Tc} Est appelée la tension thermique à cause de sa dépendance exclusive de la température. Elle est calculée à l'aide de la relation suivante:

$$V_{Tc} = k \cdot \frac{T_c}{q} \quad (3)$$

$V_{Tc} = 26mV$ à $300K$ pour le silicium

k Constante de Boltzmann, $1,381. 10^{-23} j/K$

q Charge de l'électron, $1,602. 10^{-19} C$

Le terme multiplié par la tension V dans l'équation (2) et qui est sous la fonction exponentielle, est inversement proportionnel à la température de la cellule. Il varie donc, en fonction des conditions climatiques. Dans ce qui suit, ce terme sera désigné par 'a' est déterminé par l'équation (4)

$$a = \frac{N_s \cdot A \cdot k \cdot T_c}{q} = N_s \cdot A \cdot V_{Tc} \quad (4)$$

Table.5.1. Facteur d'idéalité (A)

Technologie	factor d'idealité
Si-mono	1.2
Si-poly	1.3
A-Si-H	1.8
A-Si-H tandem	3.3
A-Si-H triple	5
Cdte	1.5
Cts	1.5
Asga	1.3

Modèle R_s

En réalité, il est impossible de négliger la résistance série R_s Et la résistance parallèle R_p A cause de leur influence sur le rendement de la cellule PV et du module PV. En prenant en considération la résistance parallèle R_s , l'équation (2) devient:

$$I_d = I_s \left[\exp \left(\frac{V + I \cdot R_s}{a} \right) - 1 \right] \quad (5)$$

Mais le modèle R_s Reste bien entendu, une forme simple est facile à simuler. La figure 5.1.c est plus représentative de la cellule PV et du module PV.

Modèle R_p

En appliquant la loi de Kirchhoff dans cette figure, le courant à la sortie sera de la forme:

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (6)$$

Où I_p Est le courant de fuite dans la résistance parallèle R_p .
L'équation (6) va permettre d'exprimer le courant de sortie d'un module de N_s Cellules en série sous la forme suivante:

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V+I.R_s}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V+R_s.I}{R_p} \quad (7)$$

Il n'est pas facile de déterminer les paramètres de cette équation transcendante. Mais elle reste le modèle qui offre les meilleures concordances avec les valeurs expérimentales.

3. Détermination des paramètres

Le nombre de paramètres est défini par deux choses ; le modèle choisi et les approximations adoptées par le chercheur. Par exemple, dans [15] et [11], les auteurs ont considéré que les cinq paramètres : I_{ph} , I_s , R_s , R_p Et le facteur d'idéalité A dépendent de l'éclairement et de la température de la cellule. Alors que [5] et [7] ont choisi de considérer comme paramètres inconnus : I_{ph} , I_s , R_s Et γ , où $\gamma = A.N_s$. Il est considéré comme une grandeur non mesurable mais qu'il faut déterminer car elle interprète l'imperfection des cellules. Dans ce travail, les paramètres retenus sont ceux qui changent d'une façon directe en fonction des variations climatiques. I_{ph} , I_s , R_s , R_p

Détermination de I_{ph}

Dans les conditions standards , le courant dans la figure 1.a peut être écrit sous la forme :

$$I = I_{ph,ref} - I_{s,ref} \left[\exp\left(\frac{V}{a_{ref}}\right) - 1 \right] \quad (8)$$

$I_{ph,ref}$: le photo-courant dans les conditions standard

$I_{s,ref}$: le courant de saturation inverse dans les conditions standard

Cette équation permet de quantifier $I_{ph,ref}$ Qui ne peut l'être autrement. En court-circuitant la cellule PV on obtient :

$$I_{sc,ref} = I_{ph,ref} - I_{s,ref} \left[\exp\left(\frac{0}{a_{ref}}\right) - 1 \right] = I_{ph,ref} \quad (9)$$

Mais cette équation n'est valable que dans le cas idéal. L'équation (9) est donc incorrecte et doit être réécrite comme suit :

$$I_{ph,ref} \approx I_{sc,ref} \quad (10)$$

Le photo-courant dépend à la fois de l'éclairement et de la température :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} (I_{ph,ref} + \mu_{sc} \cdot \Delta T) \quad (11)$$

G : l'éclairement en (W/m²)

G_{ref} : l'éclairement dans les conditions standard =1000 (W/m²)

ΔT : la différence entre une température quelconque de la cellule T_c Et la température de la cellule dans les conditions standard $T_{c,ref} = 25 + 273 = 298K$

μ_{sc} : Coefficient de température du courant de court-circuit en (A/K). Sa valeur est donnée par le constructeur.

$I_{ph,ref}$: Le photo-courant dans les conditions standard

Détermination de I_s

Les grandes valeurs que prend souvent la résistance parallèle R_p Permettent de négliger le troisième terme de l'équation (7) et de l'appliquer dans les conditions standard aux trois plus importants points correspondant à :

Au court-circuit

$$I_{sc,ref} = I_{ph,ref} - I_{0,ref} \left[\exp \left(\frac{I_{sc,ref} \cdot R_s}{a_{ref}} \right) - 1 \right] \quad (12)$$

Au circuit ouvert

$$0 = I_{ph,ref} - I_{0,ref} \left[\exp \left(\frac{V_{co,ref}}{a_{ref}} \right) - 1 \right] \quad (13)$$

A la puissance maximale

$$I_{pm,ref} = I_{ph,ref} - I_{0,ref} \left[\exp \left(\frac{V_{pm,ref} + I_{pm,ref} \cdot R_s}{a_{ref}} \right) - 1 \right] \quad (14)$$

Le terme (-1) peut être négligé devant le terme de l'exponentielle. En utilisant l'équation (10), on peut substituer $I_{ph,ref}$ Dans l'équation (13) pour obtenir :

$$0 \approx I_{sc,ref} - I_{0,ref} \exp \left(\frac{V_{co,ref}}{a_{ref}} \right) \quad (15)$$

Alors :

$$I_{s,ref} = I_{sc,ref} \exp \left(\frac{-V_{co,ref}}{a_{ref}} \right) \quad (16)$$

Le courant de saturation inverse est défini par :

$$I_s = DT_c^3 \exp \left(\frac{-q \varepsilon_G}{A \cdot k} \right) \quad (17)$$

ε_G : La largeur de la bande interdite (ev), (1.12 ev pour le Si)

D : Le facteur de diffusion de la diode

Pour simplifier le calcul, on élimine le facteur de diffusion de la diode dans l'équation (17) en la calculant à $T_{c,ref}$ Et à T_c Et en effectuant le rapport entre les deux expressions.

Le rapport est déterminé par l'équation suivante:

$$I_s = I_{0,ref} \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 \exp \left[\left(\frac{q\varepsilon_g}{A.k} \right) \left(\frac{1}{T_{c,ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \quad (18)$$

En introduisant l'équation (16) dans l'équation (18), on obtient:

$$I_s = I_{sc,ref} \left(\frac{-V_{co,ref}}{a} \right) \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 \exp \left[\left(\frac{q\varepsilon_g}{A.k} \right) \left(\frac{1}{T_{c,ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \quad (19)$$

En analysant l'équation (19) du courant de saturation inverse, on remarque quatre types de paramètres :

- Les constantes qui sont la température de référence, Le facteur de diffusion de la diode, la charge de l'électron et la constante de Boltzmann
- Les paramètres fournis par le constructeur tel que le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert dans les conditions standard, respectivement ; $I_{sc,ref}$, $V_{co,ref}$
- Les paramètres relatifs à la technologie de la cellule PV comme A et ε_g .
- Les paramètres qui changent instantanément tel que le facteur a et la température de la cellule T_c .

Mais le facteur le plus influent sur la valeur de I_s Est bien $\left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3$ Car à 50 C° par exemple, le courant I_s Est huit fois plus grand qu'à 25 C°. La précision exige alors que le courant de saturation inverse soit déterminé en temps réel.

Détermination de R_s et R_p

Pour plus de précision dans modèle proposé, R_s et R_p Doivent être choisi de sorte que la puissance maximale calculée P_{pm} Soit égale à la valeur expérimentale $P_{pm,ex}$ Dans les conditions initiales.

$$I_{pm,ref} = \frac{P_{pm,ref}}{V_{pm,ref}} = \frac{P_{pm,ex}}{V_{pm,ref}} =$$

$$I_{ph,ref} - I_{0,ref} \left[\exp\left(\frac{V_{pm,ref} + I_{pm,ref} \cdot R_s}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V_{pm,ref} + R_s I_{pm,ref}}{R_p} \quad (20)$$

Mais pour que cette équation puisse être résolue, elle doit impérativement contenir des paramètres fournis par le constructeur relatifs au point de la puissance maximale. Le banc d'essai sur lequel ont été relevées les mesures expérimentales, est constitué de modules PV dont le data sheet contient la tension et le courant correspondant à la puissance maximale dans les conditions standard ($V_{pm,ref}$ et $I_{pm,ref}$). Le tableau 5.2 représente toutes les données fournies par le constructeur.

$$R_p = \frac{V_{pm,ref} + I_{pm,ref} \cdot R_s}{I_{cc,ref} - I_{cc,ref} \left\{ \exp\left[\frac{V_{pm,ref} + R_s \cdot I_{pm,ref} - V_{oc,ref}}{a}\right] \right\} + I_{sc,ref} \left\{ \exp(-V_{oc,ref}/a) \right\} - \left(\frac{P_{max,ex}}{V_{pm,ref}} \right)} \quad (21)$$

Dans l'équation (20), la première itération va commencer à $R_s = 0$ et augmenter et donc déplacer le point de puissance maximale du modèle jusqu'à ce qu'il coïncide avec le point de puissance maximale expérimental. On calcule alors la résistance parallèle correspondante R_p . Il n'existe qu'un couple (R_s, R_p) qui satisfait la condition ($P_{pm,ref} = P_{pm,ex}$).

La figure 5.8 représente une simulation sous matlab du modèle proposé. Il ne suffit qu'incrémenter R_s Jusqu'à faire correspondre P_{pm} Avec $P_{pm,ex}$. Quatre courbes pour quatre différentes valeurs de R_s sont représentées dans la figure 5.13. La valeur expérimentale de la puissance maximale dans les conditions standard, fournie par le

constructeur est de 49W (Tableau 2.2.). Cette valeur a été introduite dans l'équation (21). La méthode d'itération utilisée pour calculer la paire (R_s, R_p) a donné $(R_s = 0.45\Omega, R_p = 310,02\Omega)$. Ces deux valeurs rendent le modèle proposé le plus représentatif du module PV choisi.

Table.5.2. Les caractéristiques du module PWX 500 (49W)

P_{max}	49 W
I_{mp}	2.88 A
V_{mp}	17 V
I_{sc}	3.11 A
V_{oc}	21.8 A
R_s	0.55 Ω
Noct	45 C°
K_i	1.3 10 ⁻³ (/K°)
K_v	-72.5 10 ⁻³ (/K°)
N_s	36

Remarque : Pour simuler tout autre module PV avec le modèle proposé, il suffit de remplacer les valeurs des paramètres par celles du nouveau module dans leurs blocs respectifs qui sont nettement présentés dans les figures 5.2 à 5.8. La nouvelle valeur de la puissance maximale est introduite dans l'équation (21) et la méthode d'itération est utilisée pour calculer une autre paire (R_s, R_p) correspondant au nouveau module PV.

4. Simulation du module PV

L'équation (10) est substituée dans l'équation (11) pour obtenir le photo courant. La figure 5.2 présente le schéma simulink de l'équation (11) .

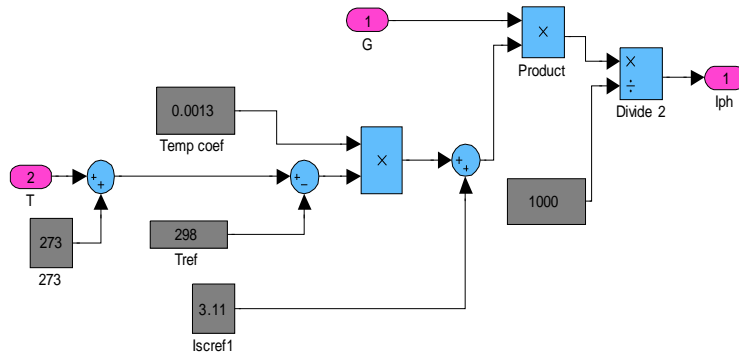


Fig.5.2.Modèle simulink de I_{ph}

Le courant de saturation inverse dans les conditions standard $I_{0,ref}$ Est lui aussi construit selon l'équation (16) dans simulink et présenté dans la figure 5.3.

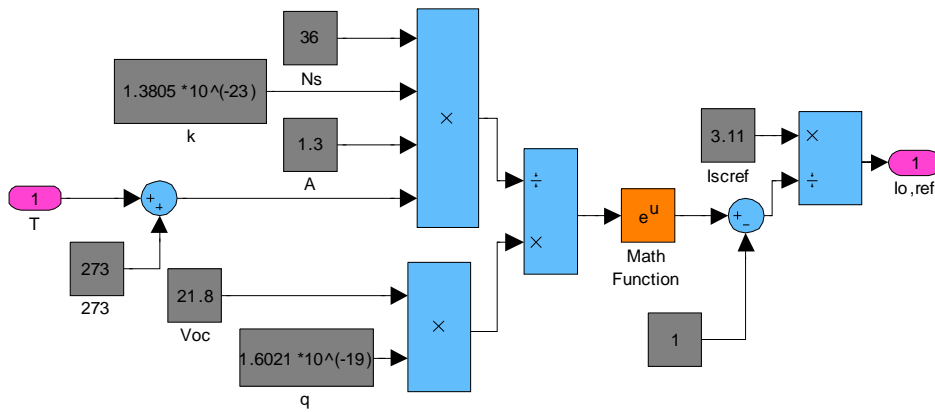


Fig.5.3.Modèlesimulink de $I_{0,ref}$

Le schéma de $I_{0,ref}$ Représente une entrée dans la simulation I_0 Qui est présentée dans la figure 5.4.

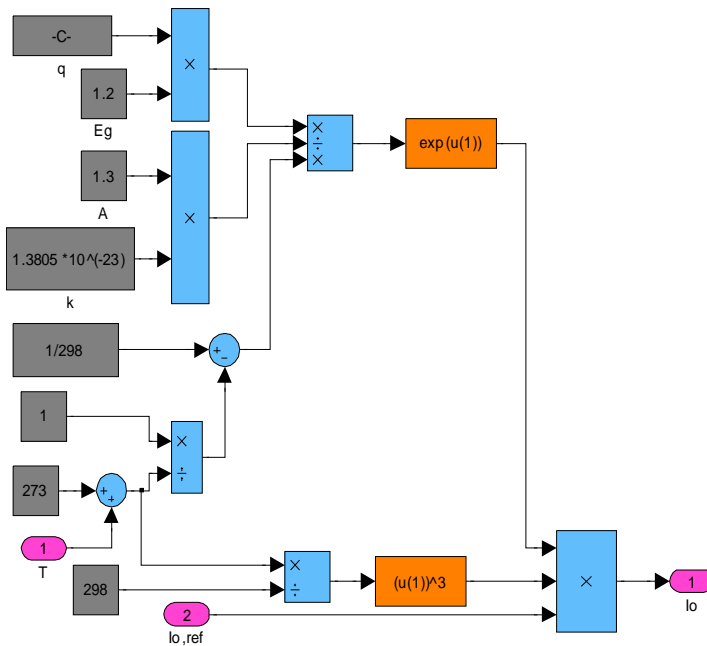


Fig.5.4. Modèle simulinkde I_0

L'équation (7) est considérée avec et sans le troisième terme contenant la résistance parallèle R_p . Les deux simulations sont représentées dans les figures 5.5 et 5.6.

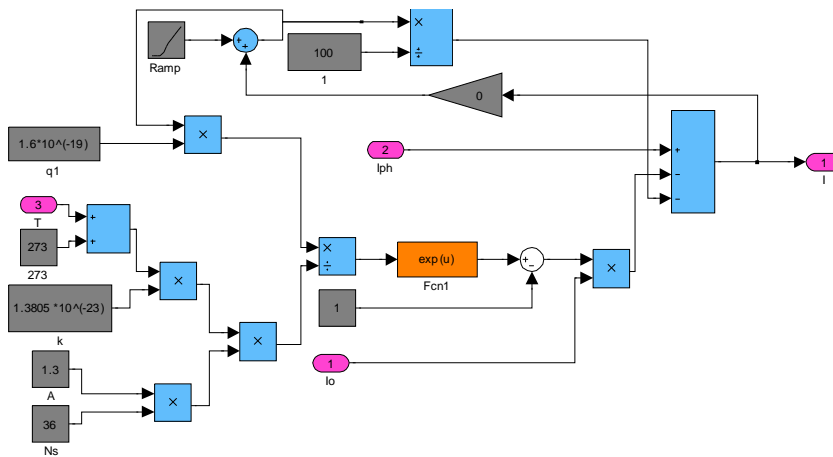


Fig.5.5. Modèle simulink du courant avec le terme R_p

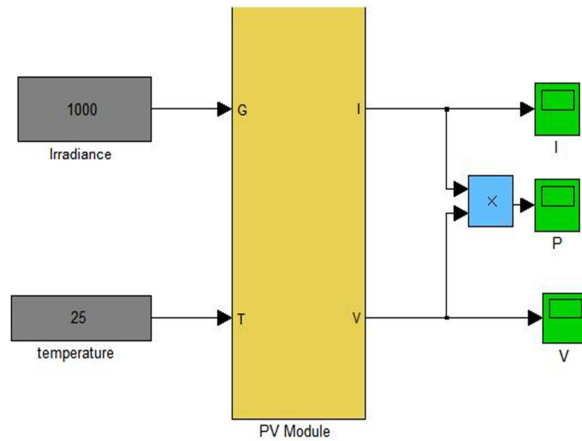


Fig.5.8.Présentation du modèle PV complet

5. Interprétation des courbes et des résultats

On a simulé le modèle dans les deux cas des figures 5.5 et 5.6. Puis on a tracé la caractéristique $I(V)$ pour $R_S = 0,55$ puis pour $R_S = 0$ et on a obtenu respectivement les figures 5.9 et 5.10 dans lesquelles on remarque bien que le changement de la valeur de la résistance série n'influence pas le courant de court-circuit ni la tension de circuit ouvert. Par contre le point de puissance maximale s'est déplacé de sorte à conclure que P_{pm} est inversement proportionnelle à R_S . Ceci concorde avec la relation du facteur de forme selon [12],[13]:

$$FF = \frac{P_{pm}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (22)$$

En effet, puisque V_{co} Et I_{cc} Sont des constantes, le facteur de forme change uniquement en fonction de P_{pm} . La puissance maximale est elle-même dépendante de R_S Et R_p Selon l'équation (20).

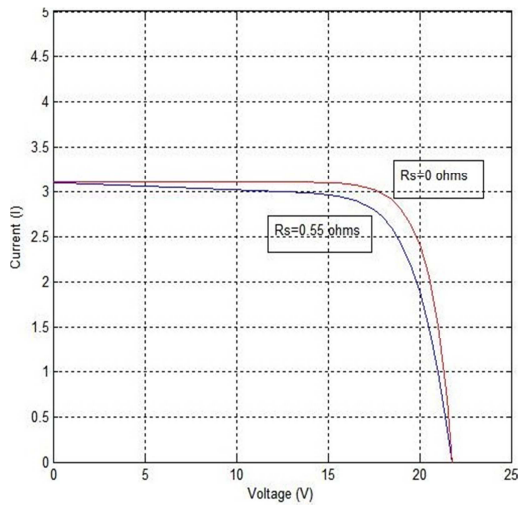


Fig.5.9 Caractéristique $I(V)$ dans R_s model

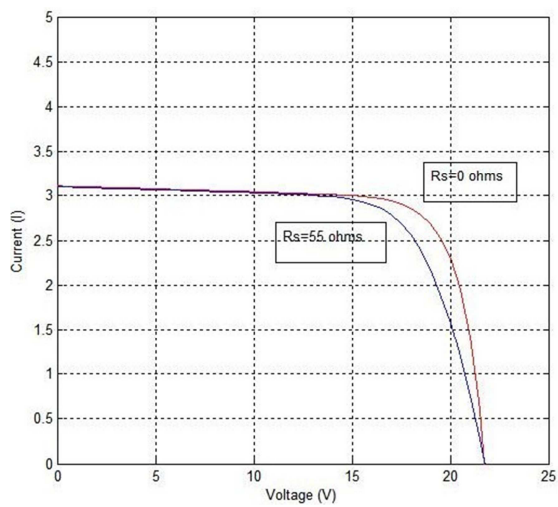


Fig.5.10 $I(V)$ Caractéristique dans R_p model

En comparant les figures 5.11 et 5.12, on remarque qu'à $R_S = 0,55\Omega$, la puissance maximale donnée par le constructeur dans le tableau 5.2 coïncide avec la valeur simulée dans le modèle proposé sans R_p De la figure 5.6. Mais il a déjà été souligné que le modèle avec R_p Est le plus précis puisqu'il prend en considération les courants de fuites.

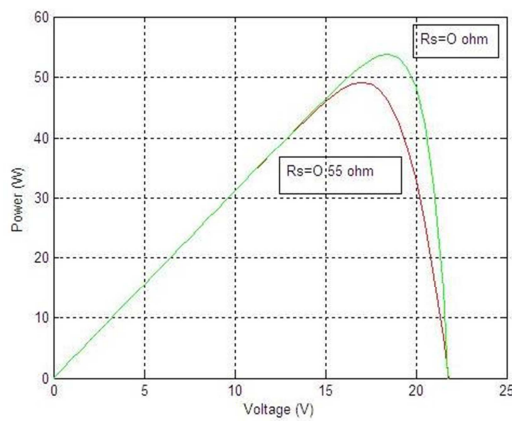


Fig.5.11 Caractéristique $P(V)$ dans R_s model

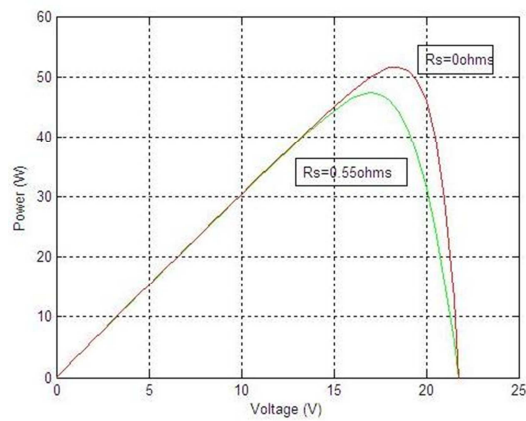


Fig.5.12 Caractéristique $P(V)$ dans R_p model

Alors, nous calculons par itération la paire (R_S, R_p) dans le modèle avec R_p Détaillé dans la figure 5.5 jusqu'à coïncider la valeur P_{pm} avec celle donnée par le constructeur. Le résultat de l'itération est présenté dans la figure 5.13 où nous pouvons voir que la puissance $49,11W$ est obtenue pour une résistance série de $0,45\Omega$. La figure 5.14

représente la caractéristique $I(V)$ correspondant à l'itération. Ensuite, nous avons tracé avec notre modèle, les caractéristiques $P(V)$ et $I(V)$ pour différents éclairagements en fixant la température à la valeur standard de 25°C que nous présentons respectivement dans les figures 5.15 et 5.16. De même, nous avons tracé les caractéristiques $P(V)$ et $I(V)$ pour différentes températures en fixant l'éclaircement à la valeur standard de 1000W/m^2 que nous présentons respectivement dans les figures 5.17 et 5.18.

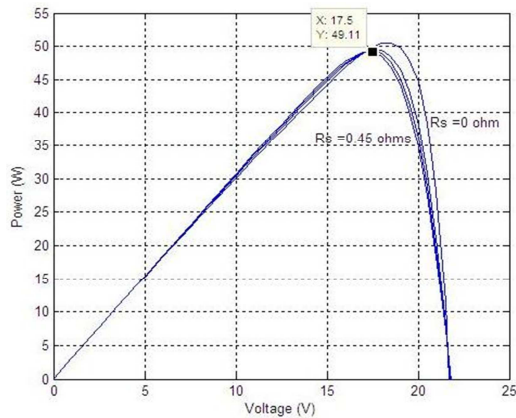


Fig.5.13 Caractéristique $P(V)$ pour différentes R_s

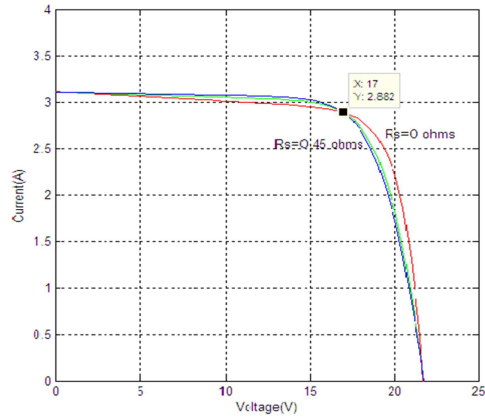


Fig.5.14 Caractéristique $I(V)$ pour différentes R_s

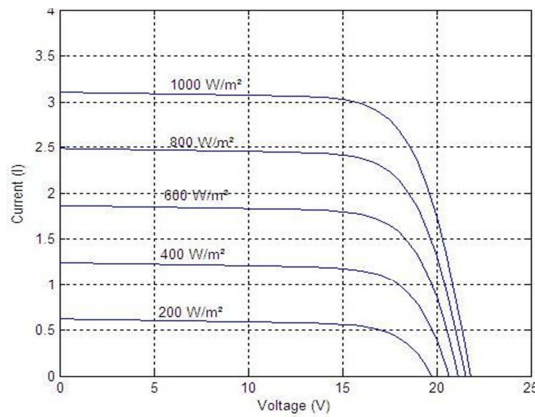


Fig. 5. 15 $I(V)$ en variant l'éclaircement

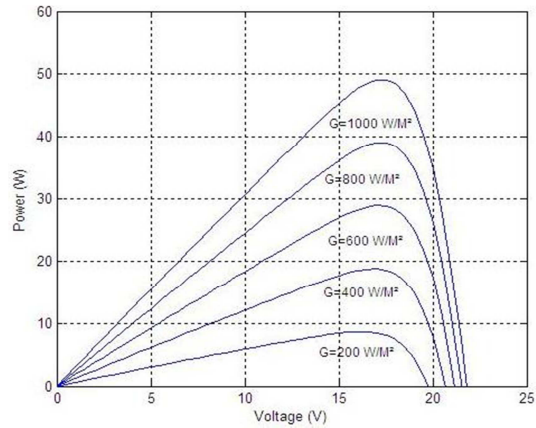


Fig.5. 16 $P(V)$ en variant l'éclaircement

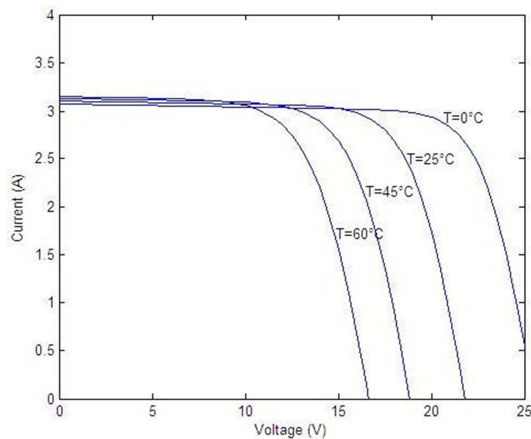


Fig.5.17 I(V) en variant la température

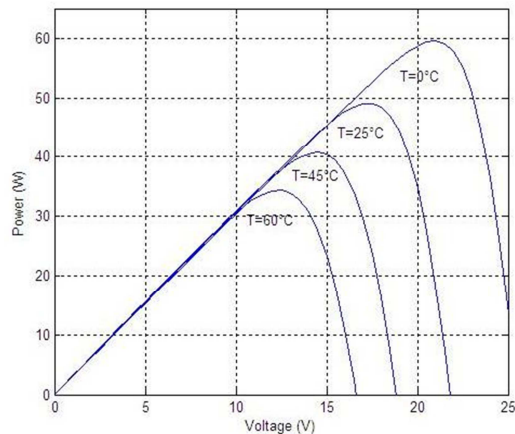


Fig.5.18 P (V) en variant la température

6. Influence de l'éclairement sur les caractéristiques de sortie

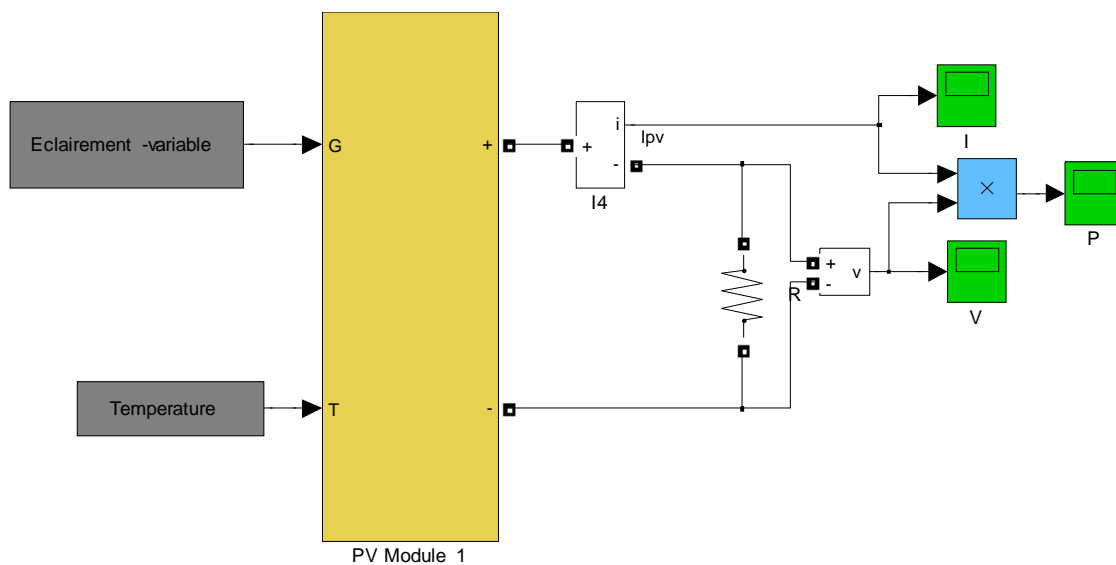


Fig.5.19. Modèle simulink du module PV avec charge résistive et éclairement variable

En faisant varier l'éclairement dans la figure 5.19, on peut voir que la tension et le courant dans la charge varient en fonction de l'éclairement. Fixons la charge résistive à 5Ω , pour un changement de l'éclairement à 5 secondes de 600W/m^2 à 1000W/m^2 et traçons la tension et le courant. Les figures 5.20 et 5.21 nous montrent que le modèle répond parfaitement au changement de l'éclairement. L'intérêt est particulièrement porté

à l'influence de l'éclairement car c'est lui qui change généralement d'une façon considérable au cours de la journée.

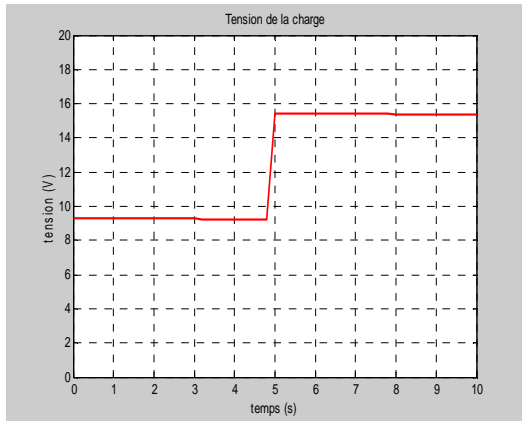


Fig.5.20. Tension de la charge

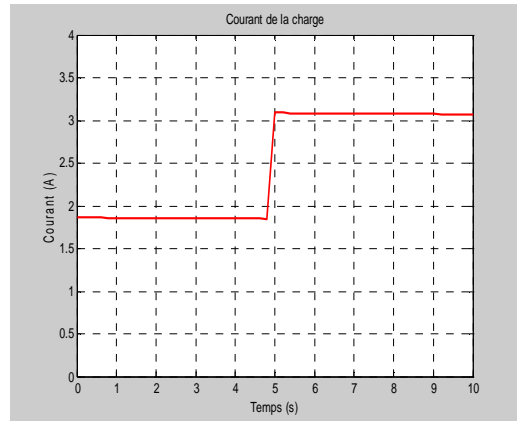


Fig.5.21. Courant de la charge

7. Etage d'adaptation avec MPPT pour générateurs PV

La figure 5.22 représente l'algorithme du sous-système Simulink de la commande MPPT de la figure 5.23.

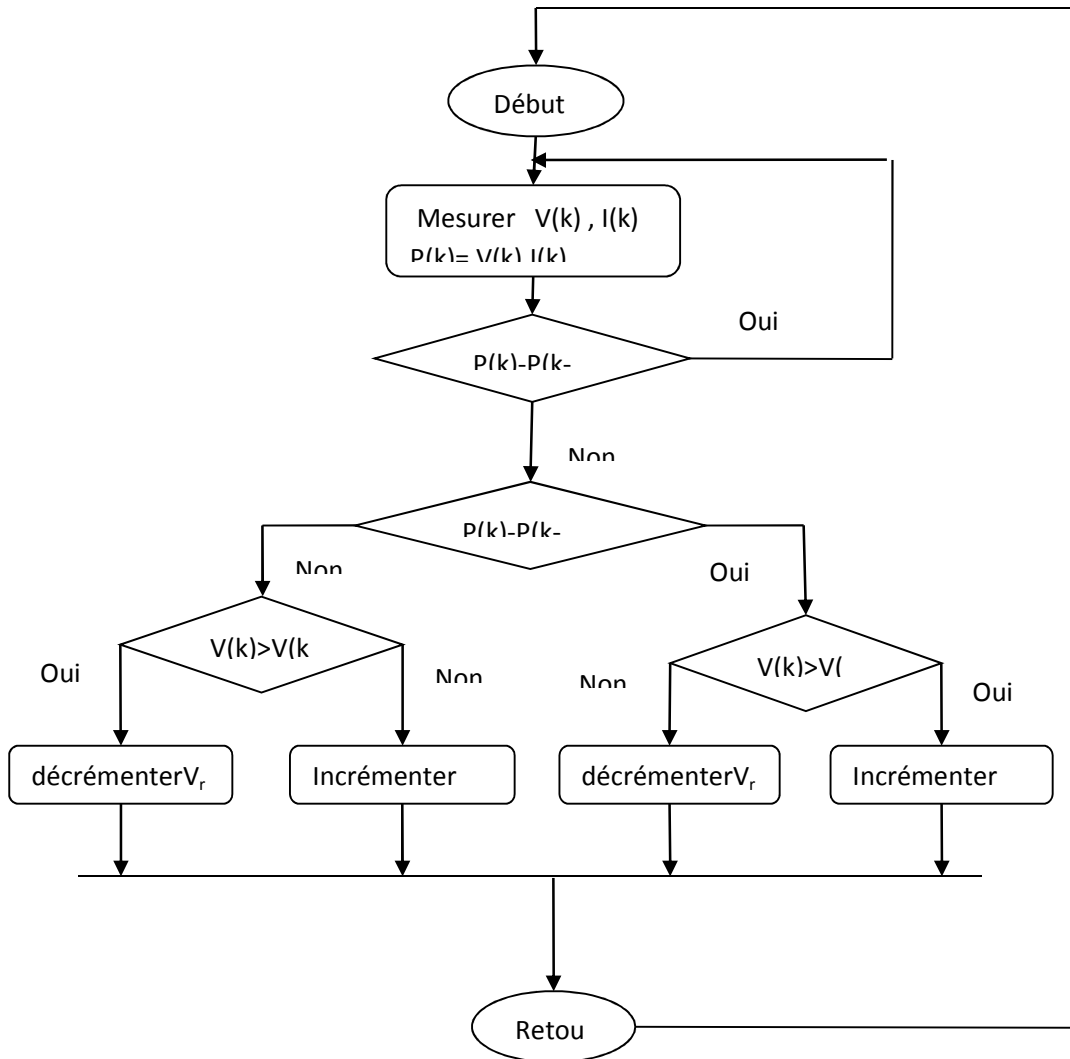


Fig.5.22. L'algorithme de la méthode P&O utilisé dans le modèle Simulink

La figure 5.23 montre l'étape d'adaptation qui nous a permis d'optimiser la puissance fournie par le générateur PV à la charge R que nous avons choisi purement résistive. Nous avons utilisé un convertisseur DC/DC avec un filtre avant et un autre après le hacheur dont la gâchette a été commandée par le MPPT basé sur la méthode de perturbation et observation P&O qui garantit l'extraction de la puissance maximale du générateur PV. Ainsi, nous pouvons remarquer dans la figure 5.24 que la puissance a été forcée à la valeur maximale du générateur PV correspondant à chaque éclaircissement. Ceci peut être vérifié en comparant les valeurs de cette figure avec celles de la figure 5.16.

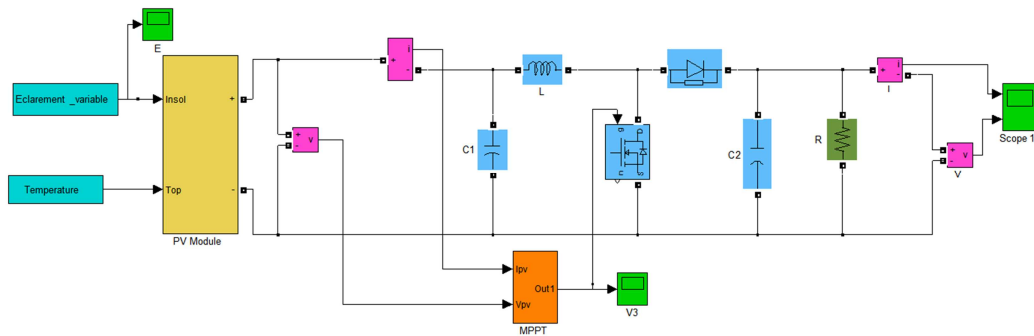


Fig.5.23. Modèle Simulink de l'ensemble (générateur PV- Convertisseur DC/DC)

Nous pouvons donc conclure que notre étage d'adaptation avec sa commande MPPT remplissent ses deux tâches principales : la première est de remédier au phénomène de fluctuation de l'énergie PV et assurer une stabilité de la tension continue délivrée par le générateur PV, la deuxième est de forcer la sortie du convertisseur DC/DC à la puissance électrique maximale correspondante aux valeurs respectives des caractéristiques météorologiques qui sont la température et l'éclairement.

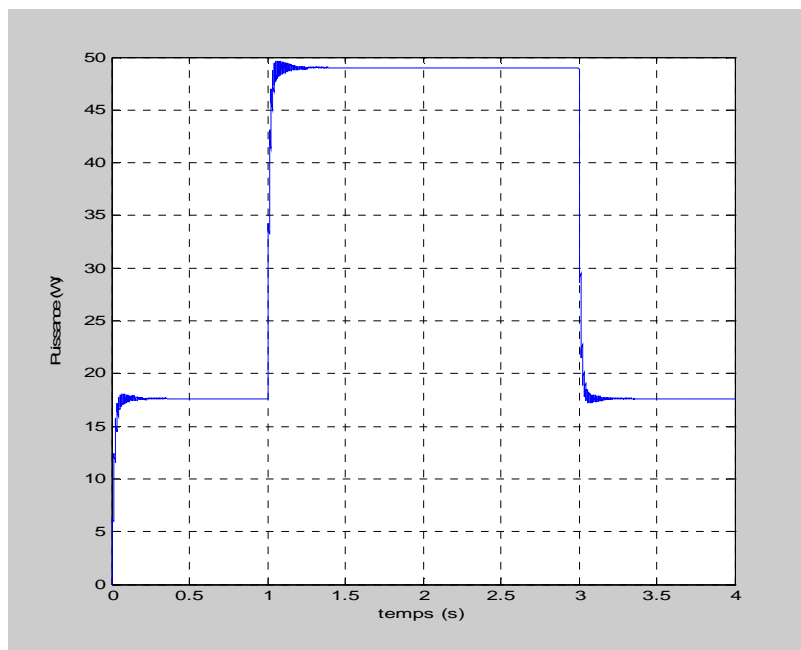


Fig.5.24. Puissance de sortie livrée à la charge par le générateur PV

8. Système PV connecté au réseau avec méthode anti-îlotage

La figure 5.25 est une représentation Simulink du système PV connecté au réseau. Pour synchroniser la sortie de l'onduleur avec le réseau, la tension et le courant au point de connexion de la charge sont prélevés afin de pouvoir contrôler l'onduleur.

Le sous-système de l'onduleur contient aussi un transformateur élévateur de tension car nous n'avons utilisé qu'un seul module PWX 500 (49W) dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau 5.2.

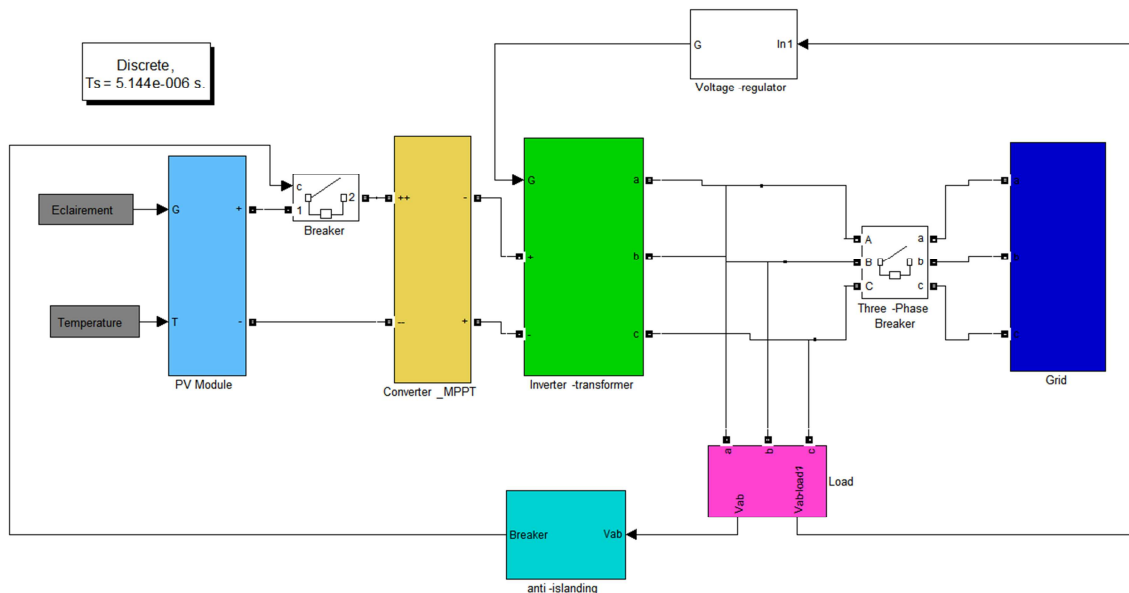


Fig.5.25 Modèle Simulink du système PV connecté au réseau avec méthode anti-îlotage

La boucle de régulation de la tension dont la structure est présentée dans la figure 5.26. est basée essentiellement sur la mesure de la tension et du courant du réseau et sur l'utilisation de la boucle à verrouillage de phase PLL. La tension triphasée à la sortie du régulateur PI devient la tension de référence pour le générateur d'impulsions à MLI (modulation de largeur d'impulsions) qui commande l'onduleur.

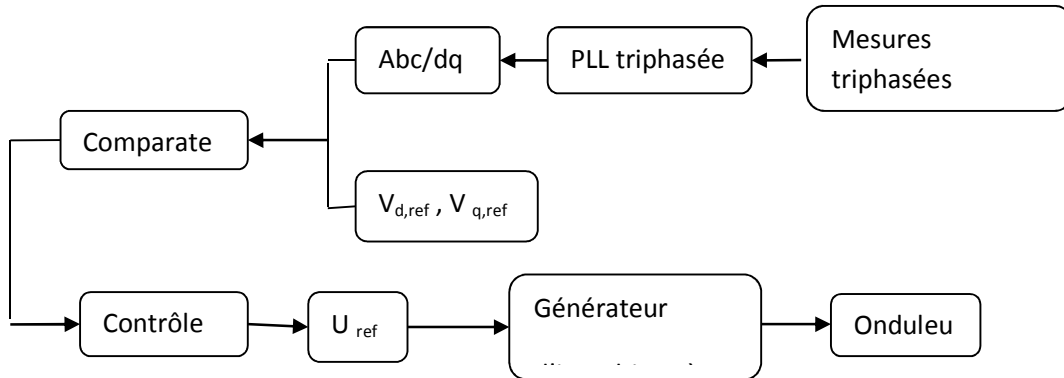


Fig.5.26 Structure de la boucle de régulation de la tension

Si le réseau est déconnecté par accident ou intentionnellement, il est nécessaire de débrancher le générateur PV. Afin de simuler la déconnexion du réseau, nous avons utilisé un sectionneur triphasé. Le générateur PV, l'onduleur et la charge se trouvent ainsi en situation d'îlotage, il faut alors, ouvrir l'organe de sectionnement qui est représenté dans la figure 5.25 par un sectionneur monophasé commandé.

Cette commande a été réalisée à l'aide de l'application d'une méthode anti îlotage passive basée sur l'analyse des paramètres électriques (tension et fréquence) au point de couplage commun. La figure 5.27 représente la structure de ce sous système.

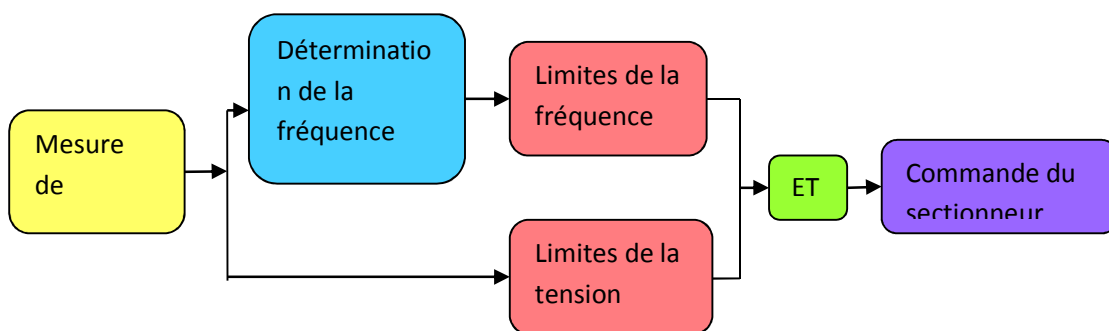


Fig.5.27 Structure de la méthode à seuil de tension et à seuil de fréquence

Les méthodes passives on pour stratégie de détecter l'amplitude de la tension ou le changement de fréquence qui se produisent lorsque le réseau est déconnecté, grâce au circuit OVP/UVP (Over Voltage protection/ Under Voltage Protection) et le circuit l'OFP/UFP(Over Frequency protection/ Under Frequency Protection). L'équation (23) montre que si la puissance réelle produite par le système PV et la puissance réelle demandée par la charge ne coïncident pas lorsque l'interrupteur est ouvert, la tension RMS au point de couplage commun devra, augmenter ou diminuer jusqu'à ce que $P_{ch} = P_{PV}$. les circuits OVP ou UVP sont alors activé. De même, l'équation (24) indique que si la production de puissance réactive du système PV et la demande réactive de la charge ne coïncident pas lorsque le réseau est déconnecté, la fréquence au point de couplage commun devra changer jusqu'à ce que $Q_{ch} = Q_{PV}$. les circuits OFP ou UFP son alors activés.

$$P_{ch} = P_{PV} + P_{ré} = \frac{V_{ch}^2}{R} \quad (23)$$

$$Q_{ch} = Q_{PV} + Q_{ré} = V_{ch}^2 [(\omega L)^{-1} - \omega C] \quad (24)$$

La déconnexion du réseau a été simulé par l'ouverture du sectionneur à l'instant 0.05s. Les courants qui alimentaient la charge à partir du réseau s'annulent aussi à 0.05s. Les figures 5.28et 5.29 montrent respectivement la disparition de la tension du réseau et l'annulation de ses courants

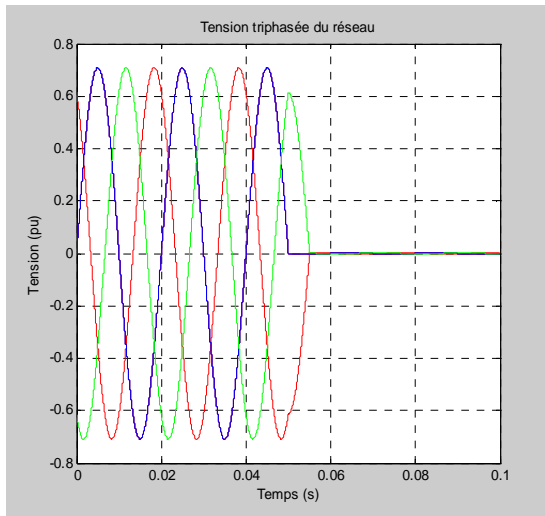


Fig.5.28. Tension triphasée du réseau

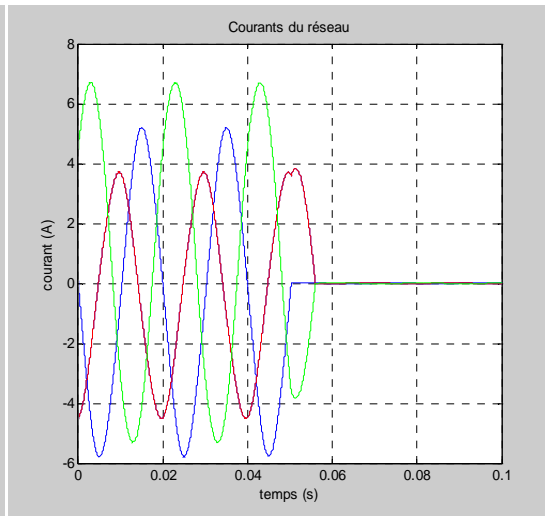


Fig.5.29. Courant triphasé du réseau

La sortie de l'onduleur n'étant plus synchrone avec le réseau, elle commence à se synchroniser avec la charge qui ne reçoit désormais le courant que du générateur PV via l'onduleur. Cette situation va durer dans notre simulation plus de 0.4s pour que le sectionneur isole le générateur PV. Pendant ce temps, nous remarquons une parfaite synchronisation entre les courants de la charge et ceux délivrés par le générateur PV dans les trois phases comme le montre les figures 5.31, 5.32, 5.33.

L'objectif de cette simulation est d'arriver à isoler le générateur PV quand il se trouve dans une situation d'îlotage avec la charge. La méthode passive utilisée s'est avérée efficace mais son temps de réponse est relativement long mais reste acceptable car les normes concernant les limites d'opérations de la tension et de la fréquence sont très différentes d'un pays à autre parmi les leaders dans la connexion PV tel que le Canada, les USA, le Japon, la GB, l'Allemagne, l'Espagne, et la France.

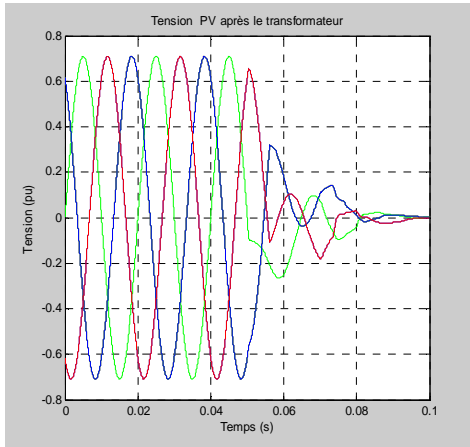


Fig.5.30. Tension PV après le transformateur

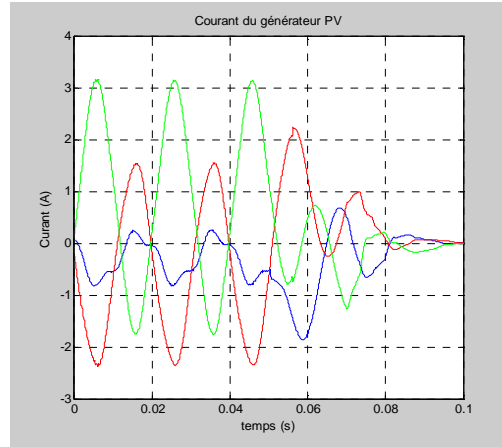


Fig.5.31. Courant du générateur PV

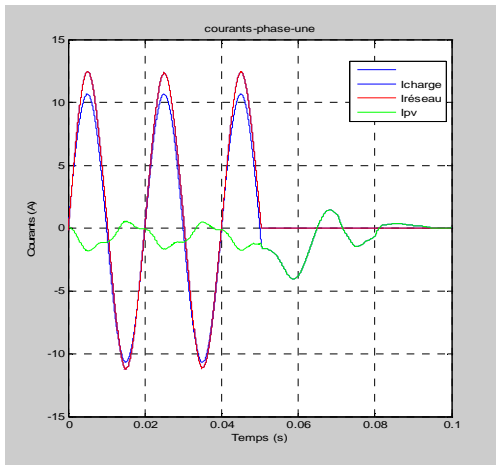


Fig.5.32. Les courants dans la phase 1

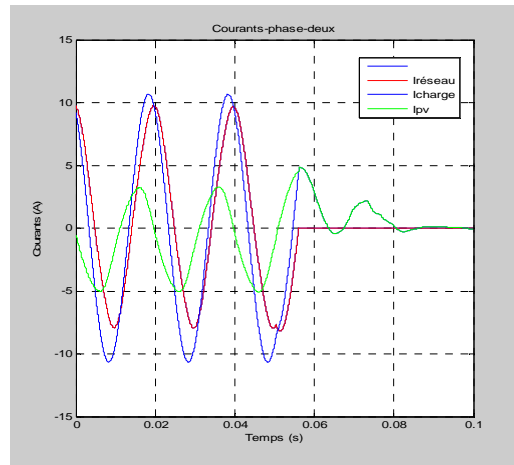


Fig.5.33. Les courants dans la phase 2

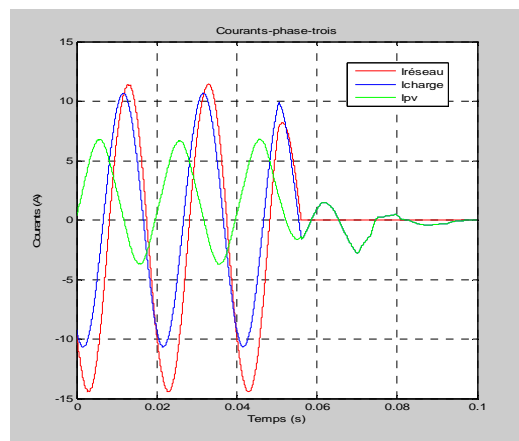


Fig.5.34. Les courants dans la phase 3

9. Conclusion

Nous avons présenté une modélisation détaillée puis simulée de la cellule et du module PV. Pour la simulation, elle a été réalisée sous environnement MATLAB/simulink qui est considéré comme le logiciel le plus utilisé par les chercheurs et les ingénieurs. Le modèle est établi en respectant les lois fondamentales du semi-conducteur et la technologie de la cellule PV. Par ailleurs, les paramètres sont choisis pour leur dépendance de l'éclairement et la température. Il est important de souligner que ce modèle peut être utilisé pour déterminer les paramètres de n'importe quel autre module et dans n'importe quelles autres conditions de la température et de l'éclairement. On obtient ainsi, les deux caractéristiques

$I(V)$ et $P(V)$. Ce modèle est donc un outil qui peut être utilisé pour étudier tous les modules disponibles dans le marché. Ils pourront ainsi être testés sous différentes conditions météorologiques à partir des conditions standard (CST). Il est très important de calculer R_s , qu'elle soit donnée par le constructeur ou pas car le point de puissance maximal ne coïncide pas avec la valeur calculée avec un modèle sans R_p . A chaque itération, nous obtenons une paire de résistances (R_s , R_p). Mais seule une paire satisfait la condition de coïncider le pic de puissance du modèle et le pic de puissance expérimental. Par itération nous faisons accroître R_s jusqu'à remplir la condition. Le modèle à une diode proposé a donné ($R_s=0.45\Omega$, $R_p=310.0248\Omega$) au lieu de ($R_s=0.55\Omega$, et R_p non fournie) et il peut être considéré comme modèle plus précis pour simuler le module PV.

Afin de déterminer l'efficacité de ce modèle, il est utilisé pour alimenter une charge résistive. Nous avons changé l'éclairement à 5s et nous avons tracé la courbe de la tension et celle du courant. Toutes les deux ont suivi le changement de l'éclairement.

Nous avons associé par la suite un étage d'adaptation avec MPPT pour stabiliser la tension délivrée par le générateur PV. Une boucle de retour a été ajoutée pour réguler la tension en commandant l'onduleur qui était à son tour associé à un transformateur élévateur de tension. La méthode passive UOF /UOV a été utilisée pour déconnecter le générateur en cas de perte du réseau.

References du chapitre 5

- [1] Walker "Evaluating MPPT converter topologies using a matlab PV model
Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia 2001
- [2] Boudghene Stambouli, A. Midoun , M. Zegrar, F. Z. Zerhouni, M. H. Zerhouni,
"Proposed Methods to Increase the Output Efficiency of a Photovoltaic (PV)
System", Acta Polytechnica Hungarica 2010
- [3] H .And M. Sharaf, "A fuzzy logic power tracking controller for a photovoltaic
energy conversion scheme" Electric power systems research 1992
- [4] W. A. Beckman , S. A. Klein, Q. Kou, "A method For Estimating The Long-
Term Performance Of Direct-Coupled Pv Pumping Systems, University Of
Wisconsin Solar Energy Laboratory, Madison, U.S.A.
- [5] F: Simulation of grid-tied building integrated photovoltaic systems, MS thesis,
Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, 1999.
- [6] A., R. Chenni , T. Kerbache, M. Makhlouf, "A detailed modeling method for
photovoltaic cells" , Energy Elsevier , December 2005
- [7] Timothy. U. Townsend,"Method for Estimating The Long-Term Performance Of
Direct-Coupled Photovoltaic Systems".Mechanical Engineering, U. Of
Wisconsin-Madison, M.S. Thesis 1989
- [8] B. And J. Jallad,"Modeling and Simulation of Photovoltaic Cells/Modules/Arrays
International Journal of Research and Reviews in Computer Science 2011

- [9] Ishaque, Syafaruddin, Zainal Salam, A comprehensive MATLAB Simulink PV system simulator with partial shading capability based on two- diode model Solar Energy 2011
- [10] J. R. E. Ruppert, M. G. Villalva, ” Modeling and circuit–based simulation of photovoltaic arrays . Brazilian journal of power electronics, 2009 vol, 14, no. 1, pp. 35-45
- [11] W. De Soto, S.A. Klein *, W.A. Beckman, “Improvement And Validation Of A Model For Photovoltaic Array Performance , Solar Energy 2006
- [12] A., L.Rahmani ,N,Sadaoui, S,Silvestre, ” Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters. Simulation Modelling Practice and Theory 2012
- [13] AnneLabouret, Michel Viloz, ,”Energie photovoltaïque (Dunod 3^{ème} édition 2006)
- [14] Jacques Bernard, “Energie solaire photovoltaïque (Ellipses 2004)
- [15] Q. Kou, S. A. Klein And W. A. Beckman: A method For Estimating The Long-Term Performance Of Direct-Coupled Pv Pumping Systems, Solar Energy Vol. 64, Nos 1–3, pp. 33–40, 1998

Chapitre 6

MODELISATION DU MODULE PV PAR LES PLANS D'EXPERIENCES

1. Introduction

Pour étudier n'importe quel phénomène, l'expérience doit être menée selon une méthodologie telle que la précision et l'efficacité soient assurées sans négliger le coût. L'aspect économique dans ce cas se traduit par une économie du temps et une réduction du nombre d'essais autant que cela soit possible. Il est donc capital de bien choisir la stratégie qui va aider à planifier les expériences. Après, le recours aux logiciels n'est qu'une question de choix selon la représentation souhaitée des résultats (graphes, tableaux....) Pour les interprétations qui conviennent (interprétation, conclusions...).

Dans l'étude d'un phénomène, l'intérêt est porté vers une ou plusieurs grandeurs de différentes natures qui varient simultanément ou pas et dans différentes proportions, en fonction de la variation d'autres grandeurs. Il faut donc, savoir définir cette dépendance puis la traduire en un modèle mathématique capable de simuler le comportement du système et où la grandeur à étudier devient une *réponse*(G) qui varie en fonction d'autres grandeurs qu'on appelle *facteurs*(x_1, x_2, x_3, \dots).

$$G = f(x_1, x_2, x_3 \dots) \quad (1)$$

Pour plus de précision, cette relation ne doit pas définir uniquement la relation entre la réponse et les facteurs, mais aussi la relation des facteurs entre eux. La capacité de ce modèle mathématique à représenter un système physique doit en fin de compte être évaluée en comparant ses prédictions avec la réponse mesurée lors de l'expérimentation.[11]. Dans la plus part des cas étudiés rencontrés dans cette recherche, un plan de travail vise à définir dans une première étape, l'objectif de l'étude et les attentes d'un plan expérimental. Mais deux contraintes majeures s'imposent à tout réalisateur d'expériences : combien ça coûtera et combien ça prendra de temps ?

La méthode des plans d'expériences MPE semble offrir un bon compromis entre ces deux contraintes.

L'utilisation de la MPE dans le monde de l'industrie a mis l'accent sur le gain en matière de nombres d'expériences à effectuer et le temps nécessaire à les réaliser, mettant ainsi, en valeur, l'intérêt économique. Parfois, le temps s'avère précieux dans certains domaines comme l'agronomie.

En effet, la recherche dans variante des espèces agricoles, l'augmentation dans la production, l'amélioration de la qualité du produit à cultiver, l'utilisation de tel engrais ou de tel autre fertilisant engendre un coût mais surtout beaucoup de temps.

Le cas de l'agronomie a été cité non sans raison. Les premiers scientifiques à avoir posé le problème de l'organisation des essais sont bien les agronomes.

Sir Ronald Aymler Fisher proposa en 1925 la méthode des plans d'expériences comme celle qui permettait de varier et d'étudier plusieurs facteurs à la fois. Il fut rejoint d'ailleurs par Franck Yates (d'où la notion de *notation de Yates*).

Un autre nom est venu apporter sa contribution dans l'élargissement de son utilisation. Il s'agit du Docteur Genichi Taguchi, qui introduisit dans les années 60 la méthode des plans d'expériences dans le domaine de la manufacture au Japon.

Une rigoureuse recherche bibliographique a démontré que la méthode des plans d'expériences n'a apparemment jamais été utilisée dans le générateur photovoltaïque. En réfléchissant à utiliser la MPE dans le domaine de la production électrique à partir de l'énergie solaire, les facteurs entrant en jeu sont exclusivement dépendantes du temps. Il est vrai qu'il existe déjà un modèle mathématique qui relie la réponse aux facteurs choisis, mais la MPE utilise une approche très différente du modèle mathématique détaillé dans le chapitre (5). Une étude comparative va donc être présentée dans ce chapitre.

2. Modélisation du générateur photovoltaïque

Choix des intervalles d'étude

La nature des essais concernant les données météorologiques a la particularité d'être aléatoire. Mais il, est possible de contrôler la température et l'éclairement pour un générateur PV en utilisant une source de lumière pour contrôler l'éclairement et une source de chaleur pour contrôler la température.

Néanmoins les installations solaires destinées à la recherche scientifique telle que celles qu'on trouve dans les laboratoires de recherches et les universités, sont munies d'unités d'acquisition de données qui relèvent et enregistrent les variations des différentes variables à des intervalles de temps précis.

Le site expérimental dans lequel on a réalisé la partie pratique est situé à l'Université de Bechar à la latitude de 31.61° nord et la longitude de 2.21° Est. Ainsi, sa température ambiante en hiver ne serait jamais en dessous de 10°C . En saison chaude, elle dépasserait souvent les 45°C . Si on prend en considération le fait que le métal est plus chaud que l'air ambiant en été et plus froid que celui-ci en hiver, alors, le domaine de variation de la température de la cellule est plus large que celui de la température ambiante.

Les intervalles d'étude des deux facteurs (éclairage et température) sont étroitement liés à la particularité géographique du site. Ainsi, le changement de l'emplacement du générateur PV, impliquerait nécessairement une bonne connaissance de la météo du nouvel emplacement afin de choisir correctement les intervalles d'étude de chaque facteur.

L'intervalle d'étude de l'éclairage est :

$$200\text{W/m}^2 \leq E \leq 600\text{W/m}^2$$

La valeur centrale de l'intervalle d'étude l'éclairage est donnée par :

$$E_c = (E_{max} + E_{min})/2 \quad (2)$$

D'où : $E_c = 300\text{W/m}^2$

L'intervalle d'étude de la température est :

$$25\text{C}^\circ \leq E \leq 45\text{C}^\circ$$

La valeur centrale de l'intervalle d'étude l'éclairage est donnée par :

$$T_c = (T_{max} + T_{min})/2 \quad (3)$$

D'où : $T_c = 35\text{C}^\circ$

Plan d'expériences composite et modèle de deuxième degré :

Le plan composite reste parmi les plans du second degré celui qui présente le plus avantages.

Il est constitué de trois parties: [1][2]

-un plan factoriel à deux niveaux par facteur,

-au moins un point expérimental situé au centre du domaine expérimental,

-les points axiaux : ce sont les points expérimentaux qui sont situés sur les axes de chacun des facteurs et qui donnent des informations sur la courbure de la surface de réponse

La figure (6.1) représente un plan composite pour deux facteurs.

Les points A, B, C et D sont les points d'un plan 2^k . Le point E est le point central. Ce point peut avoir été répliqué une ou plusieurs fois. Les points F, G, H et I sont les points axiaux et forment le plan en étoile. Dans cet exemple, l'expérimentateur réalise neuf essais et doit déterminer six coefficients. Il faut donc résoudre un système de neuf équations à six inconnues. Le calcul est effectué à l'aide d'un logiciel approprié.

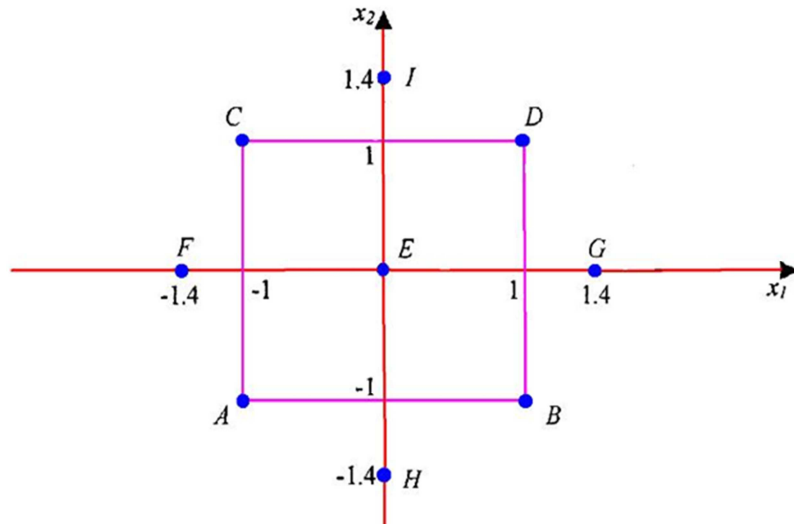


Fig6.1. Représentation d'un plan composite pour l'établissement d'un modèle du second degré

Résultats des expérimentations :

Pour notre cas, le plan composite (CCC star distance 1,414) est élaboré avec le logiciel MOODE 5.0 en introduisant les réponses correspondantes aux valeurs des facteurs. Les résultats sont présentés dans le tableau (6.1) qui contient aussi la matrice d'expériences.

Table.6.1 Résultats du plan d'expérience composite

Expérience	Facteurs		Réponse Puissance (W)
	T(C°)	E(W/m ²)	
1(A)	25	200	9.82
2(B)	45	200	8.67
3(C)	25	600	29.55
4(D)	45	600	28.06
5(F)	20.86	400	20.78
6(G)	49.14	400	18.3
7(H)	35	117.2	5.63
8(I)	35	682.8	32.59
9(E)	35	400	18.91

Calcul des coefficients

Pour obtenir le modèle mathématique du second degré qui est analogue à celui du premier degré, il suffit d'ajouter à ce dernier un terme carré à la relation (1) et on obtient:

$$Y = a_0 + \sum_{i=1}^n a_i x_i + \sum_{i=1}^n a_{ii} x_i^2 + \sum_{i=1}^{n-1} (\sum_{j=i+1}^n a_{ij} x_i x_j) \quad (4)$$

Le problème revient alors à résoudre un système contenant autant d'équations que de réponses (n) et autant d'inconnues que de coefficients (p). L'écriture sous forme matricielle reste pour ce types de systèmes, la plus commode. En tenant compte des erreurs expérimentales, on écrit: [3][7][2][10]

$$Y = X \cdot \hat{a} \quad (5)$$

X est définie comme la *matrice des expériences*. Elle est carrés et d'ordre 2^k .

On définit la *matrice d'information* qui est égale au produit de la matrice des expériences par sa transposée ou matrice de Fisher: $(X^t X)$.

On définit aussi la *matrice de dispersion* qui est égale à l'inverse de la matrice d'information : $(X^t X)^{-1}$

Par la suite, l'emploi d'un logiciel devient absolument nécessaire pour l'obtention de la solution du système de l'équation (4) qui est donnée par la formule suivante : [1]

$$\hat{a} = (X^t X)^{-1} X^t y \quad (6)$$

Analyse statistique du modèle

a) Réalisation du test de signification des effets

En principe, la méthode des plans d'expériences est destinée à prédire la valeur estimée la plus proche possible de la valeur réelle. Mais il faut s'assurer que localement, les résidus ne soient pas importants. Le résidu est la différence entre la valeur mesurée et la valeur estimée. Dans la littérature, la somme des carrés de ces résidus notée SCE est donnée par la relation suivante:[2][5][6][7][8]

$$SCE = \sum_{i=1}^N e_i^2 = \sum_{i=1}^N (Y_i - Y_i^{est})^2 \quad (7)$$

Y_i Valeur mesurée de la réponse

Y_i^{est} Valeur estimée de la réponse

La somme des résidus intervient dans le calcul des intervalles de confiance et dans la validation de la linéarité du modèle. Elle permet de tester la signification des effets des coefficients des facteurs et ceux des interactions. Elle entre aussi dans le calcul de l'estimateur sans biais de la variance commune des résidus. Cet estimateur est donné par:

$$s^2 = \frac{1}{n-p} \sum e_i^2 \quad (8)$$

Où : n est le nombre d'expériences réalisées et p le nombre de coefficients du modèle.

Pour simplifier les calculs, on admet que tous les effets ont la variance commune donnée par:

$$s_i^2 = \frac{s^2}{n} \quad (9)$$

Le test utilisé est le test «t» de Student. Un effet sera dit significatif (c'est-à-dire que la variable ou l'interaction qui lui est associée a une influence sur la réponse), s'il est, pour un risque donné, significativement différent de 0, on testera donc, l'hypothèse: [2][6][7][8]

$$H_0 = \ll a_i = 0 \gg \quad (10)$$

Contre l'hypothèse:

$$H_1 = \ll a_i \neq 0 \gg \quad (11)$$

Pour cela, on calcul

$$t_i = \frac{|a_i|}{s_i} \quad (12)$$

On utilise la table de Student (Annexe B₁) à $v = n-p$ degrés de liberté. On choisit un risque α et on lit dans la table la valeur $t_{crit}(\alpha, v)$, en utilisant la partie relative à un test bilatéral. La règle du test est alors la suivante

- Si $t_i > t_{crit}(\alpha, v)$: on rejette H_0 Au risque toléré..
- Si $t_i < t_{crit}(\alpha, v)$: on accepte H_0 Au risque toléré.

Si l'hypothèse H_0 est acceptée, cela veut dire que l'effet en question n'est pas, au risque α significativement différent de 0 et donc que la variable qui lui est associée n'a pas d'influence sur la réponse.

Table.6.2. Analyse des effets du modèle pour la réponse

Réponses	Variable	Effet	$t_i = a_i / s_i$	Résultats
<i>Puissance électrique</i>	<i>Constante</i>	$a_0 = 18.18$	$t_0 = 151,5 > 3,18$	Significatif
	<i>E</i>	$a_E = 10.28$	$t_1 = 85,66 > 3,18$	Significatif
	<i>T</i>	$a_T = - 0.75$	$t_2 = 6,25 < 3,18$	Significatif
	<i>E*E</i>	$a_{E*E} = - 1.21$	$t_4 = 10,08 < 3,18$	Significatif
	<i>T*T</i>	$a_{T*T} = 1.72$	$t_5 = 14,33 < 3,18$	Significatif
	<i>E*T</i>	$I_{E*T} = -0.235$	$t_9 = 1,91 < 3,18$	Non significatif

b Analyse de la variance

Connue dans différentes littératures comme ANOVA de l'anglais " Analysis of Variance", cette méthode sert à mesurer l'influence des facteurs et des interactions sur la réponse et définir une qualité descriptive du modèle. [9][2][6][7]

En d'autres termes selon Dreesbeke ; "d'une façon générale, en matière de régression, le principe de l'analyse de la variance est de subdiviser la variation totale en une composante factorielle relative à l'équation de régression ou au modèle utilisé et une composante résiduelle, la première devant être testée par rapport à la deuxième."

C'est une comparaison multiple de moyennes de différents échantillons aux différents niveaux ou modalités des facteurs. Elle nécessite donc, la définition de certaines grandeurs.

La somme des carrés totale, est la somme des carrés des écarts entre les mesures de la réponse et leur moyenne Soit SCT:

$$SCT = \sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y})^2 \tag{14}$$

Elle est définie par deux termes ; le terme SCE déjà présenté dans l'équation (7) et le terme SCM qui est du à la régression ou à la liaison. C'est la somme des carrés des erreurs entre les réponses estimées et la moyenne des réponses mesurées :

$$SCM = \sum_{i=1}^N (Y_i^{est} - \bar{Y})^2 \tag{15}$$

On peut alors écrire SCT sous la forme :

$$SCT = SCE + SCM \quad (16)$$

On va introduire la notion de la moyenne des carrés en associant le carré moyen CML au SCM et le carré moyen CMR au SCE de sorte que :

$$CML = \frac{SCM}{p-1} \quad (17)$$

$$CMR = \frac{SCE}{n-p} = s^2 \quad (18)$$

Ainsi sont définies ; la variance associée au facteur ou à l'interaction *CML* et la variance résiduelle *CMR* qui vont permettre de réaliser le test de *Fisher-Snedocor*.

Test de Fisher-Snedocor.

Ce test se fait en prenant le rapport *CML* sur *CMR* qui est comparé au terme critique de la table de Fisher – Snedecor et ce en fonction des degrés de liberté respectifs du numérateur (p-1) et du dénominateur (n-p).

$$F_{abs} = \frac{CML}{CMR} = \frac{SCM}{p-1} / \frac{SCE}{n-p} \quad (19)$$

L'hypothèse (H_0) du test Fisher-Snedocor dit que le modèle ne permet pas de décrire la variation des essais

On dit alors que l'hypothèse (H_0) est rejetée avec une probabilité α si :

$$F_{abs} \geq F_{1-\alpha} \quad (20)$$

On peut à présent construire le tableau ANOVA [22][16][10]:

Tableau.6.3. Tableau ANOVA

Source de Variation	Degrés de Liber	Somme Des carrées	Moyenne Des carrées	F
Régression Ou liaison	$p - 1$	SCM	$CML = \frac{SCM}{p - 1}$	$F_{abs} = \frac{CML}{CMR}$
Résiduelle	$n - p$	SCE	$CMR = \frac{SCE}{n - p}$	
Totale	$n - 1$	SCT		

On peut maintenant définir le pourcentage de variation totale en écrivant le coefficient de détermination suivant :

$$R^2 = \frac{SCM}{SCT} = 1 - \frac{SCE}{SCT} \quad (21)$$

Sachant que R^2 Varie dans l'intervalle [0 1], quand $R^2 = 0$, cela signifie que les estimations sont loin des mesures. Alors que quand $R^2 = 1$, les réponses estimées coïncident avec les réponses mesurées. On peut dire que le coefficient de détermination informe sur le degré d'alignement des données expérimentale sur le modèle mathématique.

Tableau.6.4. Analyse de variance pour la réponse

Source de Variation	Degrés de Liberté	Somme Des carrées	Moyenne Des carrées	F
Régression ou liaison	5	750,87	150,174	$F_{abs} = 1155,18$
Résiduelle	3	0,39	0,13	
Totale	8	751,26		

Dans la table de Fisher- Snédecor (voir l'annexe B₂), pour un risque de 5%, $v_1 = 5$, $v_2 = 3$ $F_{crit} = 9,01$, donc, l'hypothèse de la linéarité du modèle est acceptée.

Après le calcul du coefficient de détermination $R^2 = 0,99$, $Q^2 = 0,992$ et élimination des effets non significatifs, on peut écrire le modèle mathématique de la puissance électrique sous la forme suivante :

$$P = 18.91 - 0.76 * T + 9.65 * E$$

Influence des facteurs choisis sur les réponses :

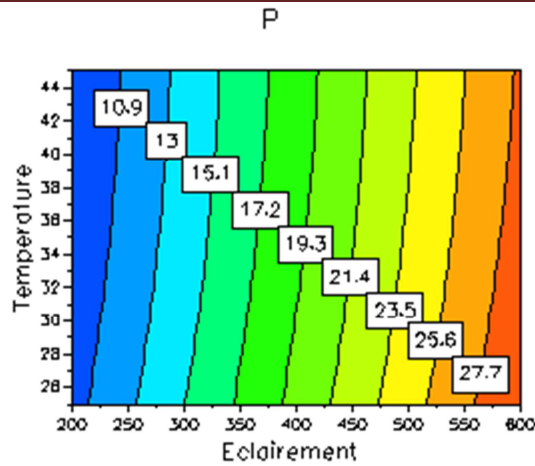


Fig.6.2. Surface des réponses de la puissance en fonction de l'éclairement et de la température

La figure 6.2 représente la surface des réponses prédites de la puissance en fonction de l'éclairement et de la température. Elle est établie à l'aide du logiciel de modélisation et de dessin MODDE.

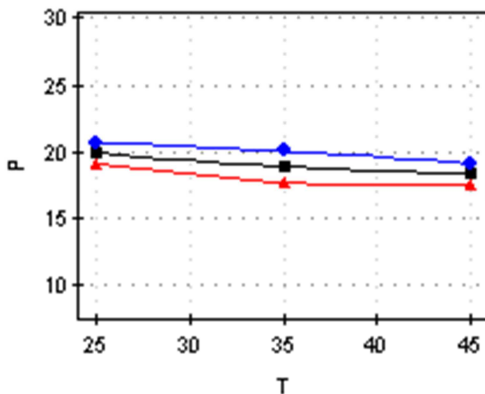


Fig.6.3. Courbe de prédiction de la puissance en fonction de l'éclairement

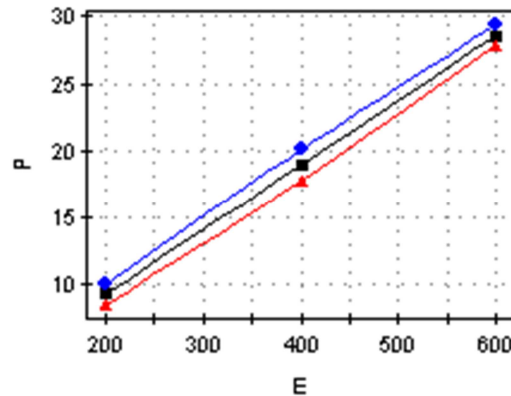


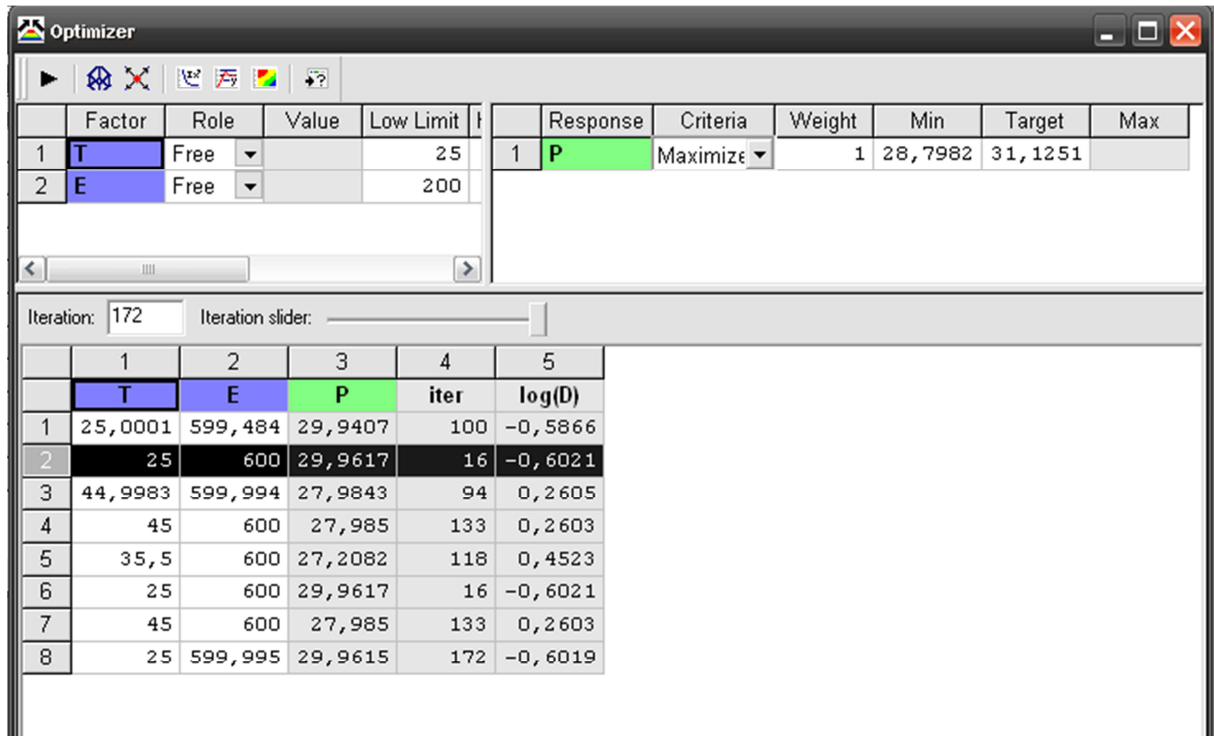
Fig.6.4. Courbe de prédiction de la puissance en fonction de l'éclairement

A l'aide du même logiciel et le modèle mathématique établi, la figure 6.3 montre la faible influence de la température sur la puissance électrique générée par le module PV. Mais elle démontre surtout que cette influence est négative. Cela va à l'encontre de l'idée reçue "beaucoup de soleil \equiv beaucoup de chaleur \equiv beaucoup d'énergie solaire".

La figure 6.4 montre la proportionnalité de l'éclairement avec la puissance électrique générée par le module PV

Détermination du point de fonctionnement optimal:

La fonction Optimizer du logiciel MODDE nous a permis de déterminer les valeurs des variables d'entrée qui correspondent à la puissance maximale de la puissance. Il est très intéressant de souligner que la valeur choisie: (25°C / 600Wm²) qui a engendré 29.55W correspond à la plus petite valeur de la température. Bien qu'à plus grande



-Fig.6.5.L'interaction entre la température et l'éclairement

3. Conclusion

Nous avons essayé dans ce chapitre d'introduire une méthodologie réservée généralement pour l'étude des phénomènes où une ou plusieurs grandeurs de différentes natures appelées facteurs varient simultanément ou pas et dans différentes proportions et influencent une ou plusieurs autres grandeurs appelées réponses.

Nous avons suivi avec exactitude le protocole habituel pour l'emploi de la méthode des plans d'expériences. La motivation pour cette démarche est venue du fait que pour étudier le comportement du générateur PV devant la variation des données météorologiques il faut que la température et l'éclairement varient. Dans la nature elles varient au rythme des saisons et

des jours mais elles peuvent être simulées par l'utilisation d'une source de chaleur et d'une source de lumière. Nous pouvons donc obtenir autant de combinaisons que nous le souhaitons. Mais il n'est pas nécessaire de simuler des valeurs improbables dans la nature. Il est plutôt correct de déterminer les domaines de variation des deux facteurs par région géographiques pour choisir les points de simulation à l'intérieur de ces domaines.

Pour notre cas, les points nécessaires à l'étude dans le plan composite sont recueillis du système d'acquisition des données livré avec le générateur PV placé à l'intérieur de l'Université de Béchar. Les points sont relatifs à des différents jours de l'année et à des différents moments de la journée.

Nous avons réussi à la fin de cette étude à quantifier les effets de chaque facteur, y compris l'interaction entre eux. Mais si nous voulons obtenir une prédiction du comportement du même générateur dans une autre région géographique, il faudra déterminer de nouveaux domaines pour les facteurs.

Références du chapitre 6

- [1] Jacques Goupy ,''Plans d'expériences '' Techniques de l'Ingénieur 1997
- [2] Jérôme faucher, '' Les plans d'expériences pour le réglage de commandes à base de logique floue'' Thèse de doctorat 2006
- [3] Jacques Goupy Lee Creighton, '' introduction aux plans d'expériences Dunod 3eme édition 2006
- [4] Nadine LAHOUD, '' Using the Design of Experiments (doe) Method to Elaborate an Electrical Ageing Model for the Insulation of Low Voltage Rotating Machines Fed by Inverters'' International Conference on Solid Dielectrics, Potsdam, Germany, July 4-9, 2010
- [5] Sandrine karam, ''Application de la méthodologie des plans d'expériences et de l'analyse de données à l'optimisation des processus de dépôt, Thèse de doctorat 2004
- [6] François rabier, ''Modélisation par la méthode des plans d'expériences du comportement dynamique d'un module IGBT utilisé en traction ferroviaire Thèse de doctorat 2007
- [7] Stéphane Vivier , ''Stratégie d'optimisation par la méthode des plans d'expériences et application aux dispositifs électrotechniques modélisés par les éléments finis'', Thèse de doctorat 2002
- [8] Jean-Jacques droesbeke- jeanne fine - gilbert saporta, ''Plans d'expériences- Application à l'entreprise'', Ed. TECHNIP1997
- [9] Mark Tjantele, ''Parameter design using the Taguchi methodology Microelectronic Engineering Elsevier 1991
- [10] Lucian Dascalescu, Karim Medles, ''Effect of Ambient Humidity on the outcome of Electrostatic Separation process'', IEEE 2004

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

L'objectif de note thèse était d'étudier le système photovoltaïque comme système électrique à part entière puis l'étudier dans le système électrique général. Il fallait d'abord prendre connaissance du système électrique conventionnel tel qu'il a été conçu.

Le réseau conventionnel ou traditionnel est constitué d'un ensemble de Centrales qui produisent l'énergie électriques. Cette énergie est alignée à la même tension par des transformateurs et interconnectées par un réseau maillé. Afin de couvrir les pertes de tension dans les lignes, le transport est effectué à haute et très haute tension. Ainsi, si une centrale cesse de produire de l'électricité pour une quelconque raison, son absence sera couverte par les autres centrales. L'énergie connaît une deuxième transformation pour passer à la moyenne tension que certains consommateurs utilisent comme les grandes usines et les zones industrielles. Une grande partie de l'énergie est baissée par des transformateurs MT/BT pour aller à une large distribution aux abonnés.

Ce flux de puissance est très caractéristique du système électrique conventionnel. Il a été donc construit sans prendre en considération que l'abonné devienne lui-même producteur local de l'énergie électrique. Une intégration de production de l'énergie électrique à la moyenne ou à la basse tension perturberait énormément mais surtout dangereusement le fonctionnement général du réseau électrique.

La tendance actuelle n'est pas de stopper cette intégration car son intégration apporte une solution :

- à la pénurie éventuelle des ressources naturelles non renouvelables,
- aux déchets nucléaires,
- à la production de gaz à effet de serre,
- aux grandes distances qui séparent le lieu de production des lieux de consommation.

L'intérêt aujourd'hui est plutôt de trouver les meilleurs moyens d'intégrer les productions décentralisées quelque soit la nature de leurs ressources primaires à partir du moment où elles sont disponibles, gratuites et non polluantes à l'exemple du soleil, du vent et des vagues. Cette intégration qui s'avère aujourd'hui indispensable, nécessite un plan d'adaptation qui tient compte de l'emploi de nouveaux dispositifs pour contrôler les points de couplage de ces nouveaux sites de production.

Notre travail a consisté à étudier l'intégration de la production d'électricité à partir des installations photovoltaïques dans le système traditionnel. Nous avons alors commencé par développer les problèmes que connaît habituellement le réseau électrique ainsi que les

différents modes de réglages de la fréquence et de la tension. L'inversement du flux de la puissance dans le réseau peut engendrer beaucoup de problèmes sans compter les influences mutuelles entre les parties constituantes du système conventionnel et les nouvelles installations qui lui sont raccordées. Nous nous sommes penchés sur l'effet des données météorologique sur les systèmes photovoltaïques et nous avons développés un point particulier concernant la météo en Algérie car elle dessine le profil de charge qui va décider de la consommation et de la position des pic journaliers sur l'année. Les différents impacts de l'installation photovoltaïque sur le réseau ont été abordés et surtout sur le réseau de distribution car c'est à lui que se raccordent toutes les installations de petites puissances.

Dans le chapitre trois, nous avons présenté les plus utilisées des méthodes de détection d'îlotage dans les trois types ; passives, actives et à distance. Toutes les méthodes présentées ont connus une évolution avec le temps, non pas dans leurs principes mais dans leurs topologies comme nous l'avons constaté en comparant les articles de recherches.

Le chapitre quatre a été réservé aux composants de la chaine photovoltaïque. Ainsi dans ce ont été traités l'onduleur, le convertisseur DC/DC, les transformateurs HF et BF et enfin, les filtres. Un aperçu sur les moyens de contrôle des étages de conversion a été. Le cinquième chapitre a été réservé à la simulation de la chaine PV avec une étude expérimentale sur la détermination des paramètres du module PV. Ce dernier a fait l'objet d'une recherche plus approfondie qui a été couronnée par un modèle d'évaluation plus précis des paramètres du module PV. Le système électro énergétique globala contenu un régulateur de tension pour commander l'onduleur et un système anti îlotage destiné à isoler le générateur PV en cas de déconnexion du réseau électrique.

Dans le sixième chapitre, nous avons présenté une méthode originale pour quantifier l'effet de la température et l'éclairement sur les caractéristiques électriques du générateur PV. Il s'agit d'utiliser la méthode des plans d'expériences pour prédire le comportement du module PV en fonction des facteurs qui sont la température et l'éclairement.

Annexe A

ORIGINE DES PHENOMENES INFLUENÇANT
LE FONCTIONNEMENT DES INSTALLATIONS PV

Régime de neutre et courants de fuite

En France, le régime de neutre utilisé en basse tension est de type TT (point milieu du transformateur du poste de distribution à la terre, masse métallique des appareils à la terre). Pour un régime de neutre de TT, la protection des personnes s'effectue à l'aide de disjoncteurs ou d'interrupteurs différentiels qui ont pour fonction de s'ouvrir en cas de fuite de courant.

Or des courants de fuite peuvent se produire dans une installation PV du fait des caractéristiques capacitatives des panneaux, des structures-support et des onduleurs (capacités des filtres EMC). Ces capacités alliées à la présence d'une composante alternative sur le circuit à courant continu engendrent des courants de fuite dans la liaison de mise à la terre, côtés AC et DC, appelés courants de décharge capacitifs. Ceci est particulièrement marqué pour certaines topologies d'onduleurs sans transformateur.

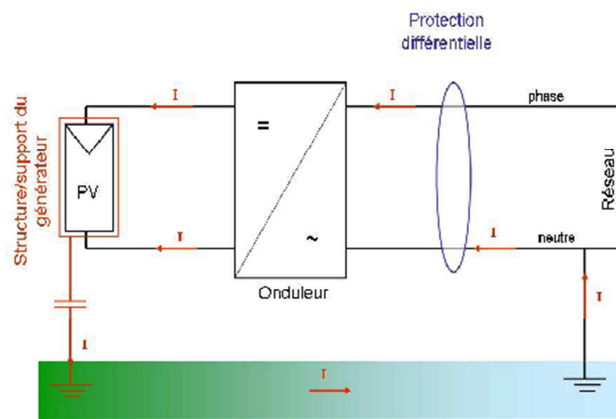


Figure A.1 Schéma simplifié du courant de fuite via les capacités des panneaux PV, la Terre et l'onduleur.

Ces courants de fuite peuvent être d'amplitude importante et devenir potentiellement dangereux pour les personnes en cas de contact direct. Mais en premier lieu ils peuvent provoquer le déclenchement intempestif des disjoncteurs différentiels désormais obligatoires en France. En effet, les installations photovoltaïques doivent être conformes à la norme C15-100 et au guide UTE C15-712, qui imposent la mise en place, en tête d'installation, d'une protection différentielle. Dans le cas de locaux d'habitation, ce phénomène est d'autant plus marqué que l'utilisation de disjoncteurs différentiels de haute sensibilité dont la valeur du courant de défaut doit être inférieure à 30 ma est obligatoire. Par ailleurs, ce seuil de 30 ma pourrait, dans un avenir proche, être abaissé à 10 ma et rendre ce phénomène encore plus marqué.

A noter que ce problème ne se pose pas dans d'autres pays, comme en Espagne où les onduleurs sans transformateur ne sont pas utilisés, ou en Allemagne où la protection des personnes est réalisée par fusibles et non pas par protection différentielle car le régime de neutre utilisé en BT est de type TN et non TT.

Des tests expérimentaux du projet DISPOWER ont montré que l'amplitude des courants de fuite dépend principalement de la topologie des onduleurs utilisés et n'a pas mis en évidence de liens avec les conditions météorologiques sur la période des deux mois de mesures expérimentales. Toutefois les auteurs du rapport précisent que les conditions d'humidité pourraient néanmoins accroître la capacité parasite entre les modules PV et la terre sur le long terme.

Des simulations théoriques réalisées dans le cadre du projet ESPRIT ont montré que le courant de décharge capacitif dépend de nombreux facteurs tels que :

La technologie et la surface des modules photovoltaïques,

Le type d'onduleur : pour les onduleurs avec transformateur, le courant de décharge est négligeable alors que pour les onduleurs sans transformateur le courant de décharge peut être plus ou moins important et atteindre, dans certaines conditions, plusieurs centaines de ma,

La résistance équivalente de la liaison de mise à la terre qui, théoriquement, varie avec l'humidité, peut prendre des valeurs très faibles et engendrer des déconnexions de la protection différentielle.

Niveau de tension du réseau

L'élévation locale de la tension du réseau est un des principaux impacts générés par les systèmes photovoltaïques sur les réseaux de distribution BT. Si ce phénomène n'est pas correctement pris en compte lors de la conception d'un réseau BT ou lors de l'étude de raccordement de nouveaux producteurs, il peut être à l'origine de perturbations de fonctionnement d'appareils électriques de certains utilisateurs du réseau (consommateurs ou producteurs).

Le niveau initial (hors PV) de tension du réseau est donc un paramètre clé vis-à-vis du dimensionnement et du fonctionnement des installations PV.

Variation de l'impédance du réseau

En Allemagne le contrôle de la séparation du réseau amont (îlotage) des onduleurs pour installations photovoltaïques est défini par la norme DIN VDE 0126 dont la première version

date de 1994. Cette norme précise les critères qui doivent entraîner le découplage des installations photovoltaïques afin d'assurer la sécurité des biens et des personnes. Ces critères de déconnexion portent sur la tension du réseau, la fréquence du réseau ainsi que l'impédance du réseau.

Le critère de variation d'impédance a fait l'objet de nombreux débats puisque le seuil fixé initialement à $0,5 \Omega$ a été identifié comme étant l'origine de nombreux découplages d'onduleurs selon la Commission Allemande d'Electrotechnique (DKE). La publication de la nouvelle version de la norme DIN VDE 0126, la DIN VDE 0126-1-1, a été l'occasion de faire évoluer ce seuil à 1Ω afin de limiter les probabilités de déconnexions intempestives des onduleurs.

Creux de tension et tenue des systèmes PV

Des essais ont été effectués sur 12 onduleurs PV conformes à la norme DIN VDE 0126, dans le cadre du projet européen DISPOWER. Ces essais avaient pour objectif de déterminer la sensibilité des onduleurs aux creux de tension. Le résultat de ces essais est donné sur la Figure 17, sur laquelle on peut voir apparaître la profondeur du creux de tension en ordonnée et sa durée en abscisse. Le trait pointillé vertical, situé à 200 ms, représente la limite de temps fixée dans la DIN VDE 0126, au-delà de laquelle l'onduleur doit s'être découplé suite à un creux de tension où $U = 80\%$ de la tension nominale U_n .

On peut remarquer que tous les onduleurs respectent le critère de découplage lorsque $U \leq 80\% U_n$ et ce en moins de 200 ms. Mais on peut aussi remarquer que plusieurs onduleurs se découplent pour $U = 85\% U_n$ et dans tous les cas pour des temps très inférieurs à 200 ms, ce qui montre la grande sensibilité de ces onduleurs aux creux de tension.

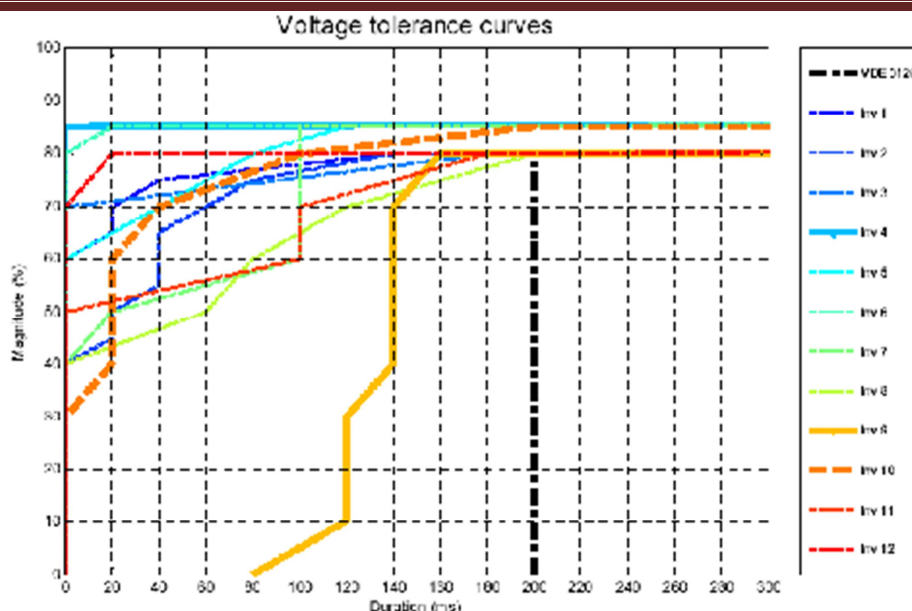


Figure A.2. Courbes de tolérance en tension des onduleurs

L'enseignement à tirer de ces essais est que lors de l'apparition d'un creux de tension provoqué par un court-circuit sur le réseau HTB, l'ensemble des installations PV qui verront ce creux de tension se déconnectera quasi instantanément.

Or, si la puissance totale des installations PV concernées n'est pas marginale par rapport à la charge maximale de la zone impactée, cela pourrait provoquer une perte importante de production qui pourrait conduire à un fort déséquilibre production / consommation et aggraver une situation déjà critique (comme cela a été le cas lors de l'incident généralisé de novembre 2006, avec des déconnexions de nombreuses éoliennes suite à une baisse de fréquence significative sur le réseau UCTE). Dans le pire des cas, cela pourrait conduire à un incident généralisé, voire à un black-out.

Afin d'éviter cette situation extrême, il est nécessaire d'exiger des installations PV qu'elles soient moins sensibles aux creux de tension.

Présence de composante continue et d'harmoniques de tension

Les onduleurs pour systèmes photovoltaïques hachent le courant continu issu des modules photovoltaïques en modulation à largeur d'impulsion (MLI ou PWM pour "pulse width modulation") pour le convertir en courant alternatif sinusoïdal. Le fonctionnement des onduleurs sans transformateur peut être affecté par une asymétrie de la tension du réseau (déformation de la sinusoïde par addition d'harmoniques paires), par exemple en présence d'harmoniques issues de charges non-linéaires, qui se traduirait par l'ajout d'une composante DC dans la tension injectée par l'onduleur.

Signaux tarifaires

Un article rapporte des perturbations sur des onduleurs allemands par des signaux de télé-contrôle, qui se traduisent par une activation des protections de découplage des onduleurs pendant une courte durée. Cependant tous les onduleurs testés respectent les standards requis, et les perturbations lors de ces tests en laboratoire n'ont été effectives que lors d'amplitudes assez élevées (jusqu'à 18V), alors que les signaux tarifaires d'edf ont une amplitude plus faible : de 0,9% à 5% de U_n soit une valeur comprise entre 2 et 11,5V.

L'article conclut que les signaux tarifaires ne devraient pas poser de problèmes pour les onduleurs.

La référence [35] rapporte également des expériences de laboratoire qui montrent que pour certains onduleurs la fonction de détection de perte du réseau amont par saut d'impédance est perturbée par des signaux électriques.

Inter harmoniques

Les inter-harmoniques (fréquences qui ne sont pas un multiple entier de la fréquence du réseau) sont produits par des variations rapides des charges, ou la saturation des Transformateurs. Les tests sur 12 onduleurs du projet DISPOWER ont montrés que ces inter-harmoniques créent des perturbations sévères sur les dispositifs de mesures de la fréquence et d'impédance du réseau.

Principaux sigles et notations concernant le réseau électrique

Tableau 1 Principaux sigles et notations [5]

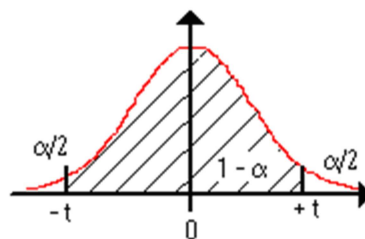
Sigles	Notations
BT	Terme simplificateur désignant la tension alternative efficace comprise entre 50 et 500 V pour la BTA au sens de la norme NF C18-510, qui fait référence en France en matière de sécurité. • l'international, cette tension est également qualifiée de Basse Tension (BT)
HTA	Tension alternative efficace comprise entre 1 000 V et 50 000 V au sens de la norme NF C18-510, qui fait référence en France en matière de sécurité. • l'international, cette tension est souvent qualifiée de Moyenne Tension (MT)
HTB	Tension alternative efficace supérieure à 50 000 V au sens de la norme NF C18-510, qui fait référence en France en matière de sécurité. • l'international, cette tension est souvent qualifiée de Haute Tension (HT) ou très Haute Tension (THT)
HTB1	Tension alternative efficace supérieure à 50 000 V et inférieure à 150 000 V

Annexe B

TABLE DE LA LOI DE STUDENT
LES CRITERES D'OPTIMALITE

ble de la Loi de Student

Cette table donne les fractiles de la loi de Student à v degrés de liberté :



α	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0.05	0.02	0.01	0.005	0.001
v														
1	0.1584	0.3249	0.5095	0.7265	1	1.3764	1.9626	3.0777	6.3137	12.706	31.821	63.656	127.32	636.58
2	0.1421	0.2887	0.4447	0.6172	0.8165	1.0607	1.3862	1.8856	2.92	4.3027	6.9645	9.925	14.089	31.6
3	0.1366	0.2767	0.4242	0.5844	0.7649	0.9785	1.2498	1.6377	2.3534	3.1824	4.5407	5.8408	7.4532	12.924
4	0.1338	0.2707	0.4142	0.5686	0.7407	0.941	1.1896	1.5332	2.1318	2.7765	3.7469	4.6041	5.5975	8.6101
5	0.1322	0.2672	0.4082	0.5594	0.7267	0.9195	1.1558	1.4759	2.015	2.5706	3.3649	4.0321	4.7733	6.8685
6	0.1311	0.2648	0.4043	0.5534	0.7176	0.9057	1.1342	1.4398	1.9432	2.4469	3.1427	3.7074	4.3168	5.9587
7	0.1303	0.2632	0.4015	0.5491	0.7111	0.896	1.1192	1.4149	1.8946	2.3646	2.9979	3.4995	4.0294	5.4081
8	0.1297	0.2619	0.3995	0.5459	0.7064	0.8889	1.1081	1.3968	1.8595	2.306	2.8965	3.3554	3.8325	5.0414
9	0.1293	0.261	0.3979	0.5435	0.7027	0.8834	1.0997	1.383	1.8331	2.2622	2.8214	3.2498	3.6896	4.7809
10	0.1289	0.2602	0.3966	0.5415	0.6998	0.8791	1.0931	1.3722	1.8125	2.2281	2.7638	3.1693	3.5814	4.5868
11	0.1286	0.2596	0.3956	0.5399	0.6974	0.8755	1.0877	1.3634	1.7959	2.201	2.7181	3.1058	3.4966	4.4369
12	0.1283	0.259	0.3947	0.5386	0.6955	0.8726	1.0832	1.3562	1.7823	2.1788	2.681	3.0545	3.4284	4.3178
13	0.1281	0.2586	0.394	0.5375	0.6938	0.8702	1.0795	1.3502	1.7709	2.1604	2.6503	3.0123	3.3725	4.2209
14	0.128	0.2582	0.3933	0.5366	0.6924	0.8681	1.0763	1.345	1.7613	2.1448	2.6245	2.9768	3.3257	4.1403
15	0.1278	0.2579	0.3928	0.5357	0.6912	0.8662	1.0735	1.3406	1.7531	2.1315	2.6025	2.9467	3.286	4.0728
16	0.1277	0.2576	0.3923	0.535	0.6901	0.8647	1.0711	1.3368	1.7459	2.1199	2.5835	2.9208	3.252	4.0149
17	0.1276	0.2573	0.3919	0.5344	0.6892	0.8633	1.069	1.3334	1.7396	2.1098	2.5669	2.8982	3.2224	3.9651
18	0.1274	0.2571	0.3915	0.5338	0.6884	0.862	1.0672	1.3304	1.7341	2.1009	2.5524	2.8784	3.1966	3.9217
19	0.1274	0.2569	0.3912	0.5333	0.6876	0.861	1.0655	1.3277	1.7291	2.093	2.5395	2.8609	3.1737	3.8833
20	0.1273	0.2567	0.3909	0.5329	0.687	0.86	1.064	1.3253	1.7247	2.086	2.528	2.8453	3.1534	3.8496
21	0.1272	0.2566	0.3906	0.5325	0.6864	0.8591	1.0627	1.3232	1.7207	2.0796	2.5176	2.8314	3.1352	3.8193
22	0.1271	0.2564	0.3904	0.5321	0.6858	0.8583	1.0614	1.3212	1.7171	2.0739	2.5083	2.8188	3.1188	3.7922
23	0.1271	0.2563	0.3902	0.5317	0.6853	0.8575	1.0603	1.3195	1.7139	2.0687	2.4999	2.8073	3.104	3.7676
24	0.127	0.2562	0.39	0.5314	0.6848	0.8569	1.0593	1.3178	1.7109	2.0639	2.4922	2.797	3.0905	3.7454
25	0.1269	0.2561	0.3898	0.5312	0.6844	0.8562	1.0584	1.3163	1.7081	2.0595	2.4851	2.7874	3.0782	3.7251
26	0.1269	0.256	0.3896	0.5309	0.684	0.8557	1.0575	1.315	1.7056	2.0555	2.4786	2.7787	3.0669	3.7067
27	0.1268	0.2559	0.3894	0.5306	0.6837	0.8551	1.0567	1.3137	1.7033	2.0518	2.4727	2.7707	3.0565	3.6895
28	0.1268	0.2558	0.3893	0.5304	0.6834	0.8546	1.056	1.3125	1.7011	2.0484	2.4671	2.7633	3.047	3.6739
29	0.1268	0.2557	0.3892	0.5302	0.683	0.8542	1.0553	1.3114	1.6991	2.0452	2.462	2.7564	3.038	3.6595

Modulation de module PV par les plans d'expériences

30	0.1267	0.2556	0.389	0.53	0.6828	0.8538	1.0547	1.3104	1.6973	2.0423	2.4573	2.75	3.0298	3.646
40	0.1265	0.255	0.3881	0.5286	0.6807	0.8507	1.05	1.3031	1.6839	2.0211	2.4233	2.7045	2.9712	3.551
50	0.1263	0.2547	0.3875	0.5278	0.6794	0.8489	1.0473	1.2987	1.6759	2.0086	2.4033	2.6778	2.937	3.496
60	0.1262	0.2545	0.3872	0.5272	0.6786	0.8477	1.0455	1.2958	1.6706	2.0003	2.3901	2.6603	2.9146	3.4602
100	0.126	0.254	0.3864	0.5261	0.677	0.8452	1.0418	1.2901	1.6602	1.984	2.3642	2.6259	2.8707	3.3905
110	0.126	0.254	0.3863	0.5259	0.6767	0.8449	1.0413	1.2893	1.6588	1.9818	2.3607	2.6213	2.8648	3.3811
120	0.1259	0.2539	0.3862	0.5258	0.6765	0.8446	1.0409	1.2886	1.6576	1.9799	2.3578	2.6174	2.8599	3.3734
infini	0.1257	0.2533	0.3853	0.5244	0.6744	0.8416	1.0364	1.2816	1.6449	1.96	2.3264	2.5759	2.8072	3.2908

TABLE DE FISCHER - SNEDECOR

	v_1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	15	20
v_2														
1		161	199,5	215,7	224,6	230,2	234	236,8	239	240,5	241,9	243,9	245,9	248
2		18,5	19	19,16	19,25	19,3	19,33	19,35	19,4	19,38	19,4	19,41	19,43	19,45
3		10,1	9,55	9,28	9,12	9,01	8,94	8,89	8,85	8,81	8,79	8,74	8,7	8,66
4		7,71	6,94	6,59	6,39	6,26	6,16	6,09	6,04	6	5,96	5,91	5,86	5,8
5		6,61	5,79	5,41	5,19	5,05	4,95	4,88	4,82	4,77	4,74	4,68	4,62	4,56
6		5,99	5,14	4,76	4,53	4,39	4,28	4,21	4,15	4,1	4,06	4	3,94	3,87
7		5,59	4,74	4,35	4,12	3,97	3,87	3,79	3,73	3,68	3,64	3,57	3,51	3,44
8		5,32	4,46	4,07	3,84	3,69	3,58	3,5	3,44	3,39	3,35	3,28	3,22	3,15
9		5,12	4,26	3,86	3,63	3,48	3,37	3,29	3,23	3,18	3,14	3,07	3,01	2,94
10		4,96	4,1	3,71	3,48	3,33	3,22	3,14	3,07	3,02	2,98	2,91	2,85	2,77
11		4,84	3,98	3,59	3,36	3,2	3,09	3,01	2,95	2,9	2,85	2,79	2,72	2,65
12		4,75	3,89	3,49	3,26	3,11	3	2,91	2,85	2,8	2,75	2,69	2,62	2,54
13		4,67	3,81	3,41	3,18	3,03	2,92	2,83	2,77	2,71	2,67	2,6	2,53	2,46
14		4,6	3,74	3,34	3,11	2,96	2,85	2,76	2,7	2,65	2,6	2,53	2,46	2,39
15		4,54	3,68	3,29	3,06	2,9	2,79	2,71	2,64	2,59	2,54	2,48	2,4	2,33
16		4,49	3,63	3,24	3,01	2,85	2,74	2,66	2,59	2,54	2,49	2,42	2,35	2,28
17		4,45	3,59	3,2	2,96	2,81	2,7	2,61	2,55	2,49	2,45	2,38	2,31	2,23
18		4,41	3,55	3,16	2,93	2,77	2,66	2,58	2,51	2,46	2,41	2,34	2,27	2,19
19		4,38	3,52	3,13	2,9	2,74	2,63	2,54	2,48	2,42	2,38	2,31	2,23	2,16
20		4,35	3,49	3,1	2,87	2,71	2,6	2,51	2,45	2,39	2,35	2,28	2,2	2,12
21		4,32	3,47	3,07	2,84	2,68	2,57	2,49	2,42	2,37	2,32	2,25	2,18	2,1
22		4,3	3,44	3,05	2,82	2,66	2,55	2,46	2,4	2,34	2,3	2,23	2,15	2,07
23		4,28	3,42	3,03	2,8	2,64	2,53	2,44	2,37	2,32	2,27	2,2	2,13	2,05
24		4,26	3,4	3,01	2,78	2,62	2,51	2,42	2,36	2,3	2,25	2,18	2,11	2,03
25		4,24	3,39	2,99	2,76	2,6	2,49	2,4	2,34	2,28	2,24	2,16	2,09	2,01
26		4,23	3,37	2,98	2,74	2,59	2,47	2,39	2,32	2,27	2,22	2,15	2,07	1,99
27		4,21	3,35	2,96	2,73	2,57	2,46	2,37	2,31	2,25	2,2	2,13	2,06	1,97
28		4,2	3,34	2,95	2,71	2,56	2,45	2,36	2,29	2,24	2,19	2,12	2,04	1,96
29		4,18	3,33	2,93	2,7	2,55	2,43	2,35	2,28	2,22	2,18	2,1	2,03	1,94
30		4,17	3,32	2,92	2,69	2,53	2,42	2,33	2,27	2,21	2,16	2,09	2,01	1,93
40		4,08	3,23	2,84	2,61	2,45	2,34	2,25	2,18	2,12	2,08	2	1,92	1,84
60		4	3,15	2,76	2,53	2,37	2,25	2,17	2,1	2,04	1,99	1,92	1,84	1,75
120		3,92	3,07	2,68	2,45	2,29	2,17	2,09	2,02	1,96	1,91	1,83	1,75	1,66
infini		3,84	3	2,6	2,37	2,21	2,1	2,01	1,94	1,88	1,83	1,75	1,67	1,57

Résumé

L'objectif de note thèse est d'étudier le système photovoltaïque raccordé au réseau. Il est modélisé par deux méthodes différentes; par les plans d'expériences et par l'analyse mathématique. Le générateur photovoltaïque est connecté au système électrique par le biais d'une chaîne qui comprend un convertisseur, un onduleur et deux filtres; entrée et sortie, sans oublier les boucles de contrôle qui contiennent une méthode de détection anti-îlotage.

La thèse est organisée comme suit : Un premier chapitre est consacré à l'introduction générale. Dans le deuxième chapitre, l'accent est mis sur l'influence mutuelle entre le réseau électrique et le système photovoltaïque. Un rappel sur les méthodes de détection d'îlotage est présenté dans le chapitre trois. Ensuite tous les composants de la chaîne photovoltaïque sont présentés en détail dans le quatrième chapitre. Le cinquième chapitre est réservé à la simulation de la chaîne PV avec une étude expérimentale sur la détermination des paramètres du module PV. Dans le sixième chapitre, une nouvelle manière est présentée pour quantifier l'effet de la température et l'éclairement sur les caractéristiques électriques du générateur PV.

المخلص

الهدف من هذه الأطروحة هو دراسة النظام الكهروضوئي الموصول بالشبكة الكهربائية. كتب نموذج الرياضي بطريقتين مختلفتين الأولى باستعمال مخططات التجارب والثانية باستعمال التحليل الرياضي. المولد الكهروضوئي موصول للشبكة الكهربائية عن طريق سلسلة متكونة من مقوم و مناوب و مرشحين احدهما للدخول و الآخر للخروج دون ان ننسى دارات المراقبة التي تحتوي على طريقة الكشف على ظاهرة التجزر.

الأطروحة منظمة كالتالي المبحث الأول خصص للمقدمة العامة. في المبحث الثاني تمت دراسة التأثير المتبادل بين الشبكة الكهربائية و النظام الكهروضوئي. ثم تم التطرق في المبحث الثالث الى اهم الطرق للكشف على ظاهرة التجزر. بعد ذلك تم عرض مركبات السلسلة الكهروضوئية في المبحث الرابع. تم تخصيص المبحث الخامس لمحاكاة السلسلة الكهروضوئية الى جانب الدراسة التطبيقية لتحديد عوامل النظام الكهروضوئي. اما المبحث السادس والأخير فقد خصص لعرض طريقة جديدة لتقييم مدى تأثير الحرارة و الضوء على خصائص الكهربائية للمولد الكهروضوئي.