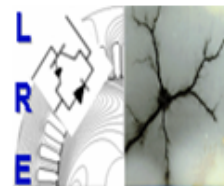


République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Ecole Nationale Polytechnique d'Alger
Département d'Electrotechnique
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique



Mémoire d'ingéniorat en Electrotechnique

Présenté par :

HARIZ YASSINE DJEWED

L'Etude de l'impact de l'insertion des panneaux photovoltaïques sur le réseau national interconnecté

Dirigé par :

L.Nezli Professeur à l'ENP
B.Bouziane Directeur de recherche à CREDEG
M.Khelif Directeur de recherche au CDER

Membres du jury :

Président : S.Mektoub Professeur (ENP)
Examinatrice : H.Sahraoui Professeur (ENP)
Promoteur : L.Nezli Professeur (ENP)

ENP 2013

Laboratoire de Recherche en Electrotechnique (LRE) - Ecole Nationale Polytechnique (ENP)

10, Avenue des Frères Oudek, Hassen Badi, BP. 182, 16200 El Harrach, Alger, Algérie

www.enp.edu.dz

ملخص :

عملية التحول الطاقوي في الجزائر، في الآونة الأخيرة إقتضت على القيام بدراسات تقنية و إقتصادية من أجل إنشاء مراكز لتوليد الطاقة الشمسية، الحرارية و الضوئية، في أفق 2030 من أجل تحقيق الإكتفاء الذاتي في مجال الطاقة. على سبيل المثال نذكر المشروع الضخم "ديزارتاك" الذي يقتضي على إستعمال الطاقة الشمسية و طاقة الرياح لتوليد الكهرباء و تزويد شمال إفريقيا، الشرق الأوسط، و أوروبا. تعتبر الطاقة الشمسية أهم مصدر طاقي متجدد من ناحية حماية البيئة، الوفرة، و المردودية على المدى الطويل. من أجل ضخ الطاقة الكهربائية المولدة في المراكز الشمسية في الشبكة الكهربائية الوطنية، أصبح أساسيا دراسة كيفية ربط هذه المراكز الشمسية بالشبكة الوطنية. من أجل هذا سنقدم في هذا التقرير كيفية تحسين سلسلة التحويل الشمسي، شروط إدماج مراكز التوليد بالشبكة الكهربائية و مختلف الإقتراحات.

كلمات مفتاحية : الطاقة الشمسية، MPPT، الفلتر المتوازي الناشط (FAP)، بطارية، مفرمة Buck-Boost، Hystérésis.

Résumé :

Le processus de la transition énergétique en Algérie a permis d'élaborer plusieurs études techniques et économiques portant sur la réalisation des centrales solaires thermiques et photovoltaïques d'ici 2030 et ce pour répondre à la demande croissante en énergie dans notre pays. À titre d'exemple, le gigantesque projet euro méditerranéen Desretec s'appuie sur l'énergie solaire et éolienne afin de fournir de l'énergie électrique aux pays du Maghreb, au moyen orient et à l'Europe. L'énergie solaire est considérée par les différents secteurs comme la source d'énergie la plus prometteuse en matière de contribution à la protection de l'environnement, de disponibilité et de rentabilité à long terme. En vue d'injecter l'énergie électrique produite par les centrales photovoltaïques dans le réseau national interconnecté, il est primordial d'étudier les contraintes liées au raccordement de la chaîne de production photovoltaïque au réseau national interconnecté. À cet effet, les moyens d'optimisation de la chaîne de conversion photovoltaïque, les contraintes liées au raccordement de cette dernière au réseau ainsi que les différentes préconisations seront traités dans ce rapport.

Mots clés : Panneau photovoltaïque (PV), MPPT, Filtre parallèle actif (FAP), batterie, hacheur Buck-Boost, bus continu, hystérésis, harmonique.

Abstract:

Energy transition process in Algeria has developed several technical and economical studies on the implementation of thermal and photovoltaic solar power plants by 2030 and to meet the growing supply for energy in our country. For example, the Euro-Mediterranean project Desretec relies on solar and wind energy to provide electrical energy to North Africa, to Middle East and Europe. Solar energy is considered by different sectors as most promising source of energy thanks to its contribution to protect environment, availability and profitability. In order to inject the electrical energy produced by PV plants in the national grid, it is crucial to study constraints of connecting the PV plants to the national grid. In this survey, the optimization means of PV plants, the constraints due to connection to grid and the various recommendations have been carried out.

Key words: Photovoltaic panel (PV), MPPT, Actif parallel filter (FPA), storage, Buck-Boost converter, DC bus, hysteresis, harmonic.

Remerciements

Au terme de ce travail,

Je remercie vivement le Docteur NEZLI Lazhar (Professeur à l'ENP) pour m'avoir confié et dirigé ce projet et qui n'a jamais manqué de me conseiller et m'orienter tout au long de mon projet de fin d'études.

Je tiens également à remercier Monsieur KHELIF Messoud, Directeur de recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) qui au cours de mes nombreux déplacements au CDER, s'est montré très disponible et accueillant. Ses conseils judicieux, ses orientations pertinentes ainsi que son implication directe dans la partie simulation ont permis l'aboutissement de mon projet de fin d'études.

Je remercie aussi Monsieur Bouziane, directeur de recherche au centre de recherche et développement d'électricité et de gaz (CREDEG/SONELGAZ) pour l'intérêt qui l'a porté à mon projet ainsi qu'à l'ensemble du personnel de CREDEG.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à l'égard du Professeur BOUBAKEUR Ahmed (Professeur à l'ENP) pour son appui scientifique et sa disponibilité durant la préparation de mon projet de fin d'études ainsi que pour tout le savoir qu'il m'a transmis tout au long de mon cursus académique.

Je tiens à remercier l'ensemble des enseignants de l'École Nationale Polytechnique spécialement ceux du département d'Électrotechnique, pour leur encadrement tout au long de ma formation.

J'en profite pour remercier « ami Salah » ainsi que tous ceux qui m'ont soutenus et ont contribué de loin ou de près à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

À mes chers parents pour leurs soutiens indéfectibles

À mon frère Rassim

À mon frère Yazid

À tous mes amis

Djewed Yassine

Table des matières

Introduction Générale.....	1
Chapitre I : Tour d’horizon sur l’approvisionnement énergétique Algérien	
I.1. Introduction.....	3
I.2 Energies renouvelables et potentiel Algérien	3
I.3 La production renouvelable actuelle.....	5
I.4 Programme Algérien de la transition énergétique.....	6
Chapitre II : l’Energie solaire et les panneaux photovoltaïques	
II.1 Introduction.....	10
II.2. Le photovoltaïque dans les systèmes énergétiques.....	10
II.2.1. L’effet photovoltaïque	11
II.2.2. La technologie photovoltaïque.....	12
II.2.2.1. Les différentes technologies des cellules.....	12
II.2.2.2. Schéma équivalent d’une cellule solaire	13
II.2.2.3. Caractéristique Courant-Tension	14
II.2.3. Générateur photovoltaïque	16
II.3. Étage d’adaptation.....	18
II.3.1. Convertisseur DC-DC (Hacheur)	18
II.3.2. Convertisseur DC-AC (Onduleur).....	20
II.4 Stockage d’énergie.....	23
II.5 Types d’installation.....	26
I.4.1. Installation autonome	26
I.4.2. Installation raccordée au réseau	27
II.6. Conclusion	28
Chapitre III : Modélisation d’une chaîne de production photovoltaïque	
III.1. Introduction.....	30
III.2. Modélisation d’un panneau PV.....	30
III.2.1. Modélisation	30
III.2.2. Résultats de la simulation	34
III.3. Modélisation du Hacheur Buck-Boost.....	35
III.3.1. Modélisation du hacheur.....	35
III.3.2. Dimensionnement des composants du hacheur	39

III.3.3.	Commande du hacheur	39
III.3.4.	Résultats de simulation	42
III.4.	Modélisation de l'onduleur	45
III.4.1.	Structure de l'onduleur de tension à deux niveaux.....	45
III.4.2.	Stratégie de commande	47
III.4.3.	Modélisation du filtre LC	48
III.5	Résultats de simulation	49
III.6.	Conclusion	54

Chapitre IV : Contraintes du raccordement d'une chaîne de production PV au réseau

IV.1.	Introduction.....	57
IV.2.	Impact du raccordement d'une chaîne de production PV au réseau interconnecté.....	57
IV.3	Solutions et préconisations	63
IV.4	Conclusion.....	69

Chapitre V : Conception d'un filtre parallèle actif commandé par MLI à hystérésis

V.1	Introduction.....	71
V.2	Principe de fonctionnement	71
V.3	Partie puissance.....	74
V.3.1.	Circuit de puissance	74
V.3.2.	Bus continu de l'onduleur.....	74
V.3.3.	Dimensionnement du filtre de sortie	75
V.4	Partie commande.....	75
V.4.1.	MLI à bande d'hystérésis	75
V.4.2.	Régulation du courant injecté par l'onduleur	75
V.4.3.	Régulation de la tension continue	77
V.5.	Résultats de simulation	77
	Conclusion Générale	85

[Bibliographie](#)

LISTE DES FIGURES :

Figure I.1 : Pénétration des énergies renouvelables dans la production nationale en TWh	6
Figure I.2 : Structure du parc de la production nationale en MW	7
Figure II.1 : Effet photovoltaïque.....	11
Figure II. 2 : Principe de la conversion photovoltaïque.....	12
Figure II. 3: Schéma équivalent électrique d'une cellule photovoltaïque	13
Figure II. 4 : Caractéristique d'une cellule photovoltaïque réelle.....	14
Figure II. 5 : L'influence de l'ensoleillement sur la caractéristique $I=f(V)$	15
Figure II. 6 : L'influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$	16
Figure II.7 : Cellules identiques en série.....	16
Figure II.8 Cellules identiques en parallèles.....	17
Figure II.9 Cellules identiques en série-parallèles	17
Figure II. 10 : Variation de la puissance maximale en fonction de (a) l'ensoleillement (b) la charge (c) la température.....	20
Figure II. 11 : Commande des interrupteurs par Hystérésis.....	22
Figure II. 12 : Commande par Hystérésis.....	22
Figure II.13 : Diagramme de Ragone des systèmes électrochimiques rechargeables.....	24
Figure II.14 : Installation photovoltaïque autonome.....	27
Figure II. 15 : Installation photovoltaïque raccordée au réseau.....	27
Figure II. 16 : Type de raccordement d'une installation photovoltaïque au réseau.....	28
Figure III.1 : Modèle du panneau photovoltaïque établi sous Simulink.....	32
Figure III. 2 : Influence de la résistance série sur le PPM.....	33
Figure III. 3 : Influence de l'irradiation sur les caractéristique I-V et P-V.....	34
Figure III.4 : Influence de la température sur la caractéristique I(V) et P(V)les identiques en série parallèles.....	35
Figure III. 5: Hacheur Buck-Boost.....	36
Figure III. 6: Premier mode de conduction du hacheur BUCK-BOOST.....	37
Figure III. 7: Second mode de conduction du hacheur BUCK-BOOST.....	37
Figure III. 8: Zones de fonctionnement du hacheur BUCK-BOOST.....	38

Figure III.9 : Caractéristique P(V) d'un panneau solaire.....	40
Figure III. 10: Algorithme P&O.....	41
Figure III. 11: Variation d'Alpha et de la tension aux bornes de la bobine.....	42
Figure III.12 : Variation de l'ensoleillement en fonction du temps.....	43
Figure III.13 : Tensions à la sortie du hacheur et du panneau en utilisant l'algorithme P&O.....	43
Figure III.14 : Courant à la sortie du panneau et du hacheur en utilisant l'algorithme P&O.....	44
Figure III.15: Courant à la sortie du panneau et du hacheur en utilisant l'algorithme P&O.....	44
Figure III.16 : Structure de l'onduleur à deux niveaux.....	45
Figure III.17 : Modèle de connaissance et de commande de l'onduleur de tension à deux niveaux ...	46
Figure III. 18: Principe de fonctionnement de la MLI triangulo-sinusoïdale à une porteuse.....	48
Figure III.19: Courbes de courants à la sortie de l'onduleur avant filtrage.....	48
Figure III.20: Analyse spectrale du courant à la sortie de l'onduleur.....	50
Figure III.21: Courbes de courants à la sortie de l'onduleur après filtrage.....	50
Figure III. 22: Analyse spectrale du courant à la sortie du filtrage.....	51
Figure III. 23: Tension simple à la sortie de l'onduleur avant filtrage.....	51
Figure III. 24: Analyse spectrale de tension à la sortie de l'onduleur avant filtrage.....	52
Figure III. 25: Tension simple à la sortie de l'onduleur après filtrage.....	52
Figure III. 26: Analyse spectrale de tension à la sortie de l'onduleur après filtrage.....	53
Figure IV.1 : Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV.....	58
Figure IV.2 : Exemple de variations de tension sur un réseau BT en fonction de la présence de production PV.....	58
Figure IV.3 : Surtensions sur le réseau BT en Espagne (source Iberdrola).....	59
Figure IV.4 : Exemple de THD à haute et basse puissances pour un onduleur type du marché.....	61
Figure IV.5 : Régulation de la tension au point de raccordement grâce au pilotage de la charge et de la décharge d'une batterie.....	64
Figure IV.6 : Atténuation des variations rapides de puissance grâce à du stockage sur le site de Wakkanai au Japon.....	64
Figure VI.7: Principe de la régulation du bus continu.....	65
Figure IV.8: Boucle de régulation de la tension du bus continu.....	66
Figure IV.9: Variation des Puissances en fonction de la charge (Charge/Décharge).....	67
Figure IV.10: Tension du bus continu.....	67

Figure IV.11 : Mise en évidence du filtrage actif des harmoniques avec la baisse du THD..... en phase de production de l'onduleur.....	68
Figure V.1 : Principe de fonctionnement d'un compensateur shunt.....	72
Figure V.2 : Modèle du filtre parallèle actif commandé par hystérésis établi Sous MATLAB Simulink.....	74
Figure V.3 : Modulateur MLI à bande d'hystérésis.....	75
Figure V.4 : Boucle de régulation du courant de l'onduleur établi sous Simulink.....	76
Figure V.5 : Courants harmoniques générés instantanément par l'onduleur avec une charge variable.....	78
Figure V.6 : Tension aux bornes du Bus Continu de l'onduleur.....	79
Figure V.7 : Synchronisation du courant injecté par l'onduleur et la tension du réseau.....	79
Figure V.8 : Courants transitant dans le réseau après le raccordement du FAP.....	80
Figure V.9 : Analyse spectrale du courant transitant dans le réseau.....	81
Figure V.10 : Courants pollués provoqués par la charge non linéaire (Redresseur triphasé à diodes).....	81
Figure V.11 : Analyse spectrale du courant pollué transitant dans le réseau avant le raccordement du FAP.....	82
Figure V.12: Puissances active et réactive absorbées par la charge polluant.....	82
Figure V.13 : Puissances active et réactive fournies par l'onduleur.....	83
Figure V.14 : Puissances active et réactive fournies par le réseau.....	83

LISTE DES TABLEAUX :

Tableau I.1 : Le potentiel solaire par région en Algérie.....	4
Tableau II- 1 : Tableau comparatif des caractéristiques principales pour les différentes technologies.....	25
Tableau III.1: Fiche technique du module PV utilisé.....	33

Le présent rapport s'intéresse à l'énergie solaire qui constitue l'axe principal de développement des énergies non conventionnelles dans notre pays en vue de réaliser les futures centrales photovoltaïques et solaire thermiques à l'horizon 2030.

Avant d'établir l'étude technique de la technologie photovoltaïque et son éventuel raccordement au réseau national interconnecté, nous abordons dans un premier chapitre l'approvisionnement énergétique national ainsi que le processus de transition énergétique dans lequel s'est engagé l'Algérie.

Ensuite, nous nous intéresserons dans le 2^{ème} chapitre à l'énergie solaire et la technologie photovoltaïque dont tous les éléments de la chaîne de production seront développés. Afin de valider les caractéristiques théoriques de chaque élément d'une chaîne de production PV, on les modélisera à l'aide du logiciel Simulink-Matlab 12.0. Et au 3^{ème} chapitre, nous restituons et commentons les résultats obtenus.

Quant à l'objet principal de ce mémoire à savoir l'étude de l'impact de l'insertion des panneaux photovoltaïques sur le réseau national interconnecté, il sera évoqué dans le 4^{ème} chapitre où nous essayerons de décrire et synthétiser les différentes contraintes techniques rencontrées lors du raccordement d'une chaîne de production PV au réseau. En vue de parer à ces contraintes, des préconisations accompagnées d'illustrations via Simulink seront développées.

Le 5^{ème} et dernier chapitre de ce travail se focalisera sur la contrainte principale du raccordement d'une chaîne de production PV au réseau à savoir *la pollution harmonique*. En effet, nous mettrons l'accent sur une technique de dépollution harmonique dans le réseau électrique engendrée principalement par l'étage de conversion photovoltaïque à savoir *le filtre parallèle actif commandé par hystérésis*.

Enfin, nous conclurons par les interprétations des résultats obtenus lors de la simulation via l'outil Simulink/Matlab 12.0 et les perspectives d'optimisation de la chaîne de production photovoltaïque ainsi que les précautions à prendre lors d'un éventuel raccordement au réseau dans le cadre de la réalisation des futurs projets industriels énergétiques d'envergure dans notre pays.

CHAPITRE I

Tour d'horizon sur l'approvisionnement énergétique Algérien

L'approvisionnement énergétique mondial est à réévaluer compte tenu du déséquilibre production-consommation d'énergie engendré d'une part par le taux de croissance industrielle et démographique et d'autre part de l'épuisement des sources d'énergies conventionnelles. En Algérie, les besoins énergétiques auront tendance à augmenter encore plus dans les années à venir ce qui précipite une reconsidération de nos ressources d'énergie tout en respectant l'aspect environnemental. À cet effet, un tour d'horizon sur l'approvisionnement énergétique algérien a été établi dans ce chapitre.

I.1 Introduction

La satisfaction des besoins énergétiques en Algérie est basée actuellement sur les hydrocarbures, notamment le gaz naturel qui représente la principale source d'énergie utilisée; il n'est fait appel aux autres formes d'énergie que lorsque le gaz ne peut pas être mis à contribution.

Cette orientation de notre modèle de consommation énergétique est confortée par le fait que le gaz naturel se place comme l'énergie la moins chère pour le consommateur. À long terme, la reconduction du modèle de consommation énergétique actuel rendra problématique l'équilibre offre-demande pour cette source d'énergie.

À titre exemple, nos besoins en gaz naturel se situeraient aux horizons 2020 et 2030 respectivement à 54 milliards de m³ et 102 milliards de m³. Aux besoins de la demande interne, s'ajouteraient les volumes destinés à exportation nécessaires pour l'économie nationale. Aux horizons 2020 et 2030, la consommation d'électricité devrait se situer respectivement à plus de 80 TWH et 150 TWH [1].

Ces considérations nous dictent la nécessité d'intégrer dès aujourd'hui les énergies renouvelables dans notre stratégie d'offre énergétique à long terme, tout en accordant un rôle important à l'économie et efficacité énergétique.

I.2 Energies renouvelables et potentiel Algérien

I.2.1 Energie hydraulique

Elle est produite par les chutes d'eau dont l'énergie potentielle est très grande à une hauteur élevée. Cette chute de masse d'eau fera tourner une turbine entraînant ainsi un générateur.

Ce type de conversion d'énergie a un très bon rendement (entre 80% et 95%). L'Algérie peut augmenter sa production hydroélectrique en installant de nouvelles centrales, mais le plus important est d'utiliser ce type d'énergie dans le stockage d'électricité afin d'exploiter d'autres types d'énergies renouvelables (éolienne et solaire) d'une façon optimale [2].

I.2.2 Energie solaire

Cette énergie peut être exploitée selon deux fonctionnements : conversion photovoltaïque et solaire thermodynamique.

Avec son désert et le taux d'ensoleillement qui la caractérise, l'Algérie possède un potentiel solaire énorme (une durée d'ensoleillement pouvant atteindre 3.500 heures par an avec une radiation normale directe de 2.000 kWh/m²/an). En effet, la moyenne d'ensoleillement peut varier de 2.550 heures dans le Nord à 3.819 heures au Sahara avec une capacité de production respective de 1.100 et 2.100 kWh/m²/an [2].

Une autre étude de l'Agence spatiale allemande (l'Allemagne suit de très près l'évolution énergétique algérienne), vient confirmer le potentiel solaire thermique en Algérie à raison de 169.000 TWh/an, du photovoltaïque à raison de 13, 9 TWh/an [3].

Régions	Régions Côtières	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	04	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWH/M2/an)	1700	1900	2650

Tableau I.1 : Le potentiel solaire par région en Algérie [4].

I.2.3 Energie éolienne

Cette énergie est convertie en électricité par l'intermédiaire des éoliennes, un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.

Environ 2% de l'énergie solaire parvenant sur la terre est transformée en énergie cinétique. En Algérie, la source éolienne varie beaucoup d'un endroit à un autre, cela est dû principalement à une topographie et un climat très diversifiés.

Des microclimats existent sur les sites côtiers d'Oran, Bejaia, et Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret et Kheiter ainsi que dans la région délimitée par Bejaia au nord et Biskra au sud. La région du sud est caractérisée par un climat saharien avec des vitesses de vents plus élevées que celles du nord, plus particulièrement dans le Sud-Ouest, avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/ s dans la région d'Adrar [4].

L'Agence spatiale allemande a déclaré que l'Algérie possède un potentiel de 35 TWh/an d'énergie éolienne [3].

I.2.4 Energie géothermique [4]

En effectuant dans certaines zones favorables des forages plus ou moins profonds, on trouve de l'eau à une température élevée. Dans la plage de 150°C à 350°C, on parle de géothermie haute énergie. L'eau est pompée vers la surface et passe dans des échangeurs ; la vapeur produite est ensuite turbinée comme dans les centrales thermiques classiques.

D'importants réservoirs géothermiques sont localisés principalement dans les régions du Nord-Est et du Nord-Ouest de l'Algérie.

- Nombre de Sources : 200
- Température : 40°C et 96°C
- Débit : 2m³/ s

Plus au Sud, un vaste réservoir géothermique s'étend sur plusieurs milliers de km², la « nappe albienne »

- Débit : 4m³/ s.
- Température moyenne : 57°C.

L'association du débit d'exploitation de la nappe albienne au débit total des sources thermales représenterait en termes de puissance plus de 700 MW.

I.2.5 Energie marine

Cette énergie peut être exploitée sous trois formes, énergie houlomotrice (énergie des vagues), énergie marémotrice (mouvements de la marée) et l'énergie des courants marins (par les éoliennes sous-marines) [5].

L'Algérie dispose de 1200 km de côte ce qui représente un grand potentiel d'énergie marine qui pourra être exploité un jour avec des études océanographiques favorables.

I.2.6 Génération et cogénération à partir de la biomasse et des déchets

À la place des combustibles fossiles, on peut brûler des carburants issus de la biomasse – cultivée ou non – ou encore des déchets pour produire de la chaleur puis de la vapeur et enfin de l'électricité. Les combustibles issus de la biomasse d'ailleurs souvent des déchets notamment le bois, le biogaz, la paille et la bagasse (résidu de canne à sucre) [5].

La valorisation des déchets organiques principalement des déjections animales, pour la production du biogaz pourrait être considérée comme une solution économique et écologique avec une autonomie énergétique qui permettra un développement durable des zones rurales [4].

I.3 Production renouvelable actuelle [4]

L'Algérie s'appuie sur :

- Des centrales hydro-électriques (presque 1% de la production totale)
- Des centrales solaires comme la centrale hybride de production d'énergie par les panneaux photovoltaïques (25 MW) et 125 MW grâce aux turbines à gaz.

I.4 Programme algérien de la transition énergétique [3]

Afin de satisfaire d'une part, la demande énergétique locale qui ne cesse de s'accroître et d'autre part, assurer un critère de durabilité pour les sources primaires d'énergie avant que la réserve en hydrocarbures s'épuise, l'Algérie doit élaborer dès aujourd'hui un programme de transition énergétique basé essentiellement sur l'exploitation des énergies renouvelables.

Le programme national de développement des énergies renouvelables annoncé début janvier 2012 par le ministère de l'énergie, consiste en 65 projets identifiés et dont la réalisation s'étalera sur les 20 prochaines années.

Le but recherché est d'arriver à produire l'équivalent de 40 % d'électricité à partir de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne pour parer les contraintes énergétiques, économiques et environnementales.

Ce programme sera réalisé en trois phases :

- La première phase est étalée sur trois ans (de 2011 à 2013) pour :
 - Expérimenter toutes les technologies.
 - Voir celles qui s'adaptent le mieux au climat et aux conditions locales.
 - Préparer le terrain pour fabriquer localement les équipements.
 - Mobiliser la communauté scientifique à l'effet de maîtriser la technologie et la développer.
- Les deuxième et troisième phases se rapportent à la construction des infrastructures nécessaires à ces équipements pour ensuite lancer à grande échelle les investissements. L'objectif primordial est d'atteindre à l'horizon 2030 une production de 22.000 MW [3].

Les prévisions sur l'évolution de la production d'énergie renouvelable sur les vingt prochaines années sont illustrées dans la figure « Figure I.1 ».

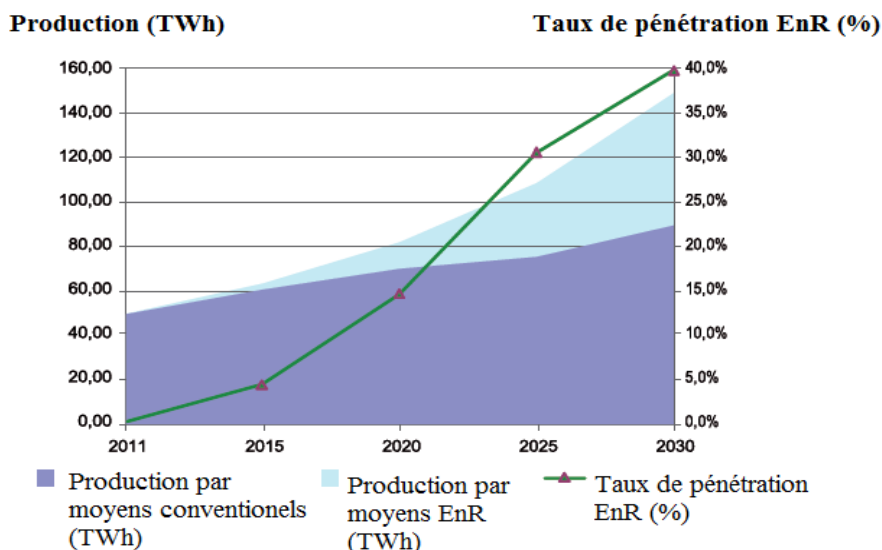


Figure I.1 : Pénétration des énergies renouvelables dans la production nationale en TWh [6].

Le programme des énergies renouvelables est défini ainsi pour les différentes phases :

- D'ici fin 2013, on prévoit l'installation d'une puissance totale de l'ordre de 110 MW;
- À l'horizon 2015, une puissance totale de près de 650 MW serait installée;
- D'ici 2020, on prévoit une installation d'une puissance totale d'environ 2 600 MW dédiée à notre pays et une possibilité d'exportation de l'ordre de 2 000 MW;
- D'ici 2030, on prévoit une installation d'une puissance de près de 12 000 MW dédiée à l'Algérie ainsi qu'une possibilité d'exportation allant jusqu'à 10 000 MW.

Les prévisions de l'évolution de la puissance renouvelable installée sont illustrées dans la figure « Figure I.2 ».

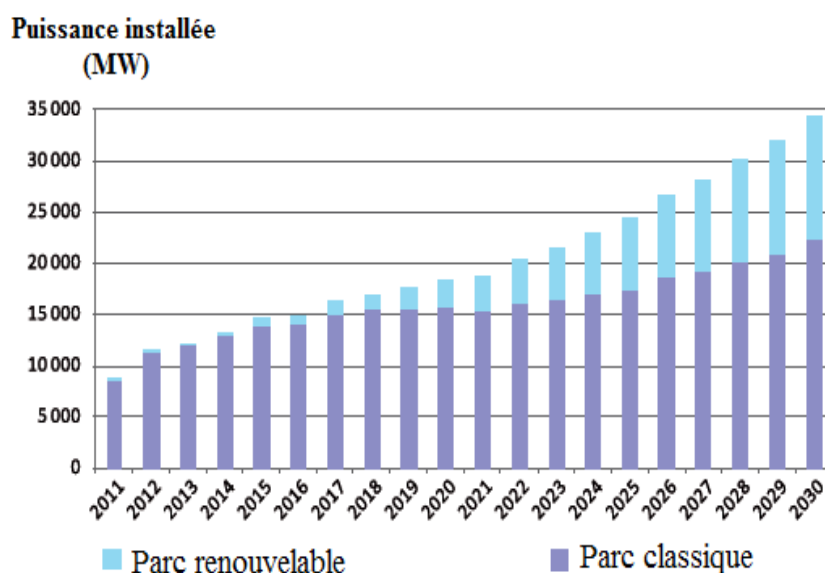


Figure I.2 : Structure du parc de la production nationale en MW [6]

L'énergie solaire représente le pourcentage dominant du potentiel de l'Algérie en énergies renouvelables. Sous ses deux formes photovoltaïque et thermique, elle devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale en électricité. L'énergie éolienne n'occupera que 3% du parc de production nationale.

Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale de 800 MW d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MW par an devraient être réalisés dans la période 2021-2030.

Deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune seront réalisés d'ici 2014. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de HassiR'Mel d'une puissance de 150 MW dont 25 MW dédiés au solaire.

Entre 2016 et 2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1 200 MW devraient être mises en service. Le programme de la phase 2021-2030 prévoit l'installation de 500 MW par an jusqu'en 2023 puis 600 MW par an jusqu'en 2030.

En ce qui concerne l'éolien, le gouvernement prévoit dans un premier temps, l'installation de la première ferme éolienne d'une puissance de 10 MW à Adrar mené par le groupe français Cegelec d'ici 2014. Entre 2014 et 2015, deux fermes éoliennes de 20 MW chacune devraient être réalisées.

Des études seront menées pour détecter les emplacements favorables afin de réaliser d'autres projets sur la période 2016-2030 pour une puissance d'environ 1 700 MW.

L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités de taille expérimentale afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergies renouvelables [6].

Pour diversifier les sources d'énergie, l'Algérie doit aussi entamer des études sur l'énergie marine sous ses trois formes : énergie des vagues, énergie marémotrice et l'énergie des courants marins. Ces énergies ne sont pas encore exploitées à cause de leur faible efficacité énergétique et leur coût relativement élevé.

CHAPITRE II

L'Energie solaire et les panneaux photovoltaïques

Le solaire photovoltaïque – conversion directe de la lumière du soleil en électricité – est une technologie largement utilisée pour les applications en systèmes isolés (sites éloignés des réseaux de distribution classique). La tendance a d'abord été pour une utilisation domestique comme production autonome complémentaire en résidentiel mais de nos jours, grâce aux tarifs de rachat préférentiels, le solaire photovoltaïque représente une source d'énergie alternative destinée à être injectée dans le réseau. Dans cette partie nous présenterons brièvement la technologie photovoltaïque.

II.1 Introduction

Avant d'aborder le raccordement d'une centrale photovoltaïque au réseau, il est nécessaire d'étudier tous les éléments qui composent la chaîne de production photovoltaïque. Ce chapitre présente des généralités fondamentales à la compréhension du sujet. Nous aborderons en premier lieu le fonctionnement des cellules photovoltaïques et leurs caractéristiques techniques. Nous nous intéresserons par la suite aux autres éléments de la chaîne de conversion photovoltaïque en l'occurrence le hacheur, l'onduleur, le filtre et la batterie. Quant aux différents modes de fonctionnement du système photovoltaïque: isolé et connecté au réseau seront traités en fin de chapitre.

II.2 Le photovoltaïque dans les systèmes énergétiques

À l'heure actuelle, les consommateurs de l'énergie électrique sont surtout alimentés par des centrales électriques situées à grande distance. Ceci nécessite de longues lignes de transmission et réseaux de distribution. Ces réseaux d'alimentation fournissent au consommateur au courant alternatif présentant une fréquence et une tension pratiquement constantes (par exemple 220V pour 50 Hz). Il est concevable de compléter ces infrastructures par des systèmes décentralisés de génération de chaleur et d'électricité. Cette alimentation en énergie décentralisée se caractérise par des unités d'alimentation relativement petites et situées à proximité immédiate du consommateur.

Ceci permet de faire une exploitation plus intense de l'électricité permettant ainsi d'améliorer l'utilisation de sources d'énergie sur le terrain (en particulier les énergies renouvelables d'origine solaire, éolienne ou hydraulique ou encore celle issue de la biomasse). En résumé, on peut parler d'une augmentation de l'efficacité globale allant de pair avec une amélioration de la situation économique qui répond aux critères de durabilités. En fonction des conditions régionales, le concept peut être mis en application soit par le raccordement d'une installation photovoltaïque au réseau public, soit par le montage d'un système autonome ou en ilotage servant à alimenter les consommateurs éloignés non raccordés à un réseau d'alimentation [7].

II.2.1 L'effet photovoltaïque

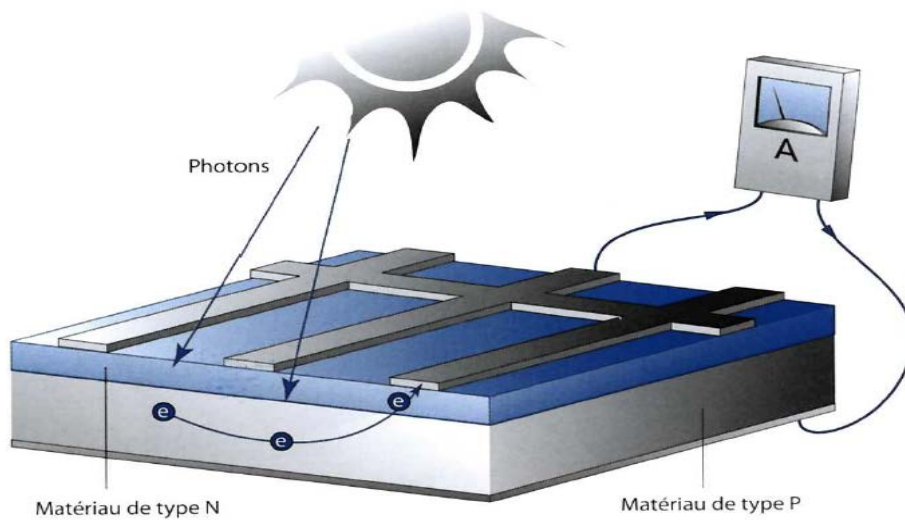


Figure II.1 : Effet photovoltaïque [8]

La photopile ou la cellule photovoltaïque est fabriquée à partir de semi-conducteurs de différents types, elle constitue l'élément de base d'un générateur photovoltaïque. Son rôle est de transformer de manière directe l'énergie reçue par le soleil en énergie électrique avec un certain rendement qui caractérise le semi-conducteur utilisé dans la fabrication.

La photopile utilise deux couches de semi-conducteurs, une dopée de type N qui est excédentaire en électrons et l'autre dopée P qui est excédentaire en trous. Ces deux couches sont comprises entre deux électrodes métalliques (+) et (-) pour collecter le courant.

L'énergie du photon absorbée par le semi-conducteur va servir à arracher des électrons qui vont passer à un état d'énergie supérieur créant un déséquilibre électrique se traduisant par une paire électron-trou. Lorsque les deux couches entrent en contact, les électrons libérés se déplacent de la zone dopée N vers la zone dopée P, de même pour les trous qui se déplacent de la zone P vers la zone N, ceci va créer une jonction P-N et donc un champ électrique. Le champ permet de déplacer les électrons de la zone N vers la surface négative où ils deviennent disponibles pour le circuit électrique. En même temps les trous se déplacent dans la direction opposée, vers la surface positive où ils attendent les électrons entrants.

Quand les trous et les électrons rejoignent la jonction P-N, une tension est générée, elle peut varier entre 0,3V et 0,7 V en fonction du matériau utilisé, de la température et du vieillissement de la cellule [9].

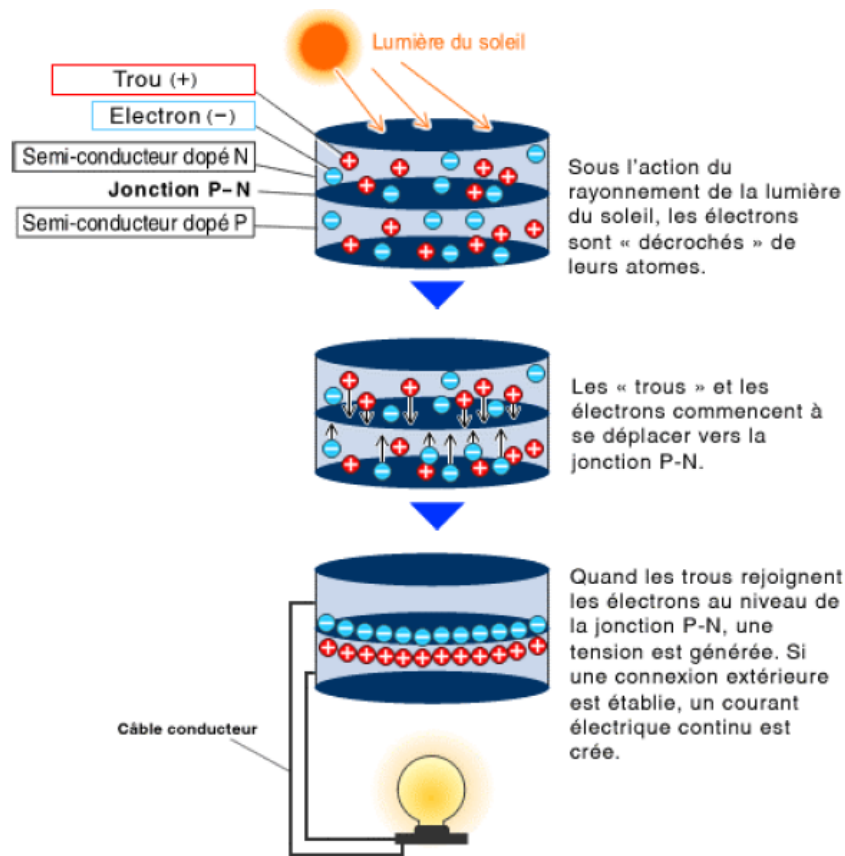


Figure II. 2 : Principe de la conversion photovoltaïque [9]

II.2.2 La cellule photovoltaïque

II.2.2.1 Les différentes technologies des cellules

Un module photovoltaïque est un assemblage de cellules qui produit de l'électricité sous l'effet de la lumière dans un matériau semi-conducteur silicium, AsGa , etc. La technologie « cristalline » utilise généralement des cellules de dimensions variables pouvant aller jusqu'à 157mm x 157mm. Il existe deux types de cellules à base de silicium cristallin :

- Les cellules de type « monocristallins » : du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau. Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal. Un « wafer » (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium. Après divers traitements (traitement de surface de l'acide, dopage et création de la jonction p-n, dépôt de couche antireflet, pose des collecteurs) le « wafer » devient cellule ;
- Les cellules de type « polycristallins » : le « wafer » est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé a créé une structure polycristalline.

La technologie « couche mince » désigne un type de cellule (ou module) obtenu par diffusion d'une couche mince de silicium amorphe sur un substrat de verre. Plusieurs technologies (en fonction de l'alliage utilisé) sont industrialisées.

Un module de tension nominale de 12 volts est généralement composé par la mise en parallèle de 2 fois 18 cellules en silicium mono ou polycristallin en série.

Il existe deux grands types de technologies d'encapsulation :

- verre/verre (ou bi-verre) ;
- verre/ matériau composite (teldar/milar) ;

L'ensemble cellule+verre+matériau composite forme un laminât. Le rôle du verre et du matériau composite est de protéger mécaniquement la cellule. Pour permettre la fixation du laminât, il est nécessaire d'associer un cadre en aluminium qui garantit la rigidité mécanique du module [8].

II.2.2.2 Schéma équivalent d'une cellule solaire

Une cellule photovoltaïque a été considérée techniquement comme une diode PN de par sa construction, les matériaux utilisés et les phénomènes physiques identiques mis en œuvre. Le schéma équivalent électrique d'une cellule photovoltaïque est présenté dans la figure ci-dessous :

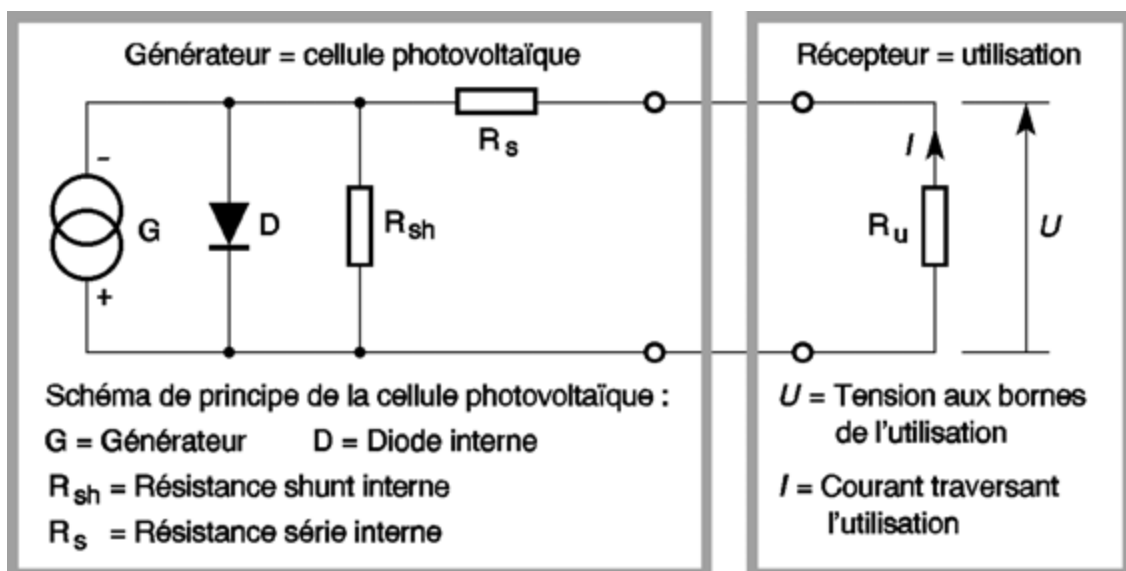


Figure II. 3: Schéma équivalent électrique d'une cellule photovoltaïque [10]

Sur le plan électronique, on peut représenter une photopile (générateur photovoltaïque) alimentant directement un récepteur de la façon suivante :

- **G** est une source de courant parfaite.
- **D** est une diode matérialisant le fait que le courant ne circule que dans un sens.

- **Rsh** est une résistance shunt qui prend en compte les fuites inévitables de courant qui interviennent entre les bornes opposées positive et négative d'une photopile (micro court-circuit dans le silicium en particulier).
- **Rs** est une résistance série qui est due aux différentes résistances électriques que le courant rencontre sur son parcours (résistance intrinsèque des couches, résistance des contacts).
- **Ru** est l'impédance du récepteur qui impose le point de fonctionnement sur la photopile en fonction de sa caractéristique « courant tension » à l'éclairement considéré (dans le cas où le récepteur est assimilable à un résistor).

Néanmoins, ce modèle n'est pas universel. En effet de nombreux chercheurs ont proposé des modèles plus rigoureux qui 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 précision et simplicité.

II.2.2.3 Caractéristique Courant-Tension

La tension maximale de la cellule est d'environ 0,6V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert V_{OC} . Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit I_{CC} et dépend fortement du niveau d'éclairement.

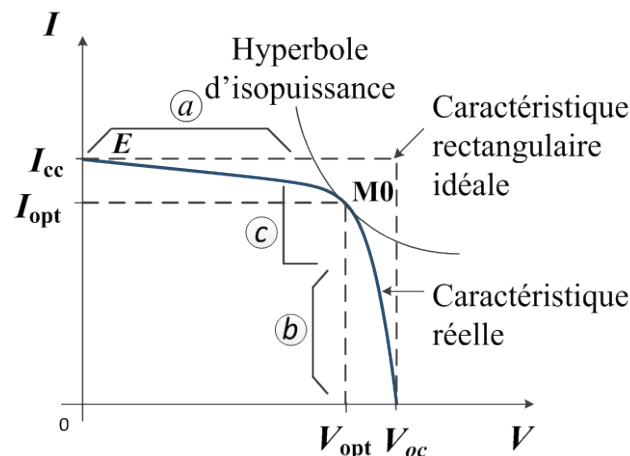


Figure II. 4 : Caractéristique d'une cellule photovoltaïque réelle [9]

Les générateurs électriques sont généralement classifiés en source de courant et en source de tension. Une cellule PV a un comportement hybride, elle peut fonctionner en source de tension ou en source de courant selon le point de fonctionnement. Ainsi, la caractéristique I-V se divise en trois zones :

- La zone « a » : où la cellule se comporte comme un générateur de courant I_{cc} proportionnel à l'éclairement.
- La zone « b » : où la cellule se comporte comme un générateur de tension V_{OC} .

- La zone « c » : où l'impédance interne du générateur varie rapidement.

Le point M_0 représente le point de puissance maximale [9].

(a). Influence de l'irradiation sur la caractéristique $I=f(V)$

L'énergie lumineuse permet la séparation des paires électron-trou, il est donc normal que l'augmentation de l'ensoleillement entraîne une augmentation de paires électron-trou séparées. Le courant I_{ph} produit reste proportionnel à l'ensoleillement avec un courant d'obscurité inchangé et une légère augmentation de la tension en circuit ouvert. Au final, le point de puissance maximale du panneau se décale vers les puissances supérieures [9].

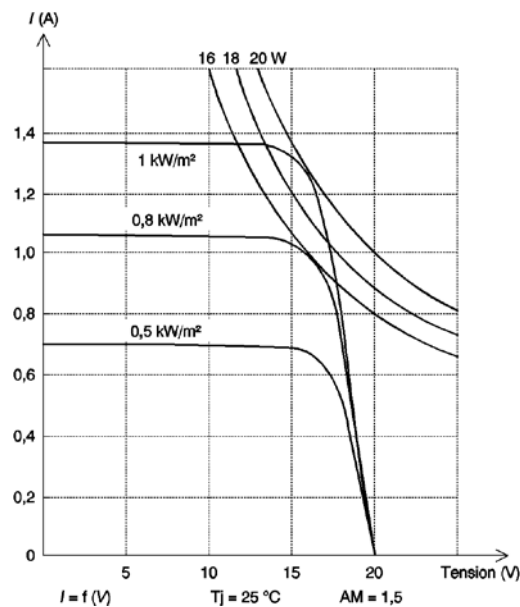


Figure II. 5 : L'influence de l'ensoleillement sur la caractéristique $I=f(V)$ [10].

(b). Influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$

La température a également une influence non négligeable sur les caractéristiques de ce panneau : quand la température s'élève, la tension diminue et donc la puissance aussi. Les courbes de la figure II.6 montrent cette dérive des caractéristiques de ce panneau en silicium cristallin en fonction de la température.

On constate que l'on passe d'une puissance optimale de 20 W à 25 °C à une puissance de 18 W pour une température de 45 °C : on est donc obligé de tenir compte de la température d'utilisation de la photopile afin d'appliquer un coefficient réducteur de la puissance optimale à 25 °C.

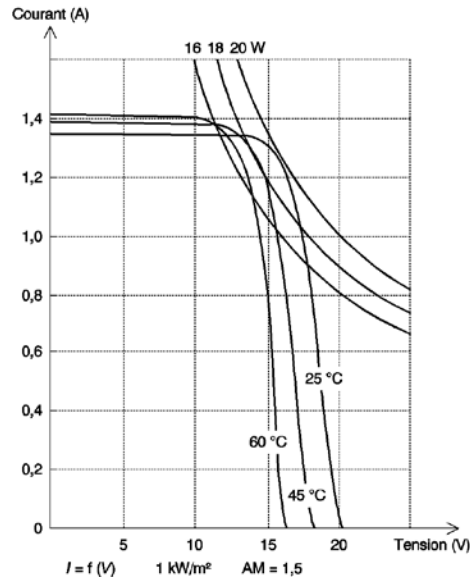


Figure II. 6 : L'influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$ [10].

II .2.3 Générateur photovoltaïque

Afin d'augmenter la tension d'utilisation, les cellules PV sont connectées en série. La tension nominale du module est habituellement adaptée à la charge de 12 volts et les modules auront donc généralement 36 cellules. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Le tout est appelé un module photovoltaïque. Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité du courant [11].

(a) L'association en série des cellules

En additionnant des cellules ou des modules identiques en série, le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules (modules) en série :

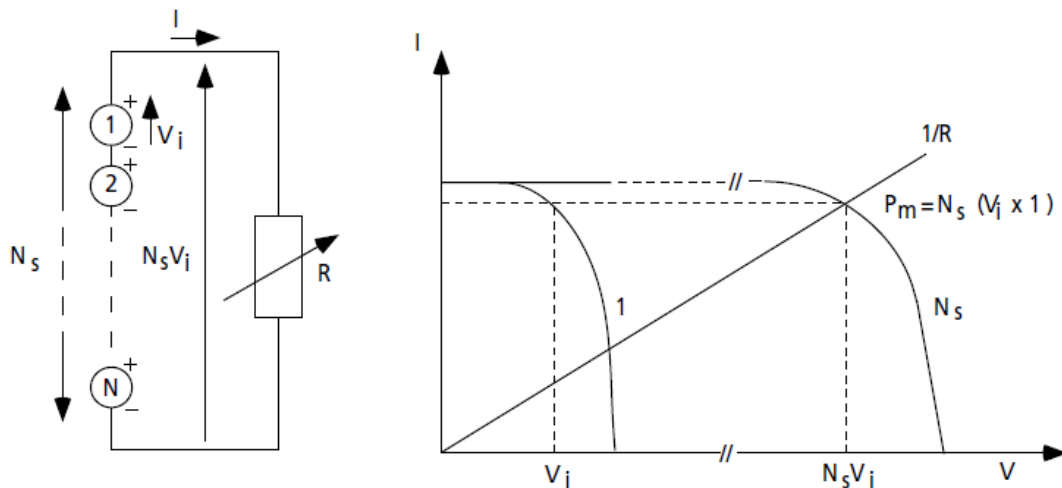


Figure II.7 Cellules identiques en série [11]

(b) L'association en parallèle des cellules

En additionnant des modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche.

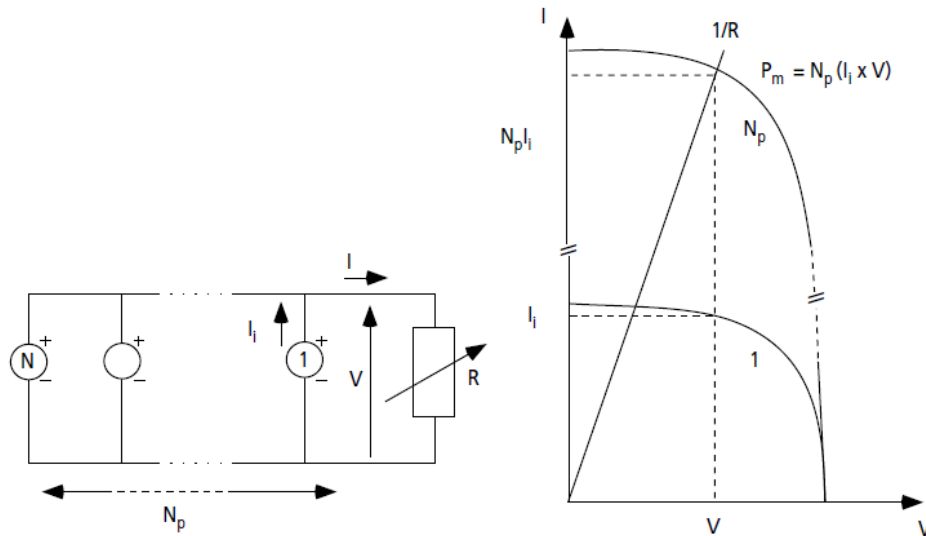


Figure II.8 Cellules identiques en parallèles [11]

(c) Association série-parallèle des cellules

Le générateur photovoltaïque est constitué d'un réseau série-parallèle de nombreux cellules photovoltaïques uniformément exposées et protégées par les diodes by-pass [11].

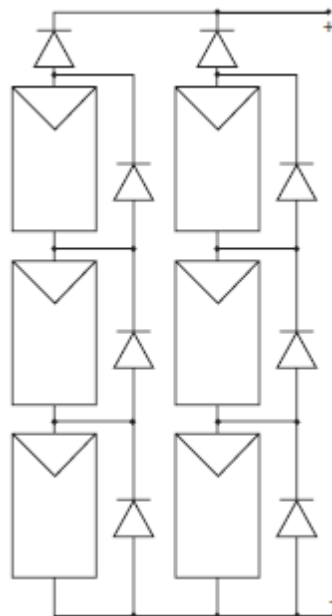


Figure II.9 Cellules identiques en série-parallèles [11]

II.3 Étage d'adaptation

L'intermittence de l'ensoleillement impose une installation d'un étage d'adaptation de puissance entre les panneaux photovoltaïques et la charge, et ce afin de fournir une puissance constante à la charge lors de la variation de l'irradiation. Cet étage se compose d'un convertisseur DC-DC, un convertisseur DC-AC et éventuellement une batterie.

II.3.1 Convertisseur DC-DC (Hacheur)

Pour la conversion de puissance, il est essentiel que le rendement soit maintenu élevé pour éviter la dissipation de la puissance et pour éviter les échauffements excessifs dans les composants électroniques. Pour cette raison toute la conversion de puissance échangée doit être réalisée autour des composants de stockage d'énergie (inductance et condensateurs) et les commutateurs. Les commutateurs de puissance utilisés dépendent du niveau de la puissance à convertir ou à commander. Les MOSFETS (Transistors à effet de champ d'oxyde de métal) sont habituellement utilisés à la puissance relativement basse (quelques kW) et les IGBTs (Transistors bipolaires à gâchette isolée) à des puissances plus élevées. Les thyristors ont été généralement utilisés et acceptés dans les plus hauts niveaux de puissance [7]

Les hacheurs ont pour fonction de fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe. Ils peuvent être isolés et comportant un transformateur assurant l'isolation galvanique, ou non isolés.

Les convertisseurs non isolés peuvent être partagés en deux types en fonction de leur comportement et du sens de l'énergie qu'ils transfèrent, on distingue ainsi [9] :

- Les hacheurs non réversibles qui permettent le transfert de l'énergie de la source vers la charge seulement.
- Les hacheurs réversibles où la source peut fonctionner en charge et inversement. Il est donc possible d'inverser le sens de parcours de l'énergie. On distingue trois types de hacheurs réversibles selon le type de conversion :
 - Les hacheurs réversibles en courant
 - Les hacheurs réversibles en tension
 - Les hacheurs réversibles en courant et en tension.

Les convertisseurs utilisés dans les systèmes PV pour générer les courants et les tensions souhaités sont :

- Les convertisseurs de type BUCK (abaisseurs de tension)
- Les convertisseurs de type BOOST (élevateurs de tension)
- Les convertisseurs de type BUCK-BOOST qui peuvent fonctionner en BUCK ou en BOOST en fonction du rapport cyclique α .

Ce type de convertisseurs n'est constitué que par des éléments réactifs (Selfs, Capacités) qui dans le cas idéal, ne consomment aucune énergie. C'est pour cette raison qu'ils sont caractérisés par un rendement élevé [9].

Pour optimiser le rendement énergétique du système PV, une solution a été élaborée et qui consiste à utiliser la technique MPPT (Maximum Power Point Tracker). Celle-ci permet de suivre le point de puissance maximale en contrôlant la tension et le courant PV indépendamment de la charge.

Plusieurs algorithmes ont été proposés pour la réalisation du MPPT. De bons résultats ont été obtenus avec l'algorithme « incrémentation de la conductance » (incremental conductance) dont l'avantage réside certainement dans la vitesse de recherche du point de puissance lors du changement des conditions atmosphériques .

En outre, il existe une autre méthode simple et efficace pour la recherche du MPPT appelée « Perturb&Observe ». Le point de puissance maximale change lorsqu'il y a un changement d'irradiation et/ou de température, l'algorithme P&O considère ce changement comme une perturbation plutôt qu'un changement de conditions de travail et ceci peut conduire à de faux résultats du PPM. Cependant ce problème peut être évité en utilisant la méthode Incremental Conductance, puisqu'elle consiste à mesurer deux valeurs : le courant et la tension afin de calculer le PPM. Néanmoins, « Incremental conductance » demeure un algorithme très complexe en comparaison avec l'algorithme « Perturb & Observe » engendrant ainsi une augmentation du coût de l'implémentation. Nous devons donc réaliser un bon compromis entre complexité et performance et pour cela la méthode P&O a été retenue dans ce travail [12].

La figure II.10 ci-dessous présente la variation du point de puissance maximale en fonction de la température, de l'irradiation et de la charge.

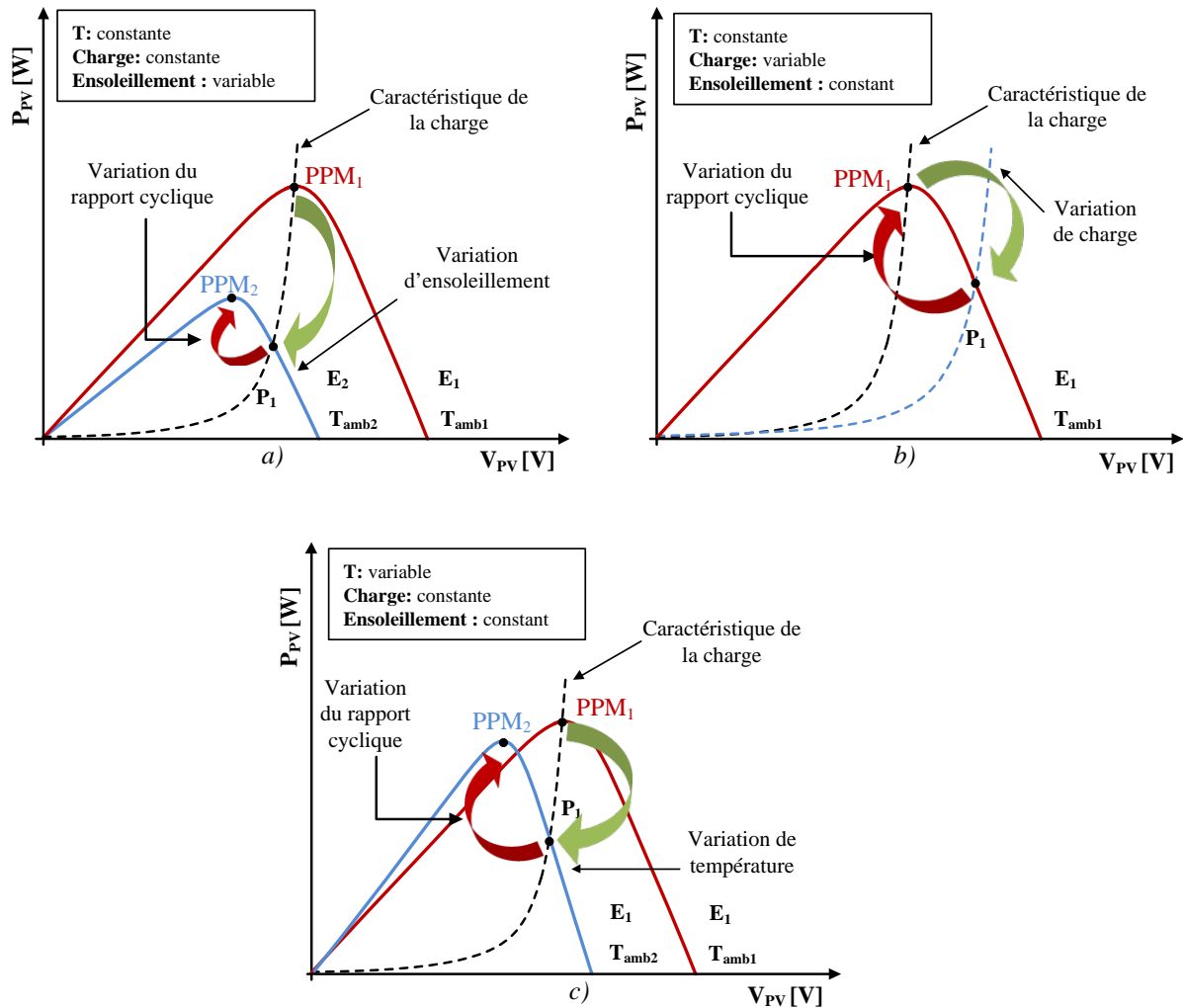


Figure II. 10 : Variation de la puissance maximale en fonction de
 (a) l'ensoleillement (b) la charge (c) la température [9]

II.3.2 L'onduleur (Convertisseur DC-AC)

L'onduleur occupe une place importante dans les systèmes énergétiques électriques de par sa capacité à convertir une énergie électrique dont la fréquence, l'amplitude et la phase sont commandables à partir des semi-conducteurs le constituant. L'évolution technologique des semi-conducteurs a apporté plus de robustesse et efficacité à ces convertisseurs, ce qui a permis d'élaborer plusieurs applications industrielles.

(a) Les types d'onduleurs

On distingue deux principaux types d'onduleurs selon la nature de la source d'alimentation [9]

- **Les onduleurs de courant** : Alimentés par une source de courant, peu affectés par les variations de tension.
- **Les onduleurs de tension** : Alimentés par une source de tension continue peu affectée par les variations de courant. Composés de bras à interrupteurs réversibles en courant, commandés à la fermeture et à l'ouverture. Chaque interrupteur comporte un transistor (GTO ou IGBT) et une diode en antiparallèle. Les onduleurs de tension peuvent être à plusieurs niveaux selon les besoins d'utilisation.

Ils peuvent aussi être classés en [9] :

- Onduleurs de tension monophasés : Utilisés généralement pour l'alimentation de charges monophasées de faible puissance, ils peuvent être en pont ou en demi-pont.
- Onduleurs de tension triphasés : Offrant une source de tension triphasée avec une amplitude, phase et fréquence contrôlables et une forme approchant la sinusoïde. Ces onduleurs sont employés dans la moyenne et forte puissance.

Le domaine d'application des onduleurs de tension peut être caractérisé par la variation de la fréquence. On distingue deux grandes familles [9] :

- Le domaine des fréquences fixes : Où l'onduleur de tension est destiné à pallier les défaillances, ou même l'absence d'un réseau alternatif en recréant la tension correspondante à partir d'une source de tension continue. Cette application requiert généralement la fourniture d'une tension de sortie très pure, donc sans harmonique de découpage, d'où la nécessité d'un filtre de sortie.
- Le domaine des fréquences variables : Dans ce cas, l'onduleur est généralement alimenté par un réseau alternatif à travers un redresseur et un filtre d'entrée. L'application la plus connue est celle de la variation de vitesses des machines à courant alternatif.

(b) Stratégie de commande

L'allure de la tension dépend uniquement de la commande utilisée et non pas de la charge, contrairement à l'allure du courant.

Pour un onduleur, lorsqu'on a une charge résistive pure, les diodes sont inutiles. Elles trouvent leurs fonctions seulement dans le cas d'une charge inductive, car elles permettent d'éviter la discontinuité dans la conduction du courant et prennent donc le relais des transistors quand ils sont commandés à la fermeture.

- Commande par Hystérésis [9] :

Le principe de contrôle de courant par hystérésis consiste à maintenir chacun des courants générés dans une bande enveloppant les courants de référence, et chaque violation de cette bande donne un ordre de commutation comme illustré dans la figure II.11.

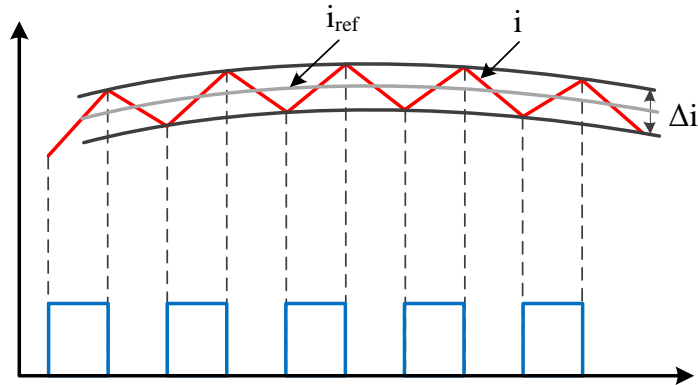


Figure II. 11 : Commande des interrupteurs par Hystérésis [9]

La simplicité de la mise en œuvre de cette stratégie est un avantage, tandis que la fréquence de commutation variable peut être son inconvénient. Celui-ci peut être évité par une autre version de contrôle par l’hystérésis avec une fréquence de commutation fixe.

Pratiquement, la différence entre le courant de référence et celui mesuré est appliquée à l’entrée d’un comparateur à hystérésis dont la sortie fournit directement l’ordre de commande des interrupteurs de chaque bras de l’onduleur comme l’illustre la figure II.12.

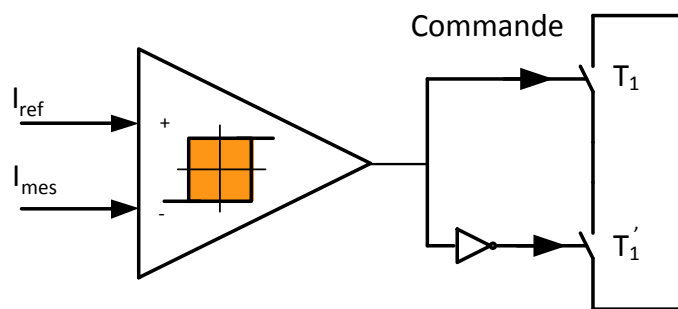


Figure II. 12 : Commande par Hystérésis [9]

Le seul paramètre de régulation de cette commande est la largeur de la bande d’hystérésis qui détermine l’erreur sur les courants et la fréquence de commutation bien que cette dernière reste inconnue [9].

- Commande Pleine Onde [9]:

La commande pleine onde permet à l’onduleur de fournir la tension la plus élevée à la machine. Elle correspond au point de fonctionnement nominal (V_{sn}, f_{sn}), seulement le

fonctionnement en pleine onde présente plusieurs inconvénients à cause de la présence des harmoniques impairs.

Ces inconvénients sont les suivants :

- Des pointes de courants entraînant un surdimensionnement des semi-conducteurs ce qui impose un apport en matière de refroidissement.
- Présence des oscillations aux BF perturbant le fonctionnement des machines électriques.
- Elle comporte un taux d'harmoniques élevé, surtout les harmoniques de rang supérieur. Le filtrage de ces harmoniques impose des filtres plutôt surdimensionnés et donc des pertes Joule et des pertes Fer (P_j, P_{fer}) élevées ce qui rend cette commande très coûteuse et peu efficace.

- Commande MLI [9]:

Elle consiste à adopter une fréquence de commutation supérieure aux fréquences de grandeurs de sortie et à former chaque alternance de la tension de sortie d'une succession de créneaux de largeurs convenables.

Les ondes de tensions servent principalement à alimenter à fréquence fixe ou variable, des charges à tension alternative.

La modulation de largeur d'impulsions ou la MLI permet de faciliter le filtrage et cela en repoussant les harmoniques de la tension de sortie vers les fréquences élevées.

On utilise souvent une électronique de commande analogique ou numérique dans le but de déterminer en temps réel les instants de fermeture et d'ouverture des interrupteurs pour avoir une tension qui ressemble le plus à une sinusoïde. La commande MLI assure cette fonction.

II.4 Stockage d'énergie

Un système photovoltaïque avec batterie peut être comparé à une charge alimentée par une batterie qui est chargée par un générateur photovoltaïque. Il comprend généralement les composantes de base suivantes :

- le champ de modules PV charge la batterie en période d'ensoleillement;
- la batterie alimente la charge et assure un stockage de l'énergie électrique ;
- la diode anti-retour évite la décharge de la batterie à travers les modules PV en période d'obscurité ;

- le régulateur de charge protège la batterie contre la surcharge de l'énergie produite par le champ de modules PV et inclut habituellement une protection contre les décharges profondes de la batterie;
- un conditionneur de charge permet l'utilisation d'appareil à courant continu (cc) à tension variée (convertisseur) ou à courant alternatif (onduleur) [13].

II.4.1 Type de technologie de stockage d'énergie [18]

Les différentes technologies rechargeables de stockage d'énergie existantes sont présentées sur la figure II.13. Les technologies sont comparées en termes de densités d'énergie et de puissance. Cette figure est bien évidemment évolutive en fonction des progrès de la recherche, et certains systèmes peuvent devenir concurrents.

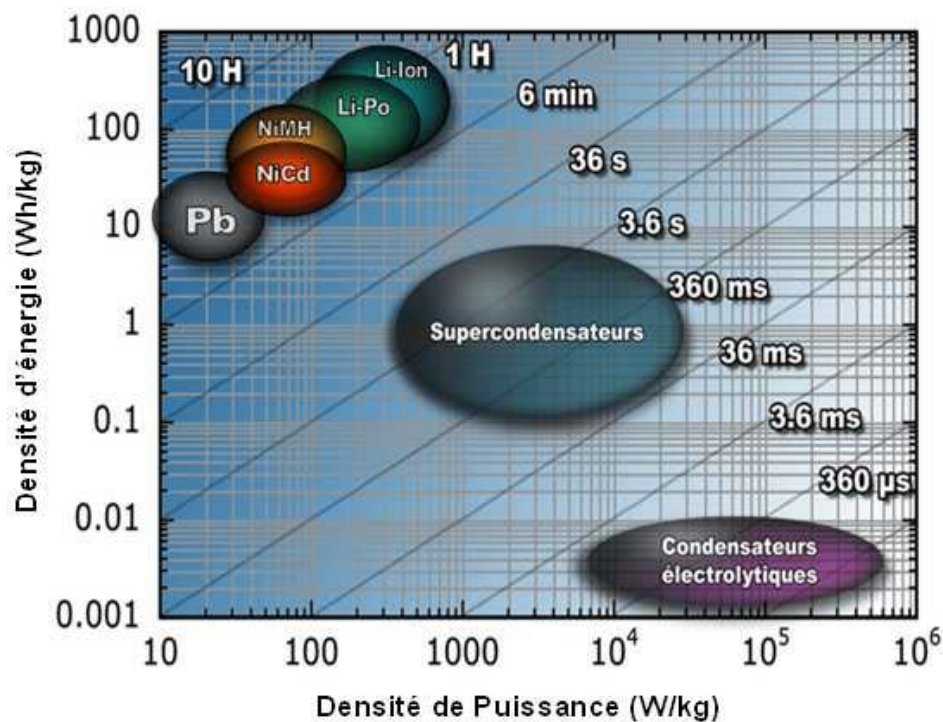


Figure II.13 : Diagramme de Ragone des systèmes électrochimiques rechargeables [18]

Dans le domaine électrique, un accumulateur désigne un système physicochimique capable de convertir de façon réversible l'énergie électrique en énergie chimique. L'énergie électrique est donc accumulée, puis restituée en majeure partie. L'accumulateur n'est généralement pas utilisé seul, mais plusieurs sont associés en batterie.

Comme indiqué sur la figure II.13, il existe cinq technologies d'accumulateurs rechargeables d'usage courant : accumulateur au plomb (Pb), accumulateur Nickel cadmium (Ni-Cd), accumulateur Nickel-Metal Hydride (Ni-MH), accumulateur Lithium-ion (Li-ion) et accumulateur Lithium-ion polymère (Li-Polymer). L'avantage des accumulateurs est qu'ils

peuvent stocker une grande densité d'énergie. Ils sont très performants pour délivrer cette énergie à régime constant. Par contre lorsqu'il y a un besoin de charge ou recharge rapide, les accumulateurs ne conviennent pas. C'est là qu'intervient la technologie des condensateurs et supercondensateurs. Charge et décharge peuvent se faire à très grande vitesse.

Malheureusement leur densité d'énergie reste faible par rapport à celle d'accumulateurs.

II.4.2 Détermination de la technologie à choisir [18]

La comparaison des caractéristiques principales pour les différentes technologies est présentée dans le tableau ci dessous. Il donne quelques données techniques approximatives sur les technologies existantes. Les données précises se trouvent sur les fiches techniques des constructeurs.

	Batteries					Super condensateur
	Plomb	NiCd	NiMH	Li-ion	Li-Po	
Densité énergétique (Wh/kg)	15-40	45-80	60-120	110-160	80-130	0,5-10
Nombre de cycle de charge/décharge ^(a)	200 à 300	500 à 1500	300 à 500	500 à 1000	200 à 300	>10 ⁵
Profondeur de décharge	80%	80%	80%	80%	80%	100%
Courant ^(b) (en pic)	5C	20C	5C	Plus de 2C	Plus de 2C	Variable
(utilisation normale)	0,2C	1C	0,5C	1C ou moins	1C ou moins	Variable
Tolérance à la surcharge	Oui	Moyenne	Très faible	Nulle	Très faible	Résistance
Autodécharge par mois	5%	20%	30%	10%	10%	50%
Voltage nominal d'une cellule	2V	1,2V	1,2V	3,6V	3,7 V	0,7 à 2,7 V
Plage de températures de fonctionnement (en charge)	10 à 40 °C	0 à 45 °C	0 à 45 °C	0 à 45 °C	0 à 45 °C	
(en décharge)	-20 à 60°C	-40 à 60°C	-20 à 60 °C	-20 à 60°C	-20 à 60°C	-40 à 65°C
Commercialisé depuis	1970	1950	1990	1991	1999	2004

(a) Il s'agit ici de décharges profondes. On considère que la batterie est « morte » lorsqu'elle n'est plus capable de stocker 80% de sa capacité initiale.

(b) La puissance d'une batterie s'exprime généralement en coefficient multiplicateur « C » de la capacité nominale du stockage de la batterie. Une batterie de 2Ah permettant 5C pourra débiter 5x2=10A

Tableau II- 1 : Tableau comparatif des caractéristiques principales pour les différentes technologies [18]

II.4.3 Régulateur de charge [9]

Il protège les batteries des surcharges et décharges excessives et prolonge leur durée de vie. Il évite qu'en fin de charge d'une batterie ne se produise un phénomène de surcharge

qui amènerait à une ébullition provoquant une perte d'électrolyte et que la charge ne dépasse un seuil limite (Généralement 80% de la capacité de la batterie), ce qui l'endommagerait.

Les régulateurs sont réglés à des tensions de coupures qui correspondent aux limites à ne pas dépasser. On distingue alors deux parties :

- Une partie régulation de charge : Dès que la batterie est complètement chargée, le régulateur la déconnecte du panneau PV pour éviter la consommation d'électrolyte et le dégagement d'hydrogène et l'oxydation des tablettes.
- Une partie régulation de la décharge : Dans le cas où les accumulateurs sont totalement déchargés par absence d'énergie solaire, le régulateur coupe l'utilisation car il y a risque que les tablettes négatives se recouvrent de sulfate de plomb.

II.5 Types d'installations

Une installation photovoltaïque peut fonctionner de manière autonome (sites isolés) comme elle peut être raccordée à un réseau électrique interconnecté.

II.5.1 Installations autonomes [9]

Elles sont dédiées à une utilisation domestique, rurale ou un autre consommateur qui n'est pas relié au réseau. La plupart de ces installations alimentent des sites éloignés de tout réseau public. Elles comprennent des étages d'adaptation afin d'adapter la puissance aux besoins du consommateur. Ces étages d'adaptations sont constitués d'éléments vus précédemment :

- Hacheur : permet d'optimiser la production
- Onduleur : permet de passer du continu vers l'alternatif
- Batteries : pour subvenir aux besoins du consommateur à cause des problèmes d'intermittence de l'énergie solaire.

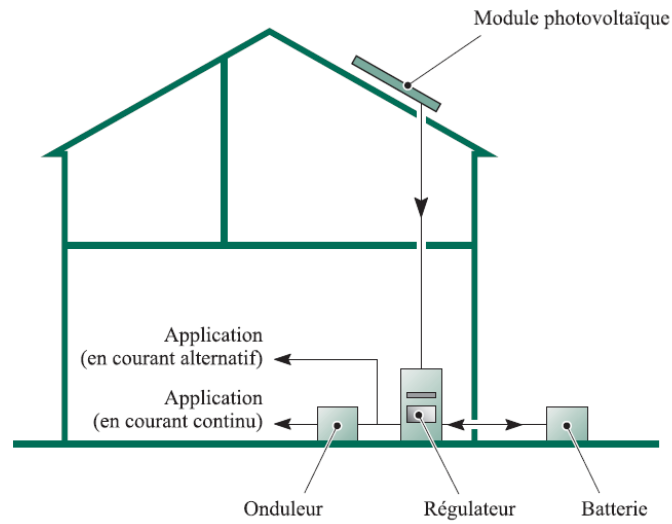


Figure II.14 : Installation photovoltaïque autonome [9]

II.5.2 Installations raccordées au réseau

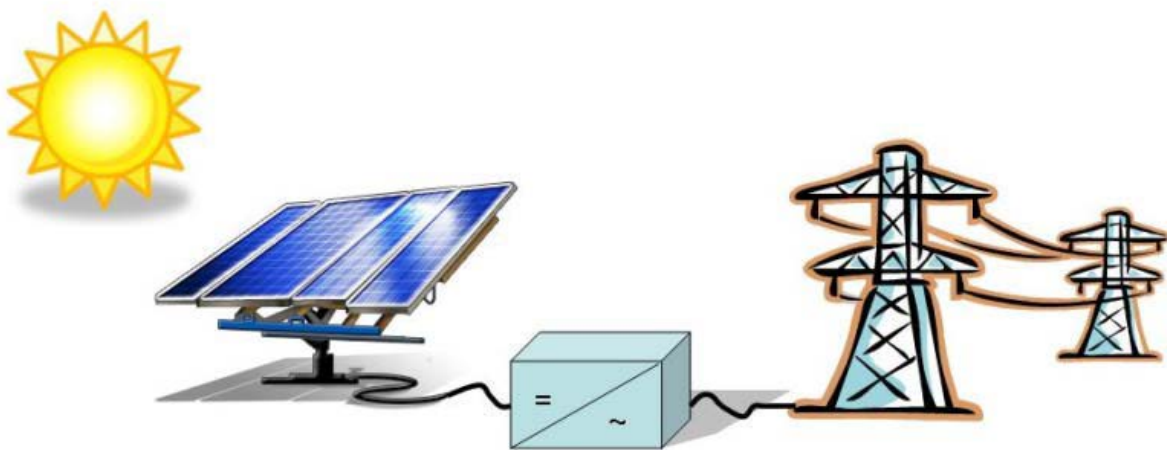


Figure II. 15 : Installation photovoltaïque raccordée au réseau [14]

Il existe deux types de schémas de raccordement au réseau. Ils dépendent du contrat de fourniture d'énergie (achat total ou partiel), de l'installation (ancienne ou neuve), etc. La figure II .16 montre les deux principaux schémas :

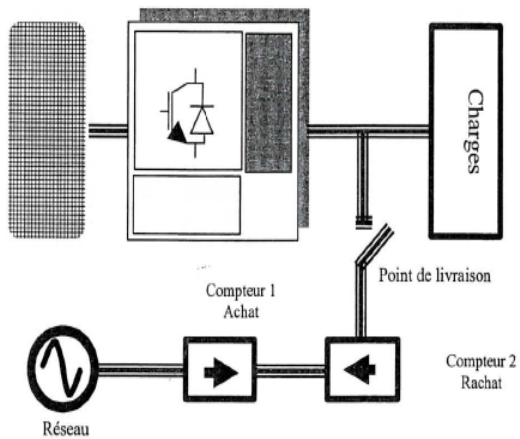


Figure II. 16.A

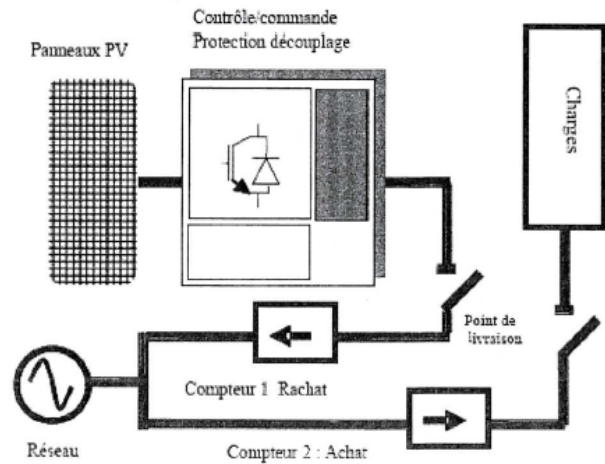


Figure II. 16.B

Le premier type de raccordement n'injecte que l'excédent de la production (figure II.16.A), tandis que le second (figure II.16.B) injecte la totalité de la production photovoltaïque [14].

II.6 Conclusion

Dans la première partie de cette étude, nous avons présenté la technologie photovoltaïque ainsi que toute la chaîne de conversion photovoltaïque indispensable pour un fonctionnement en site isolé ou bien en mode raccordé au réseau. En partant du principe de la conversion d'énergie solaire-électrique au niveau d'une cellule photovoltaïque, on a présenté les propriétés d'un générateur photovoltaïque et son comportement lors des variations de température et d'irradiation. Nous avons, également représenté les associations parallèles et séries des cellules photovoltaïques selon la puissance exploitable désirée. Par la suite, nous avons accentué le rôle de l'étage d'adaptation dont la recherche du MPPT est assurée par différents algorithmes. Enfin, nous avons représenté les différents composants d'un étage d'adaptation en l'occurrence les convertisseurs DC/DC, les convertisseurs DC/AC et le système de stockage à base de batterie.

À la fin de ce chapitre, on a décrit les différents modes de fonctionnement d'une installation photovoltaïque et c'est le raccordement au réseau qui a fait l'objet de ce mémoire.

Modélisation d'une chaîne de production photovoltaïque

En raison du coût du kW installé, le principe fondamental de toute chaîne de production à base de photovoltaïque couplée au réseau et pour un ensemble de panneaux donnés, est de produire un maximum de kWh. Ceci se traduit en général par une gestion énergétique basée sur :

- *L'extraction du maximum de puissance (MPPT : Maximum Power Point Tracking) ;*
- *Le transfert de cette énergie à rendement maximal vers le réseau et/ou les charges ;*
- *La continuité de service face à des dégradations côté cellules ou côté réseau.*

D'autres services peuvent être assurés sans ajouts matériels conséquents comme la génération/absorption d'énergie réactive échangée avec le réseau.

Pour assurer cette gestion des flux énergétiques, on a recours à des interfaces de puissance matérialisées par des convertisseurs de l'électronique de puissance. Il y a lieu également de faire état de la commande de ces dispositifs. Le choix du modèle s'avère souvent difficile à effectuer car il doit satisfaire des exigences techniques tout en optimisant le temps d'exécution. Un choix optimal est un choix qui assure à la fois la performance et la simplicité du modèle et c'est ce compromis qui fait l'objet de ce chapitre.

III.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons modéliser chaque composant de la chaîne de production photovoltaïque. Celle-ci comprend le panneau photovoltaïque, l'étage DC-DC, l'étage DC-AC et le filtre en vue de raccorder toute la chaîne de conversion au réseau. Nous présenterons d'abord, un modèle électrique du panneau photovoltaïque et mathématique de l'algorithme MPPT, ensuite nous ferons appel à l'outil de simulation Simulink du logiciel Matlab 12.0 pour une représentation et interprétation graphique. Nous terminerons par exposer la commande MLI associée à l'onduleur de tension et son principe de fonctionnement.

III.2. Modélisation du panneau PV

Dans notre étude, on utilisera le modèle illustré par la figure II.3 (Chapitre 2). 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.

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. [9]

III.2.1. Modélisation

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 [9]:

(c).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 :

$$I_{ph} = [I_{cc} + K_i(T - T_{ref})] \times \frac{G}{G_{ref}} \quad (III. 1)$$

Avec :

I_{cc} [A]	Courant de court-circuit du panneau (donné par le constructeur)
K_i [A/K]	Courant de court-circuit divisé par le coefficient de température du panneau
T [K]	Température ambiante
G [W/m ²]	Irradiation sur la surface de la cellule
T_{ref} [K]	Température de référence (298 K)
G_{ref} [W/m ²]	Irradiation de référence (1000 W/m ²)

(d). Le courant de saturation I_0

Ce courant varie avec la température et est donné par :

$$I_0 = I_{rs} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left[\frac{qE_g}{AK} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (III. 2)$$

Avec :

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

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

Son expression est donnée par l'équation:

$$I_{rs} = \frac{I_{cc}}{\exp \left(\frac{qV_{oc}}{N_s AKT} \right) - 1} \quad (III. 3)$$

Où :

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

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

$$I_{cell} = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V_{cell} + R_s I_{cell})}{N_s AKT} \right) - 1 \right] - \frac{V_{cell} + R_s I_{cell}}{R_{sh}} \quad (III. 4)$$

(f). Le courant du panneau

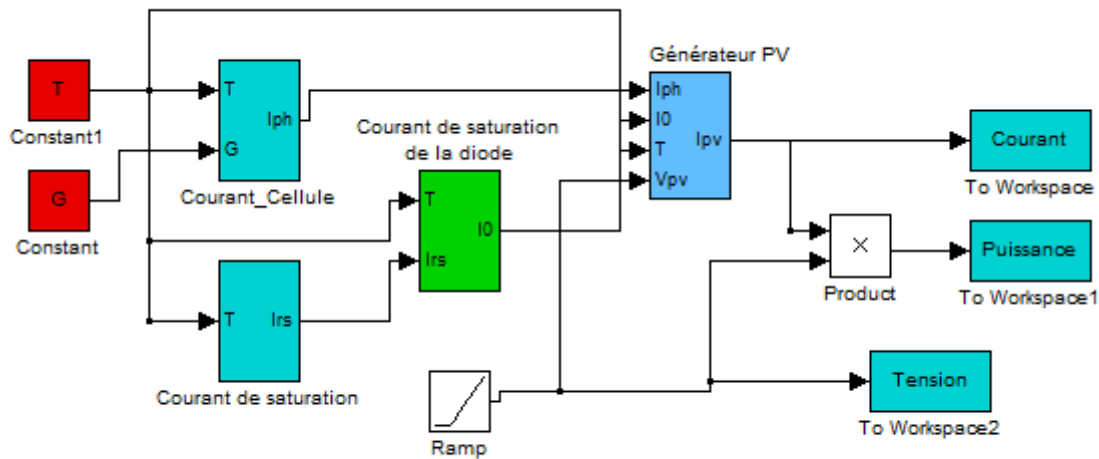
Les équations décrites précédemment ne peuvent représenter la caractéristique I-V d'un module PV puisqu'elles sont propres à une seule cellule PV qui représente l'élément de base du panneau, on introduit donc l'équation spécifique à un module :

$$I_{pv} = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V_{cell} + R_s I_{cell})}{N_s A K T} \right) - 1 \right] - N_p \frac{V_{cell} + R_s I_{cell}}{R_{sh}} \quad (III.5)$$

Où : N_s Nombre de cellules connectées en série dans un module.

N_p Nombre de cellules connectées en parallèle dans un module.

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



III. Figure 1 : Modèle du panneau photovoltaïque établi sous Simulink

Nous avons utilisé un panneau Albasolar pour la modélisation de type A0290PC230, ses paramètres dans les conditions standards (25°C, 1000 W/m²) sont donnés par le constructeur :

I_{mp}	7.67 A
V_{mp}	30 V
P_{max}	230 W
I_{sc}	8.27 A
V_{oc}	36.50 V
K_V	- 0.34 V/K
K_I	0.04 A/K
N_s	60
N_p	1

Tableau III.1: Fiche technique de module PV utilisé

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

- Les résistances série (R_s) et shunt (R_{sh}) [13]

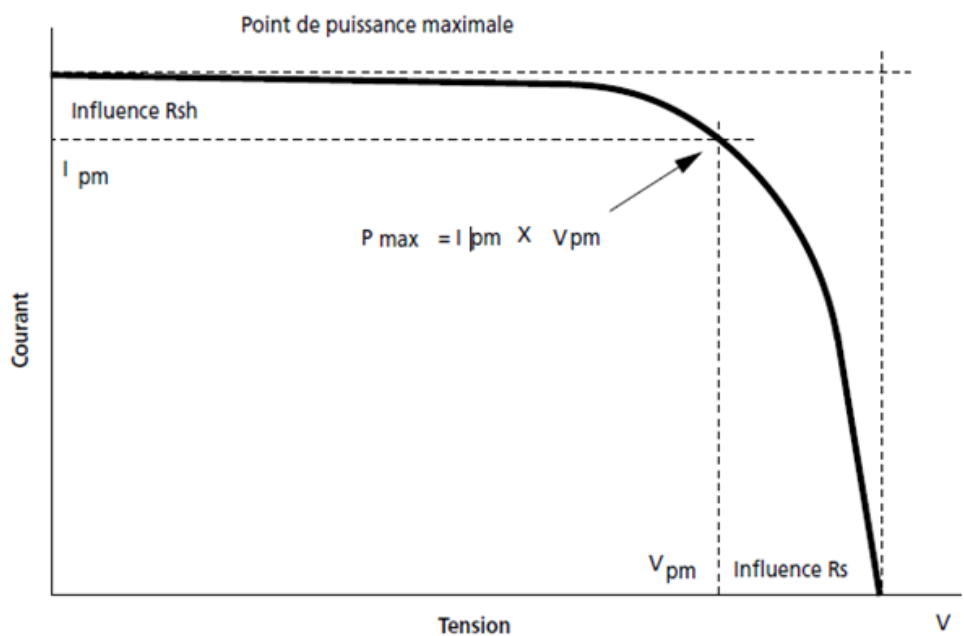


Figure III .2 : Influence des résistances shunt et série sur la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque [13]

- 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 [9].

III.2.2 Résultats de la simulation

(a).Influence de l'irradiation

La figure III.3 présente la caractéristique Courant-Tension d'une cellule photovoltaïque pour une température donnée : lorsque l'ensoleillement augmente, la courbe se translate vers le haut et vers la droite. En effet, le courant de court-circuit varie proportionnellement à l'irradiation tandis que la tension de circuit ouvert ne varie que très peu par rapport à celle-ci. Par conséquent, la puissance fournie par le panneau photovoltaïque augmente en fonction de l'accroissement de l'ensoleillement.

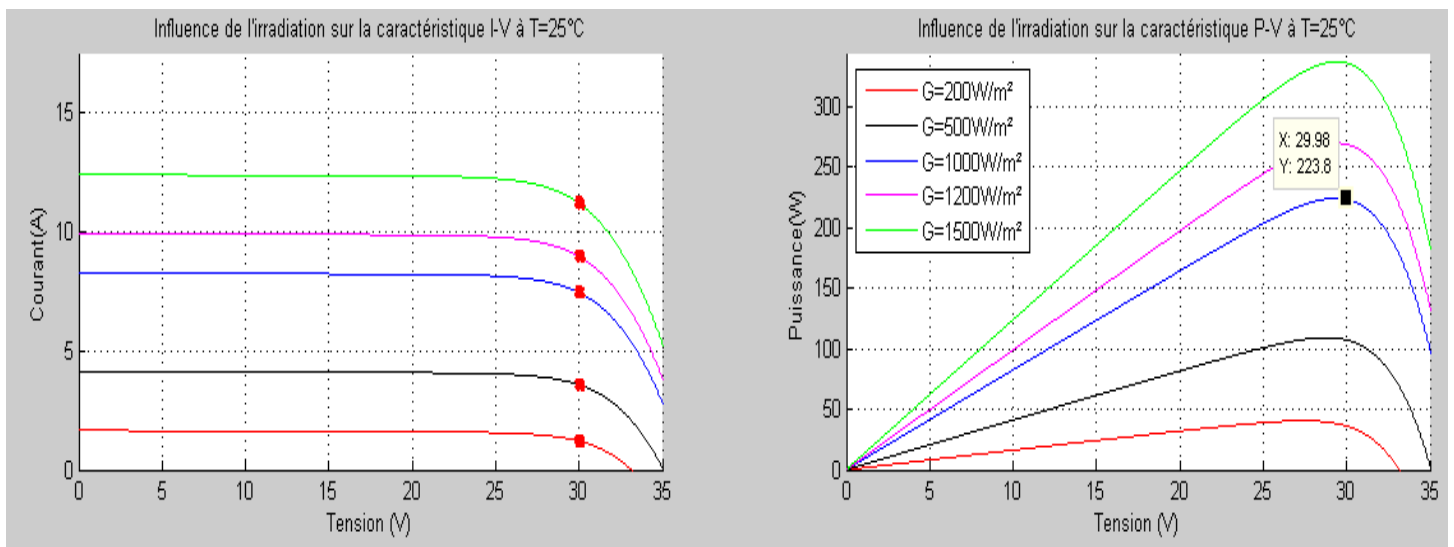


Figure III. 3 : Influence de l'irradiation sur les caractéristiques I-V et P-V

(b). Influence de la température

La figure II.6 représente la caractéristique Courant-Tension pour un ensoleillement donné : lorsque la température augmente, la tension à vide diminue alors que le courant de court-circuit augmente légèrement. Par conséquent, la puissance maximale fournie par le générateur PV diminue.

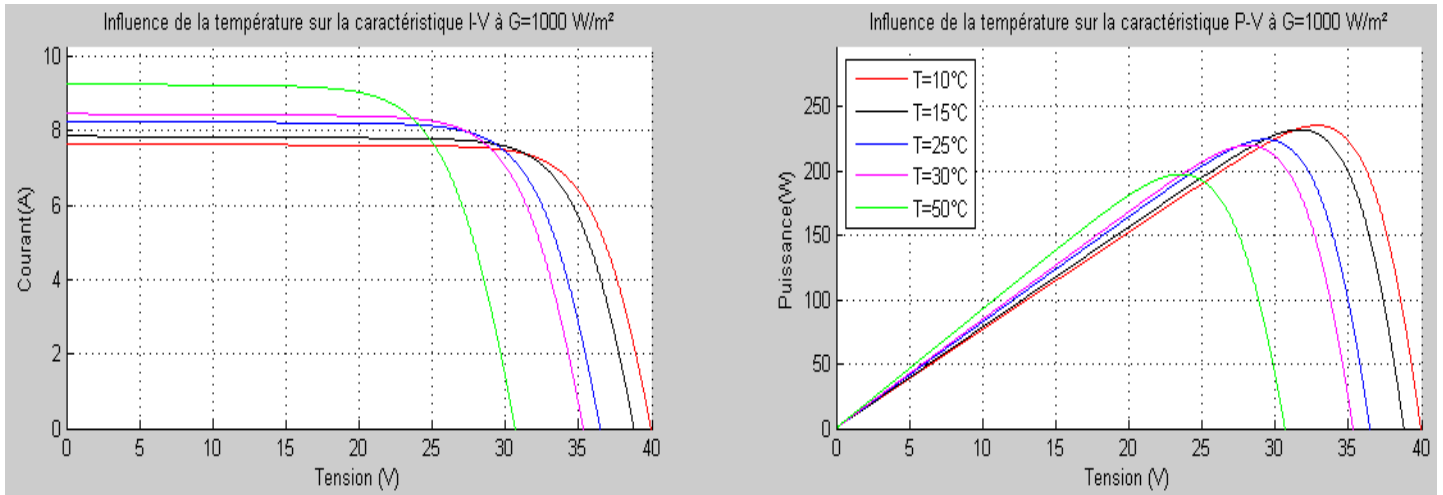


Figure III.4 : Influence de la température sur la caractéristique I(V) et P(V)

Les résultats obtenus lors de la simulation concordent parfaitement avec les données expérimentales du constructeur (Voir tableau III.1) dans les conditions standards (1000W/m², 25°C). Ainsi, la puissance maximale théorique correspond à la puissance maximale expérimentale.

Par ailleurs, on constate que le point de fonctionnement d'un module PV varie en fonction de la température et de l'ensoleillement. L'irradiation influe sur le courant fourni par le générateur plus que sa tension. Tandis que la température affecte plus la tension aux bornes du module PV que le courant.

On conclue à partir des résultats obtenus ci-dessus qu'un module PV fonctionne de manière optimale à flux lumineux important et à basse température.

III.3. Modélisation du Hacheur Buck-Boost

III.3.1. Modèle du hacheur [9]

On l'appelle aussi hacheur abaisseur-élevateur ou dévolteur-survolteur. Il fournit une tension plus faible ou plus élevée que celle appliquée à son entrée permettant ainsi d'adapter la tension du module PV aux besoins de la charge, et ce en variant le rapport cyclique α . Il est représenté par la figure III.5.

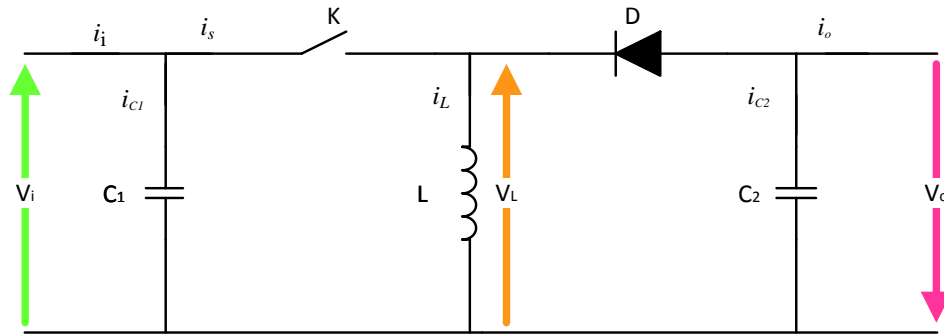


Figure III. 5: Hacheur Buck-Boost [9]

L'entrée et la sortie du hacheur représentent des sources de tension. L'élément de commande (transistor, thyristor, MOS, IGB, etc...) est représenté par l'interrupteur K.

Le hacheur Buck-Boost est caractérisé par deux modes de fonctionnements, le premier permet la conduction de l'élément de commande. En effet, la tension d'entrée est directement appliquée à l'inductance et le courant de cette dernière augmente linéairement et c'est la capacité à la sortie du convertisseur qui alimente la charge. Le second mode de fonctionnement bloque l'élément de commande, ainsi la tension à travers l'inductance se polarise en inverse ce qui engendre la conduction de la diode. Cce qui permettra à l'énergie stockée par la bobine d'alimenter la charge et recharger la capacité.

Durant le 1^{er} mode de fonctionnement, l'interrupteur K est fermé pendant un temps t_{on} égal à αT_s et est ouvert pendant un temps t_{off} égal à $(1-\alpha)T_s$.

Avec :

- T_s période de commutation égale $1/f_s$
- f_s fréquence de hachage
- α rapport cyclique de commande ($\alpha \in [0,1]$)

Le principe de fonctionnement du hacheur Buck-Boost est caractérisé essentiellement par la position du commutateur K :

- Intervalle $[0, \alpha T_s]$: l'interrupteur de commande est fermé: la tension d'entrée est directement appliquée à l'inductance et le courant de cette dernière augmente linéairement avec une pente égale à V_i/L ce qui lui permet de stocker de l'énergie durant toute la durée de la fermeture, et c'est la capacité à la sortie du convertisseur qui alimente la charge . Le circuit est le suivant :

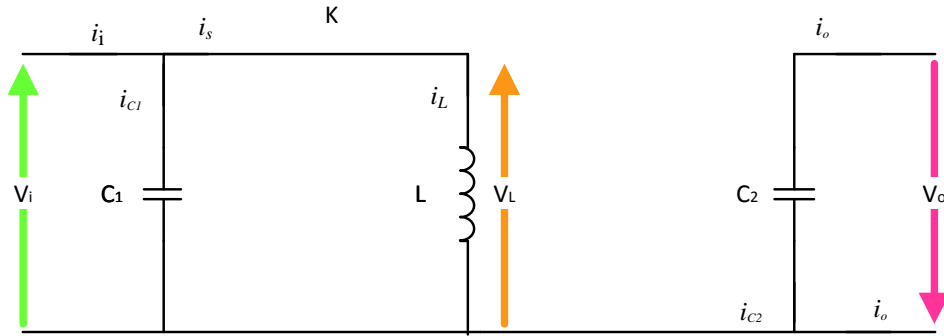


Figure III. 6: Premier mode de conduction du hacheur BUCK-BOOST [9]

En appliquant la loi de Kirchhoff à ce circuit on obtient les équations suivantes :

$$\begin{cases} i_{c_1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \\ i_{c_2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = -i_o(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_i(t) \end{cases} \quad (\text{III. 6})$$

- Intervalle $[\alpha T_s, T_s]$: l'élément de commande est bloqué. La tension à travers l'inductance se polarise en inverse ce qui engendre la conduction de la diode, ainsi le courant de la bobine décroît linéairement avec une pente de $-V_o/L$ ce qui permet d'alimenter la charge et de recharger la capacité. Le circuit est représenté par la figure ci-dessous.

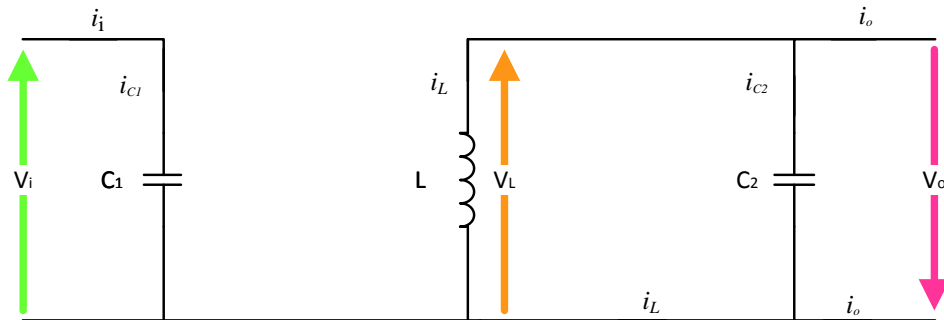


Figure III. 7: Second mode de conduction du hacheur BUCK-BOOST [9]

Le modèle d'équation dans cette configuration est le suivant :

$$\begin{cases} i_{c_1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i_i(t) \\ i_{c_2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = -V_o(t) \end{cases} \quad (\text{III. 7})$$

En combinant les deux systèmes d'équations III.6 et III.7, on trouve le modèle approximé du hacheur Buck-Boost [9]

$$\begin{cases} C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} T_s = \alpha T_s (i_i(t) - i_L(t)) + (1 - \alpha) T_s i_i(t) \\ C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} T_s = -\alpha T_s i_o(t) + (1 - \alpha) T_s (i_L(t) - i_o(t)) \\ L \frac{di_L(t)}{dt} T_s = \alpha T_s V_i(t) - (1 - \alpha) T_s V_o(t) \end{cases} \quad (\text{III. 8})$$

Le régime continu est obtenu en éliminant les dérivées des variables dynamiques, et en remplaçant ces signaux par leurs valeurs moyennes. Le système devient :

$$\begin{cases} I_i - \alpha I_L = 0 \\ (1 - \alpha) I_L - I_o = 0 \\ \alpha V_i - (1 - \alpha) V_o = 0 \end{cases} \quad (\text{III. 9})$$

On peut ainsi tirer le rapport de conversion, qui représente le rapport de la tension de sortie sur la tension d'entrée :

$$M(\alpha) = \frac{V_o}{V_i} = \frac{\alpha}{1 - \alpha} \quad (\text{III. 10})$$

Grâce à cette dernière expression, on peut déterminer les modes de fonctionnement du hacheur BUCK-BOOST

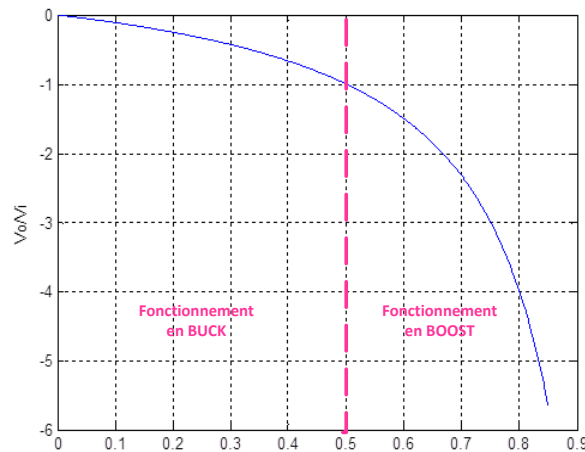


Figure III. 8: Zones de fonctionnement du hacheur BUCK-BOOST [9]

III.3.2. Dimensionnement des composants du hacheur [9]

Dimensionner les éléments du hacheur nécessite un calcul de paramètres qui permettent la diminution de l'ondulation.

La pente du courant traversant la bobine et la tension aux bornes des capacités pendant la première période de fonctionnement est donnée par :

$$\begin{cases} \frac{dv_{C_1}}{dt} = \frac{I_{C_1}}{C_1} \approx \frac{I_i - I_L}{C_1} \\ \frac{dv_{C_2}}{dt} = \frac{I_{C_2}}{C_2} \approx -\frac{I_O}{C_2} \\ \frac{di_L}{dt} = \frac{v_i}{L} \approx \frac{V_i}{L} \end{cases} \quad (\text{III. 11})$$

Les valeurs crête à crête des courants et des tensions sont :

$$\begin{cases} V_{i_{cc}} = 2\Delta v_i = \frac{I_i - I_L}{C_1} \alpha T_d \\ V_{O_{cc}} = 2\Delta v_o = -\frac{I_O}{C_2} \alpha T_d \\ I_{L_{cc}} = 2\Delta i_L = \frac{V_i}{L} \alpha T_d \end{cases} \quad (\text{III. 12})$$

On peut déduire les valeurs des composants à choisir pour des ondulations données:

$$\begin{cases} C_1 = -\frac{I_i - I_L}{2\Delta v_i} \alpha T_d \\ C_2 = \frac{I_O}{2\Delta v_o} \alpha T_d \\ L = \frac{V_i}{2\Delta i_L} \alpha T_d \end{cases} \quad (\text{III. 13})$$

III.3.3. Commande du hacheur

Nous avons adopté dans cette étude la méthode « perturb&observe » pour la commande MPPT. Le principe des commandes MPPT de type **P&O** consiste à perturber la tension V_{pv} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{pv} qui en résulte. Ainsi, comme l'illustre la figure III.9, on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{pv} engendre un accroissement de la puissance P_{pv} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. À partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$, il est

alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié. En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM [19].

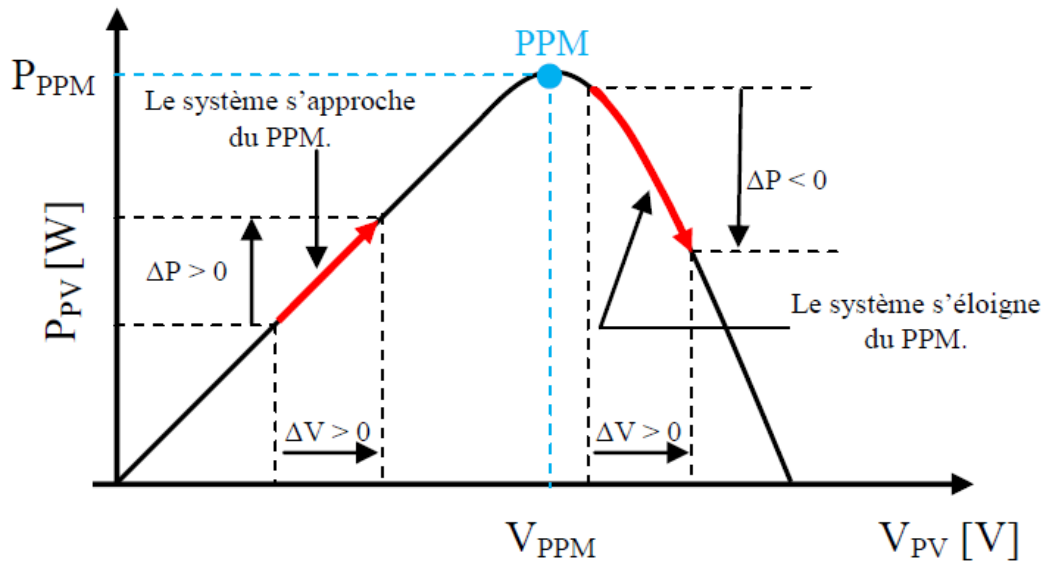


Figure III.9 : Caractéristique P(V) d'un panneau solaire [19]

La figure III.10 représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type P&O, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension du GPV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du PV à chaque instant.

nouveau PPM.

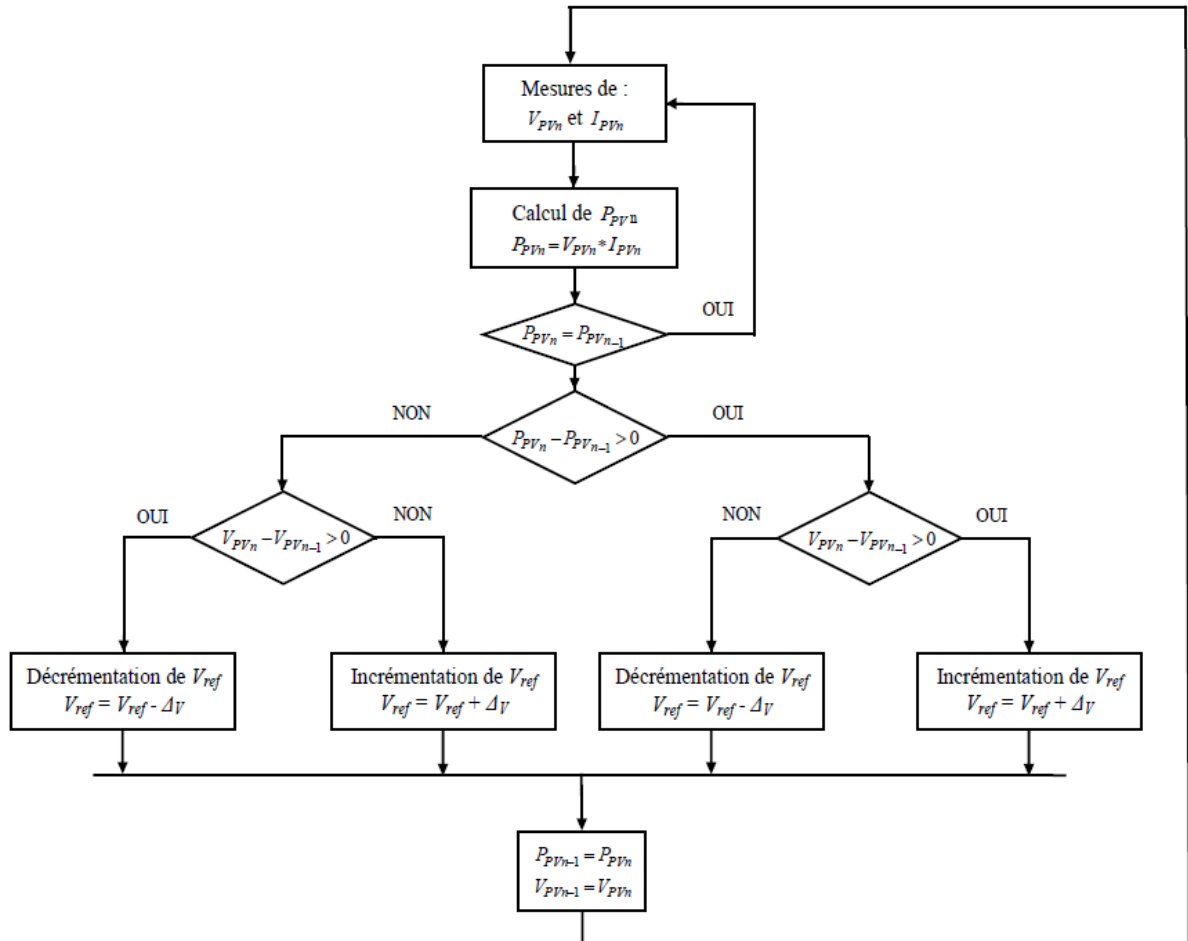


Figure III. 10: Algorithme P&O [19]

La méthode P&O est aujourd’hui largement utilisée de par sa facilité d’implémentation, cependant elle présente quelques problèmes liés aux oscillations autour du PPM qu’elle engendre en régime établi car la procédure de recherche du PPM doit être répétée périodiquement, obligeant le système à osciller en permanence autour du PPM, une fois ce dernier atteint. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable de perturbation. Cependant, une faible valeur d’incrément ralentit la recherche du PPM, il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité. Ce qui rend cette commande difficile à optimiser [19].

III.3.4. Résultats de simulation

Lors de cette simulation, on a adopté l'algorithme MPPT « P&O » et nous l'avons testé pour diverses valeurs d'irradiation. La température étant fixée à 25°C. On a pris une charge résistive de 10Ω et une fréquence de 10 kHz pour la porteuse.

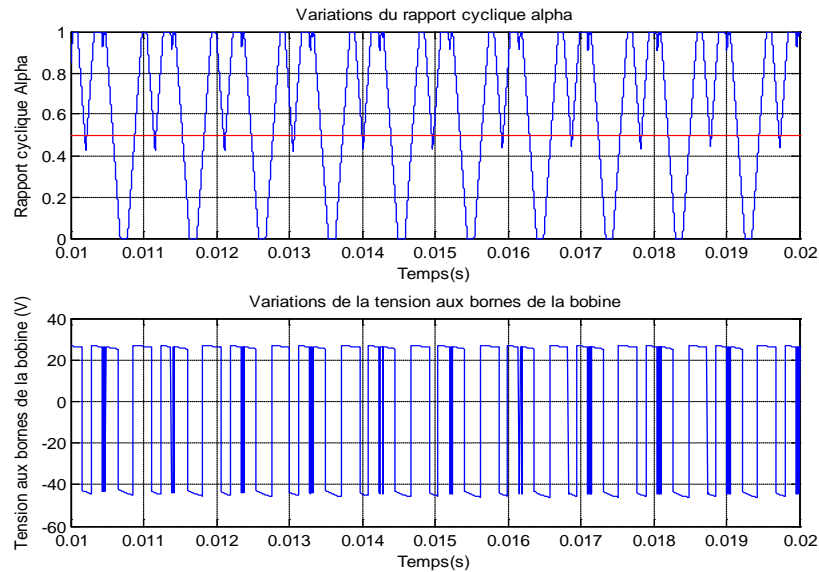


Figure III. 11: Variation d'Alpha et de la tension aux bornes de la bobine

La valeur de α oscille beaucoup est c'est l'un des inconvénients de l'algorithme P&O. quant à la tension aux bornes de la bobine, elle varie entre deux valeurs. Dans l'intervalle $[0, \alpha T]$, la tension est égale à la tension d'entrée du hacheur soit 30 V confirmant ainsi ce qui a été démontré dans l'équation III.6.

Dans l'intervalle $[\alpha T, T]$, la tension est égale à tension de sortie du hacheur, soit 48 V confirmant ainsi ce qui a été démontré dans l'équation III.7

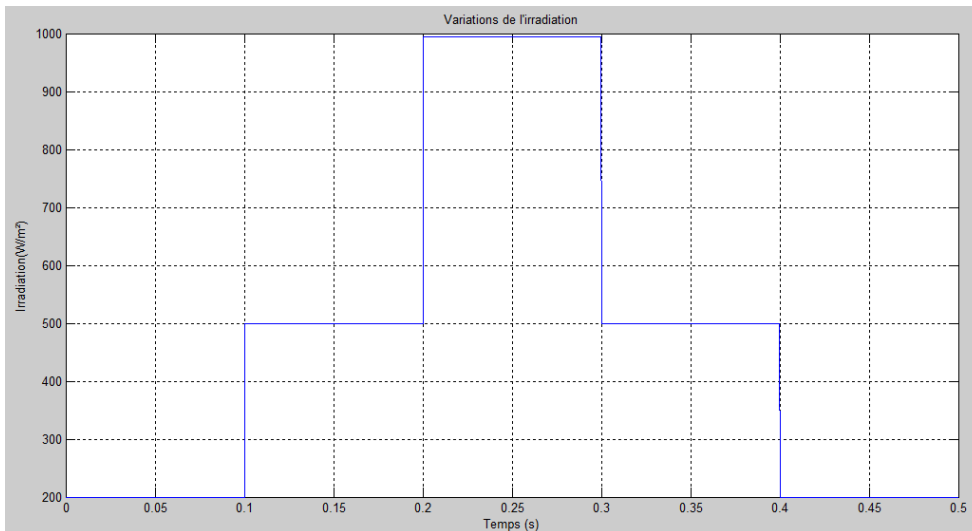


Figure III.12 : Variation de l'enseillement en fonction du temps

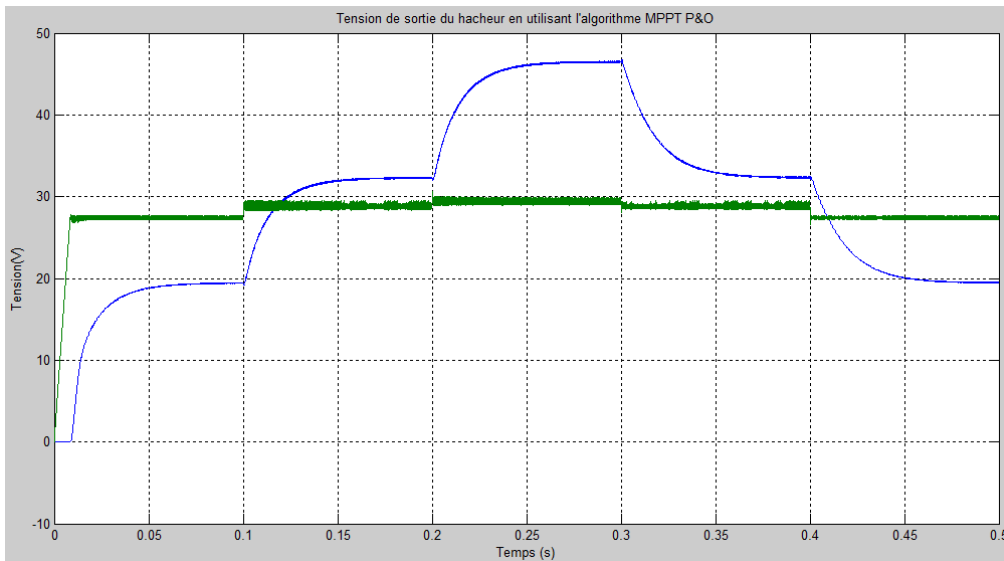


Figure III.13 : Tensions à la sortie du hacheur et du panneau
en utilisant l'algorithme P&O

Les résultats de la simulation démontrent l'efficacité de l'étage MPPT. On voit bien que le hacheur dont le rapport cyclique Alpha est commandé par l'Algorithme P&O permet au panneau de fonctionner autour du point PPM donné par le constructeur.

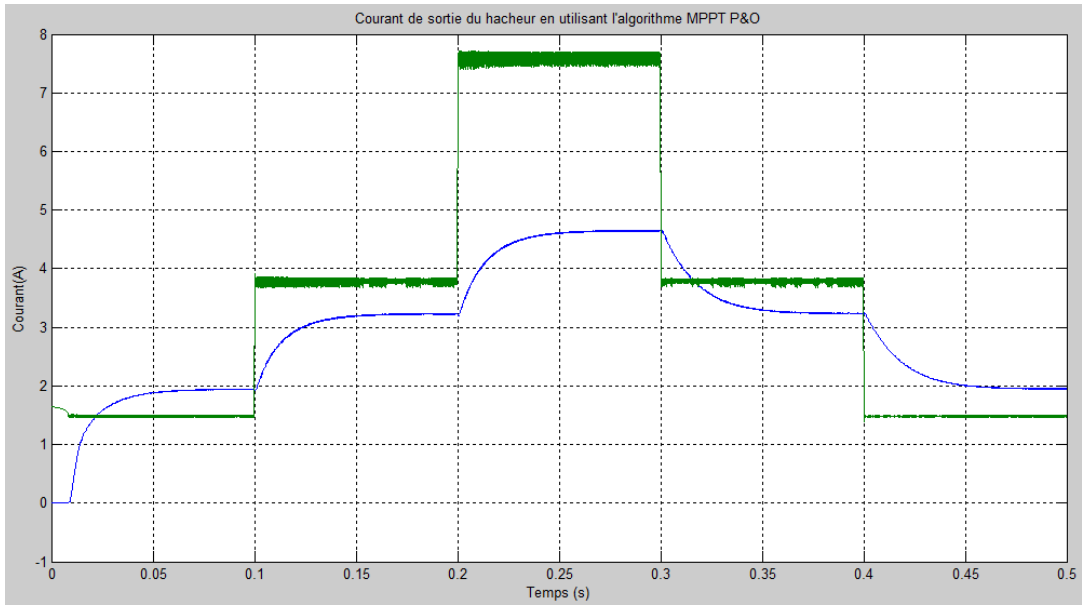


Figure III.14 : Courant à la sortie du panneau et du hacheur en utilisant l'algorithme P&O

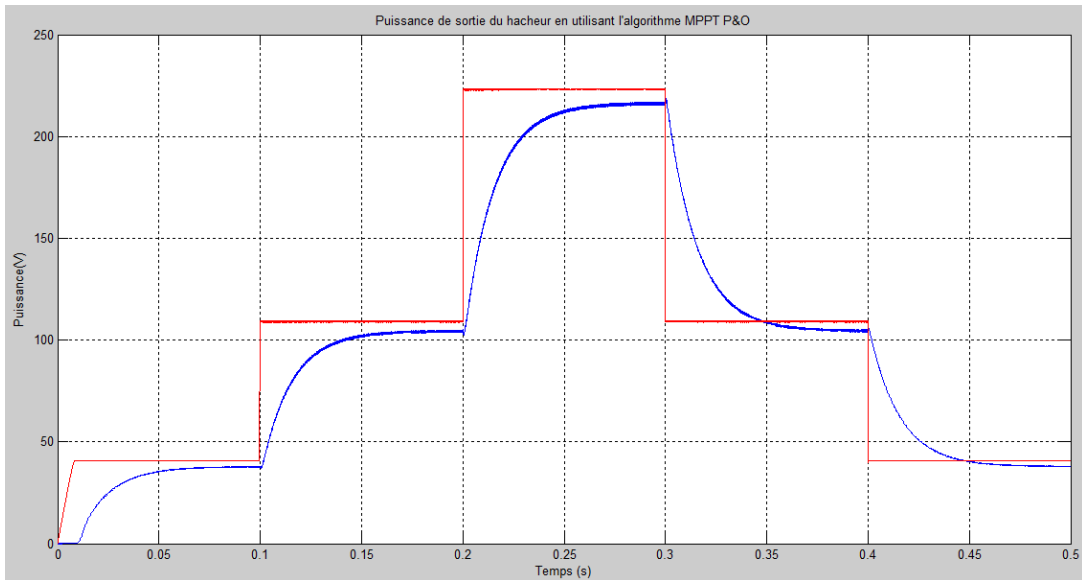


Figure III.15: Courant à la sortie du panneau et du hacheur en utilisant l'algorithme P&O

Les résultats obtenus montrent l'efficacité de l'algorithme P&O dans la poursuite du point de puissance maximale. Cependant, son utilisation entraîne des oscillations permanentes autour de la grandeur recherchée. Néanmoins, son temps de réponse qui est très rapide constitue une qualité importante de cet algorithme.

III.4. Modélisation de l'onduleur

Les onduleurs de tension sont des convertisseurs de l'électronique de puissance, ils sont présents dans les domaines d'applications les plus variés. La forte évolution de ces convertisseurs s'est appuyée d'une part, sur le développement des composants à semi-conducteurs (entièrement commandables, puissants, robustes et rapides). Et d'autre part, sur l'utilisation quasi-généralisée des techniques dites de *modulation de largeur d'impulsion* [20].

III.4.1. Structure de l'onduleur de tension à deux niveaux

L'onduleur est un convertisseur statique d'énergie qui permet de générer des tensions alternatives à partir de la tension du bus continu. L'onduleur de tension triphasé à deux niveaux est constitué de trois bras. Chaque bras comprend deux interrupteurs. Et pour chaque interrupteur, une diode de récupération est montée en tête-bêche avec le semi-conducteur contrôlable (Figure III.16).

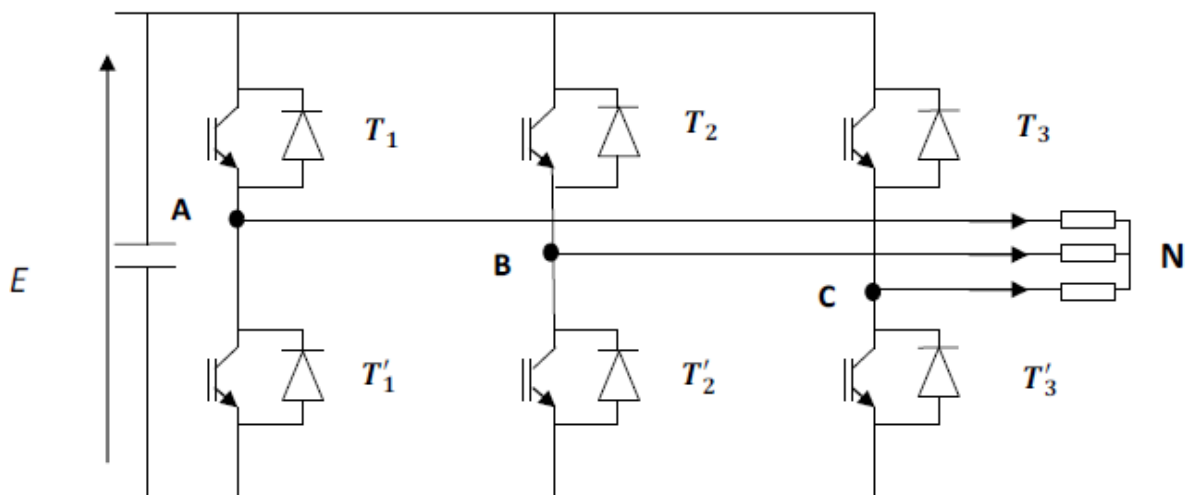


Figure III.16 : Structure de l'onduleur à deux niveaux [20]

D'une façon générale, il existe deux moyens d'action pour réaliser cette conversion [20] :

- Le premier, qu'on peut appeler *la commande externe* s'appuie sur l'utilisation directe de la cellule de base et consiste à régler la fréquence et la durée des interconnexions de la source avec la sortie. Il est donc plutôt temporel et débouche sur les techniques de modulation de largeur d'impulsion. C'est cette commande que nous utiliserons par la suite.
- Le second définit par *la commande interne* revient à contrôler les signes des courants du bras et des tensions aux bornes des semi-conducteurs.

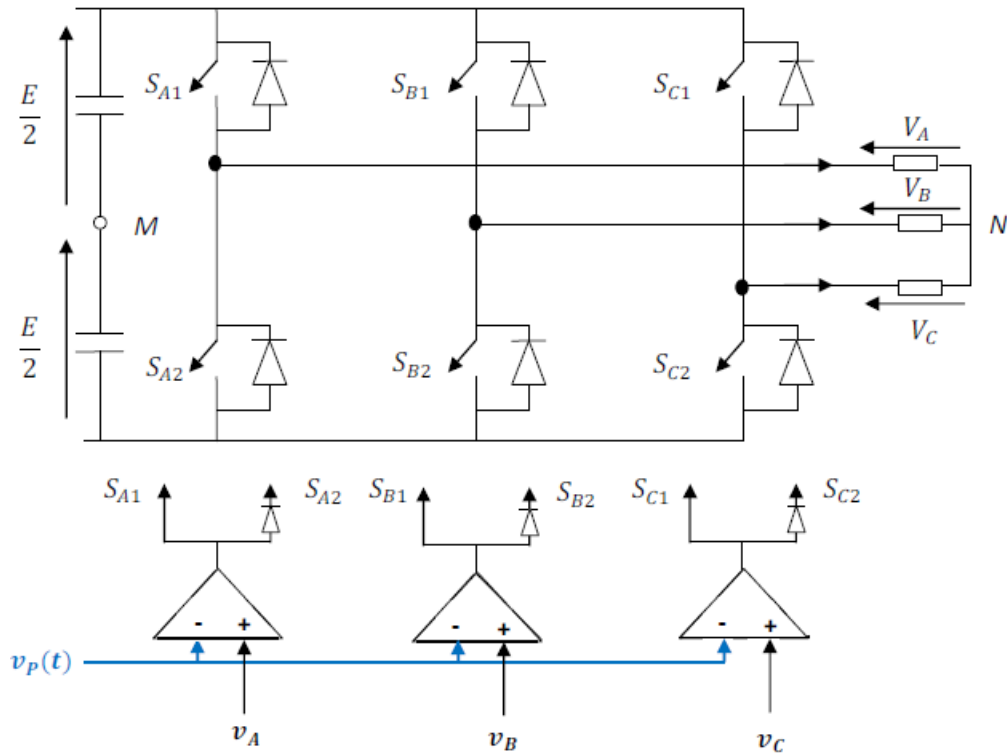


Figure III.17 : Modèle de connaissance et de commande de l'onduleur de tension à deux niveaux [20]

En nous appuyons sur le schéma de la figure III.17, pour simplifier notre étude, nous supposons que :

- La source d'entrée est parfaitement continue.
- La commutation des interrupteurs est instantanée.
- La chute de tension aux bornes des interrupteurs est négligeable.

Le récepteur étant équilibré, les tensions de phases (V_A , V_B , V_C) ont nécessairement une somme nulle. Pour assurer la continuité des courants alternatifs et éviter le court-circuit de la source, les paires d'interrupteurs (S_{A1} , S_{A2}), (S_{B1} , S_{B2}) et (S_{C1} , S_{C2}) doivent être contrôlées de manière complémentaire.

Les états des interrupteurs, supposés parfaits, sont représentés en théorie par trois grandeurs de commande S_k ($k= A, B, C$) tel que :

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

La relation entre le vecteur $[S_A \ S_B \ S_C]$ et le vecteur des tensions des lignes et $[U_{AB} \ U_{BC} \ U_{CA}]$ est donnée par :

$$\begin{bmatrix} U_{AB} \\ U_{BC} \\ U_{CA} \end{bmatrix} = E \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} S_A \\ S_B \\ S_C \end{bmatrix} \quad (\text{III.13})$$

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

$$\begin{cases} V_A = \frac{U_{AB} - U_{CA}}{3} \\ V_B = \frac{U_{BC} - U_{AB}}{3} \\ V_C = \frac{U_{CA} - U_{BC}}{3} \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

À partir des équations (III.13) et (III.14), on déduit le vecteur des tensions de phase est donné par :

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = 1/3 \cdot E \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} S_A \\ S_B \\ S_C \end{bmatrix} \quad (\text{III.15})$$

III.4.2. Stratégie de commande

La limitation des valeurs des harmoniques dans la machine asynchrone nécessite le choix d'une bonne stratégie de commande de l'onduleur. Ceci permet d'améliorer les performances du système. On commande l'onduleur par la technique à MLI triangulo-sinusoïdale. Cette dernière présente plusieurs avantages [20] :

- Elle permet de générer les ordres de commande des interrupteurs de manière simple et extrêmement rapide (un processeur peu coûteux est donc suffisant).
- Elle repousse vers des fréquences plus élevées les harmoniques de la tension de sortie.
- Elle permet d'obtenir un fondamental de tension variable en amplitude et en fréquence.

Le principe de la commande à MLI triangulo-sinusoïdale est basé sur la comparaison de trois sinusoïdes de référence à un signal triangulaire de haute fréquence, dans notre cas, on choisit une porteuse bipolaire avec une amplitude.

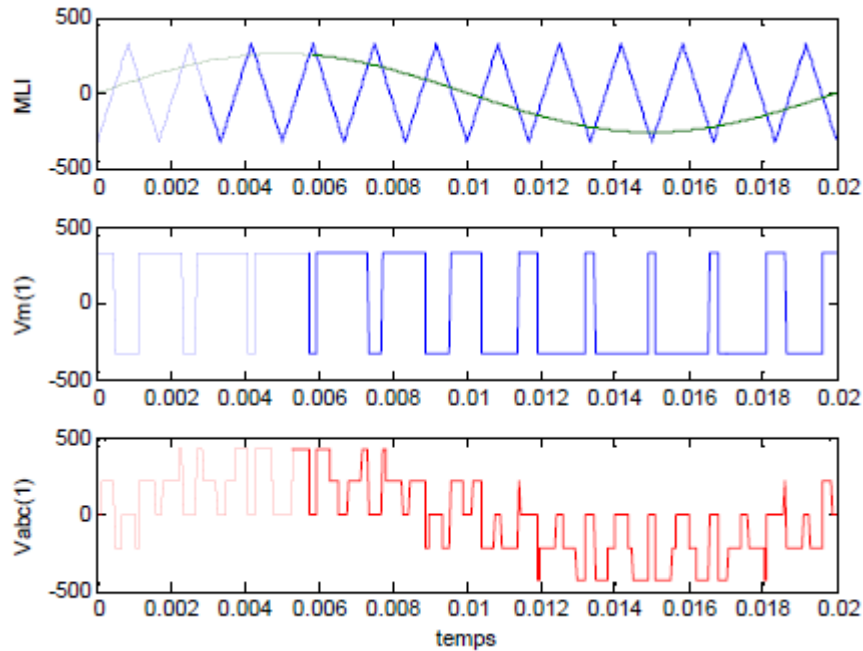


Figure III. 18: Principe de fonctionnement de la MLI triangulo-sinusoidale à une porteuse

III.4.3 Modélisation du filtre LC [9]

On utilise le schéma monophasé suivant pour déterminer plus facilement la transmittance du filtre,

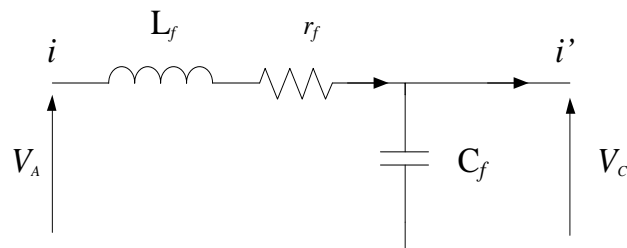


Figure III. 19: Schéma monophasé équivalent du filtre LC [9]

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

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

$$H(p) = \frac{V_C}{V_A} = \frac{1}{1 + C_f r_f \cdot p + L_f C_f \cdot p^2} \quad (\text{III. 16})$$

Elle est du type :

$$H(p) = \frac{1}{1 + \frac{1}{2\xi\omega_n} \cdot p + \frac{1}{\omega_n^2} \cdot p^2} \quad (\text{III. 17})$$

Par identification on trouve :

$$\begin{cases} \omega_n = \frac{1}{\sqrt{L_f C_f}} \\ \xi = \frac{1}{2} \cdot r_f \cdot \sqrt{\frac{C_f}{L_f}} \end{cases} \quad (\text{III. 18})$$

Le choix d'une bonne fréquence de coupure permet d'éliminer les fréquences non désirées et en prenant un coefficient d'amortissement ξ adéquat, on attribue un dimensionnement correct à l'inductance et à la capacité du filtre utilisé dans notre modèle de simulation.

III .5 Résultats de simulation

L'onduleur à deux niveaux utilisé est commandé par une MLI triangulo-sinusoïdale à une porteuse dont le coefficient de réglage r et l'indice de modulation m sont égaux respectivement à 0.8 et 21. Ce choix de l'indice de modulation permet d'éliminer les harmoniques pairs et les harmoniques de rangs multiples de 3. Il permet également de repousser les harmoniques vers les HF pour simplifier le filtrage.

Par ailleurs, on considère un éclairage de 1000W/m² et une température de 25°C pour un panneau délivrant une puissance de 230 Watt crêtes. La tension du bus continu est fixée à 50V. Le montage bus continu-onduleur est dédié à l'alimentation un charge RL ($R=5\Omega$, $L=10\text{mH}$). Les tensions et les courants à la sortie de l'onduleur, avant et après filtrage, sont représentés par les figures ci-dessous :

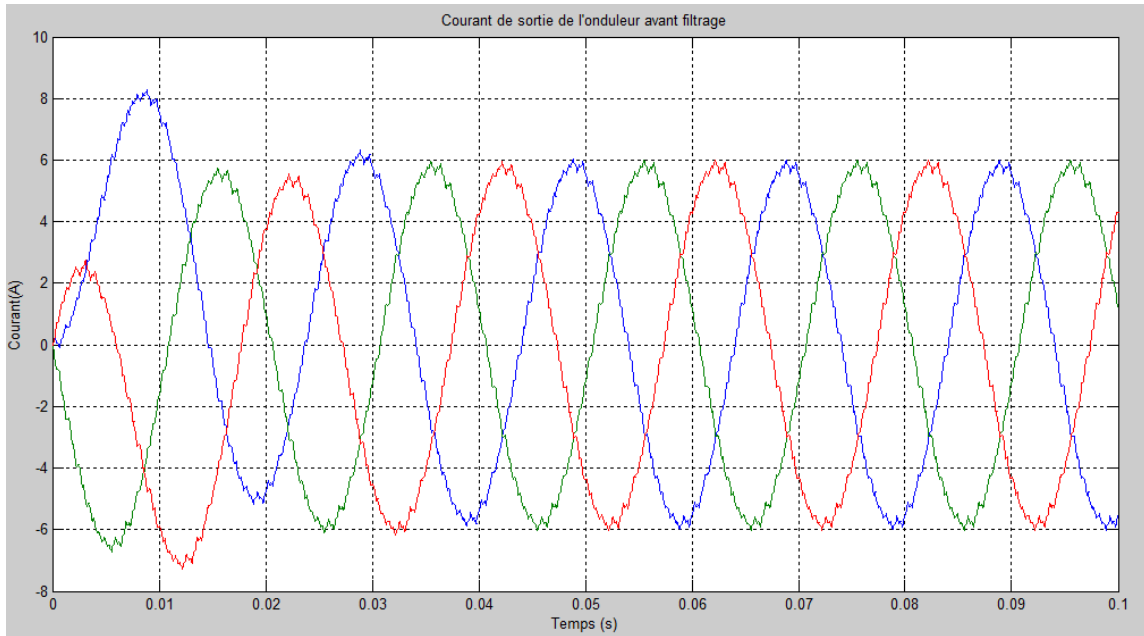


Figure III.20: Courbes de courants à la sortie de l'onduleur avant filtrage

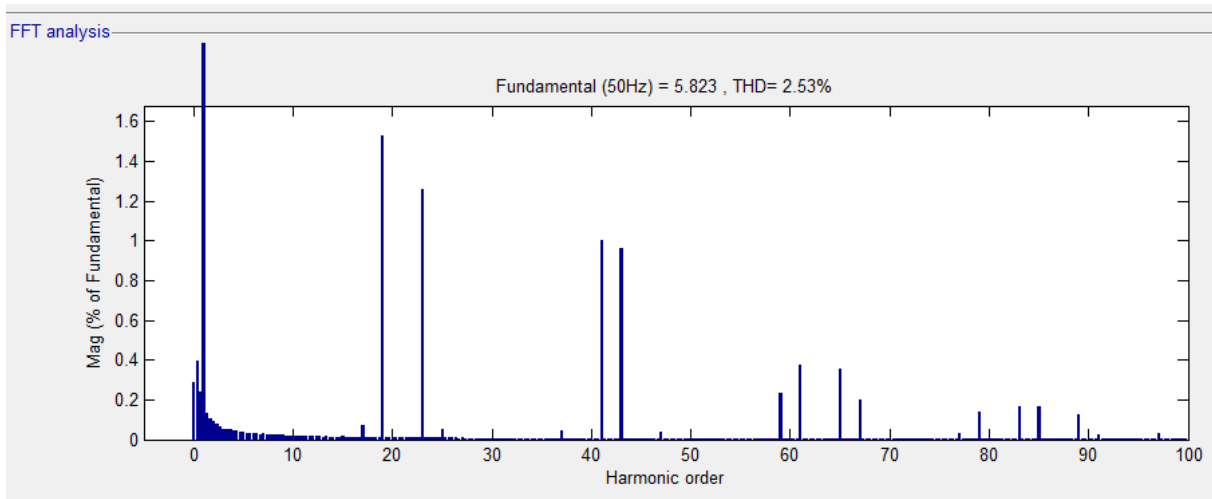


Figure III.21: Analyse spectrale du courant à la sortie de l'onduleur.

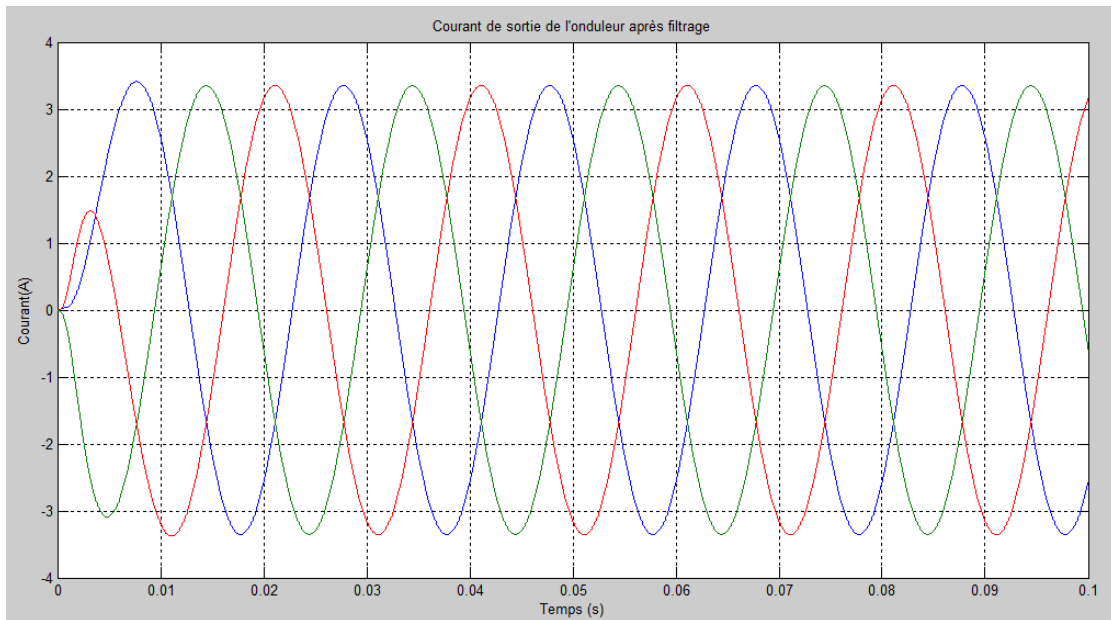


Figure III.22: Courbes de courants à la sortie de l'onduleur après filtrage

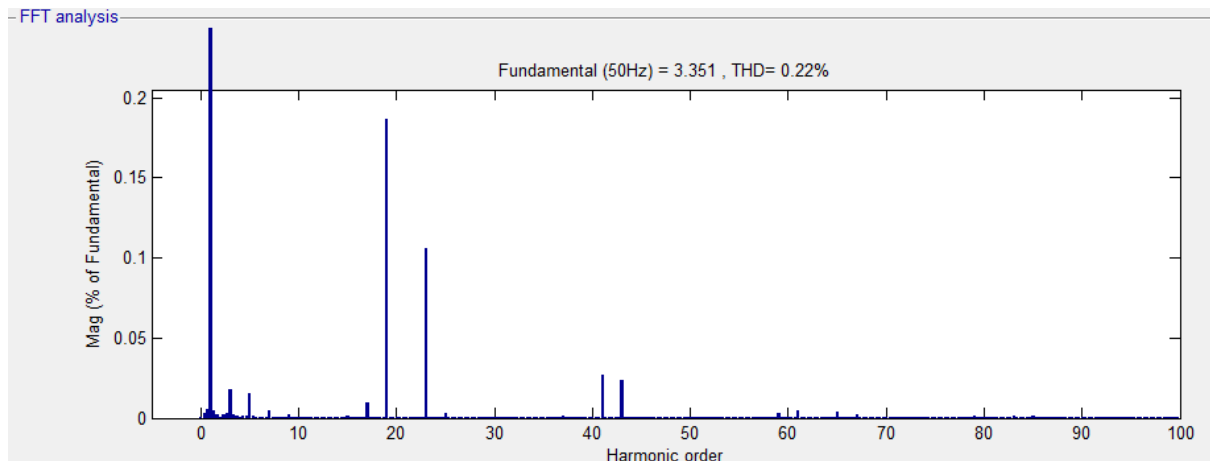


Figure III. 23: Analyse spectrale du courant à la sortie du filtrage.

Les résultats de simulation obtenus ci-dessous montrent d'abord des courants pas très déformés, et ce grâce à la charge inductive qui joue le rôle de filtre pour le courant. Après utilisation du filtre LC, l'allure de ces courants est moins déformée se rapprochant d'une sinusoïde parfaite.

L'analyse spectrale avant et après filtrage des courants démontre l'intérêt de l'utilisation du filtre. En effet, on voit bien un taux d'harmoniques de courants de l'ordre de (2.53%) avant le filtrage. Puis après filtrage, ce taux est nettement plus bas (0.22%).

Par ailleurs, les tensions avant et après filtrage, sont présentées dans les figures ci-dessous :

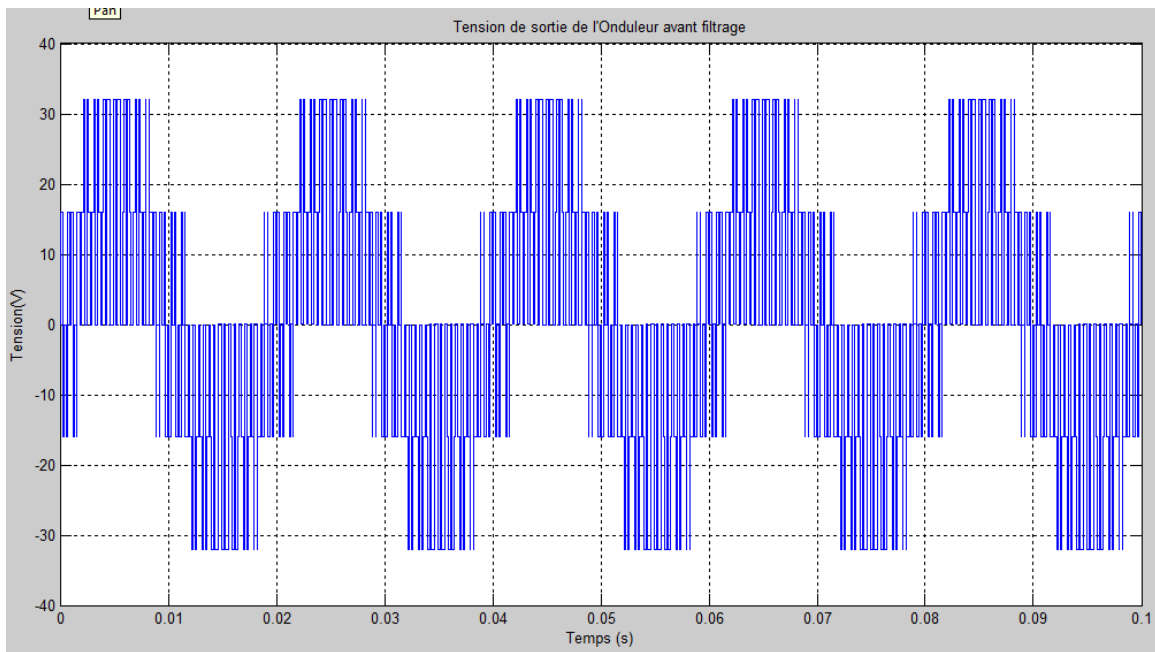


Figure III. 24: Tension simple à la sortie de l'onduleur avant filtrage

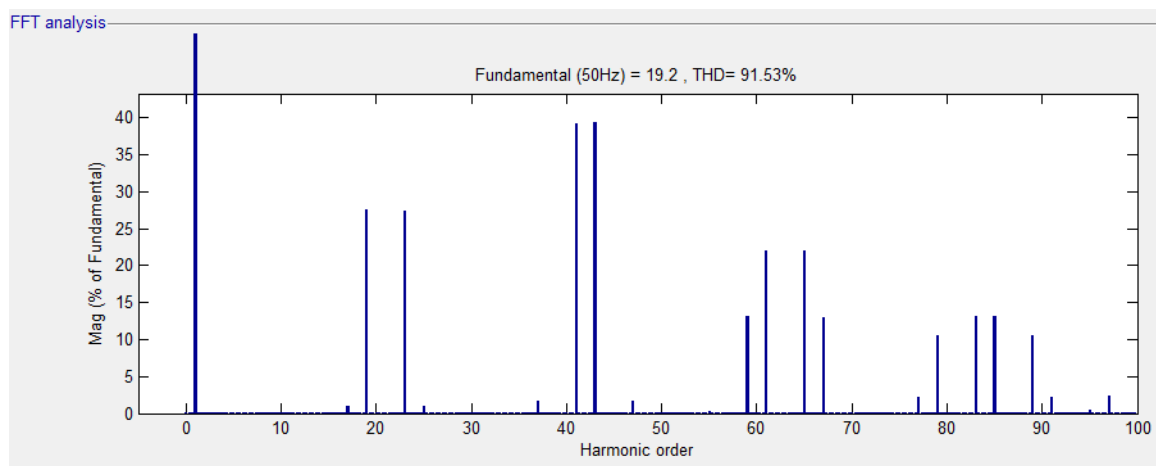


Figure III. 25: Analyse spectrale de tension à la sortie de l'onduleur avant filtrage

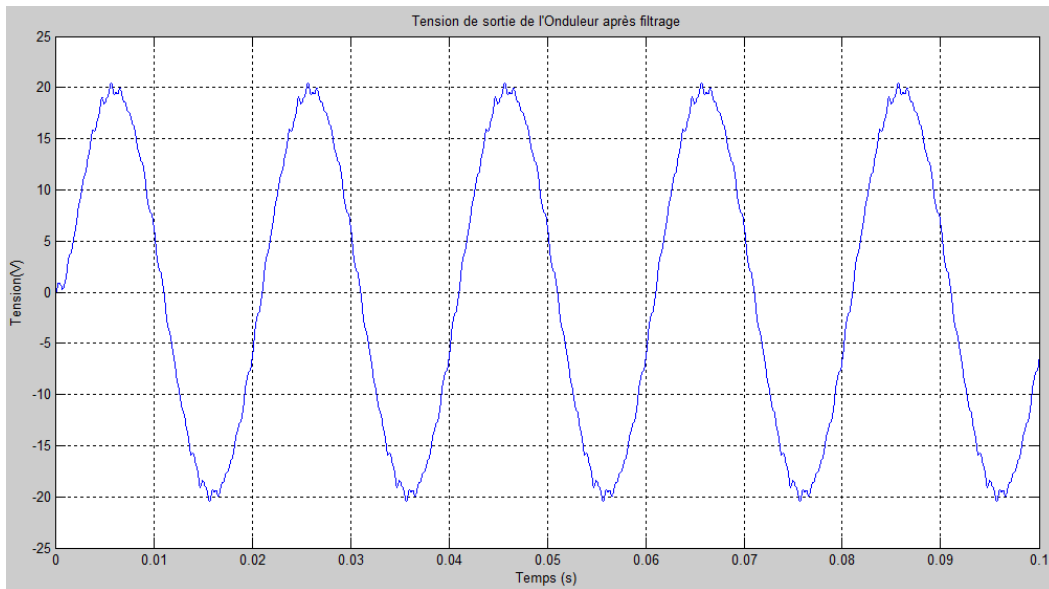


Figure III. 26: Tension simple à la sortie de l'onduleur après filtrage

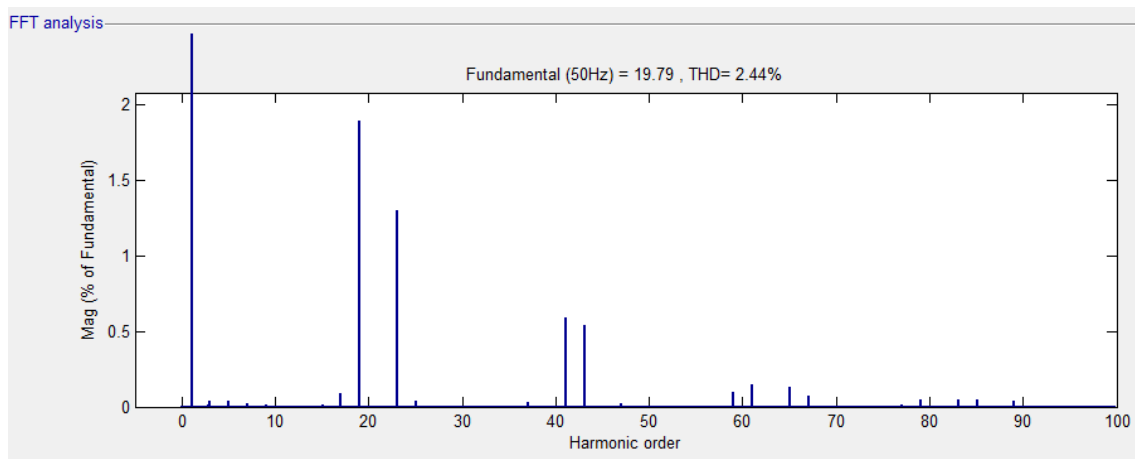


Figure III. 27: Analyse spectrale de tension à la sortie de l'onduleur après filtrage

En prenant qu'une seule tension simple, le résultat obtenu après filtrage est nettement meilleur. En effet la forme de la tension obtenue après filtrage se rapproche d'une sinusoïde. Cependant on constate une diminution non négligeable de l'amplitude de la tension avant et après filtrage. Avant filtrage, l'amplitude de la tension est plus importante et cela est dû à la présence des harmoniques, dont les valeurs s'ajoutent à celle du fondamental.

Après filtrage, cette valeur baisse considérablement et devient presque égale à celle du fondamental.

Par ailleurs, les résultats des analyses spectrales obtenues démontrent l'apport du filtre LC dans la diminution du THD.

La Figure III.25 présente l'analyse spectrale de la tension obtenue à la sortie de l'onduleur avant filtrage. On constate une grande présence des harmoniques de tensions et des pics non négligeables à certaines fréquences. Le taux de distorsion en tension est très important, il est de l'ordre de 91.53%, ce qui explique l'importante diminution d'amplitude de la tension après filtrage, qui représente l'amplitude du fondamental, obtenue dans les résultats précédents.

La figure III.27 présente l'analyse spectrale de la tension obtenue faite après filtrage. Elle présente une nette amélioration par rapport à la présence des tensions harmoniques, confirmée par un THD de 2.44%, ce qui représente une diminution de plus de 89.09% du THD avant filtrage.

À partir des résultats obtenus, on conclut que le filtrage n'est pas nécessaire pour une chaîne de production PV fonctionnant en mode isolé puisque le courant est filtré par les charges inductives. Cependant, pour un éventuel raccordement au réseau, le filtrage est primordial afin de maintenir une qualité d'énergie satisfaisante pour les gestionnaires des réseaux et les consommateurs. Dans cette optique, nous mettrons en œuvre une technique de dépollution harmonique plus rigoureuse dans le dernier chapitre de ce mémoire.

III.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons modélisé chaque élément constituant la chaîne de production photovoltaïque en étudiant leur comportement lors de différentes perturbations (Ensoleillement, température, filtre..etc.)

Dans un premier temps, on a opté pour un modèle mathématique des panneaux PV, qui tient compte de la variation de la température et ainsi que celle d'irradiation, dont les résultats de simulation concordent parfaitement avec les courbes théoriques ainsi que les données du constructeur du panneau PV.

Nous avons ensuite modélisé l'étage DC-DC en développant des modèles régissant leurs fonctionnements et cela sous certaines hypothèses simplificatrices justifiées. En outre, en considérant la tension à la sortie du panneaux constante et égale à la tension maximale donnée par le constructeur, nous avons supposé qu'il fonctionnait dans des conditions

optimales grâce l'algorithme de recherche de puissance maximale adopté à savoir P&O , appliqué au fonctionnement d'un hacheur Buck-Boost permettant d'avoir différents niveaux de tension à la sortie de l'étage d'adaptation MPPT.

La dernière partie de ce chapitre a traité la modélisation de l'étage DC-AC en l'occurrence l'onduleur de tension à deux niveaux commandé par une commande à modulation de largeur d'impulsion triangulo-sinusoïdale à une porteuse. On a considéré la tension du bus continu fixe, et les résultats de simulations démontrent la robustesse de la commande adoptée. En effet, le convertisseur garantit un courant sinusoïdal et une tension proche de la sinusoïde à la sortie comme elle peut être améliorée davantage en utilisant un filtre LC.

Chapitre IV

Contraintes du raccordement d'une chaîne de production PV au réseau

Pour connecter une centrale de production d'électricité au réseau bouclé interconnecté il faut qu'elle ait la même fréquence que ce dernier, et c'est pour cela qu'on trouve généralement des difficultés à intégrer les centrales de production à partir des énergies renouvelables à un réseau. En effet ces sources sont fluctuantes et ne sont pas stables.

L'intégration de l'énergie solaire au réseau national interconnecté qui constitue l'axe de développement principal dans le processus de la transition énergétique dans notre pays sera traitée dans ce chapitre.

IV.1 Introduction

Du point de vue de la réglementation, les gestionnaires des réseaux de transport et de la distribution de l'énergie électrique doivent assurer le traitement qualitatif de l'alimentation des consommateurs en cette énergie. En effet, après sa production, l'énergie électrique doit être entretenue et suivie en raison des altérations subies pendant son transport et sa distribution. À ce stade, on peut distinguer différentes sortes de perturbations qui peuvent être présentes dans le réseau entraînant ainsi la dégradation de la qualité d'énergie : creux et coupures de tension, fluctuations de tension, déséquilibre du système triphasé de tension, variation de fréquence, bruit de fond électrique, pollution harmonique.

Cette dernière contrainte représente un problème majeur lors du raccordement des centrales photovoltaïques au réseau interconnecté classique, et ce pour les charges non linéaires présentes dans les chaînes de production PV. Cela n'empêche pas l'énergie solaire produite à partir de la technologie photovoltaïque d'être injectée au réseau interconnecté. Cependant, les contraintes développées dans ce chapitre liées au raccordement des PV au réseau imposent un taux de pénétration limité dans le réseau classique.

IV.2 Impacts de l'insertion d'une chaîne de production PV sur le réseau classique

IV.2.1 Elévation locale du niveau de tension

Les variations de tension d'un réseau électrique dépendent des caractéristiques de ce réseau ainsi que du nombre et de la nature des installations électriques raccordés à ce réseau (Figure IV.1). Les installations consommatrices d'énergie auront tendance à provoquer des baisses de tension alors que les installations de production auront tendance à générer des hausses de tension. Cela implique de la part du gestionnaire du réseau de faire un choix en termes de gestion du plan de tension. Ces élévations de tension seront d'autant plus notables qu'il y aura beaucoup de PV et peu de charges (voir Figure IV.2) [14] [21]

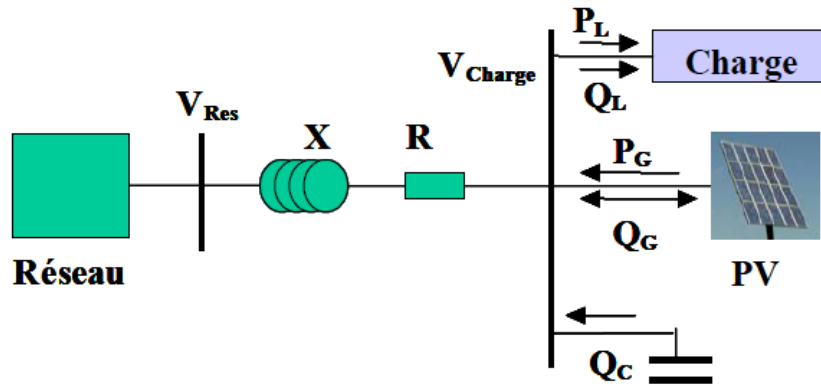


Figure IV.1 : Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV [14]

Sur un réseau de distribution en présence d'installations PV, la chute de tension V entre le réseau amont et le point de raccordement d'une installation PV via une ligne est déterminée par la formule:

$$\Delta V = \frac{R(P_G - P_L) + X(\pm Q_G - Q_L + Q_C)}{V}$$

- Où :
- R, X sont la résistance et la réactance totale de la ligne
 - P_G, Q_G sont les puissances active et réactive fournies par le PV
 - P_L, Q_L sont les puissances active et réactive de consommation
 - Q_C est la puissance réactive du dispositif de compensation

Dans le réseau de distribution, la puissance active injectée par un système PV joue un rôle important dans la variation de la tension car la résistance linéique est plus importante que la réactance linéique $R \gg X$.

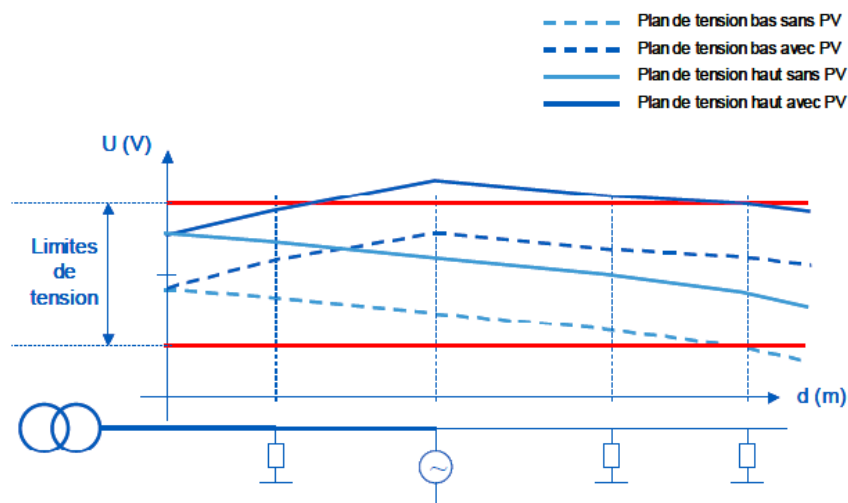


Figure IV.2 : Exemple de variations de tension sur un réseau BT en fonction de la présence de production PV [14].

Ce phénomène de hausse localisée de la tension a un impact important des installations photovoltaïques sur les réseaux de distribution BT. Il peut être pris en compte et limité de différentes façons [14] [22] :

- En limitant le nombre des utilisateurs ou la puissance totale d'injection d'un départ afin de conserver en tout point du réseau une tension inférieure à la tension maximale Admissible.
- En modifiant la conception des réseaux BT pour prendre en compte la présence d'installations photovoltaïques. Cette prise en compte consiste notamment à régler la tension en tête des départs BT à un niveau plus faible qu'habituellement et à conserver une section de câble identique sur toute la longueur de la portion du réseau. Cette méthode présente néanmoins l'inconvénient de laisser moins de marge aux chutes de tensions admissibles dans le départ concerné.
- En autorisant le raccordement d'un nombre important d'installations photovoltaïques sous réserve que les onduleurs soient équipés d'une fonction de limitation de puissance injectée lorsque l'élévation de la tension du réseau devient trop forte comme cela est le cas au Japon .
- En autorisant le raccordement d'un nombre important d'installations photovoltaïques sous réserve que les onduleurs soient équipés d'une fonction de réglage de la puissance réactive adapté au problème de tension .

IV.2.2 Bosses de tension

Une étude conduite en Espagne [14] rapporte que, durant ces dernières années, des dommages à des équipements électroniques, tels que des compteurs électriques, ont été constatés, et ce en corrélation avec l'implantation de centrales photovoltaïques. Il a été montré que ces dommages survenaient lorsqu'une coupure sur le réseau (BT ou HTA) était effectuée en amont des onduleurs (avec transformateurs), de telle sorte qu'un ou plusieurs onduleurs devenaient isolés du réseau. La surtension peut alors dépasser 200 % de la valeur nominale de la tension avant que le ou les onduleurs se déconnectent.

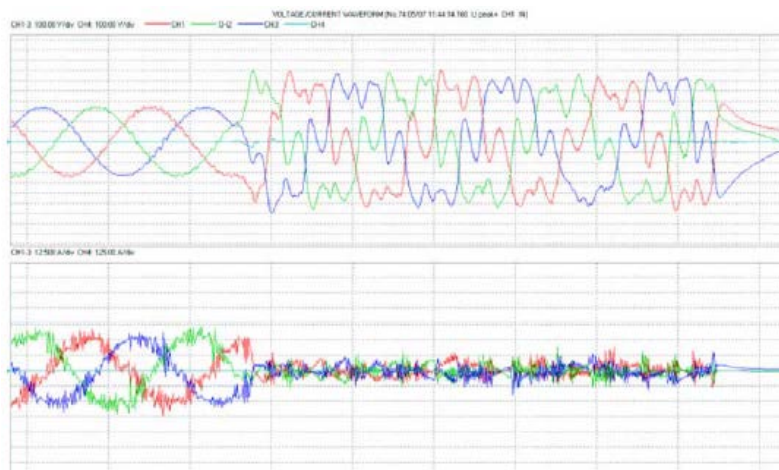


Figure IV.3 : Surtensions sur le réseau BT en Espagne (source Iberdrola [14])

L'étude [14] citée n'apportant pas d'explications quant au phénomène observé, des simulations ont été effectuées dans le cadre du projet Esprit ; elles montrent que de telles surtensions peuvent survenir lorsque la production (photovoltaïque), au moment de la perte de réseau amont, est nettement supérieure à la consommation (charges) ; les surtensions sont d'autant plus fortes que le déséquilibre est élevé. Inversement, des sous-tensions apparaissent lorsque la production est très inférieure à la consommation [14].

IV.2.3 Variations rapides de puissance

Diverses analyses de l'éclairement solaire ont montré que les variations rapides de l'éclairement sont en général limitées : 95% des variations en moins d'une seconde sont inférieures à 5 W/m² en Europe Centrale.

Une étude sur le site de tests Rokko au Japon a montré que plus l'installation n'est de taille importante, moins les variations de puissance sont rapides. Des variations maximales de puissance de près de 30 %/s sur une installation de 2 kW (2,4 m de large), et de 10 %/s sur la puissance totale de l'ensemble des 100 installations de 2 kW (réparties sur une largeur de 85 m) ont été constatées [14].

IV.2.4 Harmoniques de courant [14] [23]

D'une manière générale, tout appareil électrique comportant de l'électronique est source d'harmoniques. Les conséquences de ces harmoniques peuvent être instantanées sur certains appareils électroniques: troubles fonctionnels (synchronisation, commutation), disjonctions intempestives, erreurs de mesure sur des compteurs d'énergie.... Les échauffements supplémentaires induits peuvent, à moyen terme, diminuer la durée de vie des machines tournantes, des condensateurs, des transformateurs de puissance et des conducteurs de neutre.

Des mesures dans un quartier résidentiel au Danemark ont montrées que les harmoniques sur le réseau étaient générées principalement par les charges non-linéaires (en particulier les téléviseurs), et non par les générateurs PV. Cependant, les onduleurs contribuent tout de même à l'augmentation des harmoniques de courant. Plusieurs études le montrent :

- Les onduleurs fonctionnent le plus souvent à puissance réduite, et un appareil fonctionnant à puissance réduite ne peut fournir la même qualité de courant qu'à puissance nominale et crée plus d'harmoniques

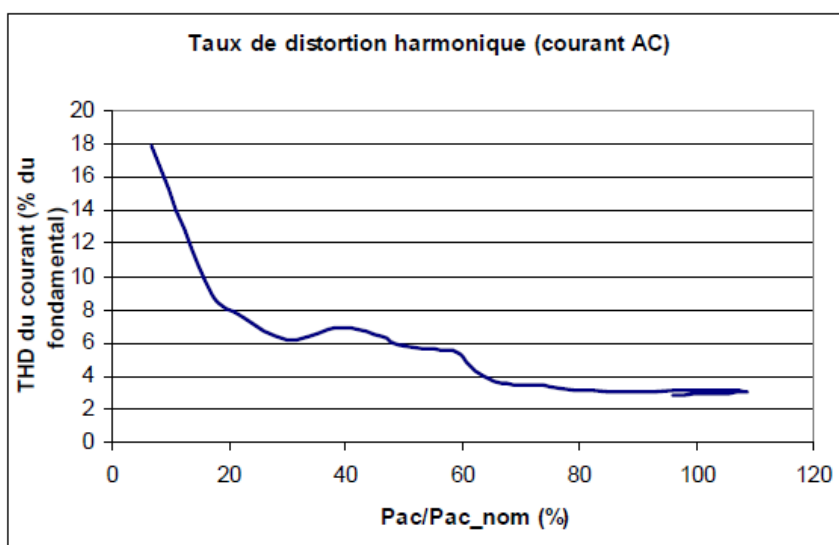


Figure IV.4 : Exemple de THD à haute et basse puissances pour un onduleur type du marché [14]

- D'autres études montrent que la multiplication des onduleurs sur le réseau peut augmenter les harmoniques quand les onduleurs sont de même type alors que des onduleurs de types différents tendent à atténuer les harmoniques générés. Ceci s'explique par le dispositif de détection de perte du réseau amont qui nécessite, dans certains cas, une mesure de l'impédance du réseau. Celle-ci est réalisée en injectant, de manière cyclique, un pic de courant et en analysant la variation de tension résultante. Lorsque les onduleurs sont de même type, les pics de courants peuvent s'additionner et augmenter le taux d'harmoniques de courant.
- Des harmoniques ont été observées avec des onduleurs dont le condensateur d'entrée avait une capacité de valeur élevée, créant une résonance sur les lignes électriques. Cela a été observé sur un site, pendant les périodes de forte production PV. Un changement d'onduleur avec une capacité moindre valeur a résolu le problème.

IV.2.5 Injection de courant continu [14] [24]

Une étude réalisée en Espagne [14], s'est intéressée à l'injection de courant continu d'une douzaine d'onduleurs du marché européen en distinguant les onduleurs avec transformateur haute fréquence (HF), les onduleurs avec transformateur basse fréquence (BF) et les onduleurs sans transformateurs. Elle montre que tous injectent une composante continue dans le réseau, y compris les onduleurs avec transformateur basse fréquence (même si le niveau d'injection est notablement plus faible). Dans le cadre du projet DISPOWER [14], des mesures en laboratoire du niveau d'injection de courant continu de 12 onduleurs de puissance comprise entre 0,2 et 4 kW utilisant la technique MLI/PWM ont été réalisées. Ces tests ont montré que, même en présence d'harmoniques paires d'amplitude relativement élevées, la composante DC produite par les onduleurs restait inférieure à 600 mA dans tous les cas et,

dans 8 cas sur 12, elle était inférieure, voire très inférieure, à 100 mA. Les auteurs pointent aussi la diversité des normes et recommandations existantes sur le sujet et le besoin d'harmonisation.

Une autre étude intitulée « DC Injection into Low Voltage AC Networks », réalisée par l'Université de Strathclyde en Angleterre [14] mentionne par ailleurs que la présence de courants DC dans les réseaux de distribution peut :

- Affecter le bon fonctionnement des dispositifs de coupure différentiel ;
- Créer des dysfonctionnements des compteurs d'énergie, (en ajoutant que des études complémentaires sur ce point seraient nécessaires) ;
- Affecter la durée de vie des composants du réseau notamment à travers une augmentation de leur corrosion.

Cette étude précise également que la présence de courant DC a également un fort impact sur le taux de distorsion harmonique pouvant aller jusqu'à une valeur de 40%, c'est à dire bien au delà des valeurs réglementaires. Enfin, toujours dans le cadre du projet DISPOWER, des tests ont été effectués sur l'influence de la composante DC sur le fonctionnement des transformateurs de distribution. La recommandation des auteurs est de garder la composante DC en dessous de 0,5 % du courant nominal de ces transformateurs.

IV.2.6 Contribution aux courants de court circuit [22]

Dans le cas d'un court-circuit sur le réseau, le courant de court-circuit pourrait théoriquement être en partie apporté par le générateur PV, ce qui perturberait la détection du défaut par les dispositifs de protection prévus sur le réseau. Cette situation se présenterait plus particulièrement en bout de réseau, avec des lignes à forte impédance et une pénétration importante de PV.

En premier lieu les conséquences seraient principalement la mauvaise coordination du déclenchement des dispositifs de protection du réseau (fusibles et sectionneurs). De manière générale il est tout de même considéré que la contribution du PV au courant de court circuit est limitée par construction (choix des IGBT) du fait de la faible différence (10- 20%) entre le courant de court circuit fourni par l'onduleur et son courant nominal. Ces conclusions pourraient être à revoir si les onduleurs étaient équipés à l'avenir de fonctions additionnelles telles que le support à la tension du réseau.

IV.2.7 Impact du PV sur les pertes dans les réseaux de distribution

Une étude d'EDF R&D [14] a montré que la production décentralisée générerait une augmentation des pertes dans les réseaux de distribution. Mais lorsque l'on s'intéresse uniquement à la part du PV dans ce résultat, on peut en déduire que globalement :

- Les fermes PV de plusieurs MW, généralement raccordées à partir de départs HTA dédiés, conduiraient à une augmentation des pertes ;
- Les installations PV de type résidentiel, plus proches des lieux de consommation, permettraient de réduire les pertes.

L'explication est simple. Les fermes PV de plusieurs MW nécessitent des constructions de nouveaux ouvrages (départs dédiés) et augmentent ainsi la longueur totale de lignes électriques. L'étude montre que la quantité de pertes générée dans ces nouveaux ouvrages est supérieure à la réduction des pertes au niveau du poste source. Le bilan conduit donc à une augmentation globale des pertes pour EDF.

En revanche, l'énergie produite par le PV résidentiel étant consommée quasiment sur place, elle contribue à réduire le transit d'énergie dans les réseaux BT et donc à diminuer les pertes pour EDF. Le scénario pris en compte pour cette étude est le suivant :

- 16 GWc de fermes éoliennes et 3.7 GW de cogénération, raccordés en HTA,
- 4 GWc de PV résidentiel raccordés en BT.

Si l'on ne considère que la part de production décentralisée raccordée en HTA, l'étude montre que les pertes augmentent de 887 GWh. Mais lorsque l'on tient compte du PV raccordé en BT, les pertes n'augmentent plus « que » de 647 GWh, soit 240 GWh de moins, à mettre au bénéfice du PV raccordé en BT. C'est pourquoi, si l'on substitue dans cette étude l'éolien à du PV, on peut en déduire que le PV raccordé en HTA aura pour effet d'augmenter les pertes pour EDF alors que le PV résidentiel contribuera à leur diminution.

IV.3 Préconisations vis-à-vis des impacts du PV sur le réseau électrique interconnecté

IV.3.1 Elévation du niveau de tension

a) Solution ne nécessitant pas de stockage d'énergie [14] [23]:

Au Japon où de fortes concentrations d'installations PV existent, les onduleurs ont également une fonction pour diminuer le productible lorsque l'élévation de la tension du réseau devient trop forte. Les onduleurs japonais commercialisés mesurent eux-mêmes la tension AC à leurs bornes ; si celle-ci dépasse un certain seuil (dit seuil de régulation de la sortie), l'onduleur réduit automatiquement sa puissance en diminuant le courant injecté de manière à éviter une surtension sur le réseau.

Dans ces conditions, le point de fonctionnement du champ PV sur la courbe caractéristique I-V est amené vers l'état de circuit ouvert.

b) Solution nécessitant un stockage d'énergie [9] [14] :

Au Japon, dans le cadre d'un important projet de recherche financé par le NEDO, environ 550 systèmes photovoltaïques d'une puissance moyenne de 3,85 kWc ont été installés en 2005. Un des objectifs de ce projet, nommé « Demonstrative research on clustered PV systems », a été de démontrer la possibilité de réguler la tension au point de livraison à une valeur de consigne. Pour ce faire, chaque système photovoltaïque a été équipé d'un parc de batterie d'une capacité de 4 700 Ah.

Ce projet a permis de dresser les conclusions suivantes :

- Un onduleur associé à un chargeur/déchargeur de batteries peut permettre de réguler activement la tension du réseau,

- La capacité du parc de batteries peut être diminuée grâce à l'augmentation de la qualité du contrôle de la charge et de la décharge de la batterie.

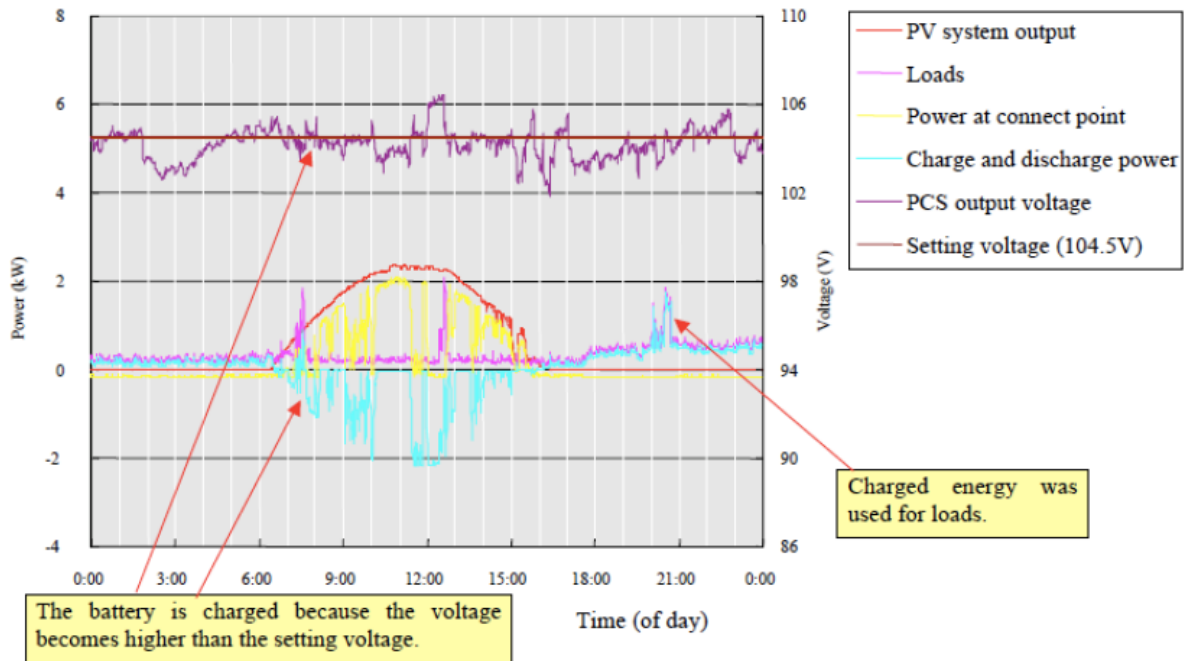


Figure IV.5 : Régulation de la tension au point de raccordement grâce au pilotage de la charge et de la décharge d'une batterie [14]

- Sur le site de Wakkanai (Japon), le stockage permet de limiter les fluctuations de la puissance d'une installation photovoltaïque de 5 MW, comme le montre la figure suivante :

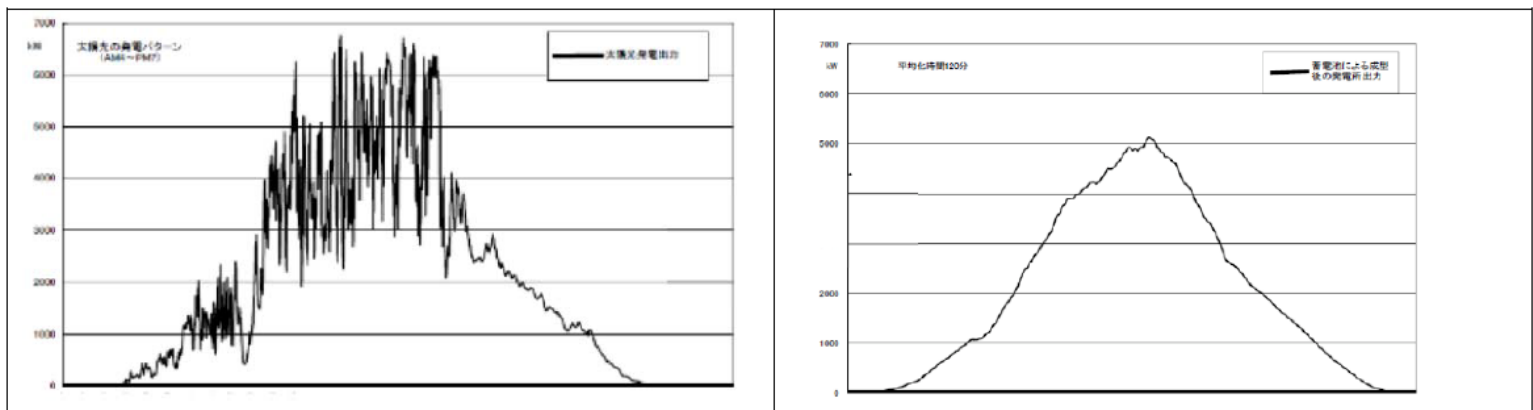


Figure IV.6 : Atténuation des variations rapides de puissance grâce à du stockage sur le site de Wakkanai au Japon [14]

En complément avec cette technique de pilotage de charge et décharge de la batterie dans un système photovoltaïque, la mise en œuvre d'une commande à la fois robuste et

simple de la gestion de stockage d'énergie a été effectuée. Avant de présenter les résultats obtenus, on décrit brièvement le la conception du système de stockage à base de batterie Plomb-Acide.

Le système de stockage utilisé est composé d'un banc de batteries relié à un convertisseur réversible en courant ainsi que du système de control. Le système doit pouvoir permettre aux batteries soit de se charger lorsqu'il y a un excès d'énergie, ou bien de se décharger lorsque l'énergie produite est insuffisante pour alimenter la charge.

La batterie est connectée au bus continu à travers un hacheur Buck/Boos (Voir chapitre III.1), comme indiqué à la figure IV.7. La batterie sert à alimenter en puissance les besoins de la charge pendant une courte durée lors des fluctuations des irradiances ou encore les périodes de transitions. Le rôle principal du convertisseur de la batterie est de maintenir la tension V_{dc} aux bornes du bus continu égale à une valeur de référence $V_{dc_{ref}}$.

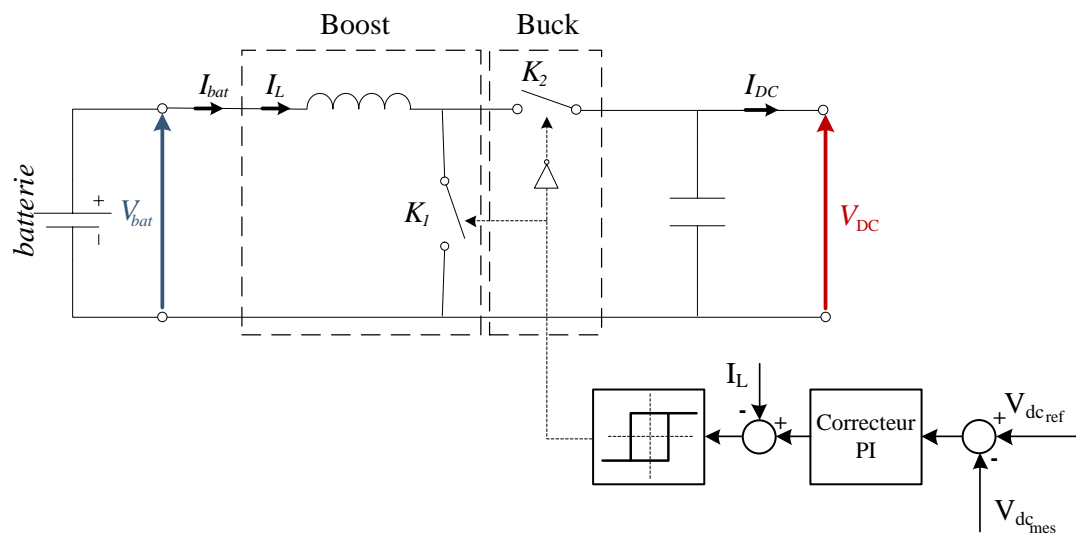


Figure VI.7: Principe de la régulation du bus continu [9]

On utilise un régulateur PI pour assurer la régulation du bus continu de la batterie. Le correcteur PI génère un courant de référence qu'on va comparer avec le courant de la batterie, et grâce à un régulateur par hystérésis, on contrôle le rapport cyclique du hacheur réversible en courant.

Nous utiliserons la boucle de régulation suivante :

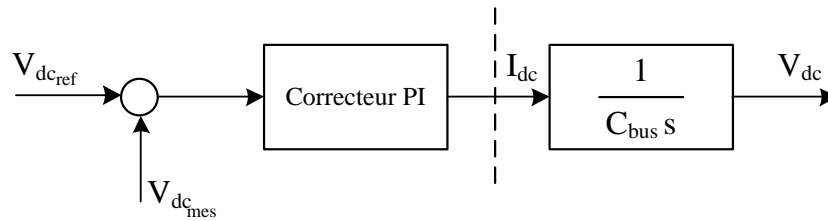


Figure IV.8: Boucle de régulation de la tension du bus continu [9]

La fonction de transfert du régulateur est du type:

$$C(s) = K_p \frac{1 + sT_i}{sT_i}$$

Le principe de fonctionnement du système de stockage est comme suit : Lorsque la tension aux bornes du bus continu est inférieure à la tension de référence, le courant de référence généré par le régulateur PI est positif imposant ainsi une décharge de la batterie en actionnant l'interrupteur K_1 . Si la tension V_{dc} est plus grande que $V_{dc_{ref}}$, le courant de référence est négatif. L'interrupteur K_2 sera actionné permettant ainsi à la batterie de se charger.

- **Résultats de simulation**

On a considéré pour cette simulation une installation PV autonome composée de : module PV, hacheur Buck-Boost, étage MPPT, une Batterie plomb-acide, un régulateur de charge/décharge et le bus continu) dans des conditions de 1000 W/m^2 et 25°C pour une charge variable. La puissance nominale du panneau étant de 230 W . Les paramètres du régulateur sont déterminés de manière automatique à l'aide de l'outil Simulink afin d'obtenir un bon compromis entre efficacité et dynamique du système. La tension du bus continu ayant été fixée à 50V .

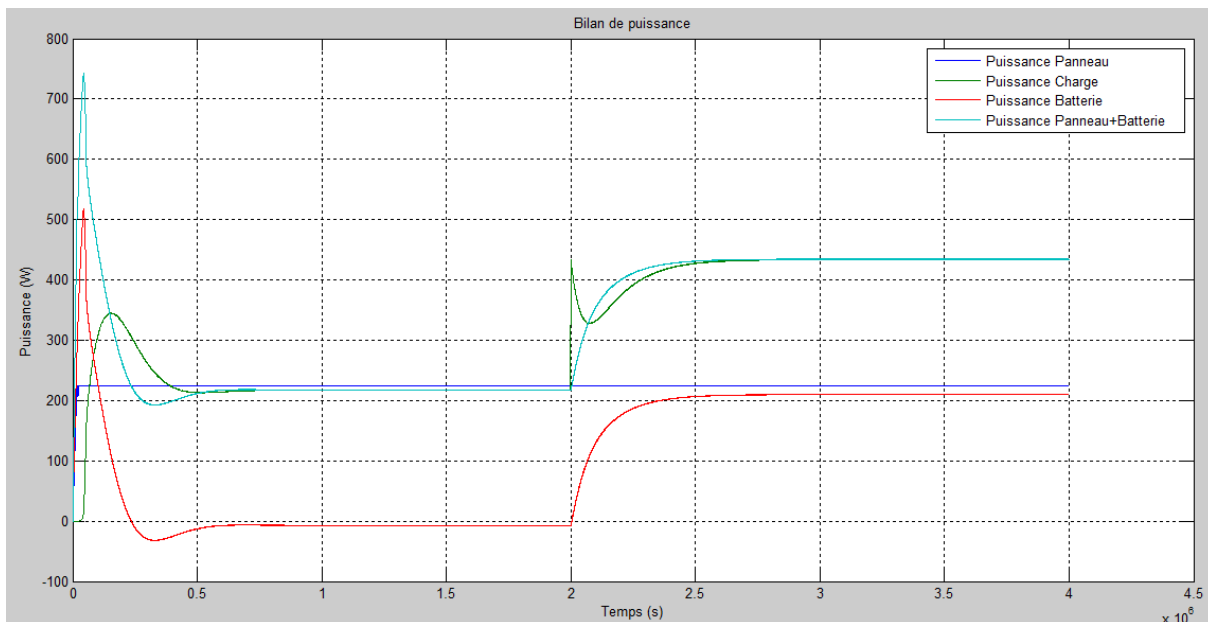


Figure IV.9: Variation des Puissances en fonction de la charge

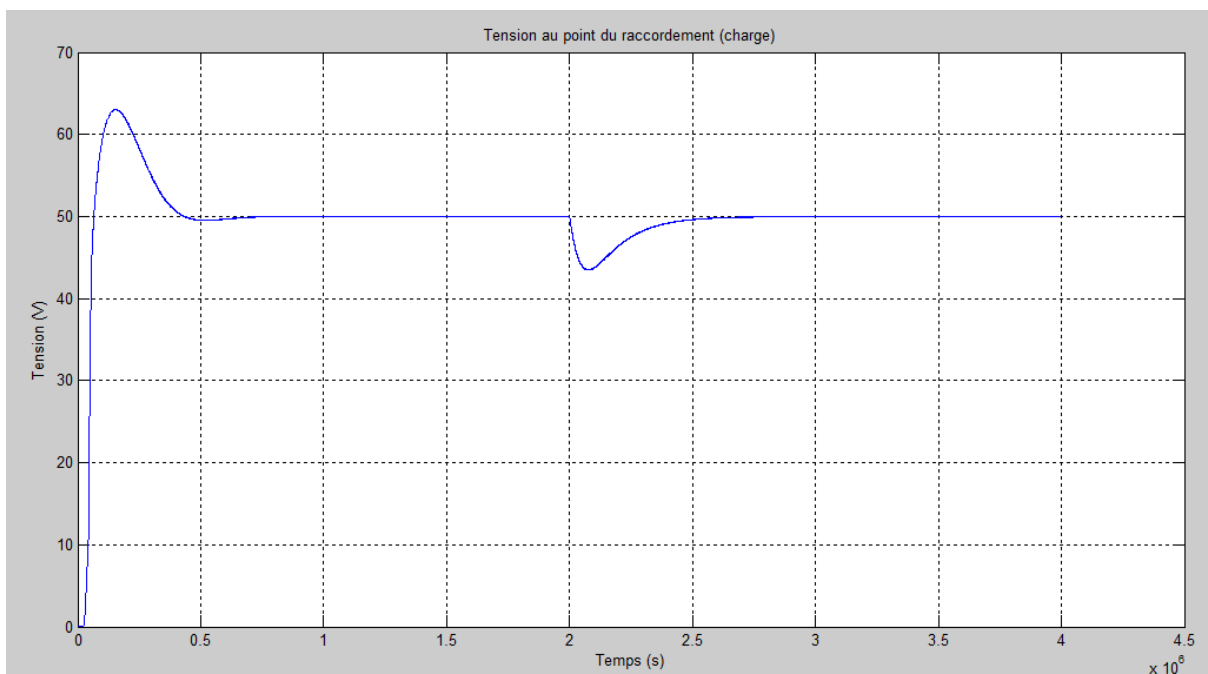


Figure IV.10: Tension du bus continu

À partir des figures IV.9 et IV .10 et on peut tirer les conclusions suivantes :

- Le système de gestion de stockage mis au point par un système de régulation simple et robuste à permis d'assurer la continuité de l'alimentation de la charge. Et ce dans les deux cas : Quand la puissance fournie par le panneau est suffisante pour alimenter la

batterie, l'excédent de l'énergie permet de charger la batterie. Si l'énergie fournie par le module PV est insuffisante pour couvrir le besoin en énergie de la charge, l'intervention rapide de la batterie pallie ce manque en se déchargeant avec rapidité.

- Tension du bus continu : La gestion de la charge et décharge de la batterie assurée par système de régulation simple et robuste permet de fournir une tension constante aux bornes de la charge. Une légère fluctuation survient lors du changement de mode de la décharge de la batterie vers la charge mais elle est rapidement régulée.

VI.3.2 Bosses de tension

Il est proposé que les onduleurs intègrent une fonction de supervision de la tension AC afin de limiter la durée de ces surtensions en déconnectant l'onduleur dès détection de dépassement d'un seuil.

IV.3.3 Harmoniques de courant [14] [22]

Plusieurs onduleurs commerciaux sont déjà équipés d'un dispositif de filtrage actif des harmoniques, mais peu l'implémentent de manière efficace. Un système de filtrage actif du THD a été testé sur une installation de 5 MWc composée de 13 onduleurs de 400 kVA située en Allemagne près de Leipzig.

Les observations effectuées montrent, qu'en présence d'un système de filtrage actif, le THD de la tension peut être diminuée lorsque l'onduleur est en phase de production. L'onduleur permet donc d'effectuer un filtrage actif des harmoniques.

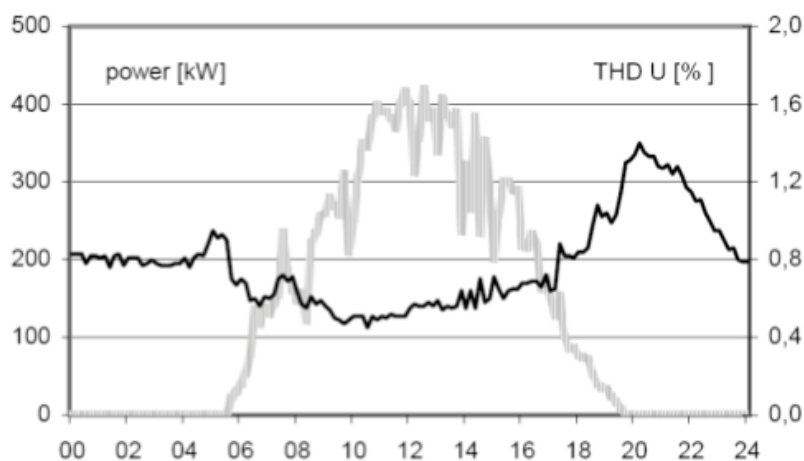


Figure IV.11 : Mise en évidence du filtrage actif des harmoniques avec la baisse du THD en phase de production de l'onduleur [14]

La mise en œuvre d'un filtre parallèle actif raccordé au réseau et commandé par un onduleur permet de :

- Eliminer les harmoniques de courant générées par les charges non linaires de la chaîne de production PV.
- Compenser l'énergie réactive consommées par les différentes charges présentes dans une chaîne de production PV.

Cela permettrait d'une part de répondre aux exigences des clients et consommateurs en termes de qualité d'énergie, et d'autre part, de respecter les normes liées à la qualité de l'énergie fournie par les différents producteurs d'énergie et gestionnaires du réseau électrique (THD toléré, rang d'harmonique toléré, etc.)

IV.3.4 Injection de courant continu

Selon La norme CEI 61727, le système PV ne doit pas injecter de courant continu d'une valeur supérieure à 1 % de celle du courant de sortie assigné de l'onduleur dans l'interface en courant alternatif de raccordement au réseau dans toutes les conditions de fonctionnement. Un transformateur d'isolement peut être utilisé pour satisfaire cette exigence.

Quelle valeur maximale de la composante DC injectée sur le réseau doit donc être retenue par onduleur et par installation photovoltaïque ? La réponse n'étant pas immédiate à ce jour, des recherches complémentaires sur ce point sont en cours [14].

IV.3.5 Courant de court-circuit

Même s'il est considéré que la contribution du PV au courant de court circuit est limitée par construction, ce point doit être surveillé si les onduleurs subissent des modifications des structures dans l'avenir. Des études visant à déterminer l'apport en PCC qu'un système PV doit fournir au réseau doivent être menées [14].

IV.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différentes contraintes liées au raccordement d'une chaîne de production PV au réseau électrique interconnecté. Etant donné l'importance de quelques contraintes parmi d'autres, on a développé celle rencontrée lors de l'élévation de la tension dans le réseau en présentant un modèle efficace de gestion de stockage d'énergie garantissant une tension constante au point de raccordement. Quant à l'autre contrainte en l'occurrence la pollution harmonique provoquée par les systèmes photovoltaïque, elle sera traitée dans le dernier chapitre.

Conception d'un Filtre parallèle actif commandé par hystérésis

De plus en plus de récepteurs électriques, dans l'industrie, le tertiaire et même le domestique, sont des charges polluantes (non linéaires). Ils absorbent des courants non sinusoïdaux et ceux-ci, compte tenu des impédances de circuits, déforment l'onde sinusoïdale de la tension et entraîne la dégradation de la qualité de l'énergie. C'est la perturbation harmonique des réseaux. Le chapitre précédent a mis en évidence cette contrainte rencontrée lors du raccordement d'une chaîne de production PV au réseau électrique. En effet, la pollution harmonique demeure préoccupante que ce soit pour les distributeurs de l'énergie électrique ou pour les utilisateurs.

En comparaison avec les solutions classiques de dépollution, tels que le surdimensionnement des installations ou le filtrage passif, le filtrage actif est considéré par les spécialistes des réseaux comme étant la solution avant-gardiste pour filtrer les harmoniques. C'est une solution séduisante, souple, car auto-adaptative, qui peut être utilisée dans de nombreux cas en complément où à la place d'autres remèdes. Le principal objectif de ce chapitre est de mettre en évidence les performances de l'un des types de ces filtres actifs, dans l'élimination des courants harmoniques et la compensation de l'énergie réactive, à savoir *le filtre actif parallèle*. Les résultats de simulation d'un système de filtrage actif parallèle utilisant un onduleur à deux niveaux commandé par hystérésis seront présentés à la fin de ce chapitre.

V.1 Introduction

Pour des installations électriques existantes, les filtres actifs parallèles sont à ce jour les solutions avancées de dépollution les plus adéquates. Actuellement, les solutions actives sont celles qui répondent au mieux aux contraintes de la production et de la distribution. Leur réponse est instantanée et elles s'adaptent automatiquement aux évolutions des perturbations induites par les charges du réseau électrique. Que ce soit dans le secteur industriel, tertiaire ou domestique, les filtres parallèles actifs (FAP) s'insèrent facilement dans un réseau distribution électrique sans imposer un aménagement des installations du fournisseur d'énergie ou du consommateur [15].

Le filtre actif parallèle, appelé aussi compensateur shunt, est connecté en parallèle sur le réseau électrique. Il est dimensionné uniquement par rapport à la puissance due aux harmoniques absorbées par la charge polluante. Son indépendance totale par rapport à la source et à la charge lui confère des propriétés avantageuses : auto-adaptabilité, fiabilité et efficacité.

Ainsi pour cette étude, c'est le filtre actif parallèle qui a été retenu car il répond principalement à la problématique des harmoniques de courant qui est la plus cruciale actuellement notamment pour un éventuel raccordement d'une chaîne de production PV au réseau. Et ce en restant simple à la mise en œuvre et offre de très bonnes performances.

Ce chapitre sera décomposé en trois parties. Dans une première partie, nous abordons le principe du fonctionnement de ce type de filtres actifs, dans la seconde partie nous étudierons d'une façon générale sa structure générale en présentant la partie puissance ainsi que la partie contrôle-commande. La dernière partie sera consacrée à une simulation réalisée à l'aide du logiciel MATLAB 12.0 accompagnée d'interprétations et commentaires sur les résultats obtenus.

V.2 Principe de fonctionnement [15] [17]

L'objectif de la mise en œuvre d'une filtre parallèle actif est de minimiser voire annuler au point de raccordement les harmoniques de courant. Il est donc équivalent à une source de courant commandée, placée en parallèle avec la charge non linéaire et qui permet d'injecter sur le réseau la somme des courants harmoniques de même amplitude mais en opposition de phase avec ceux générés par cette charge non linéaire (Voir figure V .1)

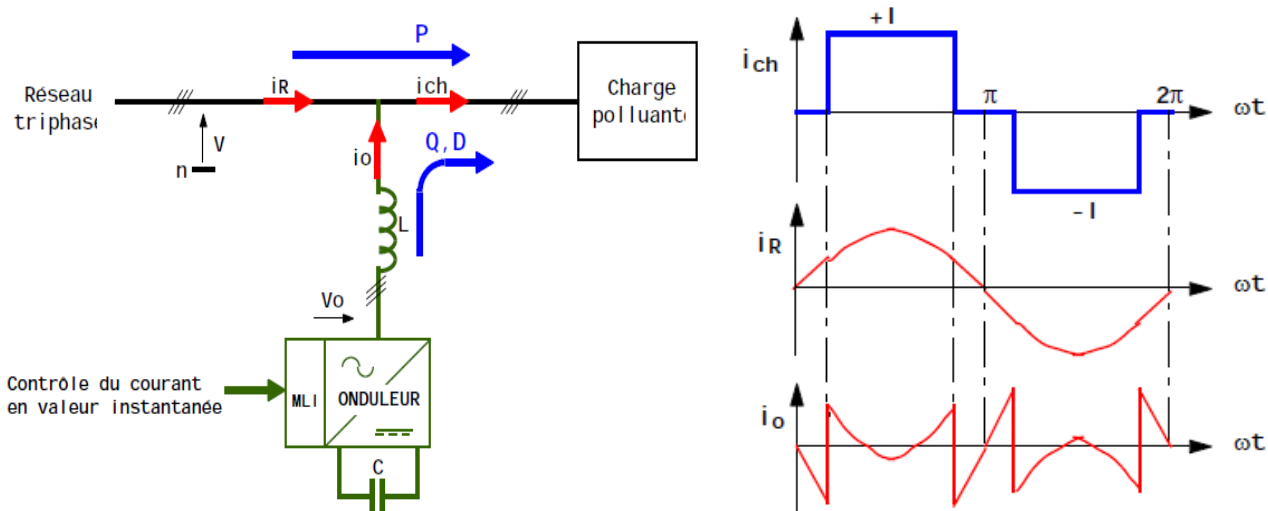


Figure V.1 : Principe de fonctionnement d'un compensateur shunt [17]

Relations fondamentales :

$$i_{ch} = i_R + i_o \quad (1)$$

$$\frac{di_o}{dt} = \frac{V_o - V}{L} \quad (2)$$

Sous réserve que le dispositif soit apte à injecter à tout instant un courant dont chaque composante harmonique est de même amplitude que celle du courant dans la charge, et de phase opposée, alors la loi de sommation des courants (voir Figure V.1) garantit que le courant fourni par la source est purement sinusoïdal.

Le filtrage actif parallèle constitue donc une source de courant indépendante de l'impédance du réseau et qui présente les caractéristique intrinsèques suivantes :

- Sa bande passante est suffisante pour garantir la suppression des composantes harmoniques majoritaires (en terme statistiques) du courant de la charge. Typiquement, nous considérons que la plage $H_2 - H_{23}$ est satisfaisante ; car plus le rang est élevé, plus le niveau de l'harmonique est faible ;
- Son temps de réponse est tel que la compensation harmonique soit effective non seulement en régime établi, mais encore en régime transitoire « lent » (quelques ms) ;
- Sa puissance permet d'atteindre les objectifs de dépollution fixés, ce qui ne signifie pas nécessairement la compensation totale et permanente des harmoniques générés par la charge.

Sous réserve que ces trois objectifs soient simultanément atteints, alors le filtrage actif parallèle constitue un excellent dépollueur car auto-adaptatif et ne présentant aucun risque d'interaction avec l'impédance réseau.

Par ailleurs, ce filtre peut être décomposé en deux parties : la partie *puissance* et la partie *commande*. La première comporte un onduleur, un élément passif qui lui sert de source d'énergie et un filtre de découplage (ou filtre de sortie) reliant l'onduleur au réseau.

Ces deux derniers éléments déterminent la nature du filtre actif (structure tension ou courant) suivant qu'il est réalisé à l'aide d'un onduleur de tension ou de courant. En effet, l'onduleur peut être commandé en courant ou en tension et peut donc se comporter comme une source de tension ou de courant vis-à-vis du circuit extérieur. En pratique, suivant le type de correction à apporter au réseau, une structure sera préférée à l'autre si elle rend plus aisée et moins onéreuse la réalisation de l'ensemble convertisseur commande.

La source d'énergie composant le filtre peut être une source de tension ou de courant. Comme l'onduleur n'a pas à fournir de puissance active, cette source peut être un élément réactif, condensateur ou inductance, dans lequel on maintient constante la valeur moyenne de l'énergie stockée. Cet élément de stockage d'énergie n'a pas besoin d'être lui-même alimenté par une source continue. La raison est que le filtre actif parallèle peut être contrôlé de manière à suppléer aux pertes de sa source d'énergie à partir du courant fondamental généré par la source du réseau auquel il est connecté. Nous distinguons donc deux types de filtres actifs parallèles, le filtre actif à structure tension et le filtre actif à structure à courant. Dans cette étude, nous nous intéressons uniquement au filtrage actif parallèle à structure tension.

La 2^{ème} partie en l'occurrence *contrôle-commande* du filtre actif parallèle tient compte de tous les éléments constituant la partie puissance ainsi que des harmoniques sur le réseau et permet d'actionner le circuit onduleur. Elle est constituée :

- De la méthode d'identification des courants perturbés ou harmoniques ;
- De la régulation de la tension continue appliquée à l'élément de stockage d'énergie ;
- De la régulation du courant injecté sur le réseau à partir de l'onduleur de tension
- De la commande de l'onduleur de tension.

V.3 Partie Puissance

L'onduleur utilisé est un onduleur à deux niveaux (Voir Chapitre II.4.1)

V.3.1 Circuit de puissance

Le circuit de puissance d'un filtre actif parallèle à base d'un onduleur de tension à deux niveaux, placé entre un réseau triphasé et une charge non-linéaire polluante (pont de Graëtz à Diodes), est représenté ci-dessous (Figure V.2) :

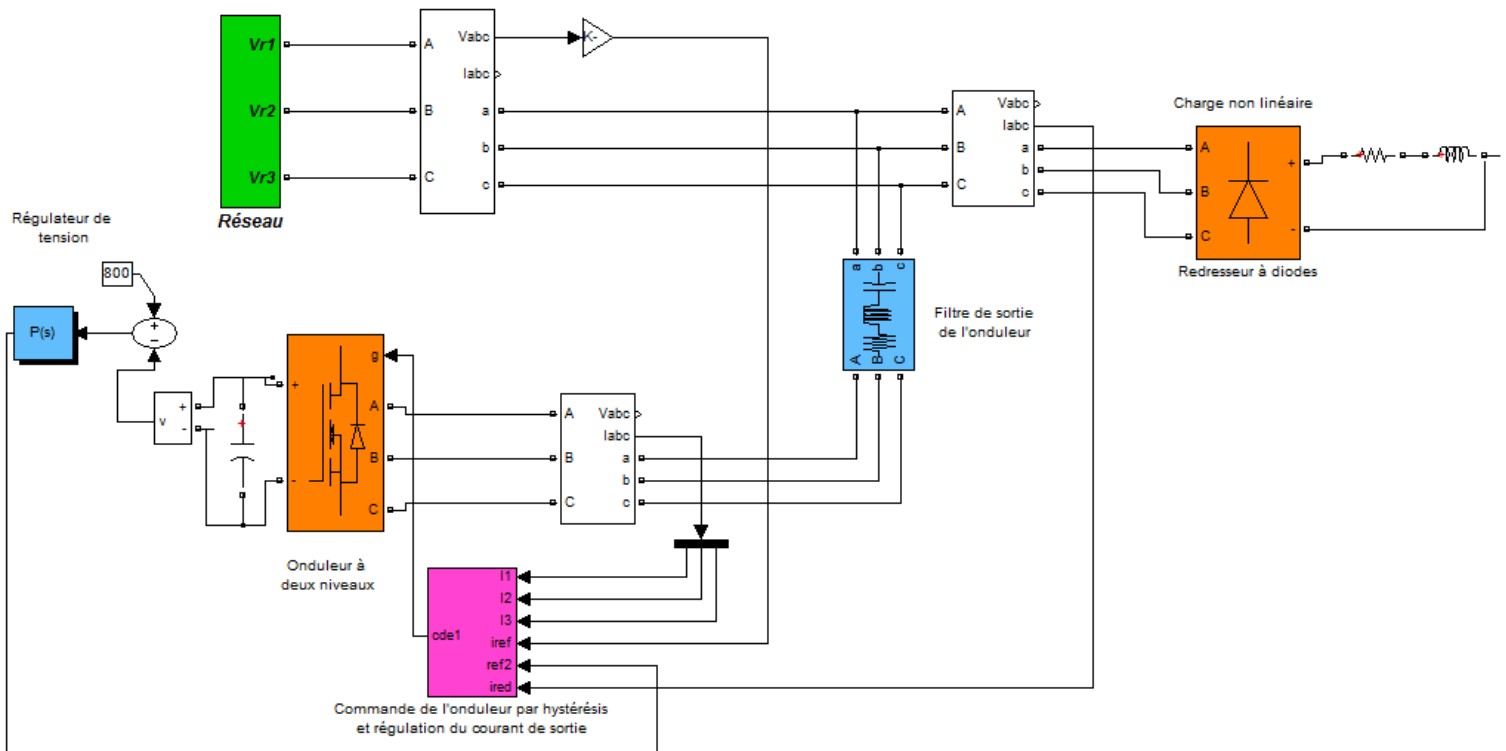


Figure V.2 : Modèle du filtre parallèle actif commandé par hystérésis

établi Sous Mtlab Simulink

V.3.2 Le bus continu de l'onduleur

La boucle de régulation de la tension permet de fixer et réguler la *valeur moyenne* de la tension du bus continu (U_{cm}). Le fonctionnement en compensation de réactif et d'harmonique ajoute à U_{cm} une ondulation dont le spectre comporte des fréquences multiples de 50 Hz et d'autres liées à la fréquence de découpage. La bande passante de la boucle tension est fixée à une valeur inférieure à 50 Hz.

V.3.3 Dimensionnement du filtre de sortie

Le filtre de sortie de l'onduleur est un filtre passif utilisé pour connecter l'onduleur de tension au réseau électrique. Il est dimensionné pour satisfaire les deux critères suivants :

- Il doit assurer la dynamique du réseau (D'une part, l'injection du courant harmonique par le FAP et d'une part, le courant harmonique de la charge)
- Il doit empêcher les composantes dues aux commutations des semi-conducteurs de l'onduleur de se propager dans le réseau.

On a utilisé dans cette simulation un filtre du premier ordre. Ce type de filtre est le plus utilisé dans la littérature. Il est composé d'une inductance L_f et de résistance R_f . Un filtre de ce type ne permet pas de satisfaire simultanément les deux critères de dimensionnement du filtre de découplage.

En effet, seule une valeur relativement de L_f peut réaliser une bonne dynamique du filtre actif en satisfaisant le premier critère. Cependant, une valeur faible de L_f permet à la majorité des composantes dues à la commutation de se retrouver coté réseau et par conséquent d'affecter les installations et les équipements électriques. Inversement, une valeur relativement élevée de L_f va empêcher ces composantes de se propager dans le réseau électrique mais affectera la dynamique du filtre actif et dégradera la qualité de compensation. Le bon dimensionnement du filtre du premier ordre dépendra donc du compromis à trouver entre la dynamique et l'efficacité du FAP.

V.4 Partie commande

V.4.1 MLI à bande d'hystérésis

La méthode de la bande d'hystérésis permet la commutation des interrupteurs du filtre actif lorsque l'erreur entre le signal (courant ou tension) et sa consigne excède une amplitude fixée. Cette amplitude est communément appelée *fourchette* ou *bande d'hystérésis*. Comme illustré sur la Figure V.3 cette technique ne demande qu'un comparateur à hystérésis par phase. Dans ce cas, la fréquence de commutation ne peut être déterminée mais plutôt estimée.

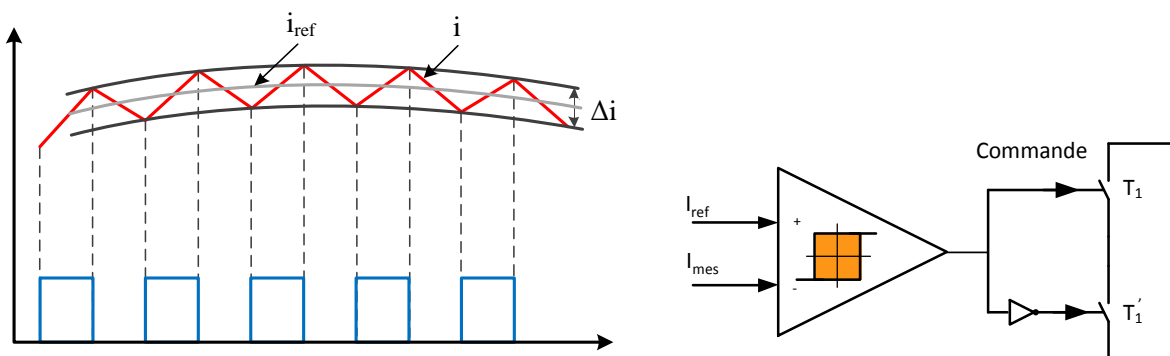


Figure V.3 : Modulateur MLI à bande d'hystérésis [16]

Le comparateur à hystérésis fonctionne selon de façon à ce que l'interrupteur s'ouvre si l'erreur devient inférieure à $-H/2$, il se ferme si cette dernière est supérieure à $+H/2$, où H représente la fourchette (ou largeur) d'hystérésis. Si l'erreur est maintenant comprise entre $-H/2$ et $+H/2$ (c.-à-d. qu'elle varie à l'intérieur de la fourchette d'hystérésis), l'interrupteur ne commute pas. Par exemple, dans le cas d'un filtre actif parallèle, si l'erreur du courant généré se situe à l'intérieur de la bande, pas de réaction enregistrée de la part de la commande ; si l'erreur est trop élevée, la commande est positive et entraîne l'interrupteur à la fermeture. Par

conséquent, la tension générée est supérieure ou égale à zéro, condition nécessaire pour l'accroissement du courant. Analogiquement, lorsque le courant de sortie est trop élevé, ceci incite l'interrupteur à l'ouverture, donc la tension à être inférieure ou égale à zéro et ainsi le courant à décroître.

L'interaction entre les trois phases de l'onduleur constituant le filtre actif est un inconvénient. En effet, si la commande est positive dans l'une des phases dont l'objectif est d'accroître le courant, la tension s'accroît également sur cette phase, tandis qu'elle diminue dans les deux autres phases. Ceci peut être préjudiciable pour le contrôle du courant sur les deux autres phases. La commande par hystérésis est excellente dans la mesure où elle assure une bonne réponse de l'onduleur vis-à-vis des changements rapides des courants de référence, puisque les comparateurs à hystérésis ont une inertie et un retard négligeables [16].

V.4.2 la Régulation du courant injecté

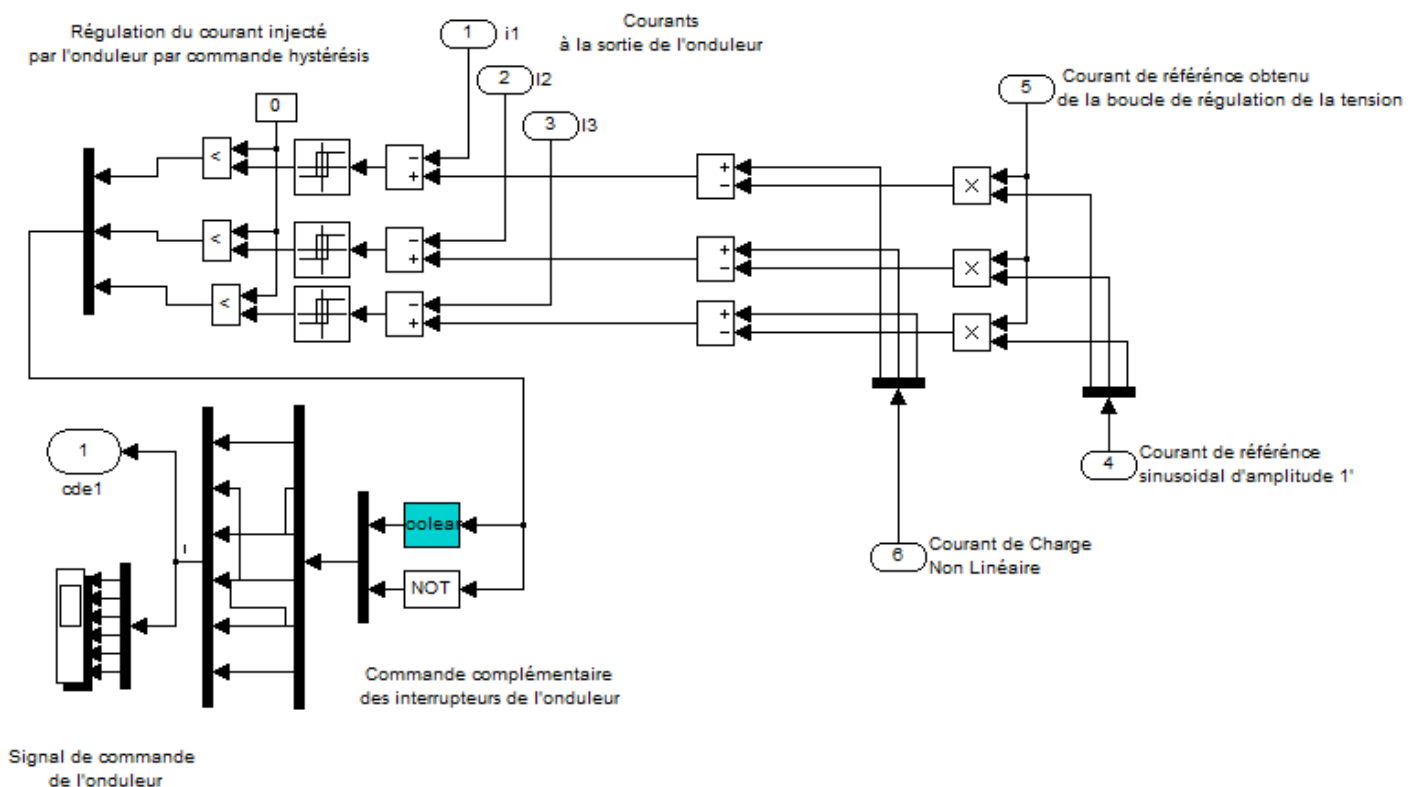


Figure V.4 : Boucle de régulation du courant de l'onduleur établi sous Simulink

Pour élaborer la boucle de régulation interne de l'onduleur, nous nous sommes basés sur le principe de la commande MLI par hystérésis (Voir V.4.1)

V.4.3 Régulation de la tension continue

Dans cette application, on s'intéresse au courant fournis par l'onduleur puisque la tension de sortie du filtre raccordé à l'onduleur est imposée par le réseau au point du raccordement (On

peut également utiliser un transformateur abaisseur connecté à l'onduleur). Néanmoins, on se doit de fixer une tension suffisante aux bornes du bus continu pour générer les deux niveaux tensions désirées ainsi que les courants souhaités. On a utilisé un régulateur de type P dont le paramètre K a été automatiquement choisi par l'outil Simulink.

V.5 Résultats de la simulation

Les paramètres du système de simulation sont les suivant :

Tension Réseau : 220 V (tension simple)

Filtre de sortie de l'onduleur : $L_f = 1 \text{ mH}$, $R_f = 5 \Omega$.

Tension de référence du bus continu : 800V

Impédance Réseau : $R_s = 0.001 \Omega$, $L_s = 1 \mu\text{H}$

Bande d'hystérésis de l'onduleur : 0.2 A

Impédance coté DC :

- 1^{ère} charge : $R_r = 50 \Omega$, $L_r = 0.1 \text{ H}$
- 2^{ème} charge : $R_r = 100 \Omega$, $L_r = 0.1 \text{ H}$

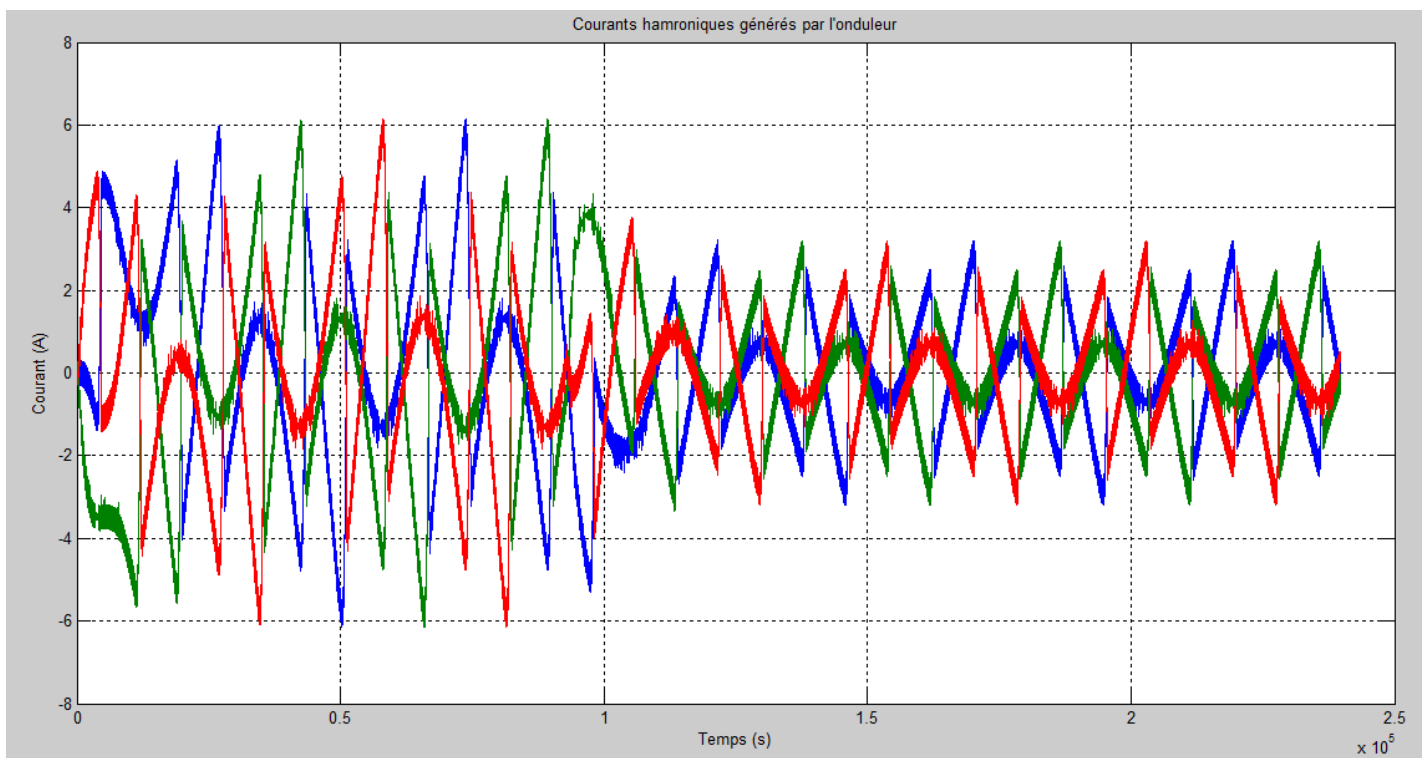


Figure V.5 : Courants harmoniques générés instantanément par l'onduleur avec une charge variable.

La figure V.5 présente les formes de courants générés par l'onduleur. On voit bien que la forme d'onde du courant injecté théoriquement par l'onduleur qui a été décrit dans la figure V.1 est identique ce qui prouve l'efficacité de cette commande. À l'instant $t=0.1$ s , on a introduit une charge supplémentaire au coté DC du redresseur (charge non linéaire) , on constate que l'onduleur a changé le courant de référence afin de diminuer le courant harmonique injecté de manière extrêmement rapide.

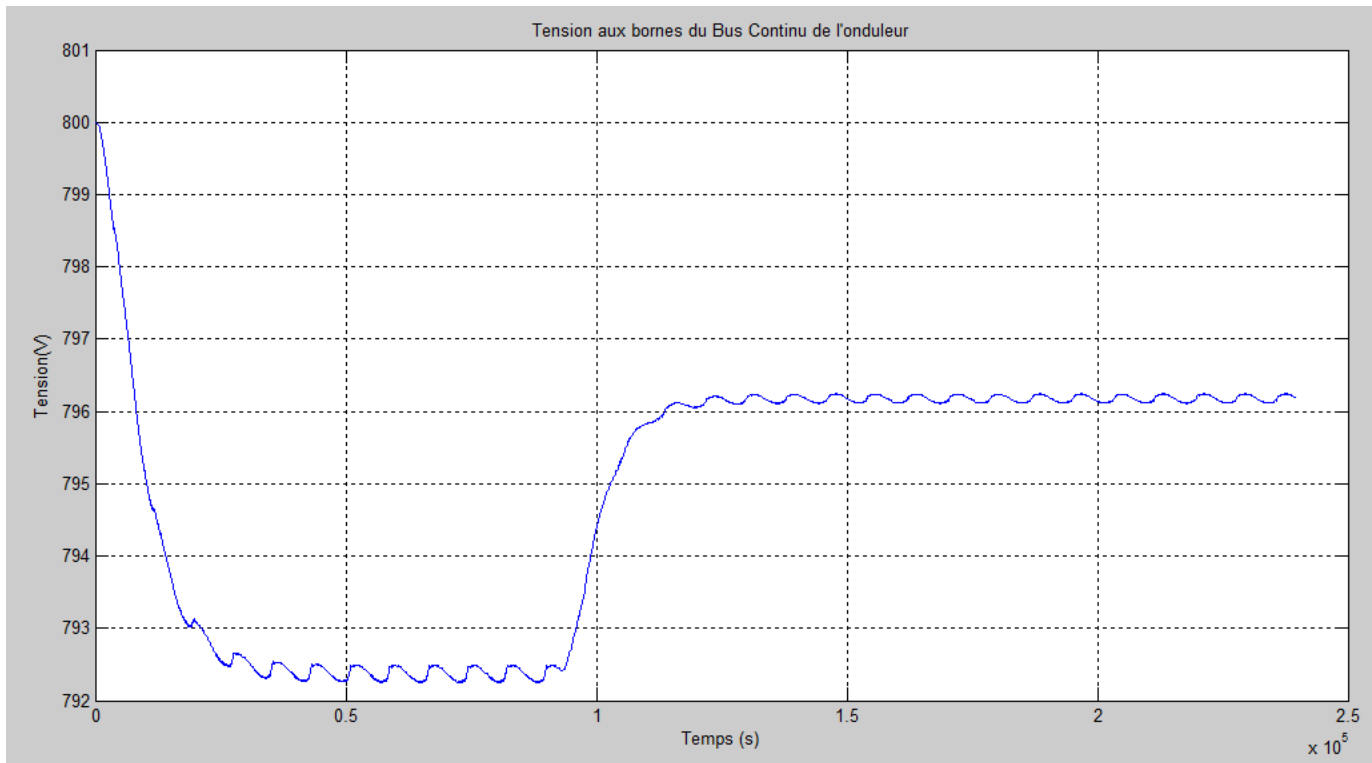


Figure V.6 : Tension aux bornes du Bus Continu de l'onduleur

La tension référence du bus continu de l'onduleur ayant été fixé à 800 V, on constate que le correcteur commet une légère erreur de l'ordre 7.5V pour la charge initiale , et 3.5V pour la seconde charge qui intervient à l'instant 0.1 s.

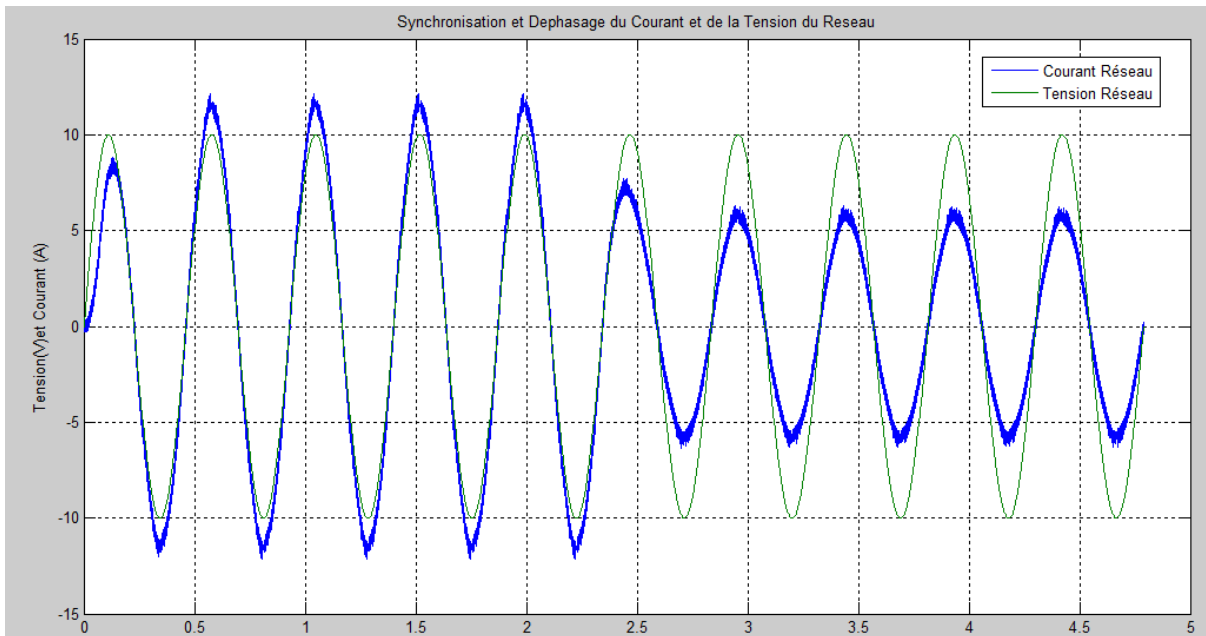


Figure V.7 : Synchronisation du courant injecté par l'onduleur et la tension du réseau

La figure V.7 présente la synchronisation de la tension du réseau et du courant transitant dans le réseau après le raccordement du FAP (fréquence et phase identique). Le système de contrôle-commande mis en place permet de maintenir la tension et le courant dans le réseau synchronisé en phase et en fréquence et ce quel que soit la charge du côté DC ou AC.

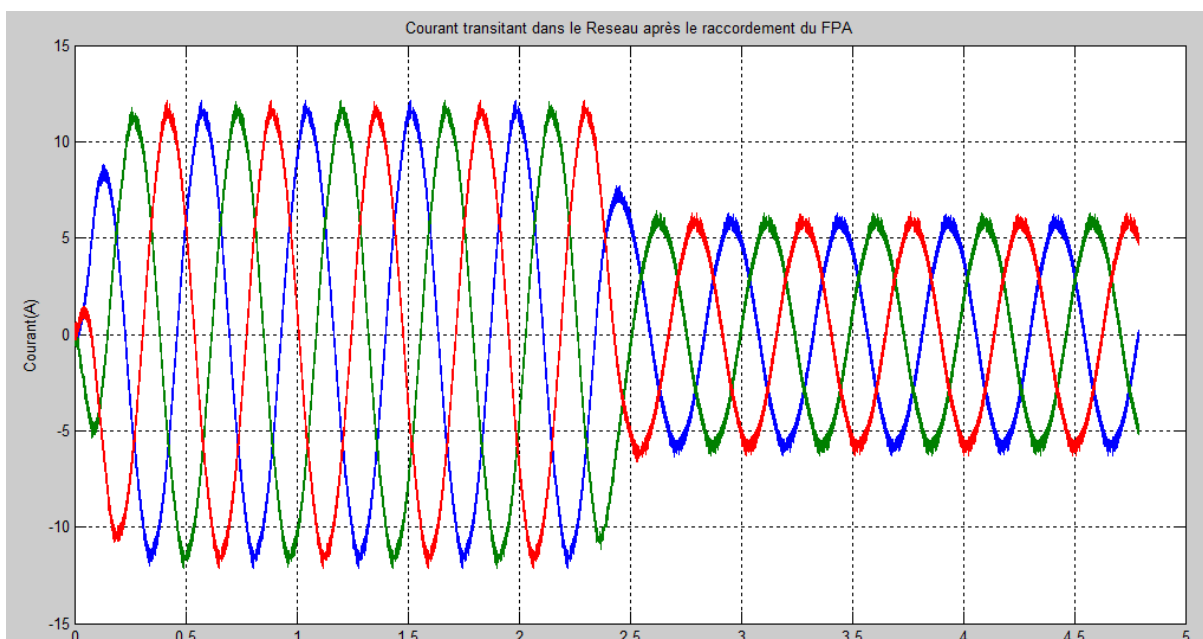


Figure V.8 : Courants transitant dans le réseau après le raccordement du FAP

Le courant transitant dans le réseau est parfaitement sinusoïdal comme le montre la figure V.8. On constate que même s'il y a une variation de charge dans le réseau, ou n'importe quel appel de courant, le filtre parallèle actif maintient le courant dans le réseau sinusoïdal. Par ailleurs, on observe une légère oscillation autour de la courbe du courant et c'est ce qui caractérise la commande MLI par hystérésis. En effet, la fourchette aperçue de l'oscillation dépend du circuit d'hystérésis utilisé. On a choisit une fourchette de 0.2A.

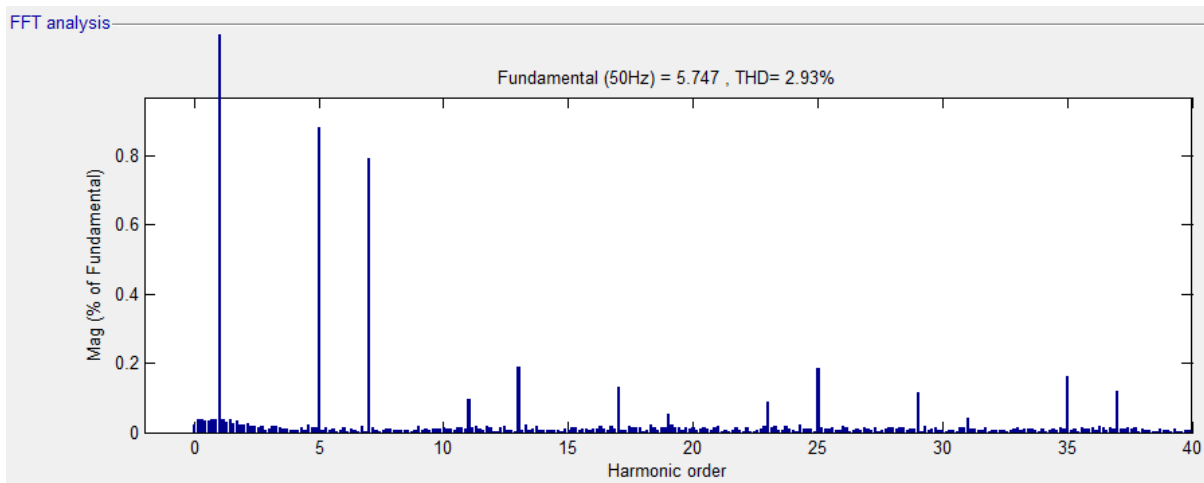


Figure V.9 : Analyse spectrale du courant transitant dans le réseau

L'analyse spectrale du courant transitant dans le réseau présente un assez bon THD (taux de distorsion d'harmoniques) de l'ordre de 2.93%. On aperçoit toutefois des amplitudes faibles des harmoniques de rang 5 (0.85% du fondamental) et de rang 7 (0.75% du fondamental).

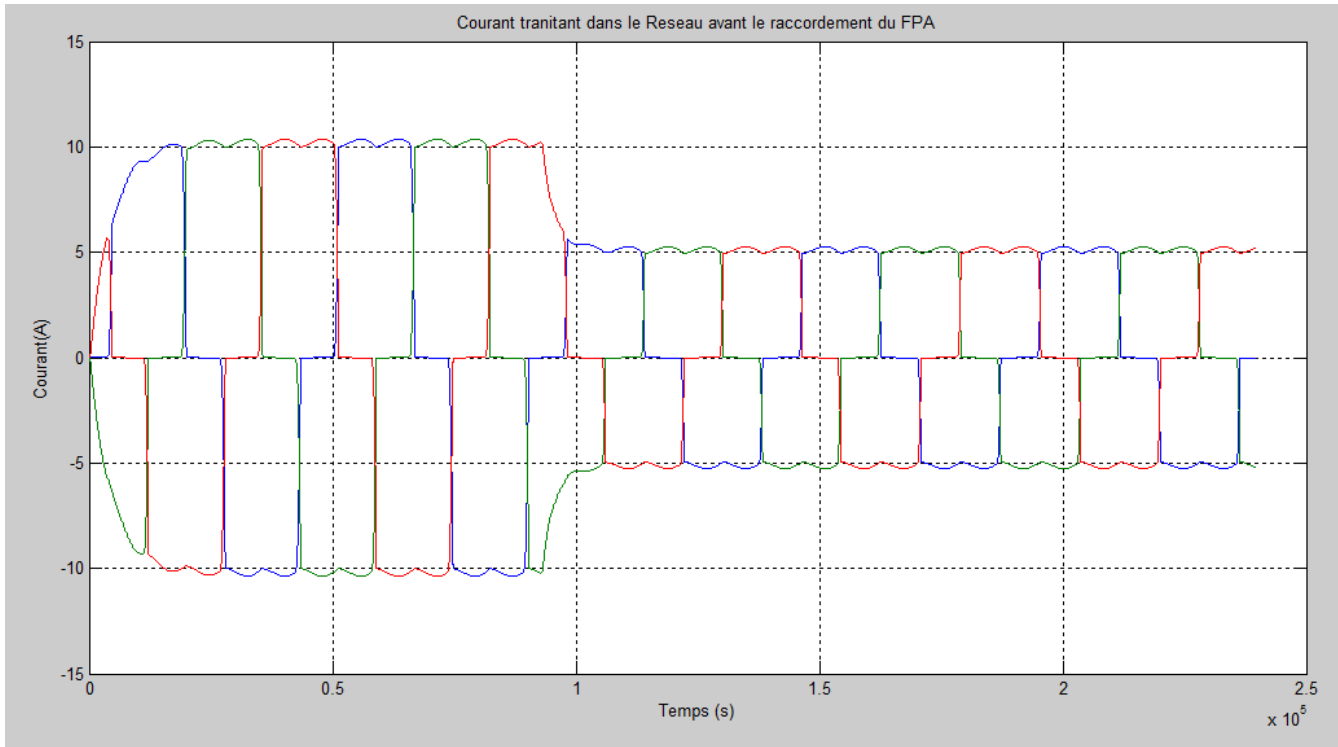


Figure V.10 : Courants pollués provoqués par la charge non linéaire
(Redresseur triphasé à diodes)

La figure V.10 présente la forme du courant pollué provoqué par la charge non linéaire .Son Analyse spectrale (Figure V.11) confirme la pollution du courant transiant dans le réseau avec un THD de l'ordre de 28.61%. On observe également des amplitudes non négligeables des harmoniques notamment de rang 5 (21% du fondamental) , de rang 7 (13% du fondamental).

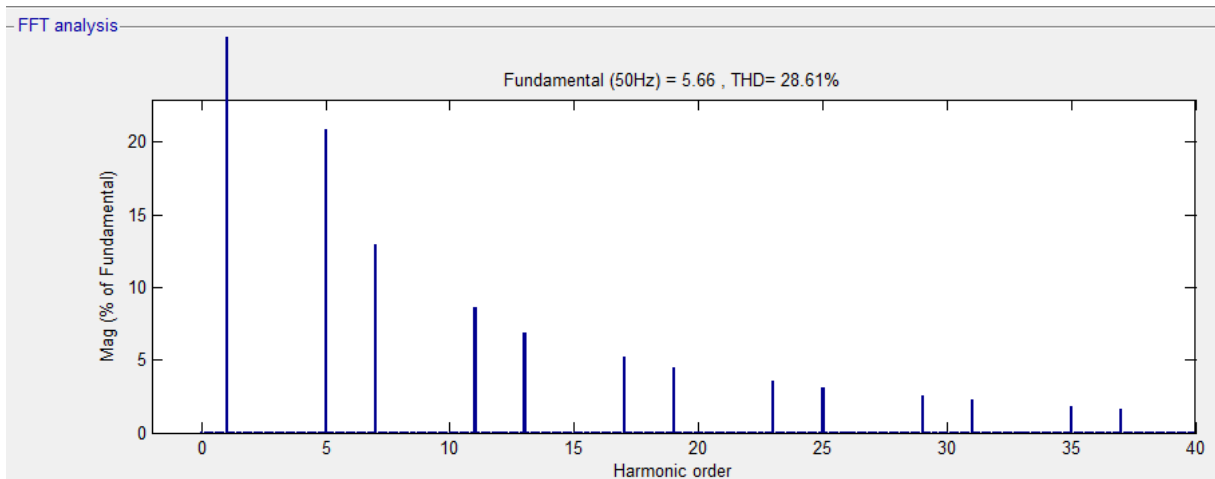


Figure V.11 : Analyse spectrale du courant pollué transiant dans le réseau avant le raccordement du FAP.

- **Bilan de puissance**

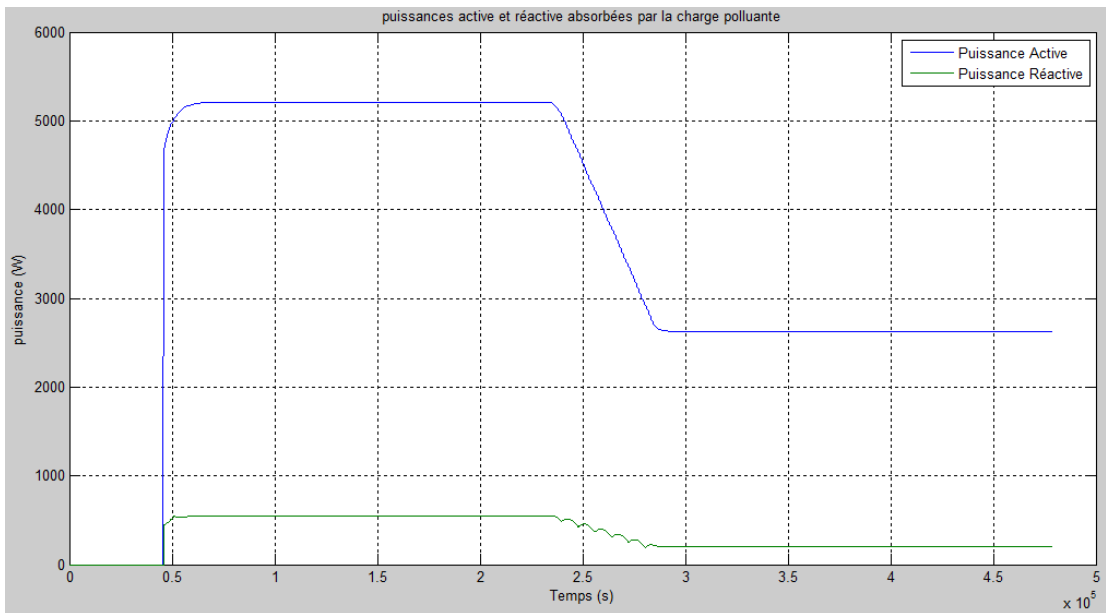


Figure V.12: Puissances active et réactive absorbées par la charge polluante

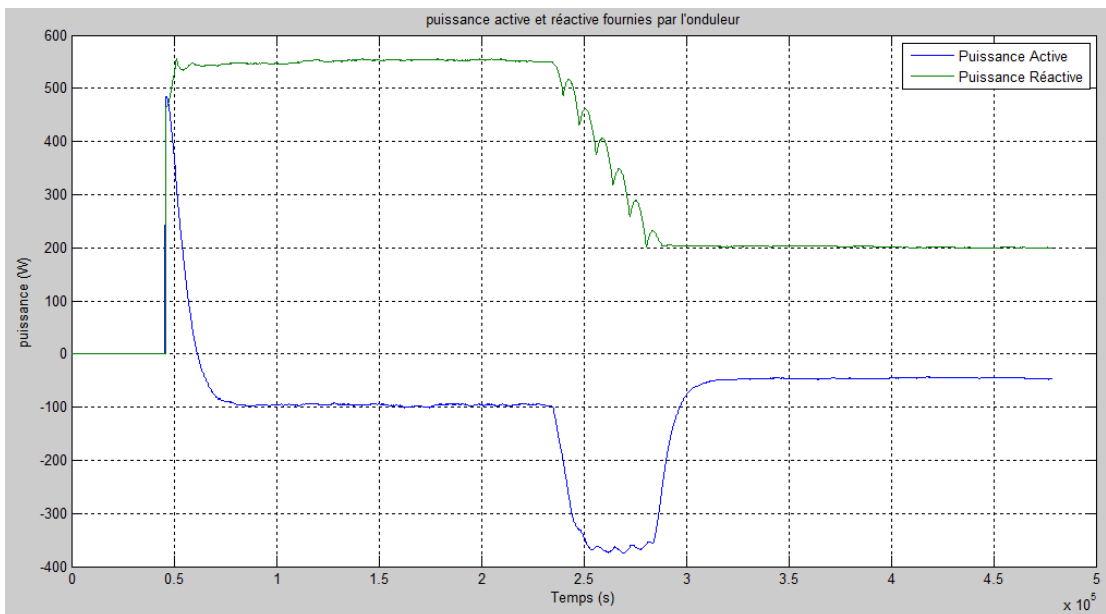


Figure V.13 : Puissances active et réactive fournies par l'onduleur

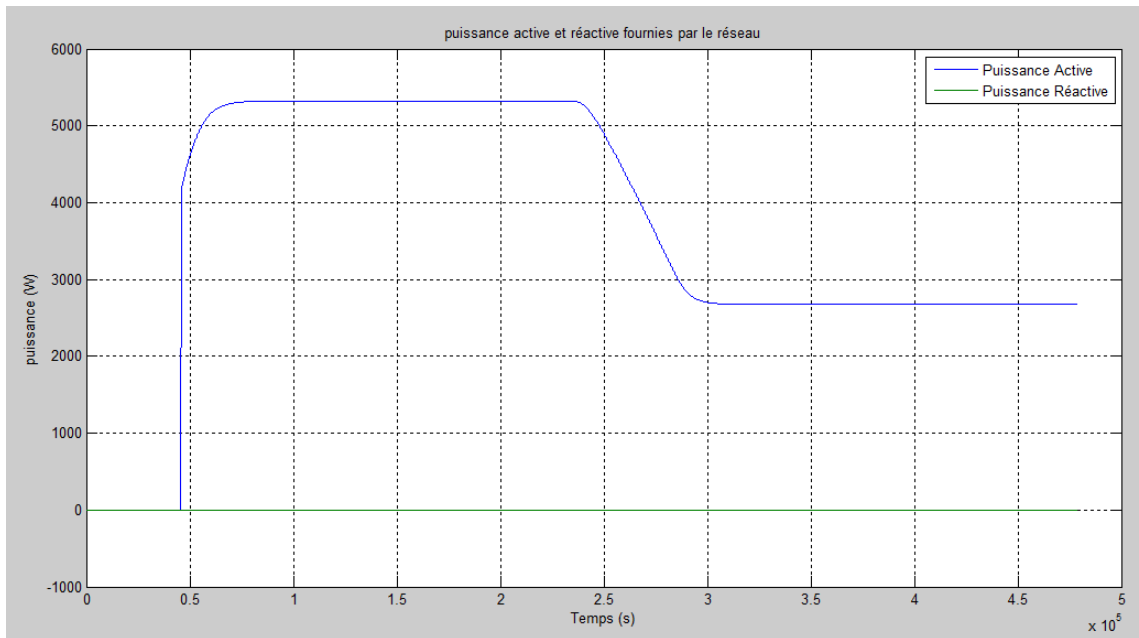


Figure V.14 : Puissances active et réactive fournies par le réseau

Les figures V.14 .13.12 présentent le flux d'énergie transitant dans le réseau. Le rôle du FAP ne se limite pas à réduire les harmoniques de courant uniquement, il permet de compenser l'énergie réactive absorbée du réseau par les différentes charges connectées au point de raccordement du FAP. En effet, on voit bien que l'énergie réactive fournie par le réseau est nulle. Le filtre parallèle actif fourni l'énergie réactive demandée par la charge non linéaire (550 Var pour la charge initiale) et (200 Var pour la seconde charge qui intervient à l'instant 2.4 s) . Par ailleurs, on observe une légère consommation de l'énergie active par le FAP (100W) qui est due aux différentes résistances des semi-conducteurs utilisés dans l'onduleur. Quant à l'énergie active requise par la charge, c'est uniquement le réseau qui la fournit.

Conclusions Générales et Perspectives

Le travail effectué dans le cadre de ce projet de fin d'études nous a permis d'étudier et de simuler le fonctionnement d'un système photovoltaïque connecté au réseau. On a donc, commencé par une présentation de l'état de l'art des multiples technologies associées aux constituants d'une chaîne photovoltaïque dans le but d'étudier le fonctionnement de ces systèmes.

Dans cette optique, nous avons apporté une attention particulière à l'élaboration des différents modèles des composants constituant le système. Les modélisations considérées ont été choisies de manière à simuler le fonctionnement de chaque équipement, en optant pour des modèles à la fois simples et performants.

Dans le chapitre III, nous avons modélisé chaque constituant de la chaîne de production PV à savoir : le module PV, le hacheur Buck-Boost, l'onduleur à deux niveaux et le filtre LC. Les résultats de simulation obtenus ont validé l'étude théorique des composants.

Quant au chapitre IV, Il a été consacré à l'étude des contraintes rencontrées lors du raccordement au réseau d'une chaîne de production PV. En outre, on a décrit les différentes préconisations adoptées particulièrement en Europe et au Japon. On a développé l'une de ces contraintes techniques en l'occurrence l'élévation de la tension engendrée par une forte production photovoltaïque lors d'une faible consommation industrielle ou domestique, où on a présenté un système de stockage simple et fiable permettant d'assurer la gestion de l'énergie et le maintien d'une tension constante au point du raccordement au réseau.

Dans le dernier chapitre, nous avons mis l'accent sur la contrainte principale du raccordement d'une chaîne PV au réseau à savoir la pollution harmonique. Pour parer cette dernière, on a mis au point un filtre parallèle actif qui permet :

- D'obtenir un courant transitoire dans le réseau parfaitement sinusoïdal avec un très faible THD ;
- D'assurer la synchronisation du courant et de la tension de réseau (en fréquence et en phase) ;
- De compenser l'énergie réactive soutirée du réseau.

Ce travail non exhaustif offre quelques perspectives que nous présentons ci-dessous :

- Le rendement maximal théorique des cellules de troisième génération obtenu en laboratoire tourne autour de 45%, ce qui fait rêver les industriels autant que les chercheurs. Les filières : multi-jonctions, organiques, et à concentration... représentent une importante piste à explorer afin de rentabiliser le photovoltaïque.
- Un travail approfondi pourra être consacré à l'étage de conversion entre les panneaux PV et le bus continu afin d'explorer de nouvelles structures de convertisseurs présentant des pertes moins importantes et donc des rendements plus élevés.
- Au niveau du stockage, la technologie lithium-ion est à l'heure actuelle prometteuse en raison d'une meilleure tenue en nombre de cycle ainsi que de meilleurs rendements annoncés en charge comme en décharge. Cette piste est intéressante à explorer notamment, pour les systèmes autonomes.
- Pour la production photovoltaïque connectée au réseau, les études actuelles prouvent que la rentabilité de cette dernière sera atteinte lors de l'association d'un système de stockage approprié et une bonne gestion de puissance qui assurera la constance de la puissance fournie.
- Quant aux contraintes liées au raccordement d'une chaîne de production PV au réseau, d'autres recherches sont en cours afin de parer à toutes les contraintes citées dans le chapitre IV pour voir un jour une contribution significative de l'énergie solaire photovoltaïque dans l'approvisionnement énergétique national et étranger.

Bibliographie

- 1 : Programme énergie CNRS GAT/PRI-5.1 « Gestion de l'électricité », LEG/INPG, 2011
- 2 : M. GUEZZANE Said Revue semestrielle «CREDEG» n°3 décembre 2011.
- 3 : M. Belhamel, Directeur du CDER « Algérie : De l'ambition pour un programme censé assurer la transition »,
lien : http://www.kgnlephare.com/index.php?option=com_content&view=article&id=2531&Itemid=53
- 4 : http://www.nealaz.net/index.php?option=com_content&view=article&id=150&Itemid=132&lang=fr
- 5 : B. MULTON « Production d'énergie électrique par sources Renouvelables ». Techniques de l'ingénieur base documentaire : généralités sur les réseaux électriques, thème : Réseaux électriques et applications, univers : Énergies.
- 6 : Ministère de l'énergie et des mines, Conception et réalisation SATINFO, Société du Groupe Sonelgaz : « Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique ».
- 7 : L.ABBASAN «Etude de la connexion d'une centrale photovoltaïque au réseau », Mémoire de magistère, 05/05/2011.
- 8 : A.Filloux, F.Dastot, « Intégrer les énergies renouvelables – Choisir, intégrer et exploiter les systèmes utilisant les énergies renouvelables », CSTB, Paris, 2010.
- 9 : A.Bisker et M.Chiri, « Etude et commande d'un système photovoltaïque en mode isolé et connecté au réseau », projet de fin d'études, ENP 2012.
- 10 : A .LABOURET, P.CUMUNEL, J .BRAUN et B.FARAGGI « Cellules solaires , la base de l'énergie photovoltaïque », 5^{ème} édition , ETSF Paris 2001.
- 11 : A.BOUHARCHOUCH et A.B.BOUABDALLAH « Etude et dimensionnement d'une centrale hybride photovoltaïque-éolienne », Projet de fin d'études, ENP 2010.
- 12 : I.VECHIU , « Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome », Thèse de doctorat, Université du Havre , Décembre 2005.
- 13 : E.SHELL, J.ROYER, T.DJIAKO, B.SADA « Le pompage photovoltaïque», Manuel de Cours Université d'Ottawa 1998.
- 14 : H. COLIN, C. DUVAUCHELLE , G. MOINE, Y. TANGUY, B. GAIDDON, T. TRAN-QUOC « Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension », Projet ESPRIT, Avril 2010.

15 : R.AMIR et F.AKKACHE « Filtrage actif d'harmoniques de courant d'un réseau électrique » Mémoire de post-graduation spécialisée, Février 2010, ENP, Alger.

16 : H.DJEGHLOUD, « Filtrage actif de puissance », thèse de doctorat , Constantine, décembre 2007.

17 : P.LADOUX et G.Ollé « Compensateur d'harmonique et de puissance réactive » Publication RESELEC 2002.

18 :D.MEEKHUN « Réalisation d'un système de conversion et de gestion de l'énergie d'un système photovoltaïque pour l'alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonomes pour l'application aéronautique », Thèse de doctorat, Université de Toulouse.

19: S.TALBI ET R.RIAH « Comparaison et Synthèse d'un nouvel algorithme robuste pour une chaine de production photovoltaïque », Projet de fin d'études, ENP, juin 2011.

20 : R.DRARINI et Z.OUAHRANI « Commande d'un aérogénérateur à base d'une machine asynchrone à cage connectée au réseau à travers un convertisseur AC-DC-AC », mémoire de fin d'études, ENP , 2009.

21: M.ADOUANE « Etude et conception d'une stratégie de commande d'un onduleur connecté au réseau électrique », Mémoire de magister, ENP, 2008.

22 :F.CHERFA « Etude et réalisation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau de distribution électrique BT » Mémoire de magister, ENP,2004

23 : Y. RIFFONNEAU, F. BARRUEL ET S. BACHA « Problématique du stockage associé aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau » Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3 (2008) 407 – 422, France.

24: S.ERIK « Fundamentals of Grid Connected Photo-Voltaic Power Electronic Converter Design », Master Of Science In Energy and Environment, Norwegian University of Science and Technology, 2007.