الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIE

NTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrique et de l'Informatique

Mémoire de fin d'études

Présenté pour l'obtention du Diplôme
De Master en Génie Électrique

Option1 : réseaux électrique

Option2 : énergies solaire et éolienne

THEME

ETUDE ET COMMANDE D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE RACCORDE AU RESEAU ELECTRIQUE INTEGRANT D'UNE PROTECTION D'ANTI-ILOTAGE

Proposés et dirigés par :

Dr. AKEL Fethi

Dr. HENINI Noureddine

Préparés et présentés par :

Mr. HAMDI Djahid

Mr.SAIDANI Mohamed Amine

Etudes et commande d'un système photovoltaïque raccordé au Réseau électrique intégrant De la protection D'anti-ilotage

HAMDI DJAHI

SAIDANI MOHAMED AMINE

Sous la direction: Dr. AKAL FATHI

Et:Dr.HANINI NOURDINE


بسم الله الرحمن الرحيم
١٤٣٦

« Une personne qui n'a jamais commis d'erreur … …n'a jamais tenté d'innover »

Albert Einstein

Remerciement

C'est avec le plus grand honneur que nous réservons cette page en signe de gratitude et de reconnaissance à tous ceux qui nous ont aidés durant cette formation.

Avant tout, nous tenons à remercier le Bon Dieu de nous avoir gracié pour vivre, apprendre davantage et découvrir ...

On adresse nous remerciements les plus sincères à notre encadreurs Dr. Akal fathi, pour nous avoir permis de bénéficier de son grand savoir dans le domaine et qui a aidé nous a découvrir un notre mode du vie la recherche scientifique .

Nous remercions aussi Mme.ABADI, M.HeNINI Nourddine, M.HOUSSIN Hamza M.OULED CHERCHALI Nourdine et M.MORSLI Abd Alkader qui son aidé nous à faire cette combinaison entre les deux branche aussi le cheffe du département et son groupe du travail d'avoir accepté notre travail.

Nous remercions également les membres du jury d'avoir accepté de juger notre travail.

On exprime ensuite une profonde gratitude, et ces mots sont pesés, à nos enseignants, de nous avoir aidé, à la réalisation de ce travail.

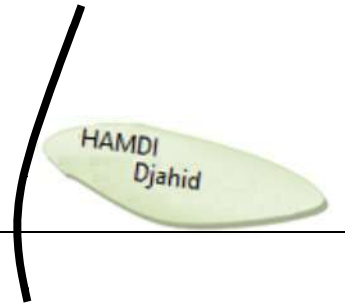
On adresse également nos remerciements à toute notre promos, pour son soutien moral, son aide spécialement B,Amine , B,Rafik , B,Riyade.

Nous adressons également nos profondes considérations à tous ; qui de loin ou de près, ont aidé à la réussite de ce projet.

Nous remercions également tous les membre de association AKOUASS .

Nous tenons à cœur à remercier encore plus profondément nos chers parents

qui nous ont fait de nous ce que nous sommes aujourd'hui. Qu'Allah, le tout puissant, leur donne santé et longue vie.



Dédicace

A mes **parents.**

A mon **frère**, et ma **sœur**.

Vous vous êtes dépensés pour moi sans compter.

En reconnaissance de tous les sacrifices consentis par tous et chacun pour me permettre d'atteindre cette étape de ma vie.

..... Avec toute ma tendresse.

A toute ma famille.

Vous avez de près ou de loin contribué à mon travail.

..... Affectueuse reconnaissance.

A mon Binome Mohamed Amine Saidani et sa familier.

A mes amis(e) Tous sans exception, et leurs familles.
A mes camarades de L'université.



A mes **parents.**

A mes **frères**, et mes **sœurs**.

Vous vous êtes dépensés pour moi sans compter.

En reconnaissance de tous les sacrifices consentis par tous et chacun pour me permettre d'atteindre cette étape de ma vie.

..... Avec toute ma tendresse.

A toute ma famille.

Vous avez de près ou de loin contribué à mon travail.

..... Affectueuse reconnaissance.

A mon Binome Hamdi Djahide et son familier.
A M.Mohamed Ben Aichouche le cheffe du département de la séance du Commères.

A mes amis(e) Tous sans exception, et leurs familles.
A mes camarades de L'université.

ملخص

الهدف الرئيسي لدراستنا هو دمج نظام الكشف و الحماية الفعالة المضادة للتجزر في السيطرة على العاكس الضوئي المتصل بالشبكة الكهرباية . تحقيق هذا الهدف يتطلب تحقيق العديد من وظاء العمل الذي في البداية و النمذجة و السيطرة على شبكة الكهرباء المتصلة مع النظام الضوئي. سيتم تطوير البرمجيات المستعملة بمساعدة البرنامج ماتلاب_ سيميولينك , و سيتم اختيار طرق الكشف وصفت بأنها الأكثر فعالية , ثرة واحدة متكاملة في السيطرة على العاكس المموج , و هذه الأساليب تضمن الحماية منها ضد التجزر. وقد تم اختيار طريقة (SMS)لدراسة ومحاكاة تأثير هذه القضية ، ونظام الطاقة على سلوك النظام

الكلمات المفتاحية :
الدمج , ضد التجزر , كهروضوئية , ربط , شبكة , تحكم , المموج .

Résumé

Le sujet étudié a pour objectif principal l'intégration d'un système de détection et de protection anti-îlotage efficace dans la commande d'un onduleur photovoltaïque raccordé au réseau électrique. L'atteinte de ce but exige l'accomplissement de nombreux travaux

intermédiaires. Dans un premier temps, la modélisation et la commande du système photovoltaïque raccordé au réseau électrique sera élaborée à l'aide du logiciel Matlab/Simulink. Des méthodes de détection décrites comme étant les plus efficaces seront choisies. Une fois intégrées dans la commande de l'onduleur, ces méthodes assureront la protection de celui-ci contre l'îlotage. La méthode (SMS) a été choisie et simuler avec étude de l'influence de la charge et le PV sur le comportement du système.

Les mots clé :
Intégration, anti-ilotage, photovoltaïque, raccorder, réseau, commande, onduleur

Abstract

The main objective of our study is the integration of a detection system and effective anti-islanding protection in control of a photovoltaic inverter which is connected to the electric network. Achieving this goal requires the fulfillment of many intermediaries work initially, modeling and controlling the photovoltaic system which is connected to the Electric network will be developed using Matlab / Simulink. Detection methods are described as the most effective methods that can be chosen. Once they are integrated into the control of the inverter, these methods ensure the protection against islanding. The (SMS) method was chosen to study and simulate the influence of the load and the PV on the system behavior

Key words:
Integration, anti-islanding, Photovoltaic, Connect, Network, command, Inverter.

Table des Matières

Liste des figure et des tableaux
Introduction Générale **1**

Chapitre I : **Généralité sur les systèmes photovoltaïques**

I.1. Introduction 3
I.2. Etat et statistique des énergies renouvelable 3
I.2.1. Etat et statistique des énergies renouvelable au monde 3
I.2.2. Etat et statistique des énergies renouvelable en Algerie 4

I.3. Les différentes technologies des cellules photovoltaïques 6
I.3.1. Filière du silicium 7
I.3.2. Filière non silicium (composite) 8
I.4. Schéma équivalent d'une cellule solaire 8
I.5. Les différant type des system photovoltaïque 9
I.5.1. Système photovoltaïque autonome 10
I.5.2. Système photovoltaïque connecté au réseau 10
I.6. Les différents types de system PV raccordé au réseau électrique 11
I.6.1. Système PV avec une seule étape (single-stage) 11
I.6.2. System PV avec deux étages (deux stage) 11
I.7. Contrôle de l'onduleur connecte au réseau 12
I.8. Description de systèmes PV étudié 13
I.9 Conclusion 14

Chapitre II : Commande MPPT du système photovoltaïque

II.1. Introduction 15
II.2. Modélisation du champ photovoltaïque 15
II.2.1. Modélisation du panneau PV 15
II.3. La technique MPPT (Maximum Power Point Tracking) 20
II.3.1. Différente type de MPPT 20
II.4. MPPT basé sur la logique floue 23
II.4.1. La fuzzification 24
II.4.2. la lecture des tables déréglées 24
II.4.3. Défuzzification 24
II.5. La commandes MPPT basée sur le principe de la logique floue 25
II.6. Convertisseurs DC/DC (hacheur survolteur BOOST) 26
II.6.1. Modèle mathématique équivalent 27
II.6.2. Modèle approximé du convertisseur Boost 27
II.6.3. Étude en régime continu 30
II.7. Résultat de simulation 31
II.7.1. Simulation du champ PV 31
II.7.2. Simulation de la commande MPPT floue 32
II.8. Conclusion 37

Chapitre III : Commande et intégration système PV avec le réseau électrique

III.1. Introduction 38
III.2. Modélisation et commande de l'onduleur 38
III.2.1. Modélisation de l'onduleur 39
III.2.2. Stratégie de commande de l'onduleur 41
III.3. Modélisation du filtre LC 42
III.4. la synchronisation du system PV raccordé avec le réseau 43
III.4.1. structures de commande du système PV raccordé au réseau 45
III.5. Résulta de simulation 53
III.6. Conclusion 65

Chapitre VI : Intégration de la méthode de détection d'ilotage dans la commande de l'onduleur

VI.1. Introduction 66
VI.2. Problématique d'ilotage dans les systèmes PV raccordé au réseau électrique 66

VI.3. Les méthode de détection d'ilotage 68
VI.4. Développement mathématique 69
VI.5. Description des méthodes de détection d'ilotage 71
VI.5.1. Les méthode passive 71
VI.5.2. Les méthode active 73
VI.5.3. Les méthode au niveau de réseau 76
VI.6. Simulation de la méthode SMS 77
VI.6.1. Premier cas 79
VI.6.2. Deuxième cas 81
VI.7. Conclusion 84

Conclusion générale 85
Bibliographie

Liste des Figures et des Tableaux

Liste des Tableau

Figure I.1	Puissance installée centrales PV dans le monde	4
Figure I.2	schéma de la puissance des énergies renouvelables en Algerie	5
Figure I.3	schéma de l'objectif en énergie renouvelables en Algerie	6
Figure I.4	Schéma différant type photovoltaïque (cellule, module et panneaux)	6
Figure I.5	Principe de fonctionnement de la cellule PV	7
Figure I.6	Les différentes technologies photovoltaïques	7
Figure I.7	Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque	8
Figure I.8	schéma d'un module photovoltaïque typique	9
Figure I.9	Exemple de la structure d'un système PV autonome	10

Figure I.10	Exemple d'un système PV connecté au réseau	11
Figure I.11	schéma d'un système PV un seul étages	11
Figure I.12	Schéma d'un système PV à deux étages	12
Figure I.13	schéma du système PV étudié	13
Figure II.1	Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque	16
Figure II.2	Influence de la résistance série sur le PPM	19
Figure II.3	Structure générale d'un régulateur par logique floue	23
Figure II.4	Structure de base de la commande floue	24
Figure II.5	Fonction d'appartenance des variables d'entrées E et CE	25
Figure II.6	Fonction d'appartenance de la variable de sortie	25
Figure II.7	Circuit électrique de base du hacheur survolteur	26
Figure II.8	Allure des variables dynamiques	28
Figure II.9	Caractéristique de la tension et du courant du hacheur survolteur	30
Figure II.10	Caractéristique I-V et P-V en fonction de l'éclairement	31
Figure II.11	Caractéristique I-V et P-V en fonction de la variation de température	32
Figure II.12	Bloc de Simulink pour MPPT	32
Figure II.13	simulation de commande par logique floue	32
Figure II.14	Système globale (GPV, convertisseur, MPPT, charge)	33
Figure II.15	Schéma de MPPT floue-MPPT sous MATLAB-Simulink	34
Figure II.16	Variation des entrées-sorties de la commande floue	34
Figure II.17	tension V_{dc} et V_{pv} en variation de l'éclairement	35
Figure II.18	courant I_{dc}et I_{pv}suivant une variation de l'éclairement	35
Figure II.19	La variation de la puissance P avec la variation de l'éclairement	36
Figure II.20	Le rapport siqulic D avec la variation de l'éclairement	36
Figure III.1	Structure de l'onduleur de tension triphasé à deux niveaux	39
Figure III.2	Structure de l'onduleur de tension à deux niveaux simplifiée	40
Figure III.3	Principe de fonctionnement de la MLI triangulé-sinusoïdale	42
Figure III.4	Schéma monophasé équivalent du filtre LC	42
Figure III.5	Structure générale d'une PLL	44
Figure III.6	Boucle de Contrôle de la PLL	45
Figure III.7	Représentation du vecteur V dans le repère dq	45
Figure III.8	Représentation de la connexion Onduleur- Réseau	46
Figure III.9	Schéma équivalent du réseau électrique dans le repère dq	47
Figure III.10	Boucle de régulation du courant d'axe direct	48
Figure III.11	Boucle de régulation réduite du courant	49
Figure III.12	Boucle de régulation de la tension du bus continu	50
Figure III.13	Système de contrôle du système connecté au réseau	53
Figure III.14	la structure de l'onduleur a deux niveaux	53
Figure III.15	schéma circuit de filtre LC triphasé	54
Figure III.16	Schéma bloc Simulink de la PLL	54
Figure III.17	schéma global de la régulation du system PV avec le réseau	55
Figure III.18	Tension de référence du bus continu et tension mesurée	56
Figure III.19	Tension triphasés du réseau électrique	56
Figure III.20	la composante directe du courant	57

Figure III.21 la composante en quadrature du courant 57
Figure III.22 Courants triphasés injectés dans le réseau 58
Figure III.23 Courant efficace de la phase a (ira) du réseau 58
Figure III.24 Courant et tension de la phase (a) du réseau 58
Figure III.25 Zoom du courant et de la tension de la phase (a) du réseau 59
Figure III.26 Analyse spectrale et THD de la phase (a) du réseau un éclairement de 1000w/m^2 59
Figure III.27 Analyse spectrale et THD de la phase (a) du réseau un éclairement de 800w/m^2 59
Figure III.28 Analyse spectrale et THD de la phase (a) du réseau un éclairement de 600w/m^2 60
Figure III.29 Puissance injectée dans le réseau électrique 60
Figure III.30 Tension de sortie de de l'onduleur (phase(a)) 61
Figure III.31 Zoom de la tension de sortie de de l'onduleur (phase(a)) 61
Figure III.32 Les tensions simples triphasées de sortie de de l'onduleur 62
Figure III.33 Tension composée de de l'onduleur Vab 62
Figure III.34 Zoom de la tension composée de l'onduleur Vab 62
Figure III.35 Tension de référence du bus continu et tension mesurée 63
Figure III.36 la composante directe du courant 63
Figure III.37 la composante en quadrature du courant injecté dans le réseau 63
Figure III.38 Courants triphasés injectés dans le réseau 64
Figure III.39 Courant efficace de la phase a (ira) du réseau 64
Figure III.40 Zoom des Courant et tension de la phase (a) du réseau 64
Figure III.41 Puissance injectée dans le réseau électrique 65
Figure IV.1 Fonctionnement normal d'un onduleur raccordé au réseau 67
Figure IV.2 Représentation du circuit de la condition d'ilotage 67
Figure IV.3 Schéma de raccordement d'un générateur au réseau 71
Figure IV.4 courbe décalage de fréquence sinusoïdale SMS 74
Figure IV.5 Schéma de simulation globale du système 78
Figure IV.6 montrer la variation de la fréquence 79
Figure IV.7 représenté la commande d'ilotage 79
Figure IV.8 reprisant les courants Ion, Ir, Ich 80
Figure IV.9 la variation de la tension de la charge Vch 80
Figure IV.10 la tension et le courant de la charge 81
Figure IV.11 repesant l'augmentation de tension Udc âpre la coupure 81
Figure IV.12 montrer la variation de la fréquence 82
Figure IV.13 représenté la commande d'ilotage 82
Figure IV.14 reprisant les courants Ion, Ir, Ich 83
Figure IV.15 la variation de la tension de la charge Vch 83
Figure IV.16 la tension et le courant de la charge 83

Liste des Tableau

Table II.1 Caractéristiques des différentes techniques de MPPT 19
Table II.2 Caractéristiques des différentes techniques de MPPT 23

Table II.3 Exemple d'une table déréglée pour une commande logique floue 26

Acronymes

Eg : Energie de la bande interdite (eV) ou énergie de gap.
S : Surface du module photovoltaïque (m2).
E : Eclairement (W/m2).
Iph : Le courant de cellule (A).^
Ich :le courant de la charge (A)
Vch :la tension de la charge (V)

Ion : l courant de la sortie de l'onduleur
Ir : le courant de reseau.
Ipv**:** Le courant photovoltaïque (A).
Isat=I0: Courant de saturation (A).
Rp : Résistances parallèle shunt(Ω).
RS : Résistance série (Ω).
S : la surface du module photovoltaïque (m2)
D : le rapport cyclique.
Tc : Température de jonction (°K).
G : L'éclairement de référence (1000 W/m2).
Tref : La température de référence (298 °K).
α : Le coefficient de courant en fonction de température (A/°C).
Isc : Le courant de court-circuit (A).
Vco : La tension de circuit ouvert (V).
Ns : Nombre de modules dans le panneau en série.
Np : Nombre de modules dans le panneau en parallèle.
Pmax : La puissance maximale produite PV (W).
Vmax : Tension qui correspond à la puissance maximale (V).
Imax: Courant qui correspond à la puissance maximale (A).
Vopt : Tension optimale (V).
Iopt : Courant optimum (A).
Vco : Tension à circuit ouvert (V).
K : coefficient de Boltzmann (1.38.10-23 J / K).
Tamb : Température ambiante (C°).
Tc : Température de la cellule (C°).
PV : Photovoltaïque.
GPV : Générateur Photovoltaïque.
FF : Facteur de forme.
MPPT: Maximum Power Point Tracking.
PPM : Le Poursuit Pointe Maximale.
DC : Courant Continu (Direct Curent).
AC : Courant Alternatif (Alternative Curent).
NPC : Point Neutre serré (Neutral Point Clamped).
E : erreur.
CE : changement d'erreur.

Introduction Générale

L'apport en énergie dans les zones rurales, l'augmentation constante de la consommation en électricité, le réchauffement climatique, l'épuisement des ressources énergétiques fossiles et la perturbation de leurs prix, sont au cœur des problématiques du développement durable.

L'introduction de la production photovoltaïque dans le réseau électrique qui, à l'origine, n'ont pas été conçus pour les recevoir, entraîne l'apparition de phénomènes nouveaux tel que le transfert bidirectionnel de la puissance, l'interaction entre les différents systèmes de productions, la déconnection intempestive des onduleurs ….etc. c'est dans ce contexte, le travail présenté dans cet mémoire est une contribution pour une meilleure intégration des sources d'énergie renouvelable dans la production décentralisée d'électricité.[17]

Le comportement et l'interaction entre les différents constituants du système électrique doit être étudié. Les convertisseurs statiques seront modélisés en suivant une démarche classique, basée sur la notion de connexion idéalisée, mais capable d'intégrer tout type de stratégie de commande. Dans la plupart des applications considérées, l'interface avec le réseau comprend de l'électronique de puissance.

Dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau, l'un des objectifs que doit réaliser l'onduleur connecté au réseau, est le contrôle du courant issu du champ de modules photovoltaïques et de la puissance injectée au réseau suivant les normes en vigueur. De ce fait, les spécifications standards qui servent à la conception d'un onduleur connecté vont concerner la puissance nominale, la tension nominale du réseau, la tension maximale du DC bus, le contrôle de l'onduleur etc.[17]

La connexion et la déconnexion dans le cas échéant du système photovoltaïque est un sujet primordial mis en avant lors d'un défaut particulier du réseau électrique : l'îlotage. On parle d'îlotage lorsqu'un générateur se retrouve déconnecté du réseau principal et continu à

alimenter des charges, forme un îlot avec ces charges. Déférents risques en découlent : la dégradation des équipements électriques en cas de dérives de tension et de fréquence importantes, les problèmes de déphasage entre réseau et générateur lors du ré-enclenchement après un défaut, les problèmes de sécurité pour le public et le personnel de maintenance (ligne toujours sous tension).

Le travail effectué dans ce mémoire est centré principalement sur le système de conditionnement du GPV et leurs connexions et déconnexions du réseau électrique en ajoutant à la structure de commande de l'onduleur une fonction vitale : détection d'ilotage, qui gère le système dans ces situations et apporte des solutions de sécurité pour le fonctionnement du système PV.

CHAPITRE I

Généralité sur les systèmes photovoltaïques

I.1. Introduction :

Face à l'épuisement des ressources énergétiques fossiles et aux problèmes environnementaux causés par l'émission des gaz à effet de serre lors de l'exploitation de ces ressources, d'autres ressources énergétiques alternatives ont été et doivent continuer à être développées.

L'énergie renouvelable c'est une nouvelle vue mondiale, elle contient plusieurs type (solaire, éolien,…etc.) tous les jours, le soleil fournit de l'énergie à la Terre. Les payés en monde peuvent utiliser cette énergie gratuite grâce à une technologie appelée photovoltaïque, qui transforme l'énergie solaire en électricité.

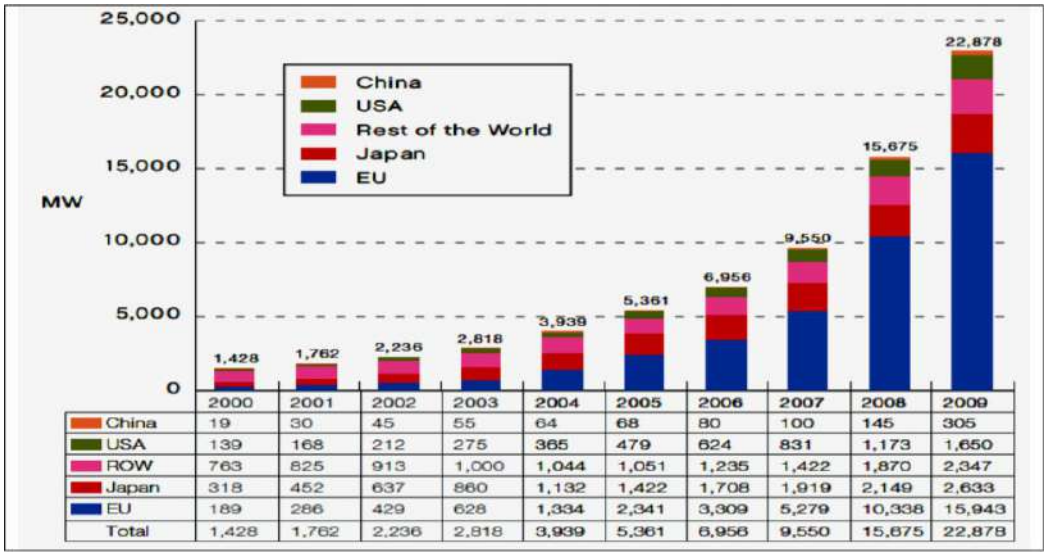
Les modules ou panneaux photovoltaïques sont composés de semi-conducteurs qui permettent de transformer directement la lumière du soleil en électricité.

Ces modules peuvent s'avérer une source d'énergie qui est sûre, fiable, sans entretien et non polluante pendant très longtemps. La majorité des modules sur le marché aujourd'hui sont pourvus de garanties de plus de 20 ans, et ils fonctionneront bien au-delà de cette période [1].

I.2 Etat et statistique des énergies renouvelable :

I.2.1Etat et statistique des énergies renouvelable au monde :

Dans les dernier Années le monde affiche un manque d'électricité donc les Pey mondiale donne des importances pour les énergies renouvelable (solaire ; éolienne ;…etc.) Permi ces énergie les Pey du 1er monde utiliser le solaire comme une source gratuit à base de l'énergie solaire pour la production d'électricité.



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
China	19	30	45	55	64	68	80	100	145	305
USA	139	168	212	275	365	479	624	831	1,173	1,650
ROW	763	825	913	1,000	1,044	1,051	1,235	1,422	1,870	2,347
Japan	318	452	637	860	1,132	1,422	1,708	1,919	2,149	2,633
EU	189	286	429	628	1,334	2,341	3,309	5,279	10,338	15,943
Total	1,428	1,762	2,236	2,818	3,939	5,361	6,956	9,550	15,675	22,878

Figure I.1 : Puissance installée centrales PV dans le monde [6]

La Figure I.1 présente l'évolution de la puissance installée cumulée des installations PV dans le monde de 2000 à 2009. Cette figure montre la forte progression des installations PV. À la fin de 2008, cette puissance installée approchait 16 GW, et en 2009 près de 23 GW étaient installés qui produisent environ 25 TWh d'électricité sur une base annuelle. Quatre pays ayant la capacité installée cumulée des systèmes PV plus de 1 GW sont : l'Allemagne (5,3 GW), l'Espagne (3,4 GW), le Japon (2,1 GW) et les Etats-Unis (1,2 GW). Ces pays représentent près de 80% de la capacité installée mondiale. D'autres pays (Australie, Chine, France, Grèce, Inde, Italie, Corée et le Portugal) sont en train d'accélérer dû à la nouvelle politique et au plan de soutien économique.

I.2.2. Etat et statistique des énergies renouvelable en Algerie :

L'Algérie, à l'instar des autres pays du monde, ambitionne de développer le secteur des énergies renouvelables dont la contribution, hors hydraulique, dans le bilan énergétique est quasiment nulle. La production électrique nationale repose presque en totalité sur les combustibles fossiles. Les énergies renouvelables en Algérie est en cours de développement par rapport les années de 90, il existe plusieurs projet installer et en cour de l'installation dans les dernier 5 ans.

De par sa situation géographique, l'Algérie possède le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen et dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde avec 169440 TWh/an (évaluation effectuée par satellites par l'Agence Spatiale Allemande DLR), soit cinq mille fois la consommation nationale en électricité. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2500 heures par Anet peut atteindre les 3900 heures (Hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m2 est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire

national, soit près de 1700 kWh/m2/an au Nord et 2650 kWh/m2/an au Sud du pays. La répartition du potentiel solaire au niveau du territoire algérien est présentée sur la figure I.2, selon l'ensoleillement reçu annuellement.

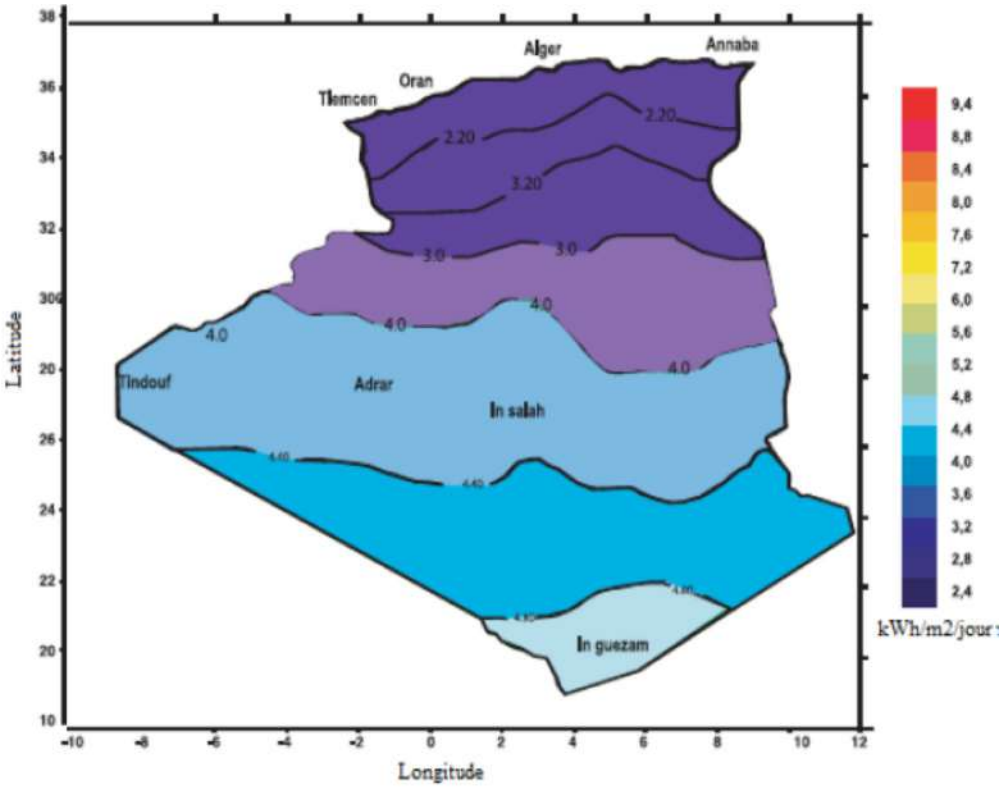


Figure I.2 : schéma de** l'ensoleillement reçu annuellement **en Algerie.

Le gouvernement algérien a adopté, récemment, un programme de développement des énergies renouvelables dans une version actualisée qui prévoit de produire 22.000 MW sur la période 2015-2030 avec une part de près de 27% dans la production d'électricité.

La révision de ce programme porte essentiellement sur le développement du photovoltaïque et de l'éolien à grande échelle, sur l'introduction des filières de biomasse (valorisation des déchets), de la cogénération et de la géothermie et sur le report du développement du solaire thermique (CSP) jusqu'à 2021 en raison de ses coûts encore élevés, précise le ministère.

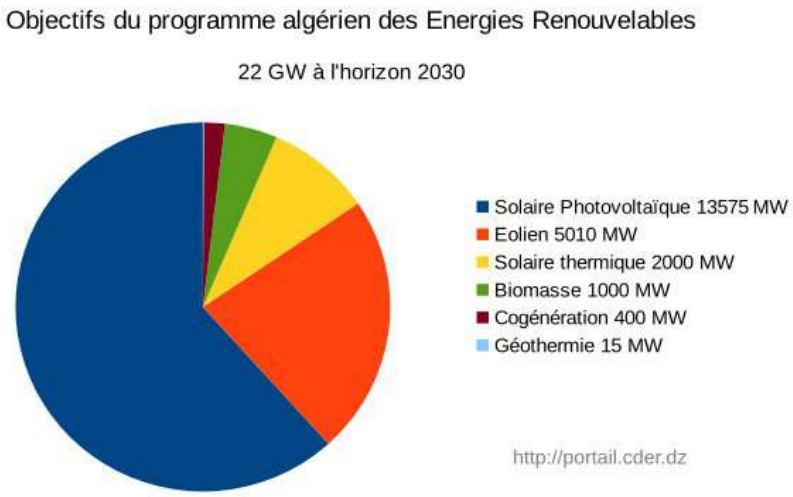


Figure I.3 : schéma de l'objectif en énergie renouvelables en Algerie.

Par filières technologiques, le solaire photovoltaïque participera à la réalisation de ce programme à hauteur de 13.575 MW, l'éolien à 5.010 MW, la biomasse à 1.000 MW, la cogénération à 400 MW et la géothermie à 15 MW.
La réalisation de ce programme permettra d'atteindre, à l'horizon 2030, une part de renouvelables de près de 27% dans le bilan national de production d'électricité. En outre, le volume de gaz naturel épargné par les 22.000 MW en renouvelables, atteindra environ 300 milliards de m3, soit un volume équivalent à 8 fois la consommation nationale de l'année 2014.

I.3. Les différentes technologies des cellules photovoltaïques

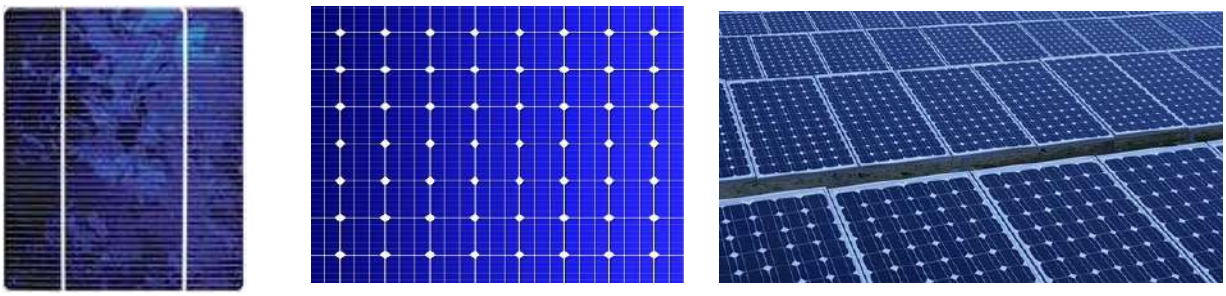


Figure I.4 : Schéma de différant type photovoltaïque (cellule, module et panneaux).

La cellule PV est fabriquée à l'aide de matériaux semi-conducteurs comme les transistors ou les puces dans un ordinateur. On peut la représenter comme une diode plate qui est sensible à la lumière. Quand un photon de lumière, d'énergie suffisante, heurte un atome sur la partie négative de cette diode, il excite un électron et l'arrache de sa structure

moléculaire, créant ainsi un électron libre sur cette partie. Une photopile est fabriquée de manière à ce que cet électron libre ne puisse se recombiner facilement avec un atome à charge positive, avant qu'il n'ait accompli un travail utile en passant dans un circuit extérieur. Comme une pile chimique (c'est-à-dire une batterie), la cellule photovoltaïque produira de l'électricité à courant continu (cc), mais son énergie produite sera fonction principalement de la lumière reçue par la photopile [5].

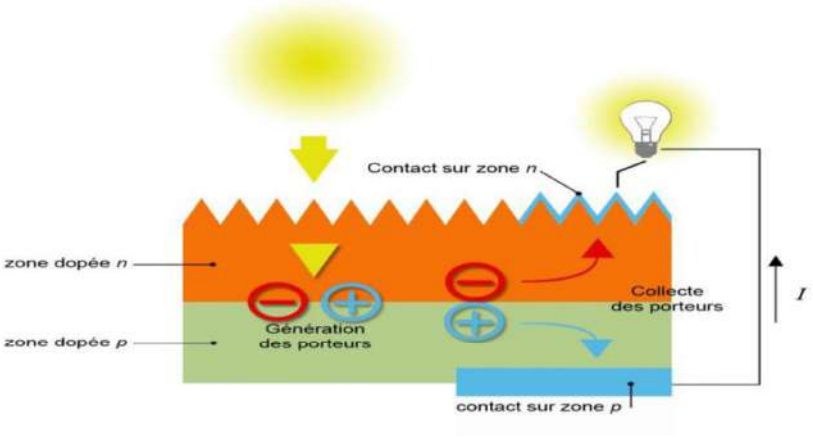


Figure I.5 : Principe de fonctionnement de la cellule PV.

Les différentes technologiques de cellules dépendent des matériaux semi-conducteurs utilisés. Les principaux types sont présentés dans le schéma ci-dessous. Beaucoup sont en phase de recherche et de développement.

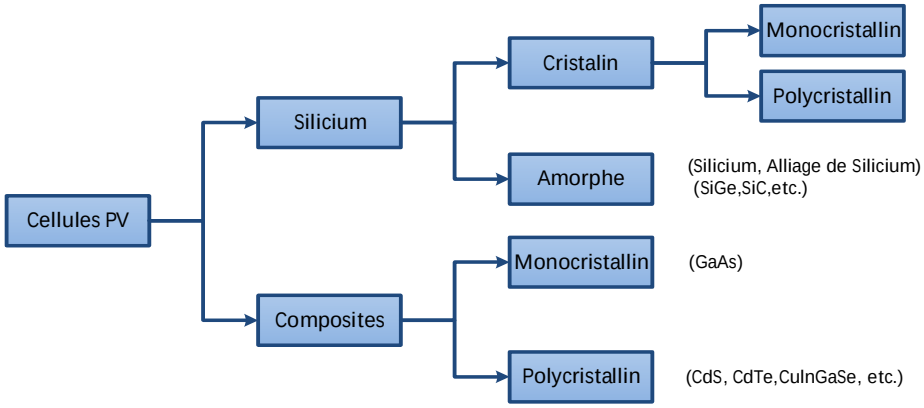


Figure I.6: Les différentes technologies photovoltaïques [2].

I.3.1. Filière du silicium :

Cette filière représente aujourd'hui près de 99% de la production mondiale en termes de matériaux photovoltaïques et comporte [3]:

- Le silicium monocristallin : Qui représente environ 29% du marché photovoltaïque mondial, avec un rendement typiques (pour les produits commerciaux) autour de 17% pour les cellules et de 14,5% pour les modules.
- Le silicium poly-cristallin : Qui représente environ 62% du marché photovoltaïque mondial, avec un rendement typique (pour les produits commerciaux) autour de 14,5% pour les cellules et de 12,5 pour les modules.
- Le silicium amorphe :Avec une épaisseur plus petite, et un coefficient d'absorption plus grand que les filières présentées ci-dessus, le coût du silicium amorphe est réduit mais avec un rendement (pour les produits commerciaux) de 8% ce qui le limite aux applications de très petites puissances.

I.3.2. Filière non silicium (composite) :

Cette filière comporte deux catégories distinctes, à savoir les composites monocristallins (GaAs) et poly-cristallins. Mais deux technologies se sont imposées progressivement, l'une basée sur le tellurure de cadmium (noté CdTe), et l'autre sur les alliages Cu (In, Ga) Se2, (cuivre indium/gallium sélénium noté CIGS) appelées filières CIS pour les rendements records qu'elles présentent de 16,5 % pour CdTe et de près de 20 % pour CIS (19,5 %) [3].

I.4. Schéma équivalent d'une cellule solaire :

Technologiquement, un capteur PV est proche d'une diode PN de par sa construction, les matériaux utilisés, et les phénomènes physiques identiques mis en œuvre.

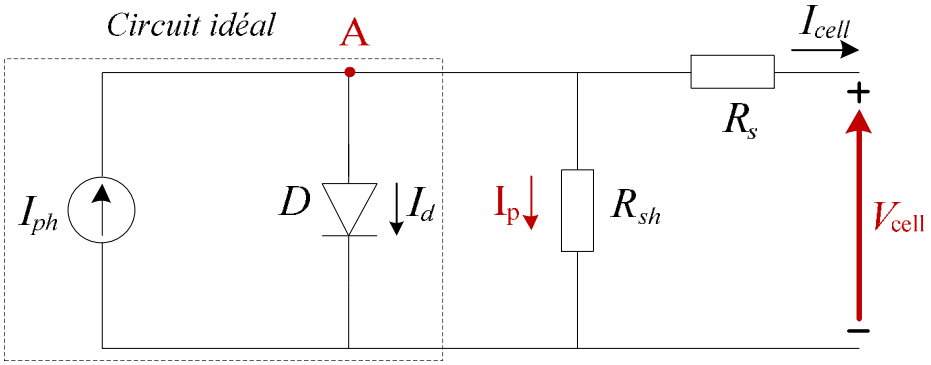


Figure I. 7: Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque [4]

Ce modèle n'est pas universel, de nombreux auteurs ont proposé des modèles plus sophistiqués qui représentent avec plus de précision le phénomène photovoltaïque. En effet, ces prototypes tiennent compte de certains phénomènes tels que la recombinaison des électrons et les courants de fuite liés aux diodes. Cependant, le modèle présenté offre un bon compromis entre simplicité et précision.

La photopile présentée comporte en réalité une résistance série (R_s) et une résistance shunt (R_{sh}). Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique I=f(V):

- La résistance série : elle représente la résistance interne de la cellule, elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles [4].
- La résistance shunt : elle est due à un courant de fuite au niveau de la jonction, elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée [4]

La figure I.8 représente la courbe *I=f(V)* d'un module photovoltaïque typique dans des conditions constantes d'irradiation et de température.
L'irradiation standard adoptée pour mesurer la réponse des modules photovoltaïques est une intensité rayonnante de 1000 W/m2 et une température de 25°C.

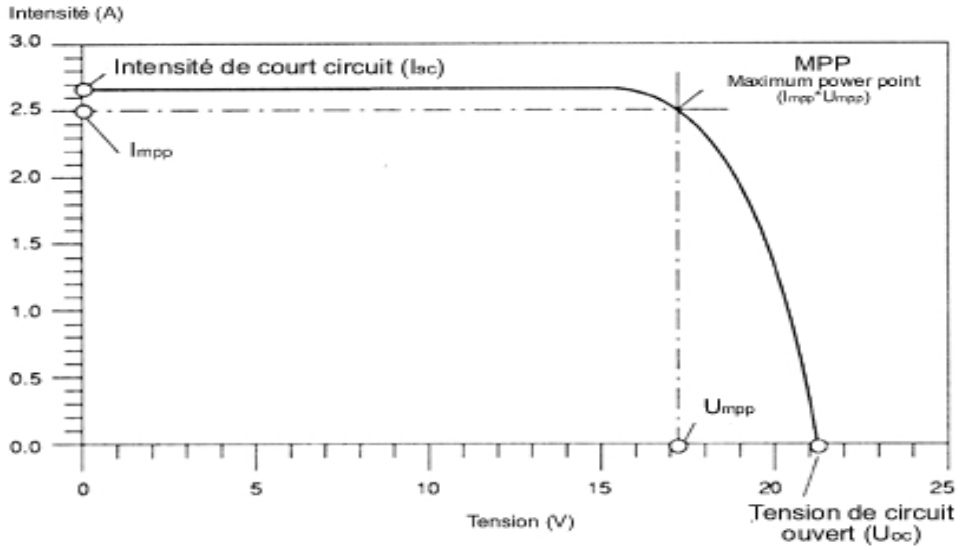


Figure I. 8 : schéma d'un module photovoltaïque typique

Il est difficile de donner un caractère source de courant ou de tension à une cellule photovoltaïque sur toute l'étendue de la caractéristique courant-tension. Par conséquent, la cellule photovoltaïque est considéré comme une source de puissance avec un point MPP où la puissance se trouve être maximale. Il est donc intéressant de se placer sur ce point pour tirer le maximum d'énergie et ainsi exploiter au mieux la puissance crête installée.
Il est important de noter que certains régulateurs solaires réalisent une adaptation d'impédance afin qu'à chaque instant on se trouve proche de ce point MPP.

I.5. Les différant type des system photovoltaïque :

Bien que fondamental dans la chaîne que représente un système, le module photovoltaïque à lui seul ne vaut pas grand-chose : pour répondre à un besoin défini, il faut en fait l'associer étroitement à un système complet correspondant à une application bien spécifique.
Les systèmes PV sont classés en deux grandes catégories selon la manière dont l'énergie est utilisée:

- Systèmes isolés et autonomes.
- Systèmes raccordés au réseau.

La Choix de type dépend des besoins, d'emplacement et de budget.

I.5.1. Système photovoltaïque autonome

Le rôle des systèmes autonomes est d'alimenter un ou plusieurs consommateurs situent dans une zone isolée du réseau électrique. Comme on le remarque sur la Figure I.9 qui représenté l'exemple d'un système PV autonome, un système de stockage est associeaux générateurs PV pour assurer l'alimentation à chaque instant et pendant plusieurs jours malgré l'intermittence de la production.

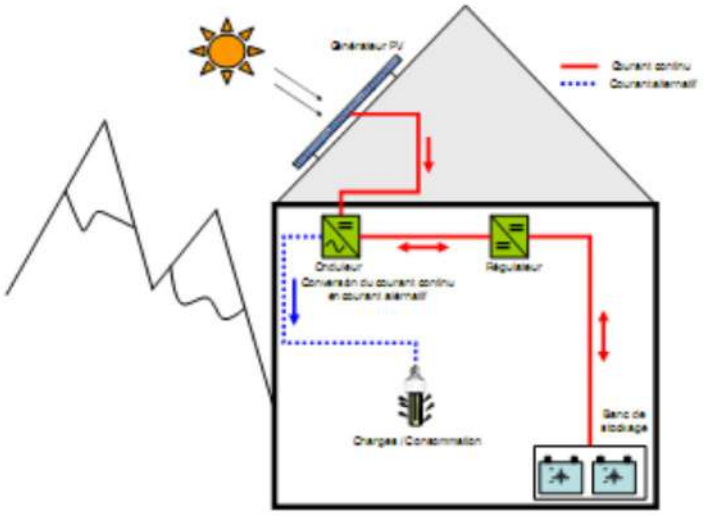


Figure I. 9 : Exemple de la structure d'un système PV autonome

I.5.2. Système photovoltaïque connecté au réseau

La Figure I.10 représente un système PV connecté au réseau électrique, dont le rôle principal est de contribuer à la production d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau. D'un point de vue électrique, l'énergie produite par les modules est directement consommée par les Charges locales de l'habitat. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation Instantanée est injecte sur le réseau. Le réseau est utilisé en appoint à la production PV.

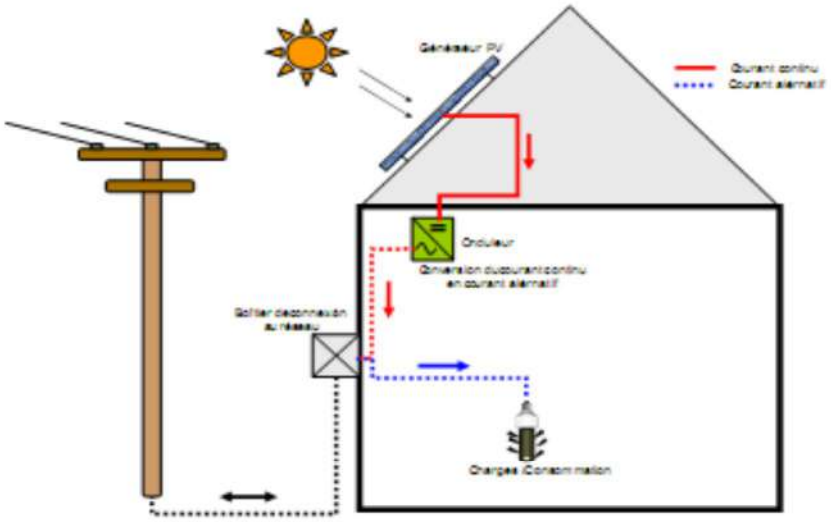


Figure I. 10 : Exemple d'un système PV connecté au réseau [7]

I.6. Les différents types de system PV raccordé au réseau électrique :

Il existe deux types de system PV raccordé au réseau électrique :

I.6.1. Système PV avec une seule étape (single-stage) :

La structure du système raccordé au réseau en une seule étape est illustrée à la figure 1 Le système se compose d'un générateur photovoltaïque (PV), capacitif DC-lien, une source de tension-onduleur triphasé (VSI) et un filtre inductance de sortie.

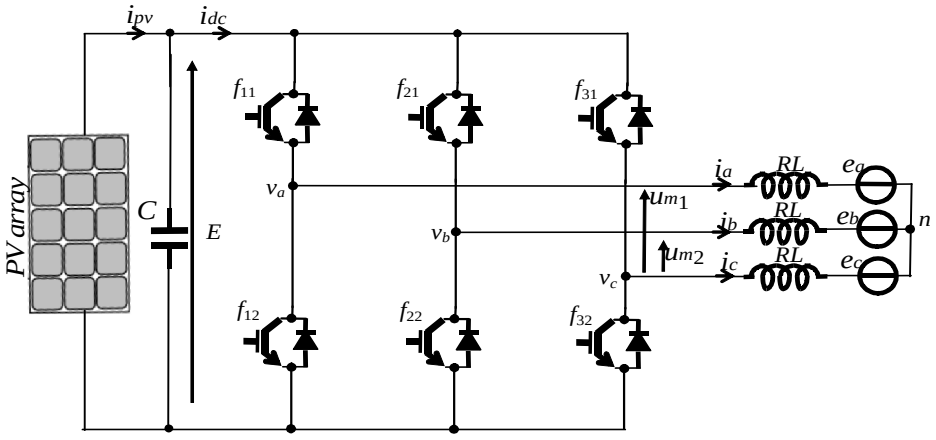


Figure I.11 : schéma d'un système PV un seul étages.

I.6.2. System PV avec deux étages (deux stage) :

Dans cette structure il est nécessaire d'utiliser un étage d'adaptation afin d'adapter la puissance aux nécessités de l'installation. Le générateur photovoltaïque est connecté au bus

continu par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu ou bien un DC-AC-DC. Un onduleur génère une tension modulée. Un filtre est placé à la sortie de l'onduleur, pour réduire la distorsion harmonique du courant devant être injecté dans le réseau.

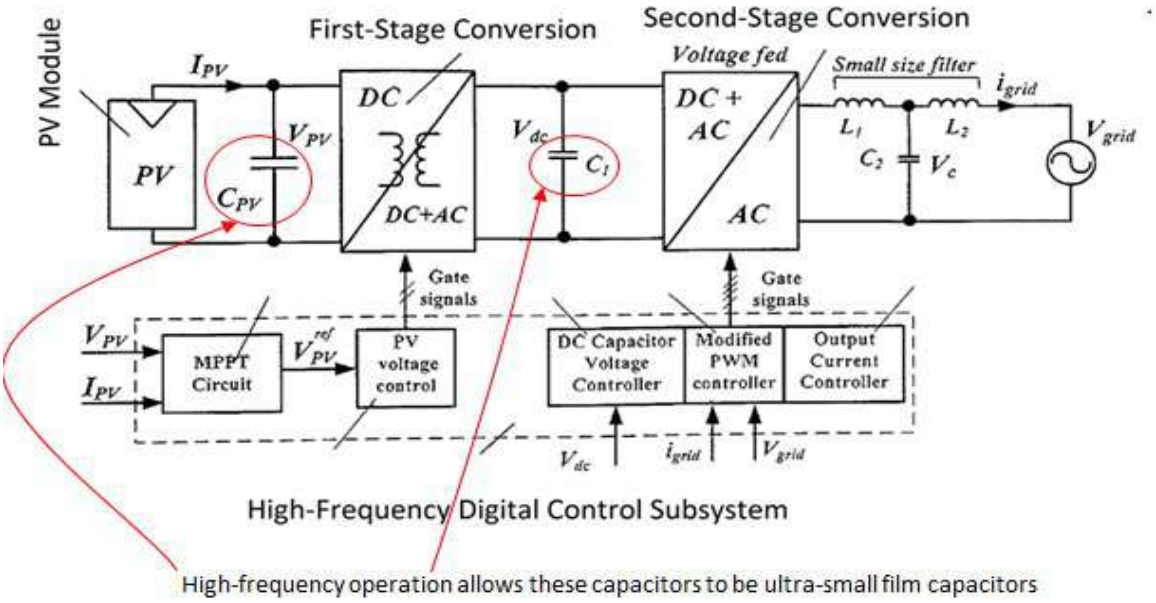


Figure I.12 : Schéma d'un système PV à deux étages.

I.7. Contrôle de l'onduleur connecte au réseau :

Généralement dans un système photovoltaïque de connexion au réseau électrique, c'est le courant que l'onduleur injecte au réseau qui doit être réellement contrôlé. Dans la plupart des applications des onduleurs VSI avec modulation de largeur d'impulsion PWM, les convertisseurs ayant une structure de contrôle composé d'une boucle interne de courant.
Le courant de sortie doit être le plus sinusoïdal possible avec une faible distorsion harmonique comme l'exige les normes d'un système de connexion au réseau [1], [2].

le rendement du convertisseur et de l'onduleur dépendent pour une grande partie de la stratégie de commande utilisée, cependant le contrôle du courant est un des sujets les plus importants dans les applications des onduleurs pour les avantages qu'il présente [3], [4]. Parmi les fonctions intégrées dans la structure de commande de l'onduleur :

- Contrôle du courant instantané et grande précision
- Protection maximum du courant Dynamique très bonne
- Compensation de la chute de tension des semi-conducteurs et le temps mort des Transistors,
- Compensation du bus continu et les variations de la tension alternative de la Sortie.

- Protection anti-ilotage du système PV avec le réseau électrique. Cette dernière fonction sera détaillée dans le chapitre IV.

I.8. Description de systèmes PV étudié

Le schéma électrique du système photovoltaïque connecté au réseau à travers le convertisseur élévateur et l'onduleur est montré dans la figure 3.2. Les éléments qui forment ce système sont : le module solaire photovoltaïque, le convertisseur élévateur 'boost' et le convertisseur CC/CA 'onduleur'. Les modules PV sont connectés dans une configuration de série-parallèle pour correspondre à la tension continue et la puissance nominale nécessaire. Le hacheur dans le système PV a pour rôle d'optimiser le transfert d'énergie du générateur PV vers la charge. Ceci se fait via la commande de l'interrupteur en utilisant un algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui recherche le point de puissance maximale et fait fonctionner le système en ce point.

Le condensateur d'entrée prend en charge la tension des panneaux solaires pour la VSI et vise à réduire l'ondulation à haute fréquence de la tension à courant continu dans le côté d'entrée de l'onduleur. En règle générale, simples inductances (L) sont utilisées comme un filtre d'interface réseau et l'onduleur, comme représenté sur la Figure I.13.

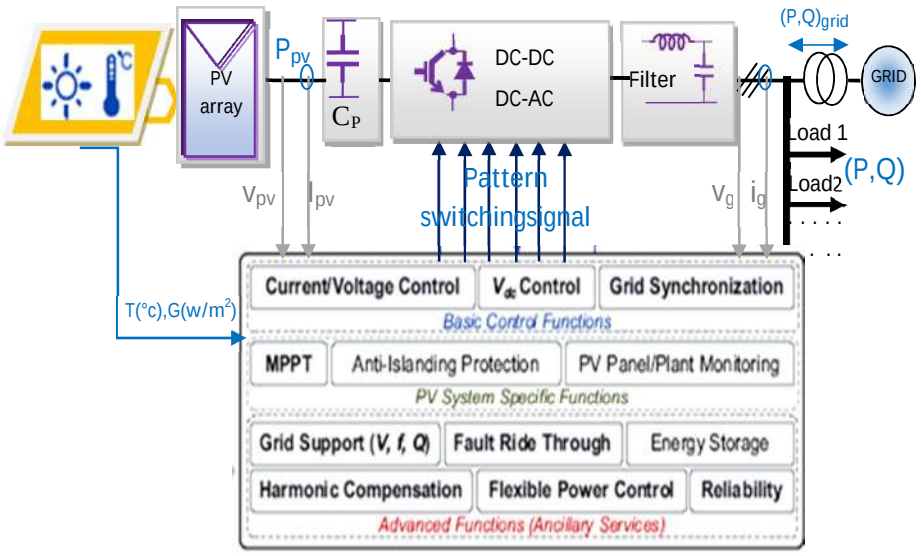


Figure I.13 : schéma du système PV étudié.

L'onduleur est chargé de la conversion du courant continu en courant alternatif, d'injecter la puissance maximale au réseau électrique avec un courant le plus sinusoïdal possible et avec une distorsion d'harmonique minimale.
Cette structure est subdivisée en deux parties:

1) Un contrôle MPPT, dont le principal objectif est d'extraire le maximum de puissance du générateur PV.
2) Un Contrôle de l'onduleur, qui a pour principal objectif:

- le contrôle de la puissance active injectée au réseau.

- le contrôle de la tension du bus DC.
- d'assurer une meilleure qualité de la puissance injectée.
- la synchronisation avec le réseau.

I.9. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté le principe de la production photovoltaïque et les principales caractéristiques de cette source. Une présentation et une description sur les différents types de systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique sont effectuées. Un état et statistique sur le potentiel des énergies renouvelables, principalement l'énergie solaire photovoltaïque en Algérie, suivi des diverses topologies de connexion du générateur au réseau étaient présentés. Le chapitre suivant sera consacré à la commande MPPT du champ photovoltaïque.

CHAPITRE II

Commande MPPT du système photovoltaïque

II.1. Introduction :

Lemodule solaire ne peut générer sa puissance maximale que pour une certaine tension et courant de fonctionnement, la position de ce point de fonctionnement dépendant à son tour de l'ensoleillement et de la température ainsi que de la charge. Pour que le module fournisse sa puissance maximale disponible il faut une adaptation permanente de la charge avec le générateur photovoltaïque.
Cette adaptation pourra être réalisée par l'insertion d'un convertisseur DC-DC (hacheur) contrôlé par une technique de poursuite «Maximum Power Point Tracking» (MPPT) [8] [5].

Le but de ce chapitre est d'introduire commande MPPT des convertisseurs DC- DC. On présente la méthode MPPT basées sur la logique flou, la modélisation d'un champ PV et la modélisation d'un convertisseur DC-DC survolteur (boost).

II.2. Modélisation du champ photovoltaïque :

Le champ photovoltaïque c'est un ensemble des panneaux photovoltaïques associés. Donc pour une modélisation d'un champ PV il fout une modélisation d'un panneau photovoltaïque.

II.2.1. Modélisation du panneau PV:

Le champ photovoltaïque c'est un ensemble des panneaux photovoltaïques associés. Donc pour une modélisation d'un champ PV il faut une modélisation d'un panneau photovoltaïque qui revient à la cellule PV élémentaire.

Dans notre étude, on utilisera le modèle illustré par la figure II.1. Ce modèle fait intervenir un générateur de courant pour modéliser le flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule et deux résistances (série et shunt) pour les pertes [9].

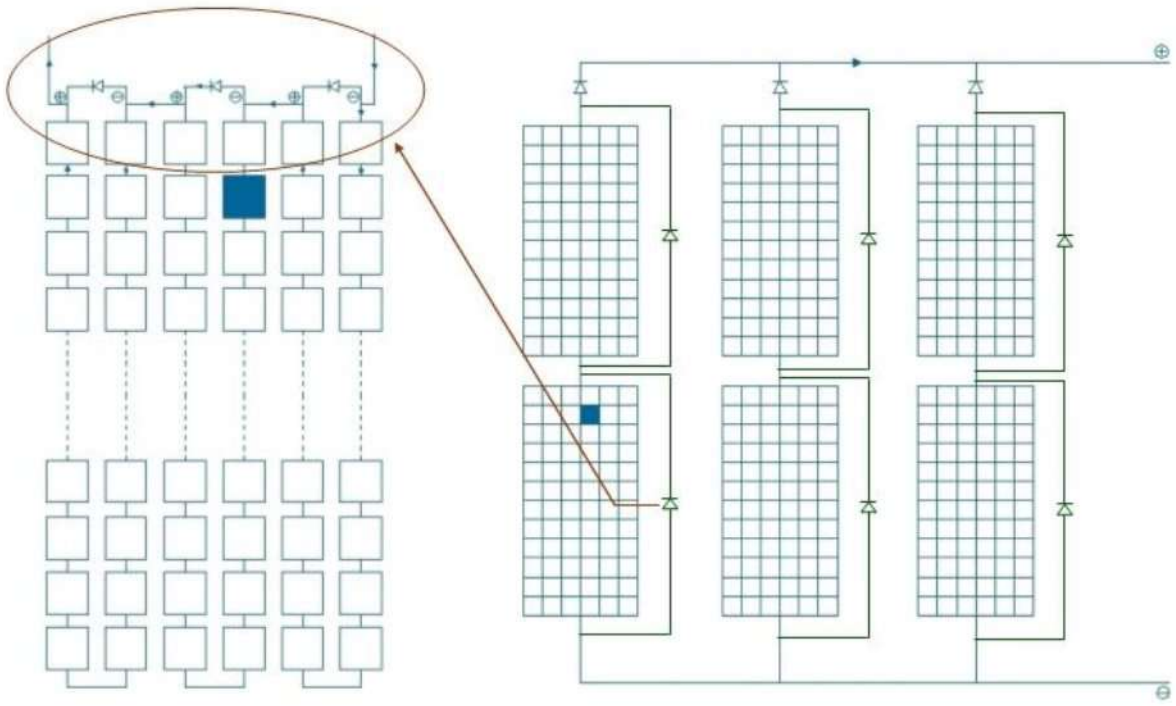


Figure II. 1: Schéma d'un module photovoltaïque [4]

Ce modèle est dit à cinq paramètres, ces paramètres sont : le photo-courant (I_{ph}), le courant de saturation (I_0), le facteur d'idéalité de la jonction (A), la résistance série (R_s) et la résistance shunt (R_{sh}).

Si on néglige l'effet de la résistance shunt R_{sh}, en le considérant infini, on retrouve le modèle à quatre paramètres qui est très utilisé. Et si en plus, on néglige la résistance série, on retrouvera alors le modèle à 3 paramètres.

Le choix du modèle se fait en fonction des besoins de l'étude. Le modèle à cinq paramètres offre un bon compromis entre simplicité et précision.

Pour pouvoir élaborer le modèle du panneau PV, on utilise des équations de base tirées de la théorie des semi-conducteurs et du photovoltaïque. Ces équations permettent de décrire la caractéristique I-V de la cellule et du module en donnant les expressions des différents courants [26].

a. Le photo-courant

   C'est le courant généré par une cellule, il est proportionnel à l'irradiation solaire et est légèrement influencé par la température selon l'équation suivante :

$$I_{??} = [I_{??} + K_?(T - T_{???})] \times \frac{G}{G_{???}} \quad (II.1)$$

Avec :

- $I_{??}$ Courant de court-circuit du panneau (donné par le constructeur)
- $K_?$ Courant de court-circuit divisé par le coefficient de température du panneau
- T Température ambiante
- G Irradiation sur la surface de la cellule
- $T_{???}$ Température de référence (298 K)
- $G_{???}$ Irradiation de référence (1000 W/m²)

b. Le courant de saturation I_0

Ce courant varie avec la température et est donné par :

$$I_? = I_{??} ?\frac{T}{T_{???}}?^{?} \exp ?\frac{qE_?}{AK} ?\frac{1}{T_{???}} - \frac{1}{T}?? \quad (II.2)$$

Avec :

E_g [eV] Énergie de gap du semi-conducteur (1.1 eV pour le silicium poly-cristallin à 25°C)

c. Le courant de saturation inverse de la diode (courant de fuite)

Son expression est donnée par l'équation:

$$I_{??} = \frac{I_{??}}{\exp ?\frac{qV_{??}}{N_?AKT}? - 1} \quad (II.3)$$

Où :

- $V_{??}$ Tension de circuit ouvert du module (donnée par le constructeur)
- q Charge de l'électron (1.602. 10^{-19} C)
- $N_?$ Nombre de cellules connectées en série
- A Constante d'idéalité de la jonction (1<A<2)
- $?$ Constante de Boltzmann (1.3805 .10^{-23} J/K)

À partir des expressions décrites précédemment on peut déduire le courant délivré par une cellule :

$$I_{????} = I_{??} - I_? ?\exp ?\frac{q(V_{????} + R_?I_{????})}{N_?AKT}? - 1 ?- \frac{V_{????} + R_?I_{????}}{R_{??}} \quad (II.4)$$

d. Le courant du panneau

Les équations décrites précédemment ne peuvent représenter la caractéristique I-V d'un module PV puisqu'elles sont propres à une seule cellule PV qui représente l'élément de base du panneau, on introduit donc l'équation spécifique à un module :

$$I_{??} = N_? I_{??} - N_? I_? \left[\exp\left(\frac{q(V_{????} + R_? I_{????})}{N_? AKT}\right) - 1\right] - N_? \frac{V_{????} + R_? I_{????}}{R_{??}} \qquad (II.5)$$

Où :

Ns Nombre de cellules connectées en série dans un module.

Np Nombre de cellules connectées en parallèle dans un module.

On peut faire la simulation du panneau PV en utilisant l'équation II.4 (figure), pour une température et une irradiation données à l'entrée on retrouve la tension et le courant à la sortie du panneau

Certaines informations nécessaires à la modélisation ne figurent pas sur la fiche technique du panneau, il faut donc les tirer par les méthodes suivantes :

- Les résistances série (R_s) et shunt (R_{sh}) [11]

Plusieurs formules mathématiques ont été proposées afin de déterminer ces deux paramètres, néanmoins, toute expression de R_s et R_{sh} sera toujours basée sur des données expérimentales. L'une des méthodes consiste à incrémenter la valeur de R_s dans un processus itératif en démarrant de la valeur $R_s = 0$ jusqu'à ce que la courbe I-V théorique corresponde aux données expérimentales fournies par le constructeur et ensuite faire de même pour R_{sh}. Seulement, cette méthode est loin d'être précise, puisque les résistances R_s et R_{sh} doivent être ajustées en même temps pour avoir un bon modèle I-V.

La référence [11] propose une méthode pour ajuster R_s et R_{sh} basée sur le fait qu'il n'existe qu'une seule paire $\{R_s, R_{sh}\}$ pouvant garantir $P_{max,m} = P_{max,e} = V_{mp} I_{mp}$,

Avec :

- $P_{max,m}$ représente le point de puissance maximale de la caractéristique I-V du modèle II.4 et est représenté par (V_{mp}, I_{mp}) ;
- $P_{max,e}$ représente le point de puissance maximale donné par le constructeur

Certaines méthodes rencontrées dans la littérature, ne tiennent compte que de la caractéristique I-V alors que la courbe P-V doit également correspondre aux données du constructeur. D'autres méthodes tiennent compte de la courbe P-V mais avec des modèles différents ou simplifiés en négligeant l'une des résistances par exemple.

La relation entre R_s et R_{sh}, les seules inconnues de l'équation II.4, peut être obtenue en posant l'égalité $P_{max,m} = P_{max,e}$ et résoudre par la suite l'équation pour tirer R_{sh} :

$$P_{? ??,?} = V_{? ?} \left[I_{??} - I_? \left[\exp\left(\frac{q}{kT} \frac{V_{? ?} + R_? I_{? ?}}{AN_?}\right) - 1\right] - \frac{V_{? ?} + R_? I_{? ?}}{R_{??}}\right] = P_{? ??,?} \qquad (II.6)$$

$$R_{??} = V_{? ?} \frac{V_{? ?} + R_? I_{? ?}}{?V_{? ?} I_{??} - V_{? ?} I_? ?\exp ?\frac{q}{kT} \frac{V_{? ?} + R_? I_{? ?}}{AN_?}?? + V_{? ?} I_? - P_{? ??,?}?} \quad (II.7)$$

Cette dernière équation montre que pour n'importe quelle valeur de R_s on aura une valeur de R_{sh} de manière à ce que la courbe I-V tirée du modèle mathématique coupe le point de puissance maximale donné par le constructeur. Il faut donc faire coïncider le PPM mathématique avec le PPM expérimental et ceci nécessite plusieurs itérations.

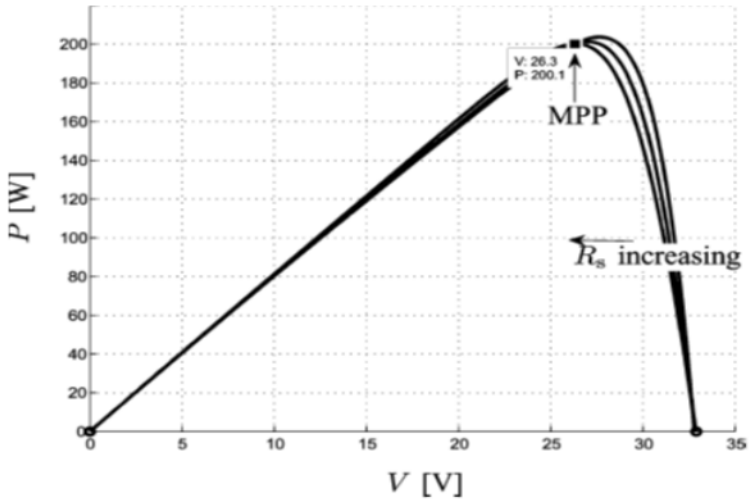


Figure II. 2 : Influence de la résistance série sur le PPM [11]

Dans ce processus d'itération, R_s doit être incrémentée légèrement en démarrant de R_s=0. On doit ainsi tirer la courbe P-V pour différentes valeurs de R_s et R_{sh} afin de l'ajuster pour coïncider avec le PPM expérimental. Lorsque R_s augmente, la courbe P-V se translate vers la gauche et le PPM théorique se rapproche du PPM expérimental.

- La constante d'idéalité de la diode (A)

La valeur de la constante d'idéalité de la diode peut être choisie de façon arbitraire. Les auteurs gardent différentes opinions quant à la façon la plus correcte d'estimer la valeur de cette constante car elle décrit le degré d'idéalité de la diode et est totalement empirique. De ce fait, n'importe quelle valeur de A peut être choisie initialement pour être modifiée par la suite si nécessaire car faire varier A peut légèrement améliorer la précision du modèle [27].

Les paramètres	Les valeurs	Les dimensions
I_{scn}	8.21	*A*
V_{ocn}	32.9	*V*
I_{mp}	7.61	*A*
V_{mp}	26.3	*V*
K_i	3.18e-3	*A/K*
K_v	-0.123	*V/K*
N_{cel}	54	
G_n	1000	W/m^2
T_n	298.15	*K*

Tableau II.1: Caractéristiques des différentes techniques de MPPT

II.3. La technique MPPT (Maximum Power Point Tracking) :

Le MPPT (Maximum Power Point Tracking) est un principe permettant de suivre le point de puissance maximale d'un générateur électrique non linéaire. Les premières utilisations du MPPT datent de 1968 [11].

II.3.1. Différents types de MPPT :

Le MPPT est le point clé du montage. Il s'agit d'un genre de contrôleur qui va forcer le générateur à travailler à sa puissance maximale (MPP). En effet, cette opération permet d'obtenir le meilleur rendement de puissance de la cellule PV. Il existe différentes méthodes pour obtenir ce point.

Les algorithmes de programmation de contrôleurs MPPT sont relativement simples, du fait des limitations technologiques dans les microprocesseurs disponibles. Il peut donc être facilement implémenté sur un ordinateur ou un microprocesseur [9] [5].

Un générateur photovoltaïque est un générateur dont la caractéristique $I = f(U)$ est non linéaire.

En conséquence, pour un même éclairement, la puissance délivrée sera différente selon la charge. Un contrôleur MPPT permet donc de piloter le convertisseur statique reliant la charge (une batterie par exemple) et le panneau photovoltaïque de manière à fournir en permanence le maximum de puissance à la charge. Il existe différents types de contrôleurs MPPT.

Généralement, chacun de ces contrôleurs a été réalisé pour une application spécifique. La précision et la force de ces contrôleurs dépendent d'un certain nombre de paramètres :

- Le rendement global du système désiré par le constructeur.

- ❖ Le type de convertisseur de puissance permettant l'adaptation et la connexion à une.
- ❖ Charge (DC-DC, DC-AC), ou à un réseau électrique.
- ❖ L'application souhaitée (systèmes autonomes, système connectés au réseau, systèmes spatiaux).
- ❖ Les caractéristiques du MPPT, en fonction de la vitesse.
- ❖ Le type d'implantation choisi (analogique, numérique, mélange des deux).

Il existe différentes techniques pour le suivi du point de puissance maximale. Les techniques les plus populaires sont:

- perturbent et Observer.
- méthode incrémentale conductance.
- fractionnel courant de court- ?circuit.
- fractionnel tension en circuit ouvert.
- Les réseaux de neurones.
- La logique floue.

Le choix de l'algorithme dépend de la complexité du système, le coût de mise en œuvre et la facilité de mise en œuvre.

a) Perturbation et Observation :

Perturbation et Observation (P & O) est la méthode la plus simple. En cela, nous utilisons un seul capteur de tension pour détecter la tension du générateur photovoltaïque donc le coût de mise en œuvre est moins et facile à implémenter. La complexité de temps de cet algorithme est très inférieur mais en arrivant très proche, le MPP il ne se limite pas et continue à perturber les directions des deux

Lorsque cela se produit l'algorithme a atteint tout près de la MPP et nous pouvons fixer une limite d'erreur similaire ou pouvons utiliser une fonction d'attente qui finit par l'augmentation de la complexité en temps de l'algorithme.

Toutefois, la méthode ne tient pas addition de la variation rapide du niveau de répartition (en raison de laquelle les changements de MPPT) et la considère comme un changement de MPP de la perturbation et finit par le calcul de la mauvaise MPP. Pour éviter ce problème, nous pouvons utiliser la méthode de la conductance incrémentale.

b) Incrémentale conductance :

Incrémentale conductance utilise deux capteurs de tension et de courant pour détecter la tension de sortie et le courant de générateur photovoltaïque.

Le côté gauche est la conductance instantanée du panneau solaire. Lorsque cette conductance instantanée est égale à la conductance de la solaire alors le MPP est atteinte.

Ici, nous sommes détectant à la fois la tension et le courant simultanément. D'où l'erreur due au changement de l'irradiantes est éliminé. Cependant, la complexité et le coût des augmentations de mise en œuvre.
Comme nous descendons la liste des algorithmes de la complexité et le coût de mise en œuvre va croissant qui peut être adapté à un système très compliqué. Ceci est la raison qui perturbent et observer et la méthode par accroissement de conductibilité sont les algorithmes les plus largement utilisés.

c) Fractionnel courant de court-circuit :

La relation linéaire entre près de Vpm et les Vco de la photovoltaïque, sous éclairement variable et des niveaux de température, a donné lieu à la méthode de Vco fractionnée.

$$VMPP = k1\ Vco \qquad (??.8)$$

Où k1 est une constante de proportionnalité. Depuis k1 dépend des caractéristiques du photovoltaïque étant utilisé, il doit généralement être calculée à l'avance par la détermination empirique Vmpp et de Vco pour le photovoltaïque spécifique à différents niveaux d'éclairement et de température. Le facteur k1 a été rapporté pour être comprise entre 0,71 et 0,78. Une fois que k1 est connu, Vmpp peut être calculée avec les Vco mesurée périodiquement momentanément par l'arrêt du convertisseur de puissance. Toutefois, cela entraîne certains inconvénients, notamment la perte temporaire de puissance.

d) Courant de court-circuit fractionnaire :

Fractionnel Icc résulte du fait que, dans diverses conditions atmosphériques, Impp est approximativement linéairement liée à l'Icc de la photovoltaïque.

$$IMPP = k2\ Icc \qquad (??.9)$$

Où k2 est une constante de proportionnalité. Tout comme dans la technique de Vco fractionnée, K2 doit être déterminé en fonction de la photovoltaïque en cours d'utilisation. La constante K2 se trouve généralement se situer entre 0,78 et 0,92. Mesure Icc pendant le fonctionnement est problématique. Un commutateur supplémentaire doit généralement être ajouté au convertisseur de puissance à court périodiquement la matrice PV de telle sorte que l'Icc peut être mesurée au moyen d'un capteur de courant.

e) Les réseaux de neurones :

Une autre technique de mise en œuvre de MPPT qui est également bien adapté pour les microcontrôleurs est les réseaux de neurones. Les réseaux de neurones ont généralement trois couches: entrée, caché, et des couches de sortie.
Les nœuds de nombres dans chaque couche varient et dépendent de l'utilisateur. Les variables d'entrée peuvent être des paramètres de réseau PV comme Vco et Icc, des données atmosphériques comme l'ensoleillement et de la température, ou toute combinaison de ceux-ci. La sortie est généralement une ou plusieurs signaux de référence comme un signal de rapport cyclique utilisé pour entraîner le convertisseur de puissance pour fonctionner à ou à proximité de la MPP.

f) La logique floue :

Microcontrôleurs ont fait en utilisant la commande logique floue populaire pour MPPT au cours des dix dernières années. Contrôleurs à logique floue ont les avantages de travailler avec des entrées imprécises, pas besoin d'un modèle mathématique précis, et la non-linéarité de manutention.

technique MPPT	***Vitesse de convergence***	***La complexité de mise en œuvre***	***réglage périodique***	***paramètres détectés***
Perturber et observer	varie	faible	non	tension
conductance incrémentale	varie	moyen	non	Tension courent
Fractionnel Vco	moyen	faible	oui	tension
Fractionnel Icc	moyen	moyen	oui	courent
Logique floue	rapide	élevé	oui	varie
Réseau de nouerons	rapide	élevé	oui	varie

Tableau II.2: Caractéristiques des différentes techniques de MPPT

II.4. Principe de la logique floue :

Les commandes basées sur la logique floue (dans la littérature anglo-saxonne Fuzzy Logic Control) sont de plus en plus populaires grâce à l'évolution des microcontrôleurs [14]. L'avantage de ces techniques est qu'elles peuvent fonctionner avec des valeurs d'entrées

peu précises et qu'elles n'ont pas besoin de modèle mathématique de grande précision. De plus, elles peuvent traiter des non linéarités.
Le principe d'une commande floue se base sur deux variables d'entrées qui sont l'erreur (ER) et le changement d'erreur (ΔER) et une variable de sortie(ΔD)
En général, la commande logique floue comprend donc trois étapes communément nommées dans la littérature :

- La fuzzification.
- La lecture de la table des règles
- La de fuzzification.

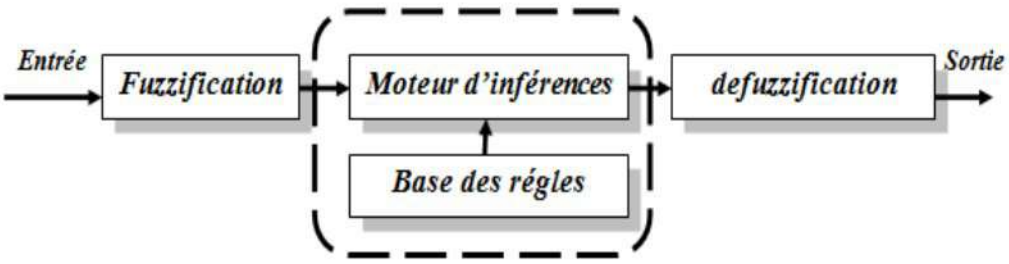


Figure.II.3 : Structure générale d'un régulateur par logique floue.

II.4.1. La fuzzification :

Durant la fuzzification, les variables d'entrées numériques sont converties en variable linguistique pouvant prendre les cinq valeurs suivantes :

- NG: Negative grand.
- NP: Negative petit.
- ZE: Zero.
- PG: Positive grand.
- PP : Positive petit.

Comme le montre la structure de base de la commande logique floue illustrée en *(Figure II.4).*

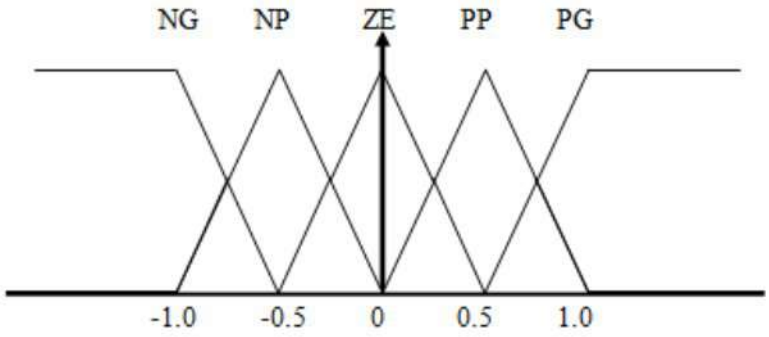


Figure. II.4 - Structure de base de la commande floue

II.4.2. la lecture des tables déréglées :

Le mécanisme d'inférence calcule les sous-ensembles flous relatifs à la variation de la sortie à partir d'appartenance des variables d'entrées fuzzifiées et de la table des règles fournie par l'expert [10].

II.4.3. Défuzzification :

La défuzzification transforme la variable floue de sortie en valeur non floue permettant la commande effective du système.
La méthode de défuzzification que nous avons utilisée est celle du centre de gravité de la variable floue de sortie [10].

II.5. La commande MPPT basée sur la logique floue:

Le régulateur MPPT élaboré possède deux entrées définies par [10]:

$$?(?) = \frac{?(?) - ?(? - 1)}{?(?) - ?(? - 1)} \qquad (??.10)$$

$$??(?) = ?(?) - ?(? - 1) \qquad (??.11)$$

Où $?(?)$et $??(?)$ désignent, respectivement, l'erreur et le changement d'erreur. $?(?)$Et $?(?)$étant respectivement la puissance du GPV et sa tension de sortie à l'instant d'échantillonnage $?$.

La sortie du régulateur flou est la variation du rapport cyclique dD du convertisseur statique [11].

La commande floue consistera à imposer une valeur forte pour le rapport cyclique lorsque l'erreur est importante puis diminuer ce rapport cyclique lorsque l'erreur devient faible, de sorte à éviter les oscillations. La commande floue permet, ainsi, d'assurer une transition harmonieuse entre les différents modes de fonctionnement du système [11].

La Fuzzification permet de transformer les grandeurs physiques d'entrée en sous-ensembles flous en fonction de la valeur réelle de la variable d'entrée. Elle consiste à définir les fonctions d'appartenances pour l'ensemble des variables du système [8].

Les fonctions d'appartenance que nous avons utilisées sont schématisées sur les *(FiguresII.5.6)*.

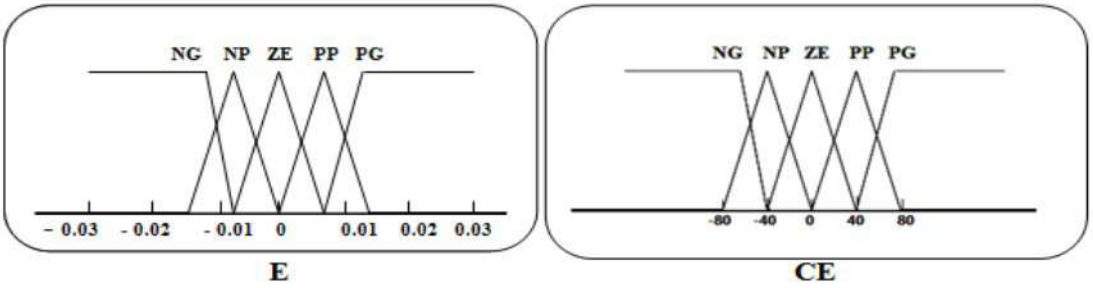


Figure. II.5 : Fonction d'appartenance des variables d'entrées E et CE

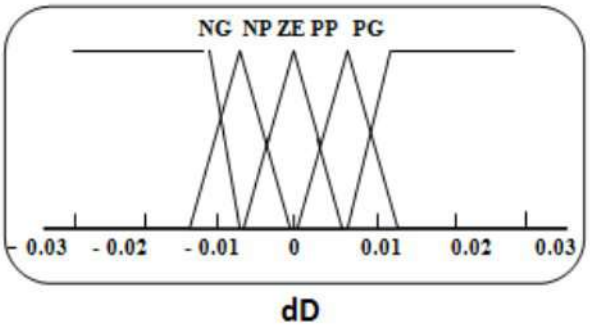


Figure. II.6 : Fonction d'appartenance de la variable de sortie

La stratégie de réglage consiste à modifier le rapport cyclique du convertisseur statique de telle sorte à annuler l'erreur ? .

Deux cas sont à envisager :

- Premier cas : ?est positif, c'est-à-dire, on se trouve à gauche du point de puissance maximale. Si le changement d'erreur ?? est positif, alors le point de fonctionnement converge vers le point de puissance maximale. Si ?? est négatif c'est l'inverse qui se produit.
- Deuxième cas : ?est négatif, on se trouve, donc, à droite du point de puissance maximale. Dans ce cas si ?? est positif, le point de fonctionnement s'éloigne du point de puissance maximale et inversement si ?? est négatif.

Le tableau représente la matrice d'inférence adopté pour la poursuite du PPM [8].

CE / E	NG	NP	ZE	PP	PG
NG	ZE	ZE	PG	PG	PG
NP	ZE	ZE	PP	PP	PP
ZE	PP	ZE	ZE	ZE	NP
PP	NP	NP	NP	ZE	ZE
PG	NG	NG	NG	ZE	ZE

Tableau II-3 : Exemple d'une table déréglée pour une commande logique floue [10}.

II.6. Convertisseurs DC/DC (hacheur survolteur BOOST):

Le convertisseur Boost est connu par le nom d'élévateur de tension. Le schéma de la (figureII.1), représente le circuit électrique du Boost.

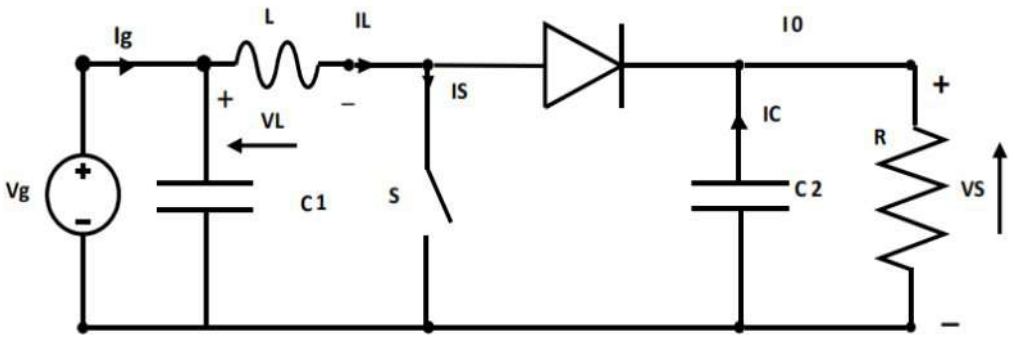


Figure II.7 : Circuit électrique de base du hacheur survolteur.

Le fonctionnement d'un convertisseur Boost peut être divisé en deux phases distinctes selon l'état de l'interrupteur S.

Une phase d'accumulation d'énergie : lorsque l'interrupteur S *(Figure II.7)* est fermé (état passant), cela entraîne l'augmentation du courant dans l'inductance donc le stockage d'une quantité d'énergie sous forme d'énergie magnétique. La diode D est alors bloquée et la charge est alors déconnectée de l'alimentation.

Lorsque l'interrupteur est ouvert, l'inductance se trouve alors en série avec le générateur et sa f.é.m. s'additionne à celle du générateur (effet survolteur). Le courant traversant l'inductance traverse ensuite la diode D, le condensateur C et la charge R. Il en résulte un transfert de l'énergie accumulée dans l'inductance vers la capacité.

II.6.1. Modèle mathématique équivalent :

L'application des lois de Kirchhoff sur les deux circuits équivalents des deux phases de fonctionnement donne :

Pour la première période α Ts :

$$?_{??} = ?_? \frac{??_?}{??} = ?_? - ?_? \quad (??.12)$$

$$?_{??} = ?_? \frac{??_?}{??} - ?_? \quad (??.13)$$

$$?_? = ? \frac{??_?}{??} = ?_? - ?_? ?_? \quad (??.14)$$

Pour la deuxième période (1-α) Ts :

$$?_{??} = ?_? \frac{??_?}{??} = ?_? - ?_? \quad (??.15)$$

$$?_{??} = ?_? \frac{??_?}{??} = ?_? - ?_? \quad (??.16)$$

$$?_? = ? \frac{??_?}{??} = ?_? - ?_? - ?_? ?_? \quad (??.17)$$

II.6.2. Modèle approximé du convertisseur Boost :

Les systèmes d'équations de base (II.15.16.17) et (II.12.13.14) représentent le convertisseur Boost pour une période *αTs* et *(1-α) Ts* respectivement. Le convertisseur oscillant entre ces deux états avec une fréquence élevée, nous devons trouver une représentation dynamique approximée valable pour les deux intervalles de temps. Pour cela nous considérons que la variation des variables dynamiques $??, ??$ est de forme linéaire, en d'autres termes nous pouvons faire une approche d'exponentielle par un segment $(?^? \approx 1 + ? ??? \ll 1)$et ainsi la dérivée de ces grandeurs sera constante. Cette approche nous permet de décomposer l'expression de la valeur moyenne de la dérivée de la variable dynamique *x* sur les deux laps de temps *αTs* et *(1-α) Ts* :

$$< \frac{d_?}{d_?} > T_? = \frac{d_?}{dt_{(???)}} + ?T_? + \frac{d_?}{dt_{(???)?_?}}(1 - ?)T_? \quad (II.18)$$

Où $< \frac{?_?}{?_?} >$ est la valeur moyenne de la dérivée de *x* sur une période *Ts*. Cette relation est valide si:

$\frac{?_?}{??_{(\propto ??)}}$ Et $\frac{?_?}{??_{(??\propto)??}}$ sont constants sur les périodes$\propto T_?$ et $(1-\propto)T_?$respectivement end'autres termes cette approximation est valable si les périodes$\propto T_?$ et $(1-\propto)T_?$sont très faibles devant la constante de temps du circuit $?_? ?_?$, $?_? ?$, $?/?_?$. [16].

Dans ce cas la forme exponentielle du courant qui parcourt la self et la tension aux bornes de la capacité est de forme linéaire comme le montre la *(Figure II.8).*

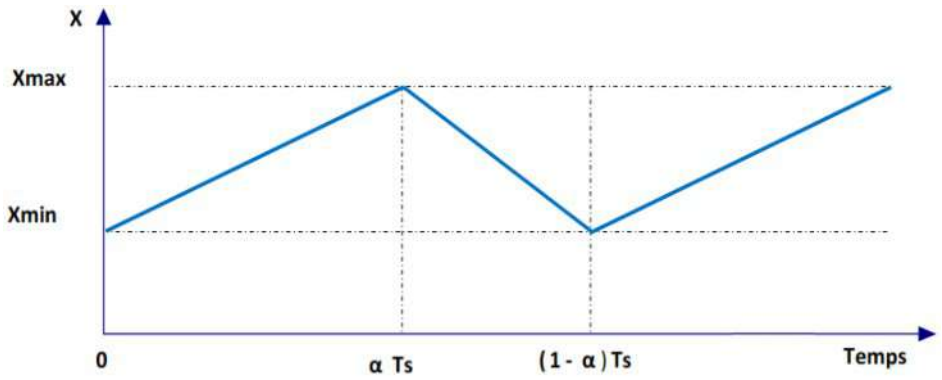


Figure II.8 : Allure des variables dynamiques

En appliquant la relation (II.18) sur les systèmes d'équations (II.12.13.14) Et (II.15.16.17) On obtient les équations qui régissent le système sur une période entière :

$$?_{??} = ?_? \frac{??_?}{??} ??_? = ??_? - ?_? ?? ?_? + (1 - ?) ?_? ??_? - ?_? ? \quad (II.19)$$

$$?_{??} = ?_? \frac{??_?}{??} ??_? = - ? ?_? ?_? + (1 - ?) ?_? (?_? - ?_?) \quad (II.20)$$

$$?_? = ? \frac{??_?}{??} ??_? = ??_? - ?_? ?_? ?? ?_? + (1 - ?) ?_? ??_? - ?_? - ?_? ?_? ? \quad (II.21)$$

En arrangeant les termes des équations précédentes, (pour qu'on puisse interconnecter le Boost avec les autres blocs de simulation), on obtient la modélisation dynamique du convertisseur Boost.

$$?_? = ?_? - ?_? \frac{??_?}{??} \quad (II.22)$$

$$?_? = (1 - ?) ?_? - ?_? \frac{??_?}{??} \quad (II.23)$$

$$?_? = (1 - ?) ?_? + ? \frac{??_?}{??} + ?_? + ?_? \quad (II.24)$$

Pour le dimensionnement des différents composants du circuit afin de diminuer les ondulations des courants et des tensions sans faire un surdimensionnement ce qui accroîtrait le poids et le prix des circuits, un calcul de ces composants en fonction des ondulations voulues est nécessaire. Cette remarque est très importante pour le dimensionnement de l'inductance L afin de respecter le courant admissible par le transistor MOSFET S, où dans le cas pratique les ondulations du courant ?? sont plus importantes par rapport aux autres ondulations.

En appliquant la relation ?? + ? ??/??, et par l'approximation des segments d'exponentielles par des droites, la pente du courant ??pendant la première période de fonctionnement est donnée par :

$$\frac{??}{??} = \frac{??}{?} = \frac{?? - ? ??}{?} \qquad (II.25)$$

A partir de la relation (3.25), la valeur crête à crête du courant ??est :

$$??_{???} = 2\Delta?? = \frac{?? - ? ??}{?} ? ??_? \qquad (II.26)$$

La valeur de l'inductance *L* à choisir pour certaine ondulation $\Delta??$ est :

$$? \approx \frac{?? ? ??_? ? ? ??}{?\Delta??} \qquad (II.27)$$

Pour le calcul des capacités ?1et ?2 on a :

$$\frac{??}{??} = \frac{??_?}{??} = \frac{?? - ??}{??_?} \qquad (II.28)$$

$$\frac{??}{??} = \frac{??_?}{??} = \frac{-??}{??_?} \qquad (II.29)$$

Les valeurs des ondulations crête à crête des tensions d'entrées et de sorties sont :

$$??_{????} = 2\Delta??_{??} = \frac{?? - ??}{??_?} ? ??_? \qquad (II.30)$$

$$??_{????} = 2\Delta??_{??} = \frac{-??}{??_?} ? ??_? \qquad (II.31)$$

Les valeurs des capacités *C1* et *C2* sont respectivement données par :

$$??_? = \frac{?? ? ??}{?\Delta??_{??}} ? ??_? \qquad (II.32)$$

$$??_? = \frac{-??}{2\Delta??_{??}} ? ??_? \qquad (II.33)$$

II.6.3. Étude en régime continu :

Le régime continu est obtenu en éliminant les dérivées des variables dynamiques, et en remplaçant ces signaux par leur valeur moyenne.
Le système d'équations (II. (11, 12,13)) Donne :

$$?_? = ?_? \qquad (II.34)$$

$$?_? = (1 - ?)?_? \qquad (II.35)$$

$$?_? = (1 - ?)?_? \qquad (II.36)$$

Comme le présente la *(Figure II.7)*, lorsque l'interrupteur du transistor (S) est sur la position (on), le courant de l'inductance du hacheur augmente linéairement et à cet instant la diode (D) est bloquée (off). Et lorsque (S) tourne sur la position (off), l'énergie emmagasinée par l'inductance est dissipée dans le circuit (RC) bien que la diode (D) est passante. Les caractéristiques de tension et du courant de charge du convertisseur Boost dans le cas de la conduction continue sont décrites par la *(Figure II.7)*, comme suit :

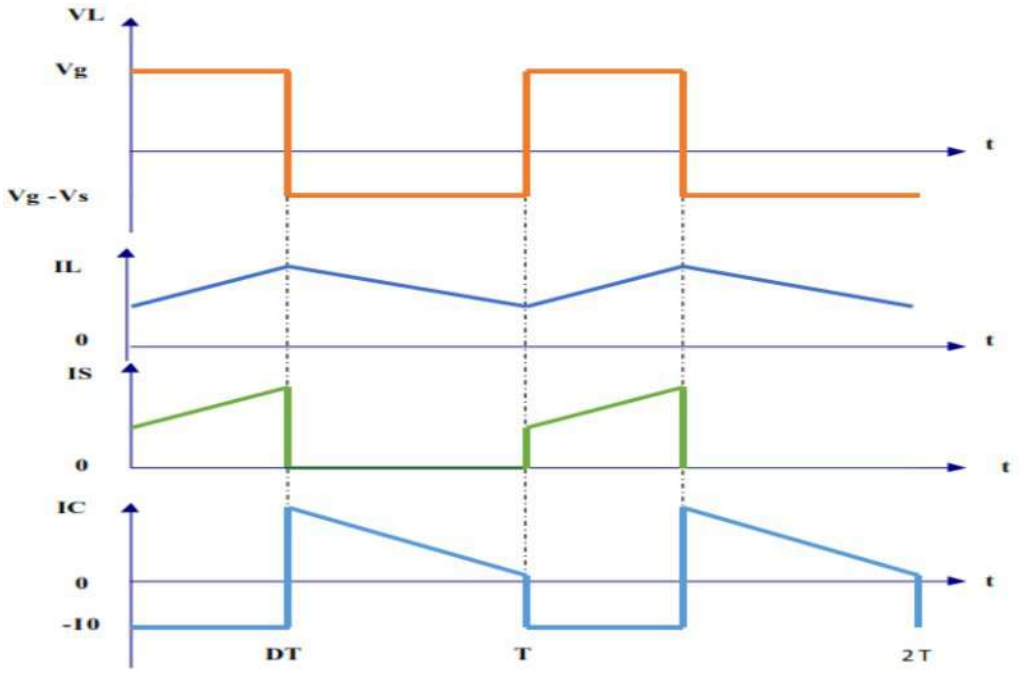


Figure II.9 : Caractéristique de la tension et du courant du hacheur survolteur.

II.7. Résultat de simulation :

II.7.1 Simulation du champ PV :

a) Influence de l'irradiation

La figure II.10 représente les caractéristiques I = f (V) et P = f (V) d'une cellule photovoltaïque à 25 °C et sous différentes valeurs de l'éclairement G.

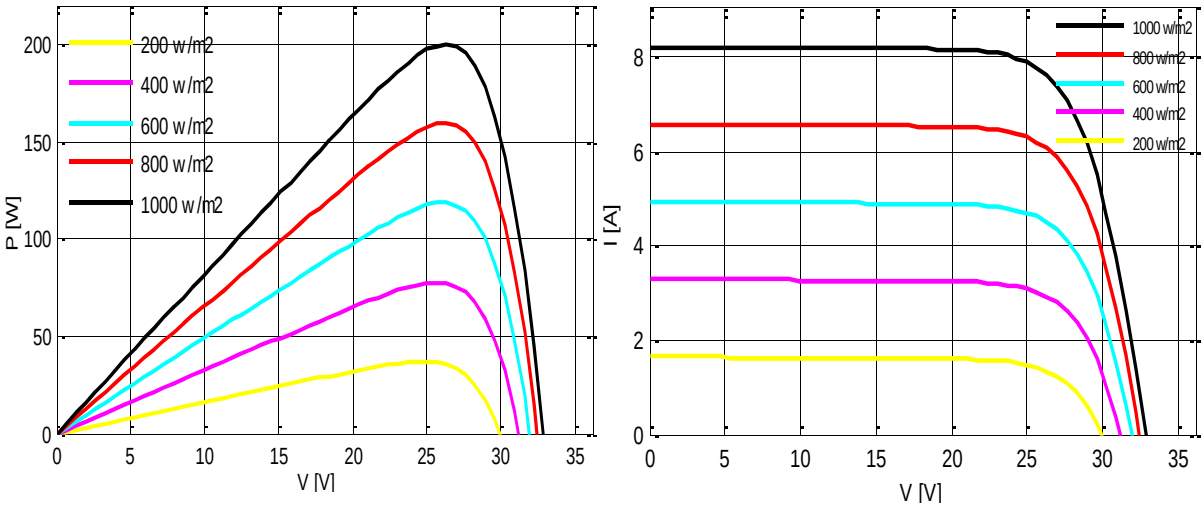


Figure II.10. Caractéristique I-V et P-V en fonction de l'éclairement

Pour chaque valeur de l'éclairement correspond une puissance électrique maximale que pourrait fournir le module solaire. Nous pouvons également noter une faible diminution de la tension de circuit ouvert Vco , lorsque l'éclairement diminue. Nous pouvons voir, que pour un niveau donné d'éclairement, seule la puissance maximale est livrée à un certain niveau de tension et de courant. L'éclairement est donc un élément à prendre en compte, lors de l'établissement de boucles de contrôle pour atteindre le point de puissance maximale.

b) Influence de la température

La température est un paramètre important dans le comportement de la cellule. Par conséquent, si la température augmente, le courant photo généré I augmente. Comme le courant augmente rapidement avec la température, cela produit une diminution de la tension de circuit ouvert Vco. L'augmentation de la température se traduit aussi par la diminution de la puissance maximale disponible.

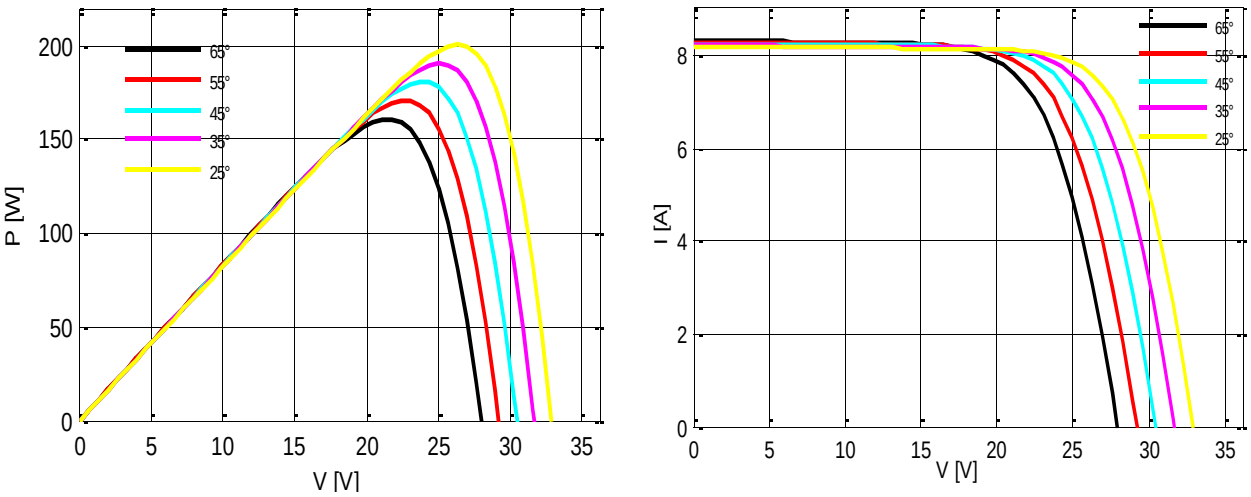
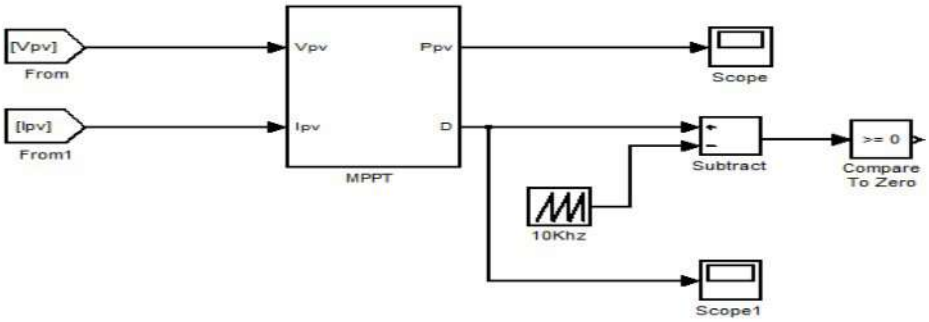


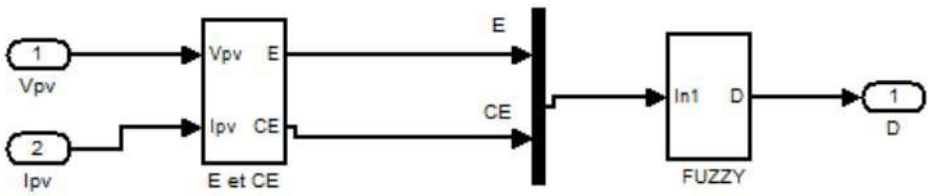
Figure II.11. Caractéristique I-V et P-V en fonction de la variation de température

II.7.2. Simulation de la commande MPPT floue

Le bloc de contrôleur du point de puissance maximale est montré sur la *(Figure II.12)* La tension et le courant du panneau photovoltaïque sont les entrées, et le rapport cyclique (D) est l'assortie. Le rapport cyclique est comparé à un signal triangulaire pour produire la MLI. La fréquence de signal triangulaire est la fréquence des impulsions du convertisseur boost.



FigurII.12 : Blocde Simulink pour MPPT



FigureII.13 : simulation de commande par logique floue

La *(FigureII.14)* illustre le convertisseur boost, de panneau photovoltaïques du contrôleur de point de puissance maximale (ppm) dans Simulink alimentant une charge résistive afin de tester le comportement du contrôleur MPPT flou.

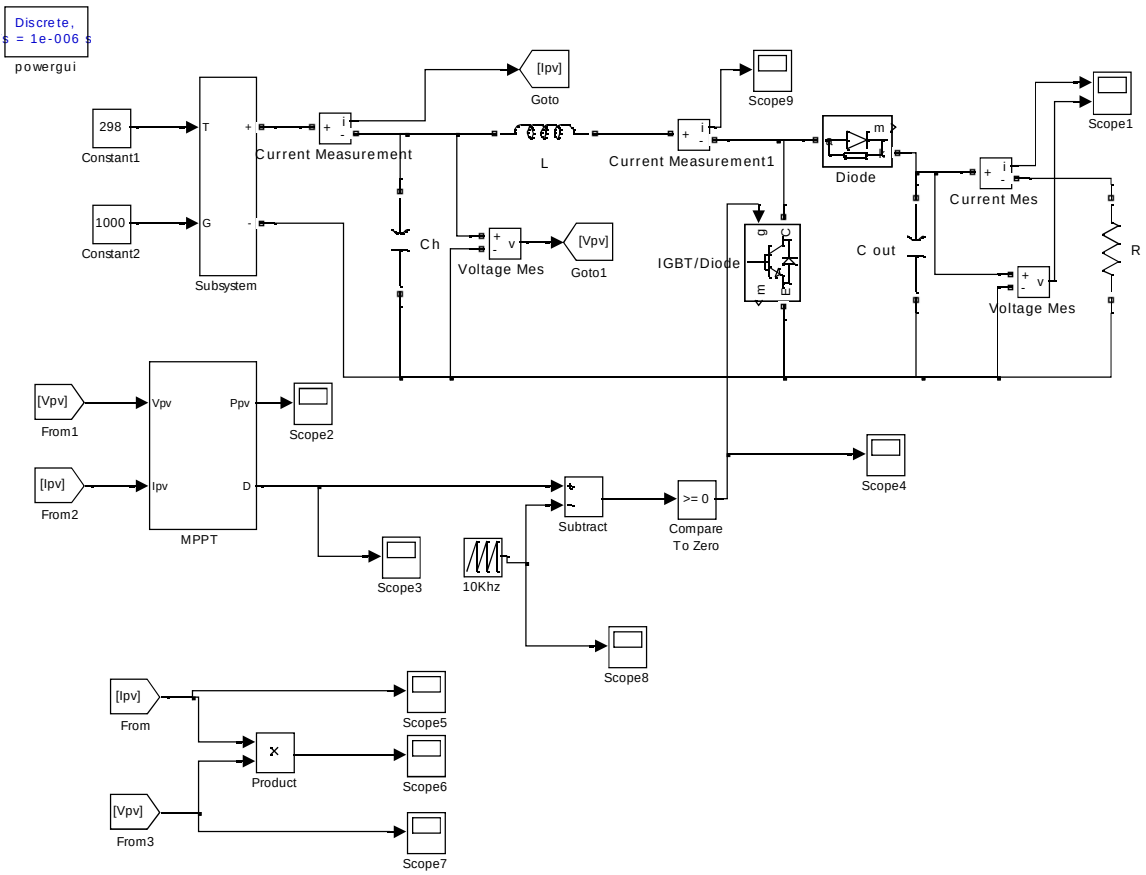


Figure II.14: Système globale (GPV, convertisseur, MPPT, charge)

Le modèle du système photovoltaïque dans le chapitre II est employé pour déterminer l'exécution du contrôleur de MPPT avec le convertisseur boost. Cette simulation présente une analyse du panneau photovoltaïque avec le convertisseur boost et la charge résistive. La température, l'irradiante et la charge, sont variés pour déterminer l'exécution du MPPT et pour suivé la puissance maximale du PV. L'ensoleillement a été varié par échelons de 200W/m2 , de 1000w/m2 à 800W/m2 à l'instant t=1.5s

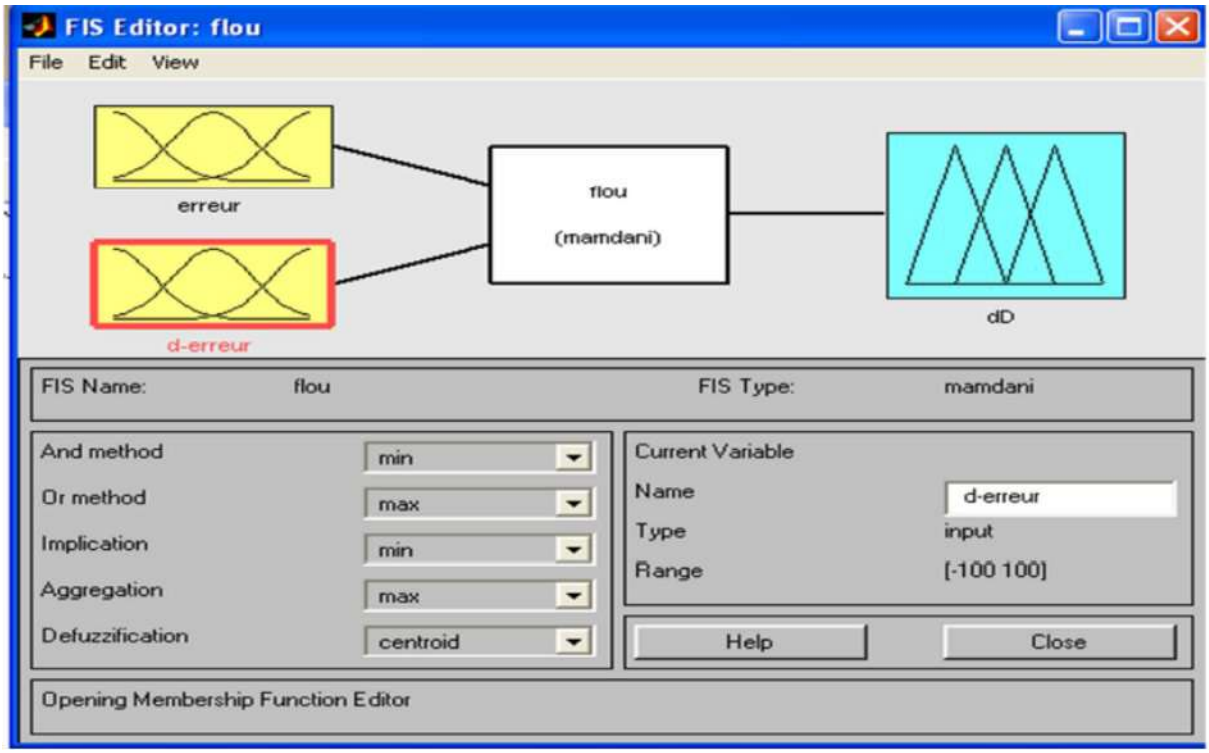


Figure II.15. Schéma de MPPT floue-MPPT sous MATLAB-Simulink

La figure II.14 représente la variation d'erreur et le changement d'erreur ainsi que le rapport cyclique à la sortie du régulateur du MPPT-floue.

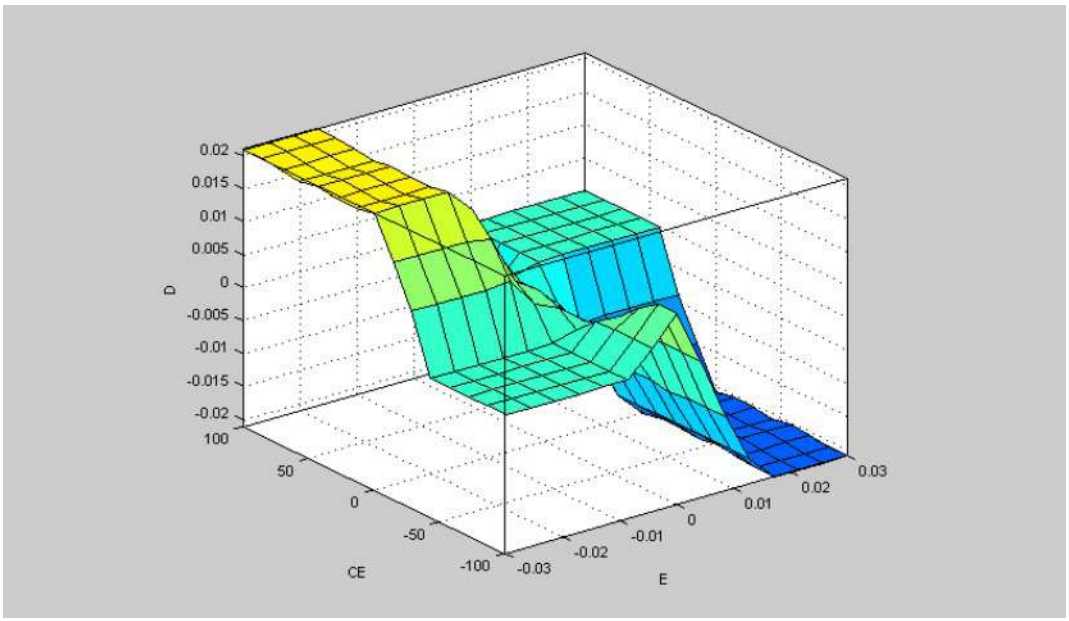
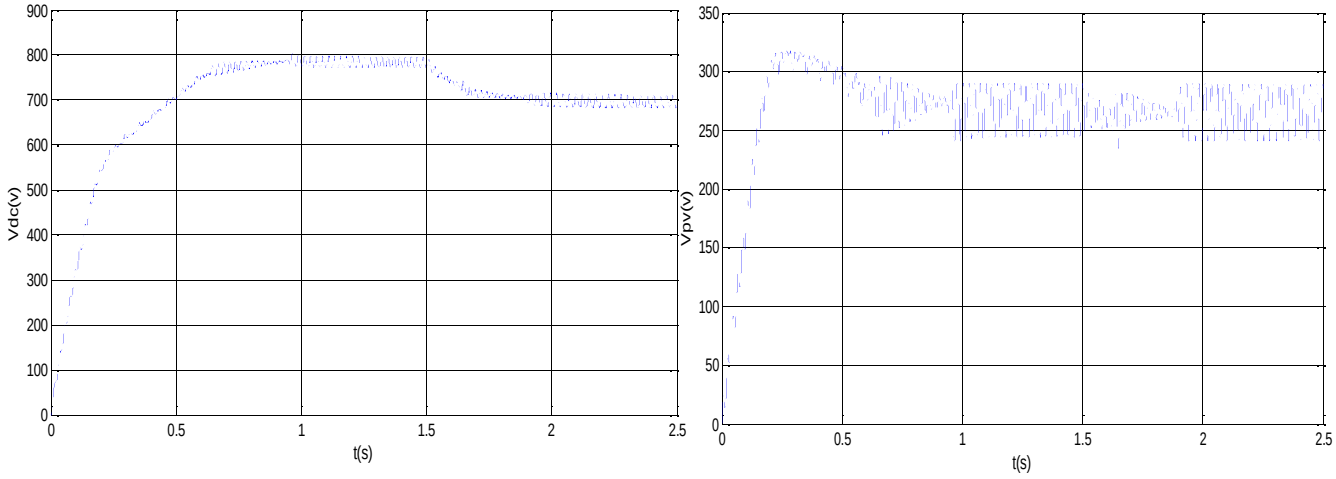


Figure II.16. Variation des entrées-sorties de la commande floue

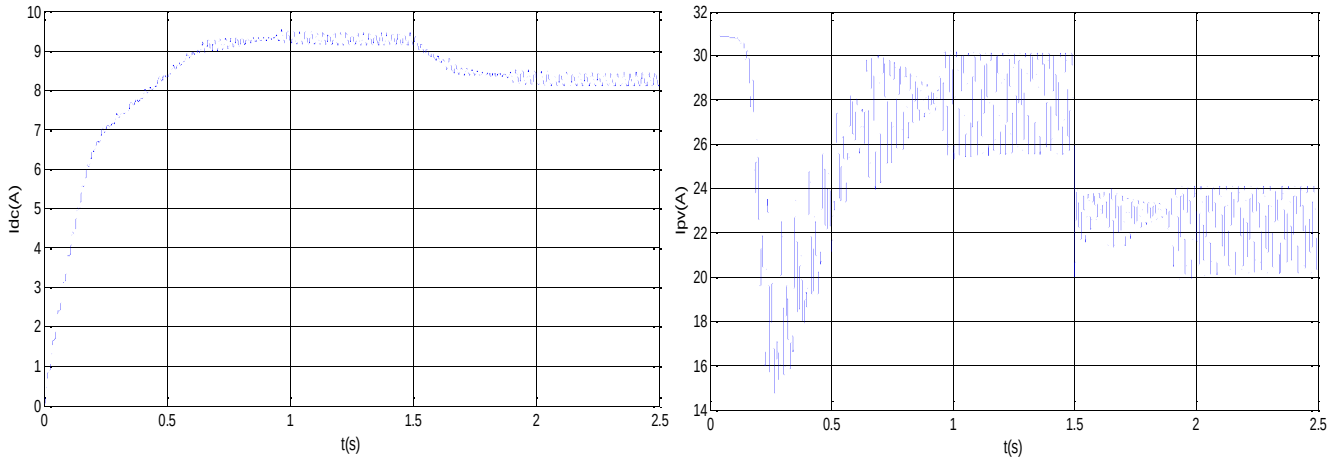
La figure suivant représente variation de la tension Vdc et Vpv en fonction de temps par apport la variation de l'éclairement



(a) (b)

FigureIV.17 : tension V_{dc} et V_{pv} en variation de l'éclairement

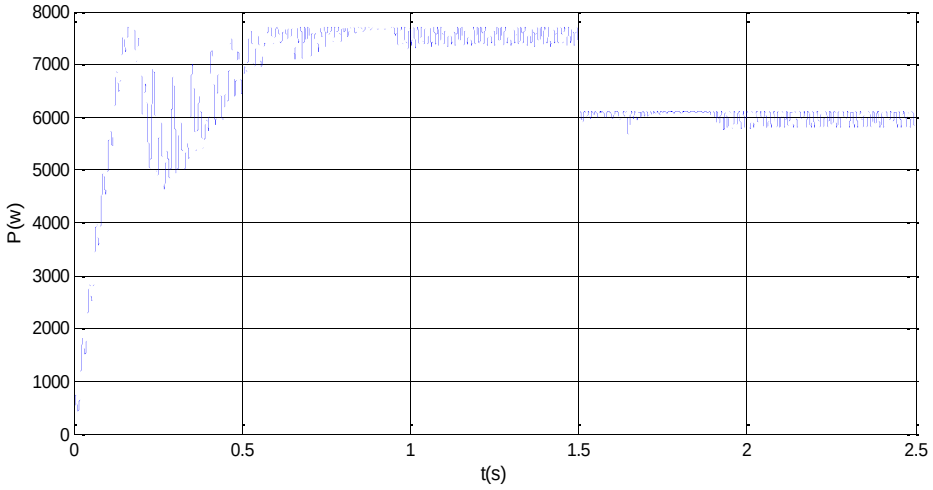
Et la figure suivante représente la variation de courant Idc et Ipv avec l'éclairement



(a) (b)

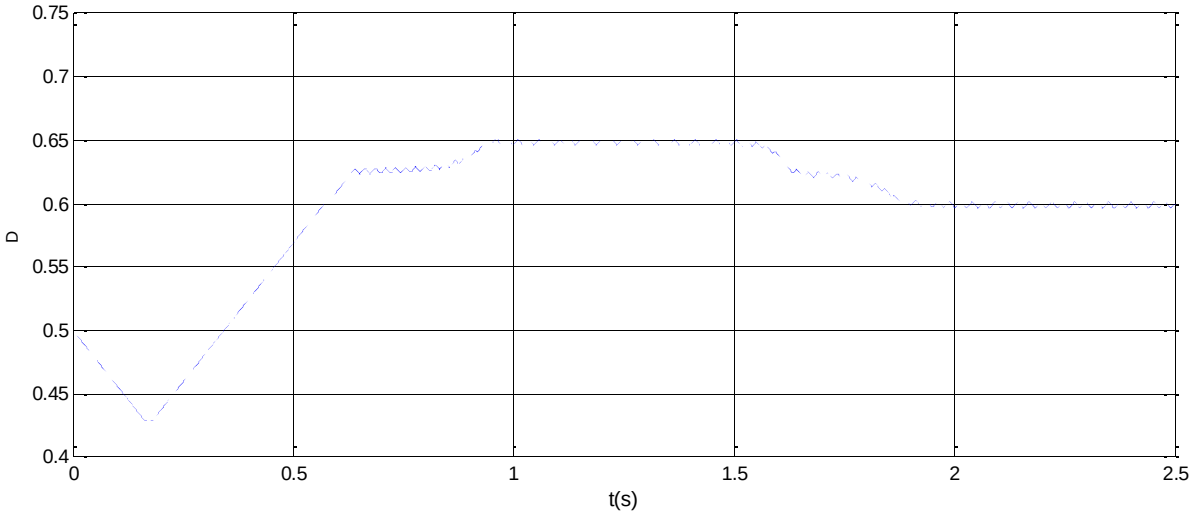
FigureIV.18 : courant I_{dc}et I_{pv}suivant une variation de l'éclairement.

La figure IV.15 présente la puissance pour la même variation de l'éclairement.



FigureIV.19 : La variation de la puissance P avec la variation de l'éclairement.

En suit en va voir aussi le résultat des simulations c'est la variation de rapport siclic D à travers de la variation de l'éclairement



FigureIV.20 :Le rapport sigulic D avec la variation de l'éclairement.

Les résultats montrent l'intérêt de l'utilisation d'un algorithme MPPT est mis en évidence. On voit bien que l'écart entre les puissances est important, ce qui prouve la nécessité de l'utilisation d'un algorithme MPPT pour optimiser le fonctionnement du système et diminuer les pertes.

II.8. Conclusion :

Nous avons expliqué dans ce chapitre la modélisation d'un champ PV en citant les caractéristiques principales. Ensuite on a présenté les différents types de la commande MPPT des convertisseurs DC-DC pour rechercher le point ou la puissance du générateur photovoltaïque maximale et on a simulé la commande MPPT basée la logique floue. Nous avons montré l'utilité d'insérer un étage d'adaptation avec une fonction MPPT entre le GPV et la charge afin d'optimiser en permanence la puissance produite.

CHAPITRE III

Commande et intégration du système PV avec le réseau électrique

III.1. Introduction :

Dans un system de conversion d'énergie renouvelable, les convertisseurs son utilisé pour transformer le courant contenu fourni par le system photovoltaïque en courant alternatif pour injecter au réseau électrique .

La fonction principale des convertisseurs dans le système de conversion de l'énergie photovoltaïque connecté au réseau électrique a une double vision : Synchroniser le système avec le réseau (V et f), le contrôle et l'optimisation du flux énergétique pendant les périodes de fonctionnement du système. Pour ce faire, plusieurs stratégies de commande sont proposées dans la littérature afin de contrôler ces convertisseurs. [3]

Dans ce chapitre on va utiliser l'onduleur comme un convertisseur DC/AC pour faire la commande et l'intégration de notre system photovoltaïque avec le réseau électrique triphasé.

III.2. Modélisation et commande de l'onduleur :

L'onduleur à source de tension est devenu le convertisseur le plus utilisé pour La connexion des installations PV au réseau électrique triphasé. Ce convertisseur a suscité et suscite encore un nombre impressionnant de travaux de recherches.

La commande de ce convertisseur dans le repère tournant présente un précieux avantage à savoir que dans ce cas, les grandeurs régulées sont des grandeurs continues. La stratégie de commande adoptée est illustrée sur la (figure III.1).

III.2.1. Modélisation de l'onduleur :

Les onduleurs a source de tension sont des convertisseurs de l'électronique de puissance, ils sont présents dans les domaines d'application les plus variés. La forte évolution de ces convertisseurs s'est appuyée d'une part, sur le développement des composants à semi-conducteurs (entièrement command-able, puissants, robustes et rapides) et d'autre part sur l'utilisation quasi-généralisée des techniques de largeur d'impulsion [14].

- Structure de l'onduleur de tension à deux niveaux [14]

L'onduleur de tension triphasé à deux niveaux est composé de trois bras, de deux interrupteurs pour chacun. Pour assurer la continuité des courants alternatifs et éviter le court-circuit de la source de tension continue à l'entrée de l'onduleur, les interrupteurs T1 et T1′ T2 et T2′T3 et T′3 doivent être contrôlés de manière complémentaire. Chaque interrupteur est monté en parallèle inverse avec une diode de récupération montée en tête-bêche avec le semi-conducteur.

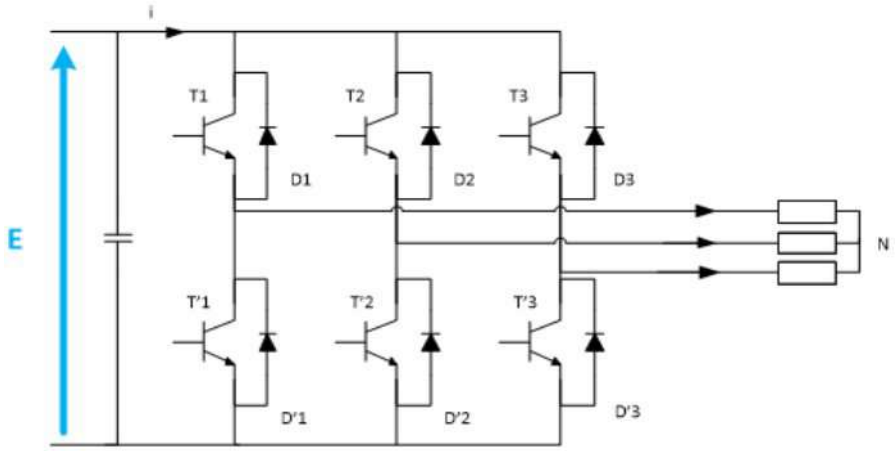


Figure III. 1: Structure de l'onduleur de tension triphasé à deux niveaux

Pour simplifier l'étude et la complexité de la structure de l'onduleur, on supposera que :

- La commutation des interrupteurs est instantanée;
- La chute de tension aux bornes des interrupteurs est négligeable;
- La charge triphasée, est équilibrée, couplée en étoile avec un neutre isolé.

Les diodes D=1,2, ... 6, sont des diodes de protection des transistors assurant la roue libre ou la récupération.

En considérant que chaque paire (transistor, diode) constitue un seul interrupteur on a le schéma simplifié suivant:

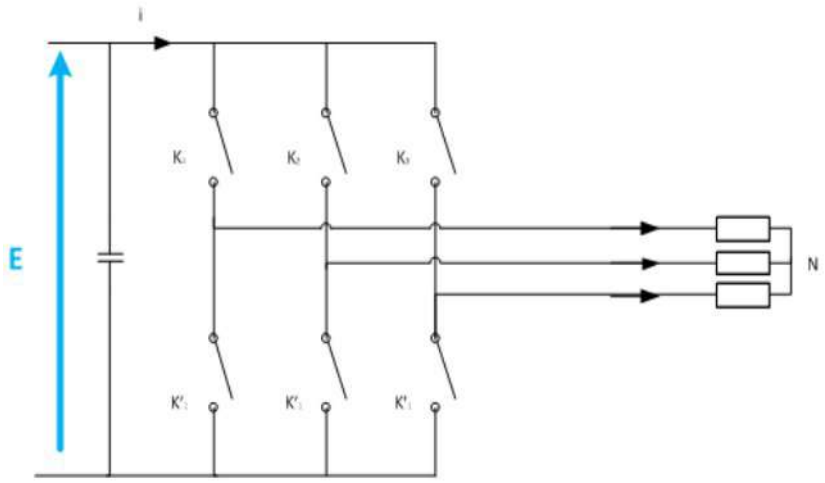


Figure III. 2: Structure de l'onduleur de tension à deux niveaux simplifiée

Les états des interrupteurs, supposés parfaits, sont représentés en théorie par trois fonctions logiques$K_{\square}$ (k= A, B, C) telles que :

- K_k = 1 : l'interrupteur du haut est fermé et par conséquent celui du bas est ouvert.
- K_k= 0 : l'interrupteur du haut est ouvert et par conséquent celui du bas est fermé.

La relation entre le vecteur $[K_{\square} K_{\square} K_{\square}]^{\square}$ et le vecteur des tensions lignes $[U_{\square\square} U_{\square\square} U_{\square\square}]^{\square}$ est donné par :

$$\begin{bmatrix} U_{\square\square} \\ U_{\square\square} \\ U_{\square\square} \end{bmatrix} = E. \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} K_{\square} \\ K_{\square} \end{bmatrix} \qquad (III.1)$$

Si on considère que les tensions sont équilibrées, on peut déduire les expressions des tensions simples par rapport aux tensions composées :

$$\begin{cases} V_{\square} = \dfrac{U_{\square\square} - U_{\square\square}}{3} \\ V_{\square} = \dfrac{U_{\square\square} - U_{\square\square}}{3} \\ V_{\square} = \dfrac{U_{\square\square} - U_{\square\square}}{3} \end{cases} \qquad (III.2)$$

À partir des relations (II.1) et (II.2) on obtient l'expression des tensions simples en fonction de l'état des interrupteurs comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_{\square} \\ V_{\square} \\ V_{\square} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} . E. \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} K_{\square} \\ K_{\square} \end{bmatrix} \qquad (III.3)$$

III.2.2. Stratégie de commande de l'onduleur :

Le convertisseur a suscité et suscite encore un nombre impressionnant de travaux de recherches. On trouve ainsi une bibliographie conséquente concernant les méthodes de commande de cet onduleur mais dans notre travail baser sur une seule méthode c'est la MLI. Bien que différentes par leur nature, les stratégies de commande reposent toutes sur le principe de la modulation de largeur d'impulsion. [3]

a) La méthode MLI (triangulé-sinusoïdale) :

Les onduleurs délivrent en général une tension alternative formée de créneaux rectangulaires. C'est ce problème qui explique l'évolution importante que viennent de connaitre les onduleurs. L'une d'elles consiste à utiliser la commande MLI. Si on souhaite, ce qui est souvent le cas, obtenir une tension à peu près sinusoïdale il faut filtrer les créneaux [16].
Dans ce projet, on utilisera la modulation de largeur d'impulsions triangulé-sinusoïdale pour la commande de l'onduleur à deux niveaux.

b) Principe de de fonctionnement :

La modulation de largeur d'impulsions est une méthode qui permet à la fois la variation de l'amplitude du fondamental de la tension et le contrôle de son contenu harmonique. Cette méthode consiste à comparer l'amplitude de la modulante (tension de référence de l'onduleur) et des commutations supplémentaires à fréquence élevée introduites sous forme d'un signal en dent de scie appelé porteuse [14] [33].

La tension de sortie est une suite de créneaux d'amplitude fixe et de largeur variable.

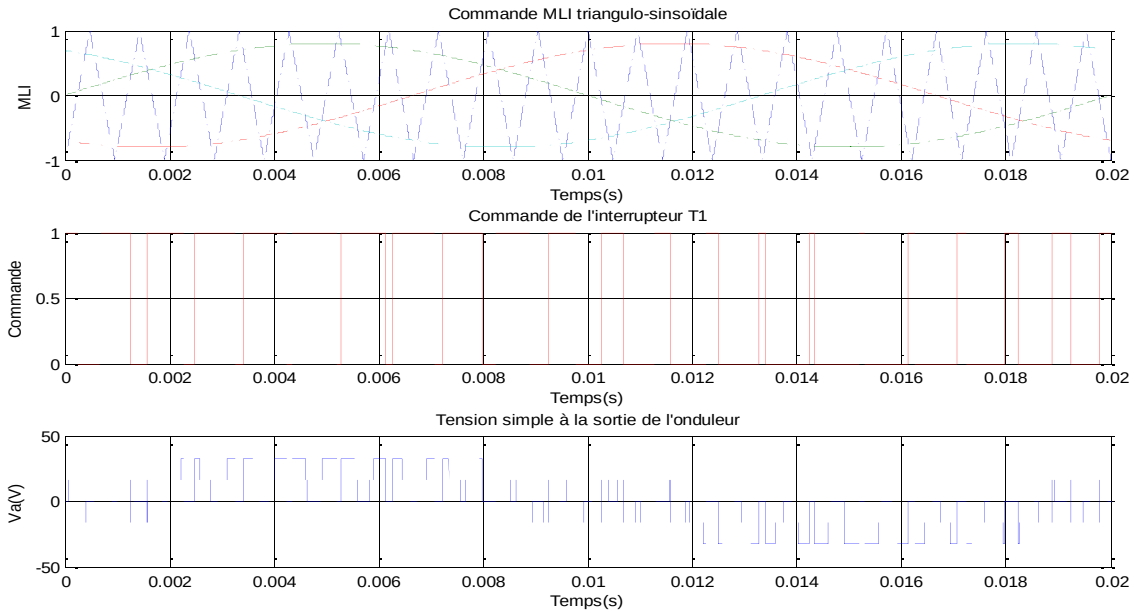


Figure III. 3: Principe de fonctionnement de la MLI triangulé-sinusoïdale

La MLI présente deux avantages importants :

- Repousser vers les fréquences les plus élevées les harmoniques de la tension de sortie, ce qui facilite le filtrage.
- Faire varier la valeur du fondamental de la tension de sortie.

III.3. Modélisation du filtre LC :

Afin de déterminer plus facilement la transmittance du filtre, on utilise le schéma monophasé suivant

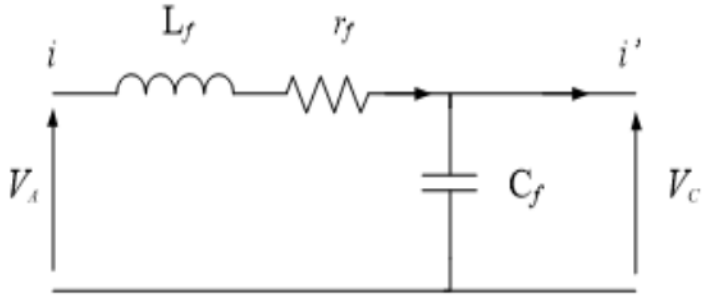


Figure III. 4: Schéma monophasé équivalent du filtre LC

Où r_f est la résistance de fuite de l'inductance L_f

La fonction de transfert du filtre est donnée par l'expression suivante :

$$H(p) = \frac{V_{\square}}{V_{\square}} = \frac{1}{1 + C_{\square}r_{\square} \cdot p + L_{\square}C_{\square} \cdot p^2} \quad \text{(III. 4)}$$

Elle est de la forme :

$$H(p) = \frac{1}{1 + \frac{\square}{\square\square\square_{\square}} \cdot p + \frac{\square}{\square_{\square}^{2}} \cdot p^2} \quad \text{(III. 5)}$$

Par identification on trouve :

$$\begin{cases} \square_{\square} = \dfrac{1}{\square\sqrt{\square_{\square}\square_{\square}}} \\ \square = \dfrac{1}{2} \cdot \square_{\square} \cdot \square\sqrt{\dfrac{\square_{\square}}{\square_{\square}}} \end{cases} \quad \text{(III. 6)}$$

En choisissant une bonne fréquence de coupure qui va nous permettre d'éliminer les fréquences non désirées et en considérant le coefficient d'amortissement ξ adéquat on attribue un dimensionnement correct à l'inductance et àla capacité du filtre utilisé.

III.4. la synchronisation du system PV raccordé avec le réseau :

Pour pouvoir connecter un système au réseau, la tension de sortie de l'onduleur doit avoir la même fréquence que celle du réseau pour chacune des trois phases. Ceci peut se faire en déterminant l'angle de phase de la tension à partir d'une mesure directe du réseau [15].

Parmi les méthodes envisageables, il en existe deux fréquemment utilisées. La première consiste à filtrer la tension mesurée. L'inconvénient de cette méthode est qu'elle génère un déphasage non négligeable, qui est d'autant plus important que la fréquence de coupure du filtre passe bas est faible. La seconde est basée sur la détection du passage par zéro de la tension, ce qui permet d'en déduire la période et de reconstruire un signal sinusoïdal unitaire. Ce procédé est plus performant que le précédent, cependant il n'est pas optimum lors d'un saut de phase par exemple.

La méthode choisie est à base de PLL (Phase LockedLoop), elle produit un signal de sortie qui synchronise en phase et en fréquence le signal d'entrée en utilisant une boucle de régulation [51]. Le processus de synchronisation se fait en temps réel ce qui amène la boucle à fonctionner constamment.

a. Structure générale de la PLL

Un circuit PLL de base est généralement constitué de trois éléments : un détecteur de phase, un filtre de boucle et un oscillateur contrôlé en tension. On peut le représenter comme suit :

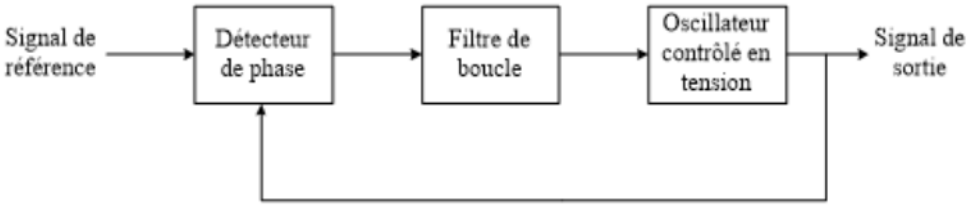


Figure III. 5:Structure générale d'une PLL

- Le détecteur de phase est mis en œuvre en transformant les tensions dans le système dq. La différence de phase entre le signal de référence et le signal de sortie peut être extraite en appliquant une fonction arc tangente. Ceci donne la différence de phase exacte. Mais cette différence de phase peut être trouvée indirectement en supposant qu'elle est nulle lorsque V_q=0.
- Le filtre de boucle est un régulateur qui annule l'erreur de phase. C'est généralement un régulateur PI, mais on peut utiliser des régulateurs avec un ordre supérieur. Un ordre élevé augmente la dynamique du système ainsi que ses capacités de filtrage mais ça augmente également la complexité du système. Ainsi, l'utilisation d'un régulateur PI nous donne un système du second ordre ce qui permet de régler la bande passante de la PLL et le facteur d'amortissement en utilisant la théorie des systèmes linéaires.
- L'oscillateur contrôlé en tension se trouve après le filtre de boucle (dont la sortie est une fréquence), c'est généralement un simple intégrateur qui nous donne la phase à la sortie.

b. Principe de base de la PLL

Le principe de la PLL est basé sur l'orientation de la tension du réseau suivant l'axe d, ceci revient à annuler l'angle entre la composante de la tension d'axe direct et la tension mesurée ce qui entraîne l'annulation de la composante en quadrature. Ce principe est représenté dans la figure ci-dessous :

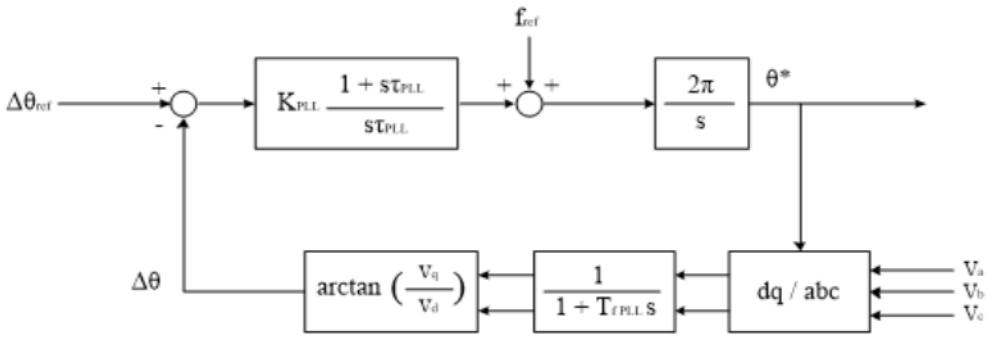


Figure III. 6:Boucle de Contrôle de la PLL].

Puisque la valeur de V_q est faible, le terme $\arctan\frac{V_q}{V_d} \approx \frac{V_q}{V_d}$ se comporte linéairement et $\frac{V_q}{V_d} \approx \Delta\theta$. Ainsi, la PLL peut être considérée comme une commande linéaire pour des fins de modélisation.

Pour avoir le vecteur de la tension aligné sur l'axe direct on pose $\Delta\theta_{ref}$=0. Si l'angle de la tension est supérieur à l'angle de l'axe d, la vitesse angulaire du repère d-q doit être augmentée. La figure IV.4 représente les différentes variables.

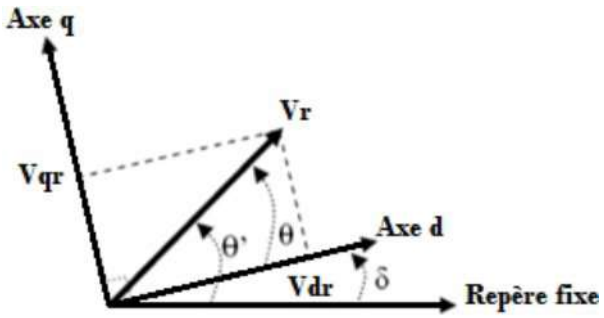


Figure III.7:Représentation du vecteur V dans le repère dq

Une fréquence d'anticipation f_{ref} (feed forward frequency) de 50Hz est utilisée pour réduire le temps de réponse de la PLL.

III.4.1. structures de commande du système PV raccordé au réseau :

Il s'agit d'utiliser les correcteurs PI dans un repère tournant (avec la transformée de Park) pour faire la régulation du system photovoltaïque avec le réseau électrique triphasé, il contient deux structure :

- Régulation de courant
- Régulation de tension du bus contenu

a) Régulation en courant :

Le but de cette commande est d'imposer les valeurs des puissances actives et réactive injectées au réseau.

Soit la figure de la connexion au réseau

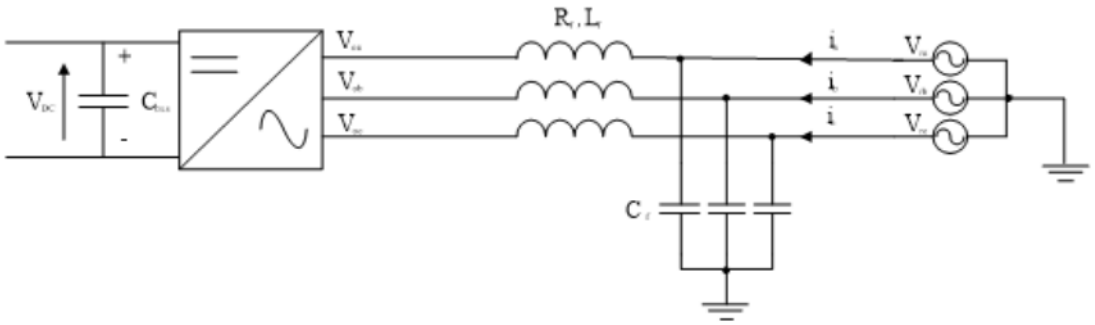


Figure III. 8:Représentation de la connexion Onduleur- Réseau

En négligeant les courants qui passent dans les capacités du filtre

$$V_{o,k} = R_f i_k + L_f \frac{di_k}{dt} + V_{r,k}, \qquad k = a, b, c \tag{III.7}$$

Avec :

$V_{o,k}$: Tension à la sortie de l'onduleur
$V_{r,k}$: Tension du réseau
i_k : Courant de la ligne
R_f ,L_f : Valeur de l'impédance de la partie inductive du filtre

On peut représenter cette équation sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} V_{oa} \\ V_{ob} \\ V_{oc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_f + L_f s & 0 & 0 \\ 0 & R_f + L_f s & 0 \\ 0 & 0 & R_f + L_f s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix} \tag{III.8}$$

On utilise la transformation de Park pour passer au repère synchrone dq :

$$P(\theta)\begin{bmatrix} V_{od} \\ V_{oq} \\ V_{o0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & R_f \end{bmatrix} P(\theta)\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_f & 0 & 0 \\ 0 & L_f & 0 \\ 0 & 0 & L_f \end{bmatrix} \frac{d}{dt} P(\theta)\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + P(\theta)\begin{bmatrix} V_{rd} \\ V_{rq} \\ V_{r0} \end{bmatrix} \tag{III.9}$$

Où P(Θ) représente la matrice de Park

L'utilisation des propriétés matricielles classiques permet d'obtenir le système d'équations suivant :

$$\begin{bmatrix} V_{dr} \\ V_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{d} \\ V_{q} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_f & -L_f\omega \\ L_f\omega & R_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_f & 0 \\ 0 & L_f \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad \text{(III. 10)}$$

$$\begin{bmatrix} V_{dr} \\ V_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{d} \\ V_{q} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_f + L_f s & -L_f\omega \\ L_f\omega & R_f + L_f s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad \text{(III. 11)}$$

On a donc le système suivant :

$$\begin{cases} V_{dr} = R_f i_d + L_f \dfrac{di_d}{dt} - L_f\omega i_q + V_d \\ V_{qr} = R_f i_q + L_f \dfrac{di_q}{dt} + L_f\omega i_d + V_q \end{cases} \quad \text{(III. 12)}$$

En utilisant ces équations électriques, on obtient le schéma équivalent du réseau :

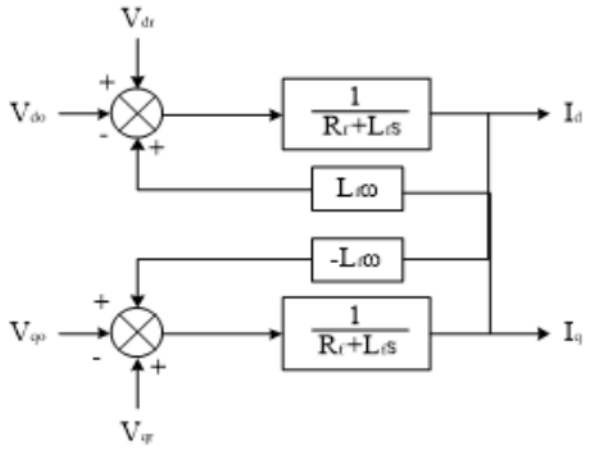


Figure III. 9:Schéma équivalent du réseau électrique dans le repère dq

Où les termes $L_f\omega i_{dq}$ représentent les termes de couplage entre les axes d et q, ceci rend la régulation très complexe. Ainsi, on procède à une méthode de découplage par compensation qui consiste à ajouter une précommande à la boucle de régulation interne [10].

Le contrôle des courants suivant les axes d et q permet de contrôler les puissances active et réactive :

$$\begin{cases} P_{réel} = \dfrac{3}{2}\left(V_d i_{réel} + V_q i_{réel}\right) \\ Q_{réel} = \dfrac{3}{2}\left(V_d i_{réel} - V_q i_{réel}\right) \end{cases} \quad \text{(III. 13)}$$

Puisqu'on utilise une PLL, la composante en quadrature de la tension du réseau sera nulle (V_{rq}= 0), le système devient :

$$\begin{cases} P_{ref} = \frac{3}{2}(V_d i_{dref}) \\ Q_{ref} = -\frac{3}{2} V_d i_{qref} \end{cases} \quad (IV.14)$$

Où Q_{ref} représente la puissance réactive de référence qui permet d'avoir $i_{qref.}$ Elle est égale à la puissance réactive requise par la charge. Tandis que i_{dref} est donnée par la boucle de régulation de la tension du bus continu.

On peut déduire du système (III.114) que le courant i_{dr} est une image directe de la puissance active alors que le courant i_{qr} est une image de la puissance réactive [15].

Pour ce qui est de la boucle de régulation des courants, il y a deux régulateurs : un pour le courant suivant l'axe d et l'autre pour le courant suivant l'axe q. Ces deux régulateurs fonctionnent pour le même modèle et sont identiques, il n'est donc nécessaire d'estimer les paramètres que d'un seul régulateur.

La boucle de commande du courant, suivant l'axe d, peut être modélisée comme suit :

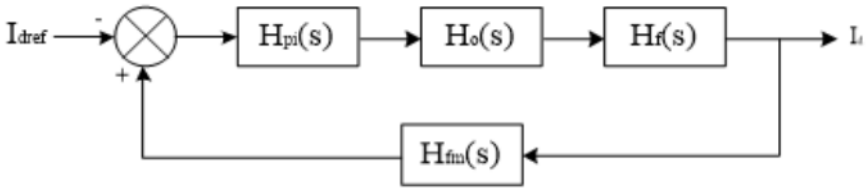


Figure III. 10:Boucle de régulation du courant d'axe direct

La boucle suivant l'axe q est similaire.

Dans ce modèle, tous les non linéarités ainsi que le bruit de la tension de sortie sont ignorés pour des fins de simplification. Les blocs de la figure IV.8 sont décrits comme suit :

H_o : Cette fonction de transfert représente le temps de retard provoqué par l'onduleur (T_o), ce retard est égale à 1.5 fois le temps d'échantillonnage

$$H_o(s) = \frac{1}{1 + sT_o} \quad (III.15)$$

H_{fm} : Représente la fonction de transfert du filtre de mesure qui engendre un temps de retard T_{fm}. Il est utilisé dans un système pratique pour réduire les bruits indésirables dus à la mesure. C'est un filtre digital du premier ordre.

$$H_{fm}(s) = \frac{1}{1 + sT_{fm}} \quad (III.16)$$

H_f : Représente la fonction de transfert du filtre de sortie (partie inductive), elle décrit les changements du courant de sortie à une variation de la tension d'entrée de l'onduleur.

$$H_{\square}(s) = \frac{1/R_{\square}}{1 + sT_{\square}} \quad (III.17)$$

Avec:

$$T_{\square} = \frac{L_{\square}}{R_{\square}} \quad (III.18)$$

La constante de temps T_f, caractéristique de la partie inductive du filtre de sortie de l'onduleur, est dominante par rapport aux autres constantes de temps (du filtre de mesure et de l'onduleur). Ainsi, on peut réduire le modèle en additionnant les constantes de temps petites.

On obtient le modèle suivant :

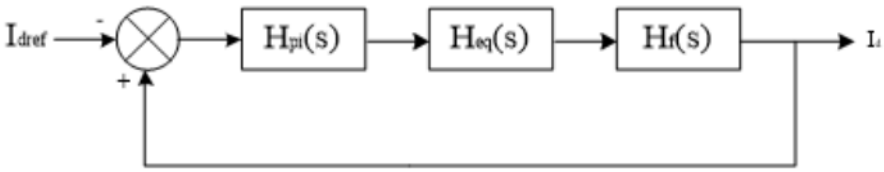


Figure III. 11:Boucle de régulation réduite du courant

Avec :

$$H_{\square\square}(s) = \frac{1}{1 + T_{\square\square}s} \quad (III.19)$$

Et le temps de retard équivalent :

$$T_{\square\square} = T_{\square} + T_{\square\square} \quad (III.20)$$

Ainsi, la fonction de transfert en boucle ouverte devient :

$$H_{\square\square}(s) = K_{\square}\frac{1 + T_{\square}s}{T_{\square}s}\frac{1}{1 + T_{\square\square}s}\frac{1/R_{\square}}{1 + T_{\square}s} \quad (III.21)$$

Afin de compenser le pôle de temporisation élevée, le régulateur PI est utilisé. Ceci conduit à un temps d'intégration qui est égal à la grande constante de temps. Ce qui donne la fonction de transfert en boucle fermée :

$$H_{\square\square}(s) = \frac{H_{\square\square}(s)}{1 + H_{\square\square}(s)} = \frac{\frac{\square_{\square}}{\square_{\square}}}{T_{\square}s\square 1 + sT_{\square\square}\square + \frac{\square_{\square}}{\square_{\square}}} \quad (III.22)$$

$$H_{\square\square}(s) = \frac{K_{\square}}{T_{\square}T_{\square\square}R_{\square}s^{\square} + \frac{\square}{\square_{\square\square}}s + \frac{\square_{\square}}{\square_{\square}\square_{\square\square}\square_{\square}}} \quad (III.23)$$

C'est une fonction du second ordre de la forme :

$$M(s) = \frac{\omega_{\square}^{\square}}{s^{\square} + 2\zeta\omega_{\square}s + \omega_{\square}^{\square}} \quad (III.24)$$

Par identification :

$$\begin{cases} \omega_{\square} = \square\sqrt{\frac{K_{\square}}{T_{\square}T_{\square\square}R_{\square}}} \\ \xi = \frac{1}{2}\square\sqrt{\frac{T_{\square}R_{\square}}{K_{\square}T_{\square\square}}} \end{cases} \quad (III.25)$$

Le facteur d'amortissement ξ est pris égal à $1/\sqrt{2}$ pour avoir le meilleur temps de réponse avec un dépassement minimal.
Ainsi, on obtient :

$$\begin{aligned} T_{\square} &= T_{\square} \\ \square K_{\square} &= \frac{T_{\square}R_{\square}}{2T_{\square\square}} \end{aligned} \quad (III.26)$$

b) Régulation de la tension du bus continu :

La régulation de cette tension s'effectue en absorbant ou en fournissant de la puissance active au le réseau.
Suite à un écart entre $V^2_{dc_ref}$ et V^2_{dc}, la puissance P_{ref} s'ajoute à la puissance active fluctuante et donne lieu à un courant fondamental actif (i_{dref}) corrigeant ainsi la tension V_{dc}.

Le contrôleur de la tension se trouve dans la boucle externe. La sortie de ce régulateur donne une référence pour le contrôleur du courant suivant l'axe d dans la boucle interne.
La boucle de commande de la tension peut être modélisée comme suit :

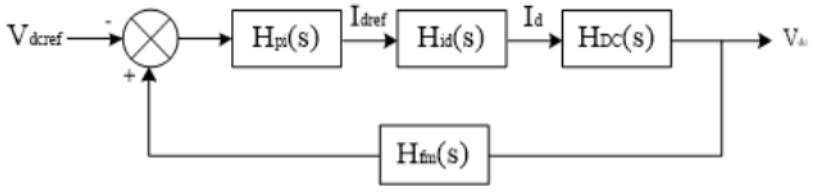


Figure III. 12:Boucle de régulation de la tension du bus continu

Les blocs de la figure sont décrits comme suit :

H_{fm} : Représente la fonction de transfert du filtre de mesure
Afin de réduire les bruits indésirables dus à la mesure on utilise un filtre digital du premier ordre ce qui engendre un retard T_{fm}.

$$H_{fm}(s) = \frac{1}{1 + sT_{fm}} \quad \text{(III. 27)}$$

H_{id} : Représente la fonction de transfert du contrôleur du courant suivant l'axe d.
Afin de pouvoir utiliser le critère du symétrique optimum, le système doit être approximé par un système du premier ordre. Ceci peut être justifié en sachant que la boucle de contrôle externe doit être plus lente que la boucle de contrôle interne.
On rappelle la forme de la fonction de transfert de la boucle interne :

$$M(s) = K\frac{1}{\frac{}{}s^2 + \frac{}{}s + 1} \quad \text{(III. 28)}$$

Pour des fréquences inférieures à ω_0 :

$$\frac{1}{\omega_0^2}s^2 \ll 1 \quad \text{(III. 29)}$$

Et le système peut être approximé par un système du premier ordre :

$$H_{fm}(s) = \frac{1}{\frac{}{}s + 1} = \frac{1}{4\xi^2 T_{fm}s + 1} \quad \text{(III. 30)}$$

$$H_{fm}(s) = \frac{1}{1 + 2T_{fm}s} \quad \text{(III. 31)}$$

H_{DC} : Représente la fonction de transfert entre le courant d'axe d et la tension du bus continu. Elle est donnée par :

$$H_{DC}(s) = K_{DC}\frac{1}{C_{DC}s} \quad \text{(III. 32)}$$

La constante K_{DC} relie le courant d'axe d au courant continu. Cette relation peut être retrouvée en considérant la conservation de la puissance et la relation entre la tension du bus continu et la tension suivant l'axe d.
Conservation de la puissance :

$$V_{DC}I_{DC} = \frac{2}{3}V_d I_d \quad \text{(III. 33)}$$

Et la tension à la sortie de l'onduleur :

$$V_{dc} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} V_{ac} r \quad (III.34)$$

$$V_d = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} V_{dc} = \frac{1}{2} V_{ac} r \quad (III.35)$$

En combinant les relations(III.34) et (III.35) on trouve K_{DC}

$$K_{dc} = \frac{I_{dc}}{I_d} = \frac{3V_d}{2V_{dc}} = \frac{3}{4} r \quad (III.36)$$

Où r représente le rapport de modulation.

Le système de contrôle de la tension contient deux retards qui sont du même ordre de grandeur, on peut donc les additionner pour avoir une seule constante de temps. Ainsi, le système va satisfaire le critère de l'optimum symétrique où il y a un intégrateur, plusieurs constantes de temps de retard et un régulateur PI. La fonction de transfert en boucle ouverte du système de commande de la tension est donnée par :

$$H_{ouv}(s) = K_d K_{dc} \frac{1 + T_i s}{C_{dc} T_i s^2} \frac{1}{1 + 2T_{dc} + T_{ac} s} \quad (III.37)$$

$$H_{ouv}(s) = K_d K_{dc} \frac{1 + T_i s}{C_{dc} T_i s^2} \frac{1}{1 + Ts} \quad (III.38)$$

Avec :

$$T = 2T_{dc} + T_{ac} \quad (III.39)$$

La fonction de transfert en boucle fermée :

$$H_{fer}(s) = \frac{H_{ouv}(s)}{1 + H_{ouv}(s)} = K_d K_{dc} \frac{1 + T_i s}{C_{dc} T_i T s^2 + C_{dc} T_i s^2 + K_d K_{dc} T_i s + K_d K_{dc}} \quad (III.40)$$

Cette fonction de transfert satisfait le critère de l'optimum symétrique, ainsi selon ce critère on a :

$$\begin{aligned} T_i &= 4T \\ K_d &= \frac{1}{2} \frac{C_{dc}}{K_{dc} T} \end{aligned} \quad (III.41)$$

La structure de la commande totale de la connexion au réseau est représentée dans la (figure III.12) ci-dessous.

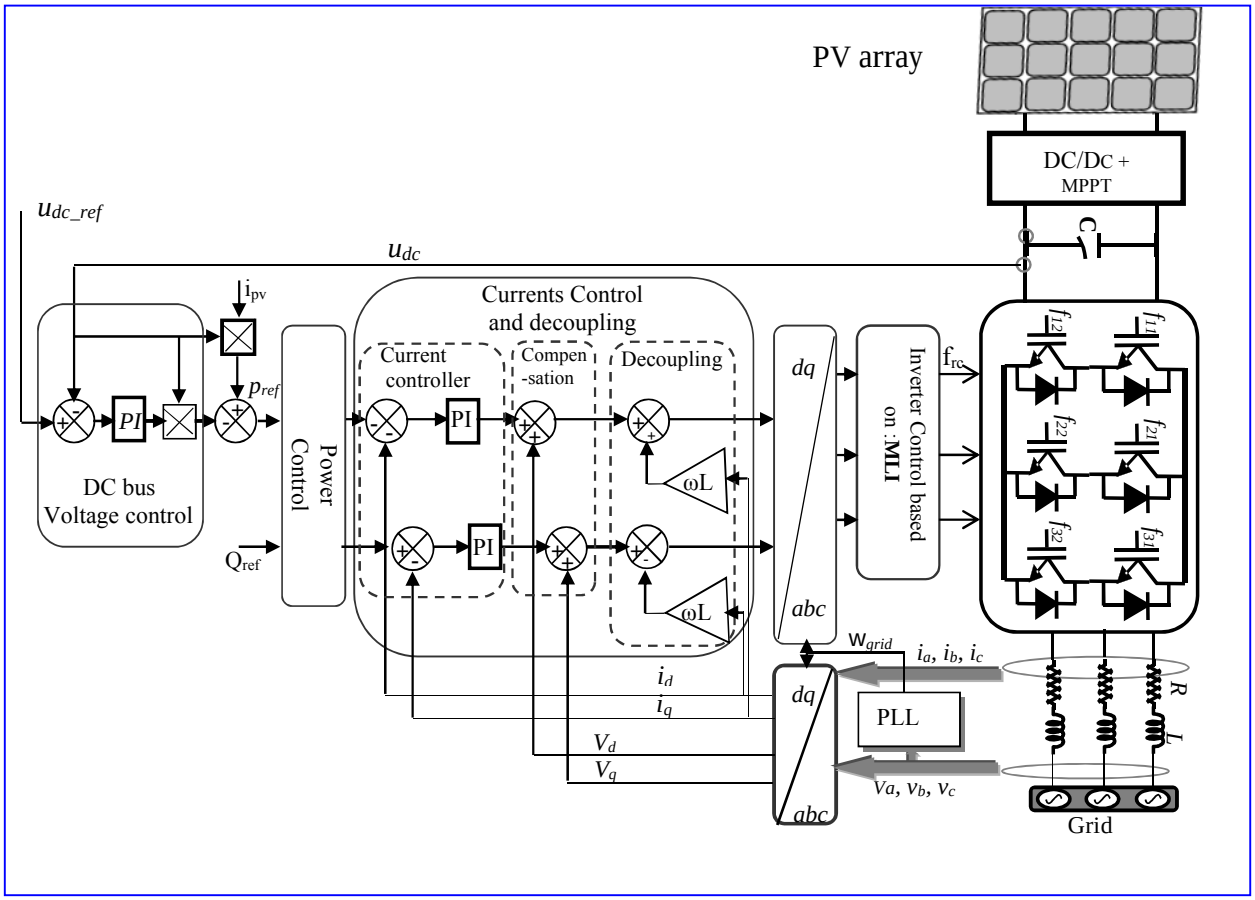


Figure III.13: Système de contrôle du système connecté au réseau

III.5. Résulta de simulation :

Simulation de l'onduleur commandé par MLI :

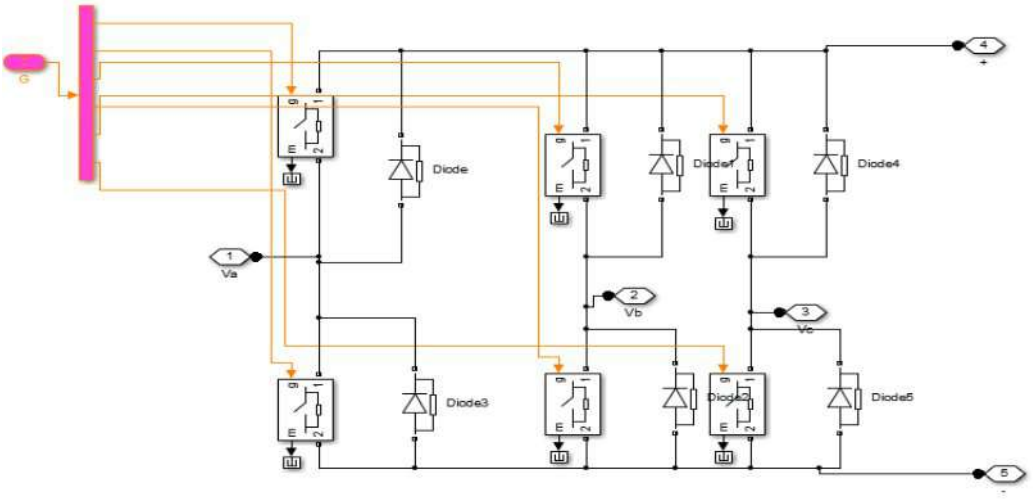


Figure III. 14: la structure de l'onduleur a deux niveaux

Le schéma circuit de filtrage après l'onduleur donne par la (figureIII.14)

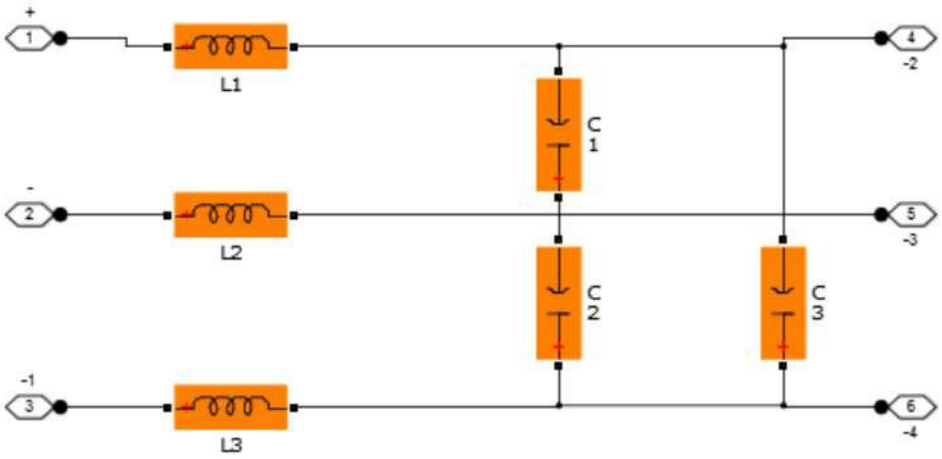


Figure III. 15: schéma circuit de filtre LC triphasé

Le schéma suivant simplifié de la régulation et de simulation de la PLL dans domaine de Park et donné par la (figure III .15)

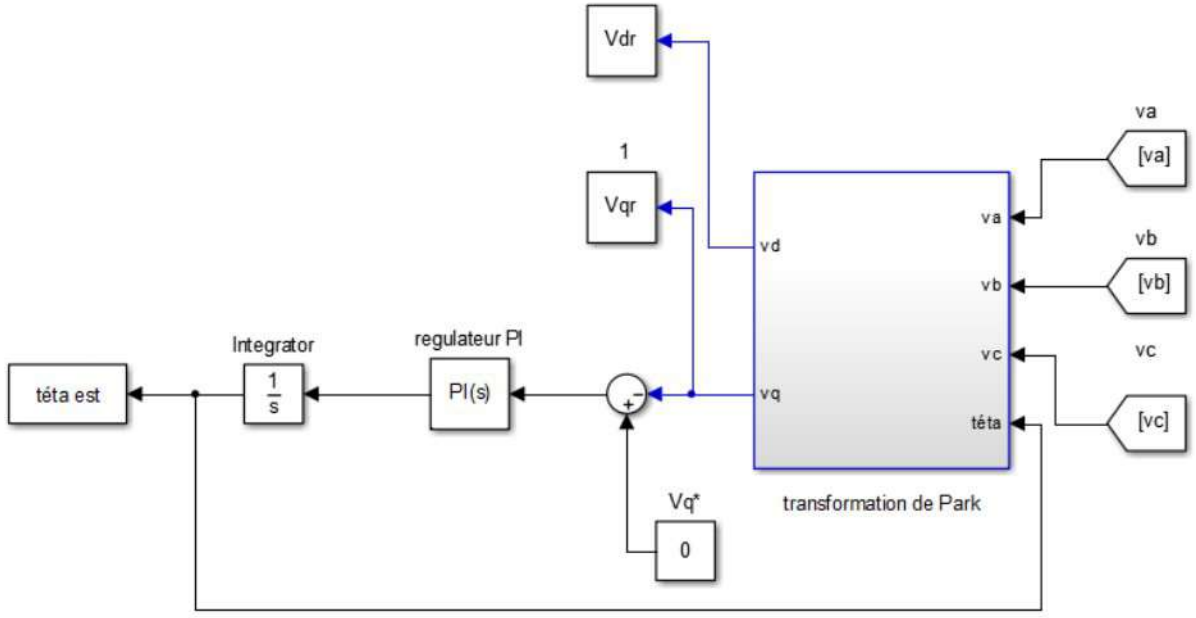


Figure III. 16: Schéma bloc Simulink de la PLL

Maintenant en va voir le schéma bloque globalement de la régulation et synchronisation du system photovoltaïque raccorder avec le réseau électrique triphasé

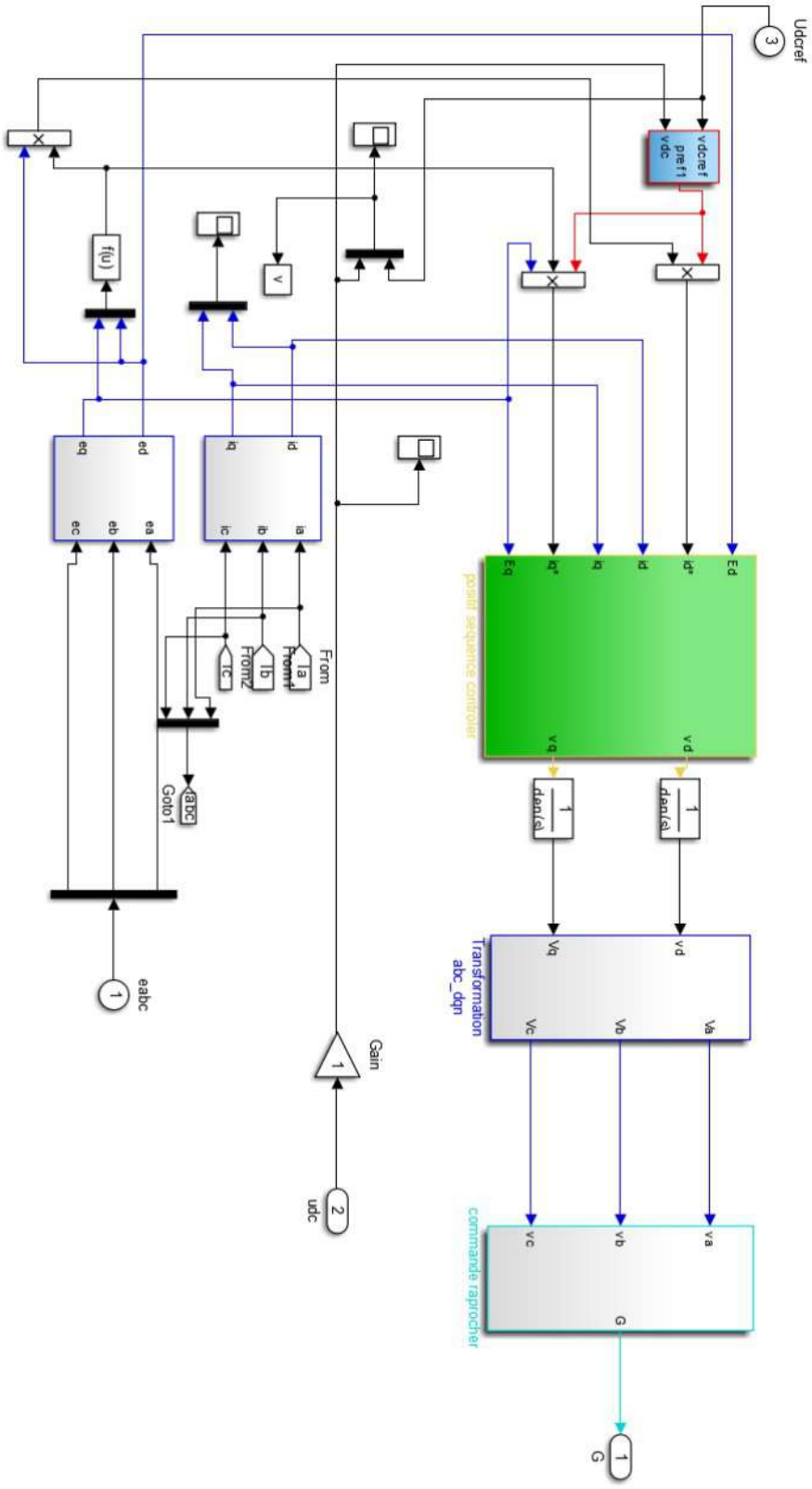


Figure III. 17: schéma global de la régulation du system PV avec le réseau

- Les graphes :

Pour tester le fonctionnement du système PV et la structure de control contrôleur proportionnel et intégral (tension du bus continu et courant *id* et i_q, boucle du courant et synchronisation avec le réseau), l'ensoleillement a été varié par échelons de 200W/m^2 , de 1000w/m^2 à 600W/m^2 .

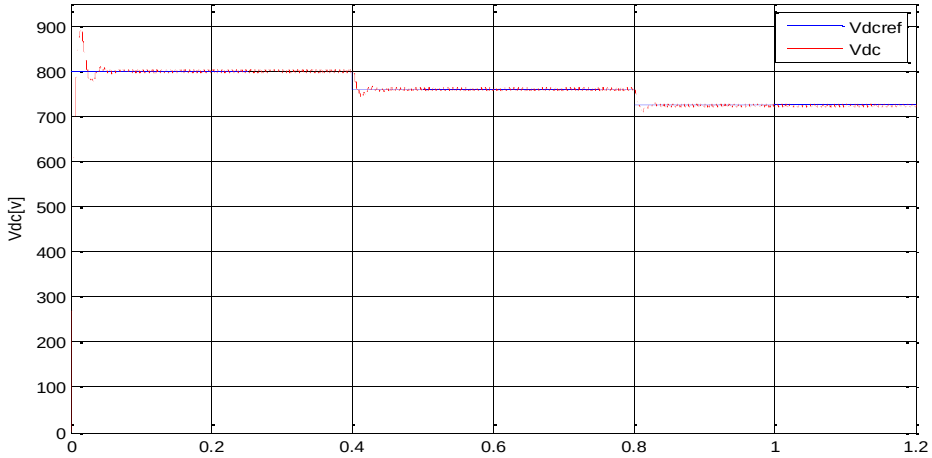


Figure III. 18: Tension de référence du bus continu et tension mesurée

La (figure III .17) présente le comportement de la tension du bus continu V_{dc} avec la variation de l'ensoleillement. Cette figure présente également la variation de la tension au point de puissance maximum V_{mpp}. La tension du bus continu arrive à suivre sa référence, la tension de point de puissance maximum pour tous les ensoleillements simulés.

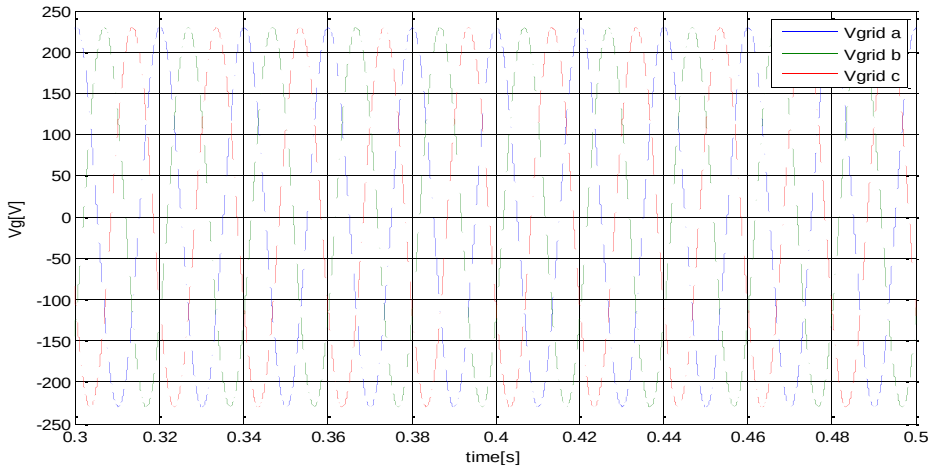


Figure III. 19: Tension triphasés du réseau électrique

La (figure III.18) présente les tensions triphasées du réseau électrique, on constate bien que ces derniers ne sont pas affectés par la variation de l'éclairement et garde une forme triphasée équilibrée.

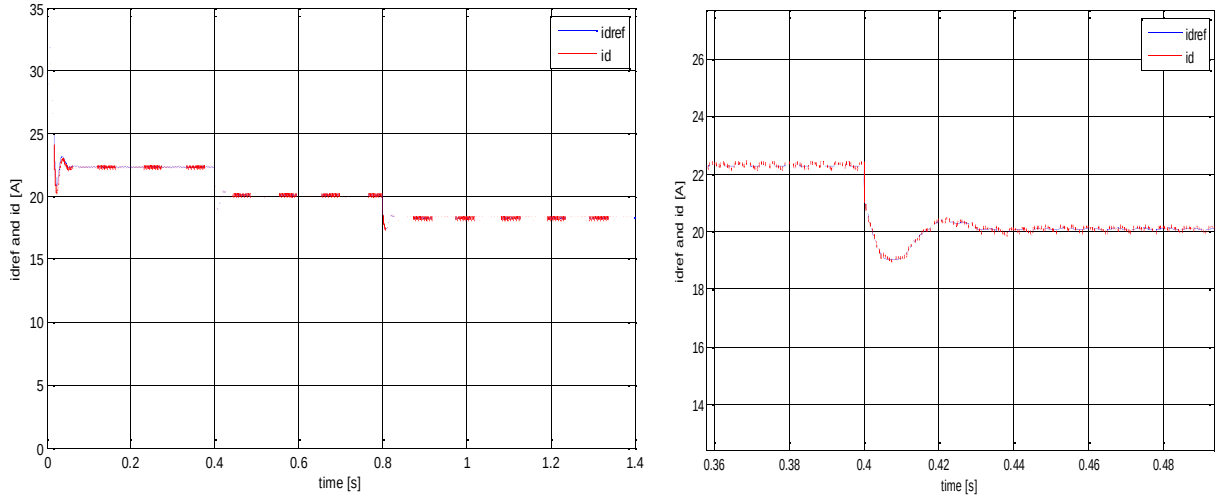


Figure III. 20: la composante directe du courant

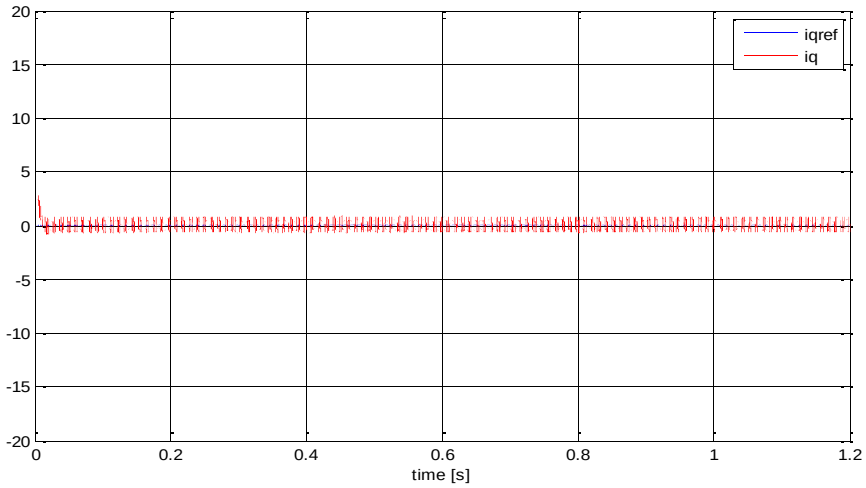


Figure III. 21: la composante en quadrature du courant

Comme on le constate sur la (figure III.20), la composante directe du courant de ligne (*id*) tend vers sa référence en fonction de de la variation de l'éclairement. Tandis que, la composante en quadrature (*iq*) tend vers une valeur nulle (figure III.21). La (figure III.23) trace la valeur efficace du courant dans la phase *A.* Conjointement, le courant de la ligne reste synchronisé avec la tension du réseau (figure III.24 et figure III.25) et un facteur de puissance unitaire est assuré.

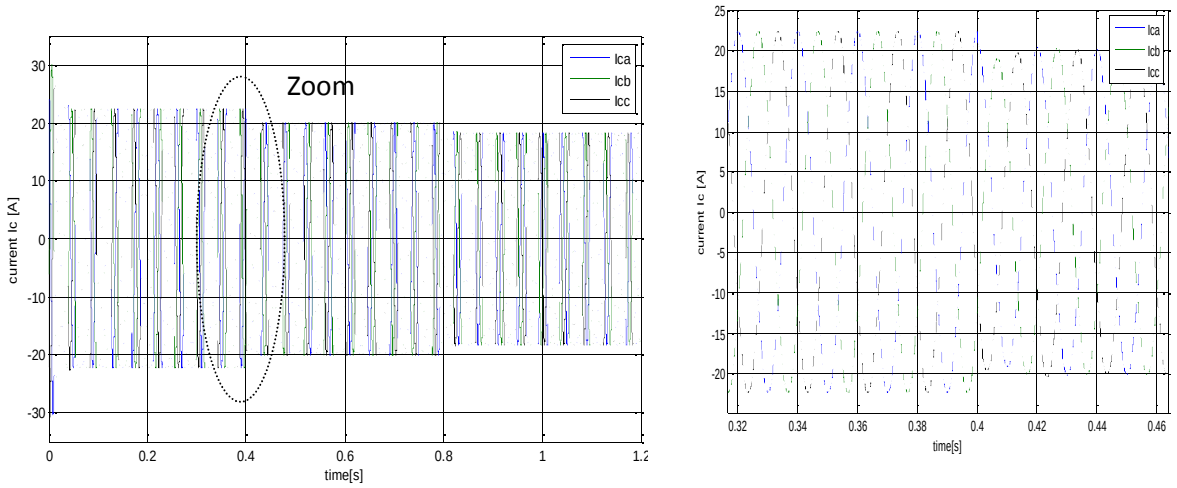


Figure III. 22: Courants triphasés injectés dans le réseau

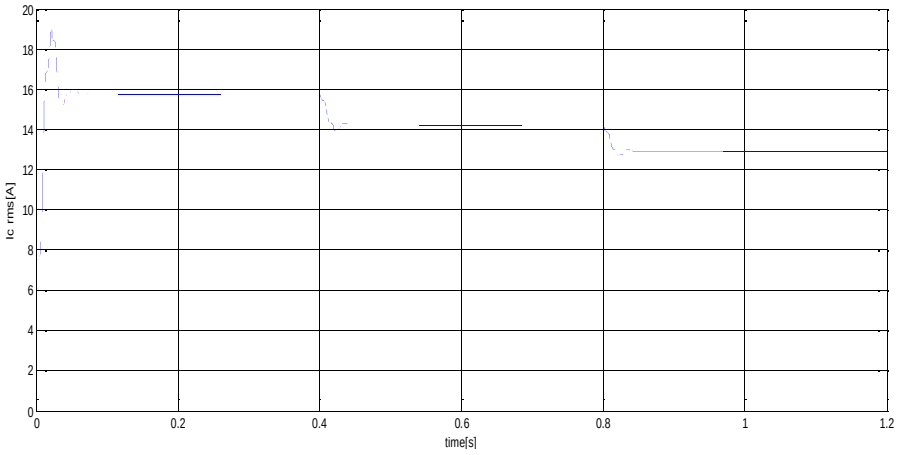


Figure III. 23: Courant efficace de la phase a (ira) du réseau

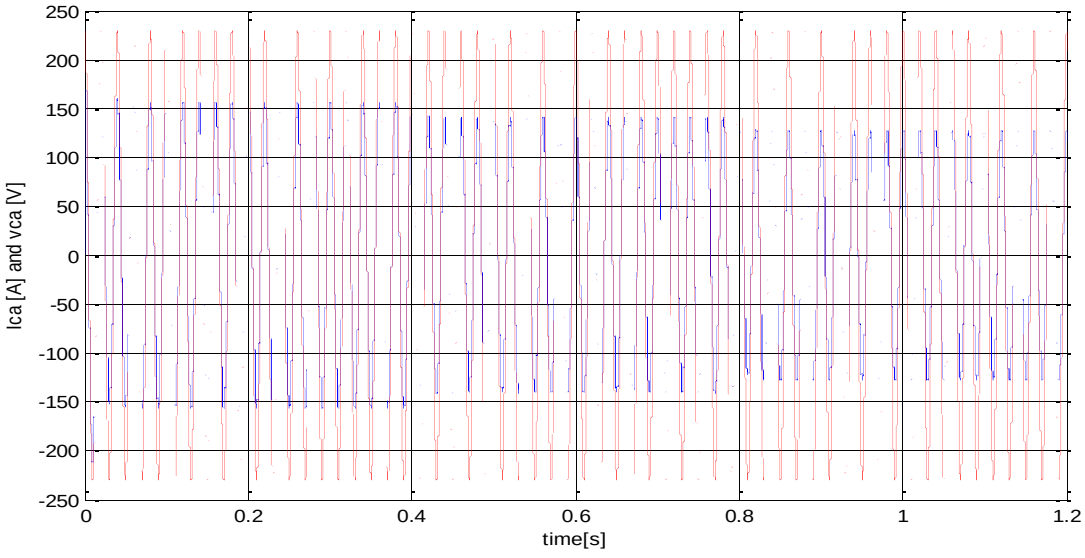


Figure III. 24: Courant et tension de la phase (a) du réseau

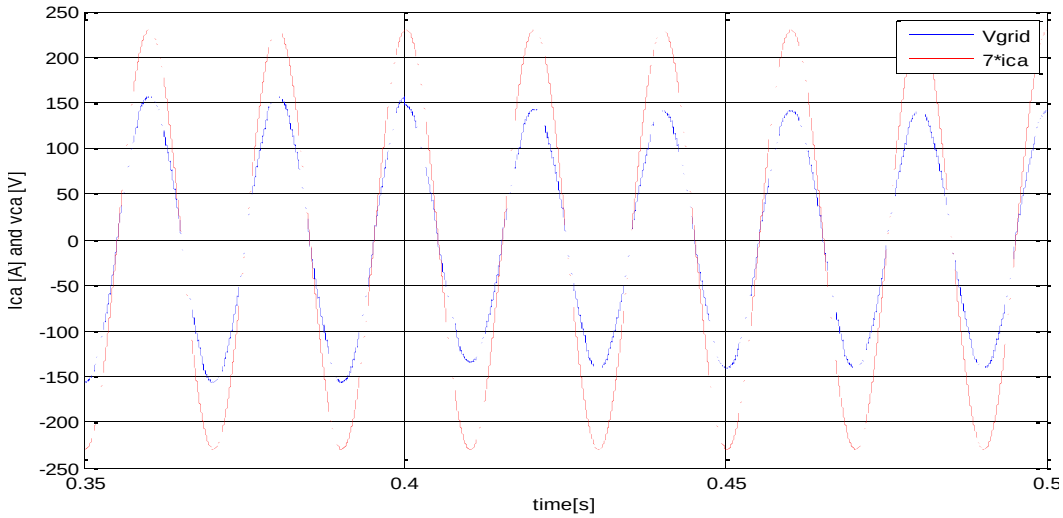


Figure III. 25: Zoom du courant et de la tension de la phase (a) du réseau

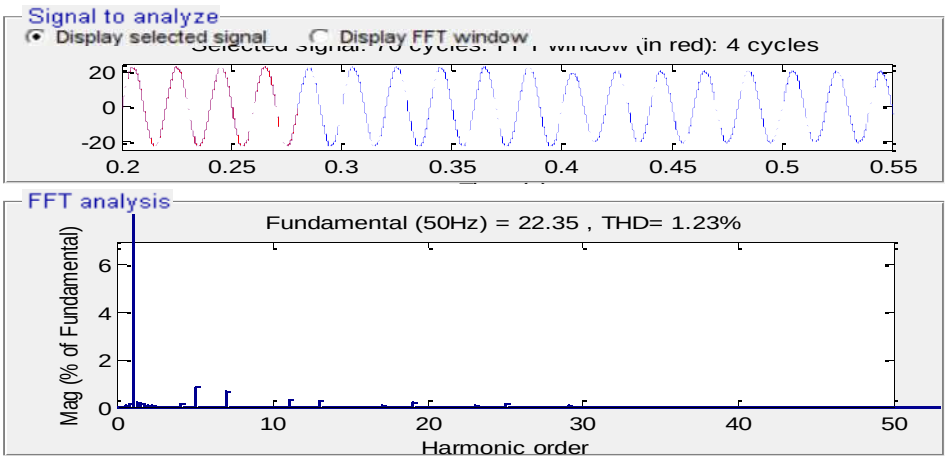


Figure III. 26: Analyse spectrale et THD de la phase (a) du réseau un éclairement de 1000w/m^2

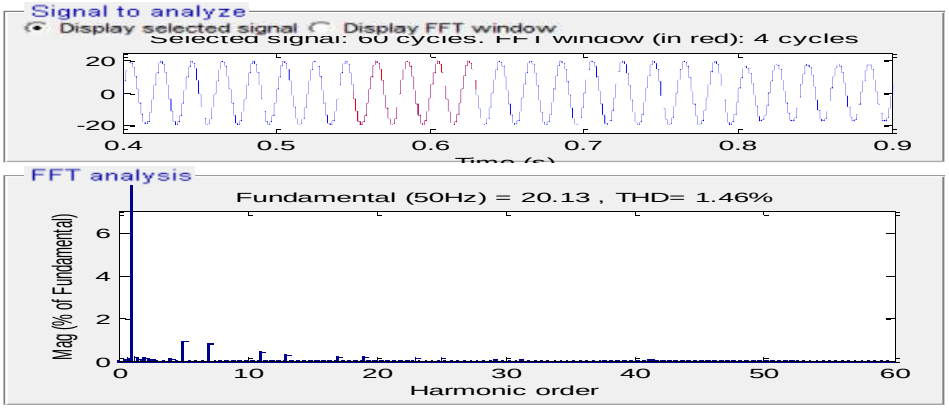


Figure III. 27: Analyse spectrale et THD de la phase (a) du réseau un éclairement de 800w/m^2

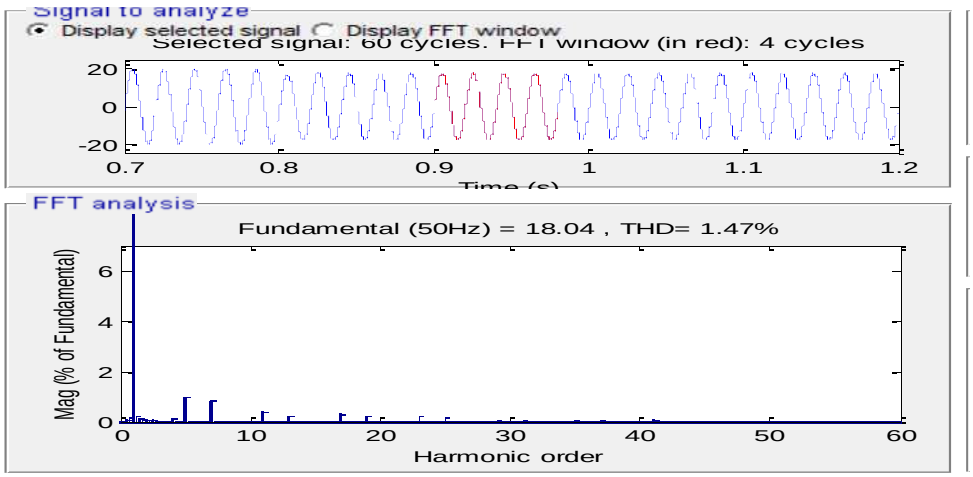


Figure III. 28: Analyse spectrale et THD de la phase (a) du réseau un éclairement de 600w/m²

Les (figure III.25, 26, 27) montre le spectre du courant de sortie de l'interface de puissance pour une différente valeur d'ensoleillement (1000 w/m²l, 800 w/m², 600 w/m²). La grande valeur du TDH est (1.47%) est bien en dessous de 5%, la limite fixée par le standard (IEEE 519-1992).

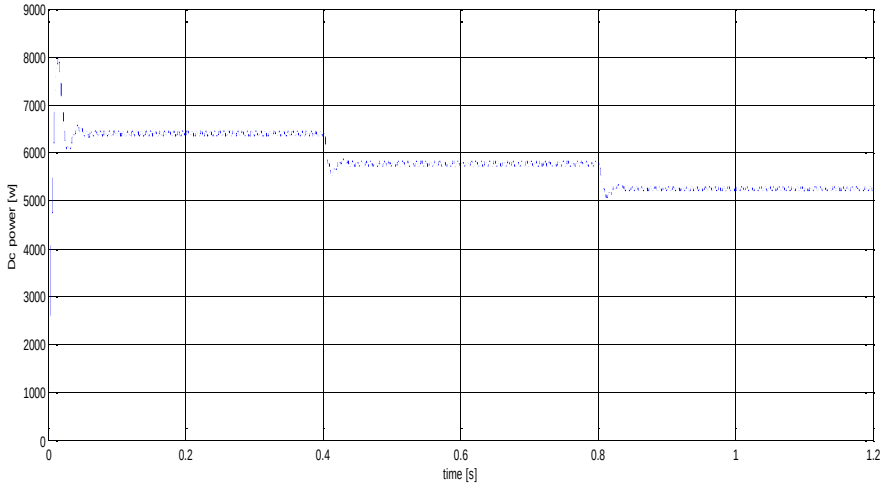


Figure III. 29: Puissance injectée dans le réseau électrique

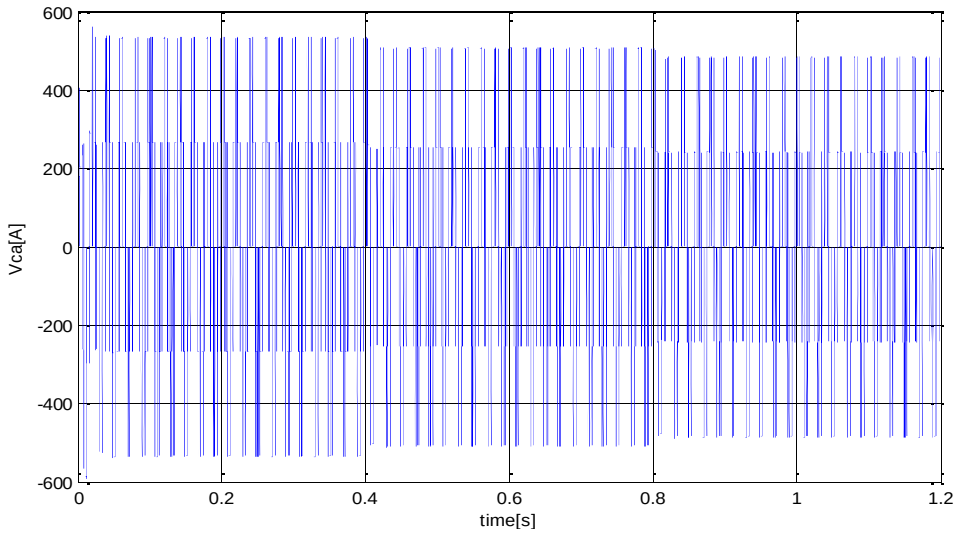


Figure III. 30: Tension de sortie de de l'onduleur (phase(a))

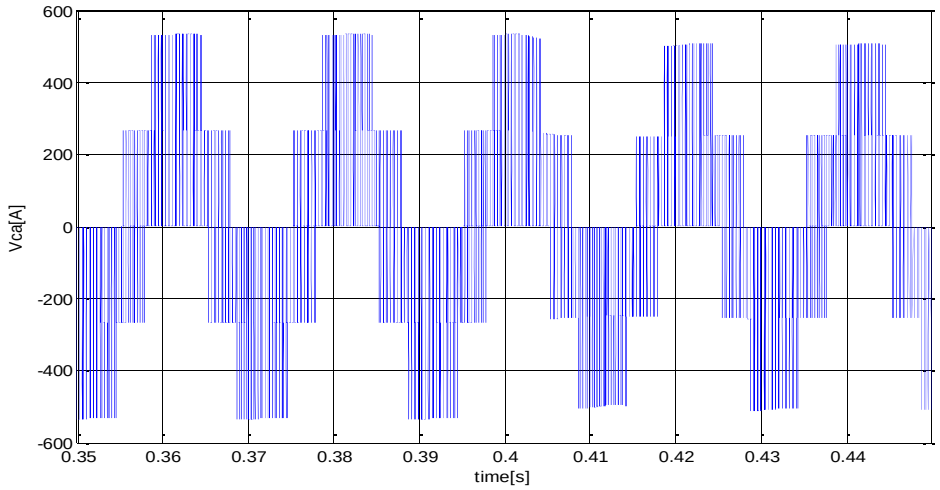


Figure III. 31: Zoom de la tension de sortie de de l'onduleur (phase(a))

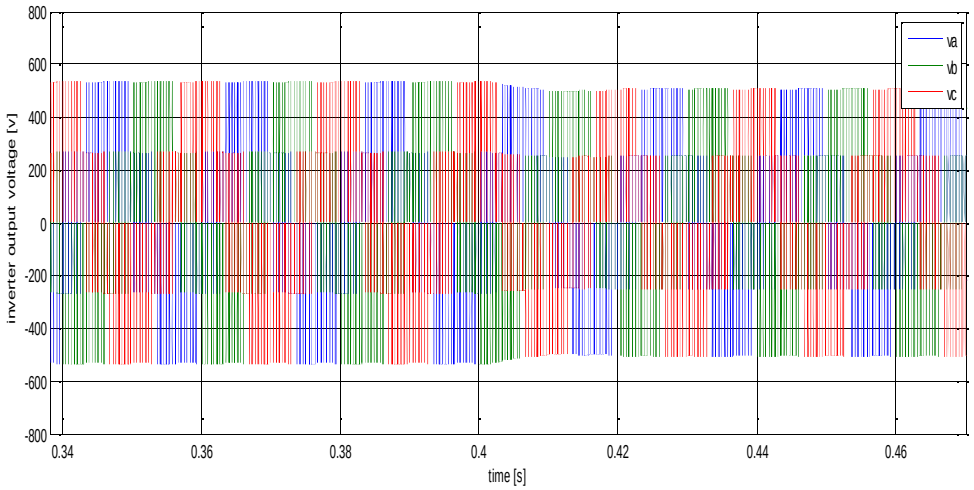


Figure III. 32: Les tensions simples triphasées de sortie de de l'onduleur

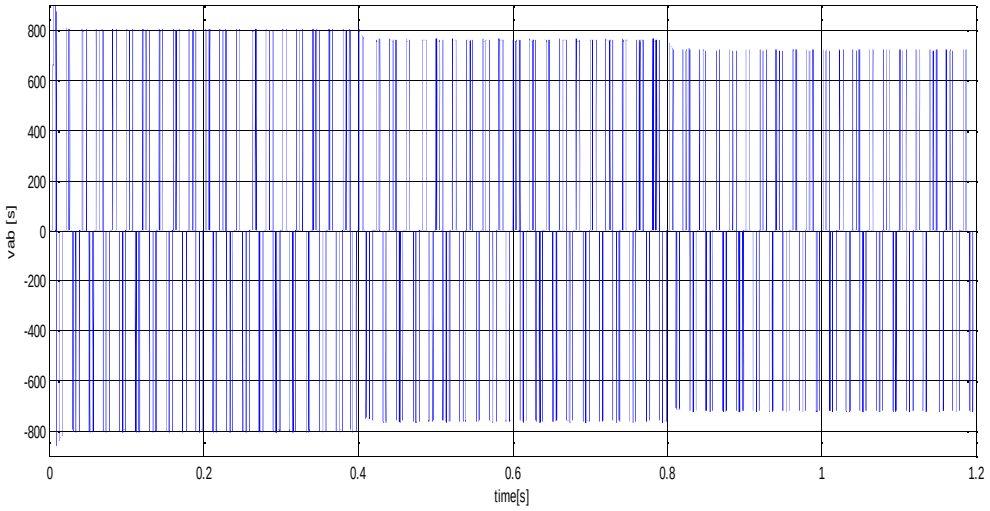


Figure III. 33: Tension composée de de l'onduleur Vab

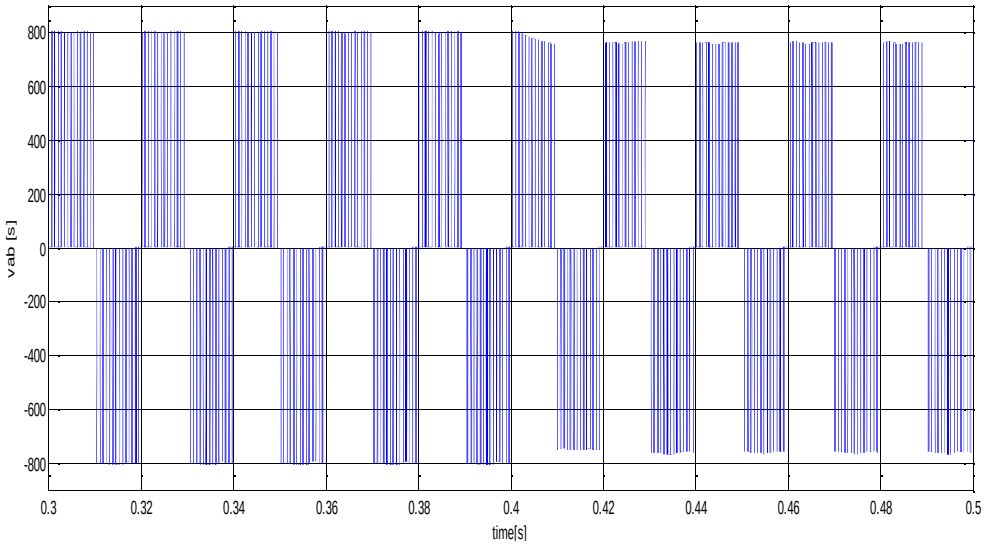


Figure III. 34: Zoom de la tension composée de l'onduleur Vab

Variation de la puissance réactive :

Nous examinons dans le comportement de la tension sur le bus à CA et le bus à CC face aux variations rapides de puissance réactive i.e le facteur de puissance.

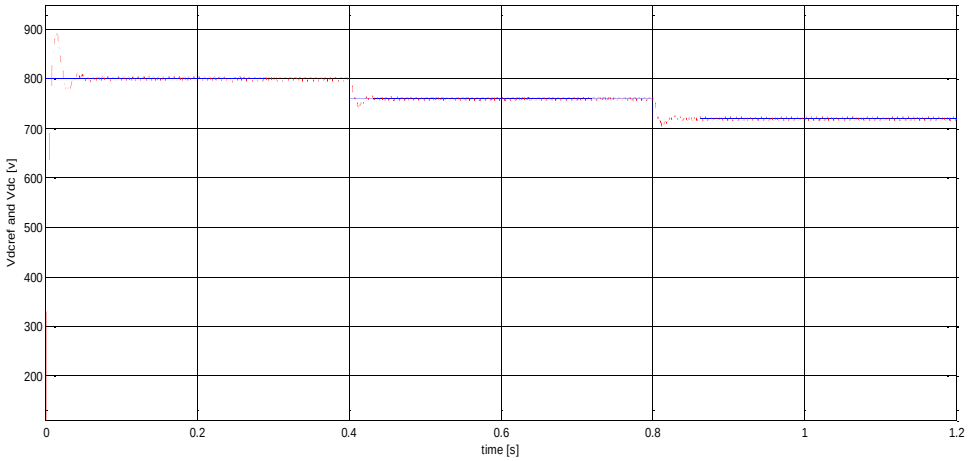
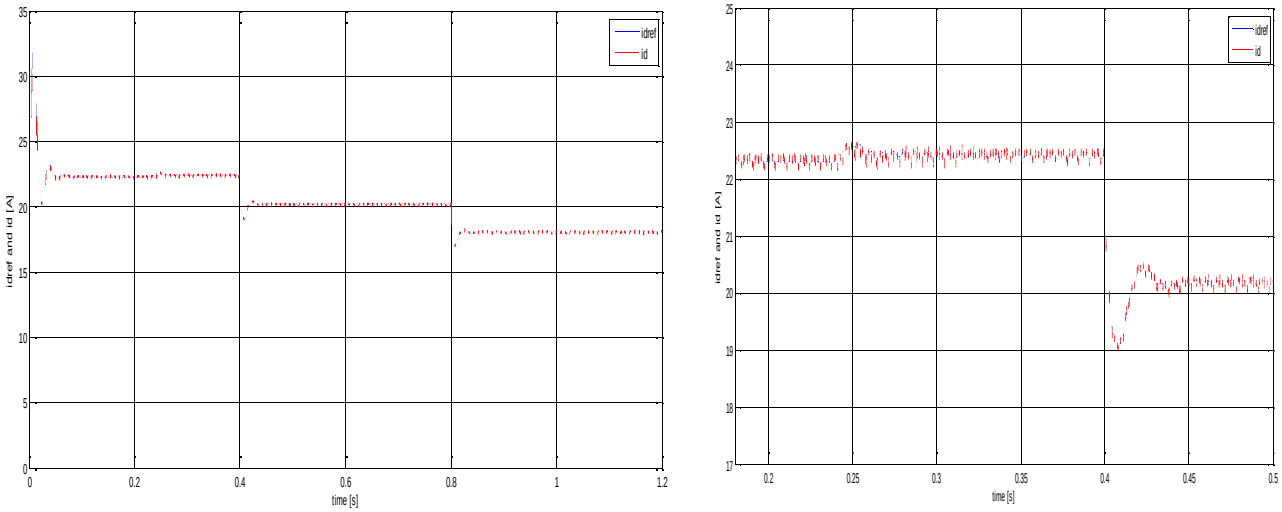


Figure III. 35: Tension de référence du bus continu et tension mesurée



(a) (b)

Figure III. 36: la composante directe du courant

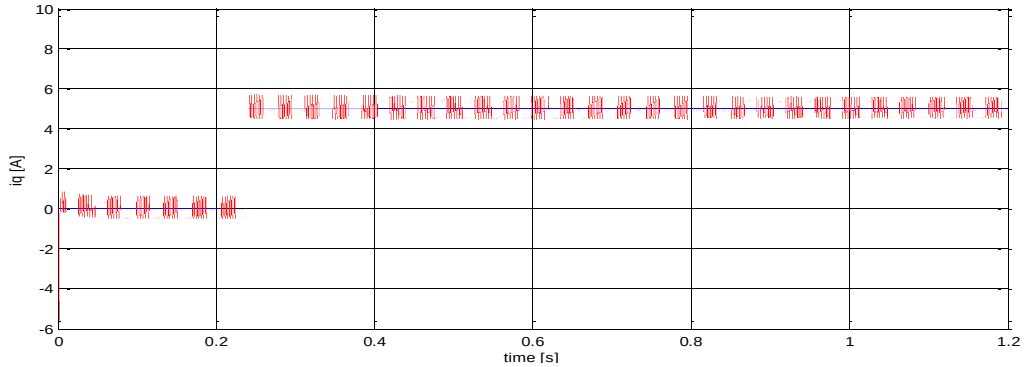


Figure III. 37: la composante en quadrature du courant injecté dans le réseau

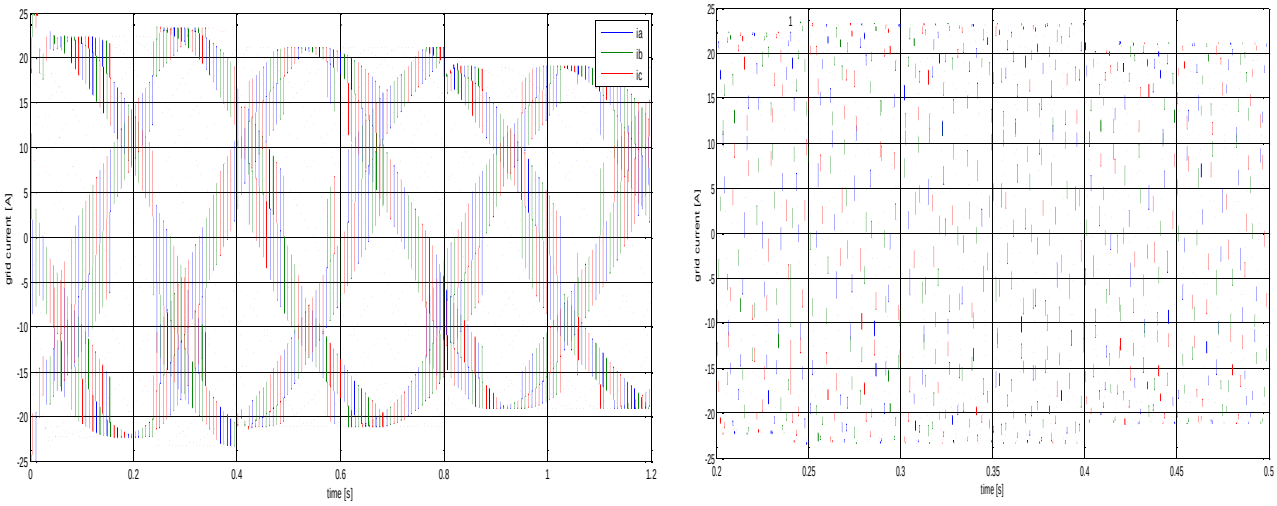


Figure III. 38: Courants triphasés injectés dans le réseau

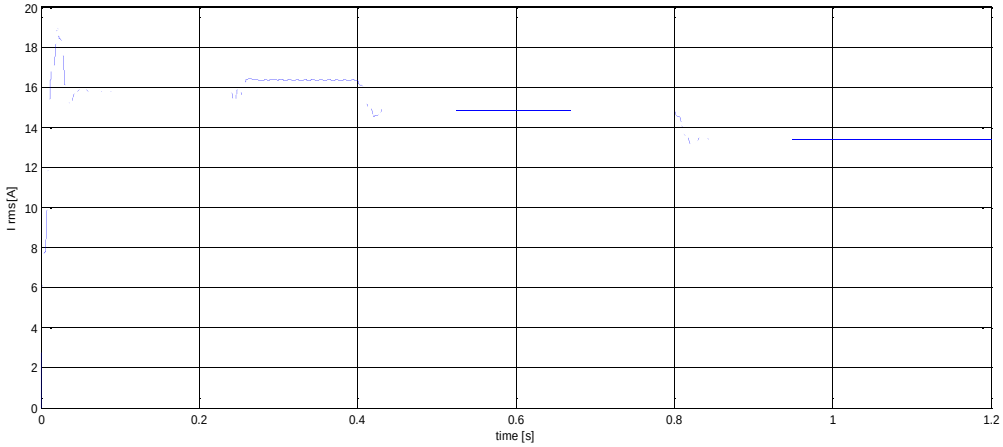


Figure III. 39: Courant efficace de la phase a (ira) du réseau

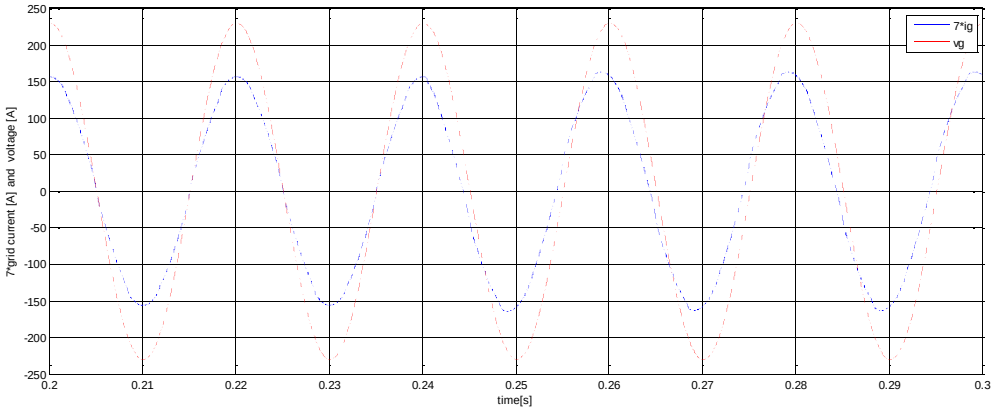


Figure III. 40: Zoom des Courant et tension de la phase (a) du réseau

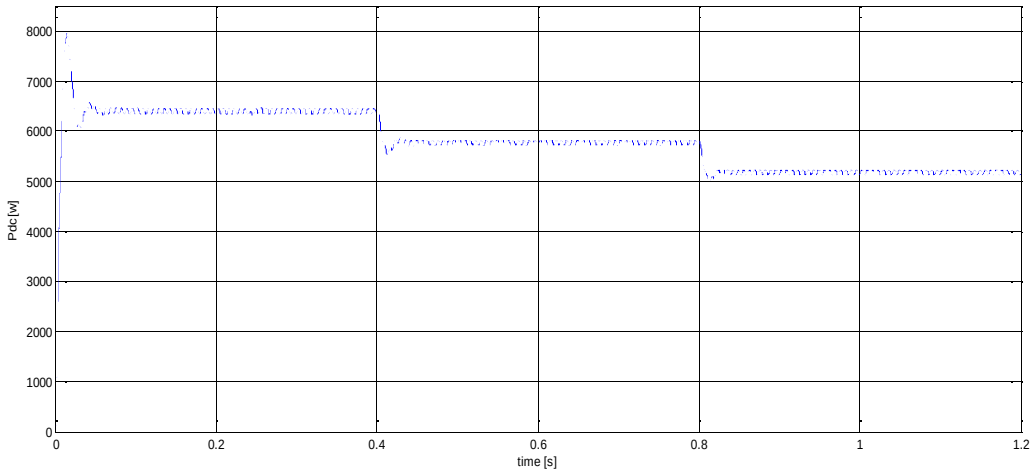


Figure III. 41: Puissance injectée dans le réseau électrique

III.6. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons modélisé et simulé la chaine photovoltaïque en mode connecté au réseau. Nous avons étudié la stratégie de commande, nécessaire pour faire cette connexion, qui se compose de trois boucles de régulation (PLL, boucle interne du courant, boucle externe de tension). L'analyse spectrale est présentée. On constate qu'avec la présence de la compensation de l'énergie réactive le THD a augmenté légèrement et reste loin de la limite des standards. Dans le chapitre suivant, la fonction de détection d'ilotage dans les systèmes PV raccordés au réseau électrique sera présentée.

CHAPITRE IV

Intégration de la méthode de détection d'ilotage dans la commande de l'onduleur

IV.1. Introduction :

Le risque d'îlotage des installations photovoltaïques est un sujet ancien et polémique qui a fait l'objet de nombreuses études internationales souvent contradictoires.

On dit qu'il y a îlotage quand une partie de réseau électrique comprenant des moyen de production et des charges est déconnectée du réseau principal (séparer du réseau en amont) et que les charges de se îlot sont entièrement alimentées par le générateur photovoltaïque du même îlot ou la tension et la fréquence sont maintenues à des valeurs autour de leurs valeurs nominales (marche en réseau séparé).

On note que la notion d'îlotage est associée à une durée. Les règles qui définissent le fonctionnement d'une installation PV considèrent qu'une situation d'îlotage est défini comme telle dès lors que l'onduleur détecte un fonctionnement en réseau séparé pendent un certain temps, l'onduleur devra se découpler du réseau principal

Dans ce chapitre on va faire une description sur le problème d'ilotage et les méthodes de détection l'ilotage et on va intégrer la méthode de Slip Mode frequency Shift (SMS) dans la commande d'un onduleur.

IV.2. Problématique d'ilotage dans les systèmes PV raccordé au réseau électrique:

Les onduleurs couplés au réseau électrique fonctionnent comme des sources de courant qui alimentent le réseau en électricité sous forme de courant alternatif avec la même fréquence que la tension de réseau.

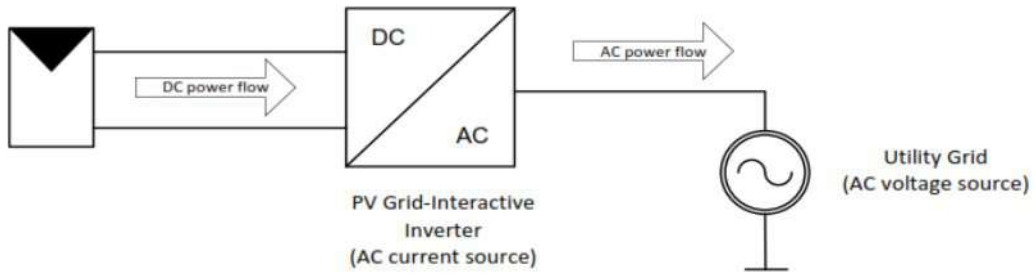


Figure IV.1: Fonctionnement normal d'un onduleur raccordé au réseau.

Parfois le système PV se retrouve dans une situation parallèle au réseau dans laquelle l'onduleur continue à alimenter le réseau même si la tension du réseau électrique n'est plus présente. On dit qu'ont dans une situation d'ilotage.

- Dans la norme IEEE 1547.1-2005, la définition d'un « ilotage » est la suivante :
  Ilotage : une condition dans laquelle une partie du réseau électrique (Electric power system - EPS) d'une zone est alimentée en énergie uniquement par un ou plusieurs réseaux locaux, à travers les points de couplage commun (PCC) associés, alors que cette partie du réseau électrique de la zone est électriquement séparée du reste du réseau électrique.

- Dans la norme IEC62116 Edition 1.0 2008-09, la définition d'une « ilotage » est la suivante :
  Ilotage: un état dans lequel une partie du réseau public d'électricité, contenant la charge et la production, continue à fonctionner en étant isolée du reste du réseau. La production et les charges peuvent être toute combinaison de production et de charges privées, propriété du client, et publiques, propriété du réseau public.

La condition « d'ilotage » est présente lorsque, suite à un état défectueux du réseau ou à un état de charge particulier sur celui-ci, le réseau présente un comportement de charge résonante. Dans ce type de conditions, même si la tension du réseau n'est plus présente, la résonance entre le composant L-C maintient la tension à la borne de sortie de l'onduleur, et ce dernier n'est dès lors pas en mesure de détecter l'absence de tension dans le réseau. Dans ce cas, si la charge résistive correspond à l'énergie produite par l'onduleur, le fonctionnement parallèle continue d'être possible et crée une « condition d'ilotage ».

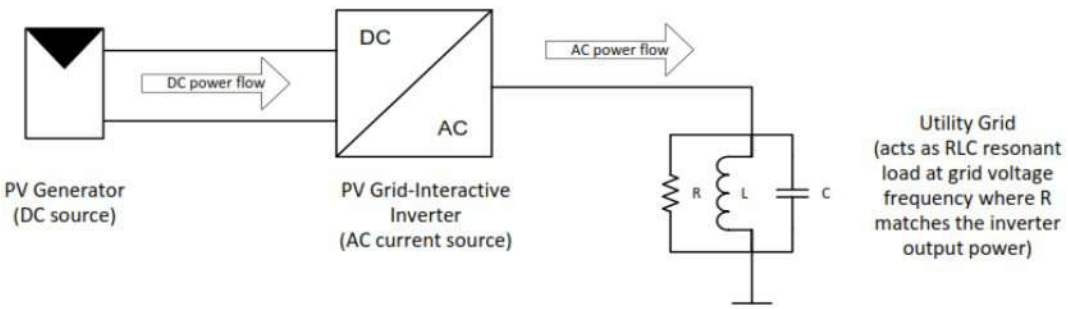


Figure IV.2: Représentation du circuit de la condition d'ilotage.

La condition d'ilotage peut s'avérer dangereuse principalement pour les quatre raisons suivantes.

- Questions de sécurité : si une condition d'île est présente, les collaborateurs de l'installation risquent d'être confrontés à des fils sous tension de manière inattendue, car aucune tension n'est censée être présente sur la ligne.
- Endommagement de l'équipement : l'équipement du client peut théoriquement être endommagé si les paramètres de fonctionnement diffèrent grandement de la norme.
- Mettre un terme à la défaillance : réenclencher le circuit dans une île active peut entraîner des problèmes pour l'équipement du service, ou empêcher aux systèmes de ré-enclenchement automatique de relever le problème.
- Endommagement de l'onduleur : le ré-enclenchement dans une île active peut causer des dégâts aux onduleurs.

IV.3. Les méthode de détection d'ilotage:

La plupart des cas d'ilotage peuvent être aisément évites en contrôlant la tension et la fréquence du système PV mail il peut arriver, qu'en cas d'ilotage production et consommation soient quasiment identique et en conséquence que la tension et la fréquence puissent se maintenir dans les plages autorisée. Il peut être donc mettre en place des commandes supplémentaire de détection d'ilotage.

Il existe plusieurs méthode de détection d'ilotage (ou détection de perte du réseau principale). Ce rapporte se limite aux méthodes de détection d'ilotage pour les installations PV. Des méthodes de détection d'ilotage peuvent être divisées en trois catégories :

- Les méthodes passives : basées sur l'analyse des variations de la tension de la fréquence ou du déphasage.
- Les méthodes actives : basées sur l'observation des effets d'une perturbation crées intentionnellement sur le réseau.
- Les méthodes au niveau du réseau : les méthodes utilisant les communications entre le réseau principal et l'onduleur PV.

Pur évaluer ces méthodes il faut déterminer leur zone de non détection (ZND), celle-ci pour des raisons évidentes de sécurité doit être la plus petite possible tout en ne générant pas de déclenchement intempestif. Cette zone est une représentation graphique est définie par les puissances actives et les puissances réactive pour lesquelles la variation de l'amplitude de la tension et la fréquence et/ou de la fréquence est insuffisante pour provoquer le déclenchement de la protection principale.

IV.4. Développement mathématique **:**

Le comportement du système îloté en tension et en fréquence (générateur + charge locale) dépend de l'équilibre entre production et consommation de puissance active et réactive pour ce système au moment de la coupure réseau.

Il est possible d'écrire les équations régissant les échanges de puissances entre le générateur, la charge locale et le réseau (l'interrupteur de la figure VI.3) est fermé :

$$\Delta P = P_{charge} - P \tag{VI.1}$$

$$\Delta Q = Q_{charge} - Q \tag{VI.2}$$

L'équation de la puissance active P et réactive Q de la charge locale RLC au nœud a alimenté par le réseau :

$$\frac{?}{??}\,?_{???}^{?} = ?_{??????} \tag{VI.3}$$

$$\left(\frac{?}{?? \; ???} - ??_{???}\right)?_{???}^{?} = ?_{??????} \tag{VI.4}$$

En remplaçant les expressions de P_{charge} et de Q_{charge} dans les équations (VI.1) et (VI.2) on obtient :

$$\frac{?}{??}\,?_{???}^{?} = ? + \Delta ? \tag{VI.5}$$

$$\left(\frac{?}{?? \; ???} - ??_{???}\right)?_{???}^{?} = ? + \Delta ? \tag{VI.6}$$

Ces équations montrent que si ΔP et ΔQ sont nuls, l'équilibre entre production et consommation est parfait entre la charge RLC et le générateur PV.

Considérons maintenant le fonctionnement en îloté, ce qui est traduit par l'ouverture de l'interrupteur sur la (figure VI.3). Les équations de la puissance active et réactive deviennent :

$$\frac{?}{??}\,?_{???}^{?} = ? \tag{VI.7}$$

$$\left(\frac{?}{?? \; ????} - ??_{????}\right)?_{???}^{?} = ? \tag{VI.8}$$

La tension et la pulsation ne sont plus imposées par le réseau mais dépendent du système îloté.

En divisant l'équation (VI.3) par l'équation (VI.5) on obtient l'équation (VI.9) qui nous renseigne sur le comportement du système îloté lorsqu'un déséquilibre entre puissance active produite et consommée intervient.

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{V_{ilot}^2}{V_{ilot0}^2} - 1 \qquad \text{(VI.9)}$$

En effet, si ΔP ≠ 0 l'équation (VI.9) indique que l'amplitude de la tension du système îloté V_{ilot} variera.

Le raisonnement est identique pour la puissance réactive. Dans les équations (VI.7) et (VI.4) L'est isolé :

$$\frac{1}{\omega_{ilot}} V_{ilot}^2 = Q + \Delta Q + \omega_{ilot} V_{ilot}^2 \qquad \text{(VI.10)}$$

$$\frac{1}{\omega_{ilot0}} V_{ilot0}^2 = Q + \omega_{ilot0} V_{ilot0}^2 \qquad \text{(VI.11)}$$

Or la puissance réactive fournit par la capacité de la charge RLC avant l'ouverture vaut :

$$Q = \omega_{ilot} V_{ilot}^2 \qquad \text{(VI.12)}$$

En remplaçant cette expression dans les équations (VI.10) et (VI.11) et en les divisant, on obtient :

$$\frac{\omega_{ilot}}{\omega_{ilot0}} \frac{V_{ilot}^2}{V_{ilot0}^2} = \frac{\omega \Delta Q \omega}{\omega \omega \omega \frac{\omega_{ilot} \omega V_{ilot}^2}{\omega \omega V_{ilot0}^2}} \qquad \text{(VI.13)}$$

En utilisant l'équation (VI.13) on obtient :

$$\frac{\omega_{ilot}}{\omega_{ilot0}} \frac{\Delta V}{V} - \frac{\Delta V}{V} = \omega 1 - \frac{V_{ilot}^2}{V_{ilot0}^2} \omega \frac{\omega}{\omega} + 1 - \frac{\omega_{ilot}}{\omega_{ilot0}} \qquad \text{(VI.14)}$$

Ce résultat permet de déduire une information très importante. Puisque l'écart entre production et consommation de puissance active génère une variation de l'amplitude de la tension [cf. équation (VI.9)], l'équation (VI.14) montre que la déférence production-consommation de puissance réactive entre la charge et le générateur (ΔQ ≠0) va entraîner une variation de la pulsation ω_{ilot}.

La méthode consiste donc à simplement détecter ces variations en tension et en fréquence à l'aide de déférents seuils.

IV.5. Description des méthodes de détection d'ilotage :

Voici une brève description sur les méthodes de détection d'ilotage les plus utilise avec leur avantage et leur inconvenant

IV.5.1. Les méthodes passives :

Les méthodes passives impliquent une surveillance constante de certaines grandeurs (amplitude, fréquence ou phase) au point de raccordement au réseau (nœud "a" la Figure VI.3). Lorsque ces grandeur dépassent les limites prescrites par la méthode choisie, une commande est envoyée à l'onduleur de arrête fournir de la puissance au réseau.

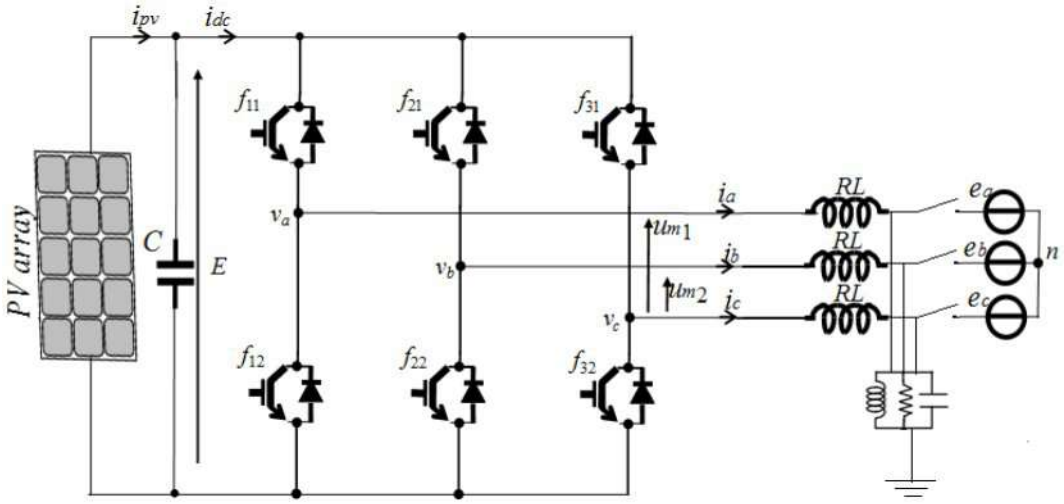


Figure IV.3: Schéma de raccordement d'un générateur au réseau.

IV.5.1.1. Protection à seuil de fréquence et de tension (under/over volage and frequency) :

Dans cette méthode on assistante sur la surveillance des paramétré de tension et de la fréquence. En effet l'onduleur stop fournir de la puissance au réseau si l'amplitude ou la tension dépassent les seuils autorisé et pure cela il existe quatre seuil de détection autorisé :

- Seuil de tension maximale admissible (220v+5%).
- Seuil de tension minimale admissible (220v-5%).
- Seuil de fréquence maximale admissible (50Hz+2%).
- Seuil de fréquence minimale admissible (50Hz-2%).

Donc l'orque les réaux se déconnecte, la tension varie considérablement de façon à dépasse ces limites. Cette méthode protégé les équipements des consommateurs et elle permet également la détection d'ilotage. De plus si pas couteuse et facile à appliquer. Cette

méthode produit une ZND relativement large. En effet, le temps de réaction de la méthode est variable et difficile à prévoir.

IV.5.1.2. Détection de saut vecteur (voltage phase jump) :

Cette méthode et base sur le surveiller du déphasage entre la tension et le courant de l'onduleur.

Sous des conditions normales de raccordement le système PV avec le réseau électrique le courant de sortie de l'onduleur sera synchronisé avec la tension du réseau. Cette synchronisation est effectuée via la détection des zéros montants ou descendants de la sinusoïde représentant la tension réseau. Lorsque le réseau se déconnecté, une variation de phase entre le courant et la tension au point d'interconnexion peut être détectée. Si cette variation excédé un certain seuil prédéfinie, l'onduleur de déconnecte du réseau. Cette méthode est facile à implanter puisque le système de contrôlé d'un onduleur possédé généralement déjà une boucle à verrouillage de phase. De plus cette méthode n'affecte pas la qualité de l'onde de sortie de l'onduleur ainsi que la réponse transitoire du système. L'efficacité de cette méthode ne diminue pas lorsque plusieurs onduleurs sont connectés à la mémé point. Cependant, il est difficile de bien choisir le seuil qui permettra une détection convenable des situations d'ilotage sans causer de déconnection inutile des sources de production distribuée. Par exemple, certaines charges, telle que des moteur, engendrant souvent des sauts de phase au moment où elles sont raccordé à un système. Si ces sauts sont assez importants, ils peuvent causer une déconnection non désirée du système raccordé au réseau. De plus, la ZND est large

IV.5.1.3. Détection d'harmonique de tension (voltage harmonics):

Cette méthode surveille le taux de distorsion harmonique (TDH) au point d'interconnexion. Si celui-ci est supérieur à une valeur prédéterminée, l'onduleur se déconnecte. Lorsque le réseau, possédant une faible impédance, est présent, il force le taux de distorsion harmonique de la tension de la charge à une faible valeur (TDH O). Ainsi, la charge possède un courant presque sans distorsion. Lorsque le réseau se déconnecte, deux phénomènes peuvent survenir. Premièrement, le courant produit par l'onduleur peut se diriger dans la charge plutôt que dans le réseau. Cette charge, possédant une impédance plus élevée que celle du réseau, produira des harmoniques de tension plus importantes que celles produites normalement par le réseau. Ces harmoniques peuvent donc être détectées et l'onduleur peut alors se déconnecter.

Le deuxième mécanisme de déconnexion utilise la réponse d'un transformateur placé entre le réseau et le point d'interconnexion. Cette méthode de détection est valable uniquement pour un onduleur qui agit comme une source de courant et lorsque !'interrupteur qui déconnecte le système du réseau est placé au primaire du transformateur (du côté du réseau). L'envoi de courant sur le réseau via un transformateur tend à produire

une onde de tension déformée qui est causée par l'effet d'hystérésis du noyau du transformateur. Il a été testé expérimentalement que, dans ces conditions, l'amplitude des harmoniques, en particulier du troisième harmonique, a tendance à augmenter lorsqu'une situation d'îlotage survient. Ainsi, le TDH peut être mesuré et lorsque celui-ci dépasse un certain seuil prédéfini, une commande peut être envoyée à l'onduleur afin qu'il se déconnecte.

Cette méthode demeure efficace lorsque plusieurs onduleurs sont connectés au même nœud. Cependant, il n'est pas toujours possible de sélectionner e bon seuil de déconnexion pour prévenir l'îlotage tout en évitant que le système ne devienne trop sensible. II est possible de remédier à ce problème en utilisant des techniques de traitement numérique du signal et de reconnaissance de signature harmonique mais celles-ci sont souvent coûteuses pour de petits systèmes. C'est pour cette raison que cette méthode de détection d'îlotage est peu utilisée sur le marché.

IV.5.2. Les méthode active :

Le principe des méthodes actives repose sur une variation. Elles sont dans la majorité des cas associées à une méthode passive pour assurer la déconnexion de l'onduleur. Si l'onduleur apparaît comme une source de courant vis à vis du réseau :
Il y a donc trois paramètres qu'il est possible de faire varier :

- l'amplitude du courant.
- la fréquence du courant.
- la phase du courant.

La variation de l'un de ces paramètres a pour but de déstabiliser l'îlot qui vient de se créer afin qu'une méthode passive puisse détecter la situation d'îlotage.
Les méthodes actives présentées sont les suivantes : Mesure d'impédance, Slip Mode frequency Shift (SMS) et Sandia [7].

IV.5.2.1. Mesure d'impédance (impedence Measurement) :

Lorsque l'onduleur propose comme une source de courant pour le réseau, son courant peut être exprimé en fonction de trois paramètres: l'amplitude, la fréquence et la phase.

La présente méthode agit de façon à continuellement imposer au système une variation de l'un de ces trois paramètres, habituellement l'amplitude. Lorsqu'il y a une perturbation de courant, une perturbation de tension est créée selon l'impédance du réseau.

Si le réseau est déconnecté, la perturbation en tension au point d'interconnexion pourra être détectée par le système de protection interne de l'onduleur car l'impédance de la

charge n'est pas égale à celle du réseau. Dans les faits, l'onduleur mesure le paramètre (dv*/di) et c*'est pour cette raison que la méthode s'appelle «Impedence Measurement ».

Théoriquement, cette méthode produit une très petite ZND pour les cas où il y a un seul onduleur interconnecté au réseau et où l'impédance de la charge est plus élevée que celle du réseau. Cependant, l'efficacité de la méthode diminue considérablement dans les cas où plusieurs onduleurs sont connectés au même nœud. En effet, lorsque les onduleurs connectés au même point envoient des perturbations de courant de façon désynchronisée sur le réseau, la perturbation en tension au point d'interconnexion ainsi produite sera beaucoup plus faible donc difficile à détecter. De plus, les perturbations en courant envoyées par les différents onduleurs peuvent créer de l'interférence et causer des déconnexions non exigées. Par ailleurs, lorsque le réseau possède une grande impédance, le seuil de détection de l'impédance doit être augmenté ce qui a pour effet de faire augmenter la ZND. La méthode devient donc moins efficace.

IV.5.2.2. Slip Mode frequency Shift (SMS):

Cette méthode utilise une réaction positive qui assiste à déstabiliser l'onduleur lorsque le réseau est absent. La rétroaction est appliquée à la phase de la tension au point d'interconnexion. Cette modification de la phase a pour effet de faire varier la fréquence au point d'interconnexion. La fréquence du réseau n'est pas toutefois affectée par ce changement de phase.

La méthode SMS modifie l'angle de phase θ du courant de sortie avec le décalage de fréquence, comme indiqué en (VI.15) à avoir la capacité de détection plus robuste.

$$?_{??\ ?}[?] = ?_{?}\ \sin(\frac{?}{?}\frac{?_{?}[??\ ?]?\ ?_{?}}{?_{?}\ ?\ ?_{?}}) \qquad \text{(VI.15)}$$

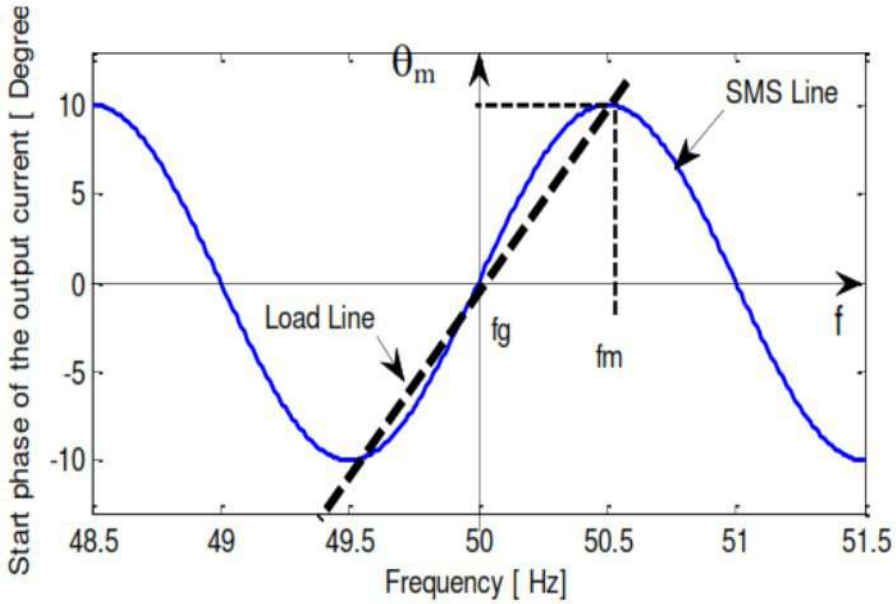


Figure IV.4: courbe décalage de fréquence sinusoïdale SMS.

Normalement, l'onduleur exécute avec un facteur de puissance unitaire. Ainsi, la différence de phase entre son courant de sortie et la tension au point d'interconnexion est pratiquement nulle. Cependant, la méthode *Slip Mode Frequency Shift* modifie cette différence de phase pour la faire correspondre à une fonction de la fréquence au point d'interconnexion.

Lorsque le réseau est connecté, les réponses en phase de la charge et de l'onduleur se coupent à une fréquence de 50 Hz et à une phase de O degré. Lorsque le réseau se déconnecte, si une perturbation en fréquence apparaît au point d'interconnexion, la courbe de réponse en phase de l'onduleur engendre une augmentation de l'erreur sur la phase. Cette erreur est produite par la réaction positive qui crée une instabilité. Cette instabilité de l'onduleur à 50 Hz cause un renforcement de la perturbation et force le système à adopter un nouveau point d'opération, si la conception a été faite justement, sera situé à l'extérieur des limites permises par le système de protection interne de l'onduleur (voir la méthode *Under/Over Frequency).* Ce dernier peut alors être déconnecté.

Cette méthode est facile à implanter. Elle demeure efficace dans les cas où plusieurs onduleurs sont connectés. Cette méthode est un bon compromis entre l'efficacité, la qualité de l'onde de sortie de l'onduleur et l'impact de la réponse transitoire sur l'ensemble du système. Il a été démontré qu'une ZND existe mais que celle-ci est petite. Cependant, cette méthode requiert une légère baisse de la qualité de l'onde de l'onduleur.

IV.5.2.3. Sandia :

- Voltage Shift (SVS) :

Le principe de la méthode *Sandia Voltage Shift* est semblable à celui de la méthode *Sandia Frequency Shift.* Cependant, elle utilise une rétroaction positive appliquée à l'amplitude de la tension au point d'interconnexion. Le courant de sortie de l'onduleur est alors contrôlé selon l'équation suivante :

Où K est un gain, exprimé en A/V, qui multiplie l'erreur présente entre l'amplitude de la tension au point d'interconnexion et l'amplitude de la tension nominale du réseau, soit 120 V_{eif}. Généralement, la rétroaction est contrôlée de façon à ne permettre qu'une. Diminution de l'amplitude du courant de sortie de l'onduleur. En effet, une augmentation du courant pourrait créer une surtension et endommager les équipements raccordés au système.

Cette méthode est facile à implanter dans un microcontrôleur. Elle est souvent combinée à la méthode SFS. Il a été démontré que cette combinaison est extrêmement efficace pour la détection de l'îlotage et qu'elle produit une ZND très petite qui peut parfois être difficile à détecter de façon expérimentale. Cette méthode comporte toutefois une faiblesse mineure. En effet, elle requiert une légère réduction de la qualité de l'onde du courant de sortie de l'onduleur causée par la présence de la rétroaction positive.

IV.5.3. Les méthode au niveau de réseau :

Pour cela les méthodes les plus utilise dans les recherche sont :

- Signal Produced by Dîsconnect.
- SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).

IV.5.3.1. Signal Produced by Dîsconnect:

Cette méthode repose sur la communication entre le réseau et l'onduleur pour prévenir l'îlotage. La particularité de cette méthode est que la ligne électrique n'est pas utilisée comme canal de communication. En effet, le sectionneur au niveau du réseau de distribution est muni d'un petit transmetteur qui envoie, au moment où il s'ouvre, des signaux à l'onduleur raccordé au réseau via un lien micro-onde, une ligne téléphonique, etc. Ainsi, l'état du réseau est directement communiqué à l'onduleur qui peut ensuite se déconnecter en situation d'îlotage. Un signal continu peut être également utilisé comme dans la méthode *PLCC.* La méthode *Signal Produced by Disconnect* permet un contrôle additionnel du réseau sur les génératrices distribuées.

Aucune ZND n'a été identifiée pour cette méthode. Cependant, elle possède plusieurs inconvénients. L'implantation de cette méthode nécessite la surveillance de tous les dispositifs du réseau, raccordés en série ou en parallèle, qui pourraient mener à une situation d'îlotage. Dans le cas où un lien téléphonique est utilisé, il est nécessaire de câbler toutes les sources de production distribuée. Ces inconvénients pourraient être évités en utilisant un lien micro-onde cependant, ce type de lien exige un permis et la couverture pourrait ne pas être complète; ainsi certains onduleurs pourraient recevoir difficilement le signal. Ce genre de problème laisse entrevoir que l'implantation de cette méthode engendre nécessairement des coûts très élevés.

IV.5.3.2. SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition):

L'utilisation d'un système SCADA avec un onduleur est un choix logique pour prévenir l'îlotage. En effet, le réseau électrique possède déjà un réseau de communication et de détection qui permet de surveiller l'état de ses propres systèmes et de répondre rapidement à des défauts. Ainsi, un système SCADA est déjà en train de place dans une grande partie du réseau.

L'utilisation d'un système pour prévenir l'îlotage est assez simple. Lorsqu'une source d'énergie distribuée est connectée en parallèle avec le réseau, un capteur de tension doit

être installé sur la partie du réseau local à laquelle elle est reliée. Si le capteur détecte une tension lorsque le réseau est déconnecté, une alarme est déclenchée et une action critique peut être posée. Si les onduleurs sont connectés à un système SCADA, les opérateurs du réseau électrique pourront exercer un certain contrôle sur ceux-ci. Si le réseau possède les instruments et les liens de communication nécessaires, cette méthode éliminera l'îlotage et permettra un contrôle partiel ou complet des sources de production distribuée à partir du réseau. Lorsque correctement implantée, cette méthode ne comporte pas de ZND.

Il est à noter que, si le système compte plusieurs onduleurs, chaque onduleur devra posséder ses propres instruments et/ou lien de communication, ce qui engendra des coûts élevés à grande échelle. De plus, cette méthode exige une implication importante de la part de l'opérateur du réseau qui doit autoriser le branchement de chaque onduleur sur le réseau puis y installer ses équipements de surveillance et de contrôle. Cette façon de faire peut compliquer grandement l'installation de petits systèmes. Il est important de noter que les systèmes SCADA s'étendent normalement jusqu'au niveau des sous- stations dans les réseaux de distribution. Étant donné que les onduleurs sont branchés à un niveau inférieur aux sous-stations, il faudra accroître la portée des systèmes SCADA.

IV.6. Simulation de la méthode SMS :

Pour cette étude on a choisi la méthode active de détection d'ilotage Slip Mode frequency Shift (SMS). Cette technique, comme toutes les méthodes active à dérive de fréquence, est relativement facile à implanter. L'avantage majeur est que la ZND est petite. De ce fait, cette méthode est hautement efficace. Contrairement à d'autres méthodes, s'il y a plusieurs onduleurs connectés en parallèle, la méthode SMS reste efficace, en plus cette méthode est simple dans son implémentation expérimentale. C'est pour ces raisons qu'on est opté à cette méthode.

La méthode SMS basée sur un programme qui calcule la variation de la fréquence en fonction de téta à base d'une fonction de transfère ci-dessous :

```
Function f=theta_SMS (f_vo)
f=5*pi/180*sin ((pi/2) * (f_vo-50));
```

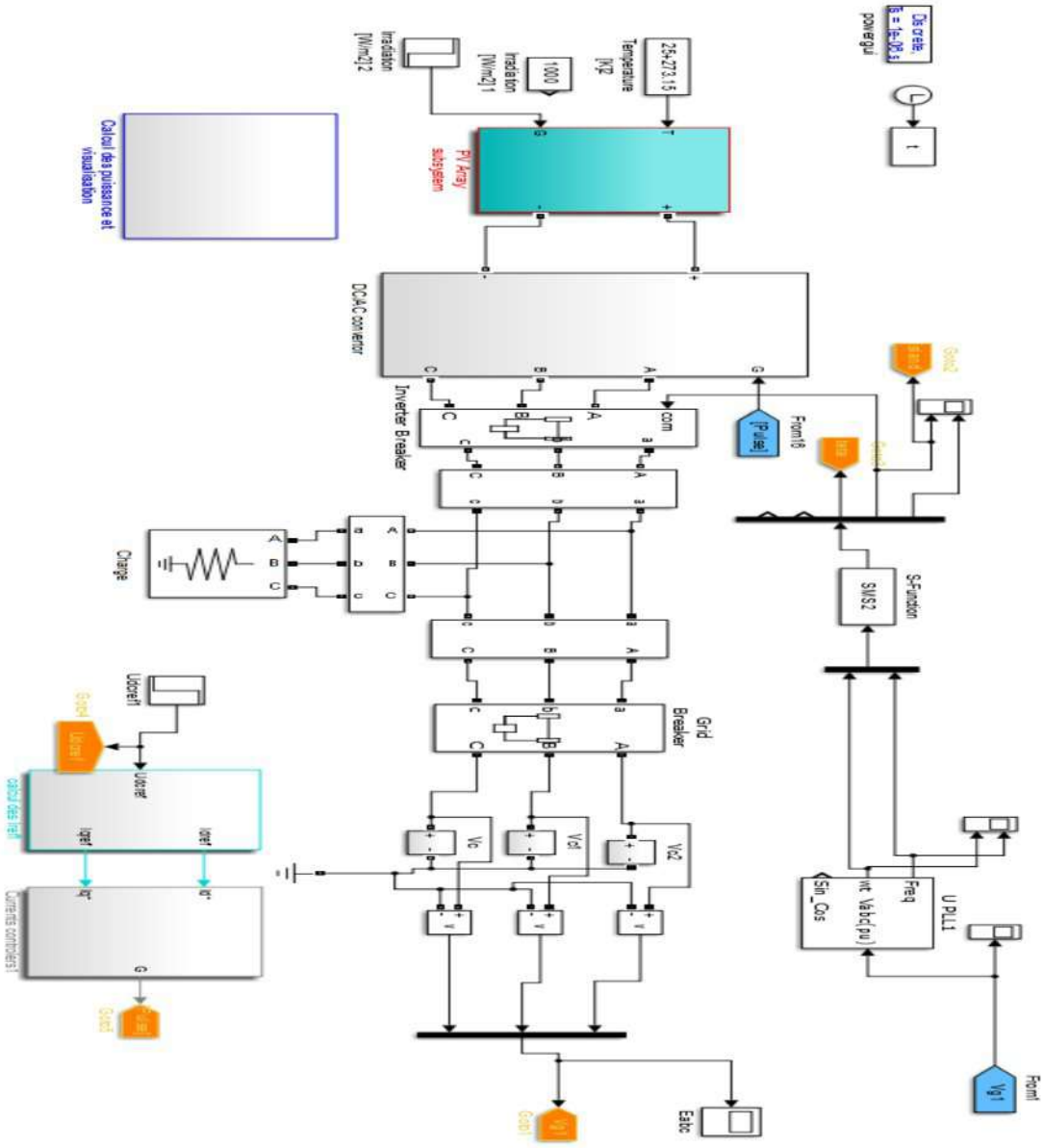


Figure IV.5: Schéma de simulation globale du système.

Plusieurs cas d'îlotage peuvent être envisagés tel que :

- îlotage dans le cas e fonctionnement normale.
- îlotage avec variation de la puissance active.

Afin d'étudier l'efficacité de la méthode et le comportement de tout le système (PV-onduleur réseau charge), nous avons simulé une coupure du réseau électrique à l'instant (t =1s).

Deux cas d'îlotage sont envisagés avec variation de la puissance active de la charge.

IV.6.1. Premier cas :

Résultats de simulation avec une charge de 5kW, la puissance de champ photovoltaïque est 10kW.

Les figures IV.16 et IV.17 présentent la fréquence et le signal de commande pour activer la commande anti-ilotage. Cette figure montre l'efficacité de la commande d'anti-ilotage après la coupure du réseau électrique et que la fréquence dépasse le seuil de la limite programmé (50.2 Hz).

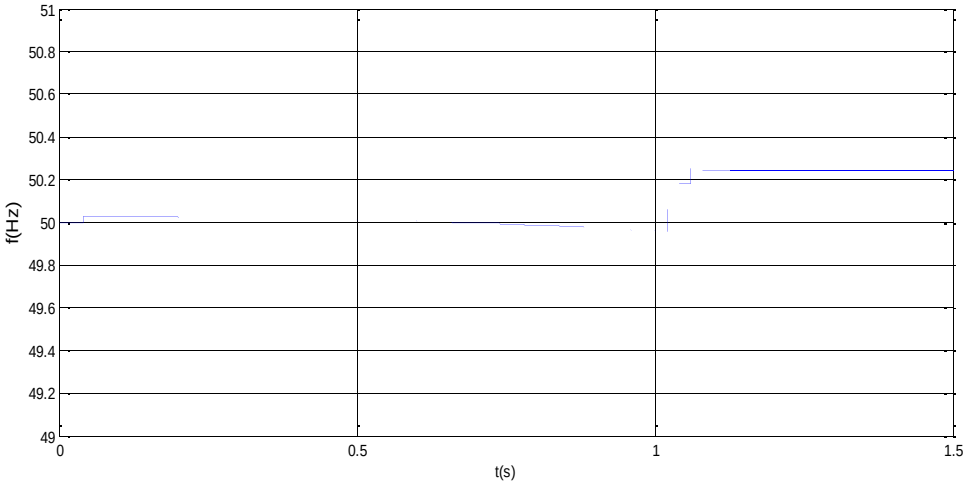


Figure IV.6: montrer la variation de la fréquence.

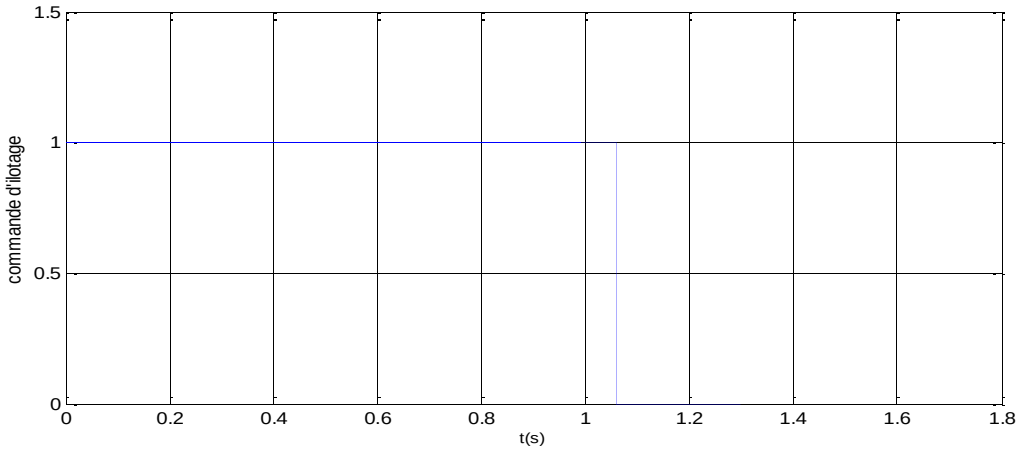


Figure IV.7: représenté la commande d'ilotage.

La figure suivante illustre les courants de l'onduleur (iond), de la charge (I_charge) et le courant injecté dans le réseau dans la phase (A). On constate que le surplus du courant généré par le système PV est injecté dans le réseau électrique.

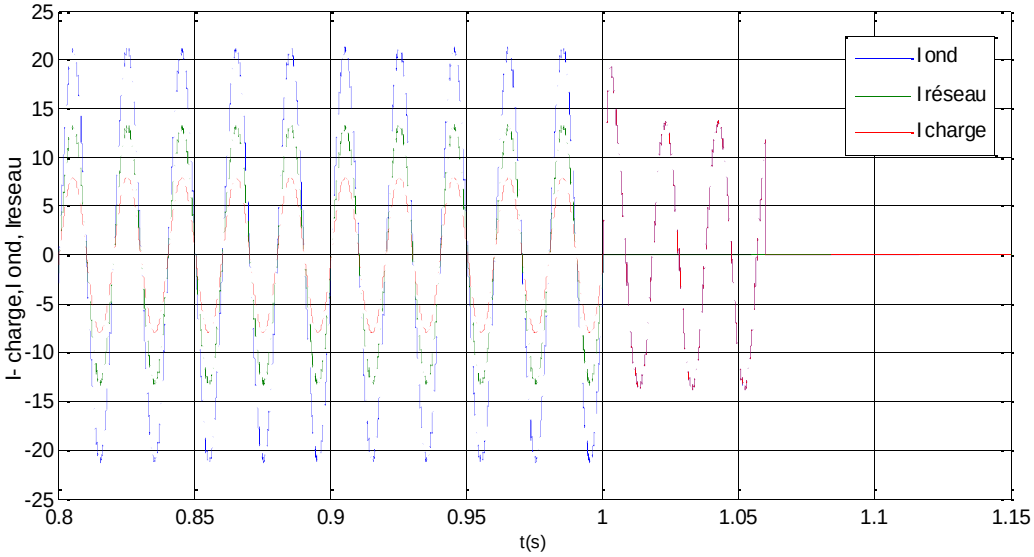


***Figure IV.8**: reprisant les courants Ion, Ir, Ich*

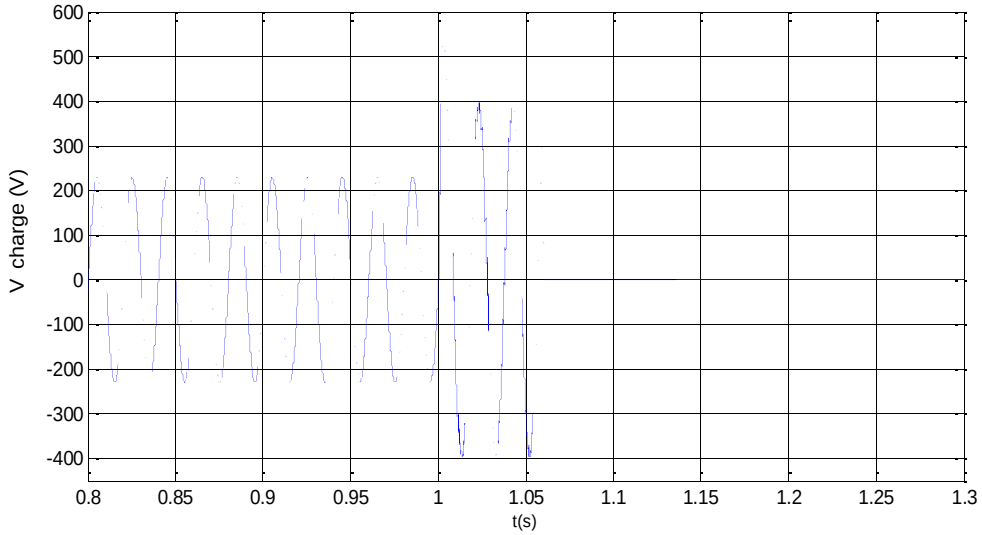


Figure IV.9: la variation de la tension du charge Vch

La tension du réseau et le courant de la charge sont présentés sur la même figure (figure IV.10), la forme d'onde du courant injecté, est clairement sinusoïdale et en phase avec la tension, ce qui confirme le fonctionnement à facteur de puissance unitaire. D'après la figure IV.9, on constate l'augmentation de la tension aux bornes de la charge au moment de coupure. Cette tension de grande valeur (pic de 600V) peut affectée les organes des prontection de l'installation, par exemple comme les disjoncteurs.

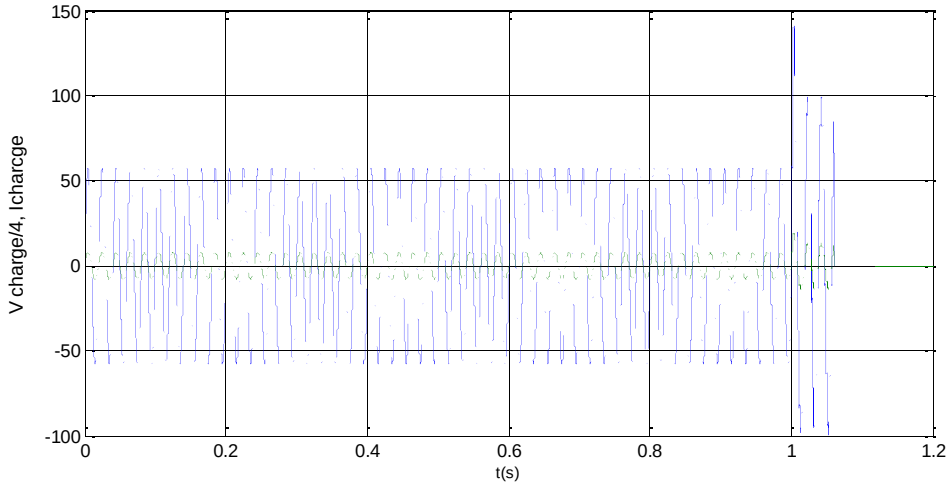


Figure IV.10 : la tension et le courant de la charge

La figure IV.11 la tension de bus contenu Udc. On remarque bien qu'au moment d'ilotage la tension du bus continu augmente rapidement et atteint une valeur qui peut l'endommagé. Donc on propose de prévoir une protection contre les surtensions.

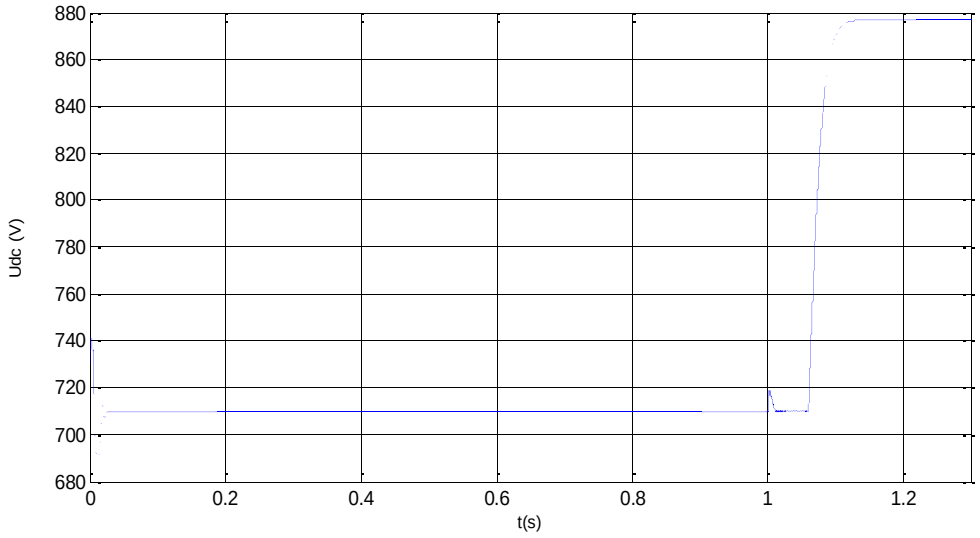


***Figure IV.11**: repesant l'augmentation de tension Udc âpre la coupure.*

IV.6.2. Deuxième cas :

Dans cette simulation nous avons montré l'efficacité du système développé, vis-à-vis du changement de la puissance active avec le réseau. Les mêmes testes de simulation du cas précédant mais avec une variation de la puissance actif de la charge, P=8kw et le même champ PV. Diminution de la puissance transférée au réseau électrique

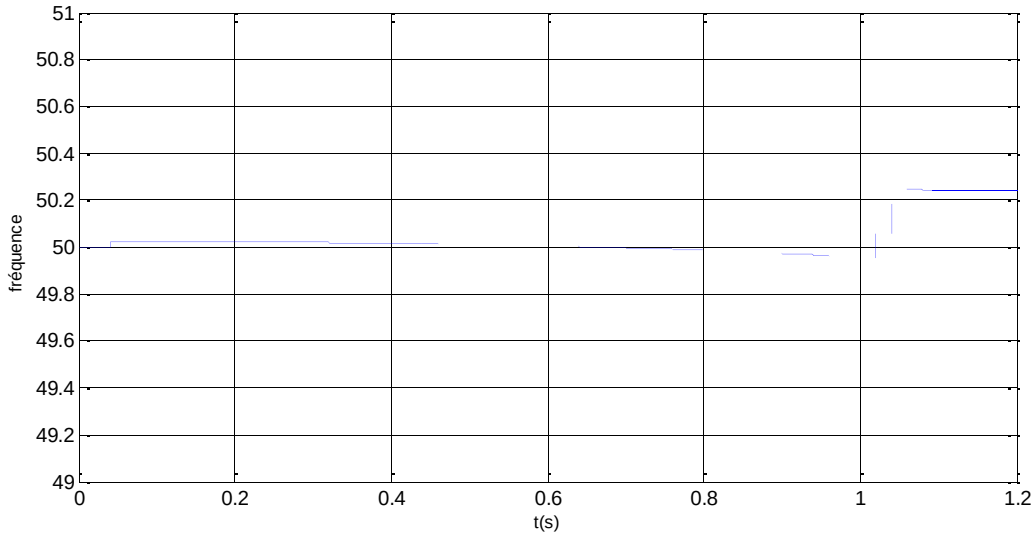


Figure IV.12: fréquence de la tension de charge (phase A)

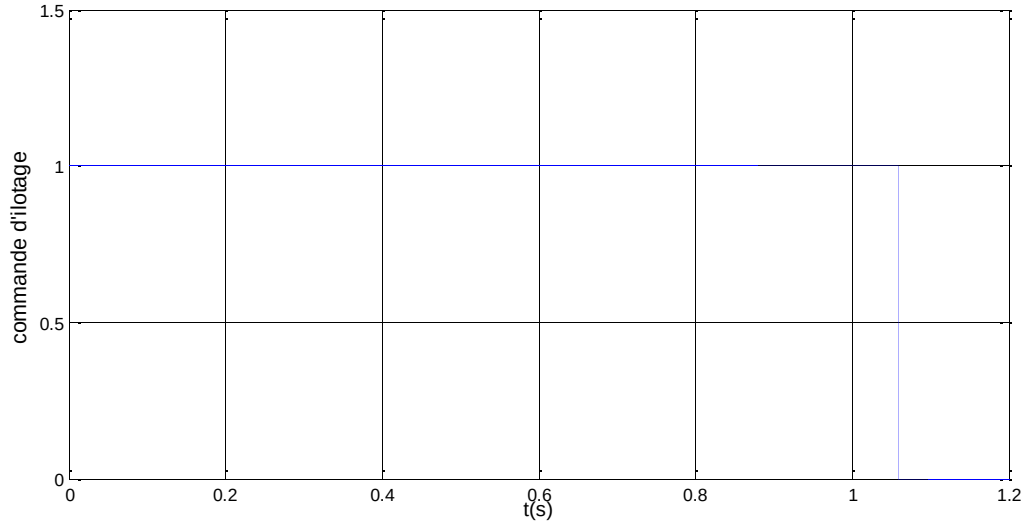


Figure IV.13: signal de commande d'ilotage.

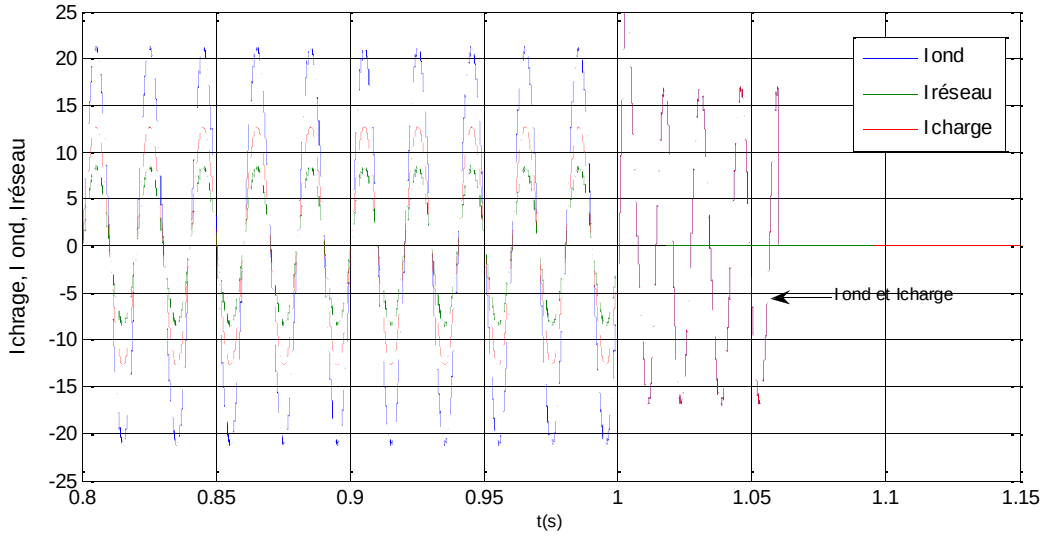


Figure IV.14: reprisant les courant Ion, Iréseau, Ich

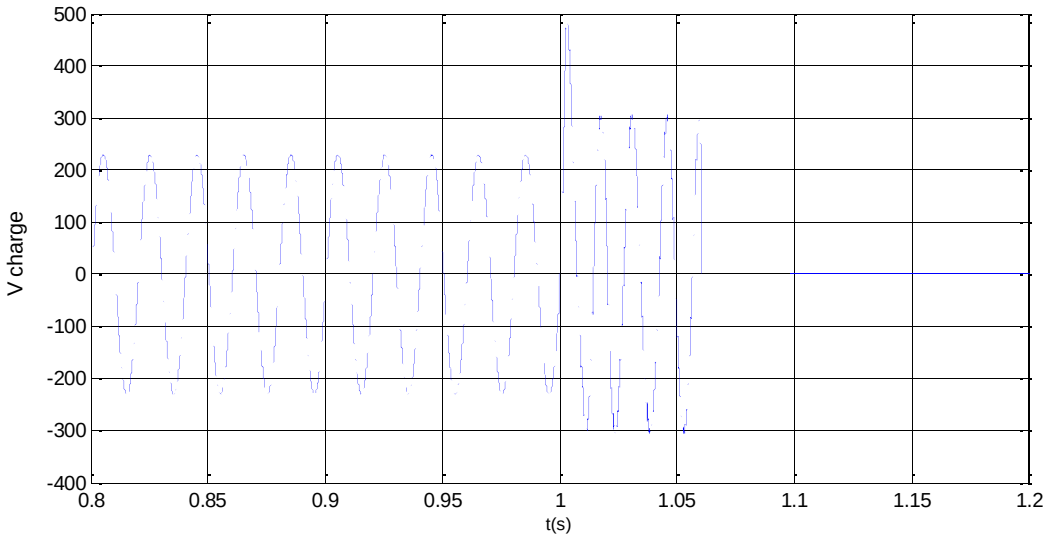


Figure IV.15: la variation de la tension du charge Vch

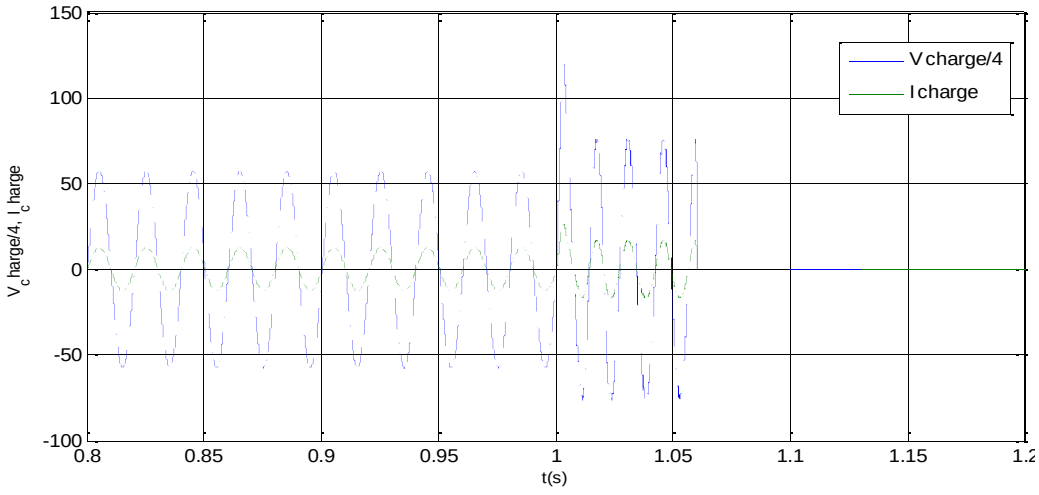


Figure IV.16: la tension de charge/4 et le courant de chargede la phase (A)

On remarque que l'augmentation de la puissance active, donc augmentation du courant dans la charge, ce qui va entrainer une diminution du courant injecté dans le réseau électrique (Figure IV.14).

D'après la figure IV.15, on remarque une diminution de la tension aux bornes de la charge au moment de coupure du réseau. cet essai démontre bien que la tension de charge Vch est proportionné contrairement avec la puissance active injectée dans le réseau électrique. Ce sui confirme le développement mathématique abordé dans la section IV.4

IV.7. Conclusion :

Dans ce chapitre, une méthode de protection et de contrôle de l'injection de l'électricité de système photovoltaïque connecté au réseau est présentée. Par l'utilisation de la méthode(SMS), elle offre une approche efficace de détection d'îlotage ainsi le facteur de puissance est également contrôlé. Cette approche a été examinée sous différents essais. Avec les résultats des essais, ont conforté l'éventualité et le caractère pratique de la méthode proposée pour la protection de système photovoltaïque connecté au réseau.

Dans une situation d'ilotage, l'amplitude et la fréquence des courants générés par l'onduleur tend vers la fréquence de la charge connectée en parallèle. Le système PV continu à alimenter la charge en puissance jusqu'à la détection d'ilotage. Si la puissance active et réactive générées par le système PV correspondent aux puissances de la charge, et qu'aucun contrôle actif d'anti-ilotage n'est intégrer dans l'onduleur pour déstabiliser la fréquence et la faire entrainer à l'extérieur des valeurs limites, la situation d'ilotage pourrait être continuée.

De la même manière, la fréquence de résonance de la charge est proche de la fréquence du réseau (50Hz), la méthode d'ilotage risque de ne pas percevoir les variations de l'amplitude de la tension au point d'interconnexion lors de l'absence du réseau électrique. Dans un tel cas, un contrôle actif est appliqué à l'amplitude, la fréquence ou la phase de la tension, permet d'entrainer ces derniers à l'extérieur des valeurs prédéfinies et ainsi de prévenir l'ilotage.

Conclusion Générale

Dans les systèmes photovoltaïques (PV) connectés au réseau, l'un des objectifs que doit réaliser l'onduleur, est le contrôle du courant issu du champ de modules photovoltaïques et de la puissance injectée au réseau suivant les normes en vigueur. L'interconnexion de sources de production distribuée en parallèle avec un réseau électrique comporte certaines difficultés. Un des principaux problèmes provient du fait que l'opérateur du réseau électrique n'a aucun contrôle sur les sources de production distribuée. Ceci peut donc provoquer une situation d'îlotage. Afin d'éviter ce problème, une interface, placée entre les sources d'énergie distribuée et le réseau, doit être en mesure de détecter les situations d'îlotage et, le cas échéant, déconnecter les sources du réseau dans un délai. Le travail présenté dans ce mémoire concerne les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique triphasé et la détection d'ilotage.

Ainsi, après un bref rappel sur les ressources énergétiques renouvelables et sur les systèmes de production associés, nous sommes intéressés aux chaînes de production photovoltaïque, les études énergétiques, menées aussi bien sur les plans théoriques.

Dans le premier chapitre nous avons expliquée l'état et les statistiques actuelles des énergies renouvelables et la modélisation d'un system photovoltaïque, ainsi on a présenté les différents types des system photovoltaïque raccordé au réseau électrique triphasé et la description de système étudié

Dans le deuxième chapitre nous avons abordé la modélisation du champ photovoltaïque ainsi le développement de la technique de poursuit ce point de la puissance maximale (MPPT). La poursuite de point de fonctionnement maximale (PPM) par la méthode de la logique floue, c'est une technique relativement compliqué, rapide basé sur la variation de l'erreur (E) et le changement d'erreur (CE).

Dans le troisième chapitre nous avons présenté la commande et l'intégration de system photovoltaïque raccordé au réseau électrique triphasé à base de la commande MLI de

l'onduleur et la modélisation du filtre et l'outil de synchronisation PLL ainsi que la structure de commande de tout le système dans le repère de Park.

Dans le quatrième chapitre nous avons présenté l'intégration de la méthode de détection d'ilotage dans le système photovoltaïque raccordé au réseau électrique dans la commande de l'onduleur. Différentes méthodes de détection d'ilotage sont abordées ensuite la méthode (SMS) a été choisie et simuler dans Matlab /Simulink avec étude de l'influence de la charge et le PV sur le comportement du système. le choix de la méthode est guidé par la nature des technologies de production distribuée afin de maximiser son efficacité et sa fiabilité. Il est aussi nécessaire d'évaluer le coût de ces dispositifs en fonctions des risques réels liés à l'îlotage involontaire.

Vue les résultats encourageantes obtenues, on propose comme suite du travail présenté de ce mémoire son implémentation expérimentale sur un banc d'essai.

Bibliographie

[1] International Standard IEEE Std 929-2000. IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems

[2] IEC 61727. Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface. Ed. 2.0 b: 2004

[3] Grahame Holmes, Thomas A. Lipo. —Pulse Width Modula?on for Power Converters. Principles and Practice , USA. John Wiley & Sons, Inc. 2003

[4] Holtz, —Pulsewidth modula?on—A survey, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 39, pp. 410–420, Oct. 1992

[5] M. Ahmed BETTACHE, «*Application de la technique du Mode Glissant pour la Poursuite du Point de Puissance Maximale (MPPT) d'un générateur photovoltaïque*», mémoire de Master, UNIVERSITE DR. YAHIA FARES, Médéa, 2014

[6] http://www.les-energies-renouvelables.eu/9702fonctionnement-dune-cellule photovoltaique.html. (la date : 24 JUIL 2015, l'heure : 17:23)

[7] C. Domestiques, "*Etude de faisabilité technico-économique de la filière photovoltaïque raccordée réseau au Sénégal.*",2009

[8] O.Boukli-Hacene., «*conception Réalisation d'un générateur photovoltaïque muni d'un convertisseur MPPT pour une meilleure Gestion énergétique*», Mémoire d'ingéniorat, université de Tlemcen, Algérie, 2011

[9] M.Angel, C.Pastor, «*Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques*». Mémoire de doctorat de l'Institut National des Sciences, Toulouse, septembre 2006

[10] BOULESNAME Rafik, «Etude d'une chaine, source photovoltaïque onduleur multiniveaux reliée au réseau électrique». Mémoire master, UNIVERSITE DR. YAHIA FARES, Médéa, 2015

[11] ZAOUI Aboubakr «*Etude des techniques MPPT pour les sources photovoltaïques. Application à une cascade source photovoltaïque onduleur multiniveaux*», mémoire d'ingénieur, Université Dr YAHIA FARES, Médéa, juin, 2011

[12] S .Ait cheikh, «*Etude, Investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques*». Thèse de doctorat, Ecole National Polytechnique El-Harrach, Décembre, 2007

[13] BENINNI Mohamed Amine, «commande MPPT par inélégance artificiel». Mémoire Master, UNIVERSITE DR. YAHIA FARES, Médéa, 2015

[14] S. E. Evju «*Fundamentals of Grid Connected Photovoltaic Power Electronic Converter Design*». Norwegian University of Science and Technology (NTNU) Department of Electric Engineering, January 2007

[15] F. Bouchtouche cherfa «Etude et réalisation d'une centrale photovoltaïque connectée réseau de distribution électrique BT». Mémoire de magister, Ecole National Polytechni Elharach, 2004

[16] E. Gholipour Shahraki, «*Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques*». Thèse de doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I, Octobre 2003

[17]

D. Schulz and R. Hanitsch. Proposals for an international islanding detection standard.World Renewable Energy Congress VII, 2002.

Chapitre I :

Généralité sur les systèmes photovoltaïques

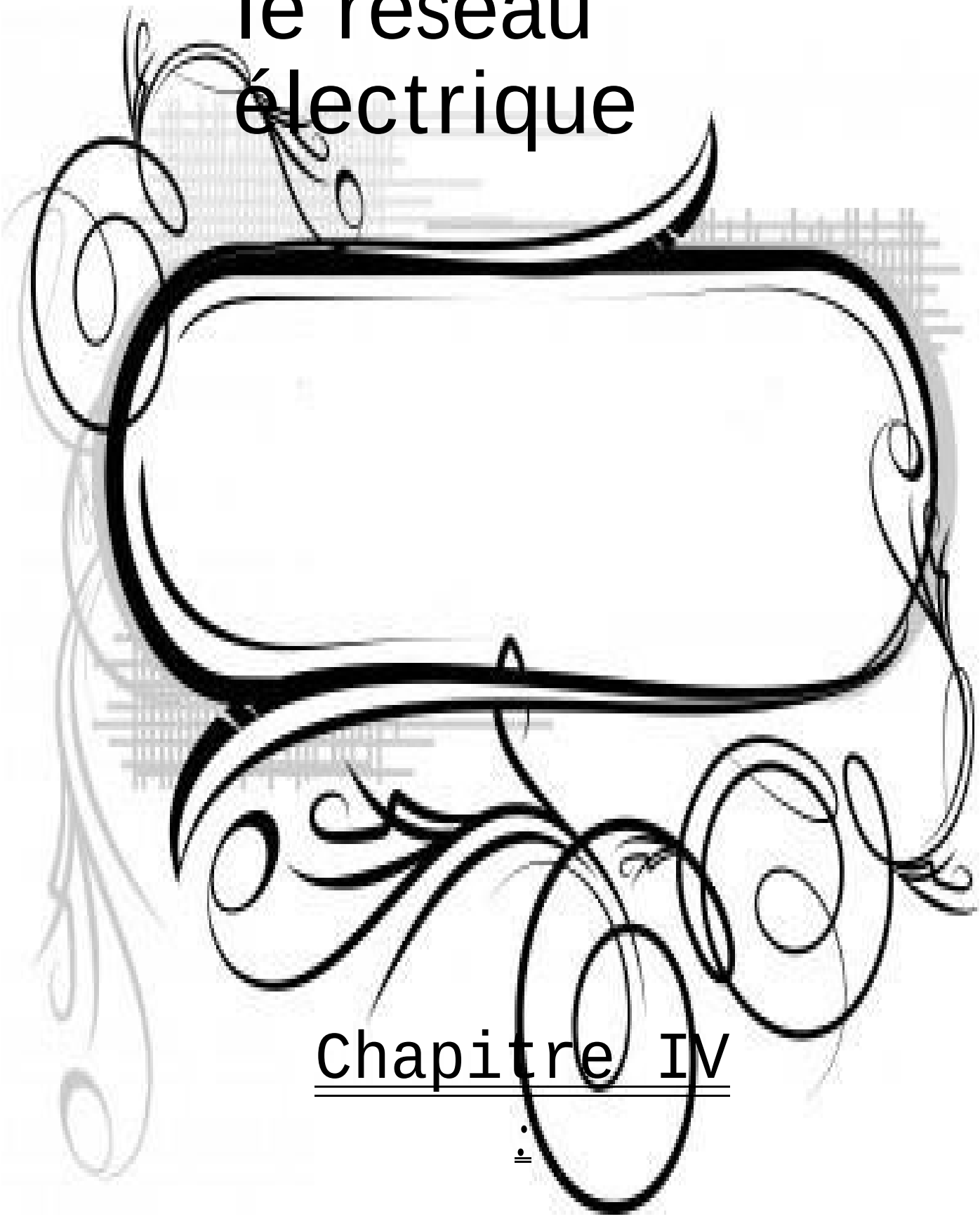
Chapitre II :

Commande MPPT du système photovoltaïque

Chapitre III :

Commande et intégration système PV avec

le réseau électrique



Chapitre IV :

Intégration de la méthode de détection d’ilotage dans la commande de l’onduleur

Introduction Générale

Conclusion Générale