

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de La Recherche scientifique
Université Hadj Lakhdar – Batna

Faculté de Technologie
Département d'Electrotechnique



THÈSE DE DOCTORAT EN SCIENCES

Présentée par :

Mechouma Rabiaa

Ingénieur d'état en Electrotechnique de l'Université de Batna, Algérie, 1990

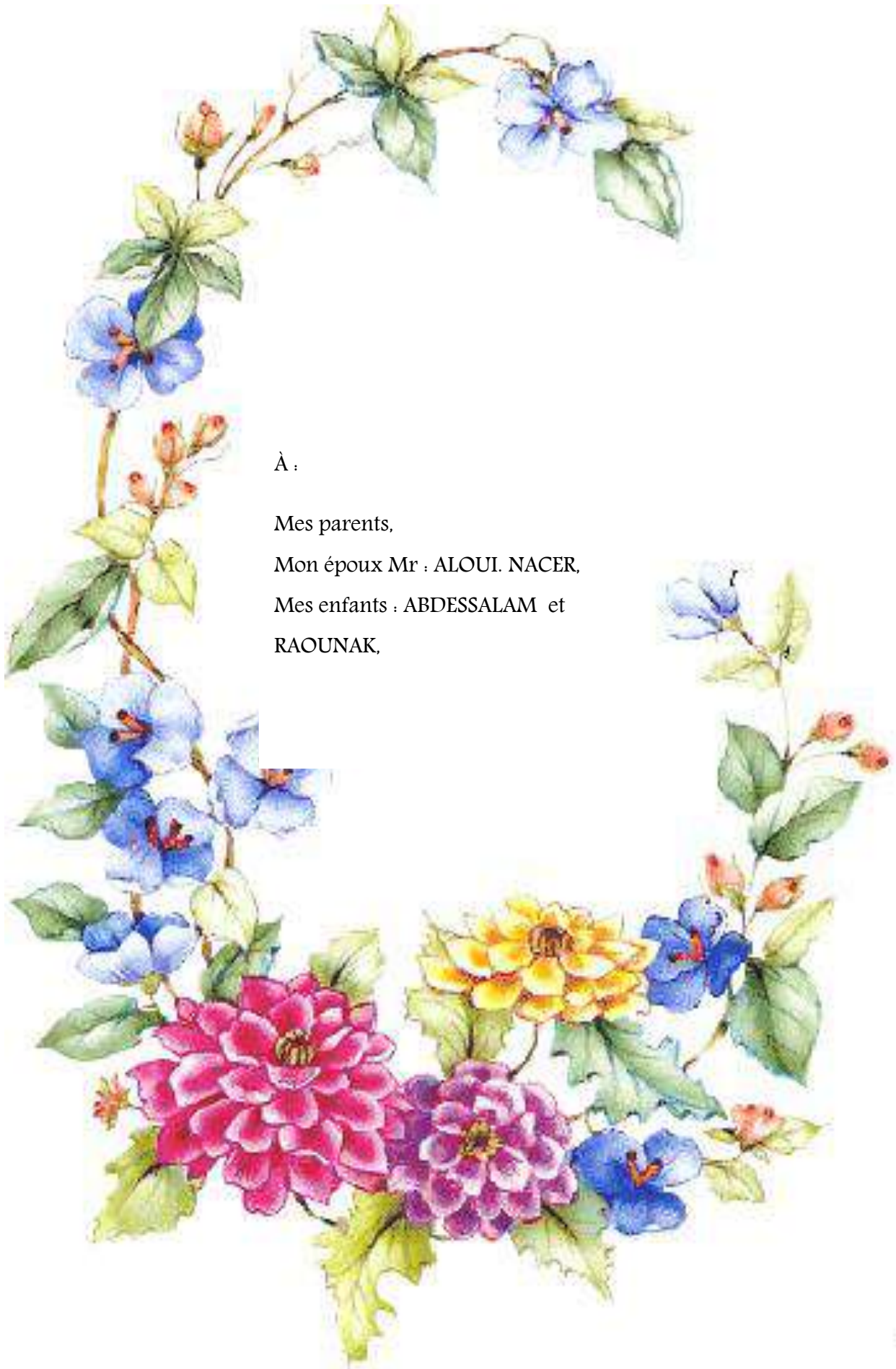
Magister en Electrotechnique de l'Université de Batna, Algérie, 2002

Thème :

**Contribution à l'étude des onduleurs dans les systèmes
photovoltaïques: Applications pour les charges
commerciales**

Soutenue le 14/03/2015
Devant le jury composé de :

Nom & Prénom	Grade	Université	Fonction
Abdessemed Rachid	Professeur	Université de Batna	Président
Azoui Boubekeur	Professeur	Université de Batna	Rapporteur
Bendaas Lokmane	Professeur	Université de Batna	Examineur
Rahem Djamel	Professeur	Université d'O.E.B	Examineur
Menacer Arezki	Professeur	Université de Biskra	Examineur
Benalla Hocine	Professeur	Université de Constantine	Examineur



À :

Mes parents,

Mon époux Mr : ALOUI. NACER,

Mes enfants : ABDESSALAM et
RAOUNAK,

Sommaire

Remerciements

Dédicaces

Résumé

Introduction générale 14

Chapitre N°1

Perspectives énergétiques et électricité

I.1 Introduction.....	17
I.2 Ressources et consommation énergétiques mondiales.....	17
I.2.1 L'énergie ...c'est-à-dire ?.....	17
I.2.2 L'histoire de l'énergie	17
I.2.3 Consommation énergétique mondiale	18
I.2.4 Impact sur l'environnement	21
I.2.4.1 Les combustibles fossiles.....	21
I.2.4.2 L'énergie nucléaire.....	22
I.2.5 Réserves des énergies dites épuisables (non renouvelables).....	23
I.3 Production de l'électricité.....	25
I.4 Énergies renouvelables.....	26
I.4.1 Généralités.....	26
I.4.2 Production d'énergie électrique par sources renouvelables	27
I.4.2.1 La production d'électricité, un facteur de développement.....	27
I.4.2.2 Part de la production d'électricité renouvelable dans le monde	28
I.4.2.3 Croissance des filières renouvelables cinq (05) fois plus rapide que celle de l'hydraulique	29
I.4.3 Potentiel de l'énergie solaire.....	30
I.4.3.1 Exemples de l'évolution mondiale du solaire photovoltaïque	31
I.4.3.2 Les énergies renouvelables, une priorité en Algérie	32
I.4.3.3 Le solaire en Algérie	34
I.5 Conclusion.....	35
I.6 Références	36

Chapitre N°2

Notions générales sur les systèmes photovoltaïques et leurs composants

II.1 Introduction.....	38
II.2 Historique sur le photovoltaïque	38
II.3 La source photovoltaïque : le rayonnement solaire	39
II.3.1 Définition	39

II.3.2	Caractéristiques du rayonnement solaire.....	40
II.3.2.1	Angles Soleil-Terre	40
II.3.2.2	Rayonnement solaire sur un plan horizontal	43
II.3.2.3	Rayonnement solaire sur un plan incliné	45
II.3.3	Spectre du rayonnement solaire.....	46
II.3.4	Utilisation de l'énergie solaire.....	47
II.3.4.1	L'énergie solaire thermique.....	48
II.3.4.2	L'énergie solaire thermodynamique.....	48
II.3.4.3	L'énergie solaire photovoltaïque.....	48
II.3.5	Applications du photovoltaïque.....	49
II.3.5.1	Le photovoltaïque raccordé au réseau.....	49
II.3.5.2	Le photovoltaïque (autonome) non raccordé au réseau électrique.....	50
II.3.5.3	Les systèmes hybrides.....	51
II.3.6	Les technologies du photovoltaïque.....	52
II.3.6.1	La cellule photovoltaïque : Élément de base de la conversion (PV).....	52
II.3.6.2	Types de cellules photovoltaïques.....	53
II.3.6.3	Notion de module photovoltaïque.....	55
II.3.6.4	Caractéristiques électriques d'un module photovoltaïque (PV).....	56
II.3.6.4.1	Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'un module (PV).....	56
II.3.6.4.2	Effet du niveau d'éclairement sur les caractéristiques module (PV).....	57
II.3.6.5	Orientation et inclinaison des modules.....	58
II.3.7	Notion d'un champ photovoltaïque	59
II.3.8	Composants d'un système photovoltaïque.....	59
II.3.8.1	Le champ photovoltaïque (ou le GPV ou générateur photovoltaïque).....	60
II.3.8.2	Les charges continues.....	62
II.3.8.3	Les batteries de stockage de l'électricité photovoltaïque.....	62
II.3.8.4	Le convertisseur DC /DC.....	63
II.3.8.5	Le régulateur de charge /décharge.....	64
II.3.8.6	Commande MPPT pour un système photovoltaïque.....	68
II.3.8.7	Le convertisseur DC/AC (l'onduleur)	70
II.3.8.7.1	L'onduleur autonome (Stand alone Inverter).....	70
II.3.8.7.2	Onduleur non autonome ou onduleur raccordé au réseau (Grid Connected Inverter).....	71
II.3.8.8	Configurations des onduleurs photovoltaïques.....	73
II.3.8.9	Contrôle des onduleurs connectés au réseau.....	74
II.3.8.10	Évolution des onduleurs photovoltaïques	75
II.3.8.11	Les charges alternatives.....	76
II.3.9	Conclusion.....	76
II.5	Références.....	76

Chapitre III

Modélisation du générateur photovoltaïque

III.I	Introduction.....	79
III.2	Modélisation d'une cellule photovoltaïque.....	80

III.2.1 Modèles électriques.....	80
III.2.2 Modèles mathématiques	82
III.2.2.1 Premier modèle (à une diode).....	82
III.2.2.2 Premier modèle (à deux diodes).....	84
III.2.2.3 Deuxième modèle mathématique	84
III.2.2.4 Troisième modèle mathématique.....	85
III.2.2.4 Quatrième modèle mathématique.....	86
III.3 Modélisation du panneau et du champ photovoltaïques.....	87
III.4 Détermination des paramètres du modèle	88
III.5 Paramètres basiques d'une cellule réelle.....	88
III.6 Caractéristiques d'un panneau photovoltaïque.....	90
III.7 Influence de l'intensité du rayonnement solaire sur les deux caractéristiques.....	91
III.7.1 Définition du niveau d'éclairement.....	91
III.7.2 Effet du niveau d'éclairement sur les caractéristiques	92
III.8 Influence de la température sur les deux caractéristiques	93
III.9 Influence du facteur d'idéalité des diodes.....	96
III.10 Influence de la résistance série R_S sur les différentes caractéristiques.....	99
III.11 Évaluation préliminaire des modèles	101
III.12 Conclusion	102
III.13 Références.....	103

Chapitre IV

Topologies des onduleurs Photovoltaïques

IV.1 Introduction	105
IV.2 Principales fonctions d'un onduleur PV.....	106
IV.3 Différentes technologies d'onduleurs pour systèmes photovoltaïques.....	106
IV.3.1 Les onduleurs centraux.....	106
IV.3.2 Les onduleurs mono-chaîne (String-Inverter)	107
IV.3.3 Les onduleurs Multi-chaîne (Multi-String-Inverter).....	107
IV.3.4 Les onduleurs modulaires (ou intégrés au modules) (Module-Inverter).....	108
IV.4 Classification des onduleurs pour systèmes photovoltaïques.....	110
IV.4.1 Classification selon le type du système photovoltaïque	110
IV.4.1.1 L'onduleur pour application autonome (Standalone Inverter).....	110
IV.4.1.2 L'onduleur pour couplage au réseau électrique (Grid tied Inverter)	110
IV.4.1.3 L'onduleur interactif (Interactive Inverter).....	111
IV.4.1.4 L'onduleur hybride (Hybride Inverter).....	112
IV.4.2 Classification selon le nombre d'étages de traitement de puissance.....	112
IV.4.3 Classification selon la location de condensateurs de découplage de puissance.....	113
IV.4.4 Classification selon l'utilisation des transformateurs et types d'interconnexions.....	114
IV.4.4.1 Les avantages d'un onduleur avec transformateur.....	115
IV.4.4.2 Les avantages d'un onduleur sans transformateur.....	115
IV.5 Types d'interfaçage des onduleurs au réseau électrique.....	115
IV.5.1 Onduleurs à commutation avec la fréquence du réseau ($f=50\text{Hz}$) (LCI : Line-Commutated Inverter).....	116
IV.5.2 Onduleurs à commutation avec la fréquence élevée (SCI : Self Commutated Inverter).....	116
IV.5.2.1 Les onduleurs de tension	117
IV.5.2.2 Les onduleurs de courant.....	117
IV.6 Stratégies de commande	117

IV.6.1	Commande en tension.....	117
IV.6.2	Commande en courant.....	117
IV.7	Dispositifs de commutation.....	118
IV.8	Topologies des onduleurs employés dans les systèmes PV	119
IV.8.1	Topologies des onduleurs monophasés.....	119
IV.8.1.1	Onduleurs munis d'un transformateur de type (LFT).....	119
IV.8.1.1.1	Topologie utilisant un onduleur en pont de transistors.....	119
IV.8.1.1.2	Topologie utilisant un onduleur en pont de transistors avec un convertisseur DC/DC survolteur.....	120
IV.8.1.1.3	Onduleur couplé magnétique.....	121
IV.8.1.2	Onduleurs munis d'un transformateur de type (HFT).....	122
IV.8.1.2.1	Onduleur PV avec deux étages de conversion	122
IV.8.1.2.2	Onduleur PV avec trois étages de conversion.....	122
IV.8.1.2.3	Onduleur PV avec trois étages de conversion et un transformateur ordinaire HF.....	123
IV.8.1.2.4	Onduleur PV avec quatre étages de conversion et un transformateur à point Milieu	124
IV.8.1.3	Onduleurs sans transformateur.....	124
IV.8.1.3.1	Onduleur avec inductance flottante (topologie de Karschny)	124
IV.8.1.3.2	Onduleur en pont avec convertisseur DC/DC Survolteur	125
IV.8.1.3.3	Onduleur en pont H5.....	126
IV.8.1.3.4	Onduleur HERIC.....	126
IV.8.1.3.5	Onduleurs en demi-pont avec convertisseur DC/DC Survolteur.....	127
IV.8.1.3.6	Onduleurs en demi pont avec convertisseur DC/DC Survolteur et circuit de type HERIC.....	128
IV.8.1.3.7	Onduleurs à demi-pont avec convertisseur DC/DC double Survolteur.....	128
IV.8.1.3.8	Onduleur à diodes clampées au neutre (NPC inverter).....	129
IV.8.1.3.9	Onduleur multi-chaînes avec plusieurs convertisseurs DC/DC survolteurs.....	130
IV.8.1.3.10	Onduleur avec le concept Maître-esclave.....	131
IV.8.1.3.11	Onduleur avec le concept d'équipe.....	132
IV.8.1.3.12	Topologie à base du convertisseur Cuk	133
IV.8.1.3.13	Topologie à base du convertisseur ZETA.....	134
IV.8.1.3.14	Topologie à base du convertisseur D2.....	134
IV.8.1.4	Topologies d'onduleurs modulaires.....	135
IV.8.2	Topologies des onduleurs triphasés.....	136
IV.8.2.1	Onduleur de tension (VSI) équipé de MOS avec convertisseur DC/DC survolteur.....	137
IV.8.2.2	Onduleur de courant (CSI).....	138
IV.8.2.3	Onduleur triphasé à trois fils équipé de transistors bipolaires (BJT) sans convertisseur survolteur.....	139
IV.8.2.4	Onduleur triphasé à quatre fils avec diviseur capacitif sans convertisseur DC/DC Survolteur.....	139
IV.8.2.5	Onduleur triphasé à quatre fils avec diviseur capacitif avec un seul convertisseur DC/DC survolteur	140
IV.8.2.6	Onduleur triphasé à quatre fils avec diviseur capacitif avec plusieurs convertisseurs DC/DC survolteur montés en parallèle.....	140

IV.8.2.7 Onduleur triphasé à quatre bras	142
IV.8.2.8 Onduleur triphasé multi-chaîne à quatre fils.....	142
IV.8.2.9 Onduleur triphasé parallèle.....	143
IV.8.2.10 Onduleur triphasé avec stabilisateur et transformateur.....	144
IV.8.2.11 Onduleur avec transformateur à prise médiane.....	145
IV.9 Comparaison avec les onduleurs monophasés.....	146
IV.10 Conclusion.....	147
IV.11 Références.....	148

Chapitre V

Simulation des Onduleurs Photovoltaïques Couplés au Réseau Électrique BTA

V.1 Introduction.....	151
V.2 Les différents réseaux électriques.....	152
V.3 Simulation d'un système (PV) couplé au réseau basse tension A (BTA).....	153
V.3.1 Simulation du système (PV) couplé au réseau BTA avec un onduleur monophasé en pont complet sans convertisseur DC/DC.....	153
V.3.2 Simulation du système (PV) non couplé au réseau BTA avec un onduleur triphasé sans convertisseur DC/DC.....	159
V.3.2.1 Schéma de simulation.....	159
V.3.2.2 Principe de la commande par hystérésis de l'onduleur	160
V.3.2.3 Résultats de simulation.....	161
V.3.2.4 Spectre de tension et du courant de sortie pour une phase.....	163
V.3.2.5 Effet de la charge sur le rendement de l'onduleur.....	165
V.3.3 Simulation du système (PV) couplé au réseau BTA avec un onduleur triphasé sans convertisseur DC/DC.....	166
V.3.3.1 Résultats de simulation pour une charge ($R=30\Omega$, $L=5mH$).....	166
V.3.3.2 Influence de la charge sur le comportement dynamique du système.....	168
V.3.3.3 Influence du rayonnement sur le comportement dynamique du système.....	170
V.4 Conclusion.....	172
V.5 Références.....	173

Chapitre VI

Simulation des Onduleurs Photovoltaïques Multi niveaux Couplés Au Réseau Électrique BTB et HT

VI.1 Introduction.....	174
VI.2 Onduleur NPC triphasé à trois niveaux commandé par la stratégie PWM multiple avec convertisseur DC/DC survolteur	175
VI.2.1 Modèle du GPV.....	176
VI.2.2 Modèle du convertisseur DC/DC survolteur et son contrôle.....	177
VI.2.2.1 Modèle du convertisseur DC/DC survolteur.....	177
VI.2.2.2 Contrôle MPPT du convertisseur DC/DC survolteur.....	179
VI.2.3 Modèle de l'onduleur NPC triphasé trois niveaux.....	179
VI.2.4 Commande PWM de l'onduleur NPC triphasé trois niveaux.....	179
VI.2.5 Simulation du système global raccordé au réseau BTB.....	180
VI.2.5.1 Résultats des simulations avec un rayonnement solaire Constant ($G=1000W/m^2$) avec réseau déconnecté.....	181

VI.2.5.1.1	Caractéristique du GPV.....	181
VI.2.5.1.2	Paramètres du convertisseur DC/DC survolteur.....	181
VI.2.5.1.3	Paramètres de l'onduleur.....	182
VI.2.5.2	Résultats des simulations avec un rayonnement solaire Constant ($G=1000W/m^2$) avec réseau connecté.....	183
VI.2.5.3	Rendement de l'onduleur avec un rayonnement solaire constant ($G=1000W/m^2$).....	185
VI.2.5.4	Résultats des simulations avec un rayonnement solaire variable avec réseau déconnecté.....	187
VI.2.5.5	Résultats des simulations avec un rayonnement solaire variable avec réseau connecté.....	190
VI.2.5.6	Rendement de l'onduleur pour un rayonnement variable.....	193
VI.2.5.7	Spectre de la tension et du courant avant et après le filtre pour la phase "a".....	193
VI.3	Onduleur NPC triphasé neuf niveaux commandé par la stratégie PWM multiple avec convertisseur DC/DC survolteur pour raccordement au réseau HT.....	195
VI.3.1	Commande complémentaire.....	198
VI.3.2	stratégie de commande PWM à 08 porteuses.....	199
VI.3.3	Modélisation du Système photovoltaïque raccordé au réseau HTA.....	200
VI.3.3.1	Modélisation de la source photovoltaïque.....	201
VI.3.3.2	Convertisseur DC / DC survolteur et son contrôle.....	202
VI.3.3.2.1	Représentation d'état du convertisseur DC/DC	202
VI.3.3.2.2	Le contrôleur MPPT.....	203
VI.3.3.3	Modèle de l'onduleur et son circuit commande.....	203
VI.3.4	Simulation du système global.....	204
VI.3.5	Résultats de simulation	205
VI.3.5.1	Caractéristique de la source (PV).....	205
VI.3.5.2	Paramètres du convertisseur DC/DC.....	206
VI.3.5.3	Paramètres de l'onduleur NPC triphasé à neuf niveaux.....	206
VI.3.5.4	Rendement de l'onduleur NPC triphasé à neuf niveaux.....	209
VI.3.5.5	Spectre de la tension et du courant avant et après le filtre pour la phase "a".....	210
VI.4	Conclusion.....	212
VI.5	Références.....	213
<hr/>		
	Conclusion générale.....	215
	Annexes.....	217

Remerciements

*Avant tout, je remercie **ALLAH**, le tout puissant, de m'avoir donné le courage, la patience et la volonté pour accomplir ce travail.*

*Je tiens à souligner l'estime que je porte à monsieur : **B. AZOUI** encadreur de la présente thèse pour sa patience, ses conseils, ses qualités et son soutien moral.*

*Mes remerciements les plus vifs vont au Professeur à l'Université de Batna, monsieur **R. ABDESSAMED** président du jury. Je veux lui témoigner ma reconnaissance pour le soutien moral qu'il m'a apporté et pour ses encouragements partout où il m'a rencontrée.*

Mes remerciements les plus vifs vont aussi à l'ensemble des membres du jury à savoir :

*Monsieur : **L. Bendaas** : Professeur à l'Université de Batna, monsieur : **Dj. Rahem.** : Professeur à l'Université d'O.E.B, monsieur : **A. Menacer**: Professeur à l'Université de Biskra et monsieur : **H. Benalla**: Professeur à l'Université de Constantine pour leur participation et leur évaluation du présent travail.*

*Je tiens à remercier monsieur **S. Belkacem** maître de conférences à l'université de Batna pour l'aide qu'il m'a apportée.*

Résumé

Une industrie majeure est en cours de constitution comme le montre l'intérêt croissant aux énergies renouvelables en particulier l'énergie solaire. C'est l'énergie la plus utilisée à cause de ses nombreuses qualités. Et comme l'Algérie comporte un gisement solaire exceptionnel grâce à sa grande superficie donc elle représente une source importante de l'énergie photovoltaïque.

L'onduleur est le cœur de tout système photovoltaïque. Cet appareil transforme le courant continu des panneaux solaires en courant alternatif. Il joue le rôle d'interface entre le champ photovoltaïque et le réseau électrique. Il doit répondre aux exigences de l'interconnexion au réseau électrique : d'une part la fréquence et d'autre part la valeur maximale de la tension.

On distingue trois types d'onduleurs : à savoir les onduleurs centraux, les onduleurs (mono-chaîne ou multi-chaîne) et les onduleurs modulaires. Pour chaque type, l'onduleur existe selon plusieurs topologies.

L'objectif de ce travail est la contribution à l'étude des onduleurs dans les systèmes photovoltaïques, la présentation de leurs différentes topologies, leurs types de contrôle et la manière dont ils sont interfacés au réseau électrique. Pour cela trois systèmes raccordés au réseau BTA, BTB et HTA ont été étudiés.

Mots clés : SPV, onduleur NPC, onduleur triphasé multi niveaux, MPPT, convertisseur DC/DC, réseau électrique BTA, BTB, HTA, PWM.

Abstract

A major industry is being set up as shown by the growing interest in renewable energy, in particular solar energy. It is the most used energy because of its many qualities. And as Algeria has an exceptional solar resource due to its large area solar radiation so it is an important source of photovoltaic.

The inverter is the heart of every photovoltaic system .This device converts the direct current from the solar panels into alternating current. It acts as an interface between the PV array and the electrical grid .It must meet the requirements for interconnection to the power grid :firstly the frequency, and on the other hand the maximum voltage value.

There are three types of inverters: namely central inverters, string inverters, multi string inverters and modular inverters. For each type, the inverter is based on several topologies.

The objective of this work is the contribution to the study of inverters in photovoltaic systems, presenting their different topologies, their control types and how they are interfaced to the grid. For this, three PV systems connected to the low voltage network "A", the low voltage network "B" and high voltage network "A" were studied.

Keywords: PV system, NPC inverter, three-phase multilevel inverter, MPPT, DC/DC converter, low voltage network "A", low voltage network "B", High voltage network "A", PWM.

المخلص

يجري حاليا إنشاء صناعة رئيسية، كما يتضح من الاهتمام المتزايد في مجال الطاقة المتجددة، وخاصة الطاقة الشمسية. و هي الطاقة الأكثر استخداما بسبب صفاتها المتعددة. الجزائر لديها موارد شمسية استثنائية ، وذلك بفضل مساحتها الشاسعة، وبالتالي فإنها تشكل مصدرا هاما للطاقة الشمسية المولدة من الخلايا الكهروضوئية (VP).

يعتبر المموج قلب كل نظام كهروضوئي، يقوم هذا الجهاز بتحويل التيار المباشر من الألواح الشمسية إلى تيار متناوب. إنها بمثابة واجهة بين نظام (VP) و الشبكة الكهربائية. فإنه يجب أن يستوفي متطلبات الربط لشبكة الكهرباء والمتمثلة أساسا في التردد وقيمة الجهد القصوى. هناك ثلاثة أنواع من المموجات وهي: المموجات المركزية، المموجات الأحادية السلسلة، المموجات المتعددة السلاسل و المموجات الوحديّة. في كل نوع، المموج يستند على عدة مخططات.

الهدف من هذا العمل هو المساهمة في دراسة المموجات في النظم الكهربائية الضوئية، العرض لطبولوجياته المختلفة، كيفية التحكم فيها وكيف يتم ربطها بالشبكة الكهربائية. لهذا ثلاثة أنظمة متصلة بالشبكة ذات الجهد المنخفض "أ"، بالشبكة ذات الجهد المنخفض "ب" ثم بالشبكة ذات الجهد العالي "أ" تمت دراستها.

الكلمات المفتاحية: نظام VP، المموج CPN، المموج ثلاثي الأطوار متعدد المستويات، متتبع نقطة الاستطاعة العظمى (MPPT)، محول DC/DC، الشبكة ذات الجهد المنخفض "أ"، الشبكة ذات الجهد المنخفض "ب" الشبكة ذات الجهد العالي "أ"، إستراتيجية التحكم PWM.

Abréviations

PV : photovoltaïque

GES : Gaz à Effet de Serre

AIE : Agence Internationale de l'Énergie.

OECD : Organization for Economic Co-operation and Development (Organisation de coopération et de développement économiques).

ppmv : parts per million volume (exemple : 15 ppmv = 15 parts of H₂S/1000000 total parts = 0.000015 volume fraction = 0.000015 molar fraction x 100% = 0.0015 mol%)

H₂S : hydrogène sulfuré

NOAA: National Oceanic and Atmospheric Administration

AFH2 : Agence Française de l'Hydrogène.

Les Bunkers: les chambres à gaz.

ONU : Organisation des Nations Unies.

CEA : Commissariat de l'énergie atomique

EnR : Énergie Renouvelable

DC : Direct Current (courant continu)

AC : Alternating Current (Courant Alternatif)

SPV : Système Photovoltaïque

GPV : Générateur Photovoltaïque

GCI : Grid Connected Inverter (onduleur connecté au réseau)

VSI : Voltage Source Inverter (onduleur de tension)

CSI : Current Source Inverter (onduleur de courant)

MIC : Module-Integrated-Converter (convertisseur intégré au module)

Boost : survolteur

TBT : Très Basse Tension

BTA : Basse Tension A

BTB : Basse Tension B

HTA : Haute Tension A

HTB : Haute Tension B

Introduction générale

L'énergie est un facteur essentiel du développement économique et social de notre société. La croissance spectaculaire de la population mondiale dans le courant du siècle dernier, le développement industriel et l'accélération de l'urbanisation se traduisent par une demande d'énergie en forte expansion. Notre planète comptera près de 8 milliards d'habitants en 2030, augmentation largement liée à la poussée démographique des pays émergents. On parle d'un triplement de la demande énergétique entre 1970 et 2030 [1]. Les gisements des ressources énergétiques traditionnelles d'origines principalement fossiles ne peuvent être exploités que pour quelques décennies, ce qui laisse présager d'une situation de pénurie énergétique au niveau mondial de façon imminente.

De nos jours, les hommes sont dépendants des énergies fossiles. Ces énergies non renouvelables ont malheureusement un impact très violent sur notre environnement. En effet, elles se sont révélées très polluantes donc dangereuses pour les hommes mais aussi pour notre écosystème tout entier. Nous remarquons les conséquences de cette pollution atmosphérique tout les jours à travers le réchauffement climatique, les hivers beaucoup plus froids et les étés beaucoup plus chauds, la fonte de la banquise et plus grave encore la disparition de certaines espèces animales. Le danger est encore plus présent depuis que les hommes sont dans l'incapacité de se substituer de ces combustibles. La recherche d'une source d'énergie de remplacement est d'autant plus importante car ces éléments fossiles sont amenés à disparaître et ne peuvent se renouveler avant des millions d'années [2].

Les énergies renouvelables sont donc une bonne alternative à cette diminution des ressources. Elles doivent être pour cela suffisamment productives pour pouvoir remplacer la consommation actuelle ainsi que la demande croissante d'énergie.

Elles sont inépuisables, propres et peuvent être utilisées de manière autogérée (puisqu'elles peuvent être utilisées dans le même lieu où elles sont produites). Elles présentent en outre l'avantage additionnel de se compléter entre elles. Par exemple, l'énergie solaire photovoltaïque fournit de l'électricité les jours dégagés (généralement avec peu de vent), tandis que dans les jours froids et venteux, avec des nuages, ce sont les aérogénérateurs qui prendront le relais et produiront la majorité de l'énergie électrique.

Les énergies renouvelables prennent une importante croissance dans la production mondiale d'électricité. Chaque année entre 2011 et 2017, la production d'électricité ajoutée par les énergies éolienne et photovoltaïque sera plus importante que celle ajoutée par les réacteurs nucléaires en construction [3].

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque. L'électricité produite est disponible sous forme d'électricité directe ou stockée en batteries (énergie électrique décentralisée) ou en électricité injectée dans le réseau. Les cellules (PV) ont des puissances unitaires assez faibles (de l'ordre de 1 W) et afin d'obtenir des puissances élevées, des cellules solaires identiques sont assemblées pour former un module solaire. La mise en série de plusieurs cellules solaires somme les tensions pour un même courant, tandis que la mise en parallèle somme les courants en conservant la tension. Les modules photovoltaïques sont raccordés mécaniquement et électriquement pour former une seule unité: le générateur photovoltaïque (GPV).

Donc, le GPV est le composant fondamental de toute installation photovoltaïque quelle soit autonome ou raccordée au réseau électrique.

Les applications domestiques ou industrielles étant généralement alimentées en courant alternatif, il est nécessaire de **convertir le courant continu** produit par le GPV, **en courant alternatif** avec les mêmes caractéristiques (tension, fréquence, phasage, ...) que le courant qui provient du réseau, cette transformation est réalisée grâce à un onduleur.

Étant monophasés ou triphasés, autonomes ou non autonomes, de tension ou de courant, à deux niveaux ou multi niveaux, les onduleurs sont basés sur une structure en pont ou en demi pont, constituée le plus souvent d'interrupteurs électroniques tels que les transistors de puissance ou thyristors. Par un jeu de commutations commandées de manière appropriée (généralement une modulation de largeur d'impulsion), on module la source afin d'obtenir un signal alternatif de fréquence désirée [4].

Actuellement, il existe principalement trois architectures d'onduleurs donnant de bonnes solutions techniques: l'onduleur central, les onduleurs strings et les onduleurs intégrés aux modules [5, 6].

La technologie des onduleurs de tension est la plus maîtrisée et est présentée dans la plupart des systèmes industriels, dans toutes les gammes de puissance (quelques Watts à plusieurs MW).

L'assemblage des composants électroniques (IGBT, MOSFET, GTO,...) de différentes manières permet d'aboutir à plusieurs topologies d'onduleurs.

L'objectif de cette présente thèse est la contribution à l'étude des différentes topologies d'onduleurs qui peuvent être rencontrées dans les systèmes photovoltaïques autonomes (ou raccordés aux réseaux électriques).

Elle est organisée en six (06) chapitres comme suit :

- Chapitre I : un constat sur la consommation de l'énergie dans le monde, des concepts de base sur les énergies renouvelables et en particulier l'énergie solaire sont présentés.
- Chapitre II : présente une étude sur la source photovoltaïque (qui est le rayonnement solaire), ses caractéristiques et les techniques de son utilisation et énumère les différents éléments qui composent une installation photovoltaïque.
- Chapitre III : développe et évalue les quatre modèles de la source PV tout en essayant de prendre le maximum de paramètres en considération.
- Chapitre IV : une classification des différentes topologies d'onduleurs pour systèmes photovoltaïques est illustrée
- Chapitre V : Simulation d'Onduleurs Photovoltaïques Couplés aux Réseaux Électriques BTA est développée dans le logiciel MATLAB/SIMULINK.
- Chapitre VI : Simulation d'Onduleurs Photovoltaïques multi niveaux Couplés aux Réseaux Électriques BTB et HT est développée dans le même logiciel.
- Une conclusion générale clôture et souligne une série d'orientations futures de développement, sur la base de l'état actuel de la recherche.

Références

- [1] Les clés pour comprendre : économie de l'énergie, les sources d'énergie, <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Economie-de-l-energie/La-demande-d-energie>, consulté le 19/07/2014.

- [2] SOS ENERGIE, La nanotechnologie au service du solaire, l'énergie du futur : introduction <http://www.http://sosenergie.unblog.fr/introduction/> , consulté le 19/07/2014.
- [3] « L'électricité éolienne dans le monde », <http://www.energeia.site.voila.fr/index2.html> (consulté le 15/08/2014).
- [4] Pierre Lefranc, « Étude, conception et réalisation de circuits de commande d'IGBT de forte puissance », Thèse de doctorat, INSA de Lyon, 2005.
- [5] M. Calais, J. Myrzik, T. Spooner, and V.G. Agelidis, «Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems- An overview », in Proc. IEEE PESC'02, vol. 2, pp. 1995–2000, 2002.
- [6] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre and A.V. Timbus, «Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems », IEEE Transaction on Industrial Electronics, Vol.53, No.5, October 2006.

I.1 Introduction

Pour remédier aux problèmes de l'épuisement progressif des combustibles fossiles (pétrole, gaz et charbon) et les émissions des gaz à effet de serre la production de l'énergie électrique par des moyens propres (non polluants) est devenue d'une nécessité primordiale [1]. Ces moyens sont connus sous le nom d'énergies renouvelables.

L'électricité renouvelable, aussi appelée électricité verte ou électricité propre, est produite uniquement à partir des sources d'énergie renouvelables: l'éolien, le solaire photovoltaïque, l'hélio thermodynamique, la géothermie, la biomasse solide et notamment le bois, le biogaz, l'hydraulique, les énergies marines et les déchets. La composante essentielle de toutes ces énergies est l'énergie solaire [2].

Cette dernière contribue à la satisfaction des besoins mondiaux qui ne cessent d'augmenter et surtout de réduire la pollution de l'environnement par les GES car elle est propre, sans bruit et non épuisable.

Le flux d'énergie solaire reçu annuellement sur la surface de la Terre représente environ 10000 fois la consommation d'énergie mondiale, et en fait l'une des ressources renouvelables les plus abondantes. Une partie de l'énergie peut être convertie directement en électricité par des capteurs : c'est l'énergie photovoltaïque (PV) [3].

La filière photovoltaïque est très liée aux filières de : physique générale, physique des semi-conducteurs, électronique de puissance, électrotechnique,....

On distingue deux types de centrales photovoltaïques à savoir les centrales autonomes et les centrales couplées aux réseaux électriques.

Dans ce chapitre, on va présenter un constat sur la consommation de l'énergie dans le monde, des concepts de base sur les énergies renouvelables et en particulier l'énergie solaire.

I.2 Ressources et consommation énergétiques mondiales

I.2.1 L'énergie ...c'est-à-dire ?

L'énergie caractérise la capacité à produire des actions, par exemple à engendrer du mouvement, modifier la température d'un corps ou à transformer la matière. L'énergie provient des différentes sources que l'on trouve dans la nature : le bois, le charbon, le pétrole, le gaz, le vent, le rayonnement solaire, les chutes d'eau, la chaleur interne de la terre et l'uranium. Elle peut prendre différentes formes : chaleur, énergie musculaire, énergie mécanique, chimique, énergie électrique par exemple. Ses formes multiples peuvent se transformer l'une en l'autre (Fig. (I.1)) [4].

I.2.2 L'histoire de l'énergie

Le besoin d'énergie dans le monde préindustriel était principalement fourni par l'homme ou l'animal. En dehors de ces moyens, l'énergie pouvait être obtenue de manière limitée, par la combustion du bois, pour le chauffage, la cuisson ou la fonte des métaux.

La découverte du charbon, si abondant dans la nature, et les avancées technologiques dans son utilisation sont à l'origine de la révolution industrielle. Grâce au combustible « charbon », les machines à vapeur, la mécanisation de la production, l'amélioration des transports, ont été rapidement introduits par la suite.

Les années entre les deux guerres mondiales ont vu la montée de l'exploration et de l'exploitation du pétrole. La prospérité et l'expansion postindustrielle de l'après guerre sont indéniablement

liées à l'usage du pétrole, ainsi qu'au développement de l'industrie automobile. Plus récemment, on a pu constater une nouvelle phase de la croissance économique grâce à l'usage de plus en plus grand du gaz naturel.

La découverte de la radioactivité naturelle en 1896 a ouvert la voie à la maîtrise de l'atome. L'énergie nucléaire de fission était née. Il s'agit de casser de très gros atomes d'uranium pour libérer de l'énergie.

Une grande proportion de l'électricité produite dans le monde provient du charbon et du gaz naturel, et ceci pour plus d'un siècle. L'électricité est la forme première de l'énergie, grâce à la facilité de son utilisation. La demande est en croissance permanente, due à l'usage de plus en plus grand des appareils électriques et électroniques par les consommateurs, par l'augmentation de l'activité industrielle associée, et par son élargissement en monde entier [I.5].

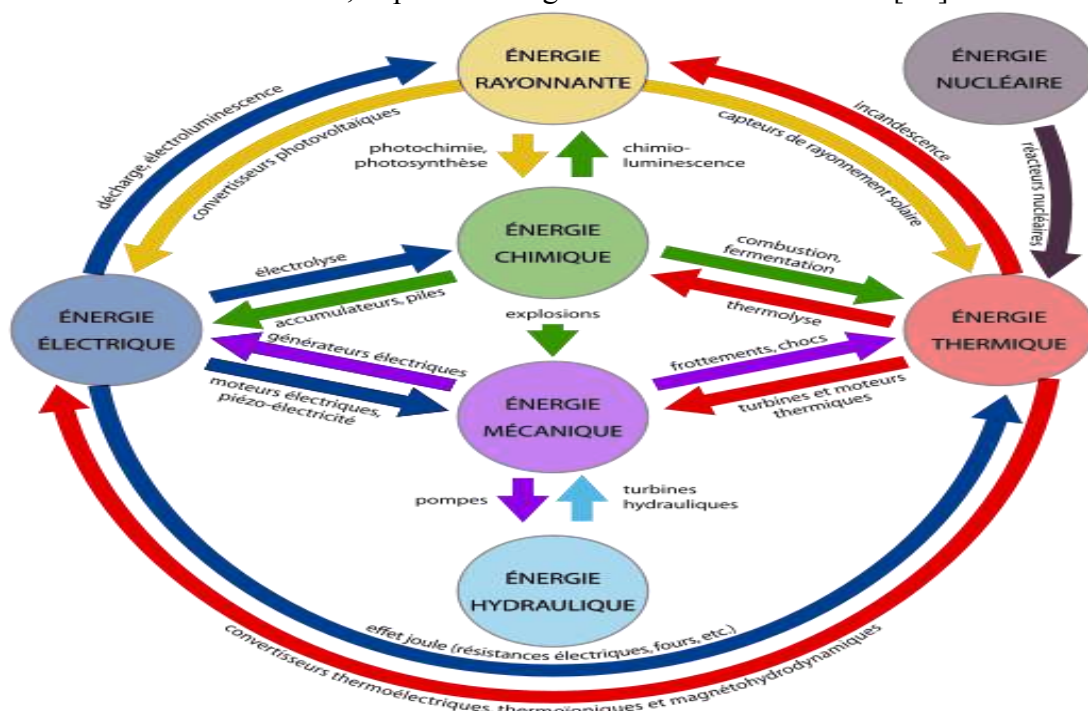


Fig. (I.1) Relations entre les différentes formes d'énergie [4]

I.2.3 Consommation énergétique mondiale

L'énergie est un enjeu vital au niveau mondial. Inégalement répartie et inégalement consommée, avec des réserves naturelles qui ne sont pas inépuisables, on peut s'interroger sur l'avenir de la demande énergétique au niveau mondial. Comment a évolué la consommation mondiale depuis vingt ans ? Quelles sont les tendances à l'horizon 2030 ? Quels facteurs expliquent ces changements ? Voici quelques éléments de réponse.

Aujourd'hui, plus que jamais, les besoins en énergie de l'humanité sont colossaux et en constante augmentation. Ainsi, La consommation d'énergie primaire a fait un bond de 49 % en vingt-cinq ans (1980-2005). Cette progression, un temps ralenti par les difficultés économiques des années 1990, reprend de plus belle depuis le début du siècle (+ 21 % entre 1980 et 1989, + 7 % entre 1989 et 1997, + 14 % entre 1997 et 2005). L'énergie primaire consommée chaque jour dans le monde provient en grande partie de matières premières que l'on extrait du sous-sol (pétrole, gaz, charbon, uranium).

Selon les statistiques (2007) de l'agence internationale de l'énergie (AIE), la consommation est représentée comme suit [6]:

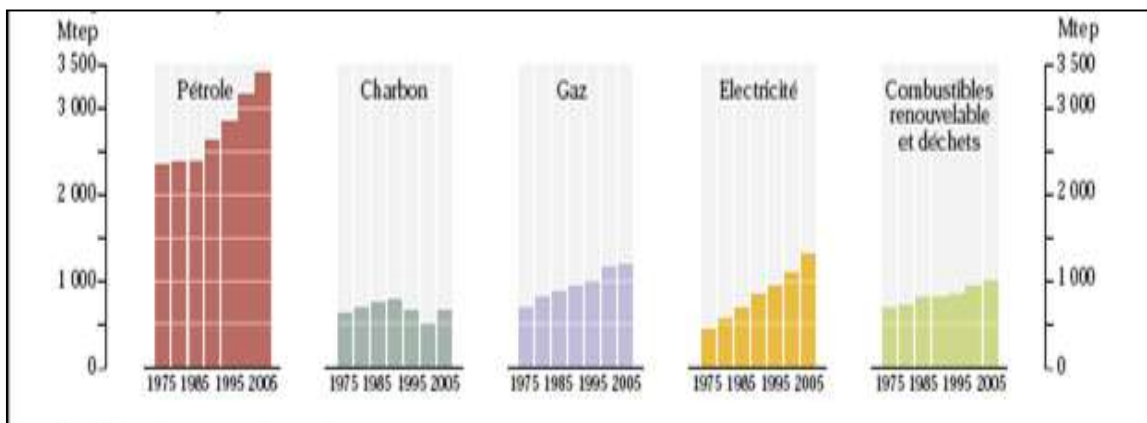


Fig. (I.2) Évolution de la consommation de l'énergie entre (1975 -2005) [6]

Où on remarque que le pétrole est toujours vedette.

La consommation mondiale d'énergie a atteint 11633 millions de tep en 2006. Soit : 3055 pour le solide, 3888 pour les produits pétroliers et le pétrole, 2420 pour le gaz naturel, 1056 pour l'électricité primaire et 1200 pour la biomasse.

En 2007, la consommation mondiale de l'énergie est représentée sur la figure suivante (Fig.(I.3)):

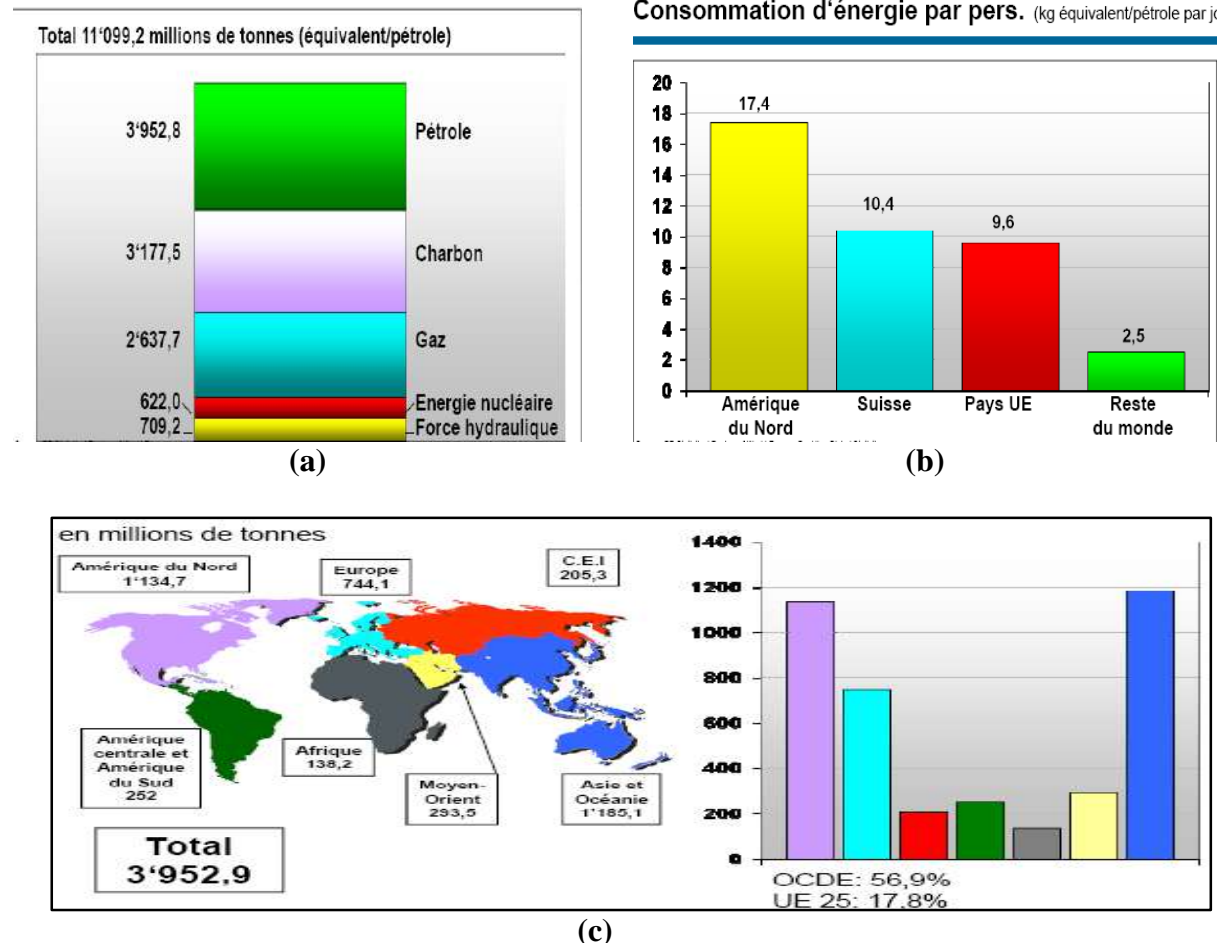


Fig. (I.3) Consommation mondiale d'énergie en 2007 [7]

(a) Consommation mondiale totale, (b): par personne(en kg équivalent/pétrole par jour),
(c) : Consommation mondiale par région 2007

Et selon l'agence internationale de l'énergie(AIE), (statistiques 2012)

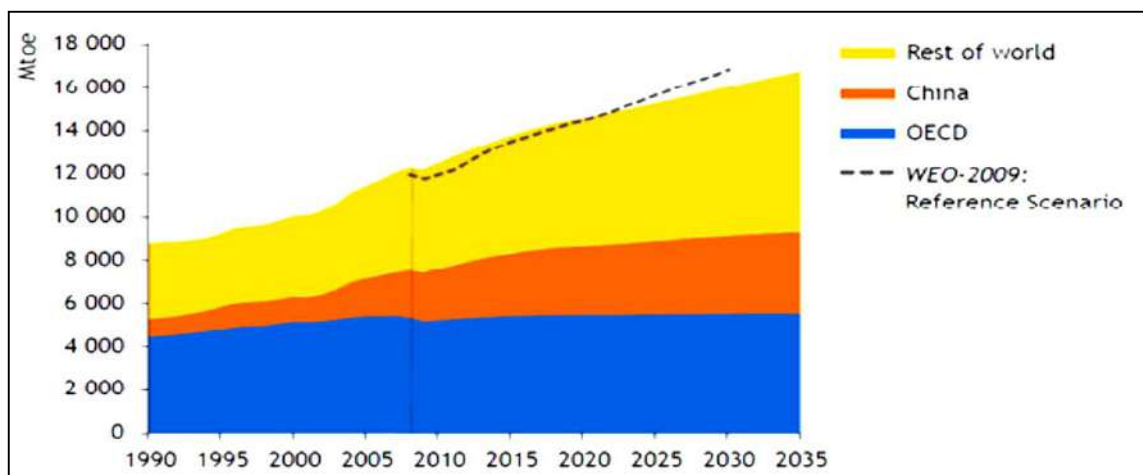
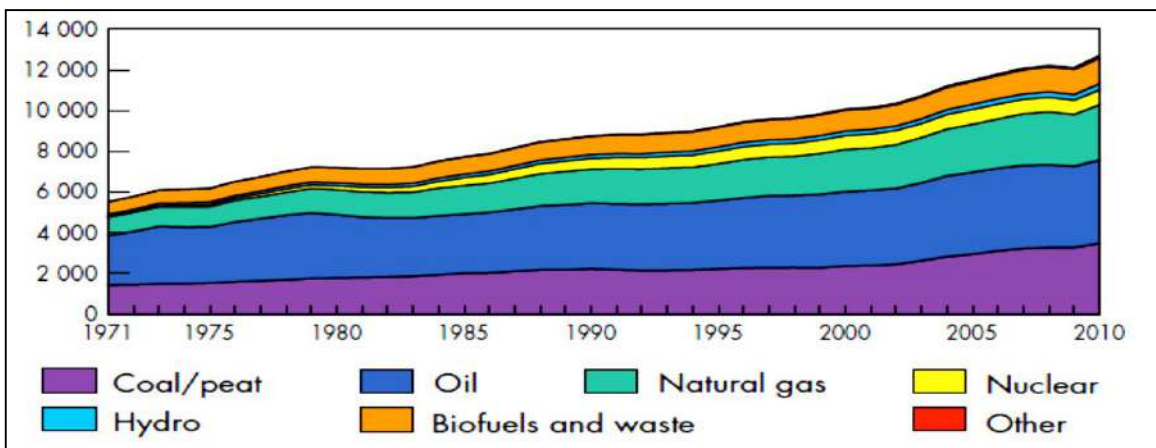


Fig. (I.4) Évolution de la consommation d'énergie primaire (en millions de tep) [10]
 (a) : Évolution par source,
 (b) : Évolution par zone géographique

Le graphique suivant représente la consommation d'énergie primaire et finale dans le monde selon la référence [8].

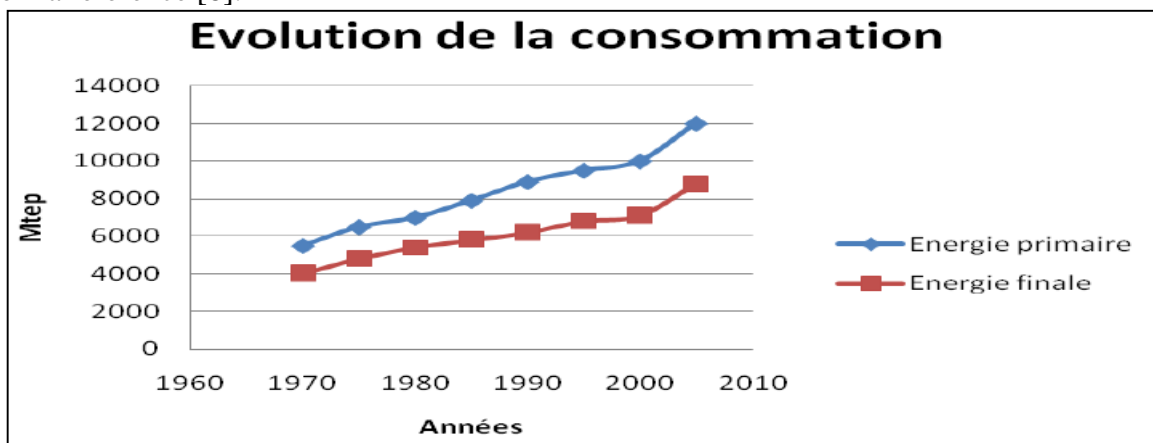


Fig. (I.5) Evolution de la consommation d'énergie primaire et finale dans le monde [8]

Et le graphique de la (Fig. (I.6)) (selon la même référence) donne les prévisions d'évolution de la consommation des différentes énergies entre 2010 et 2030.

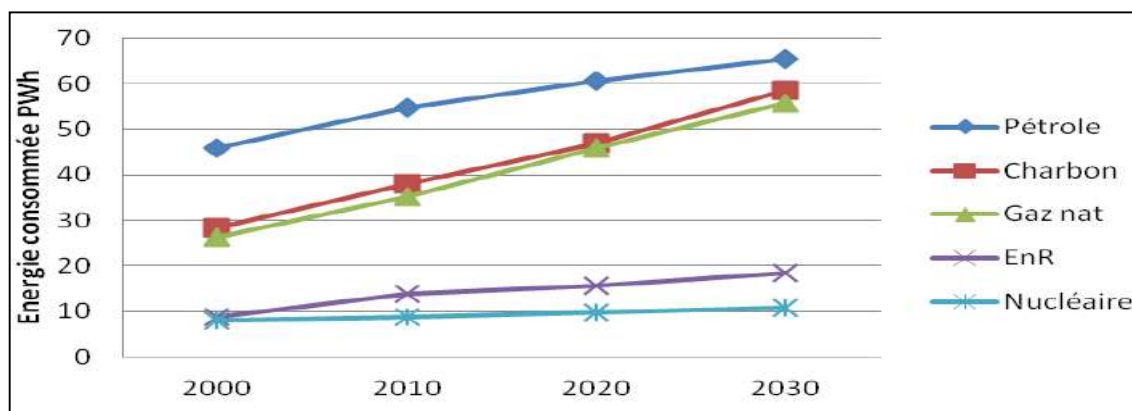


Fig. (I.6) Projection des consommations d'énergie par origine [8]

I.2.4 Impact sur l'environnement

I.2.4.1 Les combustibles fossiles

Le principal inconvénient de l'utilisation des énergies fossiles est qu'elles produisent du dioxyde de carbone (CO₂), Gaz à effet de serre, le CO₂ est en effet un des principaux éléments responsable des pollutions acides. A lui seul, le dioxyde de carbone a entraîné plus de 50% de l'augmentation de l'ensemble des gaz à effet de serre. Son impact environnemental s'inscrit dans le long terme, sa durée de vie dans l'atmosphère étant de plusieurs siècles.

Par ailleurs, le CO₂ n'est pas le seul gaz à effet de serre issu de la combustion des carburants d'origine fossile ; la combustion de l'air qui contient 78% d'azote produit inévitablement des oxydes d'azote, NO, NO₂ et N₂O globalement notés NO_x ; et les sulfures contenus dans le combustible vont donner des émissions de SO₂ ; ou d'autres oxydes, globalement notés SO_x. Ces gaz NO_x et SO_x sont à l'origine des pluies acides [5].

L'augmentation de la teneur en CO₂ constatée dans l'atmosphère est liée à l'activité humaine et en premier lieu à la production d'énergie utile. Voisine de 260 ppmv avant la période industrielle, la teneur en CO₂ a augmenté de façon nettement perceptible au cours du 20^{ème} siècle (Fig. (I.7)). Elle a atteint 388 ppmv en 2010 et continue sa croissance au rythme voisin de 2 ppmv chaque année (2,14 ppmv en 2007, d'après les scientifiques de la NOAA) [9].

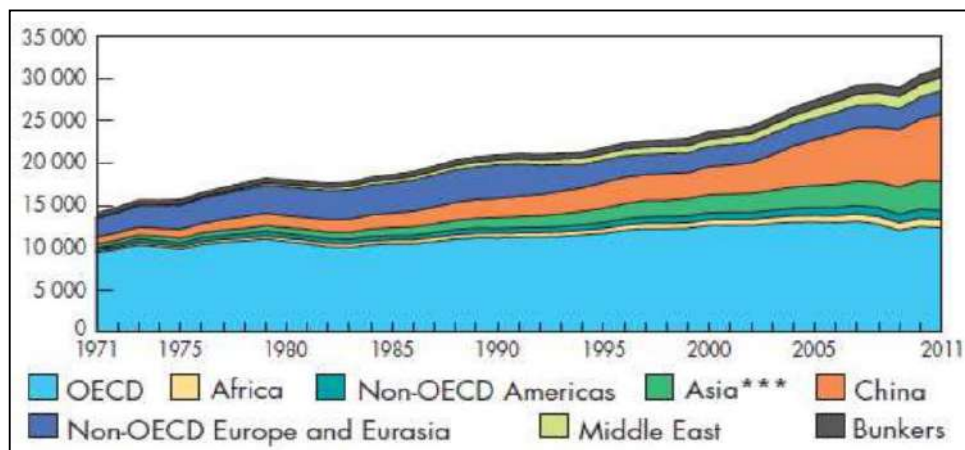


Fig. (I.7) Évolution des émissions de CO₂ par zone économique [10]

L'accroissement de « l'effet de serre » qui en résulte provoque une élévation de la température moyenne du globe qui va en s'accroissant. C'est ainsi qu'au cours du 20^{ème} siècle, la température moyenne de l'air à la surface du globe a augmenté d'environ 0,75°C. Mais la vitesse de réchauffement au cours des 50 dernières années (0,13°C par décennie) est le double de celle calculée pour l'ensemble du siècle et (11 années) parmi ces 12 dernières années figurent au palmarès des années les plus chaudes depuis 1850 [11]. Ce réchauffement induit des changements climatiques dont les effets à long terme pourraient être dramatiques pour la planète : augmentation de la température moyenne de plusieurs degrés au cours du 21^{ème} siècle, fonte des glaces polaires, élévation notable du niveau des mers, modification des courants marins, augmentation des précipitations, des tornades etc... .

Sous l'égide de l'ONU, le sommet de Rio en 1992 et le protocole de Kyoto en 1997 ont conduit à des accords internationaux visant à stabiliser les émissions globales à l'échéance 2008 – 2012 au niveau de celles de l'année 1990. Pour laisser une plus grande latitude aux pays en voie de développement, les pays industrialisés se sont engagés à réduire en moyenne leurs émissions de 5,2% et pour sa part, l'Union Européenne a pris l'engagement d'une réduction moyenne de 20% d'ici 2020, par rapport à 1990.

Cette première phase du protocole de Kyoto n'est qu'une modeste amorce des efforts à déployer pour plafonner à 450 ppmv la concentration du CO₂ atmosphérique et limiter à moins de 2°C le réchauffement de la planète au cours du 21^{ème} siècle.

Un consensus semble s'établir pour « l'après 2012 » sur un objectif de division par 2 des émissions mondiales de CO₂ à l'horizon 2050. La concrétisation de ceci demandera de longues discussions mais, même si la ratification et l'application de ces accords rencontrent des difficultés, ils auront un impact déterminant sur l'industrie de l'énergie. Ils impliqueront en particulier que la répartition actuelle des sources d'énergie primaire exploitées soit largement modifiée et que soit divisée par 2 la part des combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) [8, 9].

I.2.4.2 L'énergie nucléaire

Le principal inconvénient, pour l'environnement, de l'énergie nucléaire est la production de déchets radioactifs.

La quantité de déchets nucléaires est nettement moins importante que celle des autres types de déchets (moins de 1kg par habitant et par an, contre 800kg de déchets industriels et 2200kg de déchets ménagers par habitant et par an). Les déchets radioactifs, les émissions de rayons ionisants et la décontamination finale des réacteurs radioactifs sont rarement pris en compte, et doivent entrer dans la catégorie des coûts externes supplémentaires.

Mais il y a aussi des études concernant les dommages environnementaux causés par les mines d'uranium, mais ils montrent qu'ils sont similaires à ceux des mines de charbon.

L'accident nucléaire **Fukushima** au Japon survenu le 11 mars 2011 est un exemple majeur classé au niveau 7 (le plus élevé) de l'échelle internationale des événements nucléaires, ce qui le place au même degré de gravité que la catastrophe de **Tchernobyl** (1986), compte tenu du volume important des rejets [12].

I.2.5 Réserves des énergies dites épuisables (non renouvelables)

L'humanité a bâti une civilisation industrielle avancée et, pour la construire et la faire fonctionner, a successivement dompté les énergies offertes par la nature: le vent, les chutes d'eau, la combustion du bois et, plus récemment, des formes d'énergies plus difficilement accessibles comme : le charbon, le pétrole et le gaz naturel, la fission nucléaire. Beaucoup de ces énergies sont épuisables, c'est-à-dire qu'un jour il n'y en aura plus et pour qu'elles se reconstituent il faudrait des millions d'années. Alors la question qui se pose maintenant est :

Où en sommes –nous des réserves ?

Il est extrêmement difficile de déterminer précisément jusqu'à quand on pourra utiliser les combustibles fossiles. Selon la plupart des compagnies pétrolières et de gaz, de nouvelles ressources importantes de pétrole pourront être exploitées, ou restent à découvrir. On admet généralement que les réserves de pétrole en exploitation permettent de satisfaire la demande actuelle pour encore 30 ans. Pour le gaz, les dernières estimations indiquent une période plus grande que le pétrole, soit 60 ans [5].

Selon toujours les références [8, 9], la situation en ce qui concerne le pétrole, le gaz naturel et les minéraux solides (charbon, bitumineux et lignite) est résumée dans le tableau suivant:

	Réserves mondiales prouvées	R/P (au rythme actuel de la consommation) (années)
Pétrole (GTep)	235,8	52,9
Gaz naturel (trillions m ³)	187,3	55,7
Minéraux solides (millions t)	861	109

Tableau (I.1) Réserves d'énergies primaires fossiles (base 2012) [10]

Ces chiffres sont préoccupants, d'autant que pour le pétrole 2/3 des réserves sont situées au Moyen Orient et 80% dans les Pays de l'OPEP. Nous risquons dans quelques décennies, et en particulier pour le pétrole, d'être confrontés à des tensions sur les approvisionnements et à de fortes augmentations de prix.

Cependant il y a par ailleurs d'autres ressources à base de corps hydrogène-carbonés, comme les schistes bitumeux, des huiles lourdes du méthane provenant du charbon (grisou) dont le total en équivalent énergétique peut être estimé à 3 fois les ressources en pétrole et en gaz. Elles sont plus coûteuses à extraire mais deviendront exploitables si le prix des énergies fossiles traditionnelles

continue à croître, en particulier parce que les accès aux sources d'approvisionnement les plus faciles risquent de diminuer.

Heureusement, pour les économies dépendantes des énergies d'origine fossile, on considère que les réserves en charbon sont plusieurs fois grandes que celles du pétrole ou du gaz et pourraient servir durant plusieurs centaines d'années [5].

Une autre énergie épuisable c'est l'est l'énergie nucléaire dont la principale source est la fission de l'uranium 235, elle représente 6,5 % de l'énergie mondiale consommée.

Comme l'uranium est un gisement dans les réserves seront presque exploitables en l'an 2140, une autre source d'énergie nucléaire qui est selon la référence [13] trois fois plus abondante que l'uranium, c'est le thorium(Th) dont les réserves sont aux environs de 02 millions de tonnes dont l'Inde dispose en effet sur son territoire d'1/4 des réserves mondiales de ce métal convertible en uranium 233, matière fissile introuvable à l'état naturel. Le thorium possède également l'avantage de produire moins de déchets que l'uranium. Actuellement, l'Inde teste un mini-réacteur à thorium d'une puissance de 30 MW. Elle lance en ce moment un programme de réalisation d'un prototype de centrale, qui pourrait ouvrir la voie à une exploitation commerciale dès 2020[13].

En Algérie :

À l'échelle mondiale, les capacités gazières algériennes sont très significatives. Le pays possède entre 1,3% soit 2000 Mds m³ [14] et 2,4% soit environ 4 500 Mds de m³ des réserves mondiales de gaz, et a produit en 2012, 73,4 Mds m³ de gaz naturel commercialisable soit 2,4% de la production mondiale, ce qui place l'Algérie au 9^{ème} rang des pays producteurs de gaz, certes loin donc derrière les « géants » (Etats-Unis, Russie, Iran), mais juste après les « grands » (Norvège, Qatar, Chine) et elle en est le premier (producteur) en Afrique [15].

Le poids de l'Algérie dans la production pétrolière mondiale est plus limité. Avec une production de 73 M TEP en 2012 soit 1,8% de la production mondiale, l'Algérie se classe au 17^{ème} rang mondial, loin derrière les «géants» (Russie, Arabie Saoudite, Etats-Unis) ou les «grands» (Iran, Chine, Canada, Mexique), et au 3^{ème} rang en Afrique après le Nigéria et l'Angola malgré le triplement de sa production en 50 ans.

La production d'hydrocarbures connaît une diversification croissante. L'exploitation du pétrole en Algérie, qui représentait 95,5% de la production d'hydrocarbures en 1970 a été progressivement supplantée par le gaz au milieu des années 90 pour ne représenter que 50% de la production en 2012 [14]. En outre, les produits raffinés à forte valeur ajoutée, soit les produits pétroliers dérivés du pétrole brut, les condensats et le Gaz de pétrole Liquéfié (GPL)) enregistrent un essor rapide. Leur production a augmenté de 32,5% entre 2000 et 2010 en passant de 430 000 b/j à 570 000 b/j [16].

Au-delà des sites historiques d'Hassi Messouad et Hassi R'Mel, qui représentent respectivement 70% des réserves pétrolières et 50% des réserves de gaz et continuent d'assurer environ 28% et 60%5 de la production algérienne d'hydrocarbures en 2012 [14], d'autres gisements, notamment ceux de Berkine (14% des réserves de gaz et 8% des réserves de pétrole) et d'Illizi (14% des réserves de gaz et de pétrole) ont été développés depuis, tandis que d'autres (Regane, Ahnet/Timimoun, etc.) sont actuellement en phase de développement.

Les réserves d'hydrocarbures non conventionnels (**gaz de schiste**) sont estimées pour leur part 700 trillions de m³ ce qui correspond à quatre fois le niveau de ses réserves gazières actuelles et les troisièmes réserves plus importantes au monde.

I.3 Production de l'électricité

La Fig. (I.8) montre les moyens pouvant être utilisés pour convertir les divers types d'énergie en électricité. Aujourd'hui, le chemin universellement utilisé pour aller jusqu'au générateur électrique est indiqué sur la (Fig. (I.8)) par la ligne en trait épais qui part de la combustion d'un carburant chimique pour obtenir de l'énergie thermique, puis mécanique et enfin de l'énergie électrique.

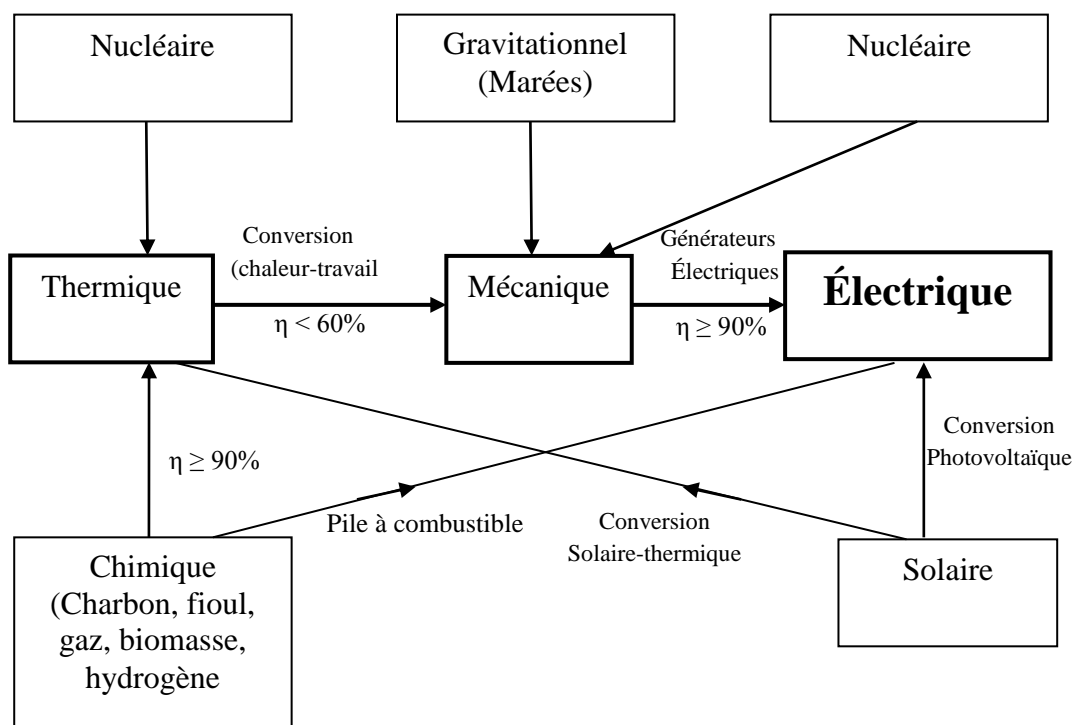


Fig. (I.8) Conversion en électricité selon diverses formes d'énergie primaire

D'après la figure, on peut donc conclure que lorsque le charbon, le pétrole ou le gaz sont utilisés, seulement 35 à 50% de l'énergie primaire est convertie véritablement, le reste étant perdu dans l'environnement sous forme de chaleur.

Un moyen de contourner la limite du rendement de Carnot ($<60\%$) est de récupérer cette chaleur perdue. C'est le principe des centrales de cogénération (CHP pour *Combined Heat and Power*) que l'on utilise partout ailleurs. Dans ce procédé, l'énergie thermique de la centrale – non convertie en énergie mécanique – est récupérée et distribuée localement dans les circuits de vapeur ou d'eau chaude pour l'industrie ou pour le chauffage urbain. Ceci nécessite une infrastructure appropriée, et n'est viable que si la centrale a en quelque sorte une clientèle réservée pour le chauffage.

Un parcours de conversion chimique – électrique est réalisé grâce aux piles à combustible qui deviennent viables commercialement.

Enfin le parcours qui nous intéresse, dans ce présent travail, est le parcours direct du solaire vers l'électricité qui est obtenu grâce à la technologie photovoltaïque, cette dernière paraît plus prometteuse [5].

I.4 Énergies renouvelables

I.4.1 Généralités

Une énergie est dite renouvelable quand, sur une centaine d'années, on n'en consomme pas plus que la nature n'en produit. Le caractère renouvelable ou non d'une source d'énergie dépend de la rapidité avec laquelle elle est utilisée.

La Fig. (I.9) fournit une vue d'ensemble des principales ressources énergétiques sur terre qui peuvent être exploitées pour créer de manière viable de l'électricité. La source principale des énergies renouvelables facilement accessible est le soleil.

En moyenne, le taux de rayonnement solaire intercepté par la surface de la terre est environ 8000 fois plus grand que la consommation d'énergie primaire.

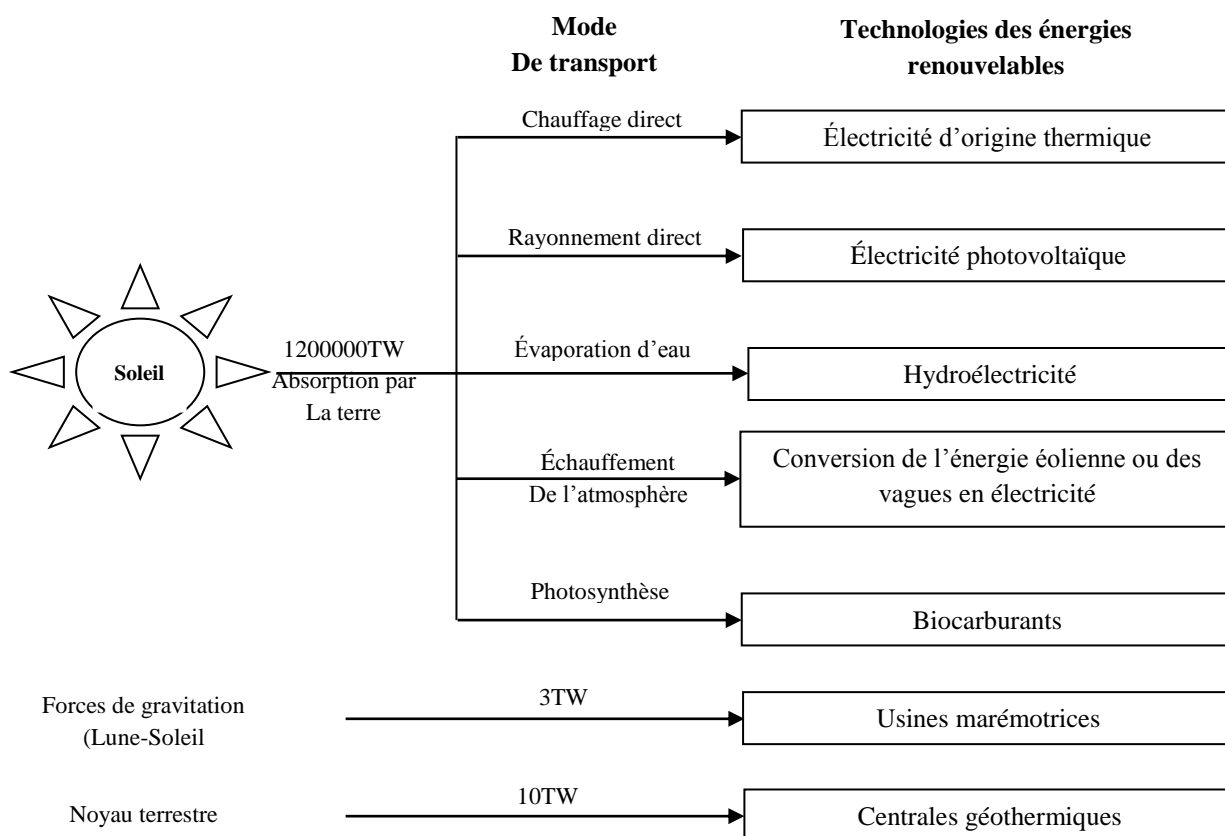


Fig. (I.9) Les parcours de conversion pour les énergies renouvelables [17]

La figure (I.9) montre que le flux d'énergie peut être obtenu directement en utilisant une technologie thermique ou photovoltaïque, ou indirectement, grâce au vent, aux vagues, aux barrages sur rivière et aux biocarburants. Deux autres sources d'énergie sont souvent considérées comme renouvelables si on considère leur nature et leur visibilité :

- L'énergie des marées, provenant de l'attraction lunaire et solaire sur les océans, qui peut être exploitée grâce à une usine marémotrice ou une technologie adaptée aux courants marins.

- b) L'énergie géothermique provenant du centre de la terre, accessible à certains endroits grâce à des sources d'eau chaude, des geysers ou des trous de forage. La puissance moyenne que l'on peut ainsi obtenir est une petite fraction de ce que fournit le soleil.

La plupart des énergies renouvelables sont facilement converties en électricité. Mais les énergies solaire, géothermique ou provenant de la biomasse peuvent aussi servir à fournir de la chaleur. Elles peuvent assurer tous les services prévus par les sources conventionnelles ; le chauffage, la réfrigération, l'électricité et le transport. Cependant, pour satisfaire de plus en plus les consommateurs, les énergies renouvelables seront surtout utilisées sous forme électrique.

Ce type d'énergie est actuellement en pleine croissance. Les éoliennes et les panneaux solaires photovoltaïques sont les éléments moteurs de cette croissance, dans les grandes sociétés internationales comme GE (General Electric) ou Siemens qui sont entrés dans le marché de l'éolien et BP, Shell et les Japonais Sharp et Sanyo dans celui du photovoltaïque. En Chine, cinq des plus grandes compagnies électriques et d'équipement de générateurs ont récemment commencé à développer la technologie des aérogénérateurs.

C'est dans le domaine des centrales solaires photovoltaïques reliées au réseau que la croissance est la plus grande avec un taux de 40% par an [5].

Selon le rapport mondial 2012 sur les énergies renouvelables réalisé par REN21, dans le secteur de l'électricité, la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique mondiale finale en 2010 est illustrée par la Fig. (I.10) :

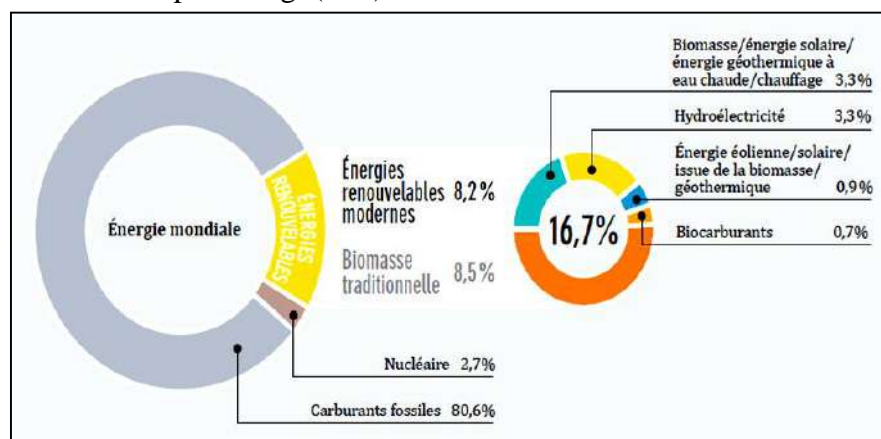


Fig. (I.10) Part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique mondiale finale en 2010

I.4.2 Production d'énergie électrique par sources renouvelables

I.4.2.1 La production d'électricité, un facteur de développement.

L'électricité est un facteur essentiel au développement économique dans tous les pays du monde. Son importance s'accroît avec les progrès techniques, l'industrialisation et le besoin de confort. L'augmentation de sa production est le synonyme d'amélioration de la qualité de vie et de création de richesse. La production d'électricité, amenée au nombre d'habitants, est donc un bon indicateur permettant de mesurer les écarts de développement entre les différentes régions du monde. Comme on le constate sur la Fig. (I.11), l'Amérique du nord est comme toujours la région où l'on produit le plus d'électricité par habitant (14392kWh/hab.). C'est plus de deux fois qu'en

Europe de l'ouest (6657kWh/hab.), plus de trois fois qu'en Europe centrale (4458kWh/hab.), encore cinq fois qu'en Asie de l'Est et du sud-est (3277kWh/hab.), neuf fois qu'en Afrique du nord (1670kWh/hab.) et trente fois plus qu'en Afrique subsaharienne (475kWh/hab.) [18].



Fig. (I.11) Production d'électricité par habitant en 2011 dans les régions du monde (kWh/hab.) [18]

I.4.2.2 Part de la production d'électricité renouvelable dans le monde

La production d'électricité renouvelable (incluant la production de pompage-turbinage) a atteint 4447,5 TWh en 2011 dans le monde (soit 20,2%). Les combustibles fossiles demeurent le socle de la production d'électricité mondiale avec plus des deux tiers du total (67,7% en 2011) et un peu plus d'un électron sur dix (11,7%) est d'origine nucléaire. Les 0,2% restant sont apportés par la combustion des déchets qualifiés de non renouvelable.

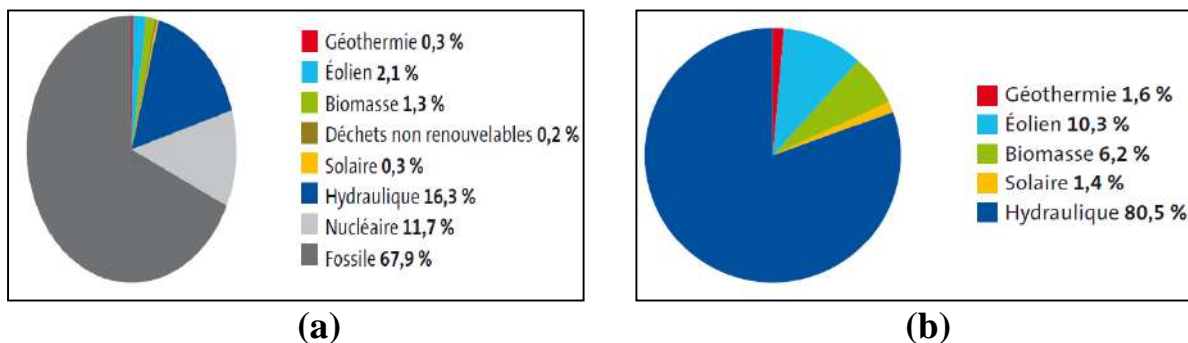
L'électricité renouvelable provient des six sources distinctes : l'hydroélectricité (incluant les centrales pompage-turbinage) est la principale d'entre elles avec une contribution de 80,5%, l'énergie éolienne, qui depuis 2009 est devenue la deuxième source d'énergie renouvelable, représente 10,3% du total renouvelable. Elle devance aujourd'hui la filière biomasse, qui rassemble la biomasse solide, la biomasse liquide, le biogaz et les déchets ménagers renouvelables (6,2%). Suivent la géothermie (1,6%) et le solaire (1,4%) qui rassemblent les centrales photovoltaïques et les centrales solaires thermiques, finalement les énergies marines (0,01%) [15].

Le tableau (I.2) présente la structure de la production d'électricité d'origine renouvelable en 2011 [18]:

Source	TWh en 2011	% en 2011
Hydraulique	3597,5	80,5
Éolien	459,9	10,3
Biomasse	276,0	6,2
Géothermie	69,9	1,6
Solaire	61,6	1,4
Énergies marines	0,555	0,01
Total	4447,5	100

Tableau (I.2) Structure de la production d'électricité renouvelable en 2011 [18]

La Fig. (I.12) illustre la structure de la production d'électricité totale et d'origine renouvelable.



(a) Fig. (I.12) Structure de la production d'électricité [18]
 (a) : d'origine globale
 (b) : d'origine renouvelable

I.4.2.3 Croissance des filières renouvelables cinq (05) fois plus rapide que celle de l'hydraulique

Sur la période 2001-2011, la croissance de la production des filières renouvelables hors hydraulique a été près de cinq fois plus rapide que celle de l'hydraulique, soit une moyenne annuelle de 14,4% contre 3,1% pour l'hydraulique.

Résultat, la part des filières renouvelables sans hydraulique a pris 2,5 points dans la production mondiale d'électricité, passant de 1,5% du total en 2004 à 4% du total en 2011. À l'inverse, la part de l'hydroélectricité a perdu 0,7 point dans le total mondial (de 17% en 2001 à 16,3% en 2011) [19].

Une analyse détaillée filière par filière permet de montrer que c'est la production d'électricité solaire qui affiche le plus fort taux de croissance annuel moyen sur la période (+45,8%). Cette croissance est largement inférieure à celle enregistrée entre 2010 et 2011 (+84%) [voir Fig. (I.13)].

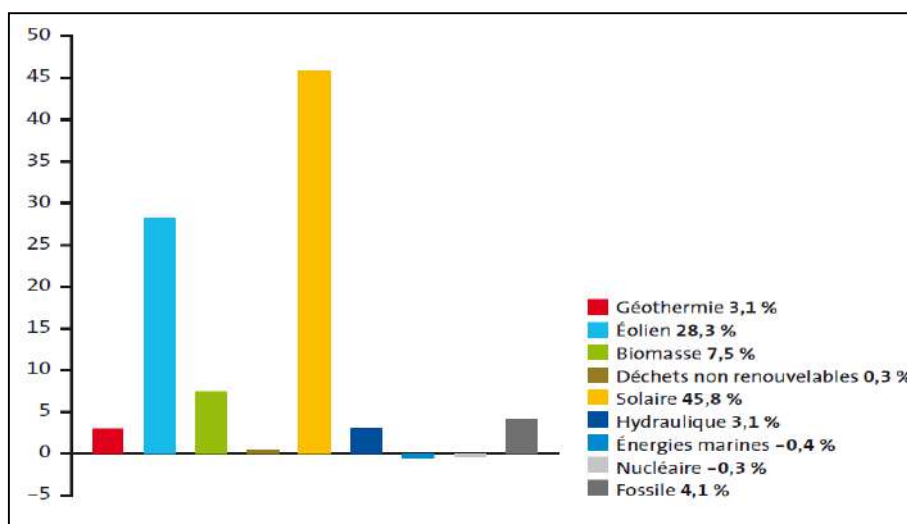


Fig. (I.13) Taux de croissance annuel moyen 2001-2011 [19]

Sur la même période, la croissance de la filière éolienne est également importante (+28,3%) en moyenne par an. Le rythme de croissance entre 2010 et 2011 est resté élevé (+30,9%), signe de la mondialisation de la filière.

La croissance de la filière biomasse est plus modérée (+7,5%), mais reste plus de deux fois supérieure à celle de la production d'électricité totale. Cette croissance est un peu moins active entre 2010 et 2011 (+2,2%) dans un contexte de forte croissance de la production

Parmi les sous-filières d'électricité biomasse, la biomasse solide (68,5% de l'électricité biomasse en 2011) a augmenté de 6,7% par an en moyenne. La croissance de l'électricité biogaz a été beaucoup plus importante (+12,7% par an en moyenne) en raison du développement de la méthanisation comme moyen de traitement des déchets, mais également de la méthanisation de cultures énergétiques.

I.4.3 Potentiel de l'énergie solaire

L'énergie solaire est inépuisable, disponible partout dans le monde et ne produit ni déchet, ni gaz à effet de serre. C'est la raison pour laquelle le parc photovoltaïque se développe considérablement dans le monde depuis une dizaine d'années. Fin 2011, la capacité totale installée était évaluée à près de 67 400 MW, contre 1 500 MW en 2000. Le rythme d'installation de nouvelles capacités de production, en constante augmentation, a désormais dépassé les 27 000 MW par an. Les premières centrales solaires de grande capacité (plusieurs dizaines, voire centaines de MW) ont vu le jour et leur nombre se multiplie. En termes économiques, le marché mondial de l'industrie solaire photovoltaïque a représenté environ 90 milliards de dollars en 2011[20].

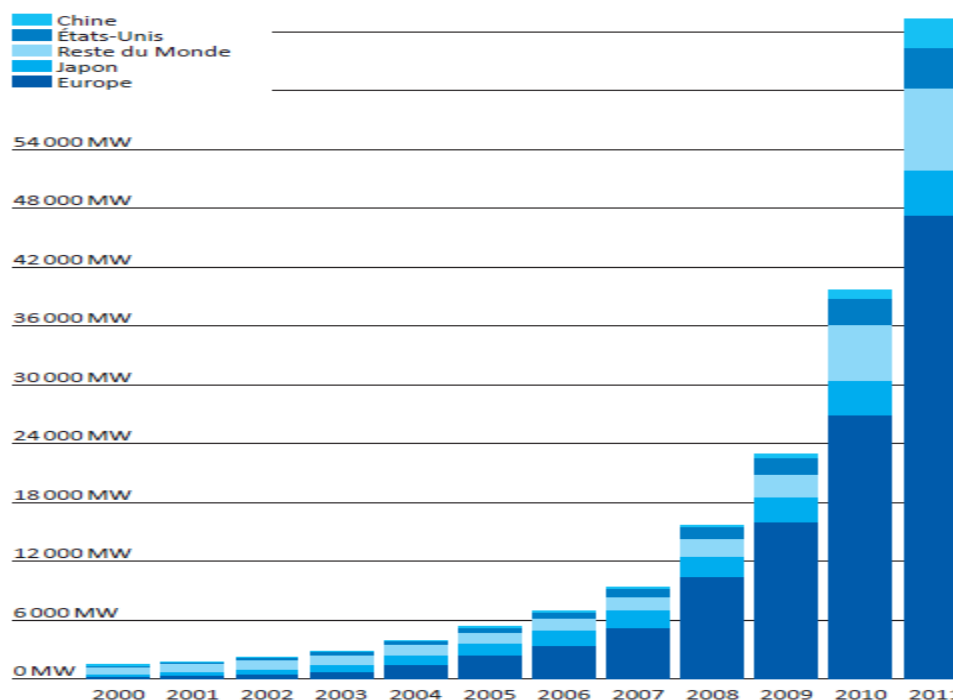


Fig. (I.14) Développement de la capacité photovoltaïque mondiale (MW) [20]

EPIA (European Photovoltaic Industry Association), ou l'association européenne du photovoltaïque, prévoit que le parc installé pourrait atteindre environ 1 800 000 MW en 2030, pour une production représentant 14 % de la consommation mondiale d'électricité. À cette échéance, le solaire photovoltaïque permettra de fournir de l'électricité à plus de 4,5 milliards d'individus, dont 3,2 milliards dans les pays en développement où le photovoltaïque constitue un mode économique de production d'électricité dans les zones éloignées des réseaux.

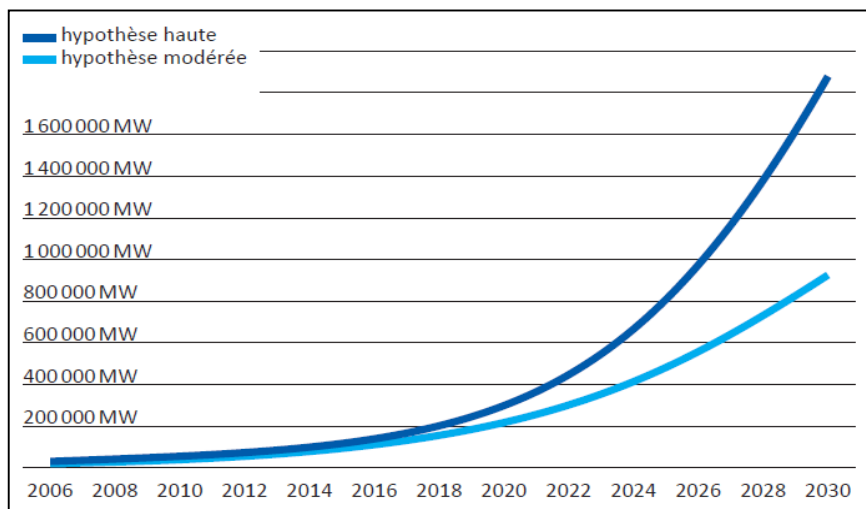


Fig. (I.15) Capacité photovoltaïque globale cumulée à l’horizon 2030 [20]

La répartition géographique de la capacité photovoltaïque cumulée est illustrée sur la Fig. (I.16) comme suit :

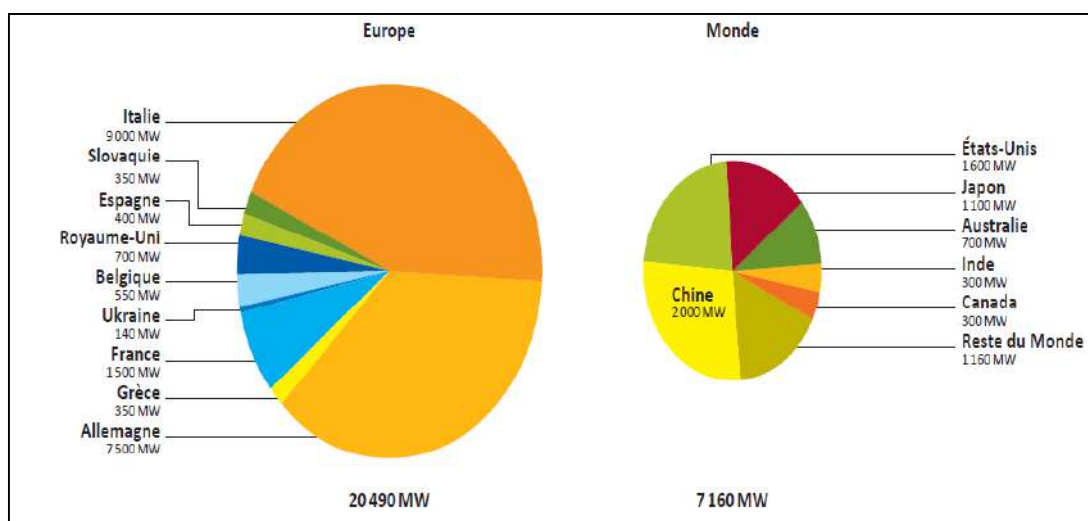


Fig. (I.16) Marché photovoltaïque mondial et européen 2010 (MW) [20]

I.4.3.1 Exemples de l’évolution mondiale du solaire photovoltaïque

a) L’Allemagne

L’Allemagne a été le précurseur dans l’instauration d’un mécanisme de tarif d’achat pour soutenir le développement de la filière. Avec 24 700 MW de puissance cumulée installée fin 2011, ce pays est le premier producteur mondial d’électricité photovoltaïque. Pour la seule année 2011, elle a installé environ 7 500 MWc, soit 27 % du marché mondial. Depuis janvier 2010, la croissance du photovoltaïque en Allemagne est encadrée par un système de tarifs indexés sur les volumes de projets réalisés, avec un objectif fixé par les pouvoirs publics à 51 000 MW à l’horizon 2020 [20].

b) L'Italie

En Italie, le tarif d'achat est fonction de la taille de l'installation et du degré d'intégration des procédés photovoltaïques. Le marché italien a récemment franchi un seuil significatif, passant de 2 500 MWc en 2010 à 9 000 MWc en 2011. Le parc cumulé est évalué à 12 500 MWc, ce qui fait de l'Italie le deuxième pays au monde en termes de capacités totales installées [20].

c) Le Japon

Le Japon a été le premier pays à développer fortement l'usage du photovoltaïque : les premières subventions pour l'installation de panneaux solaires photovoltaïques datent de 1994. Fin 2011, le parc japonais atteignait 4 700 MWc. 1 100 MWc ont été raccordés au réseau durant cette seule année [20].

d) Les Etats-Unis

Le marché des États-Unis est en plein essor. Le cabinet de consulting **GTM Research** et l'association américaine des industries solaires (SEIA) ont estimé le marché 2012 à 3313MWc (dont 1033MWc pour le seul état de Californie), ce qui constitue un nouveau record d'installation pour ce pays. La puissance photovoltaïque cumulée y est désormais de 7221MWc.

Selon, toujours, **GTM Research**, le marché a été très actif en 2012, avec une valeur de marché des installations solaires de l'ordre de 11,5 milliards de dollars en 2012. Pour 2013, le rapport prévoit un marché d'au moins 4300MWc (+29% par rapport à 2012) et met en avant la diminution des coûts et la mise en place de nouveaux circuits de financement.

e) La Chine

La Chine deviendra très certainement le premier marché mondial dès 2012. Le gouvernement chinois a annoncé qu'il espérait atteindre un volume d'installation de l'ordre de 10GWc en 2013 (soit plus du double qu'en 2012). Depuis deux ans, le pays a constamment revu ses objectifs à la hausse (40GWc d'ici 2015).

I.4.3.2 Les énergies renouvelables, une priorité en Algérie

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable.

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois.

Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22 000 MW entre 2011 et 2030 dont 12 000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10 000 MW à l'exportation [21]. Comparativement, les potentiels en éolien, en biomasse, en géothermie et en hydroélectricité sont beaucoup moins importants.

Les projets EnR de production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en trois phases :

- a) Phase 2011-2013 : pour tester les différentes filières d'énergies renouvelables
- b) Phase 2014-2015 : déploiement du programme électricité renouvelable et la construction des équipements.

c) Phase 2016-2020 : déploiement à grande échelle.

De même, la production d'électricité devrait se situer entre 75 à 80 TWh en 2020 et entre 130 à 150 TWh en 2030. L'intégration massive du renouvelable dans le mix énergétique constitue en ce sens un enjeu majeur en vue de préserver les ressources fossiles, de diversifier les filières de production de l'électricité et de contribuer au développement durable.

Donc, L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile.

Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité.

Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030.

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'énergie renouvelable. Le taux de pénétration des EnR dans la production nationale en TWh est illustrée sur la Fig. (I.17).

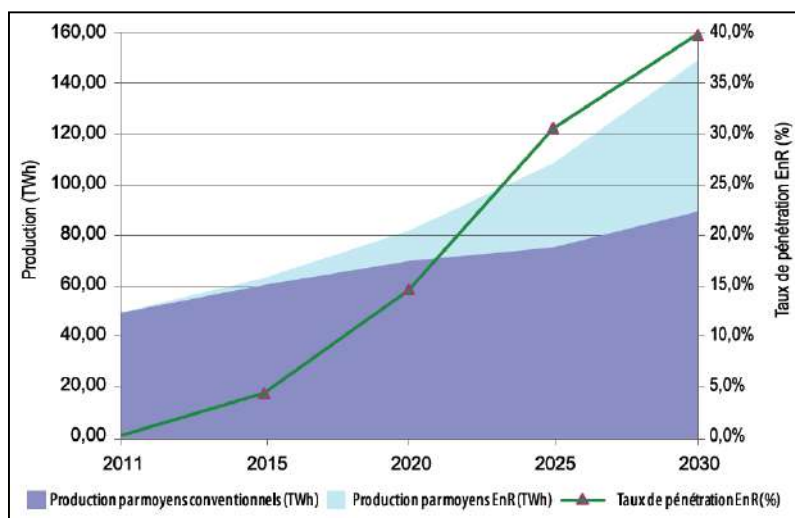


Fig. (I.17) Pénétration des Énergies renouvelables dans la production nationale en TWh [21]

Le programme des EnR est défini ainsi pour les différentes phases (voir Fig. (I.18)) :

- **Première étape, entre 2011 et 2013**

Comme exemples de projets pilotes, on cite la station photovoltaïque de 1MwC à Oued N'chou, 10km au nord de la commune de Ghardaïa, réalisée sur une superficie de 10 hectares, pour un coût global de près de 900 millions de DA, cette mini-centrale est composée de 6000 modules photovoltaïques de différentes technologies et la station de 10 MW à Adrar, composée de 12 éoliennes [22].

- **Seconde étape, 2014 et 2015**

Une puissance totale de près de 650 MW serait installée;

- **d'ici 2020**, il est attendu l'installation d'une puissance totale d'environ 2 600 MW pour le marché national et une possibilité d'exportation de l'ordre de 2 000 MW;
- **d'ici 2030**, il est prévu l'installation d'une puissance de près de 12 000 MW pour le marché national ainsi qu'une possibilité d'exportation allant jusqu'à 10 000 MW.

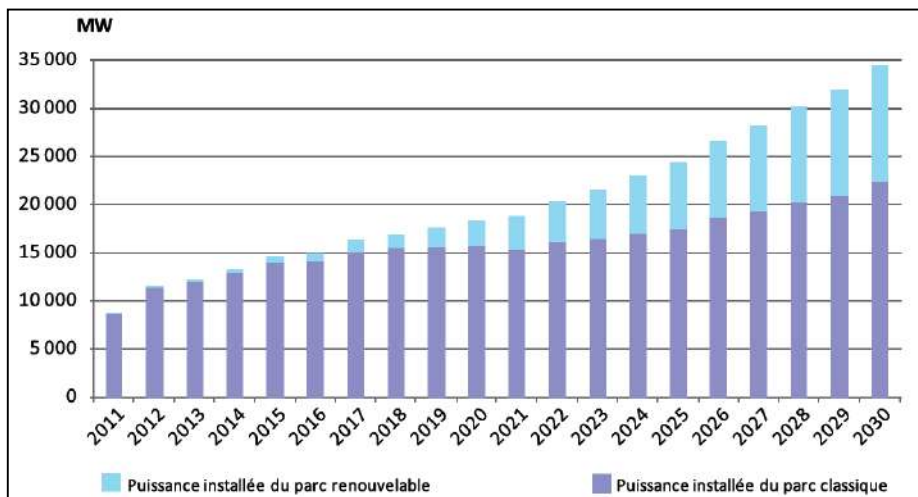


Fig. (I.18) Structure du parc de la production nationale en MW [22]

I.4.3.3 Le solaire en Algérie

Par sa situation privilégiée, l'Algérie dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen. La durée moyenne d'ensoleillement du territoire algérien dépasse les 2000 heures annuelles, pour atteindre près de 3500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara [20].

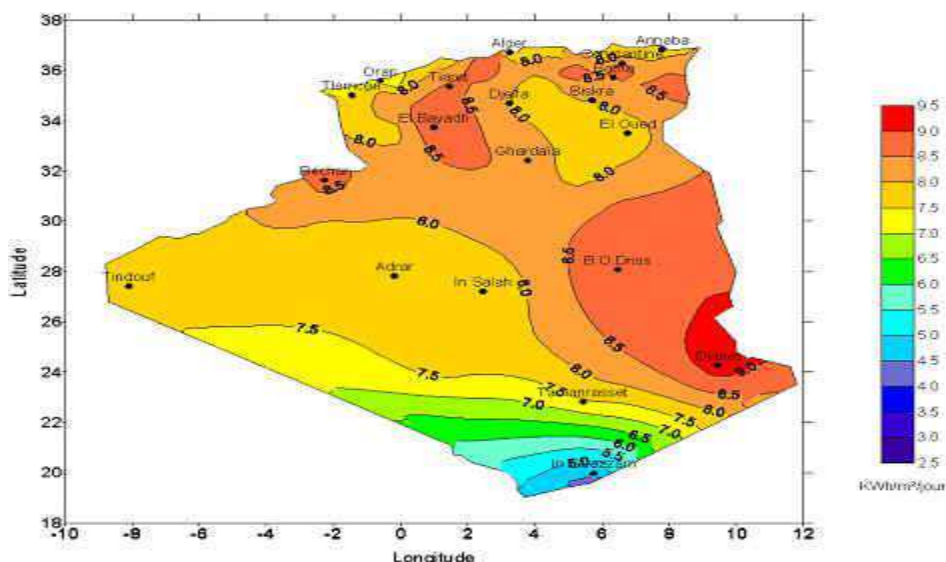


Fig. (I.19) Irradiation directe journalière reçue sur plan normal au mois de juillet [23]

Le total d'énergie reçue est estimé à 169 400 TWh/an, soit 5000 fois la consommation d'électricité annuelle du pays.

En ce qui concerne la filière solaire, le programme des énergies renouvelables se présente comme suit :

a) le solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'énergie récupérée et transformée directement en électricité à partir de la lumière du soleil par des panneaux photovoltaïques. Elle résulte de la conversion directe dans un semi-conducteur d'un photon en électron. Outre les avantages liés au faible coût de maintenance des systèmes photovoltaïques, cette énergie répond parfaitement aux besoins des sites isolés et dont le raccordement au réseau électrique est trop onéreux. La stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 MWc d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MWc par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030.

b) Le solaire thermique

L'énergie solaire thermique est la transformation du rayonnement solaire en énergie thermique. Cette transformation peut être utilisée directement (pour chauffer un bâtiment par exemple) ou indirectement (comme la production de vapeur d'eau pour entraîner des turboalternateurs et ainsi obtenir de l'énergie électrique). En utilisant la chaleur transmise par rayonnement plutôt que le rayonnement lui-même, ces modes de transformation d'énergie se distinguent des autres formes d'énergie solaire comme les cellules photovoltaïques. La radiation directe du soleil est concentrée par un collecteur sur un échangeur où elle est cédée à un fluide, soit vaporisé directement, soit transportant la chaleur à un générateur de vapeur. Tous les systèmes ont en commun un certain nombre d'organes : un collecteur qui concentre la chaleur, un liquide ou un gaz caloporteur qui la transporte jusqu'à un point d'extraction, un évaporateur, un condenseur, une turbine et un alternateur.

Deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune seront lancés sur la période 2011-2013. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel d'une puissance de 150 MW, dont 25 MW en solaire. Sur la période 2016-2020, 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.

I.5 Conclusion

L'épuisement des ressources fossiles, la destruction de l'environnement, l'extraction de plus en plus difficile du pétrole et son transport, la demande d'énergie croissante due au développement de pays émergents et à la fréquence des déplacements humains par le transport motorisé, l'exigence de technologies et d'infrastructures plus performantes mais plus coûteuses et les instabilités politiques, économiques, culturelles et sociales rendent le piège énergétique plus dangereux en renforçant les conséquences de l'augmentation des prix de l'énergie sur l'économie mondiale et les économies nationales. Une telle situation fait apparaître l'absolue nécessité de trouver des solutions quantitatives mais surtout respectueuses de l'environnement.

Les énergies renouvelables qui suscitent beaucoup d'espoir revêtent dans ce contexte une importance capitale. Les énergies renouvelables sont des énergies dont la source est illimitée et dont l'exploitation cause le moins de dégâts écologiques. Elles sont variables, décentralisées,

gratuites et parmi lesquelles on cite l'énergie solaire. Energie propre, qui ne génère aucun gaz à effet de serre, l'énergie solaire est une ressource abondante et inépuisable. Elle offre donc d'intéressantes perspectives de développement. Dans plusieurs pays industrialisés, le marché de l'énergie solaire photovoltaïque est en très forte croissance, grâce à des installations raccordées à un réseau public ou industriel et bénéficiant d'un prix incitatif de rachat de l'électricité.

Le soleil qui est un gisement naturel et infini de ressources énergétiques se présente comme l'énergie du futur qui à travers le développement de la recherche et de ses applications technologiques ne tardera pas à livrer ses promesses les plus incroyables. Pour cela le chapitre II sera consacré aux systèmes photovoltaïques.

I.6 Références

- [1] Bernard Tissot « Perspectives Énergétiques », académie des sciences 23, quai de Conti, 75006 paris, extraits du tome VIII - 2005.
- [2] G.O.P.Obasi «Climate Change –Expectation and Reality », Lecture at the World Renewable Energy Congress-VI, UK, 2000.
- [3] Site Internet : www.total.com, « L'électricité solaire photovoltaïque » ,2007.
- [4] <http://www.planete-energies.com/contenu/energie/definition.html>
- [5] Leon.Freris, David.Infield, « Les Énergies Renouvelables pour la production d'Électricité », Dunod, Paris, 2009.
- [6] site internet de l'agence internationale de l'énergie : www.iea.org.
- [7] Union Pétrolière I:Statistik:Jahresgrafiken:Tab 1-25f / Aug-08 - Tab. 28.
- [8] http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/key_stats_2010.pdf, Key World Energy Statistics IEA (consulté en mars 2011).
- [9] http://www.cea.fr/le_cea/publications/autres_ouvrages, CEA – Mémento sur l'Énergie 2010 (consulté en mars 2011).
- [10] <http://www.afhypac.org>, « Situation mondiale de l'énergie », Mémento de l'Hydrogène FICHE 2.1, Révision : septembre 2014.
- [11]<http://www.afh2.org/uploads/memento>, « Mémento sur l'hydrogène », fiche 2.1, source AFH.
- [12] A. Stohl, P. Seibert, G. Wotawa, D. Arnold, J. F. Burkhart, S. Eckhardt, C. Tapia, A. Vargas, and T. J. Yasunari, «Xenon-133 and caesium-137 releases into the atmosphere from the Fukushima Dai-ichi nuclear power plant: determination of the source term, atmospheric dispersion, and deposition» Atmospheric Chemistry and Physics, An Interactive Open Access Journal of the European Geosciences Union, 2011.
- [13] Seth Dunn, « Hydrogen futures – toward a sustainable energy system », Août 2001, Worldwatch paper 157.
- [14] www.sonatrach.com (consulté en septembre 2013).
- [15] www.BP.com: statistical Review of World Energy 2013.
- [16] US Energy Information Administration-Country Analysis:Algeria www.eia.gov/countries/analysisbriefs/Algeria/algeria.pdf.
- [17] Leon. Freris &David.Infield, « Les Énergies Renouvelables Pour La Production D'Électricité », Dunod, Paris, (ISBN 978-2-10-053026-7), 2009.
- [18] Bernard.Multon Production d'énergie électrique par sources renouvelables», techniques de l'ingénieur D 4 005.
- [19] Observ'ER, et ses partenaires, « la production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde », quatorzième inventaire, édition 2012.

- [20] EPIA (European Photovoltaic Industry Association), « Le développement du photovoltaïque dans le monde », dernière révision du document 2012.
- [21] «Le développement du photovoltaïque dans le monde », Syndicat des énergies renouvelables, SOLER, Groupement Français des Professionnels du Solaire Photovoltaïque, Juin 2012.
(http://www.photovoltaique.info/IMG/pdf/2010155958_spv01developpementmondejuin2012.pdf)
- [22] « Potentiel National des énergies renouvelables », <http://www0mem-algeria.org/francais/index.php?page=enr>, (consulté le 15/02/2015)
- [23] Unifrance et les Missions Economiques, « Les énergies renouvelables en Algérie », fiche de synthèse, actualisation du 14 juillet 2010.

II.1 Introduction

Dans le contexte énergétique et environnemental mondial actuel, l'objectif visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et les substances polluantes (au-delà du protocole de Kyoto), en exploitant et en combinant des sources d'énergie alternative et renouvelables ainsi qu'en réduisant l'utilisation de combustibles fossiles voués à l'épuisement en raison de leur forte consommation dans de nombreux pays, est devenu capital.

Le Soleil constitue naturellement une source d'énergie renouvelable offrant un grand potentiel et pouvant être utilisée tout en respectant l'environnement. A chaque instant, la surface de l'hémisphère terrestre exposée au Soleil reçoit une énergie supérieure à 50 000 TW par conséquent, la quantité d'énergie solaire atteignant la surface de la Terre est considérable, équivalant à près de 10 000 fois l'énergie utilisée dans le monde entier.

Parmi les différents systèmes utilisant des sources d'énergie renouvelables, le photovoltaïque (PV) s'avère prometteur en raison de ses qualités intrinsèques : ses frais de fonctionnement sont très réduits (le combustible est gratuit), ses exigences d'entretien sont limitées, il est fiable, silencieux et relativement facile à installer. De plus, dans certaines applications autonomes, le photovoltaïque est très pratique comparé à d'autres sources d'énergie, en particulier dans les endroits difficiles d'accès et peu rentables pour l'installation de lignes électriques traditionnelles. Ce chapitre est consacré à la description du système photovoltaïque, son principe de fonctionnement, ses différentes composantes, ses caractéristiques et sa source qui est le rayonnement solaire.

II.2 Historique sur le photovoltaïque

Les systèmes photovoltaïques sont utilisés depuis plus de 40 ans. Les applications ont commencé avec le programme spatial pour la transmission radio des satellites. Elles se sont poursuivies avec les balises en mer et l'équipement de sites isolés dans tous les pays du monde, en utilisant les batteries pour stocker l'énergie électrique pendant les heures sans soleil [1].

Le photovoltaïque a évolué selon les dates suivantes [2]:

- a) 1839 : Le français Alexandre Edmond Becquerel (1820/1891) découvre l'effet photo-électrique. Avec son père Antoine César Becquerel (1788/1878), ils présentent devant l'Académie des Sciences l'effet photoélectrique expérimenté avec des électrodes de platine et de cuivre plongées dans une solution électrolytique acide [3].
- b) 1873 : Willoughby Smith (1828/1891), ingénieur électricien anglais, découvre avec son assistant J. May les propriétés photosensibles du sélénium.
- c) 1875 : Ernst Werner Von Siemens (1816/1892), ingénieur et industriel allemand, expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la Seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire.
- d) 1877 : William Grylls Adams (1836/1915), professeur anglais, met en évidence l'effet photovoltaïque du sélénium.
- e) 1885 : Ernst Werner Von Siemens précise que la conductivité du sélénium est proportionnelle à la racine carrée de l'intensité de la lumière et imagine les possibilités de captage de l'énergie solaire.
- f) 1887 : Heinrich Rudolf Hertz (1857/1894), physicien allemand, publie les résultats de ses expériences photoélectriques dans un article intitulé "Sur un effet de la lumière ultraviolette sur les décharges électriques".

- g) 1902 : Philippe Lenard (1862/1947), physicien allemand, fait une série d'observations sur l'énergie cinétique des électrons et détermine que le seuil de l'effet photoélectrique dépend de la fréquence de la lumière incidente.
- h) 1905 : Albert Einstein (1879/1955), physicien allemand, publie "Sur un point de vue heuristique concernant la production et la transformation de la lumière". En 1921, il reçoit le prix Nobel de physique pour son apport à la physique théorique et particulièrement son explication de l'effet photoélectrique.
- i) **1912** : première mise en œuvre d'un capteur cylindro-parabolique inventé par Charles Vernon Boys (1855-1944), un physicien anglais.
- j) 1916 : Robert Andrews Millikan (1868/1953), physicien américain, confirme expérimentalement les travaux d'Einstein.
- k) 1939 : Russel Ohl (1898/1987), ingénieur américain, découvre la jonction p-n et ses travaux le conduisent à développer la première cellule solaire en silicium.
- l) **1949** : Félix Trombe (1906-1985), un chimiste français, développe les systèmes passifs de chauffage solaire et notamment le "mur Trombe". Il participe également au développement des fours solaires successifs du site d'Odeillo.
- m) 1954 : La première photopile a été développée aux États-Unis par les chercheurs des laboratoires Bell (D.M. Chapin, C.S. Fuller, et G. L. Pearson), qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés" [4]. C'est une technique appelée le "dopage" qui est utilisée pour tous les semi-conducteurs. Leur cellule solaire a un rendement de conversion de 6 %. Cette découverte constitue pour l'industrie spatiale naissante une solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites.
- n) 1958 : une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.
- o) **1959** : lancement de Vanguard I, le premier satellite fonctionnant à l'énergie photovoltaïque.
- p) 1973 : la première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'université de Delaware.
- q) **Années 80** : les développements sont freinés pour des raisons de rentabilité liées notamment aux technologies trop coûteuses. (en 1983 : la première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie).
- r) **2012** : la puissance photovoltaïque mondiale raccordée aux réseaux dépasse la barre des 100 GW.

II.3 La source photovoltaïque : le rayonnement solaire

II.3.1 Définition

On peut décrire le rayonnement comme un processus de nature ondulatoire qui permet un transfert d'énergie sans aucun support matériel. Il consiste en un ensemble d'ondes électromagnétiques qui se propagent dans le vide, et à des degrés divers dans la matière, cette dernière modifiant parfois notablement leurs caractéristiques. Ce rayonnement solaire se propage à la vitesse de la lumière « C » ; il lui faut donc, en moyenne, 499 secondes, soit 8 minutes et 19 secondes, pour atteindre notre atmosphère.

La théorie « corpusculaire » de Max Planck prévoit que tout rayonnement de fréquence « f » peut être considéré comme un flux de photons dont l'énergie élémentaire est directement proportionnelle à cette fréquence. De ce fait, ce sont les rayonnements de courte longueur d'onde (ou de haute fréquence) qui sont les plus énergétiques [5].

II.3.2 Caractéristiques du rayonnement solaire

Le flux de l'énergie de rayonnement d'un faisceau sur une surface avec une orientation arbitraire peut être obtenu par le flux soit sur une surface perpendiculaire aux rayons du soleil ou sur une surface horizontale. Les différents angles Soleil-Terre nécessaires pour comprendre l'énergie solaire reçue sont les suivants :

II.3.2.1 Angles Soleil-Terre [6]

a) Angle zénithal (θ_z)

Soit P un point sur la surface de la Terre appelée la position de l'observateur et PN normale au plan horizontal comme le montre la Fig. (II.1). La direction PN est connue comme la direction zénithale. L'angle zénithal (θ_z) est l'angle que font les rayons du soleil (SP) avec la direction zénithale, qui varie de 0° à 90° . Quand le soleil est levant ou couchant, l'angle zénithal est proche de 90° , alors qu'à midi, il est égal ou très proche de 0° . L'angle zénithal varie tout au long de la journée avec le mouvement du Soleil [6].

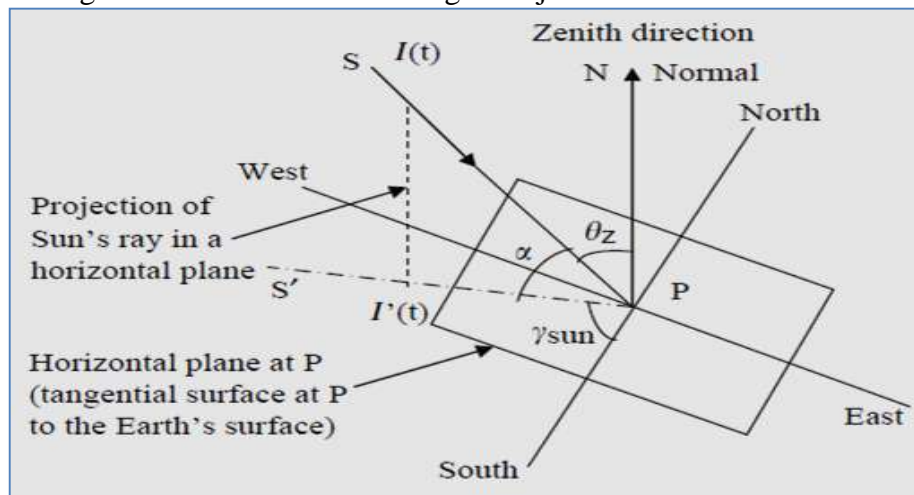


Fig. (II.1) Angle Zénithal, l'altitude solaire et angle d'azimut [6]

b) Altitude solaire (α)

C'est l'angle entre les rayons du soleil (SP) et le plan horizontal en considération. PS' étant la projection des rayons solaires sur le plan horizontal. L'altitude solaire est représentée par $S'PS$, par conséquent :

$$\alpha + \theta_z = 90^\circ$$

L'angle d'altitude est de 0° au lever et au coucher du soleil, alors qu'à midi il est proche de 90° .

L'angle d'altitude varie aussi tout au long de la journée avec le mouvement du Soleil.

c) Angle d'azimut solaire (γ_{Sun})

Cet angle est mesuré par rapport à la direction du sud. Nous devons considérer le sud géographique, qui est différent du sud magnétique. Si une personne est confrontée au soleil, sa direction est au sud géographique au, alors que la direction de l'arrière de la personne sera au nord géographique. Considérant toujours la Fig. (II.1), l'angle entre la direction du sud et la projection des rayons du soleil sur un plan horizontal est connu comme l'angle d'azimut solaire (γ_{Sun}).

d) Angle d'azimut solaire sur un plan incliné (γ_{wall})

(Wall) ne signifie pas toute surface verticale. Cela peut aussi signifier une surface inclinée. L'angle que, la projection de la normale à la surface inclinée sur la surface horizontale (l'inclinaison est notée β), fait avec la direction sud est connu que l'angle d'azimut mur ou une surface angle d'azimut (γ_{wall}), comme montré à la Fig. (II.2).

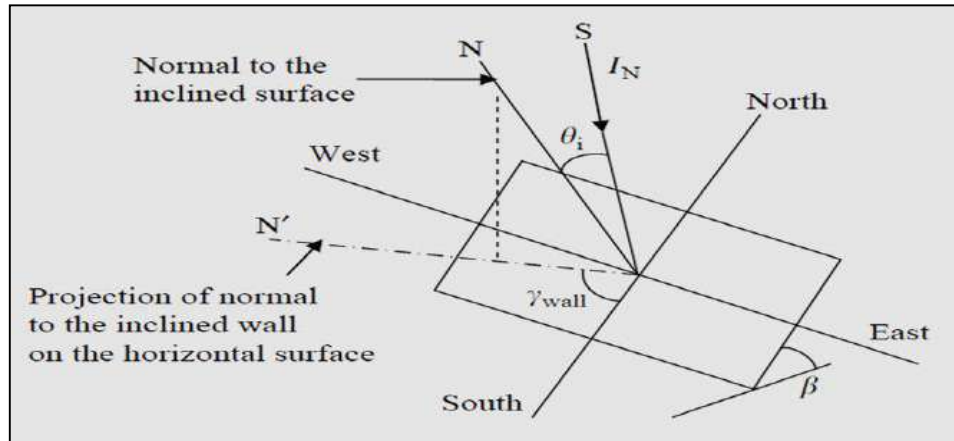


Fig. (II.2) Angle d'azimut solaire sur un plan incliné [6]

e) Angle déclinaison solaire (δ)

L'angle que les rayons du soleil font avec le plan équatorial est connu sous le nom de l'angle de déclinaison (Fig. (II.3)). Cet angle est donné par la formule empirique de Cooper [7] comme suit :

$$\delta = 23,45 \sin \left[(284 + n) \times \frac{360}{365} \right] \tag{II.1}$$

Où : n est le numéro du jour, ($1 \leq n \leq 365$).

Le changement de déclinaison solaire est du principalement à la rotation de la Terre autour d'un axe. Sa valeur maximale est de 23.45° le 21 Décembre et le minimum est de -23.45° le 21 Juin.

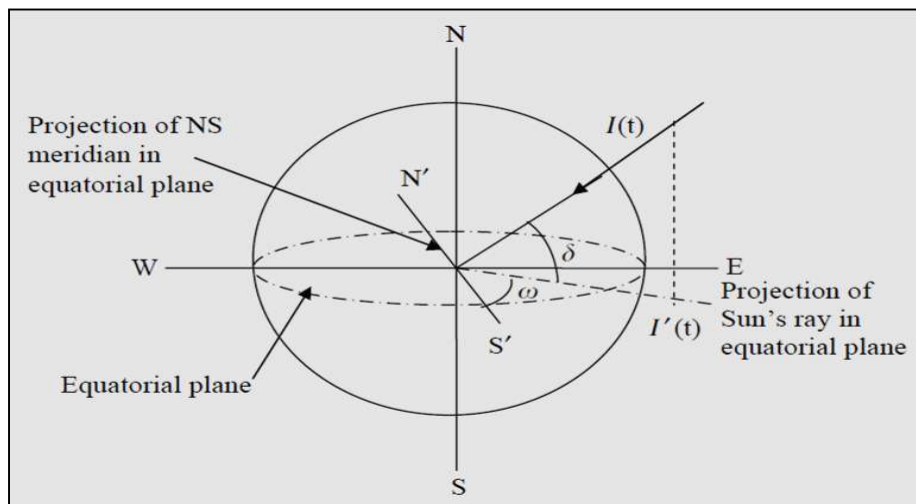


Fig. (II.3) Angle de déclinaison solaire [6]

f) La latitude (ϕ) et la longitude (L_t)

Nous pouvons décrire un endroit sur terre en utilisant la latitude et la longitude. Considérons P comme un lieu sur la surface de la terre (Fig. (II.4)).

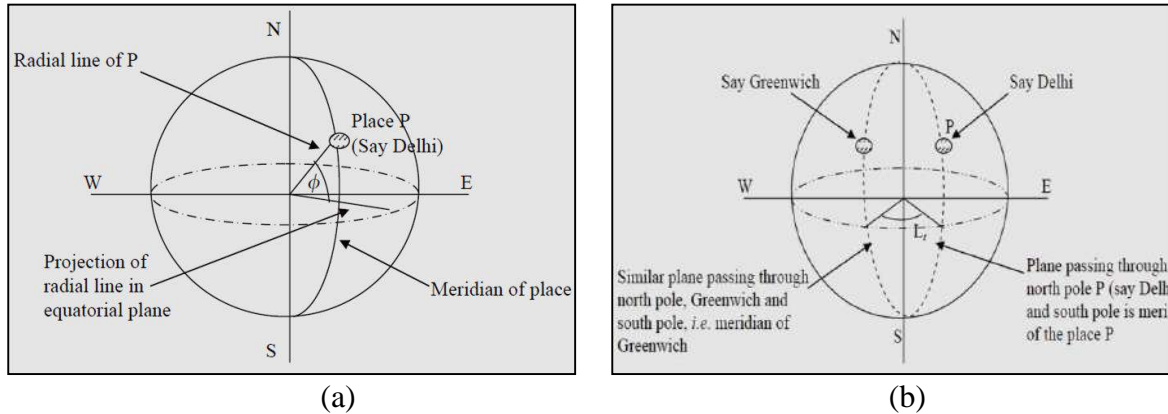


Fig. (II.5) angle de latitude et angle de longitude d'un lieu sur terre [6]
 (a) La latitude, (b) la longitude

La latitude (ϕ) d'un lieu est l'angle formé par la ligne radiale joignant l'emplacement donné P au centre de la terre avec sa projection sur le plan équatorial.

La longitude (L_t) est l'angle formé par la projection d'un lieu sur le plan équatorial avec la projection du méridien (Greenwich) sur le même plan.

g) L'angle horaire (ω)

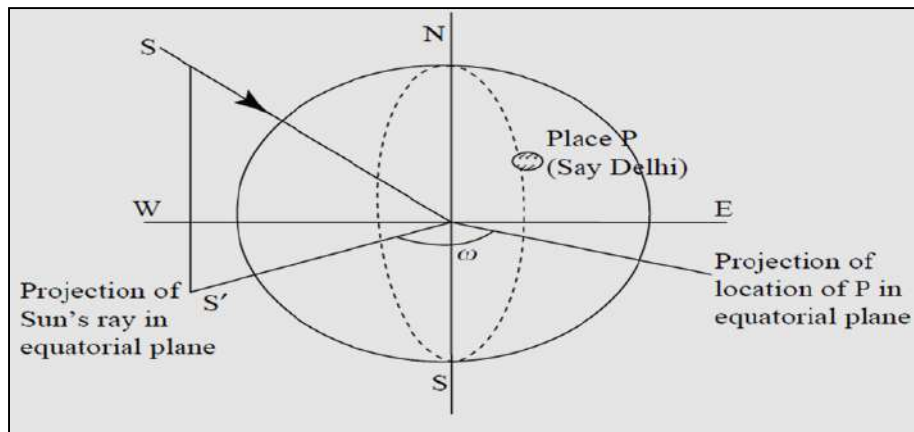


Fig. (II.5) Angle horaire [6]

Comme la Fig. (II.5) l'indique, L'angle horaire est l'angle à travers lequel la terre doit tourner pour amener le plan méridien d'un lieu ou d'un emplacement sous le soleil. Cet angle diminue continuellement depuis le lever du soleil à midi, devient nulle à midi, puis commence à augmenter lorsque sa valeur devient positive. Au coucher du soleil l'angle horaire est positive maximale et au lever du soleil, il est négative maximale pour n'importe quel endroit.

Une expression de l'angle horaire (ω) (en degrés), est donnée par

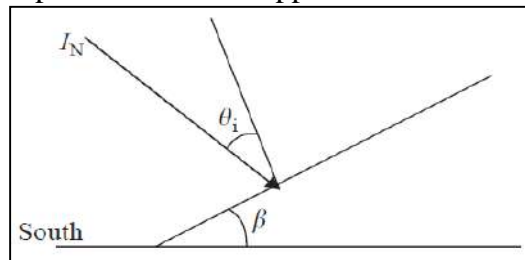
$$\omega = 15(ST - 12) \tag{II.2}$$

Où : ST (Solar Time) est le temps solaire locale.

h) Angle d'incidence (θ_i)

L'angle d'incidence est l'angle entre un faisceau lumineux incident sur une surface et la ligne perpendiculaire à la surface au point d'incidence appelée la normale.

Fig. (II.6) vue d'une surface inclinée



L'angle d'incidence θ_i , pour une surface inclinée, est donné par la formule suivante [6]:

$$\cos \theta_i = (\cos \varphi \times \cos \beta + \sin \varphi \times \sin \beta \times \cos \gamma) \cos \delta \times \cos \omega + \cos \delta \times \sin \omega \times \sin \beta \times \sin \gamma + (\sin \varphi \times \cos \beta - \cos \varphi \times \sin \beta \times \cos \gamma) \times \sin \delta \quad (\text{II.3})$$

Où : β est l'inclinaison du plan (sur lequel le rayonnement solaire tombe) avec le plan horizontal. Si $\beta=0^\circ$ et $\gamma=0^\circ$, l'angle d'incidence devient égal à l'angle zénithal θ_z .

Et la formule précédente devient :

$$\cos \theta_i = \cos \theta_z = \cos \varphi \times \cos \delta \times \cos \omega + \sin \varphi \times \sin \delta \quad (\text{II.4})$$

II.3.2.2 Rayonnement solaire sur un plan horizontal

Lorsque le rayonnement solaire se propage dans l'atmosphère, il interagit avec les constituants gazeux de celle-ci et avec toutes les particules présentes en suspension (aérosols, gouttelettes d'eau et cristaux de glace) (voir Fig. (II.7)).

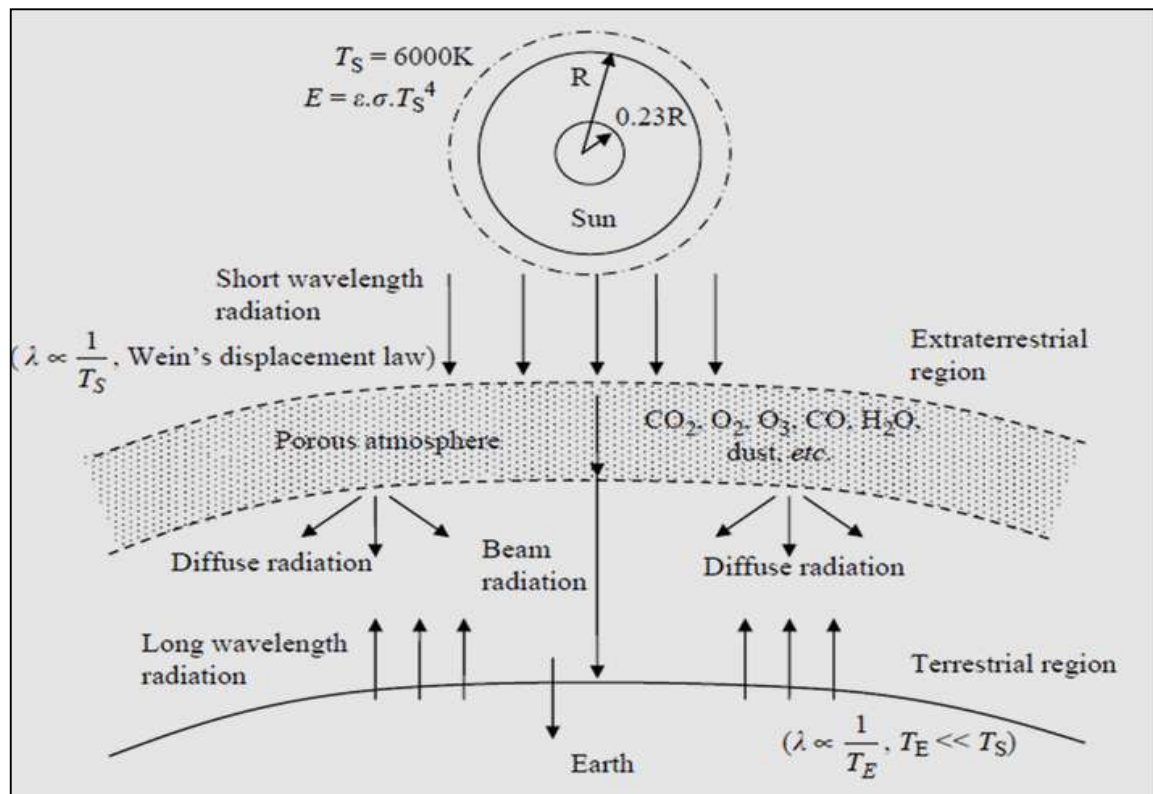


Fig. (II.7) Positions du Soleil, l'atmosphère et la terre [6].

Le rayonnement solaire peut être réfléchi, diffusé ou absorbé.

La combinaison des deux formes de l'énergie solaire (direct et diffus) incident sur un plan horizontal à la surface de la terre est appelée l'énergie solaire globale et ces trois quantités (en particulier leur intensités) sont liées mathématiquement comme suit [6]:

$$I_G = I_b + I_d \quad (\text{II.5})$$

Où: I_G est l'intensité du rayonnement global, I_d est l'intensité du rayonnement diffus et I_b est l'intensité du rayonnement direct sur une surface qui lui est perpendiculaire.

L'énergie solaire reçue par unité de temps à la limite supérieure de l'atmosphère, sur une surface unité perpendiculaire aux rayons solaires et pour une distance Terre-Soleil égale à sa valeur moyenne, est appelée la **constante solaire** [5]. Cette dernière a été estimée par Claus Fröhlich et Christoph Wehrli du Centre radiométrique mondial de Davos (Suisse), essentiellement d'après des résultats de mesures faites entre 1969 et 1980 (Fröhlich, 1978) : sept séries de mesures effectuées par des radiomètres installés sur des fusées ou des ballons stratosphériques (dont des ballons français) et une série de mesures effectuées par un radiomètre embarqué sur un satellite. Cette valeur de la constante solaire a été adoptée par la Commission des instruments et des méthodes d'observation (CIMO) de l'Organisation météorologique mondiale (OMM) en octobre 1981. Sa valeur est : $I_{SC} = 1367 \text{W/m}^2$.

Comme la terre tourne autour du soleil en décrivant une trajectoire elliptique, cette valeur du rayonnement extraterrestre souffre d'une variation en fonction du numéro du jour « n » selon la relation suivante [8]:

$$I_{ON} = I_{SC} \left[1 + 0,033 \times \cos\left(\frac{360 \times n}{365}\right) \right] \quad (\text{II.6})$$

Après Singh et Tiwari [II.7], l'intensité du rayonnement direct atteignant la région terrestre peut être écrite comme:

$$I_N = I_{ON} \exp[-(m \times \varepsilon \times T_R + \alpha)] \quad (\text{II.7})$$

Où : m est la masse d'air, ε est l'épaisseur optique de Rayleigh caractérisant la diffusion dans l'atmosphère, T_R est le facteur de turbidité de Linke et α est le paramètre atmosphérique localisé pour un rayonnement direct.

La masse d'air est exprimée par la relation suivante [9,10] :

$$m = \frac{1}{\cos\theta_Z + 0,15 \times (93,885 - \theta_Z)^{-1,235}} \quad (\text{II.8})$$

Et le paramètre ε est donné selon [8, 9] :

$$\varepsilon = 4,529 \times 10^{-4} m^2 - 9,66865 \times 10^{-3} m + 0,108014 \quad (\text{II.9})$$

L'intensité du rayonnement terrestre direct reçu sur une surface horizontale est exprimée selon l'équation classique :

$$I_b = I_N \cos\theta_Z = I_{ON} \exp[-(m \times \varepsilon \times T_R + \alpha)] \cos\theta_Z \quad (\text{II.10})$$

L'intensité du rayonnement diffus sur la surface horizontale peut être réécrite en termes de constantes K_1 (sans dimension) et K_2 (W/m^2) comme suit :

$$I_d = K_1(I_{ON} - I_N) \cos\theta_Z + K_2 \quad (\text{II.11})$$

Les constantes K_1 et K_2 peuvent être définis comme des paramètres atmosphériques localisés pour le rayonnement diffus. En outre, la constante K_1 peut être interprétée comme le «facteur de perturbation» pour décrire la diffusion du rayonnement traversant l'atmosphère et K_2 peut être dénommé «cœur du rayonnement diffus».

II.3.2.3 Rayonnement solaire sur un plan incliné

L'intensité du rayonnement solaire total sur une surface inclinée (inclinaison β) est donnée selon la formule de Liu et Jordan [11] :

$$I_t = I_b R_b + I_d R_d + \rho R_r (I_d + I_b) \quad (\text{II.12})$$

Où: R_b, R_d et R_r sont des facteurs de conversion pour les composantes directe, diffuse et réfléchie respectivement, ρ est le coefficient de réflexion du sol (égal à 0,2 pour le sol non couverte en neige et 0,6 pour le sol enneigé, respectivement).

Les expressions de ces coefficients sont les suivantes :

- a) R_b est défini comme le rapport du flux de rayonnement direct incident sur une surface inclinée part rapport à celui incident sur une surface horizontale.

$$R_b = \frac{I_N \cos\theta_i}{I_b} = \frac{I_N \cos\theta_i}{I_N \cos\theta_Z} = \frac{\cos\theta_i}{\cos\theta_Z} \quad (\text{II.13})$$

- b) R_d est défini comme le rapport du flux de rayonnement diffus incident sur une surface inclinée part rapport à celui incident sur une surface horizontale.

Ce facteur de conversion dépend de la distribution de rayonnement diffus sur le ciel et sur la partie du ciel vu par la surface. Mais une méthode satisfaisante de l'estimation de la répartition du rayonnement diffus sur le ciel est encore à trouver. Il est toutefois largement admis que le ciel est une source isotrope du rayonnement diffus.

$$R_d = \frac{1 + \cos\beta}{2} \quad (\text{II.14})$$

Si $\beta=0^\circ \rightarrow R_d=1$ et si $\beta=90^\circ \rightarrow R_d=1/2$.

- c) Le facteur de réflexion R_r qui provient principalement de la terre et d'autres surfaces, et est donnée par :

$$R_r = \frac{1 - \cos\beta}{2} \quad (\text{II.15})$$

$\beta=0^\circ \rightarrow R_r=0$ et si $\beta=90^\circ \rightarrow R_r=1/2$.

II.3.3 Spectre du rayonnement solaire

Le rayonnement électromagnétique est composé d'ondes se propageant à la vitesse de la lumière ($C=3 \times 10^8$ m/s). On peut les distinguer par leur longueur d'onde λ ou leur fréquence ν , reliées par $c = \lambda\nu$. On rencontre également le nombre d'onde $\bar{\nu} = 1/\lambda$.

Le rayonnement visible occupe une bande étroite du spectre, aux longueurs d'ondes comprises entre 0,4 et 0,76 μm (Fig. (II.8)). Les longueurs d'onde plus courtes (fréquences plus élevées) forment le rayonnement ultraviolet puis X et γ . Les longueurs d'onde plus longues que le visible forment le rayonnement infrarouge puis micro-onde.

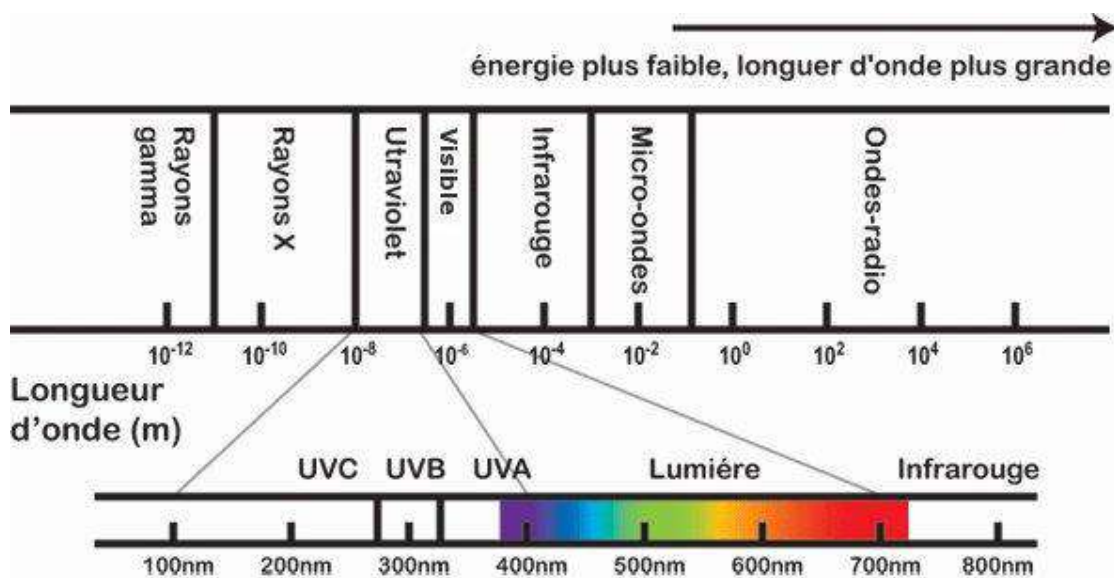


Fig. (II.8) Classification du rayonnement en fonction de la longueur d'onde et de la fréquence [12]

Dans l'atmosphère, la région du spectre où λ est inférieure à environ $0,4 \mu\text{m}$ est dominée par le rayonnement d'origine solaire, et est aussi désignée comme ondes courtes. Au delà, le rayonnement est surtout d'origine terrestre et est regroupé en ondes longues.

La densité spectrale de l'éclairement énergétique du rayonnement solaire direct est illustrée sur la Fig. (II.9).

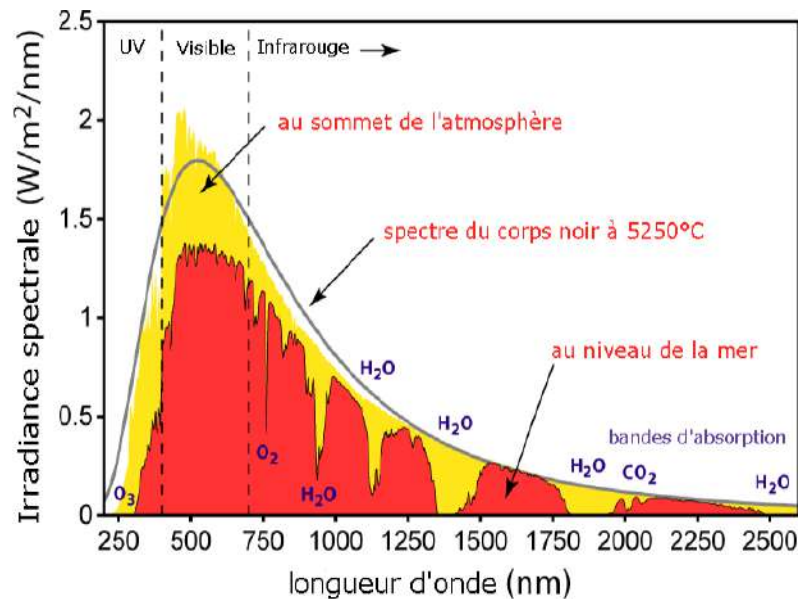


Fig. (II.9) Spectre du rayonnement solaire [12]

Et La répartition de cet éclairement énergétique dans les divers domaines de longueur d'onde est résumée dans le tableau (II.1) [5].

Région spectrale	Longueur d'onde (μm)	Éclairement énergétique (W/m^2)	Pourcentage (%)
Infrarouge	>0,70	695	50,8
Visible	0,40 à 0,70	559	40,9
UV-A	0,32 à 0,4	86	6,3
UV-B	0,28 à 0,32	21	1,5
UV-C	<0,28	6	0,4

Tableau (II.1) L'éclairement énergétique du rayonnement solaire hors de l'atmosphère dans les divers domaines de longueur d'onde [5]

II.3.4 Utilisation de l'énergie solaire

L'énergie solaire diffusée par le soleil est disponible partout, gratuitement et de manière illimitée. Grâce à divers procédés de transformation, l'énergie solaire permet de nombreuses applications utiles à l'homme : la production d'électricité, le chauffage et le refroidissement, les applications technologiques et chimiques.

Trois familles de procédés de transformation de l'énergie solaire se distinguent aujourd'hui [13]:

II.3.4.1 L'énergie solaire thermique

L'énergie solaire thermique consiste à utiliser la chaleur du rayonnement solaire :

En usage direct de la chaleur : chauffe-eau et chauffages solaires, cuisinières et sécheuses solaires. En usage indirect, la chaleur servant pour un autre usage : rafraîchissement solaire, dessalement, etc.

De fait, elle est utilisée principalement pour le chauffage de l'eau ou des locaux. On utilise pour cela des capteurs thermiques. Il en existe plusieurs catégories, mais le principe est toujours le même : le capteur thermique absorbe les photons solaires et les transforme en chaleur. Celle-ci est ensuite transmise à un liquide ou à un gaz qui la transporte (le gaz est alors dit « caloporteur ») vers un réservoir de stockage de chaleur.

II.3.4.2 L'énergie solaire thermodynamique

L'énergie thermique du Soleil permet également de produire de l'électricité par voie thermodynamique. Le principe est identique à celui d'une centrale électrique classique : la production de vapeur ou de gaz à haute pression est turbinée pour être ensuite transformée en électricité. Ce processus nécessite des températures importantes (de 250°C à plus de 1 000°C) que l'on atteint en concentrant la lumière solaire avec des miroirs vers un fluide caloporteur.

Parmi les technologies de concentration majeures peuvent être citées :

- a) les centrales solaires cylindro-paraboliques avec concentration linéaire, équipées d'auges paraboliques ;
- b) les centrales solaires à miroirs de Fresnel avec concentration linéaire, équipées de lames de miroirs légèrement incurvées ;
- c) les centrales solaires à tour avec héliostats renvoyant le rayonnement sur le concentrateur ;
- d) les paraboles solaires Dish-Stirling avec une concentration ponctuelle, équipées d'un moteur Stirling (moteur à air chaud).

Elles permettent le stockage d'une partie de l'énergie sous forme de chaleur. Ce stockage permet de diminuer les conséquences de l'intermittence de la ressource solaire en permettant, par exemple, de continuer à produire de l'électricité après le coucher du soleil.

II.3.4.3 L'énergie solaire photovoltaïque

L'intérêt de cette technique est de convertir l'énergie du Soleil directement en électricité, par transformation d'une partie du rayonnement solaire dans une cellule photovoltaïque. Les cellules photovoltaïques sont fabriquées à partir de matériaux semi-conducteurs, comme le silicium, produits à partir d'une matière première de très grande pureté.

Cette forme d'énergie reste aujourd'hui quantitativement limitée ; on lui prédit néanmoins un grand avenir grâce aux progrès attendus, à la baisse des coûts, à sa simplicité et à sa polyvalence. Sans entretien et durable, pouvant fonctionner avec ou sans raccordement à un réseau, elle peut répondre aux besoins en énergie électrique d'une maison (capteurs sur le toit) ou d'une industrie.

La première application est apparue dans le domaine spatial pour les satellites. D'autres secteurs ont ensuite utilisé la technologie photovoltaïque, notamment les télécommunications, le balisage maritime et aérien, l'éclairage domestique et le pompage de l'eau. Mais comme le Soleil n'est pas visible en un point de la terre 24 heures sur 24, cette application nécessite l'utilisation de batteries

ou autres systèmes qui assurent le stockage de l'énergie en vue d'une consommation hors période d'ensoleillement.

Dans ce présent travail, on se consacre à l'étude du côté (énergie solaire photovoltaïque), à ses différentes applications et aux technologies utilisées pour son exploitation.

II.3.5 Applications du photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville. Produite au plus près de son lieu de consommation, directement chez l'utilisateur, elle peut être utilisée de deux manières : soit elle est raccordée au réseau électrique, soit elle apporte de l'électricité à des sites isolés. Elle peut être utilisée avec d'autres énergies renouvelables d'où le nom de système hybride (voir Fig. II.10).

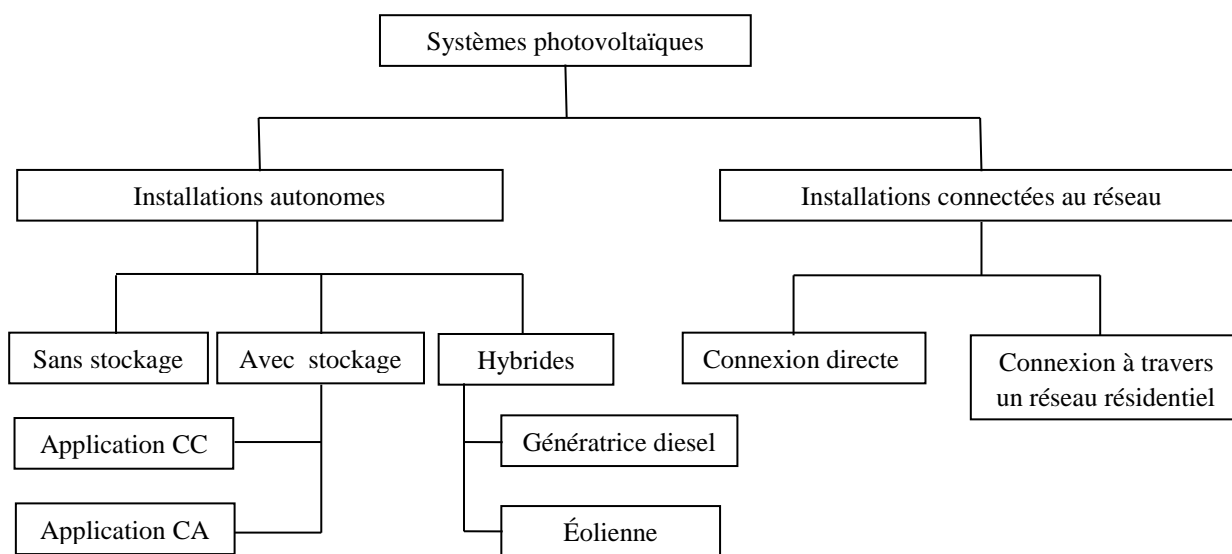


Fig. (II.10) Classification des systèmes photovoltaïques

II.3.5.1 Systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux

Les centrales photovoltaïques, représentant plusieurs dizaines, voire plusieurs centaines de MW, se développent dans différents pays.

Sur le bâti, il existe un potentiel très important de surfaces pouvant accueillir l'énergie photovoltaïque et, dans la plupart des pays, les panneaux photovoltaïques sont installés en toiture.

Mais, Dans une centrale au sol, les modules photovoltaïques peuvent être fixés sur un angle d'exposition optimal au soleil, ou montés sur un ou deux axes motorisés permettant aux capteurs de suivre la trajectoire du soleil. Ce système de « tracker » permet d'augmenter le rendement solaire de près de 30 %, mais les coûts d'investissement et de maintenance sont plus élevés [14].

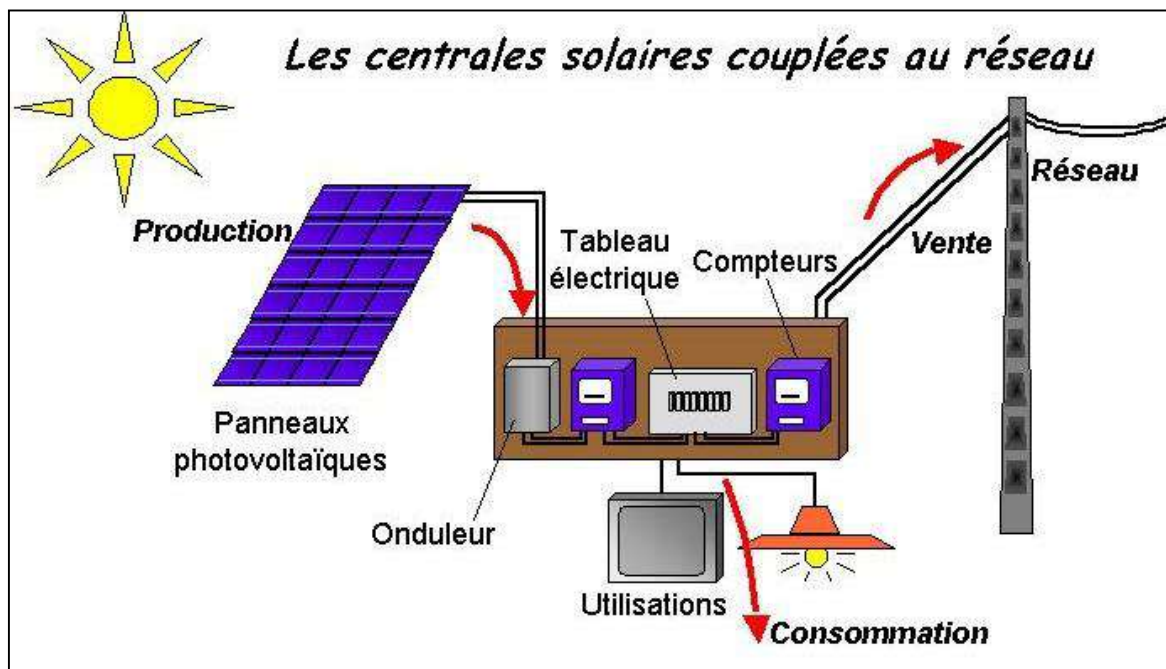


Fig. (II.11) Schéma de principe d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau électrique [15]

II.3.5.2 Le photovoltaïque autonome (non raccordé au réseau électrique)

L'électricité photovoltaïque ne nécessite pas de réseau électrique. C'est pourquoi elle constitue une énergie précieuse pour les pays en développement, qui ne disposent pas de réseau électrique, et pour les sites isolés.

Deux millions de personnes n'ont pas accès à l'électricité dans le monde et 80 % d'entre elles vivent en milieu rural où la faible densité de population rend prohibitif le coût du raccordement au réseau électrique public. Le photovoltaïque permet de couvrir à moindre coût la plupart des besoins de la population. Les applications domestiques fournissent l'électricité nécessaire à l'éclairage et au fonctionnement des équipements de communication. Le photovoltaïque est également utilisé pour satisfaire d'autres besoins fondamentaux : l'accès à l'eau potable assuré par des panneaux photovoltaïques utilisés pour le pompage et la purification de l'eau. Il existe également des systèmes photovoltaïques autonomes, de plus forte puissance, qui alimentent en électricité des écoles et des hôpitaux. En moyenne, une surface de 10 m² de panneaux photovoltaïques suffit pour alimenter un petit centre médical en Afrique [13].

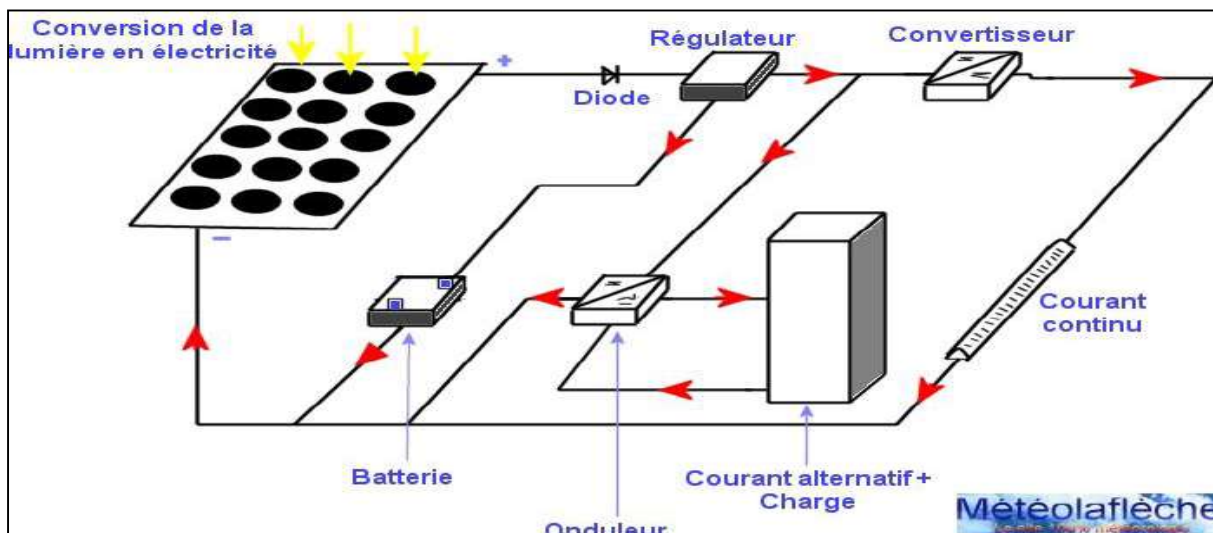


Fig. (II.12) Schéma d'un système photovoltaïque non raccordé au réseau [13]

II.3.5.3 Les systèmes hybrides

Les applications hybrides permettent d'utiliser différentes sources renouvelables (photovoltaïque, éolien, petite hydraulique, biomasse...) afin de mieux garantir la qualité de l'approvisionnement en électricité. Dans tous les cas, ces systèmes hybrides sont couplés avec des batteries. D'une manière générale, les énergies éolienne et photovoltaïque constituent deux solutions complémentaires permettant d'électrifier, efficacement et à moindre coût, les sites isolés [13].

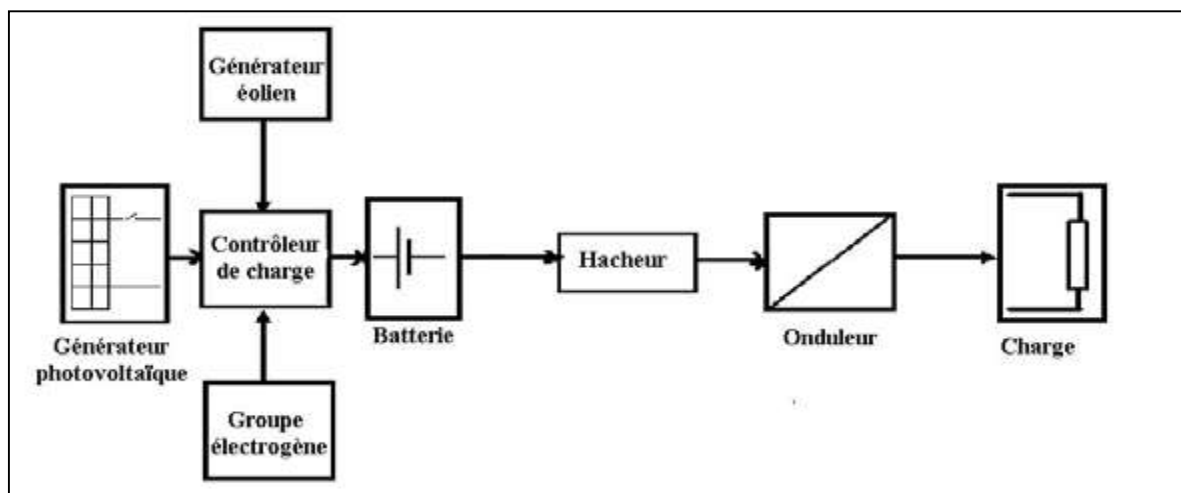


Fig. (II.13) Schéma d'une installation type d'un système hybride (PV-éolienne-groupe diesel) [16]

II.3.6 Les technologies du photovoltaïque

Le terme « photovoltaïque » désigne le processus physique qui consiste à transformer l'énergie lumineuse en énergie électrique par le transfert de l'énergie des photons aux électrons d'un matériau. Le principe photovoltaïque a été découvert par le physicien français A. Becquerel en 1839 et expliqué par Albert Einstein en 1905 (c'est pour cette explication qu'il a reçu le prix Nobel de Physique en 1921).

Le préfixe Photo vient du grec « photos » qui signifie lumière. « Volt » vient du patronyme d'Alessandro Volta (1745-1827), physicien qui a contribué aux recherches sur l'électricité.

Photovoltaïque (PV) signifie donc littéralement électricité lumineuse [17].

II.3.6.1 La cellule photovoltaïque : Élément de base de la conversion (PV)

La cellule PV (Fig. (II.14)), aussi appelée cellule solaire, constitue l'élément de base de la conversion photovoltaïque. Il s'agit d'un dispositif semi-conducteur qui transforme en énergie électrique l'énergie lumineuse fournie par une source d'énergie inépuisable, le soleil. Elle exploite les propriétés des matériaux semi-conducteurs utilisés dans l'industrie de l'électronique : diodes, transistors et circuits intégrés.

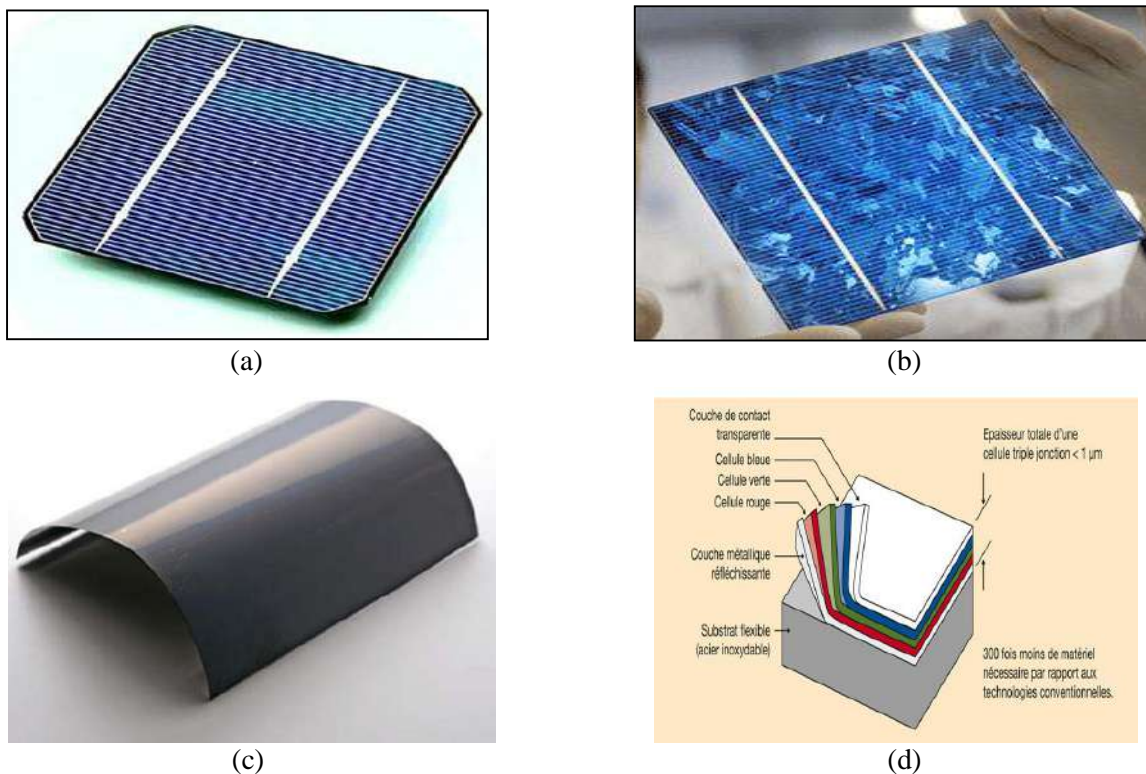


Fig. (II.14) Cellules photovoltaïques : (a) cellule monocristalline [18]
 (b) Cellule poly cristalline [18] (c) cellule à couche mince [19] (d) cellule à triple jonction [20]

Fonctionnement d'une cellule PV

Dans une cellule (PV), lorsqu'un photon (particule de lumière) est absorbé par le semi-conducteur, il donne naissance à un électron et à un trou. En effet ce photon va transmettre son énergie à un électron (particule négative) qui va alors se libérer de l'attraction de son noyau et

donc laisser un trou (chargé positivement) derrière lui. Pour obtenir un courant électrique, les charges positives « trous » et négatives « électrons » doivent être séparés puis attirés vers l'extérieur. C'est à ce moment qu'intervient le champ électrique créé par la jonction PN : c'est lui qui va repousser les électrons dans la zone N et donc séparer les charges.

Les porteurs de charges sont, ensuite, collectés par l'intermédiaire d'une grille, qui fait office d'anode, à l'avant et un contact, qui fait office de cathode, à l'arrière. On obtient alors un courant électrique continu qui circule avec une tension d'environ 0,5 V entre ces électrodes. Donc, tant que la cellule est exposée à la lumière, elle absorbe des photons qui assurent le déroulement continu de l'opération.

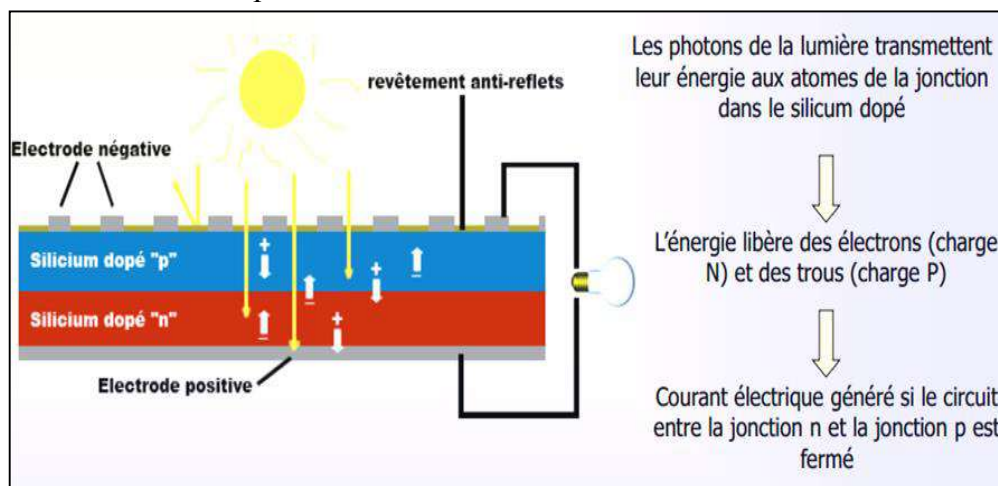


Fig. (II.15) Principe de fonctionnement d'une cellule PV [20]

II.3.6.2 Types de cellules photovoltaïques

Généralement on distingue quatre générations de cellules photovoltaïques en fonction des développements technologiques. La Fig. (II.16) illustre ces générations avec les différents acteurs et les rendements correspondants à chaque type de cellules [18].

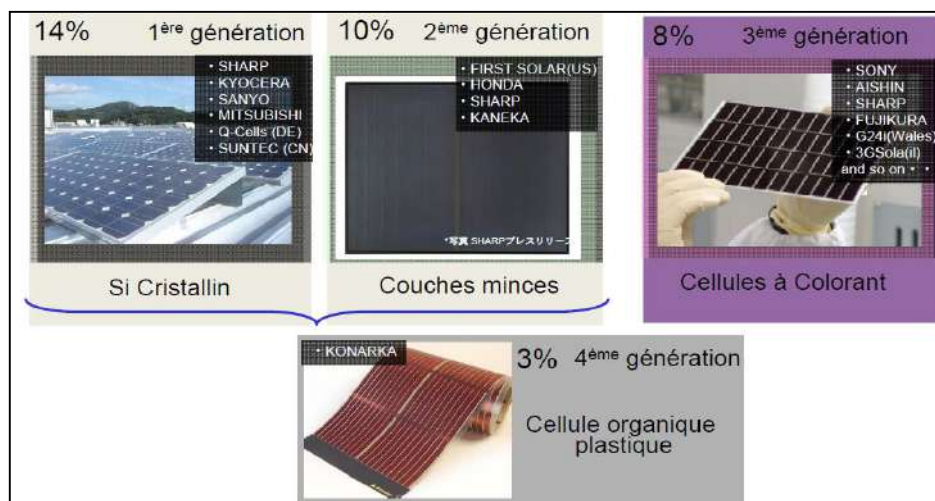


Fig. (II.16) Différentes cellules (PV) avec les différents acteurs [21]

a) **Les cellules de la 1^{ère} génération : Silicium cristallin (mono et poly)**

Cette génération de cellule repose sur des wafers (plaquettes) de silicium cristallin. Ces plaquettes sont sciées dans des lingots de silicium. Ces lingots sont le résultat d'un processus de purification de manière à obtenir un matériau contenant 99.99999% de Silicium. Les cellules cristallines se subdivisent en 2 catégories : mono- et poly-cristalline selon le type de structure. Ces deux types de cellules proviennent de procédé de

purification et de solidification différents (processus Czochralski (Cz) et processus Siemens). Les procédés de purification Cz et Siemens ont des structures d'approvisionnement différentes et sont généralement réalisées par des industries différentes. Ces technologies sont caractérisées par des efficacités de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique allant de 12% à 14% (poly-cristallin) et de 13% à 19% (monocristallin), au niveau des modules commerciaux les plus largement utilisés [14].

b) **Cellules de la 2^{ème} génération: CdTe, CIS/ CIGS, silicium amorphe et microcristallin**

Cette génération de cellule repose sur la déposition de matériaux semi conducteurs en couches minces (*thin film*). Ces matériaux sont déposés par des procédés tels que PE-CVD (Plasma Enhanced Chemical Vapour Deposition) sur un substrat. L'épaisseur de la couche varie entre quelques nanomètres à des dizaines de micromètres. Ces technologies qui étaient initialement chères étaient réservées aux applications spatiales (en raison de leur poids par watt crête plus faible) et aux technologies de concentration. Avec l'augmentation des volumes de production, le prix de revient de ces technologies a baissé pour devenir compétitif avec les technologies cristallines de la première génération. Parmi les technologies en couches minces qui sont exploitées industriellement (production de masse), on distingue :

- CdTe : Cadmium Telluride (telluride de cadmium)
- CIS / CIGS : Copper Indium Gallium Selenide
- Silicium en couche mince : silicium amorphe α Si et microcristallin

Ces technologies sont caractérisées par des rendements de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique allant de 6% (pour le Silicium amorphe hydrogéné (α Si)) à 11% pour le Tellurure de Cadmium (CdTe) [17].

c) **Les cellules de la 3^{ème} génération : cellules à colorant**

Les cellules photovoltaïques à colorant diffèrent de celles en silicium, principalement par les rendements obtenus et les coûts de production. Cette structure offre des coûts intéressants mais nécessite l'utilisation d'additifs, sous la forme de colorant. Leur rendement est faible (8%). Le colorant va avoir un but très précis: celui de produire des électrons d'énergie au moins égale à celle de la bande de conduction du récepteur d'électron qui est un matériau semi-conducteur (oxyde de titane : TiO₂) [22].

d) **Les cellules de la 4^{ème} génération : les cellules organiques**

Les cellules photovoltaïques organiques sont des cellules photovoltaïques dont au moins la couche active est constituée de molécules organiques. Il en existe principalement deux types:

- Les cellules photovoltaïques organiques moléculaires
- Les cellules photovoltaïques organiques en polymères

Apparues dans les années 1990, ces technologies ont pour but de réduire le coût de production de l'électricité. Les cellules photovoltaïques organiques bénéficient du faible coût des semi-conducteurs organiques et des simplifications potentielles dans le processus de fabrication. Mais leur rendement reste faible (3%). La répartition de la production des cellules photovoltaïques en 2011 est donnée sur la (Fig. (II.17)).

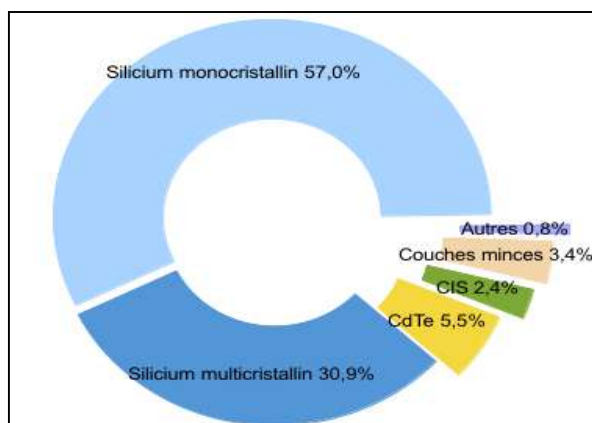


Fig. (II.17) Répartition la production des cellules photovoltaïques en 2011 [23]

II.3.6.3 Notion de module photovoltaïque

Un module photovoltaïque est un ensemble de cellules photovoltaïques mises en série puis encapsulées entre une plaque de verre à l'avant et un autre matériau étanche à l'arrière. Les cellules photovoltaïques sont ainsi protégées de l'humidité et des chocs. Une cellule photovoltaïque ne produit qu'une tension d'environ 0,5 Volts et ne développe qu'une puissance de l'ordre de 3Wc. C'est pourquoi elles sont mises en module qui permet alors de fournir une tension et une puissance satisfaisante pour alimenter les récepteurs.

Les modules les plus courants mesurent 1580 x 808 mm et contiennent 72 cellules pour une puissance de 200 Wc. Il existe des modules de tailles différentes allant de 1 cellule (100 mm x 100 mm) jusqu'à des modèles pour intégration en façade de 2631 x 1645 (117 kg pour 580 Wc). Actuellement, des modules de 300 Wc et plus se développent sur le marché [14].

Les cellules d'un module typique sont séparées en plusieurs segments d'environ 18 cellules qui sont protégées par des diodes. Si une de ces cellules venait à être ombragée, la diode se déclencherait de manière à protéger les cellules de cette partie de module.



Fig. (II.18) Différentes formes et différentes technologies de modules (PV) [24]

Enfin, Chaque module est testé en bout de chaîne sous des conditions normalisées : Standard Test Conditions (STC) : éclairement : 1000W/m^2 , T° cellules : 25° , Air Mass : 1,5.

II.3.6.4 Caractéristiques électriques d'un module photovoltaïque (PV)

II.3.6.4.1 Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'un module (PV)

Outre les caractéristiques mécaniques (longueur, largeur, surface, épaisseur, forme et poids), tout module solaire a des caractéristiques électriques telles que la tension délivrée, le courant généré, la puissance délivrée et le rendement.

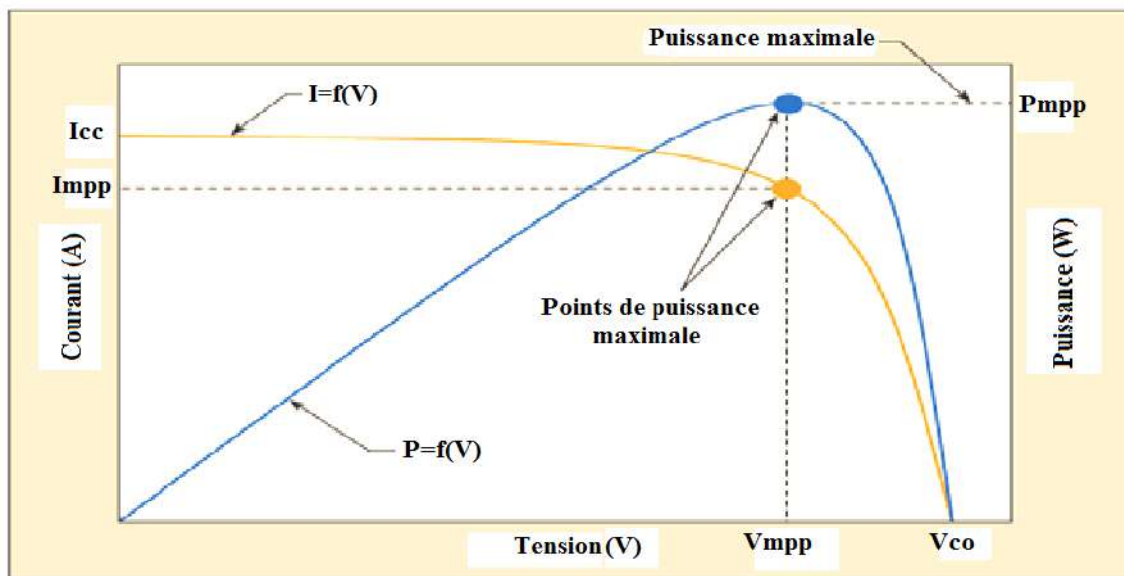


Fig. (II.19) Caractéristiques électriques d'un module (PV) avec illustration du point de fonctionnement à puissance maximale

Sur cette figure nous constatons quelques paramètres qui caractérisent un module (PV) comme :

- I_{cc} : Courant de court-circuit ($V_{PV}=0\text{V}$).
- V_{co} : Tension à circuit ouvert (avec $I_{PV}=0\text{A}$).
- I_{mpp} : Courant de fonctionnement à puissance maximale.
- V_{mpp} : Tension de fonctionnement à puissance maximale.
- P_{mpp} : Puissance maximale.

- La courbe (bleue) représente la puissance délivrée par le module (PV) en fonction de la tension à ses bornes.
- La courbe (orange) représente le courant généré par le module (PV) en fonction de la tension à ses bornes.

II.3.6.4.2 Effet du niveau d'éclairement sur les caractéristiques module (PV)

La tension et le courant de sortie des modules photovoltaïques sont affectés par la température et l'éclairement énergétique. Les composants d'électronique de puissance dans un système photovoltaïque, tels que les onduleurs couplés directement au réseau électrique ont des entrées à tension maximale et minimale. Pendant le dimensionnement de l'équipement d'électronique de puissance, ces variations doivent être prises en compte, notamment pour la gamme des tensions MPPT pour onduleurs [23].

a) Effet de la température sur la tension en circuit ouvert

La tension de sortie d'un module PV est en fait une valeur variable qui est principalement affectée par la température. La relation entre la tension du module et de la température est en fait l'inverse. Comme il est précisé dans (Fig. (II.20)), l'augmentation de la température du module provoque la diminution de la valeur de tension et vice versa. Il est important de mettre en considération les températures (froide et chaude) durant la conception d'un système (PV). Comme indiqué dans les calculs PV dans [21, 22,23], si la température du module est inférieure à la valeur STC de 25°C, la tension en circuit ouvert, V_{oc} du module sera effectivement supérieure à la valeur indiquée sur la fiche technique du module.

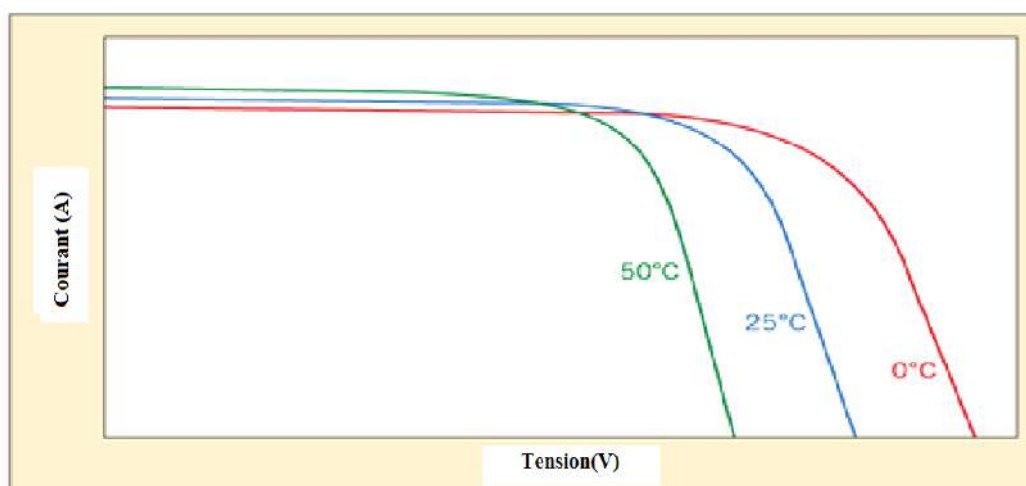


Fig. (II.20) Influence de la température sur la caractéristique Courant-Tension du module (PV)
Les fabricants de modules photovoltaïques donnent le montant de changement, dans l'expérimentation de leurs modules, sous la forme de coefficients de température, le plus souvent en termes de pourcentage par degré Celsius [24].

Selon les références [25, 26], la formule peut être utilisée pour déterminer la tension maximale et la tension minimale des modules à ces températures :

$$V_{co} = V_{co_STC} - [\gamma \times (T - T_{STC})] \quad (\text{II.16})$$

b) Effet de l'éclairement énergétique sur courant en court-circuit

La quantité de courant produit par un module photovoltaïque est directement proportionnelle à la luminosité du soleil. Des niveaux élevés de rayonnement provoquent plus d'électrons à circuler hors des cellules PV à la charge. Toutefois, le montant de la tension produite par le module PV est affecté par la valeur de l'irradiation, mais l'effet est très faible. Comme l'a montré dans la Fig. (II.21) la tension du module PV varie très peu avec des niveaux d'éclairement variable.

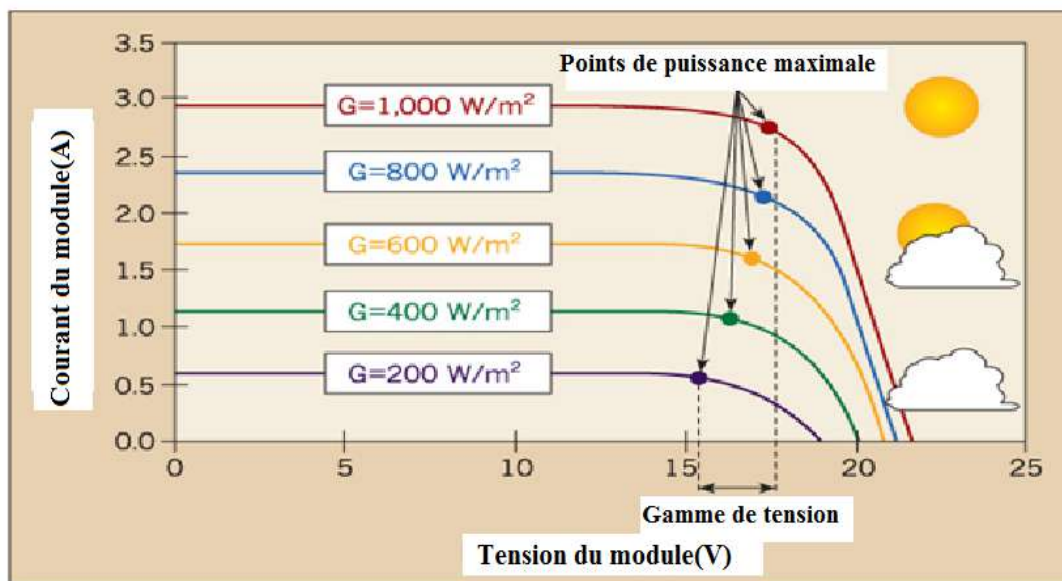


Fig. (II.21) Influence de l'éclairement énergétique sur la caractéristique Courant-Tension du module (PV)

II.3.6.5 Orientation et inclinaison des modules

La position des modules photovoltaïques par rapport au soleil influe directement sur leur production énergétique. Il est très important de bien les placer pour les utiliser au maximum de leurs possibilités. Quand il est possible de choisir, l'orientation idéale d'un module photovoltaïque est très simple à déterminer : on le place vers l'équateur. Si on est dans l'hémisphère Nord, le module sera donc orienté vers le Sud, et si l'on est dans l'hémisphère Sud, il sera orienté vers le Nord. Le tableau ci-dessous donne le pourcentage approximatif de fonctionnement des modules solaires par rapport à leur orientation et à leur inclinaison. L'orientation idéale est plein sud, à 30 degrés d'inclinaison. A la même inclinaison mais avec un capteur orienté plein est, la puissance reçue est seulement 10% moins bonne, ce qui n'est pas rédhibitoire [27].

INCLINAISON ORIENTATION		0°	30°	60°	90°
EST		93 %	90 %	78 %	55 %
SUD-EST		93 %	96 %	88 %	66 %
SUD		93 %	100 %	91 %	68 %
SUD-OUEST		93 %	96 %	88 %	66 %
OUEST		93 %	90 %	78 %	55 %

Tableau (II.2) Pourcentage approximatif de fonctionnement des modules solaires par rapport à leur orientation et à leur inclinaison [27]

II.3.7 Notion d'un champ photovoltaïque

L'interconnexion de modules entre eux - en série- permet d'augmenter la tension générée pour un même courant et leur interconnexion -en parallèle – permet d'augmenter le courant délivré pour une même tension, mais pour obtenir une puissance plus grande, les modules sont connectés en série et en parallèle ceci définit la notion de champ photovoltaïque. La figure (II.22) montre une photo d'un champ photovoltaïque composé de plusieurs modules (PV).



Fig. (II.22) Photo illustrant un champ photovoltaïque

II.3.8 Composants d'un système photovoltaïque

La Figure (II.23) illustre les composants d'un système photovoltaïque :

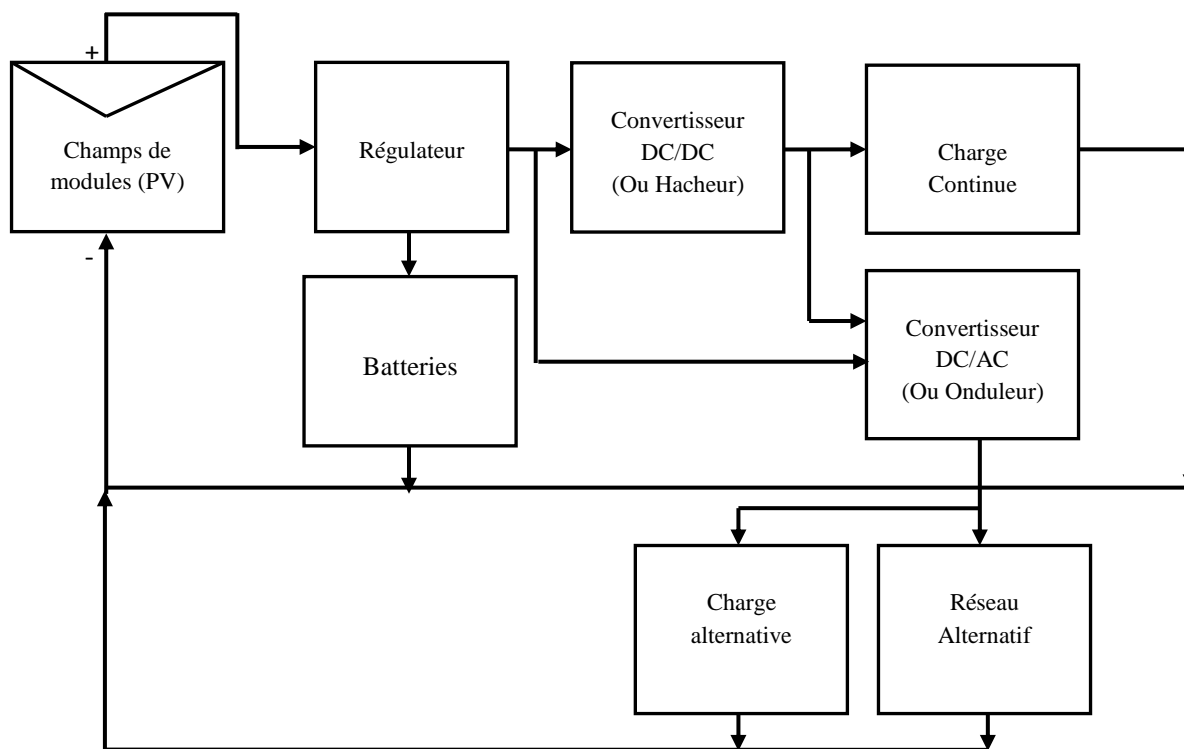
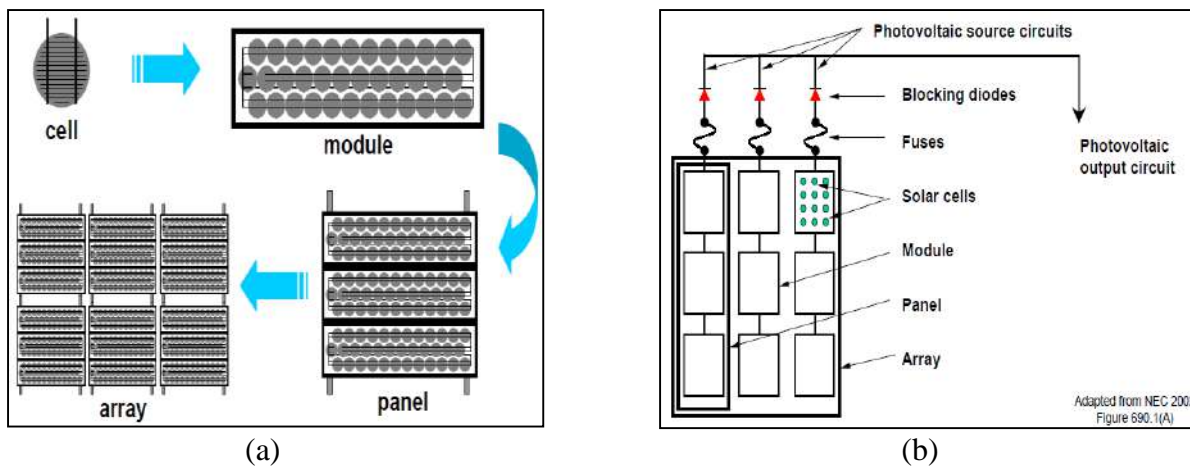


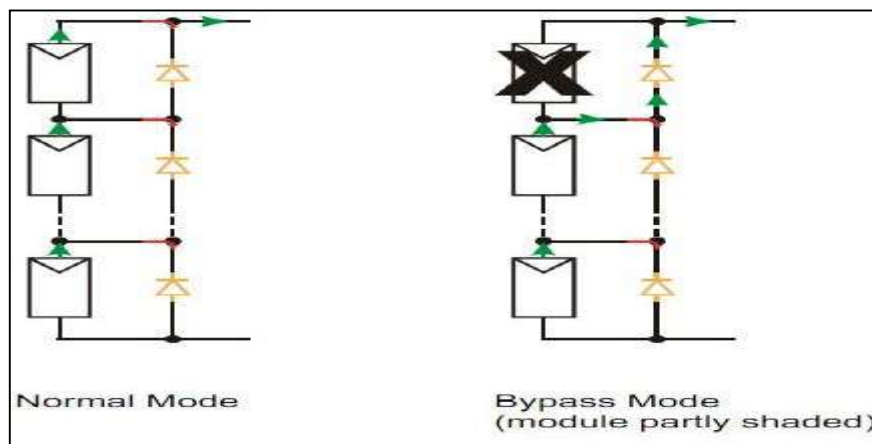
Fig. (II.23) Schéma d'un système photovoltaïque complexe

Comme nous voyons sur la figure (II.23), nous constatons les composants suivants :

II.3.8.1 Le champ photovoltaïque (ou le GPV ou générateur photovoltaïque)

Comme montrée sur la Fig. (II.24) le GPV est un assemblage mécanique de panneaux intégrés avec une structure de support, une base et d'autres composants (comme les diodes dites d'anti-retour et les diodes dites BY PASS et les fusibles), comme requis, pour former une unité de production de puissance à courant continu.





(c)

Fig. (II.24) Principaux composants d'un GPV

(a) Illustration et différenciation entre cellule (PV), module (PV), panneau (PV) et Générateur (PV)

(b) Identification des diodes anti retour et des fusibles

(c) Identification des diodes BY PASS [28]

a) La diode anti-retour

Elle sert à protéger le panneau solaire contre le courant inverse pouvant entrer dans le panneau. Un courant inverse voudrait dire que le panneau solaire se comporte en consommateur au lieu de producteur d'électricité. Or un panneau solaire n'est pas fait pour cela et ce courant inverse peut l'endommager.

Dans toute diode il y a une faible chute de tension. Cette chute de tension est de l'ordre de 0,7V pour les diodes à substrat silicium, 0,3 V pour le germanium et les diodes Schottky. (Des diodes qui ont un seuil de tension directe très bas et un temps de commutation très rapide). Il faut choisir le modèle de diode en fonction de la puissance du panneau solaire. Il faut que cette diode résiste au courant maximum pouvant être produit par le panneau I_{cc} (courant court-circuit). Si on ne connaît pas I_{cc} on peut l'estimer grâce à cette simple formule:

$$I_{\max} = \frac{P_{\max}}{V_{\max}} \quad (\text{II.17})$$

Où : P_{\max} : c'est la puissance au point de fonctionnement maximal du panneau solaire.

V_{\max} ; c'est la tension de fonctionnement maximal du panneau solaire.

La diode se place dans le boîtier de raccordement (ou boîtier de jonction) à l'arrière du panneau solaire.

b) La diode BY PASS

La mise en série des cellules peut être dangereuse lorsque l'une d'entre elles se retrouve à l'ombre. Elle va s'échauffer et risque de se détruire.

En effet, une cellule "masquée" voit l'intensité qui la traverse diminuer. De ce fait, elle bloque la circulation de l'intensité "normale" produite par les autres modules. La tension aux bornes de cette cellule "masquée" augmente, d'où apparition d'une surchauffe. C'est l'effet d'auto polarisation inverse. Une telle cellule est appelée "Hot spot".

Pour supprimer ce problème et protéger la cellule « masquée », on place des diodes «BY PASS» en antiparallèle sur 18 ou 24 cellules de façon à court-circuiter les cellules ombrées. Pour supprimer ce problème et protéger la cellule « masquée », on place des diodes « BYPASS» en antiparallèle sur 18 ou 24 cellules de façon à court-circuiter les cellules ombrées.

- 1 diode : 100 % du module est en BY-PASS,
- 2 diodes : 50 % du module est en BY-PASS,
- 3 diodes : 33 % du module est en BY-PASS.

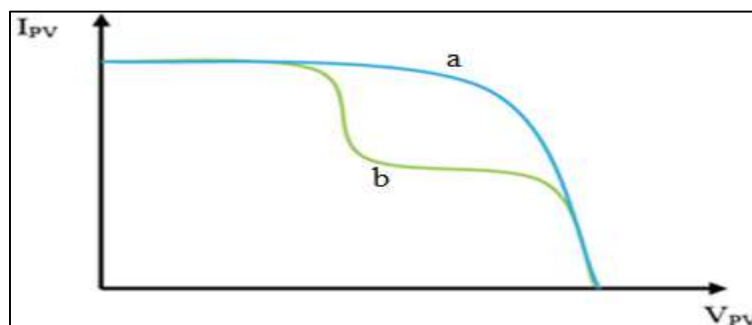


Fig. (II.25) Effet de la diode by-pass sur la caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque

- a) Caractéristique d'un générateur PV lorsque les deux sous-réseaux sont identiques, sans effet des diodes by-pass.
- b) Caractéristique d'un générateur PV lorsque l'un des sous-réseaux est isolé par la diode by-pass.

II.3.8.2 Les charges continues

Le moteur à courant continu est un très bon exemple de charge à courant continu, on peut citer aussi les équipements de télécommunications, les récepteurs électroniques tels que les ordinateurs, chaîne Hi fi, radiocassettes, ...

II.3.8.3 Les batteries de stockage de l'électricité photovoltaïque

Les générateurs **photovoltaïques** autonomes ont besoin d'un stockage électrique pour assurer une fourniture d'énergie quasi permanente quelles que soient les séquences d'ensoleillement. Suivant les applications, cette fourniture d'énergie sera assurée, par exemple, pendant deux à trois jours pour certains petits systèmes domestiques à une quinzaine de jours pour les applications professionnelles, comme les phares maritimes. Les différentes applications font appel à des **batteries** de technologie différente afin de garantir le service rendu. Parmi ces technologies, la batterie au plomb, bien que connue depuis plus de cent ans, offre actuellement la meilleure réponse en termes de prix et de durée de vie. Certains sites, où les contraintes d'exploitation et d'environnement climatique sont particulièrement sévères, peuvent être équipés de batteries au nickel-cadmium, mais leur coût prohibitif ne permet pas la généralisation de leur emploi.

Pour des installations photovoltaïques spécifiques, à usage unique tels que le pompage de l'eau ou de la réfrigération, le stockage peut se présenter sous la forme d'eau ou de glace.



Fig. (II.26) Pack de batteries pour système solaire [29]

L'utilisation de batteries dans les systèmes photovoltaïques se distingue de leur utilisation dans d'autres applications, l'expérience des batteries dans les systèmes (PV) a montré à la fois qu'elles peuvent être chargées profondément comme elles peuvent être laissées à de faibles états de charge pendant des périodes de temps prolongées. Dans tout système photovoltaïque qui comprend les batteries, celles-ci ont un effet majeur sur le système, impact sur les performances, le coût, les besoins d'entretien, la fiabilité, et la conception de l'installation photovoltaïque. Le coût des batteries dans un système isolé est similaire au coût des modules photovoltaïques [30].

II.3.8.4 Le convertisseur DC /DC

Ce type de convertisseur est utilisé principalement, avec un certain control, pour la recherche du point de puissance maximale (MPP) et peut avoir une seconde tâche qui consiste en la transformation de la tension des batteries en une tension différente pour alimenter les charges à courant continu. Il existe deux types de convertisseurs actifs ayant un bon rendement : le convertisseur DC/DC dit Élevateur ou éleveur et le convertisseur DC/DC dit Back ou abaisseur.

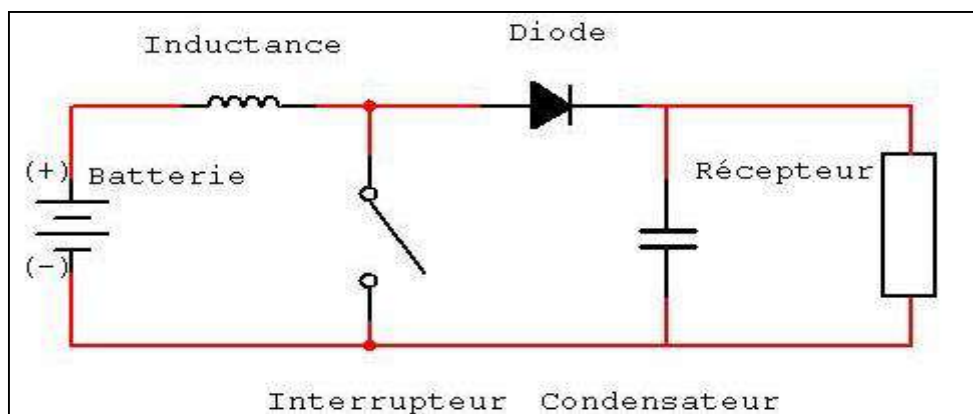


Fig. (II.27) Schéma d'un convertisseur DC/DC Élevateur

Si l'interrupteur est fermé, l'inductance stocke le courant provenant de la batterie. Si l'interrupteur est ouvert, l'interruption de courant provoque une surtension dans l'inductance dérivée dans le condensateur et le récepteur. La diode empêche tout retour de courant. Le condensateur sert à lisser la tension de sortie.

Le rendement est de 70% et peut atteindre 85 à 90% pour les meilleurs convertisseurs DC/DC.

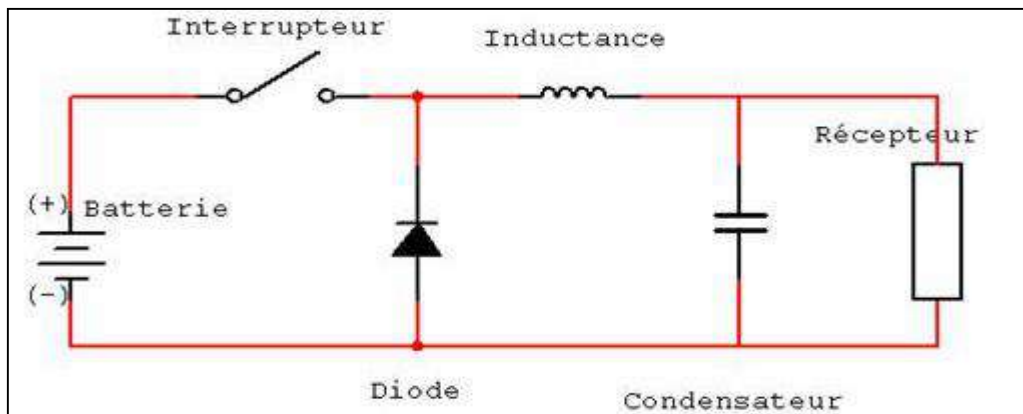


Fig. (II.28) Schéma d'un convertisseur DC/DC Buck

Il sert à produire une tension plus basse que celle des batteries et il s'applique à l'alimentation de radios et autres.

Lorsque l'interrupteur est fermé, le courant circule de la batterie vers le récepteur à travers l'inductance. Si l'interrupteur s'ouvre, la tension aux bornes de l'inductance s'inverse et la diode protège donc l'interrupteur. Le rendement est de 80 à 90%.

II.3.8.5 Le régulateur de charge /décharge

Le régulateur de charge dans un système photovoltaïque est le composant de jonction entre le générateur solaire, la batterie de stockage et les consommateurs intervenant dans le système. Il a pour rôle de protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes et assure de ce fait et le mieux possible le bon fonctionnement de la batterie ainsi que la gestion du système autonome solaire PV [31].

Donc, l'importance d'un régulateur de charge dans un système photovoltaïque autonome n'est plus à discuter. Il doit cependant être réalisé avec le plus grand soin pour répondre aux exigences de coût, de simplicité, de généralité et de fiabilité [32].

Comme son nom l'indique, le régulateur de charge/décharge régule les charges et les décharges de la batterie. Si la batterie était à pleine charge et que les modules continuaient de lui fournir de l'énergie, il y aurait alors surcharge et la batterie se détériorerait. De même, il est recommandé de ne pas vider entièrement une batterie. Ainsi, même s'il s'agit d'une batterie à décharge profonde, il vaut mieux ne pas descendre en dessous de 50% à 80% de décharge pour ne pas trop la dégrader. Le régulateur augmente donc sa durée de vie en lui évitant des états extrêmes.

a) Connexion d'un régulateur de charge

Avant d'être raccordé, le régulateur doit être fixé à son emplacement définitif. Pour les branchements, il faut se munir de câbles électriques adaptés à sa puissance: la section du câble doit être plus ou moins grande en fonction de l'intensité pour limiter les pertes par

« effet de joule » Les bornes du régulateur sont généralement étudiées pour des sections allant jusqu'à 16 mm².

Les sections minimales sont fonctions de l'ampérage du régulateur [33] :

$I \leq 10$ A, section minimum de 1,5 mm²

$10 < I \leq 20$ A, section minimum de 2,5 mm²

$20 < I \leq 30$ A, section minimum de 4,0 mm²

Il est recommandé d'intégrer un fusible externe entre la batterie et le régulateur pour empêcher tout risque de court-circuit. Il doit être d'un ampérage au moins égale à celui données par les caractéristiques du régulateur. Ce fusible devra être au plus près des pôles de la batterie.

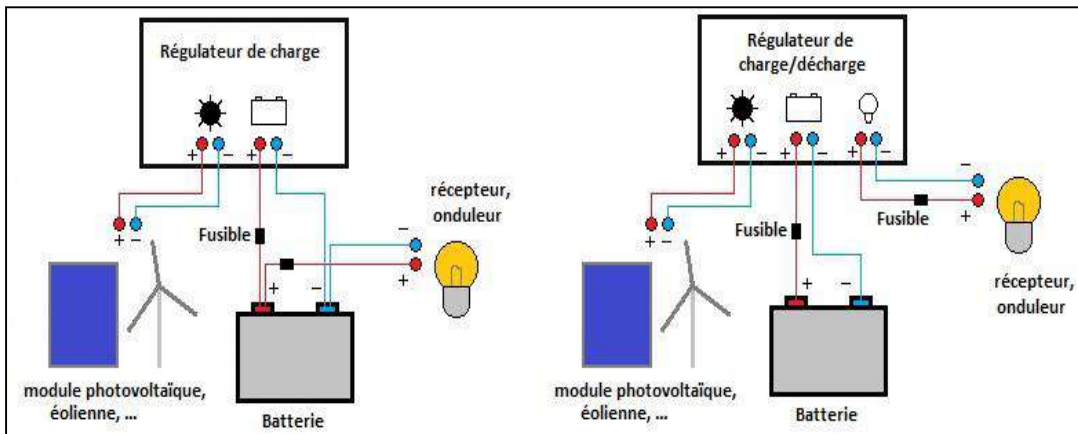


Fig. (II.29) Connexion d'un régulateur

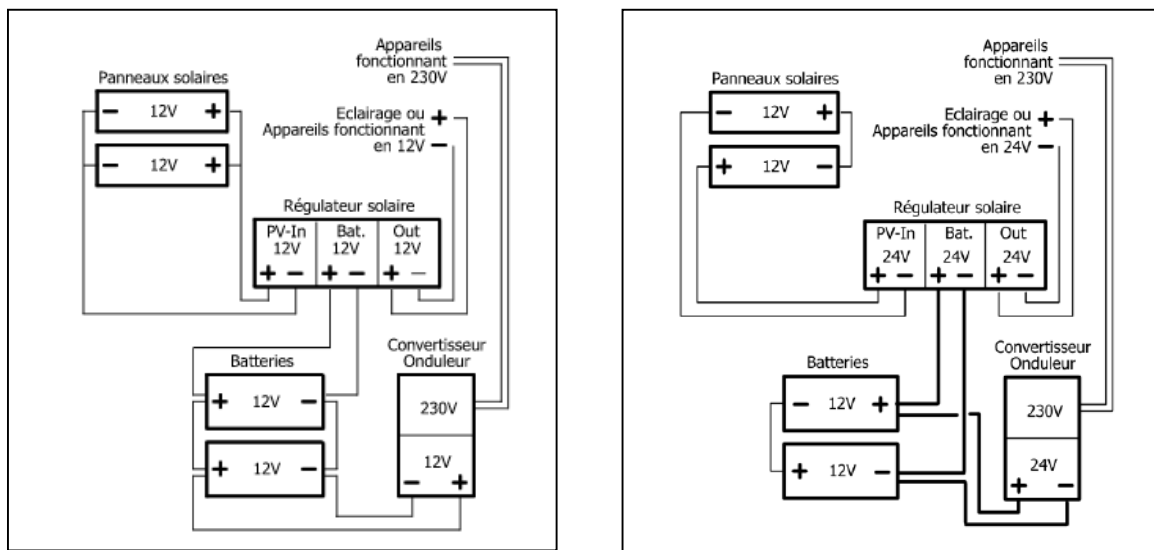


Fig. (II.30) Exemples de montage d'une installation solaire autonome en 12V et 24V [34]

(a)Exemple :

- 2 panneaux solaires de 60W (12V-5A) = 120W (12V-10A)
- 2 batteries de 50Ah-12V = 100Ah-12V (1200Wh)

(b)Exemple :

- 2 panneaux solaires de 60W (12V-5A) = 120W (24V-5A)
- batteries de 50Ah-12V = 50Ah-24V (1200Wh)

- 2

b) Types de régulateurs de charge

Selon la taille de l'installation photovoltaïque, il existe quatre types de régulateurs de charge/décharge à savoir :

- **Le régulateur shunt**

Le régulateur détecte la tension de la batterie en sortie, si cette tension atteint un seuil prédéfini, 14.4 volts, il va dériver le courant du panneau solaire vers une résistance de faible valeur, court circuit du panneau solaire, ce qui va faire chauffer le régulateur. Quand le panneau solaire est court-circuité, cycle de non charge, la tension de la batterie diminue alors jusqu'à ce que le régulateur permette à nouveau au panneau solaire de la recharger, ceci va créer un cycle de charges / non charge, plus la batterie est chargée, et plus les périodes de non charge sont fréquentes. La régulation par court circuit, n'est utilisée que pour de petites installations.

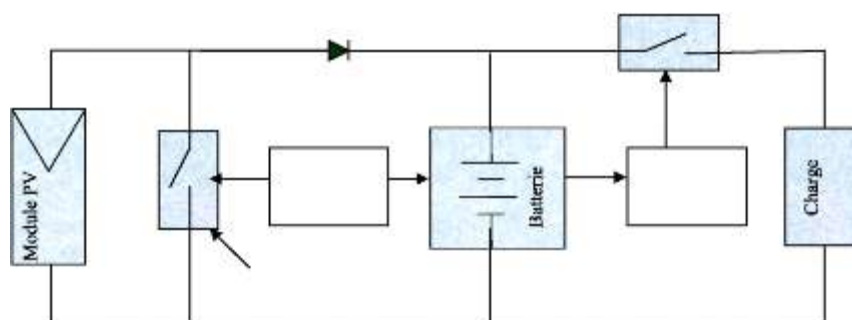


Fig. (II.31) Schéma d'un régulateur shunt

Typiquement le régulateur shunt peut fonctionner selon deux techniques de contrôle:

1. La deuxième méthode « *shunt linear design* »; si la tension v_{bat} atteint la valeur V_R , l'élément shunt interrompe le courant de charge d'une manière linéaire, figure (II.32.a) afin de maintenir la tension V_{bat} à une tension fixe.
2. La première technique est une simple interruption « on/off » « *shunt interrupting design* », quand la tension V_{bat} atteint la tension de régulation V_R , le régulateur déconnecte complètement la batterie du panneau photovoltaïque, puis il la reconnecte si sa tension diminue à la valeur V_{ARV} (*array reconnect voltage*). Cette opération continue de cette manière jusqu'à ce que la batterie s'approche de la pleine charge figure (II.32.b)

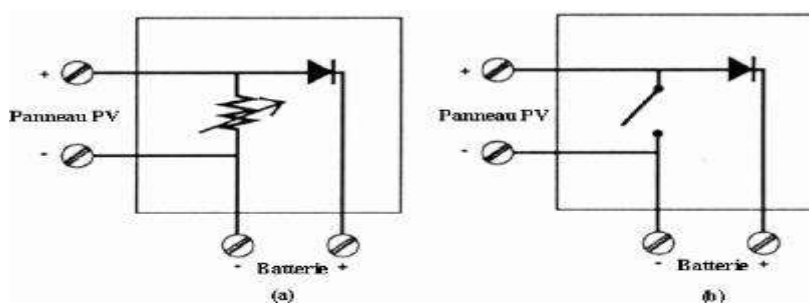


Fig. (II.32) Techniques de fonctionnement d'un régulateur shunt

- **Régulateur série**

Un circuit va mesurer la tension aux bornes de la batterie (par exemple batterie à 12V) si cette tension atteint un seuil prédéfini, 14.4 volts, le circuit va déconnecter la batterie du système de charge, ceci évite l'échauffement du régulateur solaire, dès que la tension aux bornes de la batterie tend à descendre le régulateur reconnecte la batterie au système. Régulation en circuit ouvert, c'est un fonctionnement du type série, petites et moyennes installations.

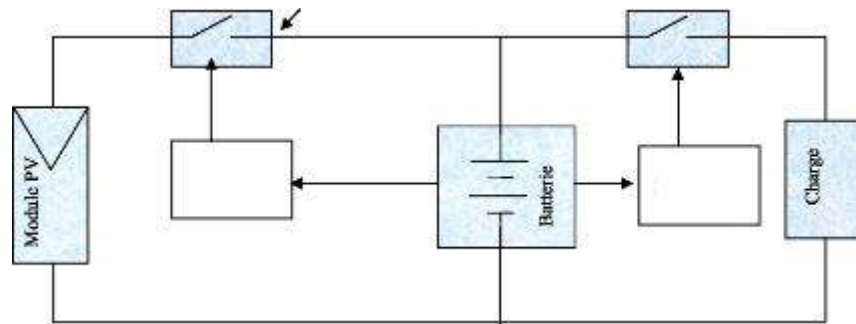


Fig. (II.33) Schéma d'un régulateur série

Le régulateur série peut fonctionner selon plusieurs méthodes soit:

1. Le régulateur déconnecte complètement la batterie du panneau photovoltaïque si sa tension atteint la tension de régulateur V_R , puis il la reconnecte si sa tension diminue à la valeur V_{ARV} . [35].
2. Par limitation linéaire du courant de charge afin de maintenir la tension de la batterie à la valeur V_R .

- **Régulateur PWM**

Un circuit va mesurer la tension aux bornes de la batterie (exemple d'une batterie 12V) si cette tension atteint un seuil prédéfini, 14.4 volts, le circuit va déconnecter la batterie du système de charge, ceci évite l'échauffement du régulateur solaire, dès que la tension aux bornes de la batterie tend à descendre le régulateur reconnecte la batterie au système. Régulation en circuit ouvert, c'est un fonctionnement du type série, petites et moyennes installations.

c) **Choix du régulateur**

A partir de 15 watts, il faut installer un régulateur de charge. Celui-ci stabilise l'énergie solaire et protège la batterie des surcharges. La diode anti-retour intégrée au panneau empêche l'énergie de la batterie de repartir vers celui-ci. Il existe plusieurs modèles de régulateurs de différentes puissances.

Pour bien **choisir le régulateur de charge**, deux points essentiels :

- la tension entre les panneaux et les batteries: le régulateur doit pouvoir accepter cette tension (en général 12V, 24V ou 48V). Les régulateurs acceptent des plages de tension plus ou moins larges.
- L'intensité maximale du régulateur : l'intensité du régulateur (exprimée en ampères) doit être supérieure à l'intensité de court circuit du ou des panneaux solaire auquel il est relié. Cette donnée est indiquée sur la notice de chaque panneau. Il est recommandé de prendre en plus une marge de sécurité de 10% à 20%.

II.3.8.6 Commande MPPT pour un système photovoltaïque

La production de cette énergie est non linéaire et elle varie en fonction de l'intensité lumineuse et de la température. Par conséquent, le point de fonctionnement du panneau photovoltaïque, PV ne coïncide pas toujours avec le point de puissance [Fig. (II.34)].

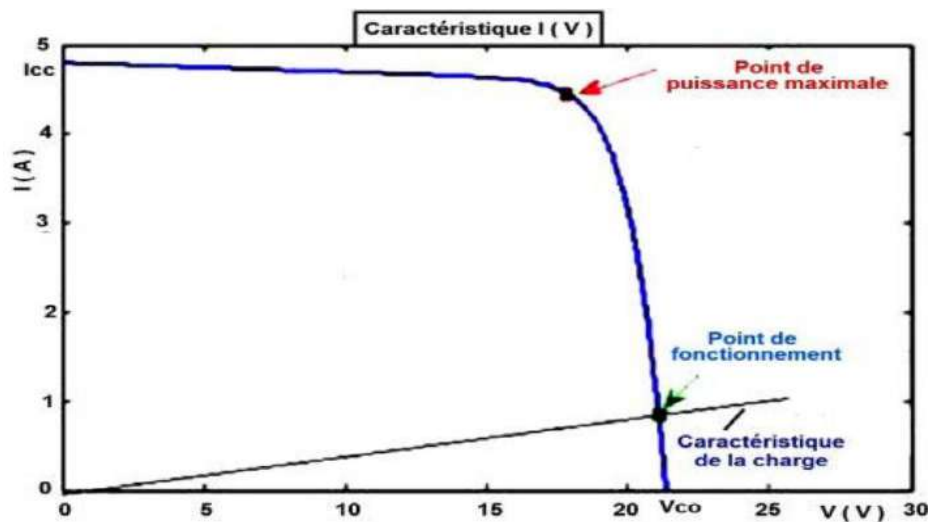


Fig. (II.34) Caractéristique $I=f(V)$ du panneau photovoltaïque

On utilise alors un mécanisme qui permet la recherche et la poursuite du point de puissance maximale, appelé « maximal power point tracking », (MPPT) afin que la puissance maximale soit générée en permanence [36].

Par conséquent, plusieurs travaux ont porté sur les systèmes photovoltaïques. Ils ont essayé de développer des algorithmes permettant d'extraire le maximum d'énergie convertie par le panneau et alors qui permet un fonctionnement optimal du système photovoltaïque [37].

Plusieurs algorithmes, basés sur des méthodes de commande diverses, ont été développés, à savoir :

a) Algorithme Perturber et observer (P&O)

Le principe de cet algorithme est d'effectuer une perturbation sur la tension du panneau PV tout en agissant sur le rapport cyclique « D ». En effet, suite à cette perturbation, on calcule la puissance fournie par le panneau PV à l'instant (k), puis on la compare à la précédente de l'instant (k-1).

Si la puissance augmente, on s'approche du point de puissance maximale, « PMP » et la variation du rapport cyclique est maintenue dans le même sens.

Au contraire, si la puissance diminue, on s'éloigne du point de puissance maximale,

« PMP ». Alors, on doit inverser le sens de la variation du rapport cyclique [38].

b) Algorithme Incrément de la conductance, ‘INC’

Le principe de cet algorithme est basé sur la connaissance de la valeur de la conductance $G=I/V$ et sur l’incrément de la conductance (dG) pour en déduire la position du point de fonctionnement par rapport au point de puissance maximale, ‘PMP’. Si l’incrément de conductance (dG) est supérieur à l’opposé de la conductance ($-G$), on diminue le rapport cyclique.

Par contre, si l’incrément de conductance est inférieur à l’opposé de la conductance, on augmente le rapport cyclique. Ce processus est répété jusqu’à atteindre le point de puissance maximale, (PMP) [39].

c) Algorithme à base de la mesure d’une fraction de la tension, Voc Ou (FOCV)

Cet algorithme est basé sur la relation linéaire entre la tension de circuit ouvert et la tension optimale donnée par l’équation suivante:

$$V_{mpp} = k \times V_{oc} \quad (\text{II.18})$$

Où k est un facteur de tension dépendant des caractéristiques de la cellule PV et qui varie entre 0.73 et 0.8.

Pour en déduire la tension optimale, on doit mesurer la tension du circuit ouvert V_{oc} . Par conséquent, le point de fonctionnement du panneau est maintenu proche du point de puissance optimale en ajustant la tension de panneau à la tension optimale calculée. Le processus permet d’agir cycliquement sur le rapport cyclique pour atteindre la tension optimale [40].

d) Algorithme à base de la mesure d’une fraction du courant, Isc Ou (FSCC)

Cette technique est basée sur la relation linéaire entre le courant de court-circuit et le courant optimal donné par l’équation suivante:

$$I_{mpp} = k \times I_{sc} \quad (\text{II.19})$$

Où :

K est un facteur de courant dépendant des caractéristiques de la cellule PV et qui varie entre 0.85 et 0.92.

En effet, le point de fonctionnement optimal est obtenu en amenant le courant du panneau au courant optimal. Par conséquent, on change le rapport cyclique jusqu’à ce que le panneau atteigne la valeur optimale [41].

e) Algorithme à base de la logique floue

Récemment, la commande à base de la logique floue a été utilisée dans les systèmes de poursuite du point de puissance maximale. Cette commande offre l’avantage d’être une commande robuste et qui ne nécessite pas la connaissance exacte du modèle

mathématique du système. En particulier, cette commande est mieux adaptée aux systèmes non linéaires.

II.3.8.7 Le convertisseur DC/AC (L'onduleur)

L'électricité est considérée comme l'une des forces motrices du développement économique de toutes les nations. Le défi de générer de manière continue l'électricité et répondre aux demandes croissantes est de taille pour les deux pays développés et en développement, en exerçant une pression énorme sur les infrastructures énergétiques.

Dans les pays en développement, où plus de 50% de la population réside dans les régions rurales, le coût de l'électricité livrée est très coûteux et inabordable pour les pauvres en milieu rural donnant lieu à la norme réduite de la vie et les inégalités sociales [42].

Par exemple, en Algérie : 40,5% de la population vivent dans les régions rurales (en fin 2006) après qu'elle était de 35,51% en 1998. Pour suivre le rythme avec le taux de croissance actuel de la demande d'énergie électrique, l'approvisionnement en énergie et la production d'électricité doivent être multipliés.

De nos jours, les énergies renouvelables occupent une place beaucoup plus grande. Une forme d'énergie qui est de plus en plus utilisée et pour cause, cette source d'énergie est disponible presque partout.

Pour pouvoir alimenter des charges alternatives ou l'injecter au réseau de distribution alternatif, l'énergie produite sous forme continue, doit être ondulée par un convertisseur très indispensable : **L'onduleur**.

Un **onduleur** est un dispositif d'électronique de puissance permettant de délivrer des tensions et des courants alternatifs à partir d'une source d'énergie électrique continue (par exemple une Source Photovoltaïque). C'est la fonction inverse d'un redresseur. L'onduleur est un convertisseur statique de type continu/alternatif [43].

Les onduleurs destinés aux systèmes photovoltaïques sont quelques peu différents des onduleurs classiques utilisés en électrotechnique, mais l'objectif de conversion AC/DC est le même. La principale caractéristique de l'onduleur PV est la recherche du meilleur point de fonctionnement du système.

Autrement dit : Les onduleurs photovoltaïques sont des structures en pont constituées le plus souvent d'interrupteurs électroniques tels que les transistors de puissance ou thyristors. Par un jeu de commutations commandées de manière appropriée (généralement une modulation de largeur d'impulsion), on modélise la source afin d'obtenir un signal alternatif de fréquence désirée.

On distingue habituellement :

II.3.8.7.1 L'onduleur autonome (Stand alone Inverter)

C'est un type d'onduleur qui délivre une tension de fréquence soit fixe, soit ajustable par l'utilisateur. Il n'a pas besoin de réseau électrique pour fonctionner. Indépendants des systèmes d'énergie solaire, les onduleurs autonomes peuvent être utilisés dans des endroits éloignés (comme une cabane, pompe à eau au chalet ou au poste de surveillance) ainsi que pour les situations d'énergie mobiles, tels que les bateaux et les véhicules récréatifs. Ils sont de différentes tailles : de 100W pour alimenter un ordinateur portable à 10kW pour alimenter toute une maison ou une petite exploitation commerciale. Les onduleurs modernes utilisent des techniques à base de microprocesseurs pour générer une tension sinusoïdale à l'aide de la modulation en largeur d'impulsion. Ces impulsions commandent des transistors alimentant un transformateur. À la sortie du transformateur, un filtre coupe les harmoniques. La technique est largement répandue.

Contrairement aux onduleurs reliés au réseau, les onduleurs autonomes utilisent des batteries pour le stockage et des **contrôleurs de charge** pour assurer la durabilité de ces batteries. Et comme ces onduleurs ne sont pas connectés au réseau ils ne sont pas munis d'équipements de protection contre le phénomène d'îlotage.

II.3.8.7.2 Onduleur non autonome ou onduleur raccordé au réseau (Grid Connecte Inverter)

Quand un onduleur est connecté au réseau et alimenté par une source d'énergie renouvelable (en particulier une source solaire), il est appelé techniquement : **Grid-Connected Inverter** ou **GCI**. En effet, les performances techniques et la fiabilité des onduleurs utilisés pour le raccordement des systèmes photovoltaïques au réseau de distribution d'électricité, sont des paramètres qui peuvent très fortement faire varier la production d'énergie électrique annuelle et donc la rentabilité financière d'un système [44].

Dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau [Fig. (II.35)], l'un des objectifs que doit réaliser l'onduleur connecté au réseau, est le contrôle du courant issu du champ de modules photovoltaïques et de la puissance injectée au réseau suivant les normes en vigueur. De ce fait, les spécifications standards servant à la conception d'un onduleur connecté concerneront la puissance nominale, la tension nominale du réseau, la tension maximale du DC-bus, le contrôle de l'onduleur etc. [45].

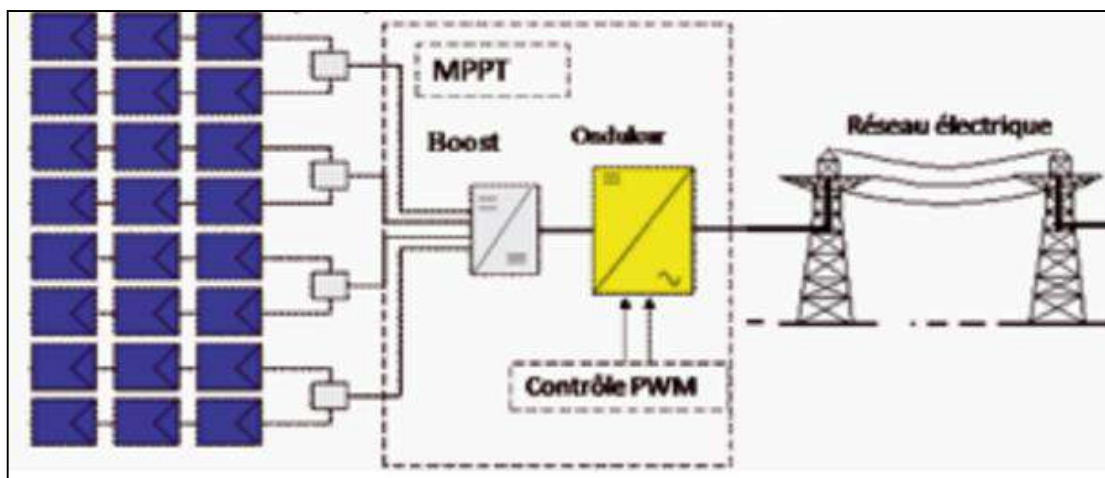


Fig. (II.35) Système photovoltaïque connecté au réseau [44]

Certains aspects peuvent apporter des améliorations significatives dans la conception et la réalisation pratique des onduleurs connectés au réseau, à savoir :

- Le contrôle de la puissance.
- Le contrôle du facteur de puissance.
- La réduction du taux de la distorsion harmonique.
- L'élimination de la composante continue du courant injecté au réseau et surtout l'utilisation du contrôle digital.

A) Caractéristiques des GCI

Les GCI doivent répondre aux exigences suivantes :

- a) Transformer le courant électrique continu produit par les cellules PV en courant électrique alternatif ; semblable à celui qui est délivré par le réseau.
En cas d'absence ou de défaillance du réseau, l'onduleur se déconnecte automatiquement pour des raisons de sécurité : c'est la « protection de découplage » qui permet de supprimer tout risque d'électrocution lorsque des techniciens font une opération de maintenance sur le réseau,
- b) « Règle d'or » : la puissance crête des modules ne doit jamais être inférieure à la puissance de l'onduleur
- c) Comme tout composant électronique, l'onduleur a une durée de vie limitée. Ainsi il faut prévoir de le changer tout les 8 à 10 ans.
- d) Assurer une connexion optimale à partir des modules photovoltaïques, tout en prenant soin du fonctionnement de l'onduleur,
- e) Améliorer le rendement du contrôle de l'onduleur connecté par rapport aux techniques obtenues actuellement dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau.
- f) Améliorer la qualité de la puissance électrique générée et injectée.

B) Plage de travail d'un onduleur photovoltaïque

Comme l'onduleur photovoltaïque représente le cœur de chaque installation PV, il doit être puissant, efficace et d'une grande fiabilité. Il possède des plages de travail bien définies :

- a) **Puissance maximale** : Cette puissance qui peut aller de 1kW à 10kW pour les onduleurs monophasés alimentant des charges résidentielles et supérieures à 10kW pour les onduleurs triphasés conçus généralement pour les charges commerciales.

Cas particulier :

$$\text{Si } P_{\max_mod} > P_{\max_ond}$$

C'est-à-dire : Si le champ PV pourrait délivrer une puissance supérieure à la puissance d'entrée maximale de l'onduleur, il ne s'agit pas d'un cas critique. Par contre, l'onduleur limite la puissance d'entrée et travaille sur un point de fonctionnement ne permettant pas d'atteindre une puissance maximale.

- b) **Tensions minimum et maximum :**

La plage de variation de la tension du champ photovoltaïque est en fonction de la température des cellules PV. En fonction de cette dernière, le point de fonctionnement optimal (MPP) peut varier dans une plage de tension de l'ordre de -20% à +15%.

Deux cas sont à envisager :

- **Cas N°1 : Si $U_{mpp-mod} < U_{min-DC-onduleur}$**

Si le champ PV atteint son MPP (point de fonctionnement optimal) pour une tension inférieure à la tension minimale d'entrée de l'onduleur, il ne s'agit pas d'un cas critique. Par contre, soit l'onduleur fonctionnera à une puissance correspondant à sa tension d'entrée minimale, soit il ne démarrera pas.

- **Cas N°2**

Si $U_{co-mod} > U_{DC-max-ond}$

Si le champ PV a une tension à vide plus élevée que la tension d'entrée maximale de l'onduleur, il s'agit d'un cas critique, l'onduleur est en danger et risque d'être endommagé.

c) **Le courant maximum** : c'est le courant fourni par le champ photovoltaïque selon son orientation et son inclinaison.

Si $I_{cc-mod} > I_{ond}$

C'est-à-dire : Si le courant maximal fourni par le champ PV dépasse l'intensité maximale acceptable pour l'onduleur, il s'agit d'un cas critique qui peut endommager irréversiblement l'onduleur.

d) **Rendement de l'onduleur** :

Le rendement d'un onduleur est le rapport entre la puissance à son entrée et celle à sa sortie

$$\eta = P_{AC} / P_{DC} \quad (II.20)$$

Un onduleur peut être caractérisé par son « rendement européen », obtenu sur base de rendement à charge partielle. Celui-ci atteint actuellement 95 % [46].

Pour faire une comparaison entre les différents onduleurs et / ou des onduleurs qui sont exploités sous différentes conditions climatiques possibles, le rendement dit Européen et noté "Euro η " a été défini selon l'expression suivante [46]:

$$\eta_{Euro} = 0,03 \times \eta_{5\%} + 0,06 \times \eta_{10\%} + 0,13 \times \eta_{20\%} + 0,1 \times \eta_{30\%} + 0,48 \times \eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%} \quad (II.21)$$

II.3.8.8 Configurations des onduleurs photovoltaïques

Il existe différentes configurations de gestion de ces systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Néanmoins, toutes ces approches reposent sur un générateur photovoltaïque 'GPV' raccordé au réseau par le biais d'onduleurs qui transfèrent et mettent en forme l'énergie solaire électrique. Les progrès réalisés dans le développement des onduleurs dédiés au photovoltaïque ont permis de faire évoluer grandement ces systèmes de gestion.

Les onduleurs ne se limitent plus seulement à transformer la puissance continue (DC) générée par les modules solaires en puissance alternative sous forme d'une tension sinusoïdale de fréquence souhaitée (230 V/400V – 50Hz), mais ils exploitent également la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque en le forçant à fonctionner à son point de puissance maximum.

De plus, ils assurent une surveillance fiable du réseau pour protéger ce dernier contre les pannes et interrompre, l'alimentation en cas de problèmes survenant, soit du réseau, soit de l'installation [44].

Les onduleurs photovoltaïques peuvent être monophasés ou triphasés, avec transformateurs ou sans transformateurs, avec convertisseur DC/DC ou sans convertisseur DC/DC.

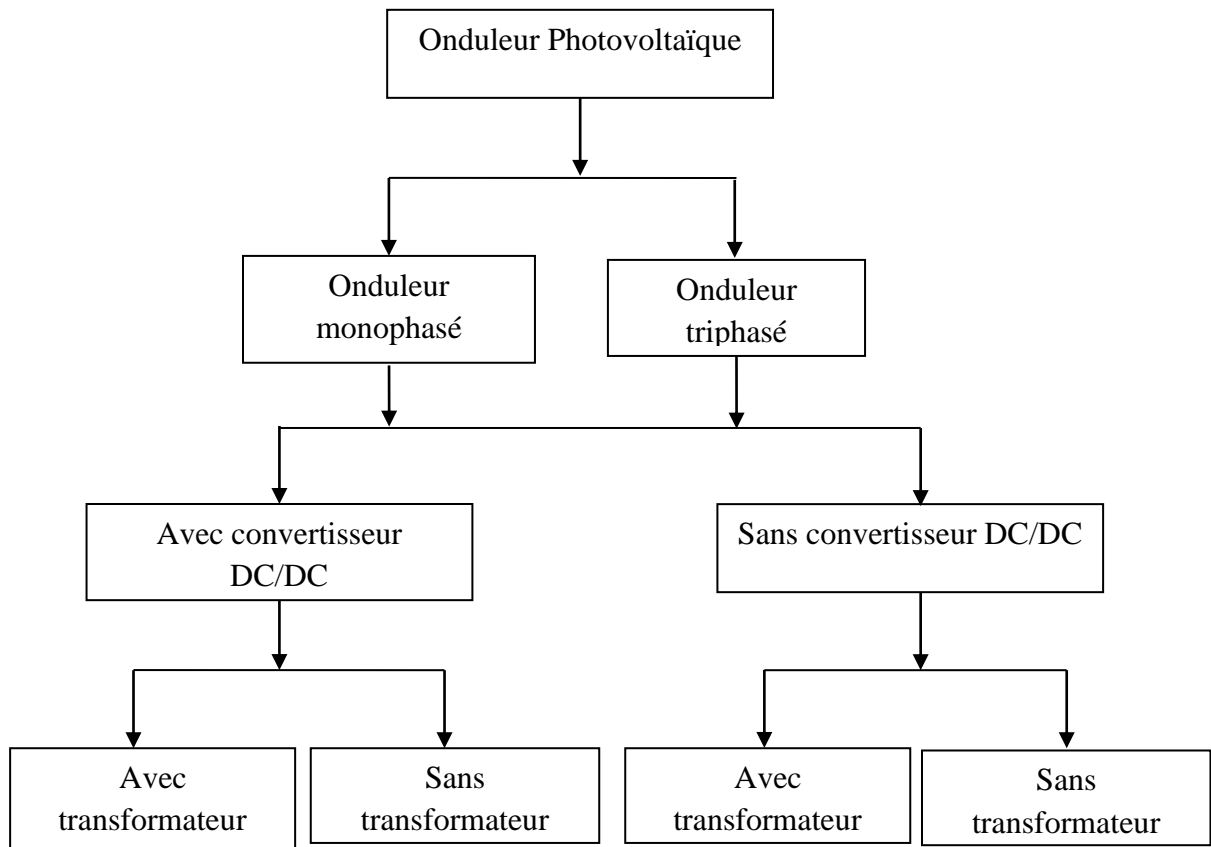


Fig. (II.36) Configurations des onduleurs photovoltaïques

II.3.8.9 Contrôle des onduleurs connectés au réseau

Généralement, dans un système photovoltaïque connecté au réseau électrique, c'est le courant que l'onduleur injecte au réseau qui doit être réellement contrôlé. Celui-ci sera la variable à réalimenter dans l'onduleur quand il est planifié de fermer la boucle de régulation.

Dans la plupart des applications des onduleurs VSI « **Voltage Source Inverter** » avec modulation de largeur d'impulsion PWM, les convertisseurs possèdent une structure de contrôle composée d'une boucle interne de courant. A cause de la forme aléatoire de l'onde du courant de sortie de l'onduleur, le contrôleur du courant a pour objectif d'obtenir des courants de sortie de l'onduleur qui suivent fidèlement une référence imposée. Le courant de sortie devra être le plus sinusoïdal possible avec une distorsion harmonique faible comme l'exigent les normes d'un système de connexion au réseau.

Le rendement de l'onduleur dépend pour une grande partie de la stratégie de commande utilisée. Cependant le contrôle de courant est un des sujets les plus importants dans les applications des onduleurs du fait des avantages qu'il présente et qui sont : un contrôle du courant instantané et une grande précision, une protection maximale du courant, une très bonne dynamique, une compensation de la chute de tension des semi-conducteurs et du temps mort du convertisseur et une compensation de la tension du bus continu et des variations de la tension de sortie [44].

II.3.8.10 Évolution des onduleurs photovoltaïques

La production d'électricité photovoltaïque PV est une technique de conversion du rayonnement solaire ou l'énergie des photons en électricité courant continu en utilisant un matériau semi-conducteur qui présente l'effet photovoltaïque. L'Agence internationale de l'énergie a classé les applications photovoltaïques en quatre catégories, à savoir :

- a) L'application domestique hors réseau.
- b) L'application non domestique hors réseau.
- c) L'application connectée au réseau de distribution sans charge.
- d) L'application connectée au réseau de distribution avec une charge.

La connexion au réseau des systèmes centralisés a reporté la philosophie du système d'alimentation classique centralisée ou généralement installé pour renforcer le système de distribution publique, tandis que le système connecté au réseau de distribution est relativement une application récente où un système PV est installé pour alimenter un bâtiment ou autre charge qui est également reliée au réseau électrique[47].

Avec le concept futur du bâtiment intelligent, les unités photovoltaïques deviendront un composant standard intégré dans les systèmes électriques des bâtiments résidentiels et commerciaux. Comme le système PV a une structure très modulaire, donc de nombreuses configurations possibles sont disponibles dans lequel l'onduleur PV peut être connecté.

Les onduleurs ont beaucoup évolué depuis les années 1980 grâce à des innovations des fabricants et des améliorations technologiques.

Voici quelques dates donnant un aperçu sur l'historique des onduleurs PV [48] :

- a) Dans les années 1980 : les onduleurs étaient encombrants, lourds, difficiles à installer, fiables, et leur rendement était de l'ordre de 85-90%. Ils étaient strictement les dispositifs de conversion continu-alternatif.
- b) Les années 1990 ont vu la production première série à grande échelle de onduleurs photovoltaïques (PV SMA-WR).
- c) En 1995 : apparition du premier onduleur PV mono corde (String Inverter : SMA SB 700). Il permet la connexion de plusieurs modules en série. Ces onduleurs ont un rendement supérieur et ils sont fiables.
- d) Fin des années 1990 :
 - Système avec acquisition de base de données, installation "plug-and-play".
 - Conception d'onduleurs avec transformateur à haute fréquence (HF) et ceux sans transformateurs conçoit dont les rendements peuvent atteindre 95%.
- e) Actuellement : Le marché des onduleurs marque le pas en 2011. Selon Digitimes Research, le marché mondial des onduleurs marquerait le pas en augmentant de quelques 20% en 2011, à 24,5 GWc en termes de livraisons, après une hausse de 132% à 19,8 GWc l'an 2010. La Figure (II.37) montre l'évolution des différents types d'onduleurs depuis 2008 jusqu'à 2012 [49].

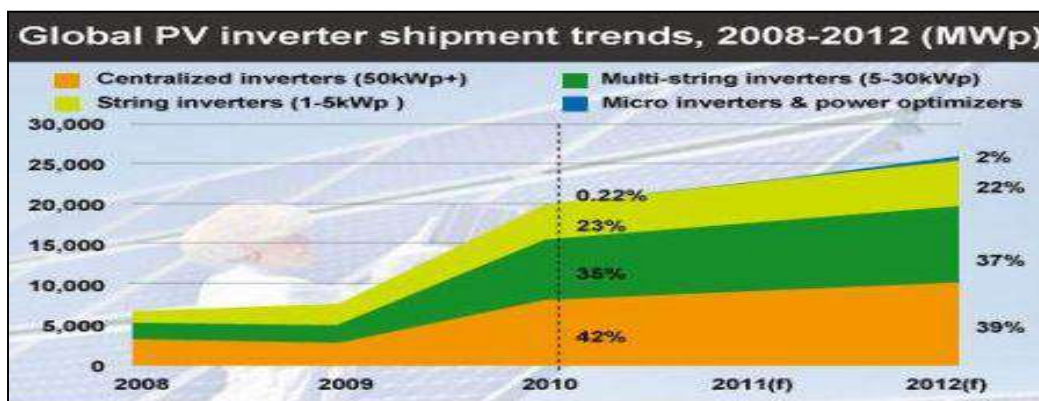


Fig. (II.37) Évolution des tendances d'expédition des différents types [49]

On remarque nettement que la part d'expédition des onduleurs centralisés est plus grande avec 39%.

Plus de détails sur les différentes technologies et topologies d'onduleurs pour systèmes photovoltaïques seront donnés dans le chapitre IV.

II.3.8.11 Les charges alternatives

Le moteur à courant alternatif (synchrone ou asynchrone) est un très bon exemple d'une charge fonctionnant en courant alternatif de fréquence 50Hz. On peut citer aussi les appareils dans nos habitations tels que : la perceuse, la machine à laver, les secs cheveux, la télévision,...

II.4 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté des généralités sur la source photovoltaïque (qui est le rayonnement solaire), ses caractéristiques et les techniques de son utilisation. On a aussi énuméré les différents éléments qui composent une installation photovoltaïque à partir des panneaux solaires qui produisent l'énergie renouvelable jusqu'à son utilisation à domicile et à son injection dans le réseau électrique. On a essayé de donner les propriétés de chaque composant.

L'onduleur est le composant clé de n'importe quelle installation photovoltaïque et il fait l'objet fondamental de ce présent travail, pour cela, d'autres détails seront présentés dans le reste du présent travail.

II.5 Références

- [1] Energie solaire photovoltaïque.doc / B. Flèche - D. Delagnes / juin 2007.
- [2] Djicknoum DIOUF, « Cellules photovoltaïques silicium à hétérojonctions et à structure interdigitée en face arrière », Thèse de Doctorat, Ecole Doctorale «Sciences et Technologies de l'Informatique des Télécommunications et des Systèmes», Juin 2010.
- [3] Edmond Becquerel, « Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires », C.R. Acad. Sci. 9, 561 (1839).
- [4] D.M. Chapin, C.S. Fuller, and G. L. Pearson, J. Appl. Phys. 25, 676 (1954).
- [5] Pierre Bessemoulin et Jean Oliviéri, « Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette », La Météorologie 8^{ème} série - n° 31 - septembre 2000.
- [6] G. N. Tiwari and Swapnil Dubey, « Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their applications», RSC Publishing, 2010.

- [7] P.I. Cooper, «The Absorption of Radiation in Solar Stills», Solar Energy, Vol. 12, N°3, pp. 333 - 345, 1969.
- [8] J. A. Duffie and W. A. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, John Wiley and Sons Inc., New York, 1991.
- [9] F. Kasten, Arch. Meteor. Geophys. Bioclim., Series B, 1965, 14, 206–223.
- [10] F. Kasten and A. T. Young, Applied Optics, 1989, 28(22), 4735–4738.
- [11] B. Y. H. Liu and R. C. Jordan, ASHRAE Journal, 1962, 3(10), 53–59.
- [12] <http://www.connaissancedesenergies.org/> (consulté le 06/10/2013).
- [13] Syndicat des énergies renouvelables SOLER, Groupement Français des Professionnels du Solaire Photovoltaïque, « Les applications de l'énergie photovoltaïque », révision du document en 2012.
- [14] http://www.photovoltaique.info/IMG/pdf/2010160422_spv04applicationsjuin2012.pdf.
- [15] <http://www.asder.asso.fr/info-energie/choix-energies/production-deelectricite-renouvelable/photovoltaique>.
- [16] D. Rekioua* , Z. Roumila et T. Rekioua, « Etude d'une centrale hybride photovoltaïque - éolien – diesel », Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°4 (2008) 623 – 633.
- [17] Prof. Jean-Marie Tarascon, « Le photovoltaïque: principes et filières inorganiques, organiques, hybrides», Chaire Développement durable, Environnement, Énergie et Société, Chaire annuelle – Année académique 2010-2011.
- [18] <http://www.hanwha-solarone.com/fr/products/cells/monocrystalline-cells> (consulté en mars 2013).
- [19] <http://www.helmut-fischer.com/fr/ch/solution-sectorielle/cellules-photovoltaiques-à-couches-minces/> (consulté en mars 2013).
- [20] <http://www.unit-e.fr/index.php/Photovoltaïque/-La-technologie-UNI-SOLAR.html> (consulté en mars 2013).
- [21] Fabien CASSORE, Guillaume ORLANDI, Maxime RAU, « Cellules Photovoltaïques à colorant», sur le site internet <http://physique.unice.fr/sem6/2011-2012/PagesWeb/PT/Cellule/colorant.html> (consulté le 14/10/2013).
- [22] LV Bin, CHE Yanbo and WANG Chengshan. Design of Grid-connected Photovoltaic System Using Soft Cut-in Control. International Conference on Geoscience, Power, Energy, & Industry Applications, pp 1-5, Sustainable Power Generation and Supply, Tianjin University, Tianjin, China, April 2009.
- [23] Ryan Mayfield, Renewable Energy consultant. The Highs and Lows of Photovoltaic System Calculations. Electrical Construction & Maintenance, July 2012. <http://ecmweb.com/green-building/highs-and-lows-photovoltaic-system-calculations>, accessed on November 10, 2012.
- [24] «Clean Energy Council, Tech Info Energy Efficient and Renewable Energy Bulletin», September 2006. Updated November 2009. http://www.solaraccreditation.com.au/installer_Esources/tech-info.html. Accessed on November 10, 2012
- [25] John Wiles. PVMATH. IAEI NEWS, 2009. <http://www.iaei.org/magazine/2009/01/pv-math/> accessed on November 10, 2012
- [26] Henry Benedict Massawe , « Grid Connected Photovoltaic Systems with SmartGrid functionality », Master of Science in Electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology, Department of Electric Power Engineering, June 2013.
- [27] <http://www.nrjpro.fr/Home/Conseil/Orientation-PV-panneaux-modules-solaires-photovoltaïques>, (consulté le mardi 29/10/2013).

-
- [28] <http://www.civicsolar.com/forum/9824/what-bypass-diode> (consulté en avril 2012).
- [29] <http://www.psmc.com.au/index.php?id=76> (consulté en avril 2012).
- [30] C.Honsberg, « Storage in PV Systems», ELEG620: Solar Electric Systems, spring 2008.
- [31] Laadioui Khalid, « Les Régulateurs de Contrôle de Charge pour Applications solaires Photovoltaïques», Centre de Développement des Energies Renouvelables, laboratoire Contrôle Qualité Direction de Développement et Planification.
- [32] L. Messikh, S. Chikhi, F. Chikhi et T. Chergui, « Mise au point d'un régulateur de charge / décharge de batterie avec seuils adaptatifs de tension pour les applications photovoltaïques», Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°2 (2008) 281 – 290.
- [33] http://www.areborenergie.fr/encyclopedie/index.php/Connexion_d%27un_régulateur_au_reste_de_l%27installation,_schéma_du_montage.
- [34] <http://www.solariflex.com/content/27-schemas-de-montage-installation-solaire-12v-et-24v-> , (site internet consulté le 23/11/2013).
- [35] James P. Dunlop, P.E. «Batteries and Charge Control In Stand-Alone Photovoltaic Systems, Fundamentals and Application», Florida Solar Energy Centre, January 15, 1997.
- [36] M.Azab, «A New Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Systems», International Journal of Electrical and Electronics Engineering, Vol. 3, N°11, 2009.
- [37] H.N. Zainudin and S. Mekhilef, «Comparison Study of Maximum Power Point Tracker Techniques for PV Systems», Proceedings of the 14th Middle East Power Systems Conference, Mepcon'10, Cairo University, Egypt, December 2010.
- [38] A. Chermitti, O. Boukli-Hacene and S. Mouhadjer, «Design of a Library of Components for Autonomous Photovoltaic System under Matlab/Simulink», International Journal of Computer Applications, Vol. 53, N°14, 2012.
- [39] M.R. Sourov, U.T. Ahmed and M.G. Rabbani, «A High Performance Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic Power System Using DC-DC Élevateur Converter», IOSR Journal of Engineering, Vol. 2, N°12, pp. 12 – 20, 2012.
- [40] C. Cabal, «Optimisation Énergétique de l'Étage d'Adaptation Electronique dédié à la Conversion Photovoltaïque», Thèse de Doctorat, LAAS, Université de Toulouse, 2008.
- [41] B. Ankaiah and J. Nageswararao, «Enhancement of Solar Photovoltaic Cell by Using Short-Circuit Current MPPT Method», International Journal of Engineering Sciences Invention, Vol. 2, N°2, pp. 45 - 50, 2013.
- [42] Deepak Paramashivan Kaundinya , P. Balachandra, N.H. Ravindranath , « Grid-connected versus stand-alone energy systems for decentralized power—A review of literature » , Renewable and Sustainable Energy Reviews vol. 13 , PP. 2041–2050 , 2009.
- [43] P. Barrade, « Electronique de Puissance: Méthodologie et Convertisseurs Élémentaires », Lausanne Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, Première édition 2006.
- [44] HASSAINE. Linda, « Onduleurs photovoltaïques connectés au réseau électrique », Division Energie solaire photovoltaïque, Bulletin des énergies renouvelables N°20 , 2011.
- [45] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre and A.V. Timbus, «Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems», IEEE Transaction on Industrial Electronics, Vol.53, No.5, October 2006.
- [46] <http://www.soltis.be/soltis/front/content/displayDetail/contentArticleId/3211.do> (consulté en mai 2013).
- [47] Savita Nema, R. K. Nema, and Gayatri Agnihotri, «Inverter topology and control structure in photovoltaïques applications», journal of renewable and sustainable energy **3**, 012701, 2011.
- [48] www.navigantconsulting.com , «A Review of PV Inverter Technology Cost and Performance Projections», Subcontract Report NREL/SR-620-38771 January 2006.
- [49] <http://www.lechodusolaire.fr>, (hebdo des professionnels du photovoltaïque).

III.I Introduction

Un système PV raccordé au réseau électrique est composé d'un ensemble d'éléments en partant des panneaux PV et en finissant par le réseau (Fig.(III.1)).

Plusieurs facteurs agissent sur la performance du SPV connecté au réseau. Ces facteurs peuvent être :

- Naturels tels que les conditions météorologiques comme le rayonnement solaire, la température ambiante et la vitesse du vent.
- Artificiels basés sur les différentes topologies des appareils conditionneurs (les convertisseurs DC/DC et les convertisseurs DC/AC), les filtres d'entrée et de sortie et les transformateurs.

Donc le dimensionnement d'un SPV doit être fait d'une manière lui permettant de fonctionner correctement, efficacement et économiquement et ainsi de répondre aux exigences désirées des consommateurs dans les conditions météorologiques locales.

Ce dimensionnement est basé sur la connaissance des différentes informations données par les fabricants sur les différents composants du SPV et en particulier les panneaux photovoltaïques. Une certaine évaluation approximative du rendement du système est basée sur les valeurs moyennes des données d'entrées météorologiques quotidiennes peut avoir comme conséquence un système surdimensionné pour un endroit et sous-dimensionné pour un autre.

Si le système est surdimensionné, il ne peut pas fonctionner à sa pleine capacité, ce qui réduit la durée de vie du système et augmente le coût de l'installation.

Si le système est sous-dimensionné il ne peut pas répondre aux besoins du consommateur, on a aussi une durée de vie du système qui devient courte.

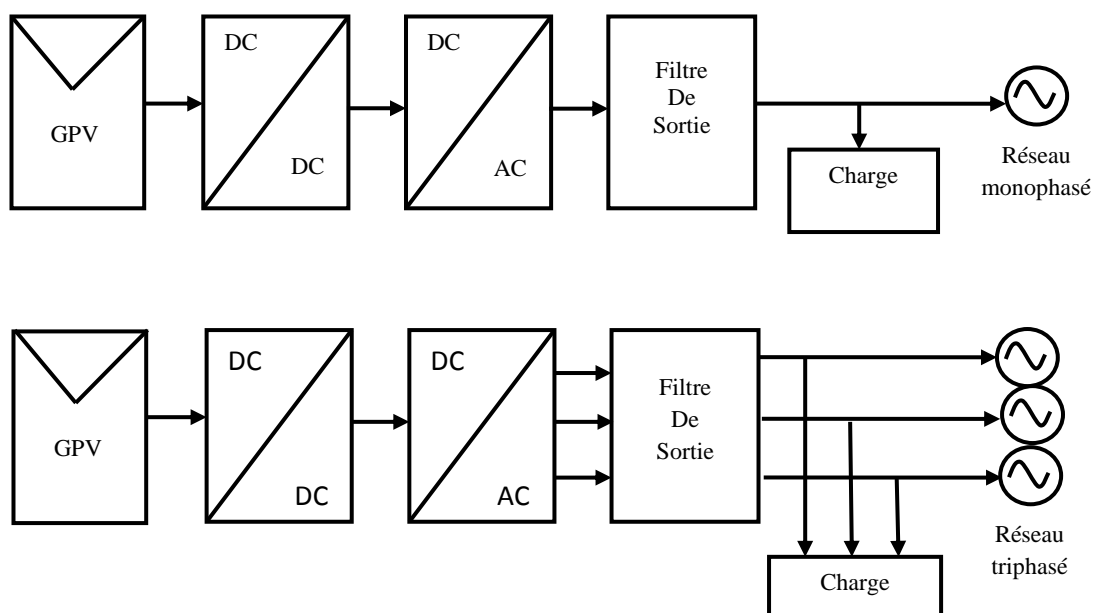


Fig. (III.1) Structure globale d'un système PV connecté au réseau électrique
(a) Monophasé, (b) Triphasé

Pour toutes les raisons la modélisation crédible des éléments du système connecté au réseau électrique est indispensable pour permettre aux designers de concevoir des systèmes fonctionnels et en particulier optimaux.

Dans ce chapitre on développera la modélisation des cellules, des panneaux et du générateur photovoltaïques dans les conditions de fonctionnement réelles. Différents modèles électriques seront présentés, comparés et évalués en se basant sur les données acquises par les mesures fournies par les fabricants.

III.2 Modélisation d'une cellule photovoltaïque

L'utilisation de l'énergie photovoltaïque croît dans le monde entier d'une manière attrayante d'où l'avancement de la recherche dans le domaine du PV comme par exemple : le développement de nouvelles cellules PV, l'optimisation de systèmes énergétiques, l'analyse des performances du SPV et la modélisation des cellules PV. Cette dernière représente l'axe essentiel de cette recherche. La modélisation mathématique des cellules PV permet de prévoir les performances conceptuelles et énergétiques des systèmes PV connectés au réseau électrique dans les conditions climatiques différents te sous des charges bien définies [1]. Les critères d'élaboration de cette modélisation peuvent être :

- a) Une précision convenable d'une évaluation énergétique du SPV connecté au réseau électrique.
- b) Une grande facilité d'implantation par les systèmes d'évaluation, ce qui veut dire que les modèles ne dépendent que des données standards du fabricant des panneaux solaires.

La modélisation mathématique des cellules solaires est très indispensable pour toute opération d'optimisation du rendement du générateur photovoltaïque. Elle s'impose comme une étape cruciale et a conduit à une diversification dans les modèles proposés par les chercheurs.

La modélisation concerne la cellule, le panneau et le champ PV (PV Array).

Les cellules solaires (ou encore photopiles) représentent la partie active du GPV. Elles sont constituées d'une jonction entre matériaux à conduction électronique, l'un de type **N** et l'autre de type **P**. Plusieurs modèles mathématiques, physiques et électriques de ces parties actives ont été élaborés. Chaque modèle est spécifique à une application bien définie comme par exemple :

- a) Identification des paramètres nécessaires à l'identification des performances d'un SPV [2, 3, 4].
- b) Commande d'une chaîne PV connectée au réseau [5, 6].

Les modèles d'une cellule solaire sont de trois types :

- **un modèle "lumineux"** qui permet de déterminer à partir des caractéristiques d'éclairement un courant électrique (le courant photo-généré) ;
- **un modèle thermique** permettant de calculer la température interne du module.
- **un modèle électrique**: permettant de calculer quelle est la partie de la courante photo généré qui circulera dans le circuit électrique extérieur.

III.2.1 Modèles électriques

Pour décrire le fonctionnement de dispositifs électriques, il est d'usage d'utiliser des modèles électriques équivalents de type "circuit électrique", c'est-à-dire constitués d'éléments relativement simples (sources de tension ou de courant, résistances...) interconnectés en respectant les lois de

Kirchhoff (loi des nœuds en ce qui concerne le courant, loi des mailles en ce qui concerne les tensions électriques).

Le modèle électrique de la cellule comportera donc une source de courant de valeur I_{PH} . Ce courant n'atteint pas entièrement les bornes de la cellule : une partie plus ou moins importante de ce courant est perdue par différents phénomènes de recombinaison des porteurs N et P.

Les phénomènes de recombinaison sont d'autant plus importants que la tension électrique de la cellule est plus grande, ce qui conduit pour la cellule à une caractéristique tension-courant

On peut donc les représenter en plaçant une résistance (non linéaire) en parallèle avec la source de courant I_{PH} .

Enfin, on incorporera dans le circuit équivalent une résistance linéaire R_s , en série avec le circuit extérieur, pour tenir compte de la résistance des liaisons électriques internes à la cellule et du matériau de la cellule proprement dite. On arrive ainsi aux circuits équivalents de la (Fig. (III.2)) [7].

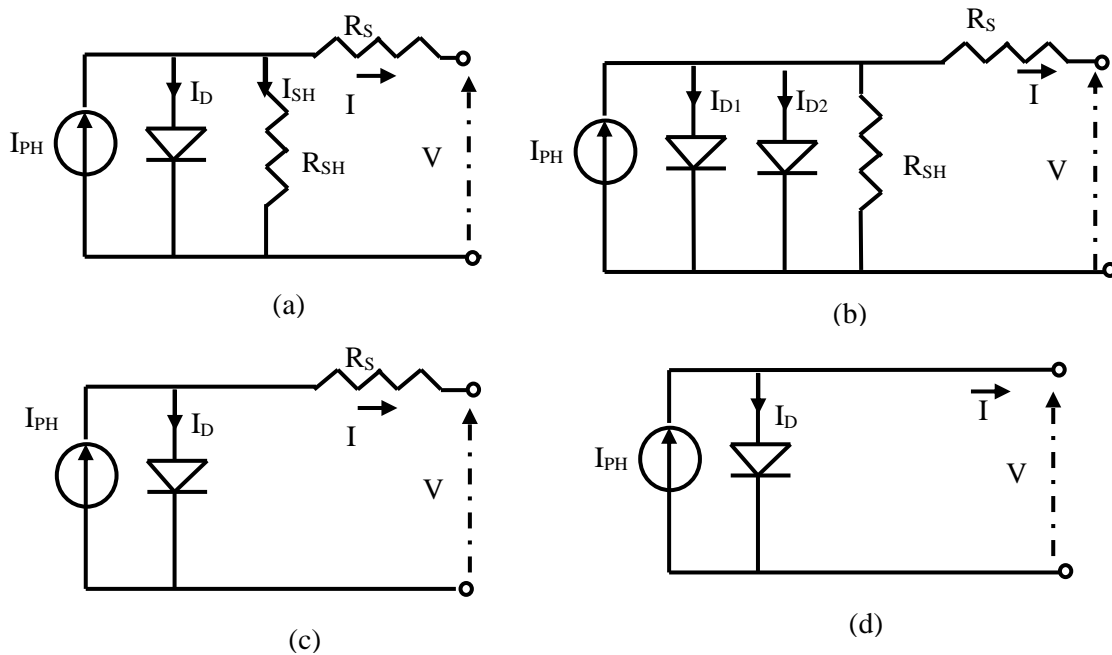


Fig. (III.2) Modèles électriques équivalents d'une cellule photovoltaïque

- (a) Modèle général
- (b) Modèle à deux exponentielles
- (c) Modèle approprié
- (d) Modèle simplifié

Où :

I_{PH} : est la photo courant, R_s : est appelée résistance série (qui tient compte non seulement de la résistance ohmique des connexions métalliques, mais aussi de la résistance du matériau semi-conducteur qui constitue la cellule proprement dite).

R_{SH} : La résistance shunt(ou parallèle) qui modélise les courants de fuite,

D : La diode modélisant la polarisation de la cellule,

I : Le courant fourni par la cellule PV au circuit extérieur la tension et V : La tension de sortie de la cellule PV.

D'après la figure (III.2) on remarque quatre circuits équivalents :

- a) Le 1^{er} (Fig. III.2.a) est dit parfois circuit à une seule diode où R_S et R_{SH} sont prises en considération, ce circuit est le plus utilisé dans la conception.
- b) Le 2^{ème} (Fig. III.2.b) est dit circuit à deux diodes (ou deux exponentielles), il est utilisé si on exige une grande précision dans les calculs.
- c) Le 3^{ème} (Fig.III.2.c) est dit circuit approprié où on néglige les courants de fuites.
- d) Le 4^{ème} (Fig.III.2.d) est le circuit le plus simplifié où on néglige les deux résistances R_S et R_{SH} .

On remarque aussi que tous ces modèles impliquent une source de courant (I_{PH}) pour la modélisation du flux lumineux incident et des diodes simples pour modéliser les phénomènes de polarisation de la cellule.

Notons que le même circuit équivalent est utilisable pour modéliser un module complet constitué de plusieurs cellules en série, pourvu que les cellules soient identiques et éclairées de la même façon. Dans ce cas, les résistances correspondant au modèle d'une cellule doivent être multipliées par le nombre de cellules en série, et la résistance R_S peut englober la résistance des connexions entre les cellules.

III.2.2 Modèles mathématiques

III.2.2.1 Premier modèle (à une diode)

Le fonctionnement d'un module photovoltaïque est décrit par le modèle « standard » à une diode, établi par Shockley pour une seule cellule PV, est généralisé à un module PV en la considérant comme un ensemble de cellules identiques branchées en série ou en parallèle.

On a d'après le schéma Fig. (III.2.a) [7, 8, 9, 10, 11], on peut écrire :

$$I = I_{PH} - I_D - I_{SH} \quad (III.1)$$

$$I = I_{PH} - I_0 \left[\left(\exp \left(q \frac{(V+R_S I)}{nkT} \right) - 1 \right) + \frac{V+R_S I}{R_{SH}} \right] \quad (III.2)$$

qui devient en prenant $I_{SH} \approx 0$ l'équation (III.2) devient :

$$I = I_{PH} - I_0 \left[\left(\exp \left(q \frac{(V+R_S I)}{nkT} \right) - 1 \right) \right] \quad (III.3)$$

Et si en plus $R_S \approx 0$ (cellule idéale) l'équation (III.3) devient :

$$I = I_{PH} - I_0 \left[\left(\exp \left(q \frac{V}{nkT} \right) - 1 \right) \right] \quad (III.4)$$

I_D :courant dans la diode D , I_{SH} :courant qui circule dans la résistance R_{SH} , q :charge de l'électron ($q=1.602 \times 10^{-19}$ Coulomb) , k : constante de Boltzmann ($k=1.3806488(13) \times 10^{-23}$ J/°K) , n :facteur d'idéalité de la diode, il est compris entre 1et 2,($n=1$ pour une jonction idéale) , T_C : température de fonctionnement de la cellule PV(°kelvin) et I_S : courant de saturation de l'obscurité de la diode(Ampère).

Il faut noter que ces deux résistances R_S et R_{SH} sont liées à la technologie d'élaboration des électrodes. Il faut minimiser R_S de telle sorte que R_{SH} soit très important.

Le photo courant I_{PH} varie avec le rayonnement solaire E et il est déterminé par rapport à des valeurs données aux conditions de référence:

$$I_{PH} = \frac{E}{E_{ref}} [I_{sc_ref} + \alpha(T - T_{ref})] \quad (III.5)$$

Où :

E : rayonnement global [W/m^2].

E_{ref} : rayonnement de référence [W/m^2].

I_{sc_ref} : courant de court circuit de la cellule dans les conditions de référence

α : coefficient de température du courant, il est souvent donné par le fabricant, il est en général positif mais très faible.

Il peut être aussi donné par la formule (III.6) suivante :

$$\alpha = \frac{I_{sc_T} - I_{sc_T_{ref}}}{(T - T_{ref})} \quad (III.6)$$

T : température effective de fonctionnement de la cellule PV [$^{\circ}K$]

T_{ref} : température de référence, ($T_{ref}=25^{\circ}C=298^{\circ}K$).

Le courant de saturation de la diode est aussi une fonction de la température T et T_{ref} selon l'expression (III.7) [12]:

$$I_0 = I_{0_T_{ref}} \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{\lambda} \cdot \exp\left[\frac{q \cdot V_{gap}}{nk \cdot \left[\left(\frac{1}{T_{ref}}\right) - \left(\frac{1}{T}\right)\right]}\right] \quad (III.7)$$

Avec :

Où : V_{gap} : Energie de Gap de la cellule. (Silicium cristallin $V_{gap} = 1,12$ eV, Silicium amorphe $V_{gap} = 1,7$ eV, CIS = 1,03 eV, CdTe = 1,5 eV).

I_{sc_ref} : courant de court-circuit aux conditions standard .

λ : un facteur similaire au facteur n , (λ est pris égale à n)

$V_{OC_T_{ref}}$: tension de circuit ouvert aux conditions standard.

Les conditions de référence E et E_{ref} sont les conditions extérieures pour lesquelles sont spécifiées les données de base utilisées pour l'établissement du modèle (V_{OC} , I_{SC} , V_{max} , I_{max}), se sont soit les spécifications du fabricant, toujours données aux STC (Standard Test Conditions : 1000 W/m^2 , $25^{\circ}C$, spectre AM1.5), soit des valeurs issues d'une mesure du module.

La résistance R_S de la cellule a une grande influence sur la localisation du point de puissance maximale (MPP) de la cellule, cette résistance influe, considérablement, sur la tension du circuit ouvert (V_{OC}) et légèrement sur le courant de court-circuit (I_{SC}). L'agissement de R_S est sur la pente de la caractéristique $I_P=f(V_P)$ de la cellule au point $V_P=V_{OC}$ d'où la prise de R_S comme étant constante (donnée par le fabricant) risque de donner des estimations incorrectes des performances des systèmes alimentés par l'énergie photovoltaïque. Alors l'obtention de R_S par la dérivation de l'équation (III.3) est :

$$R_S = - \left. \frac{dV}{dI} \right|_{V_P=V_{OC}} - \frac{1}{X_V} \quad (III.8)$$

$$X_V = I_{0_T_{ref}} \frac{q}{nkT_{ref}} \exp\left(\frac{q \cdot V_{OC_T_{ref}}}{AkT_{ref}}\right) - \frac{1}{X_V} \quad (III.9)$$

III.2.2.2 Premier modèle (à deux diodes)

Nous avons, cette fois-ci, deux diodes pour représenter les phénomènes de polarisation de la jonction PN. Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau. Le schéma du générateur photovoltaïque devient dans le cas de la (Figure (III-2.b)).

Le courant généré par le module est donné par :

$$I = I_{PH} - (I_{D1} + I_{D2}) - I_{SH} \quad (III.10)$$

Avec:

$$I_{D1} = I_{01} \cdot \left[\exp\left(\frac{q(V+R_s I)}{n_1 k T}\right) - 1 \right] \quad (III.11)$$

$$I_{D2} = I_{02} \cdot \left[\exp\left(\frac{q(V+R_s I)}{n_2 k T}\right) - 1 \right] \quad (III.12)$$

Avec :

$$I_{01} = I_{01_T_{ref}} \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{\frac{3}{n_1}} \cdot \exp\left[\frac{q \cdot V_{gap}}{n_1 k \cdot \left[\left(\frac{1}{T_{ref}}\right) - \left(\frac{1}{T}\right)\right]}\right] \quad (III.13)$$

$$I_{02} = I_{02_T_{ref}} \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{\frac{3}{n_2}} \cdot \exp\left[\frac{q \cdot V_{gap}}{n_2 k \cdot \left[\left(\frac{1}{T_{ref}}\right) - \left(\frac{1}{T}\right)\right]}\right] \quad (III.14)$$

$$I_{01_T_{ref}} = \frac{I_{sc_T_{ref}}}{\left(\exp\left(\frac{q V_{OC_T_{ref}}}{n_1 k T_{ref}}\right) - 1\right)} \quad (III.15)$$

$$I_{02_T_{ref}} = \frac{I_{sc_T_{ref}}}{\left(\exp\left(\frac{q V_{OC_T_{ref}}}{n_2 k T_{ref}}\right) - 1\right)} \quad (III.16)$$

I_{PH} et I_{SH} garderont les mêmes expressions que celles du modèle à une diode.

III.2.2.3 Deuxième modèle mathématique

Ce modèle est très simple en le comparant au 1^{er} modèle. Il peut être établi en se basant sur les données de la cellule et du module, fournies par le fabricant et que l'on trouve dans une fiche technique [12, 13, 14]. Il est indépendant du courant de saturation de la diode I_0 . Le courant généré par le panneau est donné par

Ce modèle est donné pour un panneau solaire selon l'équation suivante :

$$I_{pa} = I_{scpa} \left\{ 1 - \left(\exp\left(\frac{V_{pa} - V_{OCpa} + I_{pa} \cdot R_{spa}}{n_1 \cdot V_{THpa}}\right) - \exp\left(\frac{-V_{COpa}}{n_2 \cdot V_{THpa}}\right) \right) \right\} \quad (III.17)$$

Où :

$V_{OCpa} = N_s \cdot V_{OCcell}$ \longrightarrow représente la tension à vide du panneau solaire

$V_{THpa} = N_s \cdot V_{THcell}$ \longrightarrow représente la tension thermodynamique du panneau solaire

Avec : $V_{THcell} = k \cdot T_C / q$

$R_{Spa} = \frac{N_s}{N_p} \cdot R_{Scell}$: C'est la résistance série du panneau solaire

$I_{SCpa} = N_p \cdot I_{SCcell}$: C'est le courant de court circuit du panneau solaire

N_s : représente le nombre de cellules en série dans un panneau

N_p : représente le nombre de cellules en parallèle dans un panneau

Remarque :

Le paramètre R_{Scell} et peut être calculée selon l'équation (III.8).

V_{THcell} dépend de la température T_C selon l'équation (III.11) :

$$V_{THcell} = \frac{V_{MPPcell} + R_{Scell} \cdot I_{MPPcell} - V_{OCcell}}{\ln\left(1 - \frac{I_{MPPcell}}{I_{SCcell}}\right)} \quad (III.18)$$

Où : $V_{MPPcell}$ et $I_{MPPcell}$ sont la tension et le courant du point de puissance maximale (MPP).

Le paramètre I_{SCcell} varie uniquement en fonction du rayonnement solaire.

Le paramètre V_{OCcell} varie en fonction du rayonnement et de la température selon l'équation (III.19) :

$$V_{OCcell} = V_{OCcell,ref} + \beta(T_C - T_{ref}) \quad (III.19)$$

Avec : (β : c'est le coefficient de température de la tension du circuit ouvert).

Où : $V_{OCcell,ref}$: c'est la tension du circuit ouvert de la cellule solaire dans les conditions normalisées.

Et on a aussi :

$T_C = T_a + \alpha \cdot E$, avec (α : c'est un constante empirique représentant le coefficient de température du courant de court circuit, il est compris ente 0,01 et 0,03)

III.2.2.4 Troisième modèle mathématique

Ce modèle [15, 16, 17, 18] est très simple à implanter dans la simulation car il est basé sur les données des fiches techniques des panneaux solaires à savoir (la tension à vide V_{OC} , le courant

de court circuit I_{SC} , la tension maximale du point (MPP) V_{MPP} ainsi que le courant maximal du point (MPP) I_{MPP} . les équations mathématiques utilisées pour simuler ce modèle sont :

$$I_P = I_{SC} \left[1 - C_1 \left(\exp \left(\frac{V_P}{C_2 \cdot V_{OC}} \right) - 1 \right) \right] \quad (III.20)$$

Où :

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{MPP}}{I_{SC}} \right) \cdot \exp \left(\frac{-V_{MPP}}{C_2 V_{OC}} \right) \quad (III.21)$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_{MPP}}{V_{OC}} - 1}{\text{Ln} \left(1 - \frac{I_{MPP}}{I_{SC}} \right)} \quad (III.22)$$

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (III.23)$$

$$\Delta I = \alpha \left(\frac{E}{E_{ref}} \right) \Delta T + \left(\frac{E}{E_{ref}} - 1 \right) I_{CC} \quad (III.24)$$

$$\Delta V = -\beta \Delta T - R_s \Delta I \quad (III.25)$$

$$V_{new} = V_{ref} + \Delta V \quad (III.26)$$

$$I_{new} = I_{ref} + \Delta I \quad (III.27)$$

Si le générateur photovoltaïque est composé de N_s modules en série et de N_p branches parallèles alors on aura :

$$V_{PV} = N_s \times V_{new} \quad (III.28)$$

$$I_{PV} = N_p \times I_{new} \quad (III.29)$$

III.2.2.4 Quatrième modèle mathématique [1]

Ce modèle est nommé parfois « modèle polynomial » [1] et il est destiné aux cellules au silicium poly cristallin. Il imite les puissances des modules solaires constitués comme fonctionnant aux points de puissance maximale (MPP).

La puissance maximale P_{max} est donnée par :

$$P_{max} = [1 + P_2(T - T_{ref})][P_3 + E] \quad (III.30)$$

Où : P_1 P_2 et P_3 sont des paramètres à déterminer d'après les de la fiche technique du panneau solaire avec $T_{ref}=25^\circ C$ et T et E sont la température et le rayonnement solaire respectivement du point de fonctionnement.

Ce modèle permet de déterminer la puissance maximale fournie par un ensemble de panneaux pour un rayonnement et une température donnés avec seulement trois paramètres à déterminer et une équation simple à résoudre en connaissant un ensemble de points de mesure suffisamment étendus [1].

III.3 Modélisation du panneau et du champ photovoltaïques

Comme une cellule PV typique produit approximativement moins de 2 W à 0,5 V, les cellules doivent être connectées en série-parallel. Donc, pour produire suffisamment de puissance élevée on fait appel à la configuration module et par la suite à la configuration dite générateur photovoltaïque (ou GPV). Cette dernière est un groupe de plusieurs panneaux PV qui sont connectés électriquement en série et en parallèle pour générer respectivement le courant et la tension requis.

Le circuit électrique équivalent d'un GPV composé de N_p branches de panneaux en parallèle comportant chacune N_s en série est illustré par la figure (III.3.a)

La caractéristique $I_{PV} = f(V_{PV})$ de la configuration (GPV) est donnée par l'équation suivante [7]:

$$I = N_p \cdot I_{PH} - N_p I_S \left[\exp \left(q \frac{\left(\frac{V}{N_s} + I R_S \right)}{k T_C A} \right) - 1 \right] - \frac{\left(\frac{N_p \cdot V}{N_s} + I R_S \right)}{R_{SH}} \quad (III.31)$$

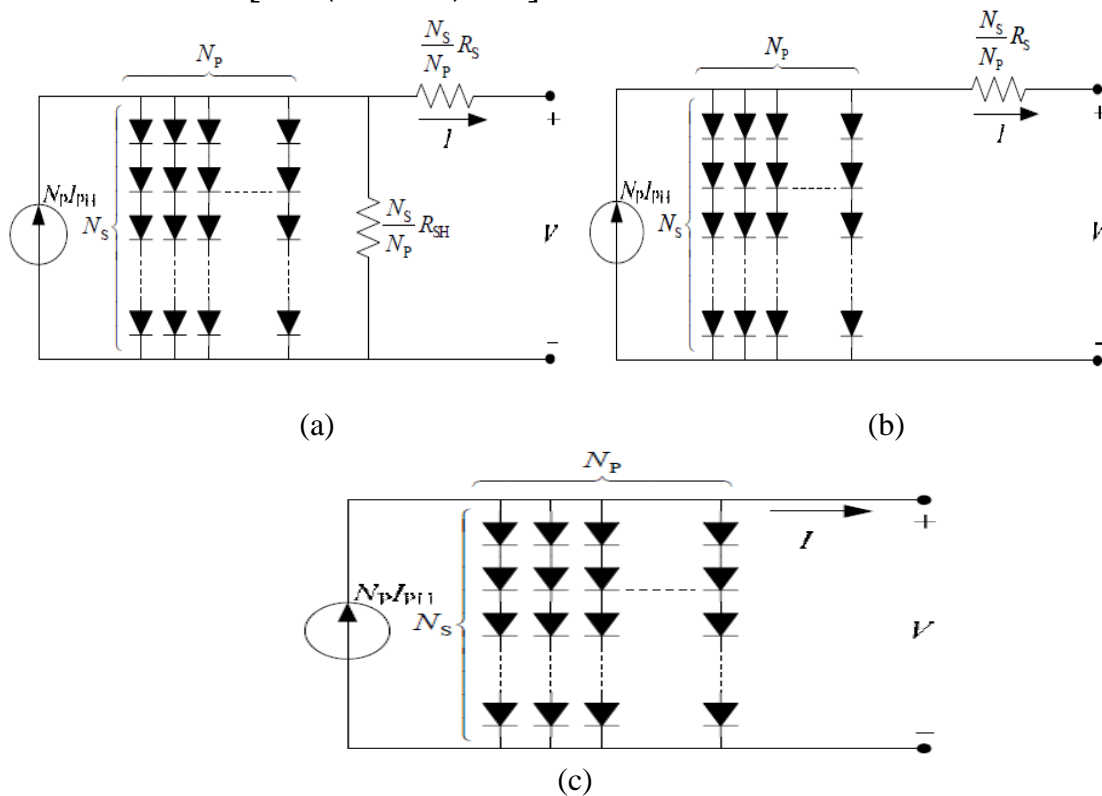


Fig. (III.3) Circuit électrique équivalent pour un GPV
 (a) Modèle général (b) Modèle généralisé (c) Modèle approprié

En fait, l'efficacité PV est sensible aux petits changements dans la valeur de la résistance série R_S mais reste insensible à la variation de la résistance shunt R_{SH} .

Pour un panneau PV ou une configuration (GPV) la résistance série est apparemment importante et la résistance de dérivation (ou shunt) tend vers l'infini donc elle peut être considérée comme circuit ouvert (Fig.(III.3.b) dont l'équation mathématique qui peut être tirée est :

$$I = N_P \cdot I_{PH} - N_P I_S \left[\exp \left(q \frac{\left(\frac{V}{N_S} + \frac{I R_S}{N_P} \right)}{k T_C A} \right) - 1 \right] \quad (\text{III.32})$$

Finalement le modèle le plus simplifié [18, 19] d'un GPV est illustré dans la figure (III.3.c) qui a pour équation mathématique :

$$I = N_P \cdot I_{PH} - N_P I_S \left[\exp \left(q \frac{\left(\frac{V}{N_S} \right)}{k T_C A} \right) - 1 \right] \quad (\text{III.33})$$

III.4 Détermination des paramètres du modèle

Tous les paramètres du modèle peuvent être déterminés par l'examen de spécifications du fabricant des produits photovoltaïques. Les paramètres importants les plus largement utilisés sont la tension du circuit ouvert V_{OC} et le courant de court circuit I_{SC} . Les équations ci-dessus sont implicites et non linéaires, par conséquent, il est difficile d'arriver à une solution analytique pour un ensemble de paramètres à une température et un rayonnement donnés. Puisque on a l'approximation $I_{PH} \gg I_S$ et tout en ignorant le courant de fuite dans la diode, le courant de court circuit est approximativement égal au photo courant c'est-à-dire :

$$I_{SC} = I_{PH} \quad (\text{III.34})$$

D'autre part, le paramètre V_{OC} est obtenu en supposant que le courant de sortie est égal à zéro tout en tenant compte de la tension en circuit ouvert V_{OC} à la température de référence et en ignorant le courant de fuite, le courant de saturation peut être assumé approximativement à :

$$I_S = \frac{I_{SC}}{\left[\exp \left(\frac{q V_{OC}}{N_S k A T_C} \right) - 1 \right]} \quad (\text{III.35})$$

En plus, la puissance maximale peut être exprimée comme suit :

$$P_{max} = V_{max} \cdot I_{max} = FF \cdot V_{OC} \cdot I_{SC} \quad (\text{III.36})$$

Où V_{max} et I_{max} sont la tension maximale et le courant maximal du point MPP et « FF » c'est le facteur de forme qui est une mesure de la qualité de la cellule .

III.5 Paramètres basiques d'une cellule réelle

Il existe certains paramètres qui doivent être mentionnés dans les caractéristiques IV d'une cellule solaire.

- a) **Le courant de court circuit « I_{SC} »** qui est courant dans le circuit lorsque la charge est nulle dans le circuit. Il peut être réalisé en reliant les bornes positive et négative par un fil de cuivre.
- b) **La tension de circuit ouvert « V_{OC} »** qui est la tension de charge maximum dans le circuit.

- c) **La puissance maximale** « P_{\max} » qui est la puissance délivrée par la cellule solaire quand la charge optimale est connectée à ses bornes. Elle est donnée par la relation suivante :

$$P_{\max} = V_{\max} \times I_{\max} \quad (\text{III.37})$$

Cette puissance peut être aussi donnée par la relation suivante :

$$P_{\max} = V_{OC} \times I_{SC} \times FF \quad (\text{III.38})$$

Où : V_{\max} et I_{\max} sont la tension et le courant de la cellule solaire au point de puissance maximale.

- d) **Le rendement** « η_c » : qui est donné par la relation suivante :

$$\begin{aligned} \eta &= \frac{P_{\max}}{P_{in}} = \frac{V_{\max} \times I_{\max}}{\text{Rayonnement solaire incident} \times \text{aire de cellule solaire}} \\ &= \frac{V_{OC} \times I_{SC} \times FF}{E(t) \times A_C} \end{aligned} \quad (\text{III.39})$$

- e) **Le facteur de forme (the Fill Factor)** « **FF** »: également connu comme étant le facteur de courbe, c'est une mesure de la netteté du genou dans une courbe I-V.

Il indique dans quelle mesure une jonction a été réalisée dans la cellule et le bas de la résistance série a été effectué. Il peut être abaissé par la présence de la résistance série et tend à être plus élevé à chaque fois que la tension de circuit ouvert est élevée. La valeur maximale du facteur de remplissage est 1, ce qui n'est pas possible. Sa valeur maximale est de 0,88 en Si.

$$FF = \frac{P_{\max}}{V_{OC} \times I_{SC}} = \frac{V_{\max} \times I_{\max}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (\text{III.40})$$

- f) **Limites liées au rendement de la cellule solaire**

Les cellules photovoltaïques sont limitées en rendement par de nombreuses pertes, certains d'entre elles sont évitables, mais d'autres sont intrinsèques au système et peut être décrit comme suit:

- Le courant électrique sort de la surface supérieure par une bande de contacts métalliques disposés en série pour réduire les pertes de résistance dans la surface. Ces contacts ont une surface finie et couvrent ainsi une partie de la surface active et bloquent le rayonnement solaire incident.
- Sans précautions particulières, le facteur de réflexion par les semi-conducteurs est élevée (environ 40% du rayonnement solaire incident). Cependant, ceci peut être réduit à 3% ou moins par l'utilisation d'une surface en film mince.
- Photons d'énergie quantique ($h\nu < E_g$), ne peuvent pas contribuer à la génération actuelle photovoltaïque. Pour le silicium, les longueurs d'onde inactives comprennent 23% du rayonnement.
- L'excès d'énergie de photons actifs ($h\nu - E_g$) apparaît sous forme de chaleur. Cette perte est d'environ 33% du rayonnement.
- Rendement quantique - la fraction des photons actifs incidents absorbés produisant des paires électron-trou est généralement très élevée. La conception de la cellule doit être telle qu'au moins 95% l'absorption ait lieu.
- Le rendement de collecte est défini comme la proportion de paires électron-trou générée par rayonnement, qui produisent de courant dans le circuit externe.

Pour 10% du rendement globale des cellules, le facteur d'efficacité de collection est habituellement d'environ 0,7. L'augmentation de ceci à environ 0,9 produirait un rendement global de 20% des cellules.

- Les caractéristiques des cellules solaires I-V sont fortement influencées par les caractéristiques de diodes à jonction P-N. Ainsi, si la tension de sortie de la cellule solaire est égale à V_{OC} la diode devient de plus en plus polarisée en inverse, de telle sorte à augmenter la recombinaison interne du courant « I_r » à travers la jonction. Ce comportement nécessaire est traité comme une perte fondamentale dans le système. La perte due au facteur de courbe est d'environ 4% du rayonnement [20].

III.6 Caractéristiques d'un panneau photovoltaïque

La puissance électrique délivrée par un module photovoltaïque est le produit de la tension par le courant qu'il génère. Ces deux grandeurs, courant et tension, dépendent à la fois des propriétés électriques du module mais aussi de la charge électrique à ses bornes. Les propriétés électriques du module sont synthétisées dans un graphe qu'on appelle caractéristique courant-tension. Tout dipôle électrique est entièrement défini par sa caractéristique courant-tension, qui lui est propre. Pour cela on a pris comme exemple modules solaire AEG dont les caractéristiques sont données dans le tableau suivant :

Paramètre	valeur
Courant de court circuit I_{SC}	2.41A
Tension de circuit ouvert V_{OC}	22.4V
Tension au point de puissance max. V_{MPP}	17.45V
Courant au point de puissance max I_{MPP}	2.2A
Resistance série R_s	0.7 Ω
Coefficient de température du courant « α »	0.06%/°C
Coefficient de température de la tension « β »	0.4%/°C

Tableau (III.1). Données du module AEG aux conditions standards
($E=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$ et $AM=1.5$)

En se servant du logiciel Matlab/Simulink, on a pu tracer les caractéristiques du module en considérant trois modèles. La (Fig. (III.4)) illustre ces caractéristiques dans les conditions standard ($E=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$ et $AM=1.5$) comme suit :

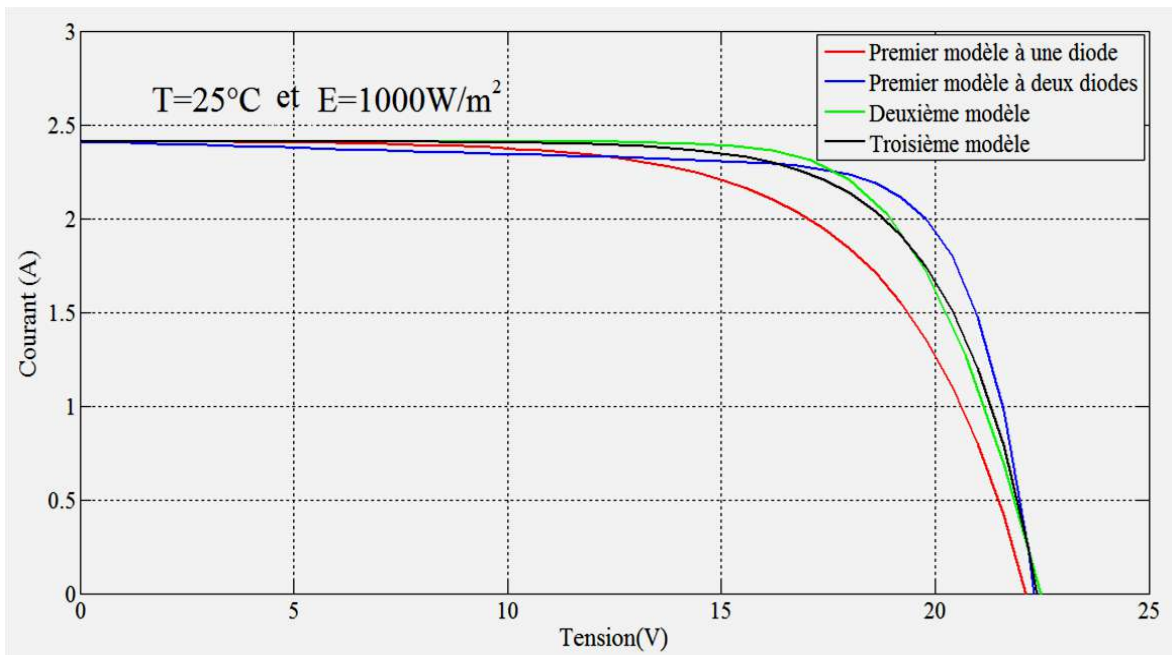


Fig. (III.4) Caractéristique Courant –tension pour trois modèles

La caractéristique Puissance-tension pour trois modèles est illustrée dans la Fig. (III.5) :

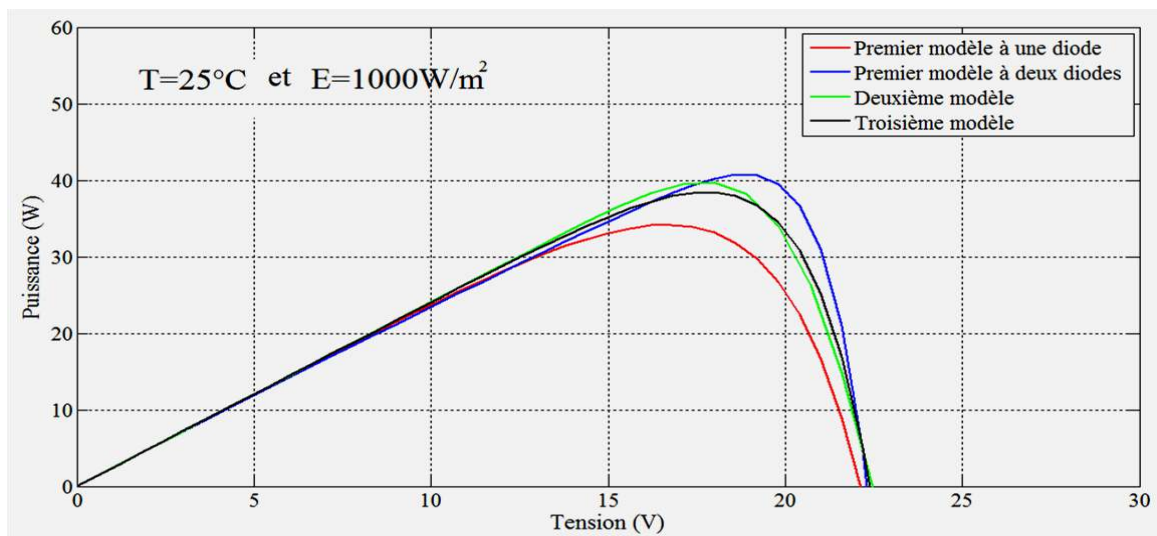


Fig. (III.5) Caractéristique Puissance-tension pour trois modèles

III.7 Influence de l'intensité du rayonnement solaire sur les deux caractéristiques

III.7.1 Définition du niveau d'éclairement

Le niveau d'éclairement correspond à l'intensité lumineuse incidente perpendiculairement à la surface de la cellule photovoltaïque (du panneau photovoltaïque). Il s'agit d'une puissance et se mesure en W/m^2 .

III.7.2 Effet du niveau d'éclairage sur les caractéristiques

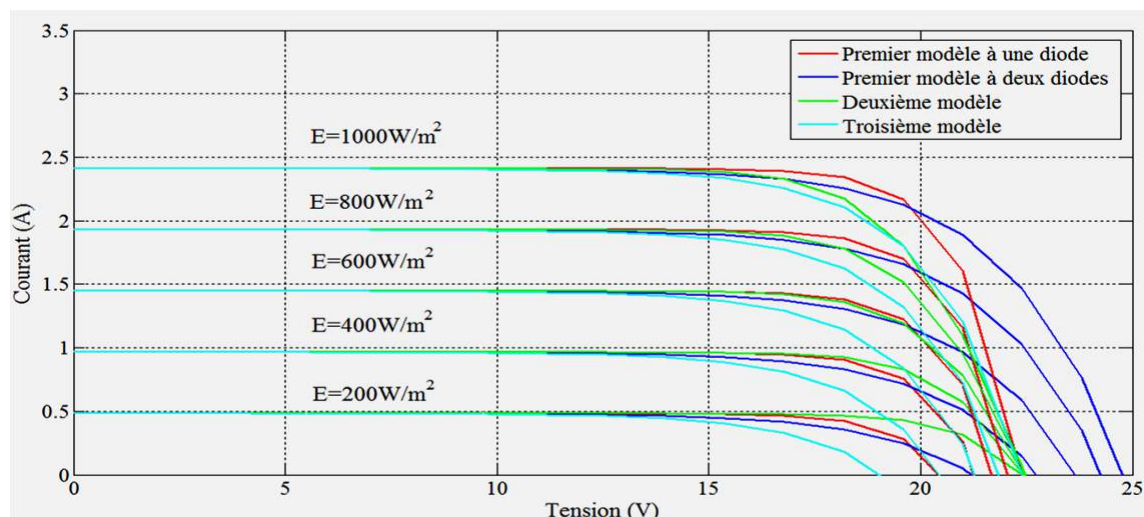


Fig. (III.6) Influence du niveau d'éclairage sur la caractéristique courant -tension pour trois modèles pour $T=25^\circ\text{C}$

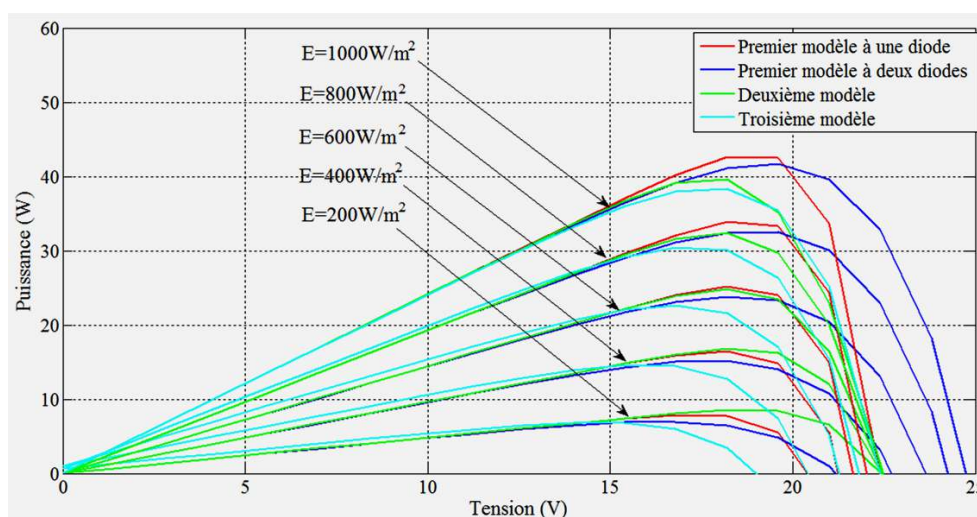


Fig. (III.7) Influence du niveau d'éclairage sur la caractéristique puissance-tension pour trois modèles pour $T=25^\circ\text{C}$

D'après les Figures (III.6, III, 7), l'augmentation de l'éclairage avec une température fixée à $T=25^\circ\text{C}$ provoque une augmentation nette du courant et par conséquent de la puissance délivrée, mais il ya une très légère augmentation pour la tension en circuit ouvert pour le deuxième modèle et le troisième modèle. Par contre pour le premier modèle la tension en circuit ouvert augmente avec le niveau de l'éclairage.

Donc, le courant (ainsi que le photo courant) est directement proportionnel à l'ensoleillement où le courant de court circuit (I_{sc}) est clairement sensible à l'ensoleillement, la puissance aussi est proportionnelle à l'intensité du rayonnement solaire. Par contre, la tension est relativement peu dégradée. On en déduit donc que la cellule peut fournir une tension presque correcte, même à faible éclairage.

III.8 Influence de la température sur les deux caractéristiques

La température est un paramètre très important dans le comportement des cellules photovoltaïques. Elle a également une influence sur la caractéristique du générateur PV. Les Figures. (III.8, III.9, III.10, III.11, III.12, III.13) présentent les variations des caractéristiques (courant-tension et Puissance-tension) en fonction de la température (T°) pour quelques modèles électriques et pour une même valeur de l'intensité de l'éclairement solaire ($E=1000\text{W}/\text{m}^2$).

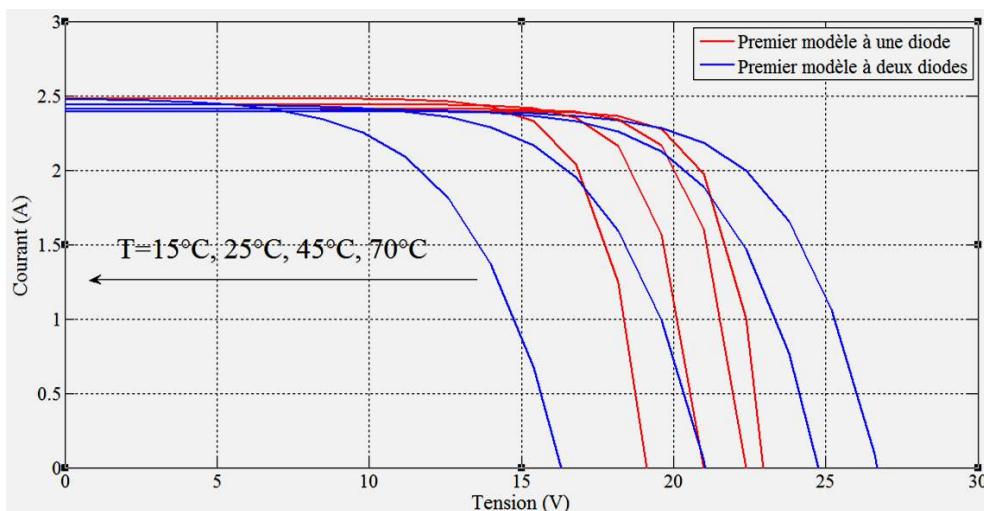


Fig. (III.8) Influence de la température sur la caractéristique courant –tension pour le premier modèle (à une diode et à deux diodes)

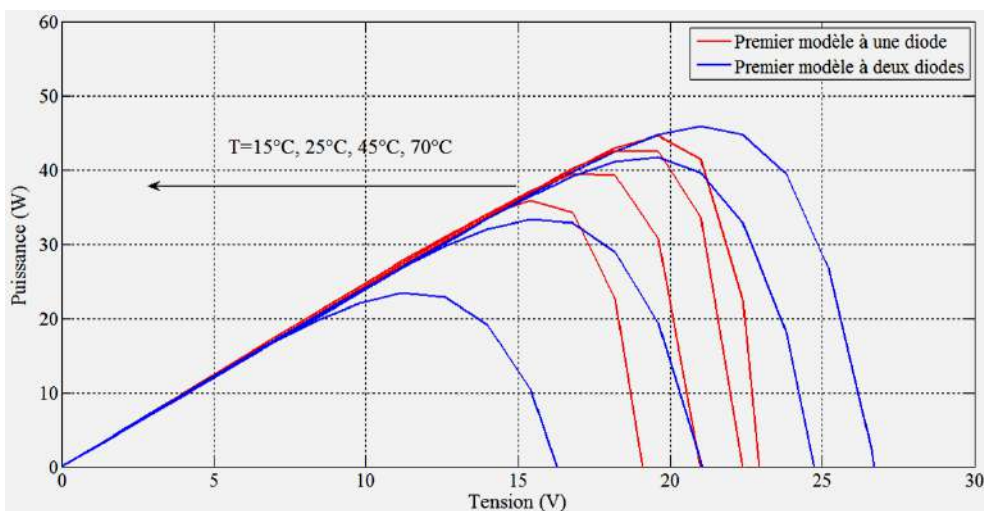


Fig. (III.9) Influence de la température sur la caractéristique puissance –tension pour le premier modèle (à une diode et à deux diodes)

Si on considère le premier modèle qu'il soit à une diode ou à deux diodes (voir Figures. (III.8, III.9), on remarque diminution très claire de la tension en circuit ouvert avec l'augmentation de la température. On remarque aussi que la diminution de la tension pour le modèle à deux diodes (courbes bleues) est grande en comparaison avec le modèle à une diode (courbes rouges).

Mais la variation du courant (par conséquent de la puissance) est très légère avec la température.

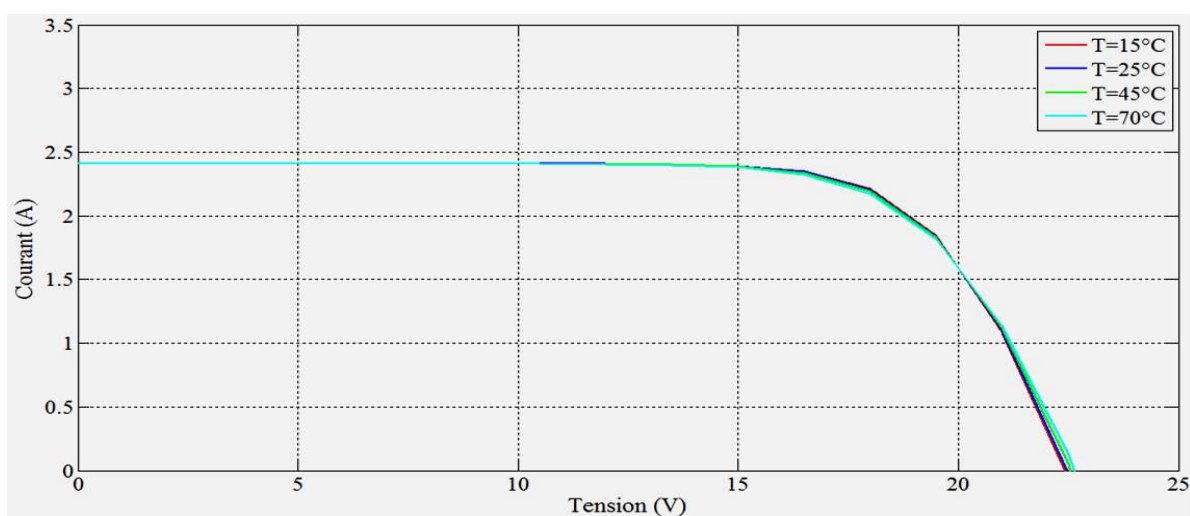


Fig. (III.10) Influence de la température sur la caractéristique courant –tension pour le deuxième modèle

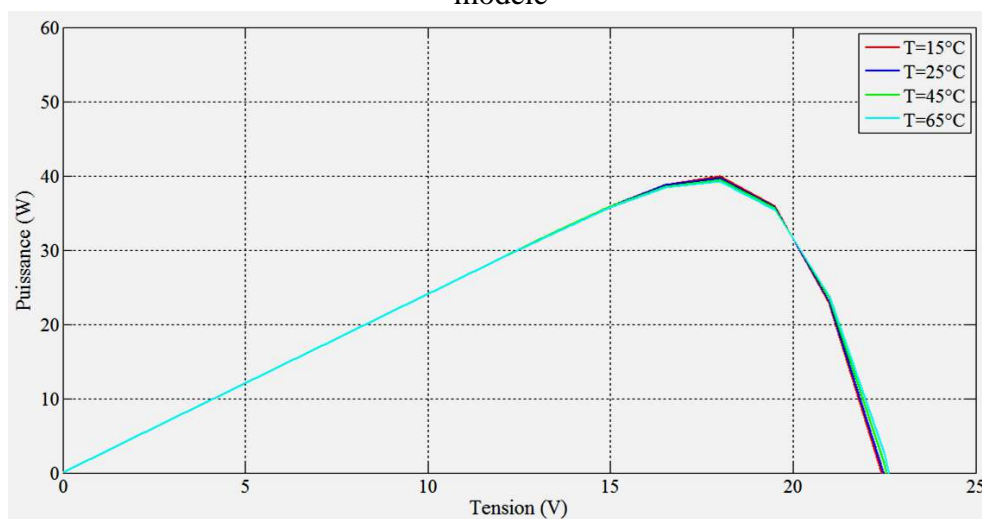


Fig. (III.11) Influence de la température sur la caractéristique puissance–tension pour le deuxième modèle

En ce qui concerne le deuxième modèle on constate que la variation du courant (par conséquent de la puissance) est négligeable mais pour la tension est très légère.

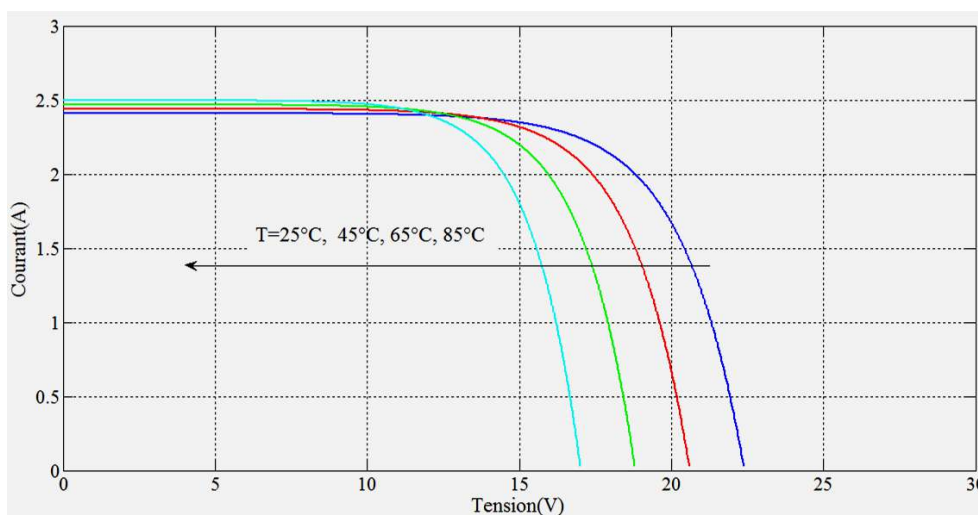


Fig. (III.12) Influence de la température sur la caractéristique courant –tension pour le troisième modèle

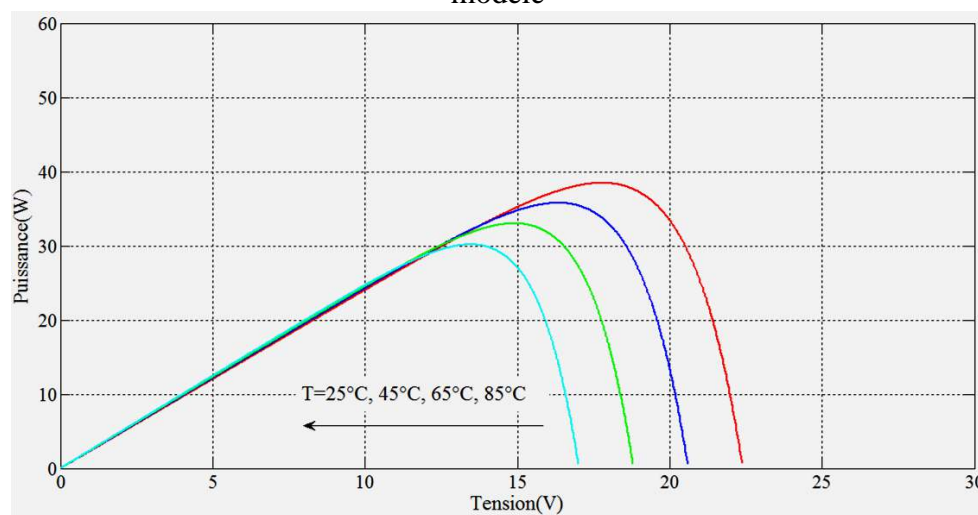


Fig. (III.13) Influence de la température sur la caractéristique puissance-tension pour le troisième modèle

Pour le troisième modèle, il y a diminution nette et claire de la tension en circuit ouvert avec l’augmentation de la température, par contre le courant de court-circuit et de la puissance peut être négligeable.

III.9 Influence du facteur d'idéalité des diodes

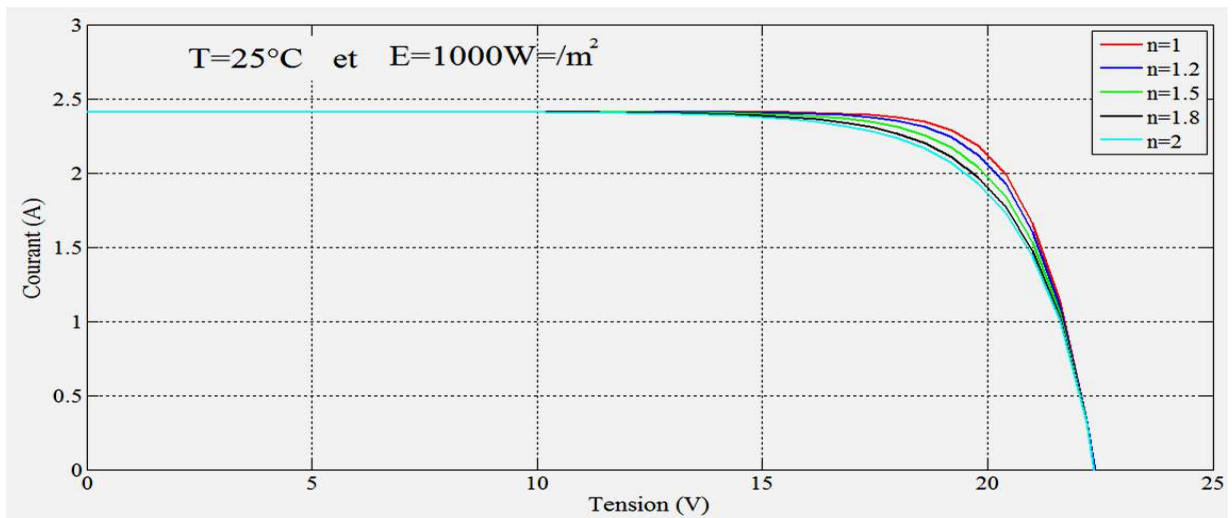


Fig. (III.14) Influence du facteur d'idéalité sur la caractéristique courant-tension pour le premier modèle (à une diode)

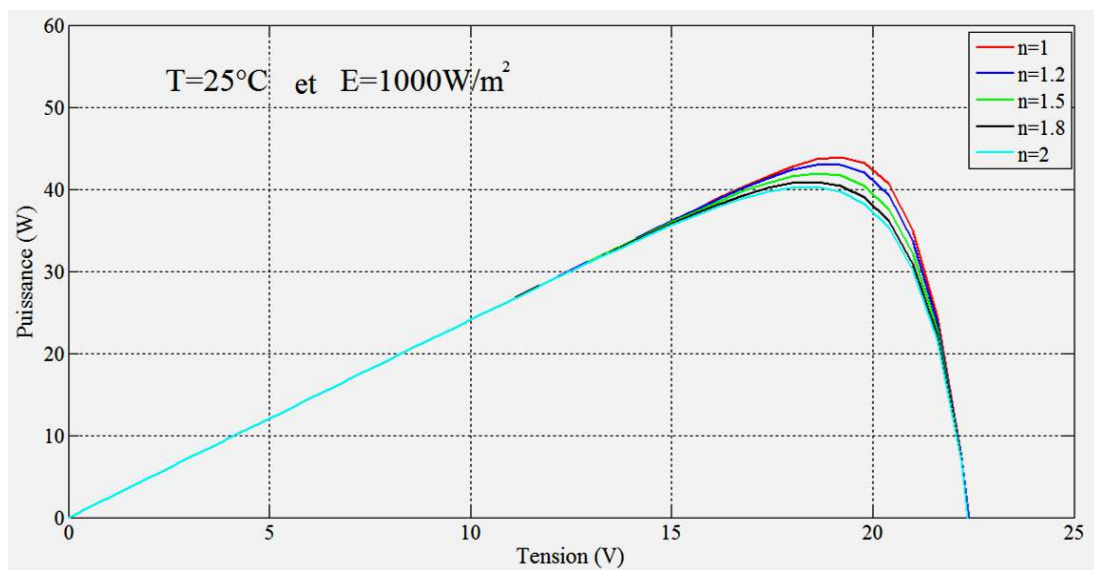


Fig. (III.15) Influence du facteur d'idéalité sur la caractéristique puissance-tension pour le premier modèle (à une diode)

L'augmentation du facteur d'idéalité de la diode influe inversement sur la zone où se situe le point de puissance maximale et cela se traduit par une baisse de puissance au niveau de la zone de fonctionnement.

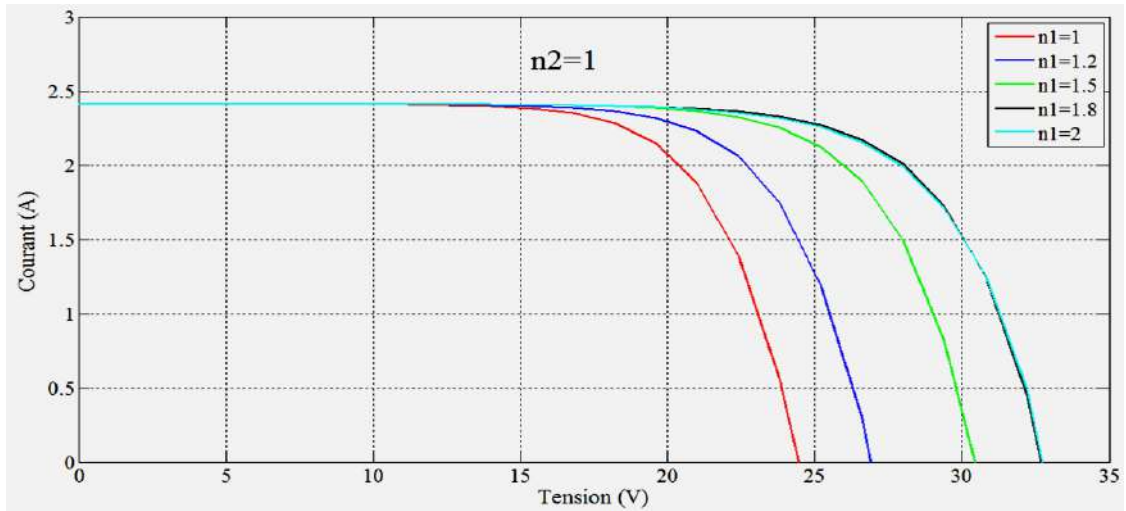
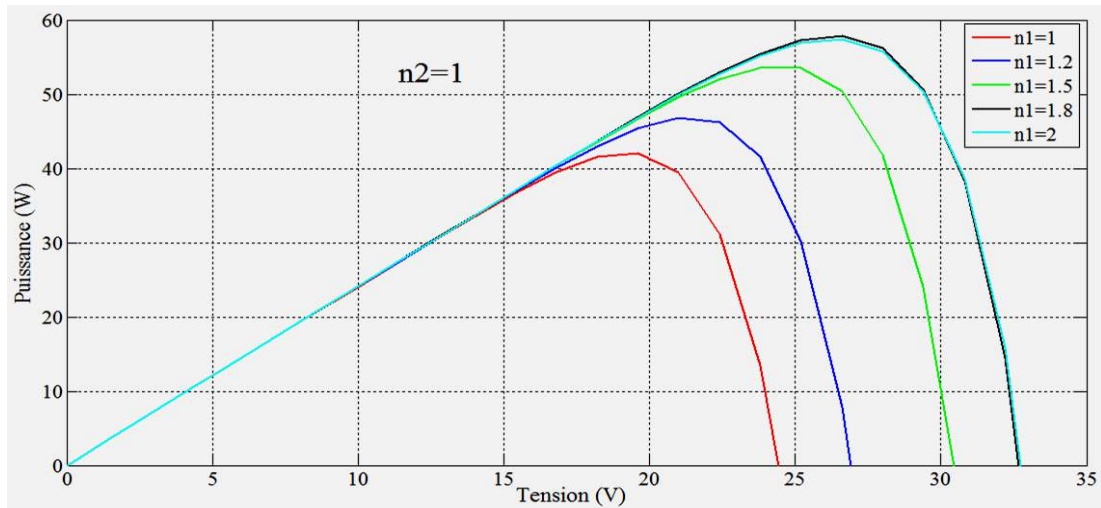


Fig. (III.16) Influence du facteur d'idéalité sur la caractéristique courant-tension pour le premier modèle (à deux diodes), (pour $n_2=1$) et n_1 variable



(III.17) Influence du facteur d'idéalité sur la caractéristique puissance-tension pour le premier modèle (à deux diodes), (pour $n_2=1$) et n_1 variable

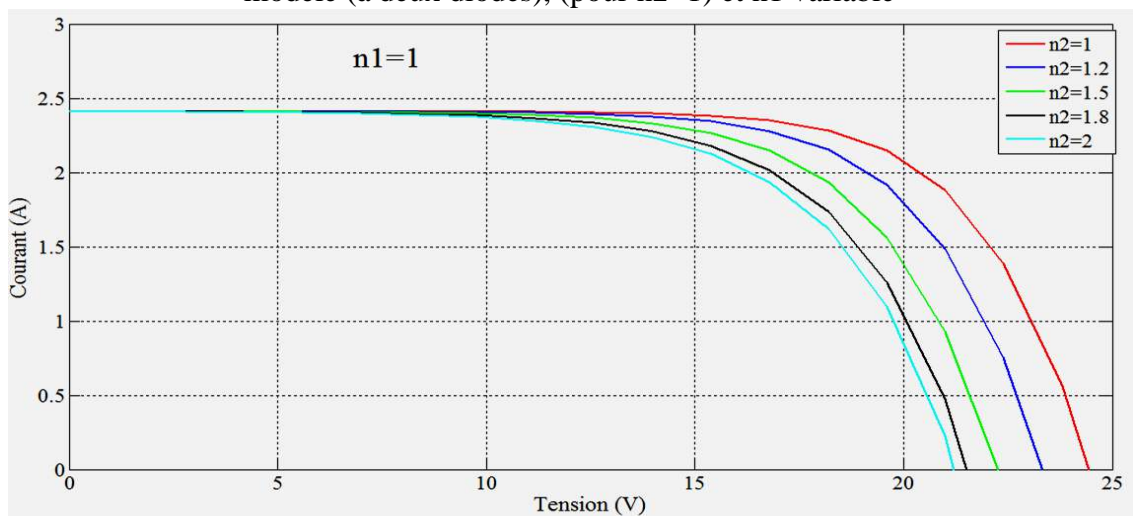


Fig. (III.18) Influence du facteur d'idéalité sur la caractéristique courant-tension pour le premier modèle (à deux diodes), (pour $n_1=1$) et n_2 variable

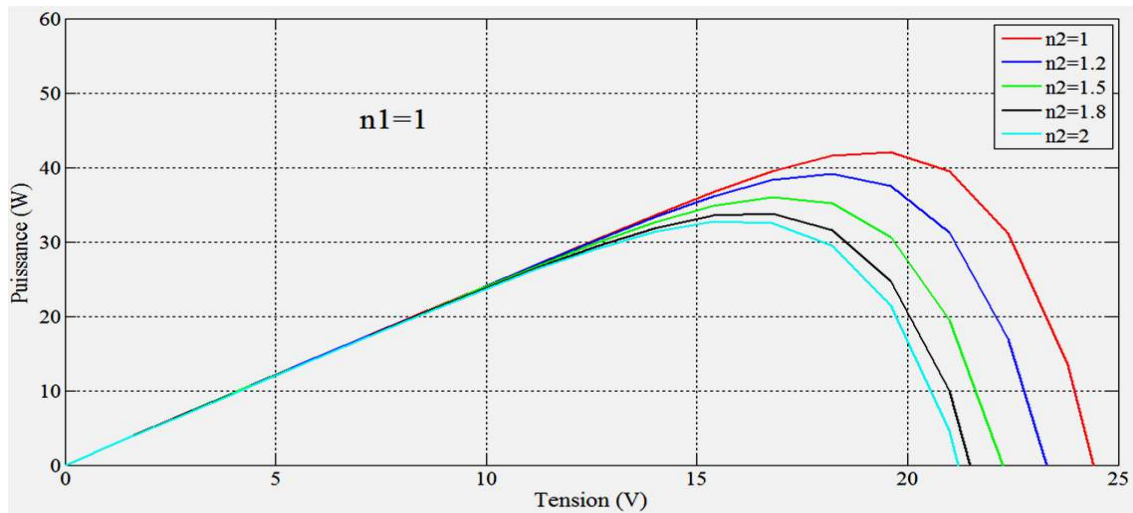


Fig. (III.19) Influence du facteur d'idéalité sur la caractéristique puissance-tension pour le premier modèle (à deux diodes), (pour $n_1=1$) et n_2 variable

Dans le cas du premier modèle à deux diodes, l'augmentation du facteur d'idéalité de la diode D1 ($n_1 \uparrow$) provoque l'augmentation de la tension en circuit ouverte et du point de la puissance maximale. Par contre on remarque le contraire avec l'augmentation du facteur d'idéalité de la diode D2 ($n_2 \uparrow$), c'est-à-dire l'augmentation du facteur d'idéalité de la diode D1 ($n_1 \uparrow$) provoque la diminution de la tension en circuit ouverte et du point de la puissance maximale.

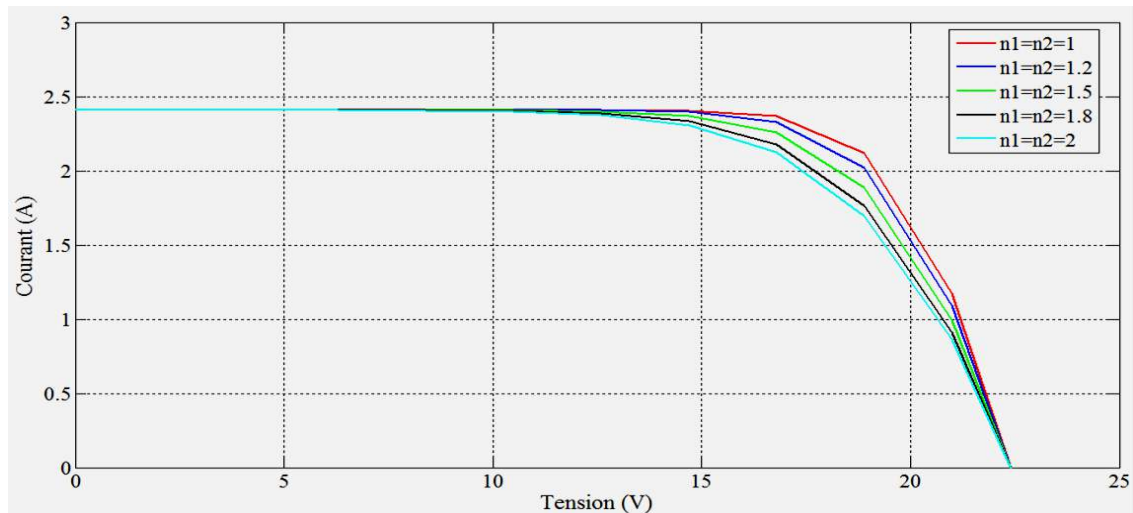


Fig. (III.20) Influence du facteur d'idéalité sur la caractéristique courant-tension pour le deuxième modèle

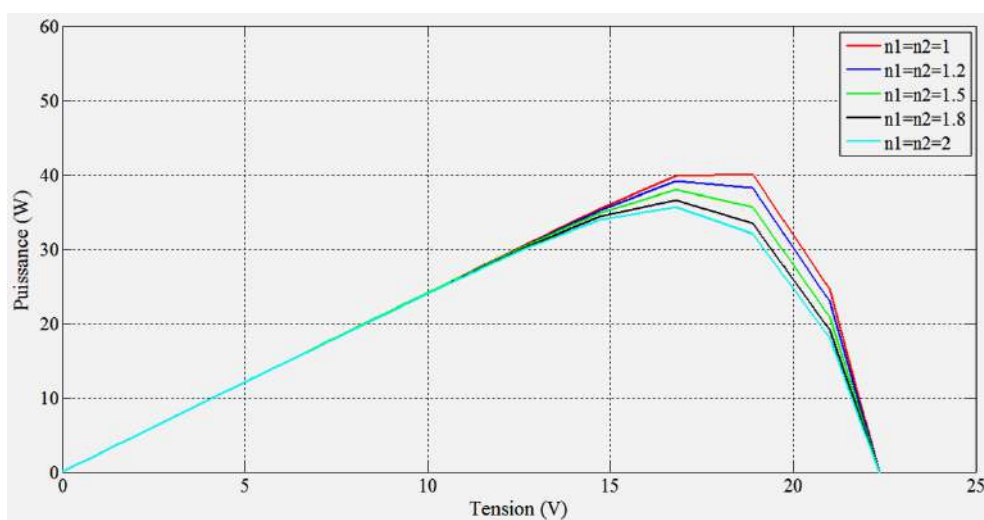


Fig. (III.21) Influence du facteur d'idéalité sur la caractéristique puissance-tension pour le deuxième modèle

III.10 Influence de la résistance série R_s sur les différentes caractéristiques

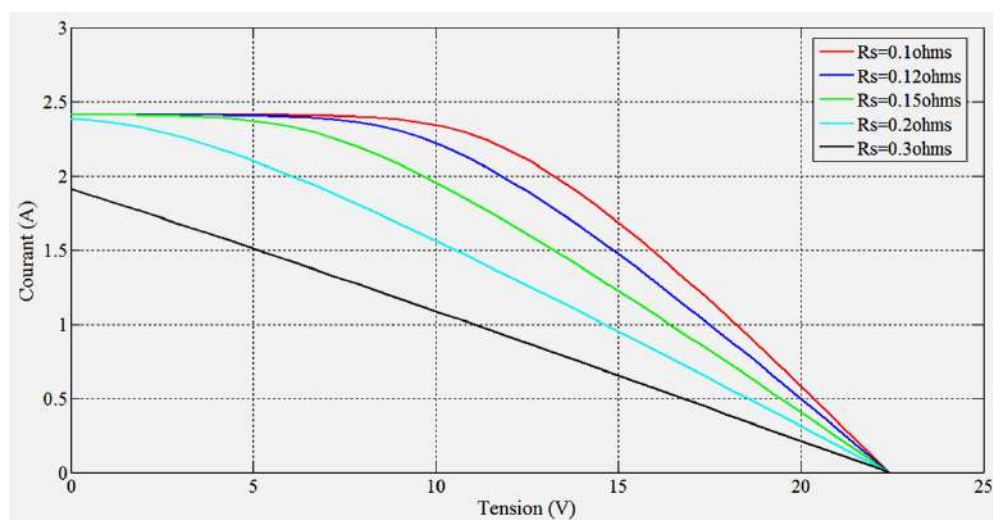


Fig. (III.22) Influence de la résistance série R_s sur la caractéristique courant-tension pour le premier modèle (à une diode) sous les conditions standard ($E=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$ et $AM=1.5$)

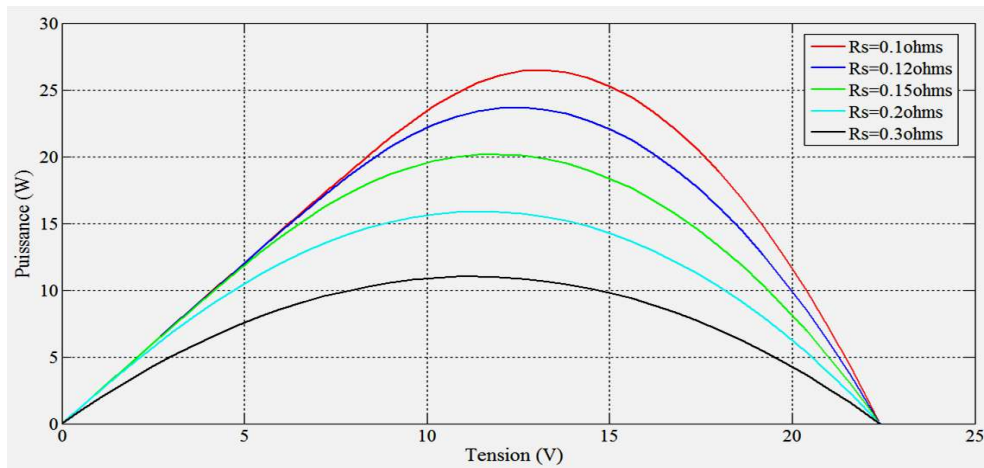


Fig. (III.23) Influence de la résistance série R_s sur la caractéristique puissance-tension pour le premier modèle (à une diode) sous les conditions standard ($E=1000\text{W}/\text{m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$ et $AM=1.5$)

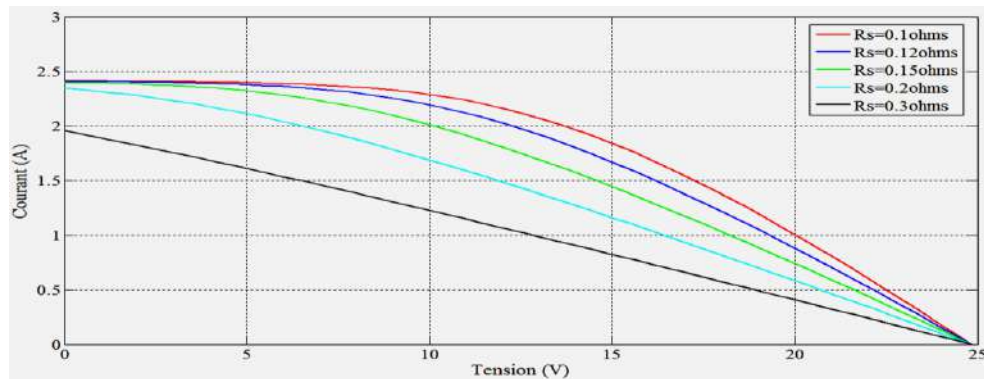


Fig. (III.24) Influence de la résistance série R_s sur la caractéristique courant-tension pour le premier modèle (à deux diodes) sous les conditions standard ($E=1000\text{W}/\text{m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$ et $AM=1.5$)

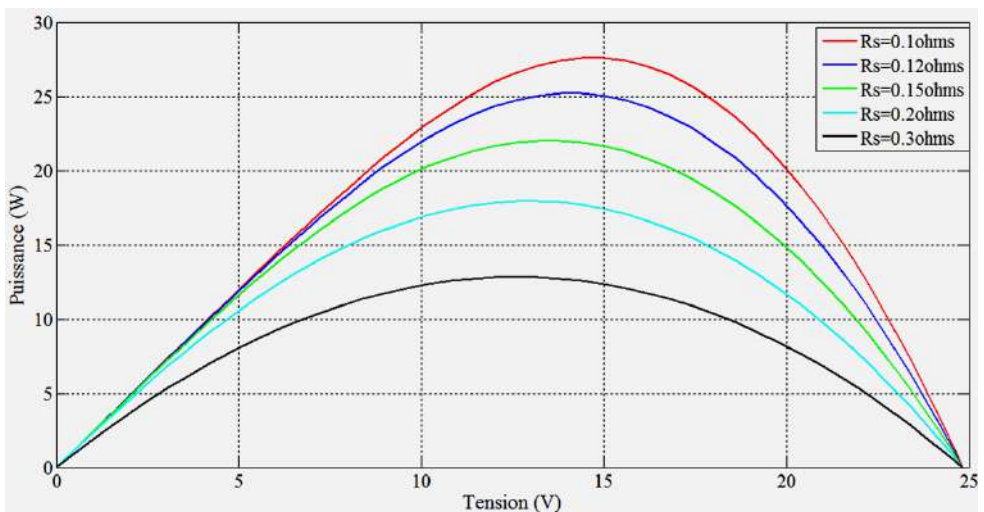


Fig. (III.25) Influence de la résistance série R_s sur la caractéristique puissance-tension pour le premier modèle (à deux diodes) sous les conditions standard ($E=1000\text{W}/\text{m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$ et $AM=1.5$)

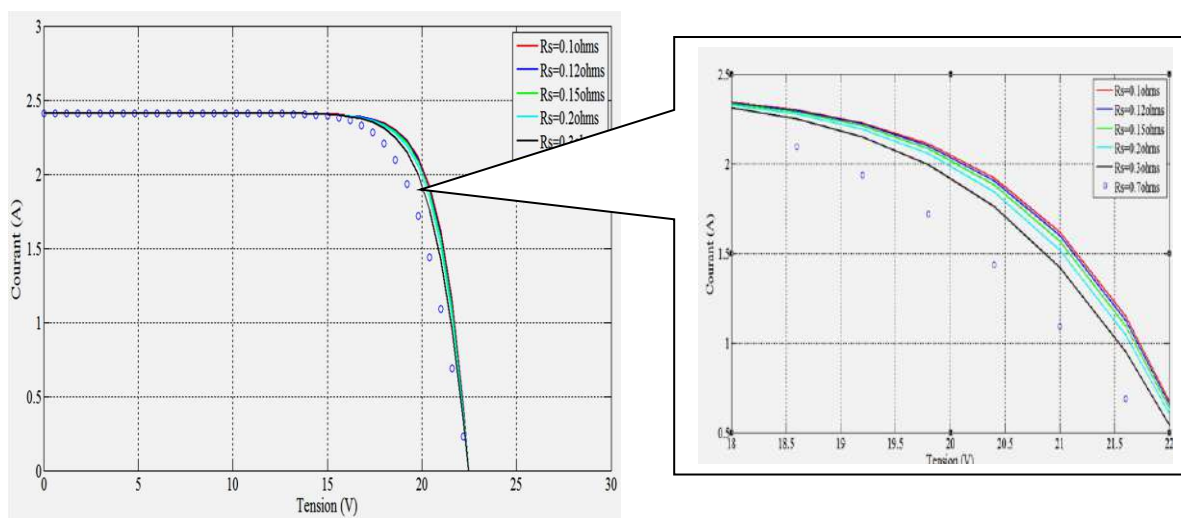


Fig. (III.26) Influence de la résistance série R_s sur la caractéristique courant-tension pour le deuxième modèle sous les conditions standard ($E=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$ et $AM=1.5$) avec un agrandissement de la zone de situation du point de puissance maximale

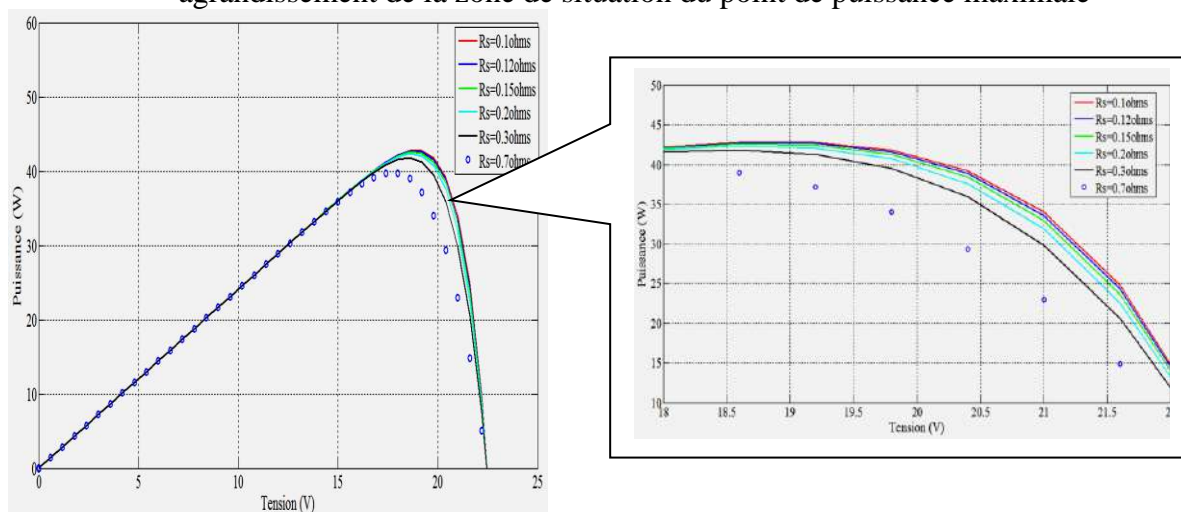


Fig. (III.27) Influence de la résistance série R_s sur la caractéristique puissance-tension pour le deuxième modèle sous les conditions standard ($E=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$ et $AM=1.5$) avec un agrandissement de la zone de situation du point de puissance maximale

La résistance série « R_s » a une action sur la zone du point de puissance maximale c'est-à-dire sur les valeurs du courant maximal et de la puissance maximale. Son action est nette sur le courant de court-circuit si on considère le premier modèle (à une diode ou à deux diodes), lorsqu'elle est élevée, elle provoque la diminution de la valeur du courant de court-circuit (I_{sc}).

Les figures (III.26, III.27), illustrent l'effet de la résistance R_s sur la zone du point de puissance maximale pour le deuxième modèle, cet effet n'est pas considérable si on le compare avec le premier modèle, mais l'action de R_s sur le courant ou la puissance est presque négligeable. La résistance série « R_s » ne modifie pas la tension en circuit ouvert.

III.11 Évaluation préliminaire des modèles

En prenant en considération les hypothèses suivantes :

- Pour tous les modèles la résistance nommée « R_{SH} » ou résistance parallèle modélisant les courants de fuite dans la jonction a été négligée.

- La résistance nommée « R_S » ou résistance série fonction de la résistivité des matériaux, de la résistivité des fils et du contact métal-semi-conducteur a été prise en considération et on a constaté son action sur les différentes caractéristiques. Pour le troisième modèle on a pris la valeur donnée sur fiche de données du module solaire.

Et d'après les résultats de simulation des différents modèles on peut conclure que :

- Les modèles électriques qui incluent le paramètre de la résistance série sont de meilleurs modèles représentant des caractéristiques I-V pour des niveaux d'éclairement assez loin du niveau de référence, que les modèles qui négligent cette résistance
- Les courbes I-V globales, obtenues par le premier modèle (à une diode ou à deux diodes) sont plus précises.
- Les effets des paramètres externes (le niveau de l'éclairement et de la température) sont les mêmes sur toutes les caractéristiques pour tous les modèles.
- En ce qui concerne les paramètres internes aux cellules comme le facteur d'idéalité, son effet pour le modèle à une diode est clair sur la zone du point MPP et non pas sur les paramètres I_{SC} et V_{OC} .
- Pour le modèle à deux diodes (avec deux facteurs d'idéalité n_1 et n_2) on a remarqué, que si on garde l'un des deux facteurs constant et on fait varier, l'effet est double c'est-à-dire sur la zone du point MPP d'une part et sur la tension en circuit ouvert d'autre part, ce qui nous pousse à choisir le modèle à une diode.
- Pour mieux choisir un modèle convenable on peut suggérer trois techniques de sélection [21]:
 - a) Si on dispose d'un site PV complet, l'élaboration d'un modèle plus précis en utilisant des méthodes d'ajustement aux données expérimentales (comme par exemple les algorithmes génétiques binaires).
 - b) Si on dispose des données du fabricant, on peut soit résoudre les équations déduites de l'équation (III.1) pour déterminer R_S , I_{PH} , I_0 , et n , soit on adopte des équations des différentes littératures pour assembler un modèle convenable.
 - c) Si le modèle voulu ne nécessite pas de précision, le troisième modèle est très simple à implanter.
- Pour le quatrième modèle, on a besoin des valeurs des paramètres P_1 , P_2 et P_3 .
- Pour déterminer les caractéristiques d'un générateur photovoltaïque composé de N_p branches de modules dont chacune comportant N_s modules en série il suffit de multiplier le courant par N_p et la tension par N_s .

III.12 Conclusion

Dans le cadre de la modélisation complète de la chaîne photovoltaïque de la caractérisation de la demande de la charge et de la production énergétique de la source PV, on a développé et évalué quatre modèles de la source PV tout en essayant de prendre le maximum de paramètres en considération.

En lisant quelques références, on a trouvé d'autres modèles mais ils sont très simplifiés ce qui prouve la négligence de quelques paramètres et par conséquent la non précision de ces modèles. Toutes les simulations qui ont été présentées sont basées sur l'utilisation des données d'un seul module solaire c'est le module AEG.

Le générateur PV (une fois modélisé) n'est pas seulement destiné à alimenter des charges continues ou à charger des batteries d'accumulateurs mais aussi il peut alimenter des charges à courant alternatif via un composant très important: **l'onduleur**.

Donc une étude de ce composant clé, qui peut aussi connecter le générateur PV au réseau électrique, est très nécessaire pour mieux comprendre son fonctionnement et sa caractérisation. C'est alors l'objectif du chapitre qui suit.

III.13 Références

- [1] M.Djarallah, « Contribution A L'étude Des Systèmes PV Résidentiels Couplés au Réseau Electrique », Thèse de doctorat, Université de Batna, janvier 2008.
- [2] J.A.Gow, et al. « Development of a Photovoltaic array model for use in power Electronics Simulation Studies », IEE Proceedings on Electric Power Application, vol146,N°2, pp193-200, March 1999.
- [3] O.Gergaud et al. « Analysis and Experimental Validation of Various PhotovoltaicSystem Models », 7TH International ELECTRIMACS Congress, pp1-4, Montréal, August 2002.
- [4] T.Ikegami, et al, « Estimation of Equivalent Circuit Parameters of PV Module and its Application to Optimal Operation of PV System », Elsevier, Solar Energy Materials & Solar cells 67, pp389-395, 2001.
- [5] P.V.Junior, « Applied Digital Control for Localization of the Maximum Power of Photovoltaic Generators », Telecommunications Energy Conference, 2006 INTELEC '06 28th Annual International, pp 1-6, sept. , 2006.
- [6] K.II-Song, « Sliding Mode Controller For The Single Grid –Connected Photovoltaic System », Applied Energy, Vol 83, Issue 10, pp 1101-1115, October 2006.
- [7] Huan-Liang Tsai, Ci-Siang Tu, and Yi-Jie Su, Member, IAENG « Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK », Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science 2008. WCECS 2008, October 22 - 24, 2008, San Francisco, USA.
- [8] W.C. Benmoussa, S. Amara et A. Zerga, « Etude comparative des modèles de la caractéristique courant-tension d'une cellule solaire au silicium monocristallin » Revue des Energies Renouvelables ICRESO-07, pp 301-306 Tlemcen, 2007.
- [9] O.AMRANI, D. REKIOUA, « Étude et Identification des Différents Modèles Électriques Photovoltaïques », Département d'électrotechnique, Université de Bejaia, (Algérie).
- [10] A. Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mahmoud et I. Youm, « Étude et Modélisation d'un Générateur Photovoltaïque », Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3, pp 473 – 483, 2008.
- [11] Olivier GERGAUD, Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur, Thèse de doctorat de l'École Normale Supérieure de Cachan 9 décembre 2002.
- [12] Francisco M. González-Longatt , « Model of Photovoltaic Module in Matlab™ », 2do congreso iberoamericano de estudiantes de ingeniería eléctrica, electrónica y computación pp 1-5(ii cibelec ,2005).
- [13] A.Al-amoudi et L.Zhang, « Optimal Control of a Grid-Connected PC System for Maximum Power Point Tracker and Unity Power Factor », Power Electronic and Variable Speed Drive Conference, pp.80-85, 1998.
- [14] A.D.Hansen, et al, « Models for Stand-Alone PV Systems » report Riso-R- 1219(EN)/SEC, RNL, Roskilde, Denmark, 2000.
- [15] B.Azoui, M.Djarallah, « Sizing and Optimization Models for Photovoltaic Pumping System using BLDCM Motor », Journal, AMSE, 2003.
- [16] M.Bello and I.E.Davidson, « Dynamics of a Solar-Powered Fractional Horse Power Motor », 2nd International Conference on Electrical and Electronics Engineering(ICEEE) and XI Conference on Electrical Engineering (CIE2005), Mexico City, Mexico September 7-9, 2005, pp273-277, 2005.

-
- [17] M.Bello and I.E.Davidson, «Performance Analysis of a PV System Coupled to a Universal Motor Using Matlab Tool », IEEE/Power Engineering Society General Meeting, 2006, Durban,South Africa, June 13-22 2006, pp1-6 ,2006.
- [18] O. Wasynczuk, «Modeling and dynamic performance of a line commutated photovoltaic inverter system», IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 4, no. 3, pp. 337-343, 1989.
- [19] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, and M. Osakada, «Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions», IEEE Proceedings of Generation Transmission and Distribution, vol. 142, no. 1, pp. 953-959, 2005.
- [20] G. N. Tiwari and Swapnil Dubey, «Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their applications», RSC Publishing, 2010.
- [21] M.Djarallah, B.Azoui et M.Chabane, « Analyse et Validation de Divers Modèles d'une source Photovoltaïque », 5thInternational Conférence on Electrical Engineering 27-29 october 2008.

IV.1 Introduction

Partout dans le monde la demande croissante d'électricité, la conjonction de l'instabilité des marchés des énergies fossiles et l'impératif de protection de l'environnement et de réduction des émissions de gaz à effet de serre imposent une révision des stratégies énergétiques. Les énergies renouvelables disposent d'atouts essentiels pour prendre la première place dans les bouquets énergétiques des pays.

Les énergies renouvelables constituent **une réponse particulièrement adaptée aux besoins énergétiques considérables des pays émergents** qui assurent aujourd'hui l'essentiel de la croissance mondiale [1].

Elles **contribuent à la sécurité d'approvisionnement et à l'indépendance énergétique de tous les pays**. Produites à partir de ressources naturelles et locales ; pour la plupart infinies à l'échelle mondiale, elles n'épuisent aucun stock. Leur utilisation protège des risques de rupture d'approvisionnement et de volatilité des prix résultant des aléas des marchés internationaux des matières premières énergétiques.

Fin 2012, les énergies renouvelables atteignent plus de **26 % de la capacité énergétique mondiale**, en hausse de 8,5 % par rapport à 2011 et fournissent **21,7 % de l'électricité mondiale** [1].

Les politiques énergétiques nationales et internationales devraient examiner attentivement toute utilisation possible et pratique de ces sources d'énergie non-polluantes [2].

Parmi ces énergies : **l'énergie photovoltaïque**. Celle-ci, fournie au réseau électrique est entrain de gagner la visibilité de plus en plus, alors que la demande de puissance dans le monde est en pleine augmentation.

De nombreux systèmes PV n'ont pas jusqu'à présent été placés loin du réseau électrique, ceci est en raison du coût relativement élevé, par rapport aux sources d'énergie plus traditionnelles comme le pétrole, le gaz, le charbon, le nucléaire, l'hydraulique et le vent.

Les onduleurs à semi-conducteurs ont été révélés d'être la technologie permettant de connecter les systèmes photovoltaïques (PV) au réseau [3].

Dans le passé, le prix des modules PV était la principale contribution au coût de ces systèmes. Une tendance à la baisse est désormais considérée dans le prix pour les modules PV (par exemple : le prix par watt pour un module PV qui était de 4,4 ~7,9\$ en 1992 a baissé à 2,6~3,5\$ en 2005 [4], il est de 1,2 à 1,5 \$ en 2010) [5].

Cette baisse continue du prix par watt PV, l'avancement de la puissance électronique et la technologie des semi conducteurs et des incitations favorables à un certain nombre de pays industrialisés en général eu un impact profond sur l'acceptation commerciale de connexion au réseau des systèmes photovoltaïques dans les dernières années.

Une technologie de base associée à ces systèmes reste « l'onduleur », qui a évolué à la technologie tout à fait mature [6]. La technologie a changé des onduleurs à commutation par fréquence de la ligne à des onduleurs utilisant des dispositifs pouvant être contrôlés à des hautes fréquences.

Le coût de l'onduleur raccordé au réseau est, par conséquent, de plus en plus visible dans le prix total du système. Une réduction du coût par watt onduleur est, par conséquent, important de faire le PV plus attractif [7].

IV.2 Principales fonctions d'un onduleur PV

Un onduleur photovoltaïque doit remplir plusieurs fonctions essentielles dans une installation photovoltaïque raccordée au réseau [6]:

- La conversion du courant et de la tension continus en courant et tension alternatifs compatibles avec le réseau.
- Si la tension du générateur photovoltaïque est inférieure à la tension du réseau, la tension du générateur solaire doit être amplifiée avec un autre élément.
- La protection de découplage
- Le contrôle de l'isolement de la partie CC de l'installation photovoltaïque

La manière dont ces fonctions sont séquencées dans la conception de l'onduleur détermine le choix des semi-conducteurs et des composants passifs et par conséquent leurs pertes, tailles et prix.

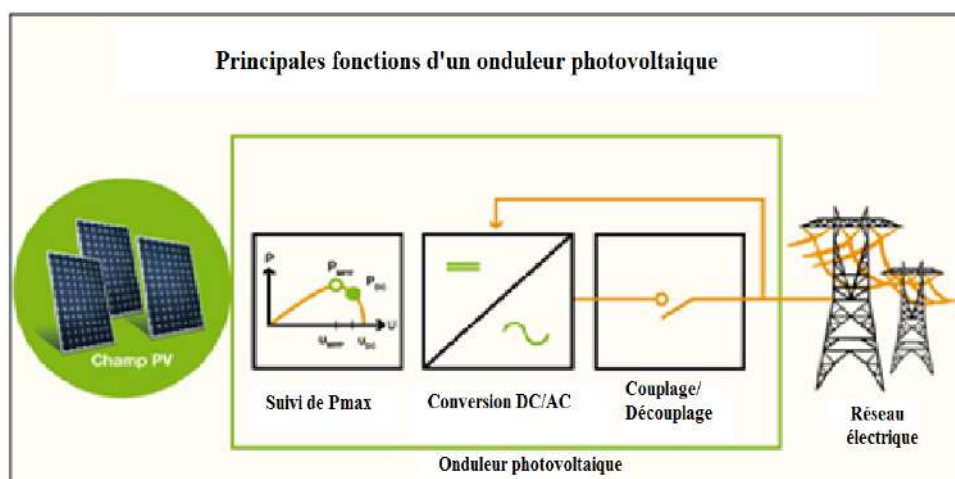


Fig. (IV.1) Fonctions principales d'un onduleur PV [6]

IV.3 Différentes technologies d'onduleurs pour systèmes photovoltaïques

Il existe différentes technologies et topologies disponibles pour les systèmes PV connectés au réseau qui sont classés en fonction du nombre d'étages de puissance.

Dans les applications de centrales photovoltaïques, divers concepts technologiques sont utilisés pour connecter le générateur photovoltaïque au réseau électrique [8].

Chaque technologie a ses avantages et / ou inconvénients par rapport à d'autres. On peut distinguer :

IV.3.1 Les onduleurs centraux

Il s'agit d'une technologie utilisée dans le passé comme illustré sur la Fig. (IV.2.a). Elle a été fondée sur un onduleur central qui en interface un nombre important de modules PV au réseau [9, 10]. Les modules photovoltaïques sont divisés en une chaîne, générant chacune une tension suffisamment élevée pour éviter une amplification supplémentaire. Ces montages en série sont ensuite montés en parallèle pour parvenir à des niveaux de puissance élevés [11].

Dans chaque chaîne une diode anti-retour placée en série avec les modules pour éviter le retour du courant inverse. Pour cette architecture, les panneaux photovoltaïques sont connectés en parallèle à un onduleur central. Cette configuration est utilisée pour les centrales électriques triphasées, avec des gammes de puissance entre 10 et 1000 kW. Le principal avantage d'onduleurs centraux est le haut rendement (faibles pertes dans l'étape de conversion de puissance) et le faible coût en raison de l'utilisation d'un seul onduleur. Les inconvénients de cette topologie sont les longs câbles DC nécessaires pour connecter les modules photovoltaïques à l'onduleur et les pertes causées par des diodes an-retour dans les chaînes, l'inadéquation entre les modules PV et la poursuite centralisée du point de puissance maximale [12, 13].

IV.3.2 Les onduleurs mono-chaîne (String-Inverter)

La connexion en série des modules est appelée une chaîne. La tension d'une chaîne PV peut être comprise entre 150 V et 1000 V pour des systèmes PV connectés au réseau aujourd'hui [11]. L'onduleur mono chaîne, montré en Fig. (IV.2.b), est une version réduite de l'onduleur central. Où une seule chaîne de modules PV est reliée à l'onduleur. La tension d'entrée peut être suffisamment élevée pour éviter l'amplification de tension [11].

Cette configuration est apparue sur le marché du PV en 1995 avec le but d'améliorer les inconvénients des onduleurs centraux.

Par rapport aux onduleurs centraux, dans cette topologie des chaînes de modules photovoltaïques sont connectées à des onduleurs distincts. Si le niveau de tension à l'entrée de l'onduleur est trop faible, un convertisseur continu-continu peut être utilisé pour l'amplifier. Pour cette topologie, chaque chaîne a son propre onduleur et donc les diodes sont éliminées conduisant ainsi à une réduction des pertes totales du système.

La configuration permet un MPPT individuel pour chaque chaîne, d'où la fiabilité du système est améliorée en raison du fait que le système ne dépend plus d'un seul onduleur par rapport à la topologie onduleur central [12]. Les pertes liées aux incohérences sont également réduites, mais pas éliminées.

Cette configuration a un rendement global amélioré par rapport à l'onduleur central, et elle permettra de réduire le prix [11, 13]. Les modules photovoltaïques de la topologie donnée sont liés dans une structure dans laquelle ils finissent par former une chaîne, la tension du générateur photovoltaïque se situe entre 150V et 450 V [14].

IV.3.3 Les onduleurs Multi-chaîne (Multi-String-Inverter)

Cette configuration de l'onduleur multi-chaîne devenue disponible sur le marché photovoltaïque en 2002 est un mélange des onduleurs mono-chaîne et des onduleurs modulaires [12]. L'onduleur multi-chaîne représenté sur la Figure. (IV.2.c) est un développement de l'onduleur mono-chaîne, où plusieurs chaînes sont interfacées avec leur propre convertisseur continu-continu à un onduleur continu-alternatif commun.

Ceci est avantageux, en comparaison avec le système centralisé, étant donné que chaque chaîne peut être contrôlée individuellement [11, 13].

Les gammes de puissance de cette configuration sont au maximum 5 kW et les chaînes utilisent un convertisseur DC-DC individuel avant la connexion à un onduleur commun. La topologie permet la connexion des onduleurs avec différentes puissances avec des modules photovoltaïques avec différentes caractéristiques courant-tension. Le MPPT est mis en œuvre pour chaque chaîne, donc un meilleur rendement de puissance peut être obtenu [11]. Cela donne une conception flexible avec une grande efficacité, et deviendra probablement la norme pour onduleurs centraux et les onduleurs mono-chaîne sont utilisées aujourd'hui [13].

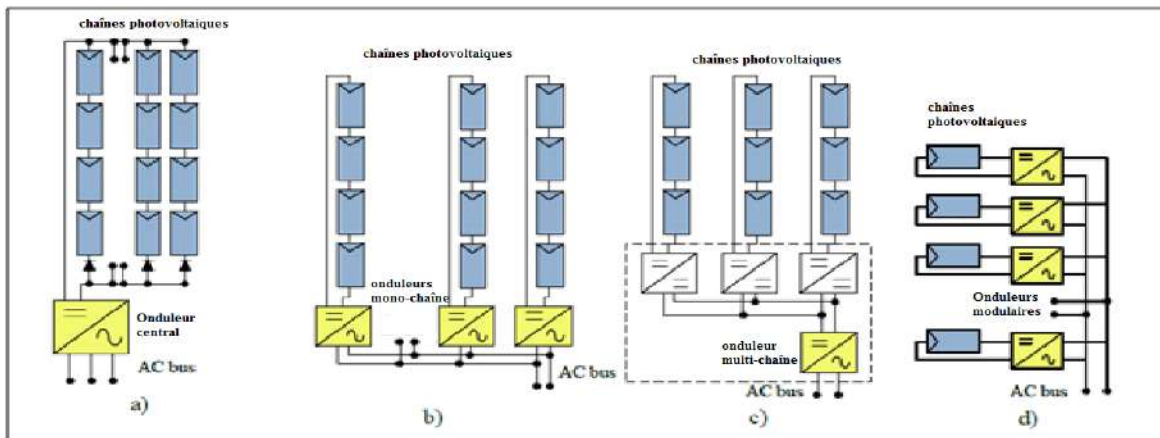


Fig. (IV.2) Configurations des systèmes PV connectés au réseau [12]
 a) Onduleurs centraux; b) Onduleurs mono chaîne (string inverter);
 c) Onduleurs multi chaîne (Multi-string inverter);
 d) Onduleurs modulaires

IV.3.4 Les onduleurs modulaires (ou intégrés au modules) (Module-Inverter)

L'onduleur modulaire représenté dans la Fig. (IV.2.d) et plus clairement sur le Fig. (IV.3) est la technologie actuelle et future.

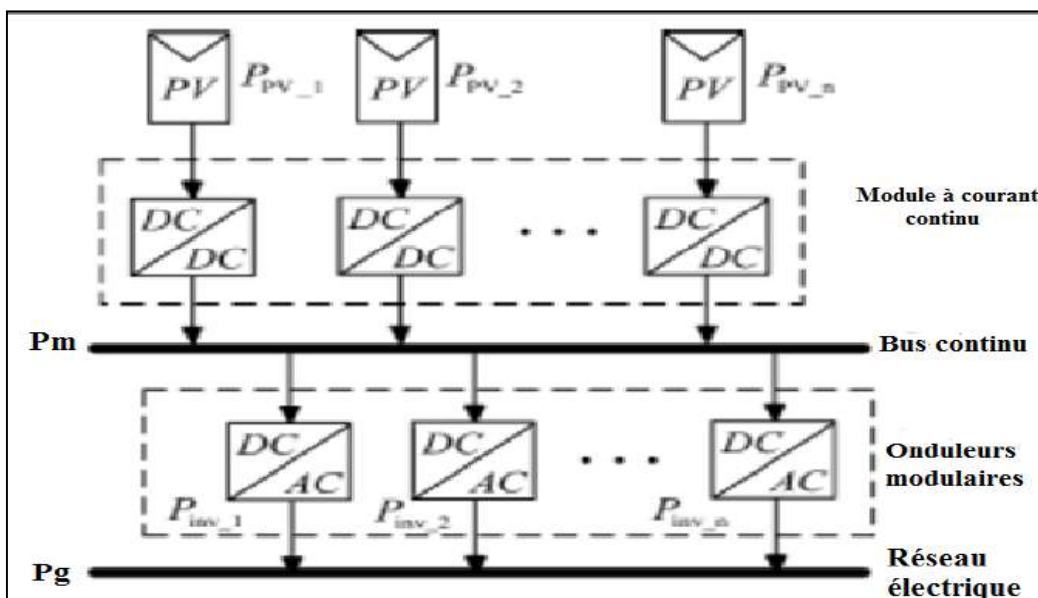


Fig. (IV.3) Configuration des onduleurs modulaires [9]

C'est une technologie constituée de modules solaires simples connectés au réseau par le biais d'un onduleur. Un meilleur rendement est obtenu par rapport aux onduleurs mono chaîne car un MPPT est mis en œuvre pour chaque module [11]. En intégrant le module PV et l'onduleur dans un seul appareil, le module PV devient alors dispositif de pose "plug and play", et il peut alors être utilisé par des personnes sans aucune connaissance en installations électriques. Dans cette configuration, les pertes liées aux incohérences entre les modules PV est éliminée et il est possible d'optimiser l'onduleur pour le module PV et permettant ainsi un MPPT individuel pour chaque module PV. Ceci donnera l'avantage de production à grande échelle, et donc des prix plus bas. D'autre part la tension d'entrée devient faible, ce qui nécessite une amplification, d'où la réduction du rendement global [11]. Le concept des onduleurs modulaires ne s'applique principalement qu'aux applications PV d'une puissance allant de 50W à 400W. Le tableau (IV.1) suivant récapitule les caractéristiques de chaque technologie :

Onduleur central (centralized inverter)
<ul style="list-style-type: none"> - Application dans les systèmes photovoltaïques triphasés. - Puissance ≥ 10 kW. - Raccordement des modules à un bus de courant continu. - Pertes de forte puissance. - Tension suffisamment élevée pour éviter l'utilisation de transformateurs ou convertisseurs DC/DC. - Pour les applications de forte puissance (quelques MW) plusieurs onduleurs sont mis en dérivation. - Facteur de puissance entre 0.6 et 0.7 [10]
Onduleur mono-chaîne (String inverter)
<ul style="list-style-type: none"> - Petites applications domestiques. - Puissance allant de 0,5 kW à 1 kW. - version réduite de l'onduleur central avec une chaîne reliée à un onduleur, ce qui facilite le MPPT. - Configuration très flexible. - Chaque groupe a une orientation différente de l'espace. - Travail en parallèle de plusieurs onduleurs augmente la fiabilité du système.
Onduleur multi-chaîne (Multi string inverter)
<ul style="list-style-type: none"> - La poursuite du développement de l'onduleur mono-chaîne - Chaque chaîne de modules PV est interfacée par son propre convertisseur DC/DC et ensuite connectée à un onduleur. - D'autres élargissements de l'installation photovoltaïque sont faciles à faire. - Pertes de puissance réduite. - Le manque de redondance et d'évolutivité pour connexion au réseau.
Onduleur modulaire (Module inverter)
<ul style="list-style-type: none"> - Topologie simple. - Applications résidentielles à petite échelle. - Modules avec convertisseur DC / DC et onduleurs individuels. - Chaque unité de module a des fonctions indépendantes. - Haut rendement. - Conception flexible.

Tableau (IV.1) Récapitulation des caractéristiques des différentes technologies

IV.4 Classification des onduleurs pour systèmes photovoltaïques

Qu'ils soient monophasés ou triphasés, les topologies d'onduleurs sont classées sur la base du nombre d'étages de traitement de puissance, l'emplacement des condensateurs de découplage de puissance, s'ils emploient des transformateurs ou non et les types de l'interface réseau, à savoir :

IV.4.1 Classification selon le type du système photovoltaïque

IV.4.1.1 L'onduleur pour application autonome (Stand alone Inverter)

C'est un onduleur conçu pour une application autonome à distance ou hors réseau avec batteries de secours où l'onduleur est alimenté en courant continu par des batteries chargées par les modules photovoltaïques et le convertit en courant alternatif pour alimenter les charge AC. Les onduleurs autonomes apportent de la variété de taille et de forme d'onde de sortie en fonction des applications. Pour un meilleur rendement, l'onduleur à sortie sinusoïdale pure est nécessaire. Il convient pour système solaire, l'électrification rurale, l'électrification des villages dans une région éloignée où le réseau électrique n'est pas disponible.

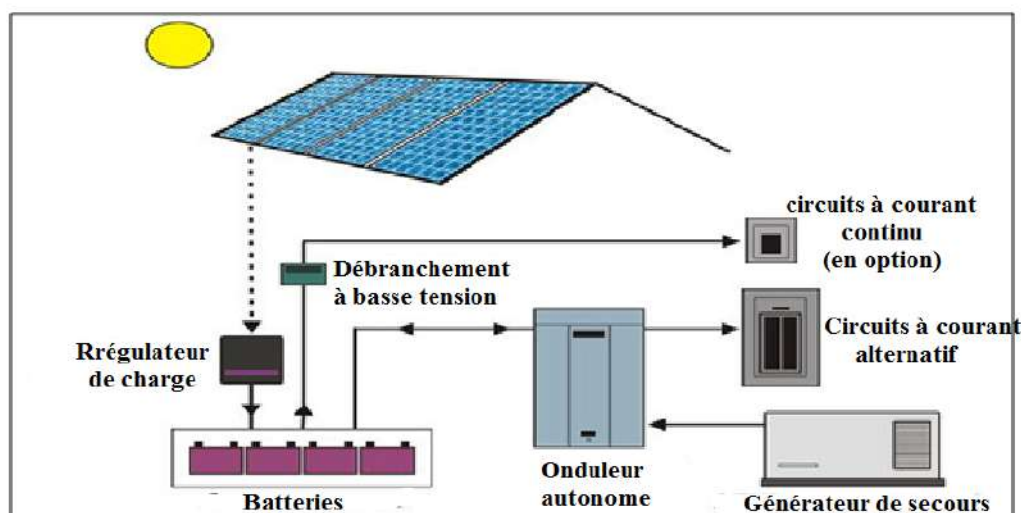


Fig. (IV.4) Schéma d'installation d'un onduleur autonome [15]

IV.4.1.2 L'onduleur pour couplage au réseau électrique (Grid tied Inverter)

Il est conçu spécifiquement pour les applications raccordées au réseau qui ne nécessitent pas de système de stockage par batteries. L'onduleur convertit le courant continu produit par le générateur PV en un courant alternatif pour alimenter les appareils électriques et la vente d'électricité excédentaire au réseau. Avec une gamme de tailles disponibles, les onduleurs sont utilisés en partant de la petite application résidentielle jusqu'à la grande application commerciale.

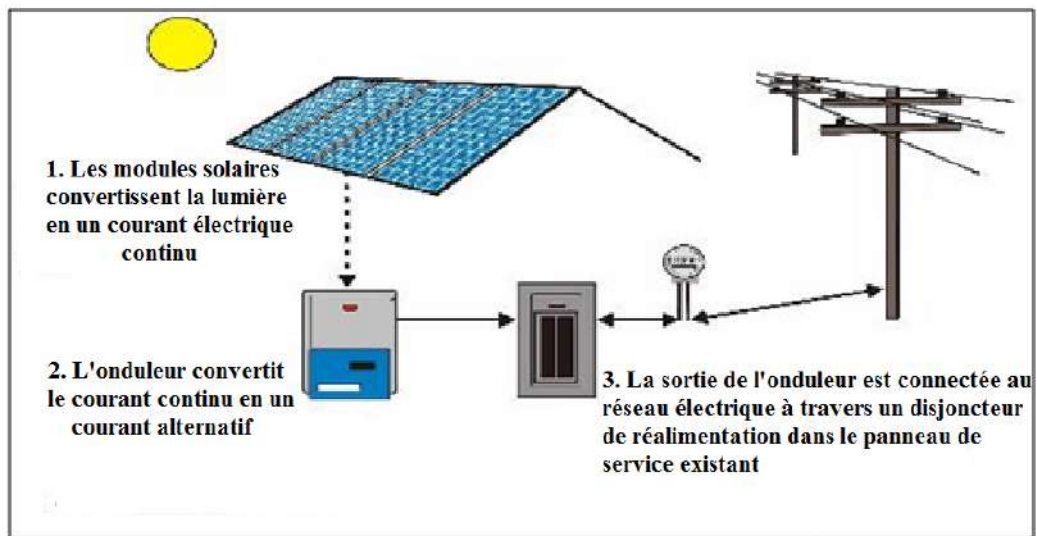


Fig. (IV.5) Schéma d'installation d'un onduleur couplé au réseau sans batteries de stockage [15]

IV.4.1.3 L'onduleur interactif (Interactive Inverter)

L'onduleur interactif est conçu pour des applications résidentielles, commerciales et industrielles. L'onduleur peut fonctionner sur les deux opérations, c'est-à-dire il peut être raccordé au réseau et il peut fonctionner comme autonome. Lorsque le courant est normal, l'onduleur peut fonctionner comme onduleur couplé au réseau qui convertit le courant continu généré par les panneaux photovoltaïques en courant alternatif pour alimenter la charge et injecter l'excès d'énergie dans le réseau de distribution. Lorsque le courant n'est pas disponible, l'onduleur peut fonctionner comme source d'alimentation de secours pour alimenter la charge à partir des panneaux photovoltaïques et de la batterie de stockage. Le système interactif avec le réseau fournit une alimentation de secours propre et fiable dans le cas d'une défaillance de l'alimentation secteur. Il peut réduire la consommation d'énergie et économiser le coût des services publics, tout en conservant la possibilité d'utiliser la source d'énergie renouvelable pendant une panne de courant.

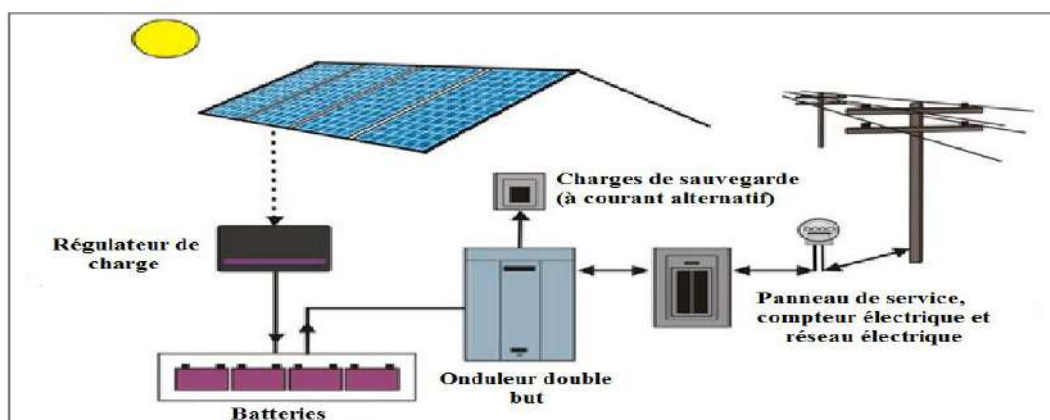


Fig. (IV.9) Schéma d'installation d'un onduleur interactif avec batteries de stockage [15]

IV.4.1.4 L'onduleur hybride (Hybride Inverter)

L'onduleur hybride est conçu pour le système d'alimentation hybride qui combine le solaire avec le générateur diesel et d'autres sources d'énergie renouvelables telles que le générateur éolien, l'hydro générateur, etc....

Il peut fonctionner soit comme un onduleur autonome ou un onduleur couplé au réseau. Il est relié à la banque des batteries, les lignes du réseau public, le générateur diesel et les appareils ménagers. Il convient de l'utiliser pour l'électrification des villages à distance ou des îles à distance en leur fournissant une énergie fiable en continu sur des sites distants.

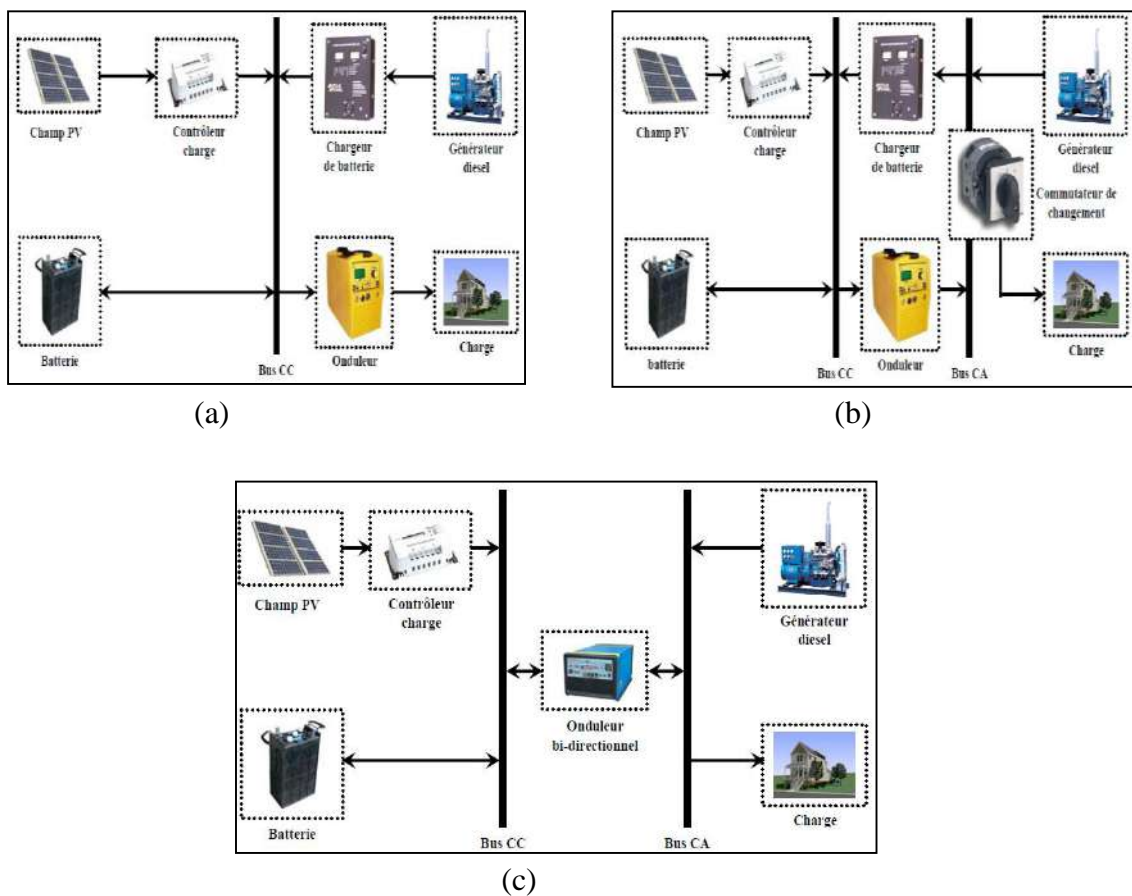


Fig. (IV.10) Exemple d'onduleurs hybrides [16]

(a) Système hybride - Diesel série

(b) Système hybride PV - Diesel commuté

(c) Système hybride PV - Diesel parallèle

IV.4.2 Classification selon le nombre d'étages de traitement de puissance

On peut distinguer trois cas d'onduleurs, à savoir:

- Tout d'abord, l'onduleur à un seul étage de conversion, qui dans ce cas, doit gérer toutes les tâches, c'est-à-dire la poursuite du point de puissance maximale (fonction d'un MPPT), le contrôle du courant injecté au réseau et peut-être, l'amplification de la tension: C'est la configuration typique d'un onduleur central avec tous ses inconvénients (Fig. (IV.6.a)).

- b) Deuxièmement, l'onduleur à deux étages de conversion où nous avons l'ajout d'un convertisseur DC/DC pour la fonction MPPT. L'onduleur assure le contrôle du courant injecté au réseau en se basant sur la technique PWM ou la technique hystérésis. Mais l'amplification de tension peut être incluse dans les deux étages (Fig. (IV.6.b)).
- c) En troisième lieu, le double étage de la technologie AC-module, dans lequel chaque module est connecté à son propre convertisseur DC/DC et tous les convertisseurs sont connectés à un même onduleur, qui s'occupe du contrôle du courant injecté dans le réseau (Fig. (IV.6.c)).

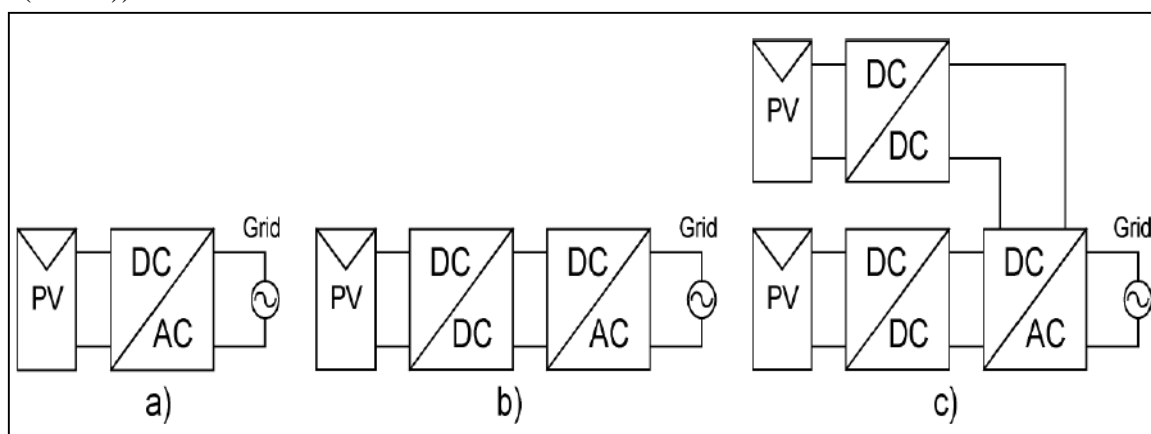


Fig. (IV.6) Classification selon le nombre d'étages de traitement de puissance [11]

- a) Un seul étage de traitement de puissance
 b) Deux étages de traitement de puissance
 c) Onduleur à double étage

IV.4.3 Classification selon la location de condensateurs de découplage de puissance

Le découplage de puissance est normalement réalisé au moyen d'un condensateur électrolytique. Ce composant est le principal facteur limitant de la durée de vie. Ainsi, il doit être maintenu aussi faible que possible et de préférence substitué par des condensateurs à film [11]. Le condensateur est soit placé en parallèle avec les modules photovoltaïques ou dans la liaison à courant continu entre les étages inverseurs, ce qui est illustré sur la Fig. (IV.7).

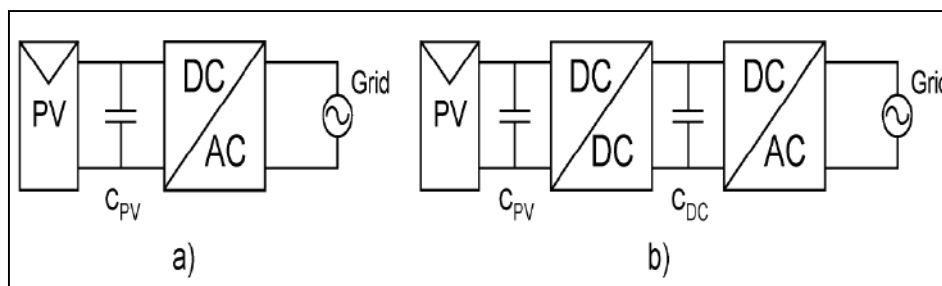


Fig. (IV.7) Différentes locations pour le condensateur de découplage de puissance [11]

- a) Le condensateur est placé en parallèle avec les modules photovoltaïques, dans le cas d'un onduleur à un étage.
- b) Le condensateur est soit placé en parallèle avec les modules photovoltaïques ou dans la liaison à courant continu, dans le cas d'un onduleur à plusieurs étages

La taille de la capacité de découplage peut être exprimée sous la forme [11] :

$$C = \frac{P_{PV}}{2 \cdot \omega_{grid} \cdot U_C \cdot \hat{u}_C} \quad (IV.1)$$

Où :

P_{PV} : est la puissance nominale des modules photovoltaïques.

U_C : est la tension moyenne aux bornes du condensateur.

\hat{u}_C : est l'amplitude de l'ondulation.

ω_{grid} : est la fréquence angulaire du réseau.

IV.4.4 Classification selon l'utilisation des transformateurs et types d'interconnexions

Comme on le distingue sur la Fig. (IV.8), certains onduleurs utilisent un transformateur de haute fréquence (HFT : High Frequency,Transformer) incorporé entre un convertisseur DC/DC et l'onduleur DC/AC, d'autres utilisent un transformateur à la fréquence du réseau incorporé entre l'onduleur et le réseau et enfin, des onduleurs ne comprennent pas du tout un transformateur.

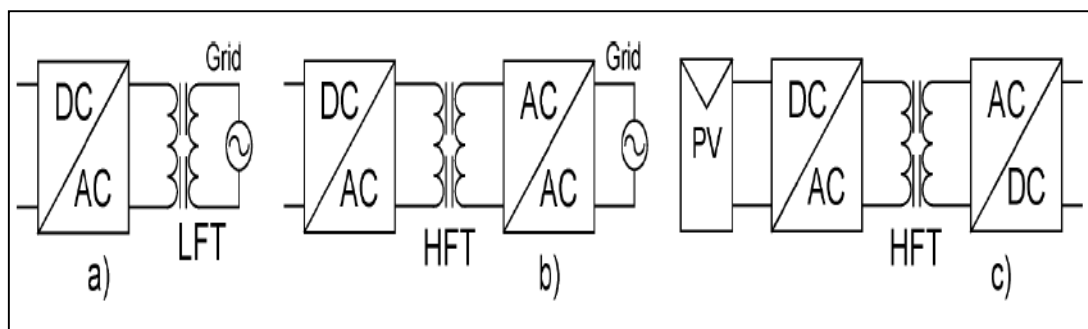


Fig. (IV.8) Différentes locations du transformateur [11]

- Transformateur (LFT : Line Frequency Transformer) placé entre le réseau et l'onduleur (résout les problèmes avec l'injection de courants continus dans le réseau).
- Transformateur (HFT : High Frequency Transformer) placé entre un convertisseur DC/AC et un convertisseur AC/AC.
- Transformateur (HFT) placé entre un convertisseur DC/AC et un convertisseur AC/DC.

Le transformateur à la fréquence du réseau est considéré comme un mauvais composant ceci est dû à sa grande taille, son poids et son prix. Ainsi, les onduleurs modernes ont tendance à utiliser un transformateur à haute fréquence.

Le transformateur est un paradoxe dans les onduleurs photovoltaïques. Comme indiqué précédemment, la mise à la terre du système de modules PV n'est pas nécessaire tant que la tension de sortie maximale est inférieure à 50 V [11]. D'autre part, il est difficile de parvenir à un haut rendement d'amplification de tension sans transformateur, lorsque la tension d'entrée se trouve dans la gamme de 23 à 45 V.

Le transformateur est superflu lorsque la tension d'entrée devient suffisamment élevée.

Un onduleur en pont complet normal ne peut pas être utilisé comme interface de réseau, lorsqu'à la fois l'entrée et la sortie de l'onduleur sont mises à la terre. En outre, la grande surface de panneaux photovoltaïques comprend un condensateur de 0,1 nF à 10 nF par module à la terre [17]. Cela peut également entraîner de fortes oscillations entre les modules PV et les inductances (parasites) dans le circuit. Seuls quelques topologies utilisant un transformateur haute-tension d'entrée qui peuvent être fondées à la fois à l'entrée et à la sortie sont encore connues; une configuration est illustrée à la Fig. (IV.9).

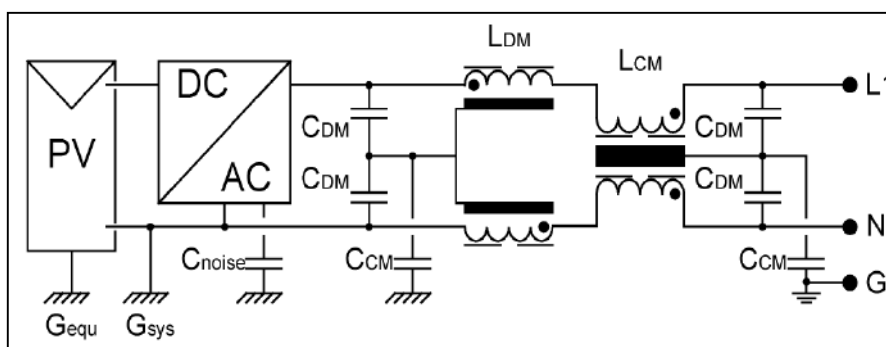


Fig. (IV.9) Transformateur haute-tension à l'entrée de l'onduleur photovoltaïque avec filtres EMI en mode commun monophasé (CM) et en mode différentiel (DM) [17].

Remarque : note sur le filtre EMI

Les interférences électromagnétiques (EMI) est le bruit à haute fréquence qui interfère avec le fonctionnement des équipements électriques sensibles, parfois les scientifiques utilisent le terme interférence de fréquence radio (RFI). Les filtres EMI sont des filtres "passe-bas" qui bloquent les fréquences électromagnétiques élevées tout en permettant les plus faibles à travers.

IV.4.4.1 Les avantages d'un onduleur avec transformateur

- Isolation galvanique
- Universalité des produits (membrane, couche mince...). Certains types de modules doivent impérativement être associés à des onduleurs disposant d'une isolation galvanique ;
- Evite les problèmes de courant de fuite qui peuvent, avec les onduleurs sans transformateurs (cas très rare), traverser l'onduleur et faire sauter les disjoncteurs différentiels.

IV.4.4.2 Les avantages d'un onduleur sans transformateur

La suppression du transformateur implique :

- Des produits plus légers, donc plus facile à installer et manipuler.
- De meilleurs rendements (moins de pertes liées au transformateur).

IV.5 Types d'interfaçage des onduleurs au réseau électrique

Dans le système d'alimentation photovoltaïque connectée au réseau électrique, un onduleur pour convertir le courant continu en courant alternatif est nécessaire.

Il existe deux types d'onduleurs selon la fréquence interne de fonctionnement (voir Fig. (IV. 10)), qui a une forte influence sur son prix et ses performances, à savoir :

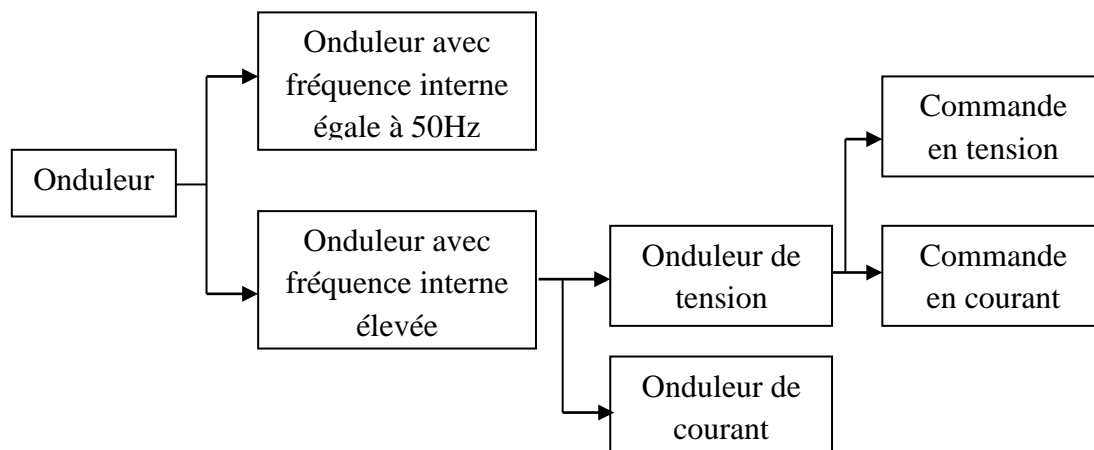


Fig. (IV.10) Classification des onduleurs selon la fréquence interne de fonctionnement

IV.5.1 Onduleurs à commutation avec la fréquence du réseau ($f=50\text{Hz}$) (LCI : Line-Commutated Inverter) [18]

Si la fréquence interne de fonctionnement est celle du réseau AC, les onduleurs utilisent des interrupteurs électroniques bon marché (les thyristors) qui ne peuvent revenir à l'état bloqué que si le courant qui les traverse s'annule spontanément. Ces onduleurs ne peuvent fonctionner qu'en liaison avec un réseau AC et ils ne sont pas adaptés pour une utilisation dans des systèmes autonomes parce que la tension AC est nécessaire pour éteindre thyristors. Ils génèrent aussi des courants de forme non sinusoïdale qu'il est pratiquement impossible de rendre sinusoïdaux par filtrage compte tenu de la basse fréquence des harmoniques.

IV.5.2 Onduleurs à commutation avec la fréquence élevée (SCI : Self-Commutated Inverter)

Si la fréquence interne est élevée, les onduleurs utilisent des interrupteurs électroniques plus coûteux, qui peuvent être rendus par commande aussi bloqués que conducteurs (transistors, IGBTs, thyristors avec circuit d'extinction...). Les grandeurs électriques à la sortie de l'onduleur ne sont pas plus sinusoïdales que dans le cas précédent, mais, il est possible par une commande appropriée des semi conducteurs de rendre tous les harmoniques générés (inévitables) de fréquence élevée, ce qui facilite leur élimination par filtrage. La Fig. (IV.11) montre comment un signal formé de créneaux de largeur variable peut ne différer d'une sinusoïde que par des harmoniques de fréquence élevée.

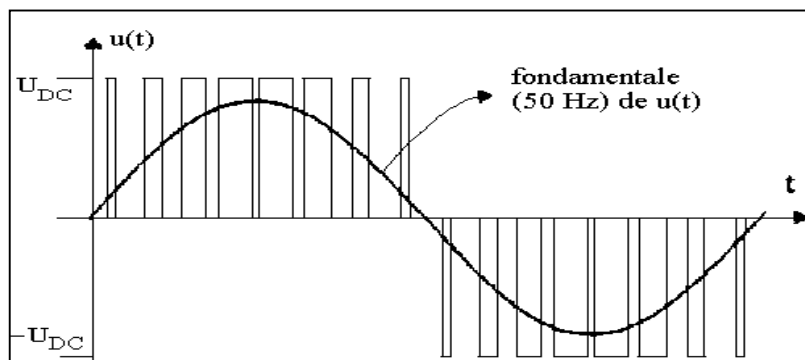


Fig. (IV.11) Principe de la génération de signaux sinusoïdaux en électronique de puissance

Les onduleurs à commutation avec fréquence élevée peuvent être classés en des onduleurs de tension et des onduleurs de courant, à savoir :

IV.5.2.1 Les onduleurs de tension

Les onduleurs de tension fonctionnent avec une tension d'entrée maintenue constante à l'échelle de leur cycle de fonctionnement interne. Ceci peut être garanti par la présence en parallèle sur leur entrée d'un condensateur de valeur suffisante. Par contre, leur sortie doit être connectée à une charge à caractère inductif à courte échelle de temps (ce qui est bien le cas pour les moteurs, et aussi pour les réseaux de distribution). C'est le type le plus utilisé en pratique.

IV.5.2.2 Les onduleurs de courant

Les onduleurs de courant fonctionnent au contraire avec un courant d'entrée constant à l'échelle de leur cycle de fonctionnement interne. Ceci peut être garanti par la présence en série avec leur entrée d'une self suffisante. Par contre, leur sortie doit présenter à courte échelle de temps un caractère capacitif, ce qui nécessite souvent l'ajout de condensateurs. Ce type d'onduleur n'est dès lors employé que dans des cas particuliers.

Remarque :

Il existe aussi d'autres types d'onduleurs, notamment les onduleurs à résonance, mais ils sont moins adaptés à une utilisation à des niveaux de puissance très variables et ne sont dès lors pas utilisés dans le cadre d'installations solaires.

IV.6 Stratégies de commande

IV.6.1 Commande en tension

Lorsque la commande en tension est effectuée, la valeur de la tension à délivrer est appliquée en tant que valeur de référence et une commande est effectuée pour obtenir la forme d'onde de tension correspondant à la valeur de référence. Une stratégie PWM est utilisée pour le contrôle de la forme d'onde. Ce système détermine une synchronisation de commutation en comparant la forme d'onde de l'onde sinusoïdale de sortie avec la forme d'onde triangulaire de l'onde à haute fréquence, ce qui conduit à une rangée d'impulsion d'une amplitude constante et une largeur différente. Dans ce système, une forme d'onde ayant moins d'harmoniques d'ordre inférieur peut être obtenue.

IV.6.2 Commande en courant

Lorsque la commande en courant est effectuée, la valeur du courant à délivrer est appliquée en tant que valeur de référence. Le dispositif de commutation est mis sous tension / hors tension pour modifier la tension de sortie de sorte que le courant de sortie réel concorde avec la valeur du courant de référence à l'intérieur de certaines tolérances. Bien que les formes d'onde de tension de sortie, dans le cas de la commande en tension et dans le cas de la commande en courant, semblent sensiblement les mêmes, leurs caractéristiques sont différentes parce que l'objet à contrôler est différent.

Le tableau (IV.2) montre la différence entre la commande en tension et la commande en courant. Dans le cas où le système photovoltaïque est isolé de toute connexion au réseau électrique, la commande en tension doit être utilisée. Cependant, les deux commandes (en tension et en courant) peuvent être utilisées pour l'onduleur connecté au réseau. L'onduleur commandé en courant est largement utilisée dans le système photovoltaïque connecté au réseau car un facteur de puissance élevé peut être obtenu par un circuit de commande simple, et la suppression du courant transitoire est possible lorsque des perturbations telles que des variations de tension se produisent dans le réseau.

	Commande en tension	Commande en courant
Circuit principal de l'onduleur	Onduleur à commutation à fréquence élevée (Onduleur de tension)	
Objectif de la commande	Tension AC	Courant AC
Défaut courant de court-circuit	Grand	Faible (limitée au courant nominal)
Fonctionnement en site isolé	Possible	Impossible

Tableau (IV.2) Différence entre la commande en tension et la commande en courant [19].

Il existe différents types de configurations d'onduleurs. Cependant, l'onduleur à commutation (à fréquence élevée) est généralement utilisé dans les systèmes de quelques kW, comme par exemple un système électrique photovoltaïque. L'onduleur en tension à commutation (à fréquence élevée) est employé dans tous les systèmes d'une capacité de 1kW et moins, et jusqu'à 100kW. La forme d'onde de sortie est ajustée par une commande PWM, qui est capable d'obtenir le résultat avec moins d'harmoniques. La commande en courant est principalement utilisée comme décrit dans la Fig. (IV.12).

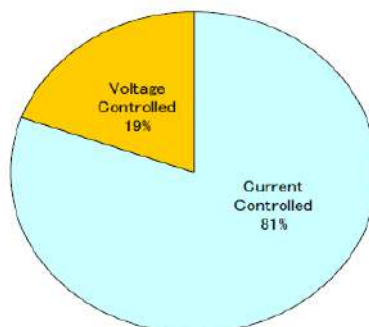


Fig. (IV.12) Illustration des parts des onduleurs commandés en tension et en courant [19]

IV.7 Dispositifs de commutation

Pour effectuer efficacement une commande PWM de l'onduleur, la commutation à haute fréquence des dispositifs de commutation des semi-conducteurs est essentielle. Grâce aux progrès de la technologie de fabrication des éléments semi-conducteurs, ces dispositifs de commutation à grande vitesse peuvent maintenant être utilisés. Les IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) et les MOSFET (Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor) sont principalement utilisés comme dispositifs de commutation. On peut signaler que les IGBTs sont utilisés dans 62% des produits étudiés et les transistor MOSFET sont utilisés dans les 38% restants [18].

En ce qui concerne les différences de caractéristiques entre les IGBT et les MOSFET, la fréquence de commutation des IGBT est de l'ordre de 20 kHz; ils peuvent être utilisés même pour les grands onduleurs de capacité de puissance de plus de 100 kW, alors que la fréquence de commutation des MOSFET est possible jusqu'à 800 kHz, mais la puissance est réduite à des fréquences plus élevées. Dans la gamme de puissance de sortie comprise entre 1 kW à 10 kW, la fréquence de commutation est de 20 kHz, donc, les IGBT et les MOSFET peuvent être utilisés à la fois. La commutation à haute fréquence permet de réduire les harmoniques du courant de sortie, la taille et le poids de l'onduleur [18].

IV.8 Topologies des onduleurs employés dans les systèmes PV

Les systèmes photovoltaïques utilisant les onduleurs intégrés aux modules ont une puissance nominale de moins de 500 W et se composent d'un à quelques modules PV. Par conséquent, les niveaux de tension DC sont faibles et pour atteindre la valeur de la tension du réseau, les topologies d'onduleurs intégrés aux modules nécessitent un élément supplémentaire dans la chaîne de conversion d'énergie qui permet l'élévation de la tension DC. Cet élément peut être un transformateur à haute fréquence, un transformateur avec la fréquence du réseau ou un convertisseur DC/DC pour l'ajustement de la tension. Qu'ils soient monophasés ou triphasés, ordinaires ou multi niveaux, s'ils sont avec ou sans transformateurs, différentes topologies d'onduleurs, sont disponibles dans le marché mondial. Elles seront présentées et comparées dans ce présent chapitre.

IV.8.1 Topologies des onduleurs monophasés

Les onduleurs peuvent être classés en trois catégories en fonction des choix techniques retenus par les fabricants d'onduleurs à savoir:

- Les onduleurs munis d'un transformateur basse fréquence 50 Hz (ou fréquence du réseau alternatif (connu sous l'abréviation : LFT).
- Les onduleurs munis d'un transformateur haute fréquence (sous l'abréviation HFT).
- Les onduleurs sans transformateurs.

Pour chaque catégorie d'onduleurs, un schéma de principe du circuit électronique est fourni ainsi qu'une explication sommaire de son fonctionnement. Ces onduleurs sont généralement utilisés pour les applications résidentielles dont la puissance est comprise entre 2kW et 6kW.

IV.8.1.1 Onduleurs munis d'un transformateur de type (LFT)

IV.8.1.1.1 Topologie utilisant un onduleur en pont de transistors

Cette topologie [20, 21, 22, 23] comprend un onduleur en pont de transistors commandés en PWM, d'un condensateur à son entrée pour accumuler l'énergie, filtrer les fluctuations de tension (commutations) et par conséquent maintenir le point de fonctionnement stable, ce condensateur doit être de forte valeur et il est très sensible à la chaleur [23]. Un filtre à la sortie de l'onduleur élimine les harmoniques à hautes fréquences pour obtenir une onde sinusoïdale, un transformateur à basse fréquence augmente la tension à la sortie du onduleur jusqu'au niveau de celle du réseau et assure une isolation galvanique entre l'onduleur (PV) et le réseau.

Enfin, les interférences sont une dernière fois filtrées en sortie de l'onduleur.

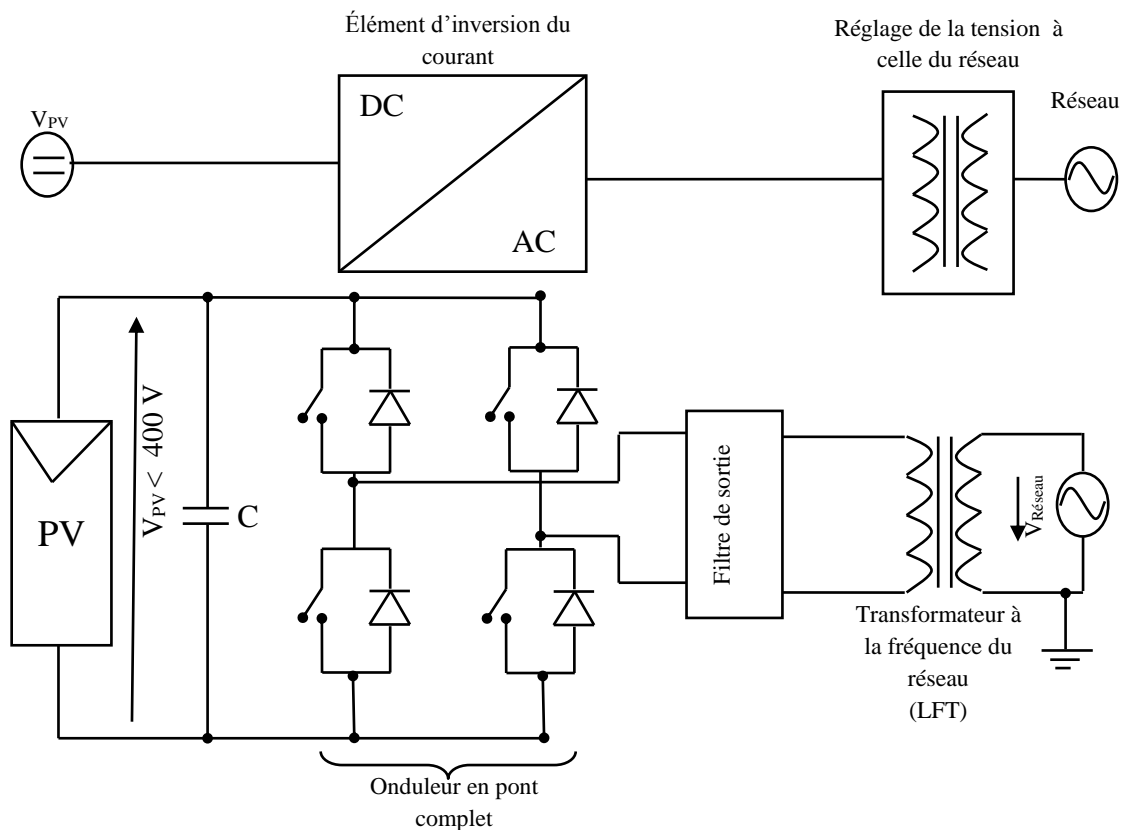


Fig. (IV.13) Topologie utilisant un onduleur en pont de transistors

IV.8.1.1.2 Topologie utilisant un onduleur en pont de transistors avec un convertisseur DC/DC Survolteur

L'onduleur en pont de transistors avec un convertisseur DC/DC Survolteur a les mêmes propriétés que l'onduleur de la Fig. (IV.14), mais, dans ce cas la tension à son entrée est amplifiée.

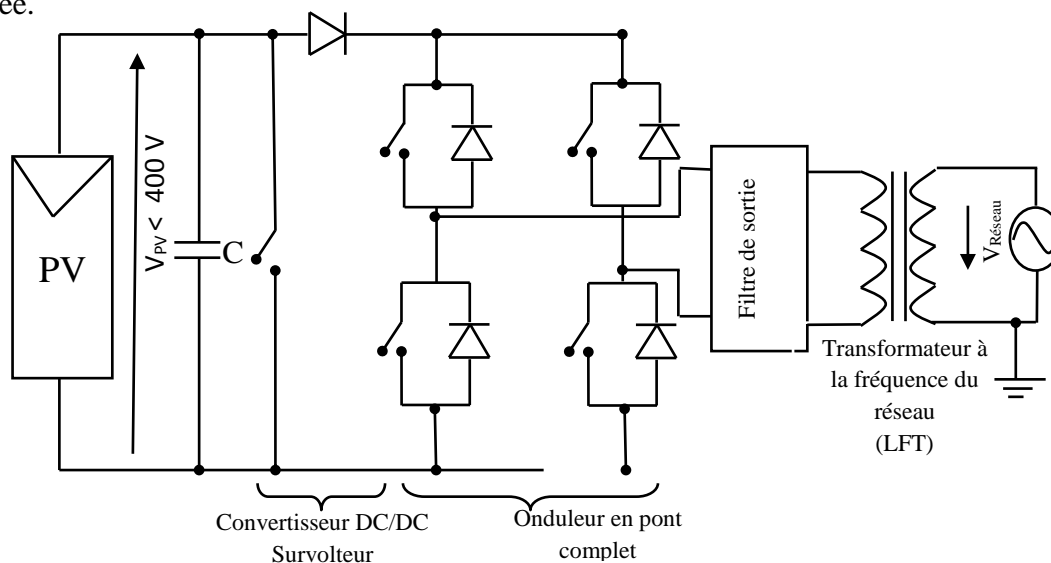


Fig. (IV.14) Topologie utilisant un onduleur en pont de transistors avec un convertisseur DC/DC Survolteur

IV.8.1.1.3 Onduleur couplé magnétique

L'onduleur couplé magnétique se compose de trois ponts complets monophasés, chaque pont a son point milieu relié à l'enroulement primaire d'un transformateur conventionnel.

Les enroulements secondaires des transformateurs sont raccordés en série et le rapport des spires d'un transformateur est choisi comme un multiple rapport des spires du transformateur qui le précède. En général, un onduleur de ce type ayant « n » enroulements primaires de transformateurs est capable de générer des combinaisons de « 3^n » différentes tensions aux bornes des enroulements secondaires du transformateur et synthétise le signal sinusoïdal à l'aide d'une forme d'onde en escalier (non pas au moyen de la PWM).

L'avantage de ce circuit est la création précise d'une onde sinusoïdale accomplie avec des fréquences de commutation bas et un pont complet pas cher et robuste.

Un inconvénient majeur du circuit, cependant, est la nécessité de trois transformateurs.

Les onduleurs illustrés dans les figures (IV.13, IV.14, IV.15) ont tous les inconvénients de toutes les topologies d'onduleurs centraux à savoir:

- La nécessité du câblage DC augmente les coûts et diminue la sécurité;
- Absence de sections photovoltaïque fonctionnant indépendamment à leur point de puissance maximale (MPP). Incompatibilité entre les sections (par exemple provoquées par un ombrage partiel) peut donc réduire de manière significative la production globale du système.
- En raison de la gamme de puissance élevée une extension ou une conception flexible du système ne peuvent pas être réalisés.

Ces inconvénients peuvent être surmontés avec d'autres types d'onduleurs.

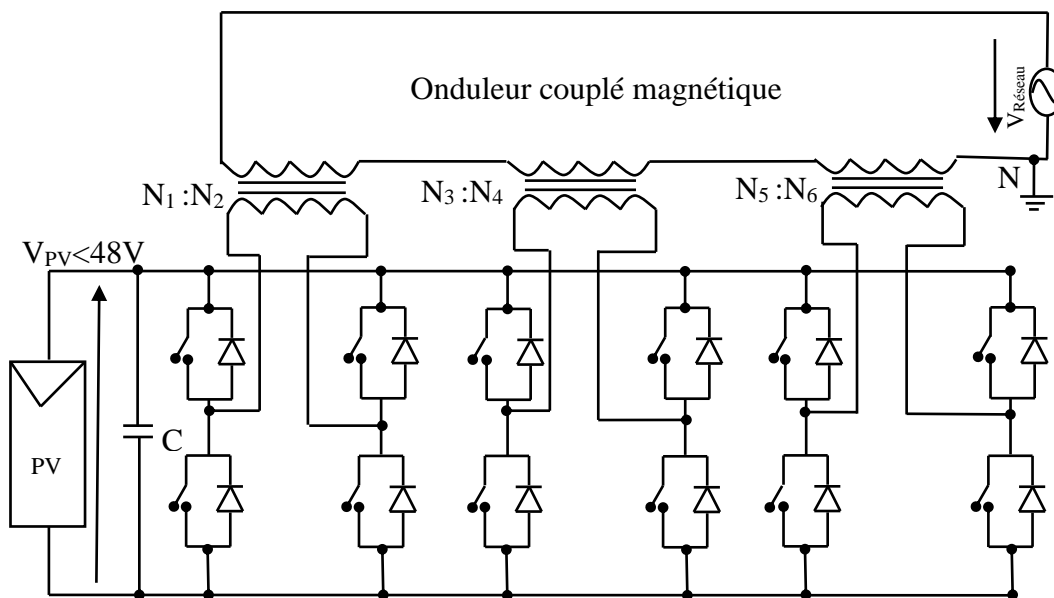


Fig. (IV.15) Topologie d'un onduleur couplé magnétique [17]

IV.8.1.2 Onduleurs munis d'un transformateur de type (HFT)

IV.8.1.2.1 Onduleur PV avec deux étages de conversion (Onduleur avec deux étages et un convertisseur Flyback)

Le principe de fonctionnement d'une telle topologie est le suivant :

- Les modules PV sont raccordés en entrée de l'onduleur.
- La tension du générateur (PV) passe par un convertisseur DC/DC composé :
 - D'un convertisseur Flyback (ou Forward) qui convertit le courant continu (DC) fourni par les panneaux PV en courant continu avec un niveau de tension désiré en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion avec la fréquence de découpage de 16 à 20 kHz.
 - D'un transformateur HF qui augmente la tension à un niveau de tension nécessaire pour l'onduleur et assure une isolation galvanique.
 - Enfin, d'un pont redresseur qui transforme le courant alternatif HF en courant continu.
- Après filtrage, un pont de IGBT convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion dont le fondamental est à la fréquence de 50Hz.
- Enfin, les interférences sont une dernière fois filtrées en sortie de l'onduleur.

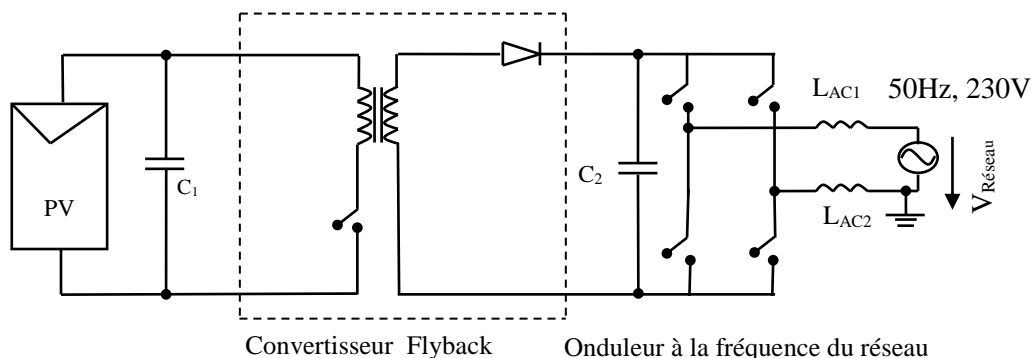


Fig. (IV.16) Onduleur PV avec deux étages et un convertisseur (Flyback)

IV.8.1.2.2 Onduleur PV avec trois étages de conversion (Onduleur PV avec trois étages de conversion avec un transformateur à point milieu et un push-pull)

Afin de réduire les pertes de commutation sur le côté haute tension le transformateur à point milieu push-pull amplifie la tension au niveau de celle du réseau et façonne la forme du courant ainsi. Un pont redresseur à diodes à haute fréquence est utilisé dans un deuxième étage de conversion pour redresser la tension du secondaire du transformateur ensuite un onduleur en pont est utilisé pour créer la forme sinusoïdale de la tension. Les deux convertisseurs en série réduisent le rendement et rendent le contrôle plus complexe.

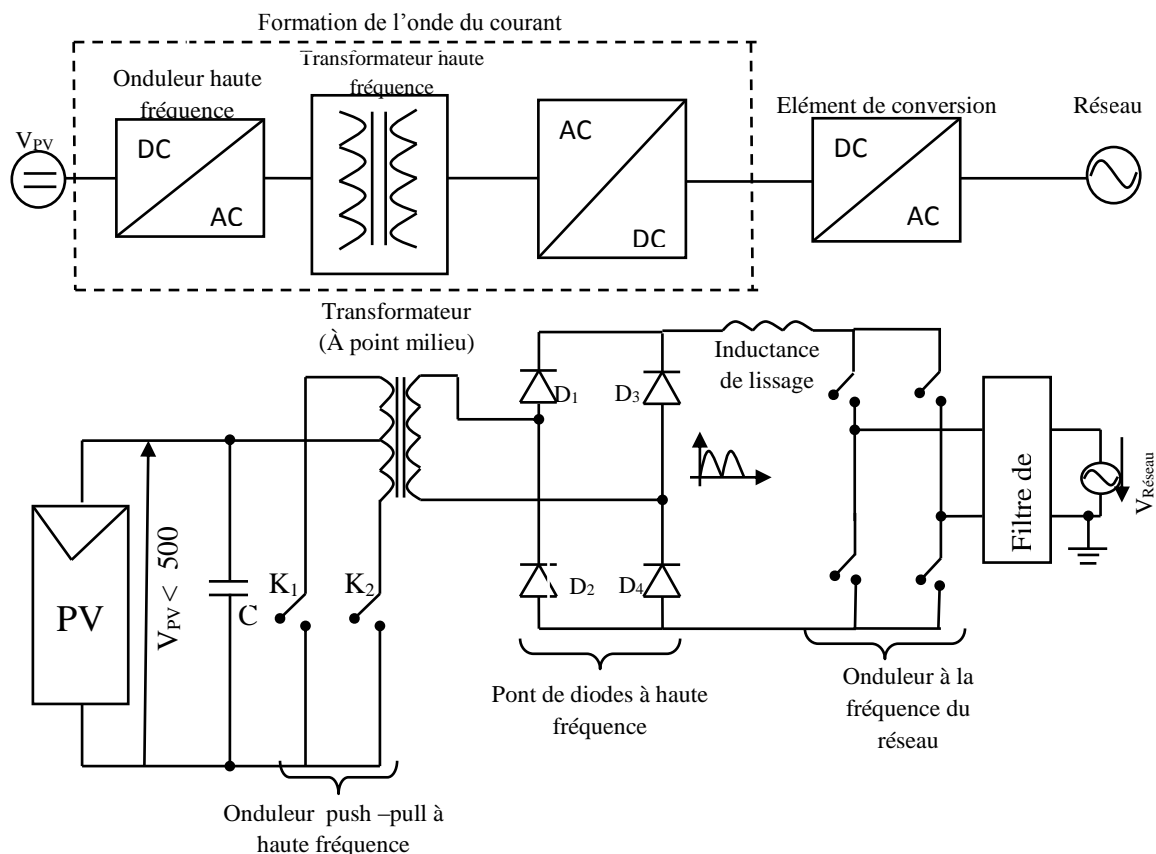


Fig. (IV.17) Onduleur PV avec trois étages de conversion avec un transformateur à point milieu et un push-pull [22]

IV.8.1.2.3 Onduleur PV avec trois étages de conversion et un transformateur ordinaire HF

Dans le cas des onduleurs PV avec trois et quatre étages on a une adaptation de la tension d'entrée à celle du réseau grâce au transformateur à haute fréquence dont le poids est réduit par rapport au transformateur basse fréquence.

Dans toutes les topologies des figures (IV.16, IV.17, IV.18, IV.19) l'onduleur connecté au réseau est un pont à transistors qui permet la conversion DC/AC par modulation d'amplitude.

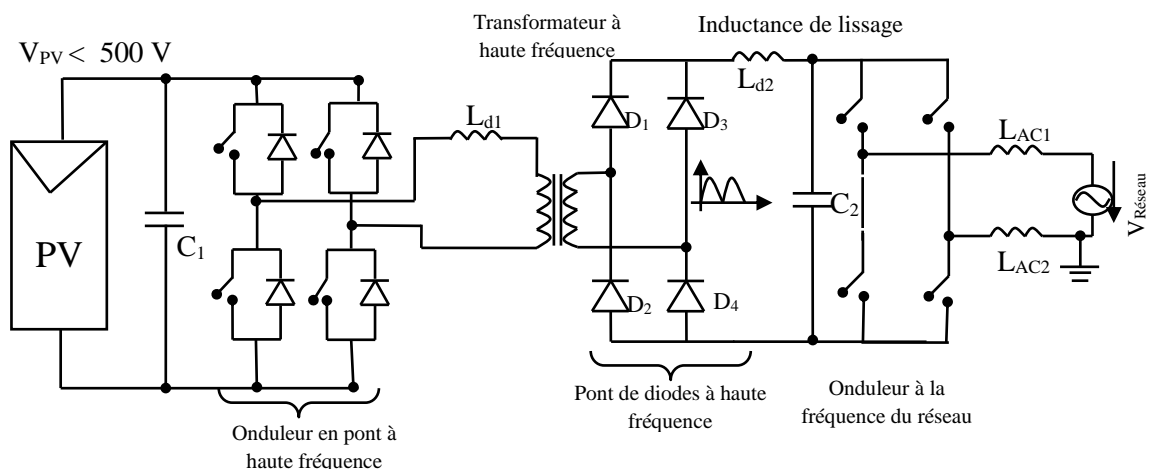


Fig. (IV.18) Onduleur PV avec trois étages de conversion et avec un transformateur à haute fréquence ordinaire

IV.8.1.2.4 Onduleur PV avec quatre étages de conversion et un transformateur à point milieu

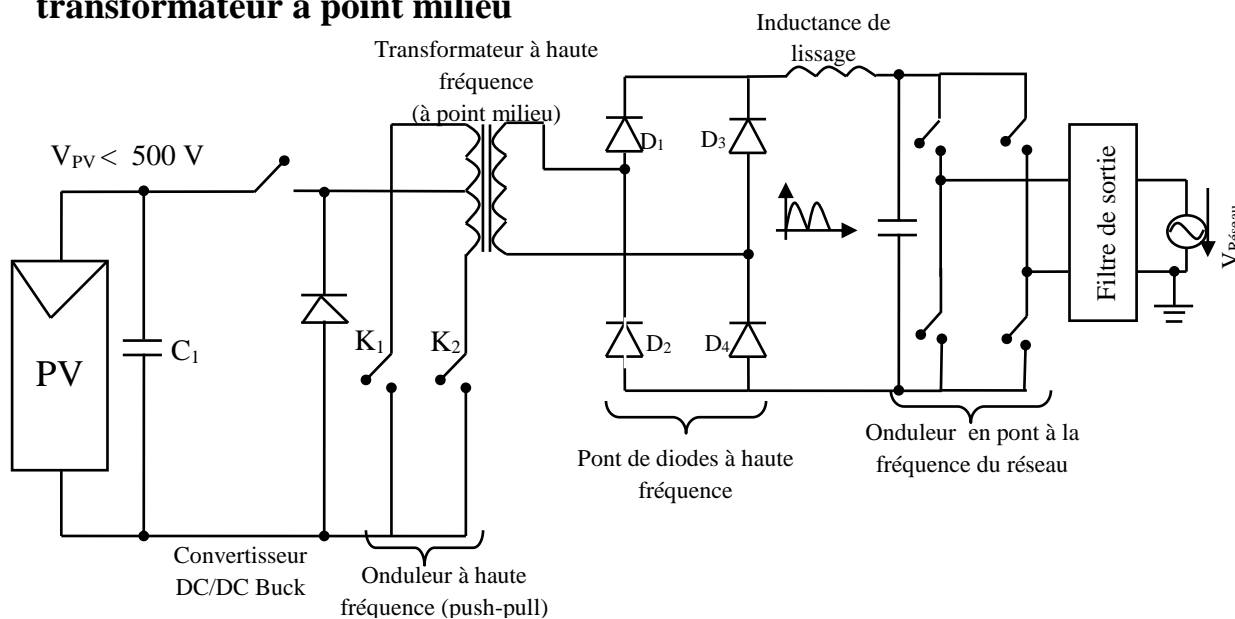


Fig. (IV.19) Onduleur PV avec quatre étages de conversion et un transformateur HF ordinaire et (un push-pull) [22]

IV.8.1.3 Onduleurs sans transformateur

Les topologies d'onduleurs sans transformateurs sont des onduleurs photovoltaïques dont la technologie est à venir. Cela est dû au fait que les transformateurs fonctionnant à la fréquence du réseau sont encombrants et coûteux et produisent des pertes. En outre, le transformateur limite la liberté de contrôler le courant injecté au réseau. En particulier à faible charge, la puissance réactive utilisée pour la magnétisation du transformateur conduit à un facteur de puissance inférieur [10].

Une façon d'omettre le gros transformateur est de fonctionner à des fréquences plus élevées. Les topologies HF, sont une bonne solution lorsque l'isolement galvanique est nécessaire. Chaque fois que l'isolement galvanique n'est pas important, les onduleurs PV sans transformateur deviennent plus intéressants. Se sont des topologies simples, ont des rendements plus élevés et sont moins chers.

IV.8.1.3.1 Onduleur avec inductance flottante (topologie de Karschny)

Dans la Fig. (IV.20), les modules PV sont raccordés à l'entrée de l'onduleur via un filtre qui élimine les interférences électromagnétiques. L'onduleur avec inductance flottante peut fonctionner selon trois configurations.

- a) Afin de générer l'alternance positive du courant de sortie l'onduleur fonctionne comme un convertisseur élévateur ou abaisseur c'est-à-dire :
 - Si la tension d'entrée est supérieure à la tension du réseau l'onduleur fonctionne selon une configuration abaisseur (S_1 est commandé par une PWM, S_2 et S_4 sont ouverts en permanence, S_3 et S_5 sont fermés en permanence et D_1 agit comme une diode de roue libre).

- Si la tension d'entrée est inférieure à la tension du réseau, l'onduleur fonctionne selon une configuration élévatrice (S_1 et S_2 sont simultanément commandés par une PWM, S_3 et S_5 sont fermés de manière permanente, S_4 est ouvert, et D_1 agit comme diode de roue libre).
- b) Afin de générer l'alternance négative du courant de sortie l'onduleur fonctionne en permanence comme un convertisseur élévateur ou abaisseur c'est à dire: (S_1 est commandé par un PWM sinusoïdale modulée, S_2 et S_4 sont fermés de manière permanente, S_3 et S_5 sont ouverts en permanence, et la diode D_1 fonctionne en tant que roue libre).

Le principal inconvénient est les exigences de conception pour l'inductance : pour la configuration dévolteur /survolteur (convertisseur flyback), elle est utilisée pour le stockage de l'énergie, ce qui augmente la taille et les coûts de la composante magnétique et réduit le rendement.

L'avantage de cette topologie est cependant que la borne négative du générateur photovoltaïque peut être connectée directement au point neutre du réseau mis à la terre. Les fluctuations de tension indésirables entre photovoltaïque et la terre sont donc maintenus à un minimum.

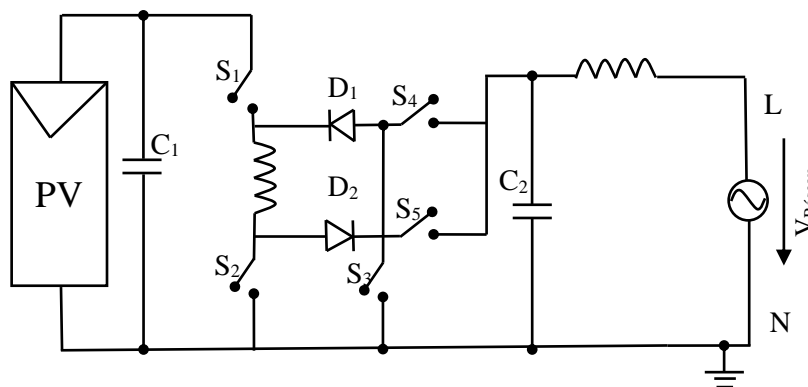


Fig. (IV.20) Onduleur avec inductance flottante (topologie de Karschny)

IV.8.1.3.2 Onduleur en pont avec convertisseur DC/DC Survolteur [19]

Le principe de fonctionnement est comme suit :

- a) Les modules PV sont raccordés en entrée de l'onduleur via un filtre qui élimine les interférences électromagnétiques.
- b) Un hacheur survolteur (convertisseur Survolteur) amplifie la tension d'entrée.
- c) Un pont de IGBT convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI ou PWM en anglais) dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz.
- d) Un filtre élimine les harmoniques à hautes fréquences pour obtenir une onde sinusoïdale.

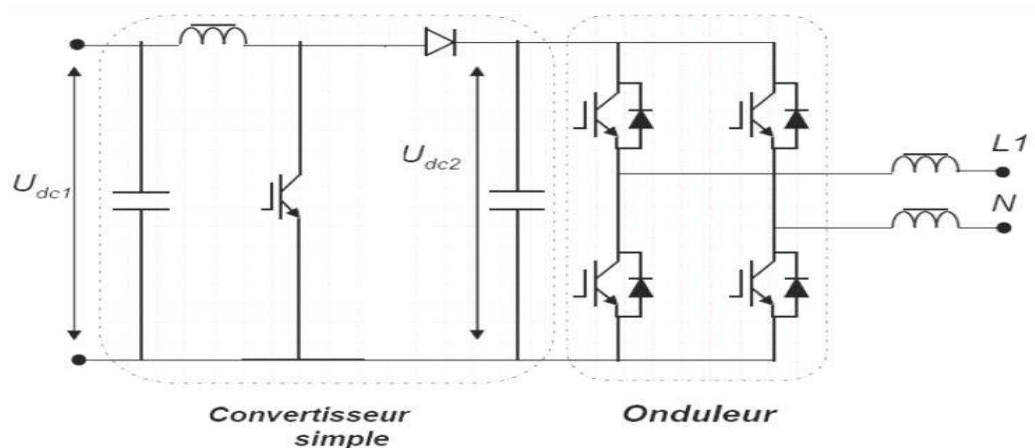


Fig. (IV.21) Onduleur en pont avec convertisseur DC/DC Survolteur [19]

IV.8.1.3.3 Onduleur en pont H5

Le principe de fonctionnement est comme suit :

- Les modules PV sont raccordés en entrée de l'onduleur via un filtre qui élimine les interférences électromagnétiques.
- Un pont d'IGBT convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI ou PWM en anglais) dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz 3. Le pont type H5, développé par SMA, possède un cinquième IGBT positionné sur le pôle positif entre le condensateur d'entrée et le pont de transistors et fonctionnant à haute fréquence. Ce 5ème IGBT a pour fonction de séparer le circuit DC du circuit AC et permettre le fonctionnement en « roue libre » de l'étage de sortie afin de limiter les courants de décharge capacitif générés par l'absence d'isolation galvanique.
- Un filtre élimine les harmoniques à hautes fréquences pour obtenir une onde sinusoïdale.

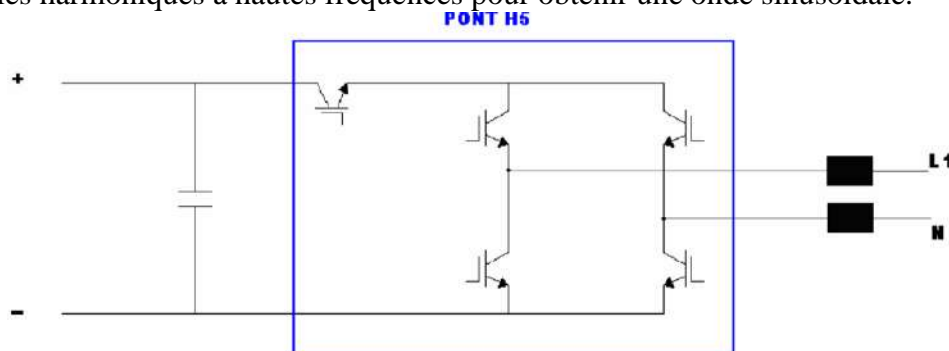


Fig. (IV.22) Onduleur en pont H5 [24]

IV.8.1.3.4 Onduleur HERIC

Le concept de l'onduleur HERIC ((H)ighly (E)fficient and (R)eliable Inverter Concept) est le concept d'un onduleur hautement efficace et fiable [25].

Le principe de fonctionnement est donné comme suit :

- Les modules PV sont raccordés en entrée de l'onduleur via un filtre qui élimine les interférences électromagnétiques.

- b) Un pont d'IGBT convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion PWM dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz (transistors S_1 - S_4).
- c) Ensuite, un circuit de type HERIC, breveté par le Fraunhofer Institut et composé de deux transistors et deux diodes, est placé entre la phase et le neutre du réseau (transistor S_5 - S_6 et diodes D_1 - D_2). Ce circuit permet d'ouvrir totalement le pont de transistors S_1 - S_4 pour séparer le circuit DC du circuit AC et permettre le fonctionnement en « roue libre » de l'étage de sortie afin de limiter les courants de décharge capacitif générés par l'absence d'isolation galvanique.
- d) Un filtre élimine les harmoniques à hautes fréquences pour obtenir une onde sinusoïdale.

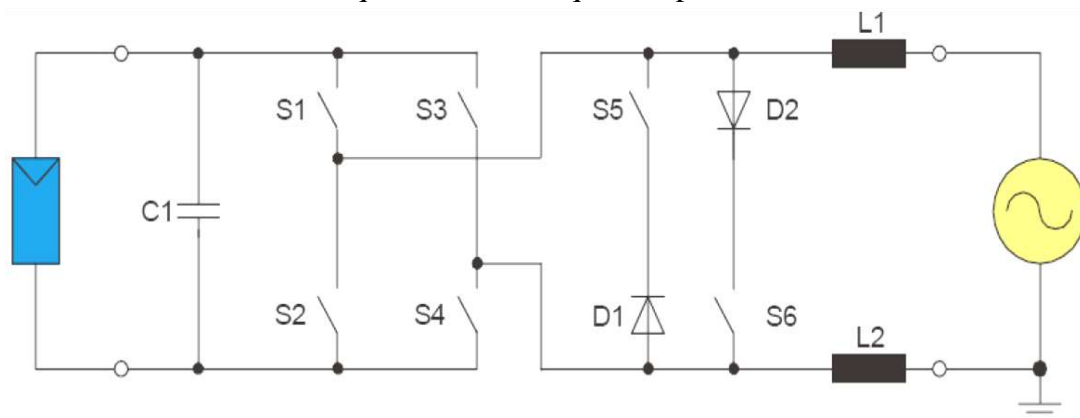


Fig. (IV.23) Onduleur HERIC [25]

IV.8.1.3.5 Onduleurs en demi-pont avec convertisseur DC/DC Survolteur

Le principe de fonctionnement est donné comme suit :

- a) Les modules PV sont raccordés en entrée de l'onduleur via un filtre qui élimine les interférences électromagnétiques.
- b) Un hacheur survolteur (convertisseur Boost) amplifie la tension d'entrée.
- c) Un demi-pont d'IGBT convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion PWM dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz.
- d) Le point milieu de ce demi-pont est raccordé sur la phase du réseau avec un filtre qui élimine les harmoniques à hautes fréquences pour obtenir une onde sinusoïdale.

Le point milieu des condensateurs situés juste avant le demi-pont est raccordé au neutre du réseau.

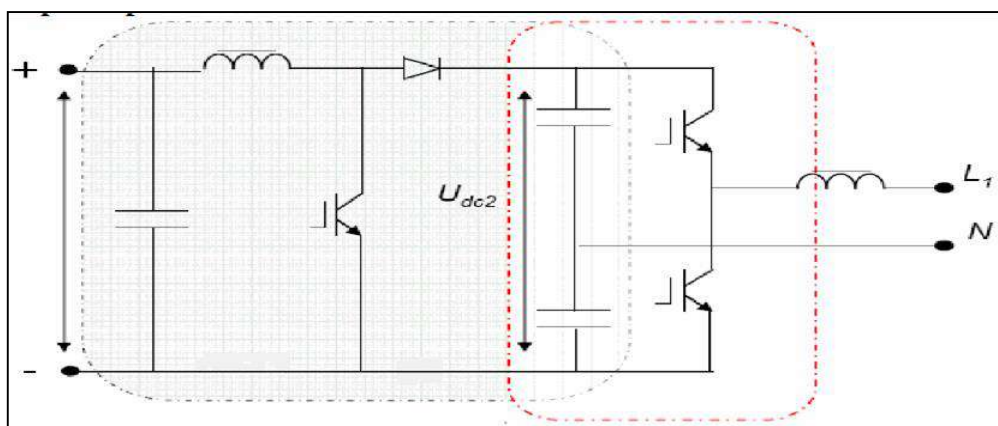


Fig. (IV.24) Onduleurs en demi-pont avec convertisseur Survolteur [19]

IV.8.1.3.6 Onduleurs en demi pont avec convertisseur DC/DC Survolteur et circuit de type HERIC [19]

Le principe de fonctionnement est donné comme suit :

- L'ondeur possède 3 entrées indépendantes composées chacune d'un filtre qui élimine les Interférences électromagnétiques et d'un hacheur survolteur, appelé également convertisseur DC/DC Survolteur (une seule entrée est représentée sur le schéma).
- Un demi-pont de IGBT convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI ou PWM en anglais) dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz.
- Ensuite, un circuit de type HERIC, composé de deux transistors et deux diodes, est placé entre la phase et le neutre du réseau (transistor S_5 - S_6 et diodes D_1 - D_2). Ce circuit permet d'ouvrir totalement le pont de transistors S_1 - S_4 pour séparer le circuit DC du circuit AC et permettre le fonctionnement en « roue libre » de l'étage de sortie afin de limiter les courants de décharge capacitif générés par l'absence d'isolation galvanique.
- Un filtre élimine les harmoniques à hautes fréquences pour obtenir une onde sinusoïdale.

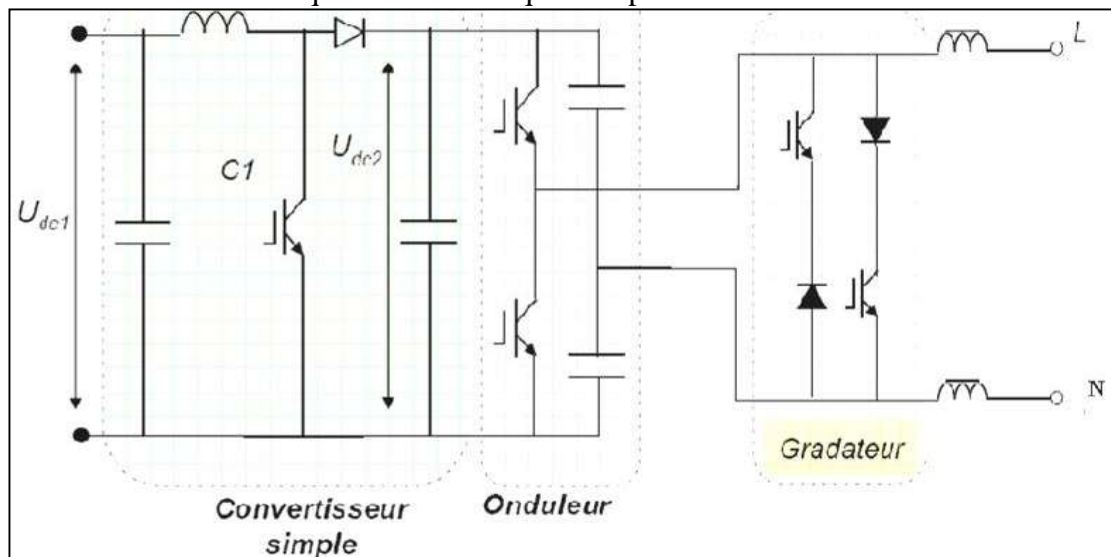


Fig. (IV.25) Onduleurs en demi pont avec convertisseur DC/DC Survolteur et un circuit de type HERIC [19]

IV.8.1.3.7 Onduleurs à demi-pont avec convertisseur DC/DC double Survolteur

Le schéma de principe est donné sur la Fig. (IV.26). Le principe de fonctionnement est donné comme suit :

- Les modules PV sont raccordés en entrée de l'onduleur via un filtre qui élimine les interférences électromagnétiques.
- Un convertisseur double Survolteur amplifie la tension d'entrée. Le point milieu du convertisseur Survolteur est raccordé au neutre du réseau.
- Un demi-pont d'IGBT convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion PWM dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz.
- Le point milieu de ce demi pont est raccordé sur la phase du réseau avec un filtre qui élimine les harmoniques à hautes fréquences afin d'obtenir une onde sinusoïdale.
- Le point milieu des condensateurs situés juste avant le demi-pont est raccordé également au neutre du réseau.

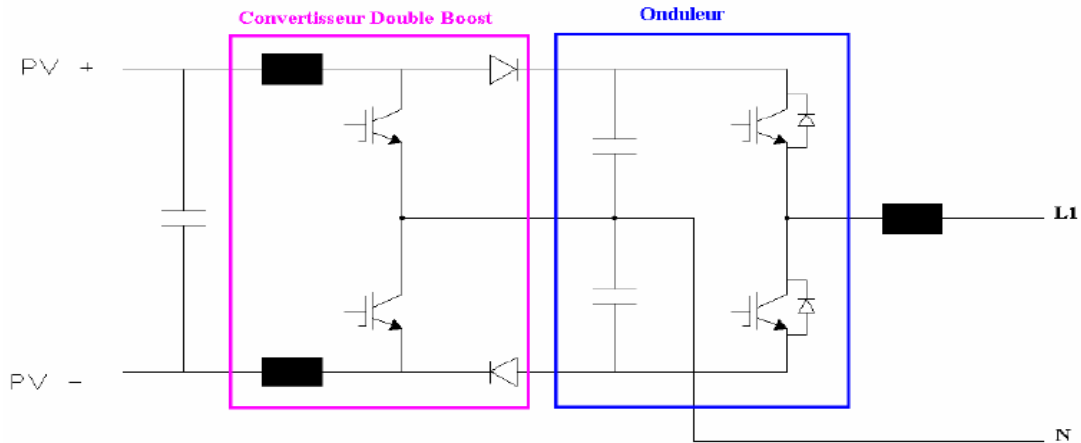


Fig. (IV.26) Onduleurs à demi-pont avec convertisseur DC/DC double Survolteur [19]

IV.8.1.3.8 Onduleur à diodes clampées au neutre (NPC inverter)

La Fig. (IV.27) montre un onduleur à diodes clampées au neutre avec un convertisseur DC/DC survolteur à son entrée. L'onduleur fonctionne comme suit [26] :

- Pour la génération de la demi-onde positive, une commande PWM interrupteurs S_1 et S_2 à produire une tension positive à la sortie de l'onduleur et S_2 et S_3 à fournir une tension nulle à la sortie de l'onduleur.
- Pour la demi-onde négative S_3 et S_4 sont activés pour générer une tension négative à la sortie de l'onduleur et S_2 et S_3 sont mis en marche pour générer une tension à la sortie de l'onduleur égale à zéro.

De cette manière, la topologie produit une forme d'onde unipolaire (ou à trois niveaux) à la sortie de l'onduleur.

Le point milieu du bus continu peut être connecté au neutre du réseau, ce qui minimise les fluctuations de tension entre le générateur photovoltaïque et la masse. Cependant, chaque condensateur du bus continu a besoin d'avoir une tension supérieure à l'amplitude de celle du réseau à tout moment d'où l'étage d'amplification supplémentaire à l'entrée de l'onduleur.

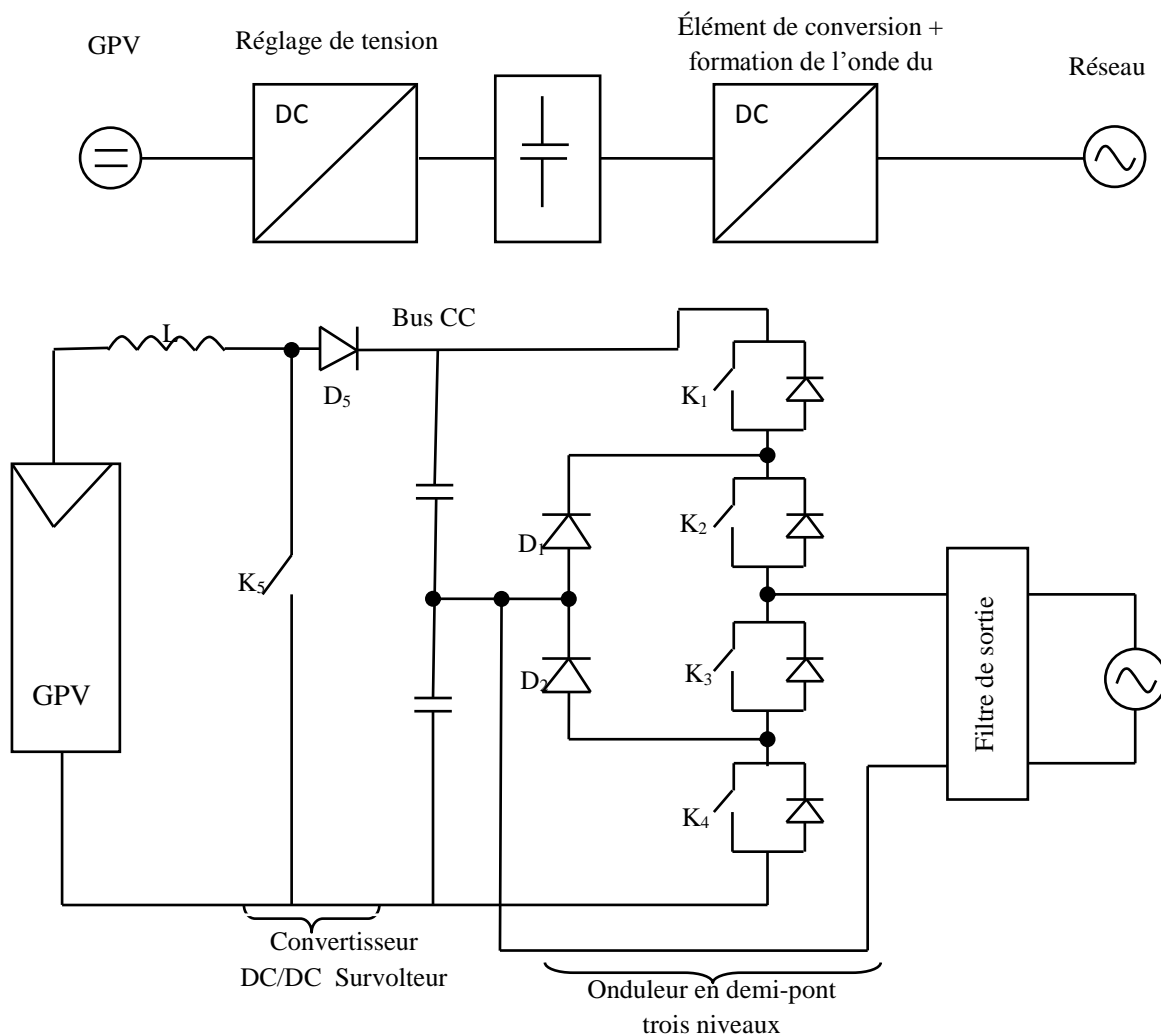


Fig. (IV.27) Onduleur à diodes clampées au neutre (NPC inverter) [26]

IV.8.1.3.9 Onduleur multi-chaînes avec plusieurs convertisseurs DC/DC survolteur.

Le concept de l'onduleur multi-chaînes (voir Fig. (V.28)) a été développé pour combiner l'avantage de rendement énergétique plus

élevé d'un onduleur mono chaîne avec la baisse des coûts d'un onduleur central. Les convertisseurs DC / DC Basse puissance sont reliées à des chaînes photovoltaïques individuelles. Chaque chaîne a son propre MPPT, ce qui optimise la production d'énergie indépendante de chaque chaîne photovoltaïque. Pour étendre le système au sein d'une gamme de puissance, une nouvelle chaîne avec un convertisseur DC / DC doit être incluse. Tous les convertisseurs DC / DC sont connectés via un bus continu à travers un onduleur central au réseau électrique. L'onduleur central est un onduleur MLI basée sur une technologie bien connue comprenant toutes les fonctions de surveillance et de protection. Selon la taille de la chaîne des gammes de tension d'entrée sont entre 125 à 750 V. L'onduleur a une puissance maximale de 5 kW et est devenu disponible depuis 2002 [27, 28].

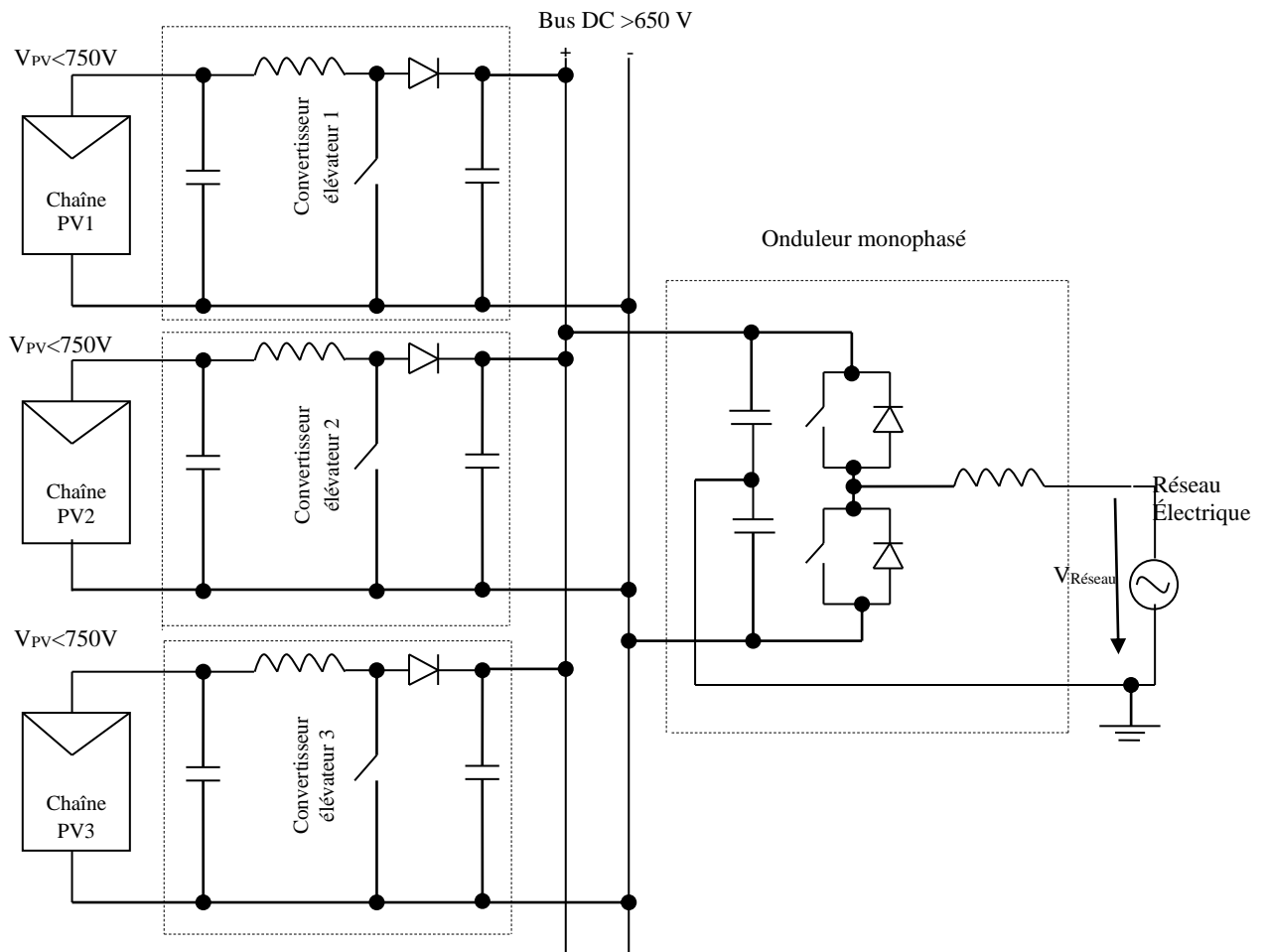


Fig. (IV.28) Onduleur multi –chaînes [27, 28]

IV.8.1.3.10 Onduleur avec le concept Maître-esclave

Au lieu d'avoir un seul gros onduleur, plusieurs onduleurs plus petits sont exploités en mode maître-esclave. Lorsque le générateur PV commence à produire assez de puissance, l'onduleur maître met en marche et prend en charge l'exploitation. Comme la puissance produite est supérieure à un certain seuil, le deuxième onduleur (premier esclave) est commuté et pour la nouvelle augmentation de la puissance le troisième onduleur est commuté. Avec l'augmentation de la production plusieurs onduleurs sont mis à la façon que tous les onduleurs soient exploités à leur niveau d'efficacité optimal. Lorsque la puissance du générateur PV sortie diminue en raison des variations importantes de l'irradiation, les unités esclaves sont automatiquement déconnectées. L'avantage de ce concept est d'éviter l'exploitation des onduleurs dans leurs régions à faible rendement.

Si un onduleur maître échoue, un onduleur parmi les esclaves peut reprendre sa tâche.

L'inconvénient évident de cette opération est qu'elle ne parvient pas à utiliser au maximum les capacités du point de puissance de suivi de chaque onduleur [29].

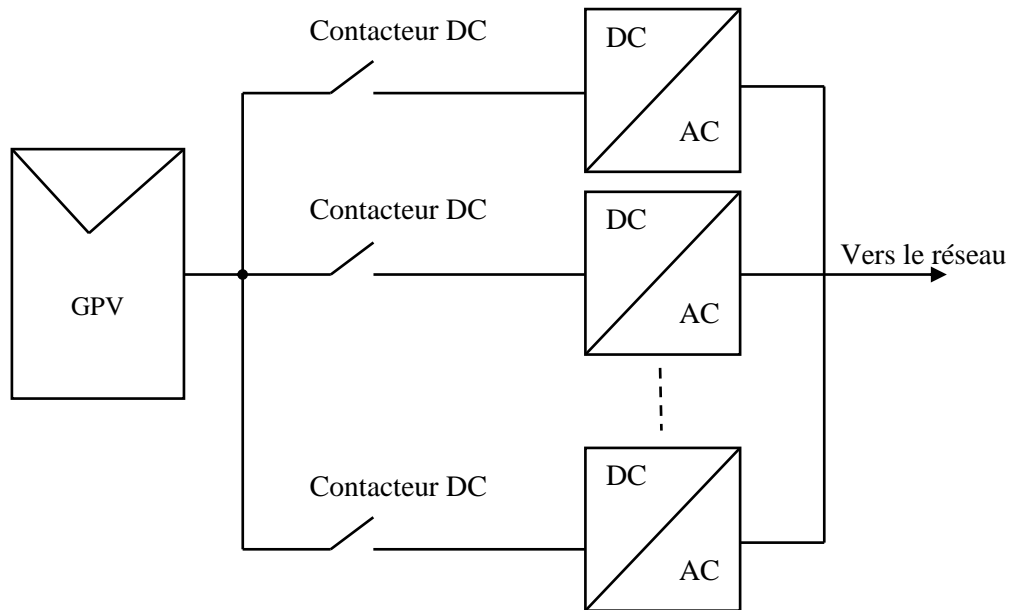


Fig. (IV.29) Schéma unifilaire de l'onduleur avec le concept Maître-esclave [39]

IV.8.1.3.11 Onduleur avec le concept d'équipe

Une combinaison de plusieurs onduleurs fonctionnant avec le concept d'équipe est montrée dans la Fig. (IV.30). Ce concept, évoqué dans [30, 31], combine la technologie d'onduleur mono chaîne avec le concept maître-esclave. Le générateur photovoltaïque est divisé en parties. Chaque partie alimente sa sortie à courant continu individuelle (Boîte DC). Il existe un interrupteur DC pour déconnecter la partie PV lors de l'entretien. Lorsque la puissance de sortie est élevée chaque partie est reliée à l'onduleur dédié et l'ensemble fonctionne selon un mode multi-chaîne. Lorsque la production est réduite, des onduleurs peuvent être déconnectés et la sortie des différentes parties PV peut être acheminée à un nombre minimal d'onduleurs. L'avantage de cette opération est un haut rendement, la capacité de poursuite du point de fonctionnement à puissance maximale pour chaque onduleur est utilisée. Mais d'autre part, ce concept nécessite du matériel supplémentaire pour le routage en basse production.

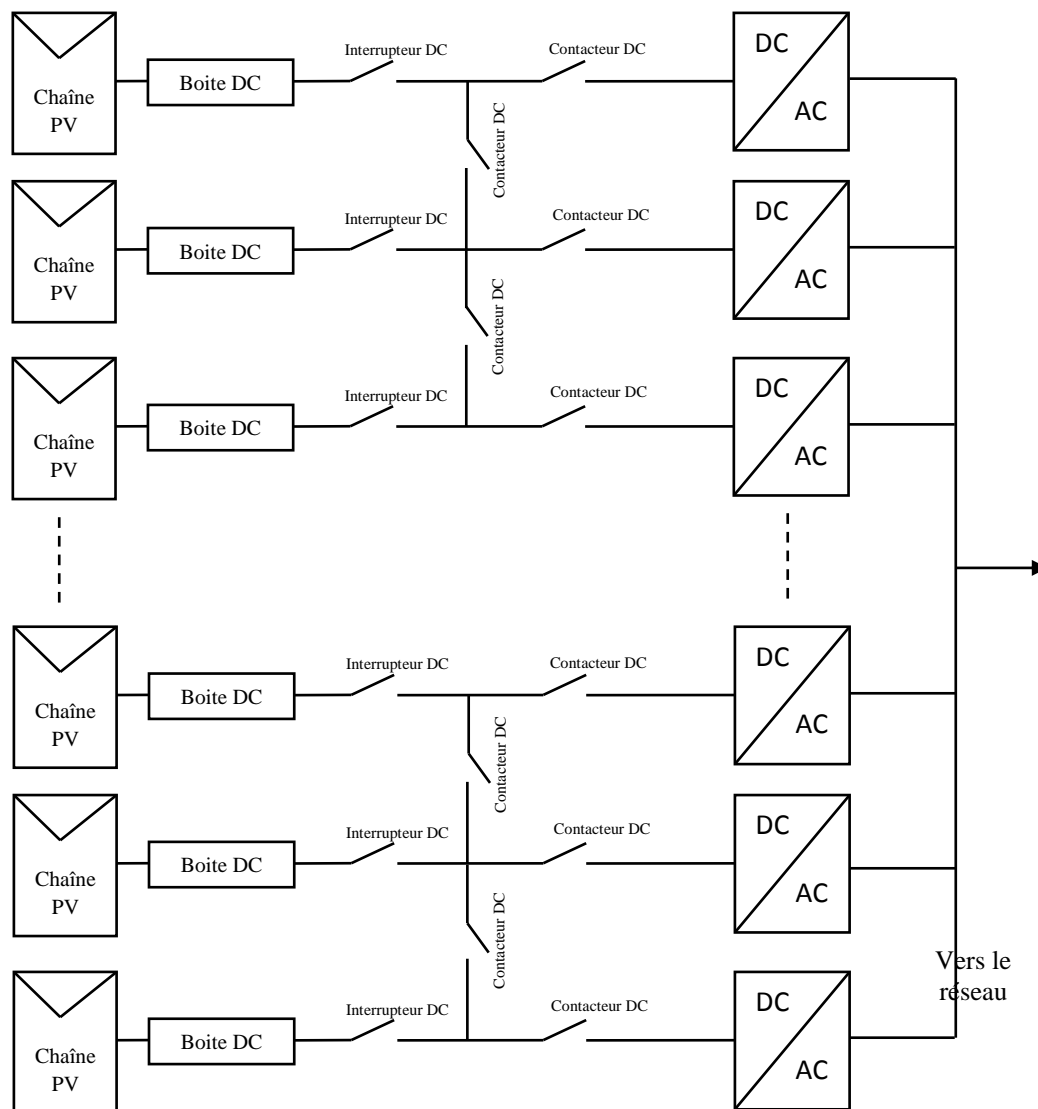


Fig. (IV.30) Schéma unifilaire de l'onduleur avec le concept d'équipe [30, 31]

IV.8.1.3.12 Topologie à base du convertisseur Cuk

Les topologies illustrées dans les figures (IV.31, IV.32, IV.33) sont des topologies qui comprennent quatre interrupteurs S_1 , S_2 , S_3 et S_4 (dont la disposition varie d'une topologie à une autre) et des éléments de stockage d'énergie.

Les contrôleurs PWM permettent de contrôler les interrupteurs. Afin de réaliser une fonction de commande linéaire, l'inductance d'entrée doit fonctionner selon le mode de conduction discontinue, tandis que l'inductance de sortie comporte un courant de charge continu.

L'avantage important de ces topologies est toutefois la réduction du matériau magnétique d'environ. 40%. Cela a un impact significatif sur le prix. Elles sont appropriées pour des applications où la tension du générateur photovoltaïque est inférieure à la tension du réseau.

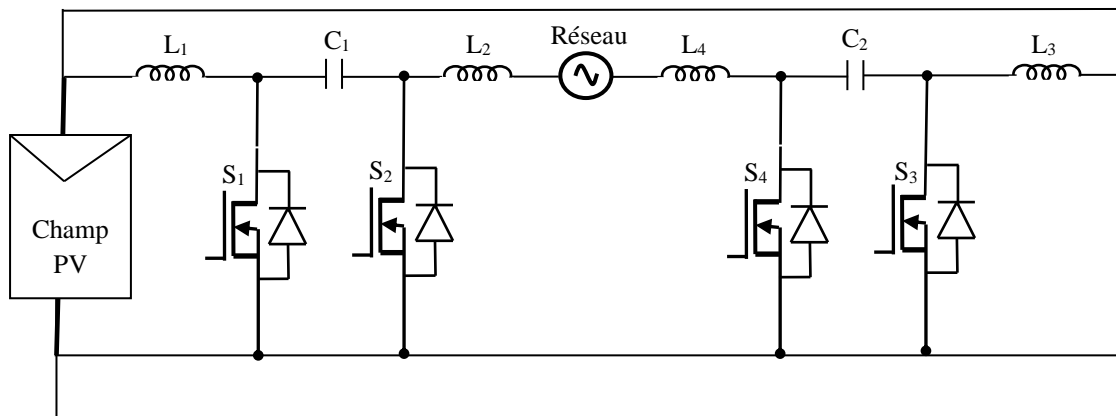


Fig. (IV.31) Topologie à base du convertisseur Cuk

IV.8.1.3.13 Topologie à base du convertisseur ZETA

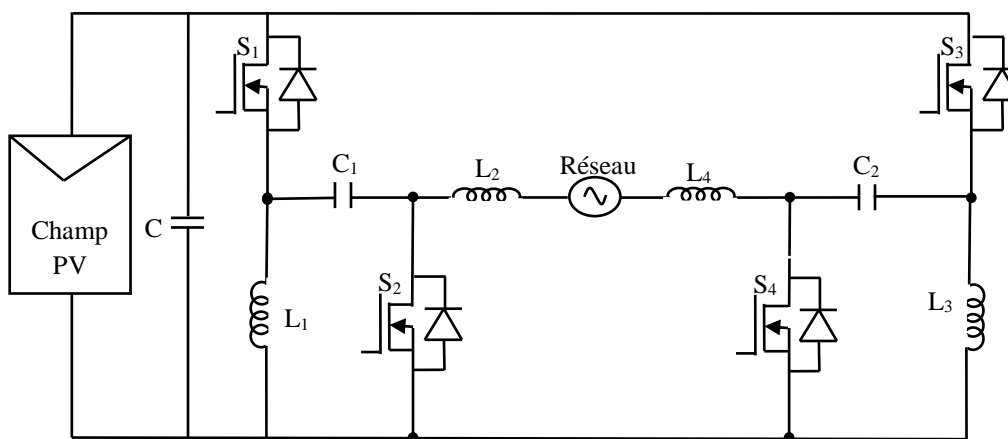


Fig. (IV.32) Topologie à base du convertisseur ZETA

IV.8.1.3.14 Topologie à base du convertisseur D2

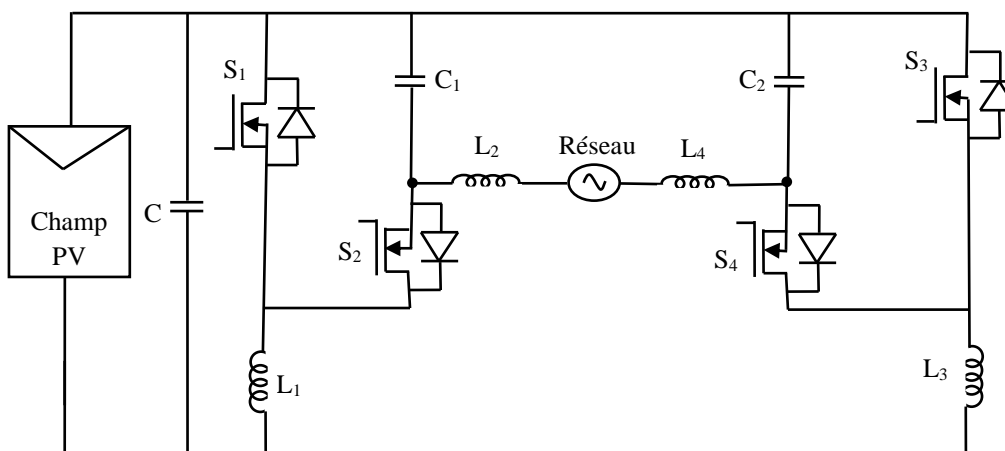


Fig. (IV.33) Topologie à base du convertisseur D2

Résultat important :

- a) Les onduleurs avec transformateurs sont considérés comme plus robustes et présentent des rendements allant de 94 à 96%. Ils possèdent une isolation galvanique par rapport au réseau, ce qui leur donne la possibilité de relier une des polarités DC à la terre. Ils évitent aussi les problèmes de courant de fuite qui peuvent, avec les onduleurs sans transformateur (cas très rare), traverser l'onduleur et faire sauter les disjoncteurs différentiels. L'inconvénient majeur de ce type d'onduleur réside dans leur encombrement et leur poids ($\sim 10\text{kg/kW}$).
- b) Les onduleurs sans transformateurs sont plus légers ($\sim 5\text{kg/kW}$), moins coûteux et présentent un rendement légèrement supérieur : 95 à 98%. Ils n'ont par contre pas de protection galvanique, ce qui empêche la possibilité de relier l'entrée DC à la terre. De légers courants de fuite capacitifs peuvent également apparaître avec ce type de technologie.

IV.8.1.4 Topologies d'onduleurs modulaires

Un ensemble de topologies concernant les onduleurs modulaires (Module-Integrated-Converter : MIC) est proposé dans la référence [32]. Ces convertisseurs photovoltaïques monophasés ont une puissance maximum de 500 W. Selon les configurations de liaison à courant continu, les topologies d'onduleurs modulaires peuvent être classées en trois types différents à savoir:

- a) MIC avec une liaison à courant continu

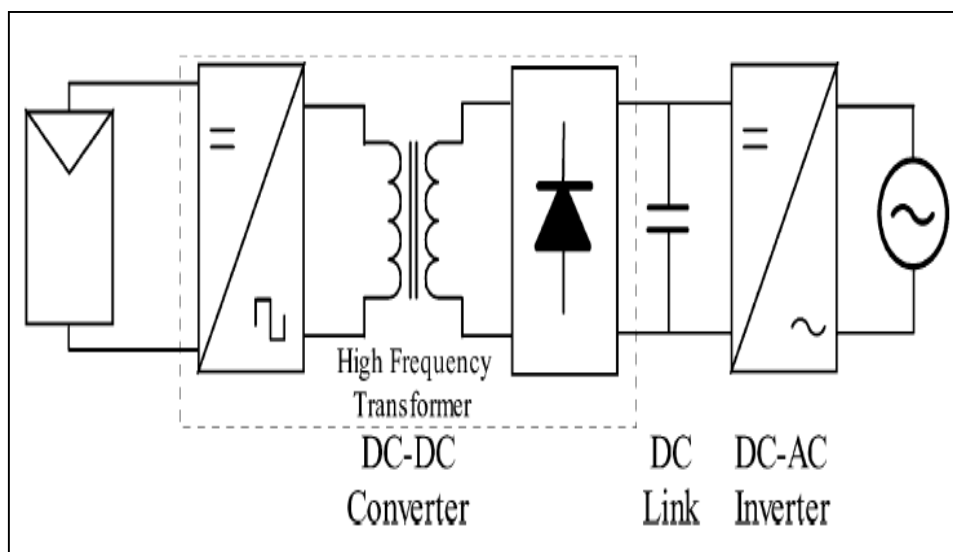


Fig. (IV.34) MIC avec liaison à courant continu [32]

La figure (IV.34) montre la mise en œuvre d'un MIC avec une liaison à courant continu. Lorsque la tension continue est amplifiée à un niveau plus élevé compatible avec le réseau de courant alternatif par un convertisseur DC/DC et un convertisseur DC/AC suit.

- b) MIC avec un lien pseudo continu

La figure (IV.35) montre la mise en œuvre d'un MIC avec un lien pseudo continu, où un convertisseur DC/DC à modulation (la cascade d'un convertisseur DC/DC et un redresseur à diodes) produit une tension sinusoïdale redressée sur la liaison à courant continu. Un onduleur couplé au réseau convertit cette onde redressée en une autre sinusoïdale en phase avec le réseau.

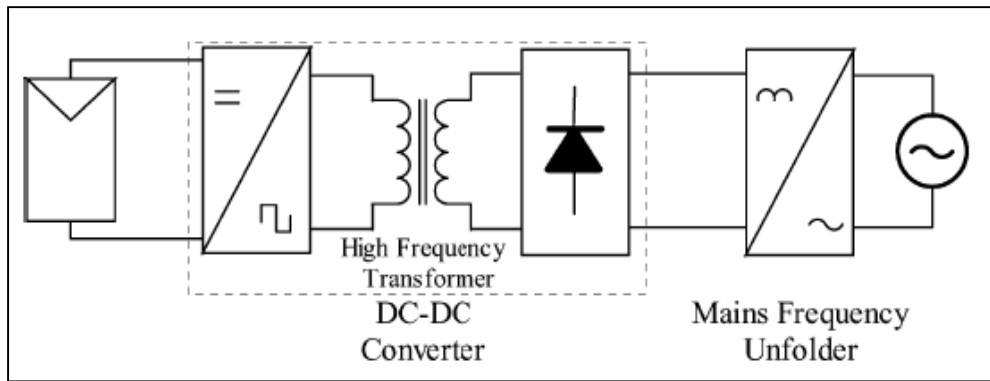


Fig. (IV.35) MIC avec un lien pseudo continu [32]

c) MIC sans aucun lien DC

La figure (IV.36) représente la mise en œuvre d'un MIC sans liaison à courant continu. Lorsque la tension continue est transformée en une tension de haute fréquence et amplifiée à un niveau plus élevé compatible avec le réseau à courant alternatif. Le changeur de fréquence suit et traduit directement la tension alternative de haute fréquence à celle de la fréquence du réseau en l'absence de tous types de liaisons de courant continu.

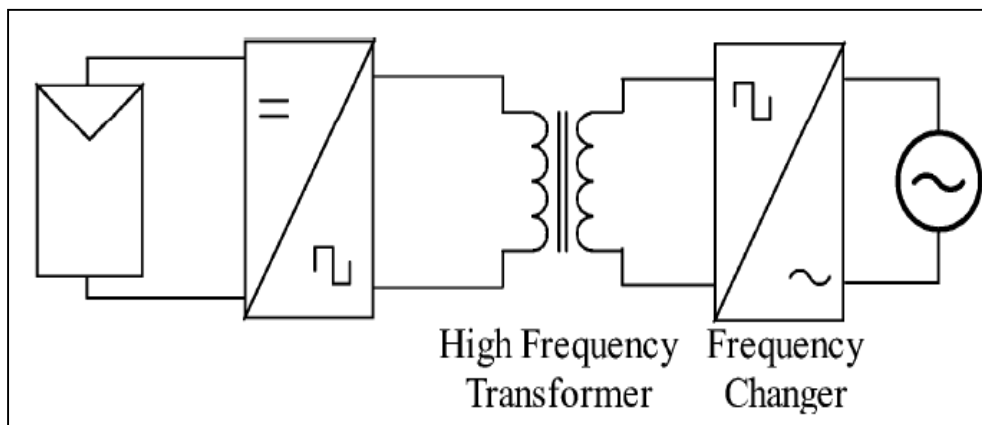


Fig. (IV.36) MIC sans aucun lien DC [32]

IV.8.2 Topologies des onduleurs triphasés

Un problème général qui se pose lors de la conversion DC/AC vient du fait qu'un circuit alternatif monophasé ne peut transmettre qu'une puissance fluctuante, puisque la puissance transmise s'annule chaque fois que la tension ou le courant s'annulent, donc au moins deux fois par période (Fig. IV.37 ci-dessous).

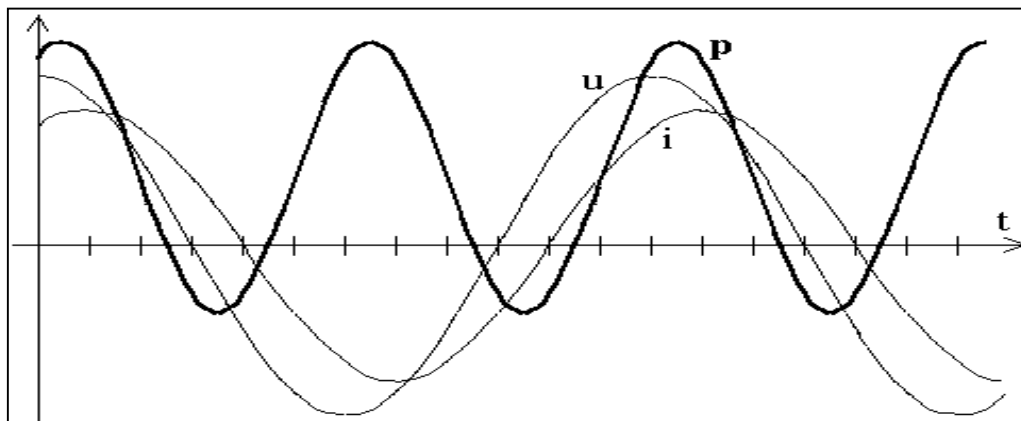


Fig. (IV.37) Évolution de la puissance dans un circuit alternatif

Or les panneaux photovoltaïques doivent fonctionner à puissance constante égale à la puissance nominale, pour fournir toute l'énergie dont ils sont capables. Lorsque le convertisseur ne fournit pas une puissance constante, il doit donc y avoir accumulation d'énergie à l'intérieur du convertisseur. Ceci nécessite le placement à l'entrée du convertisseur d'une inductance ou d'un condensateur de grande taille.

Par exemple, pour un courant débité de 4A et une ondulation de tension de 0.5 V sur une demi-période de 0.01 sec, la valeur de la capacité est approximativement de :

$$C = 4 \times 0.01 / 0.5 = 0.08 \text{ F} = 80000 \text{ } \mu\text{F}$$

Ce qui est une valeur élevée, même sous une tension de l'ordre de 25 V.

Pour éviter ce problème, il faut un onduleur triphasé fournissant un courant équilibré, ce qui est possible si l'énergie est fournie à un moteur (pompage, réfrigération,...) ou au réseau public, mais beaucoup plus difficile dans le cas d'un réseau local sur lequel sont connectés des appareils commerciaux courants (TV, réfrigérateur,...), presque toujours monophasés.

Plusieurs topologies d'onduleurs triphasés ont été étudiées. Comme les onduleurs monophasés, ces topologies peuvent être essentiellement divisées en deux types principaux:

- Onduleurs de tension (VSI) et
- Onduleurs de courant (CSI).

Dans une certaine mesure, l'onduleur (dit : Z-Source Inverter), autrement dit un onduleur de tension et de courant représente une combinaison des deux [43].

IV.8.2.1 Onduleur de tension (VSI) équipé de MOS avec convertisseur D/DC survolteur

La Fig. (IV.38) représente un onduleur de tension (VSI) équipé de MOS avec convertisseur DC/DC survolteur. Cet onduleur avec une connexion du point neutre a besoin d'au moins une tension en courant continu de 650V pour alimenter un réseau de 400V triphasé, chaque condensateur du circuit intermédiaire doit avoir une tension supérieure à l'amplitude de la tension de phase. Dans la conception pratique, la tension du circuit intermédiaire doit réellement être de

700 à 750V en raison d'une tolérance de la tension du réseau de 10% et une certaine réserve de contrôle.

La raison pour laquelle le point neutre doit être raccordé à la prise DC-link est de minimiser les tensions en mode commun au niveau du module PV.

Un VSI directement connecté au module PV n'aurait même pas besoin d'une tension d'MPP plus élevée en raison d'une tolérance de fabrication du module.

Un convertisseur élévateur continu-continu supplémentaire (BC) serait nécessaire, ce qui peut fonctionner avec des tensions inférieures à la tension d'MPP.

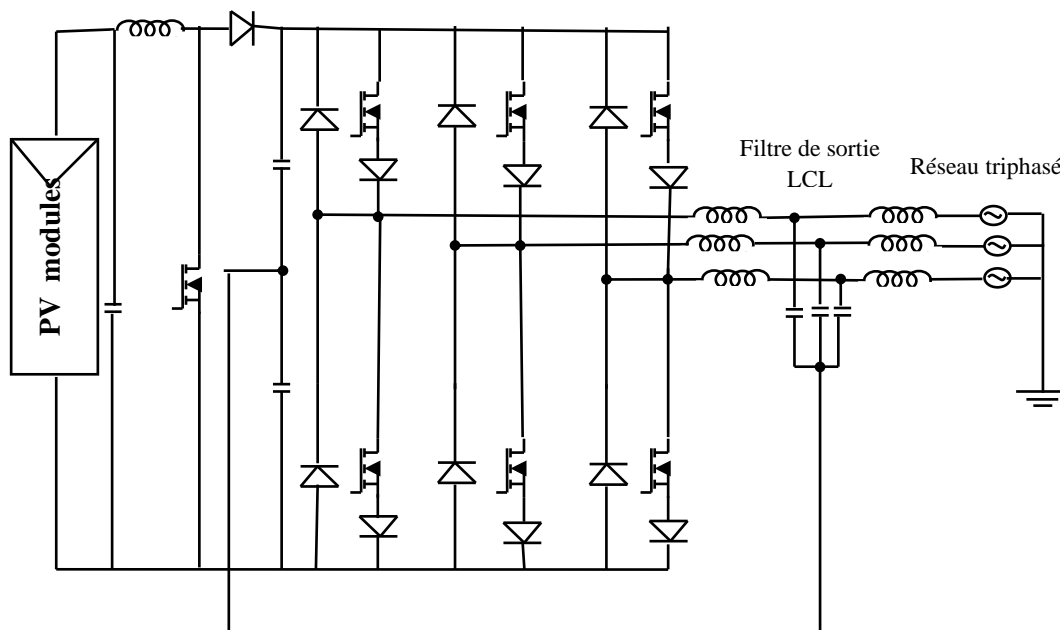


Fig. (IV.38) Onduleur de tension équipé de MOS avec convertisseur D/DC survolteur

IV.8.2.2 Onduleur de courant (CSI)

Le CSI équipé de MOS et directement connecté aux modules photovoltaïques représente un seul étage pour l'alimentation et pour assurer la fonction d'un MPPT.

En ce qui concerne le CSI à facteur de puissance unité, la tension MPP a une limite supérieure d'environ 440V.

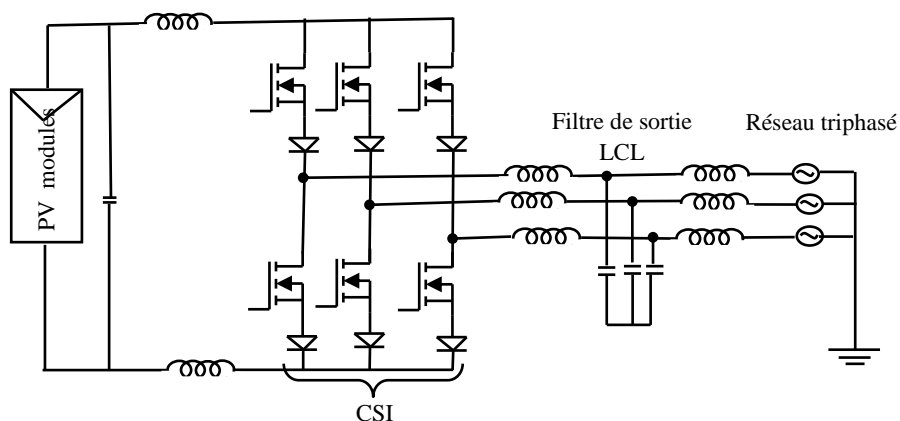


Fig. (IV.39) Onduleur de courant équipé de MOS

Une comparaison entre ces concepts de base présentés dans [33] a révélé qu'un VSI équipé d'IGBT avec convertisseur élévateur a tendance d'avoir une meilleure performance dans les applications moyennes puissance.

IV.8.2.3 Onduleur triphasé à trois fils équipé de transistors bipolaires (BJT) sans convertisseur survolteur

Cette topologie (représenté sur la figure (IV.40)) est moins intéressant pour un réseau de distribution à basse tension qui est typiquement un système à quatre fils. L'utilisation d'une topologie d'onduleur triphasé trois fils, seulement deux paramètres peuvent être contrôlés, ce qui est désavantageux en cas des fonctions de filtrage de puissance active sont désirés [33].

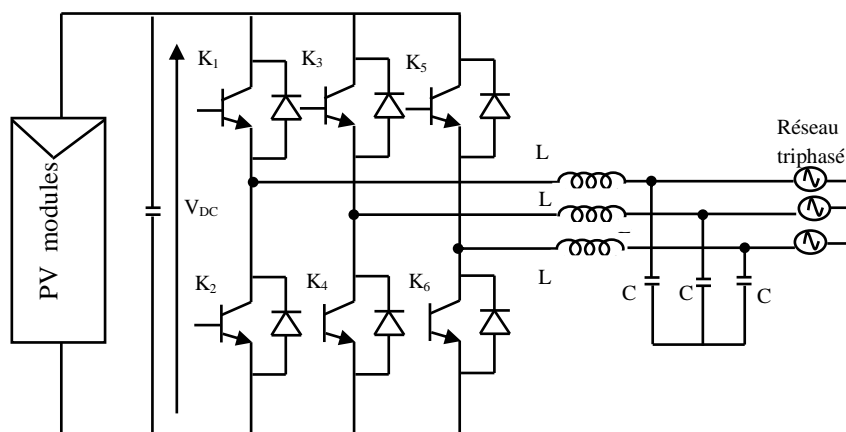


Fig. (IV.40) Circuit diagram of a 3-phase three wire BJT equipped inverter topology

IV.8.2.4 Onduleur triphasé à quatre fils avec diviseur capacitif sans convertisseur DC/DC survolteur

La topologie d'un onduleur équipé de BJT avec quatre fils et avec un diviseur capacitif est représentée dans la figure (IV.41). Il s'agissait d'une topologie simple dont l'avantage est que l'onduleur triphasé se compose essentiellement de trois onduleurs monophasés en demi-pont et chacun d'eux peut être commandé indépendamment, ce qui rend la commande du courant plus simple

Cependant, plusieurs problèmes sont introduits en choisissant cette topologie. L'un d'eux est d'assurer le partage égal de la tension entre les condensateurs C_1 et C_2 du diviseur et la nécessité d'atténuer la tension d'ondulation. Il en résulte la nécessité de condensateurs de taille grande et coûteux. Un autre inconvénient est dû au fait que, cette topologie exige que le pic de tension de phase soit inférieur ou égal à la moitié de tension totale V_{dc} . Dans [34], un régulateur de division de tension est conçu pour obtenir une utilisation maximale de la tension en courant continu.

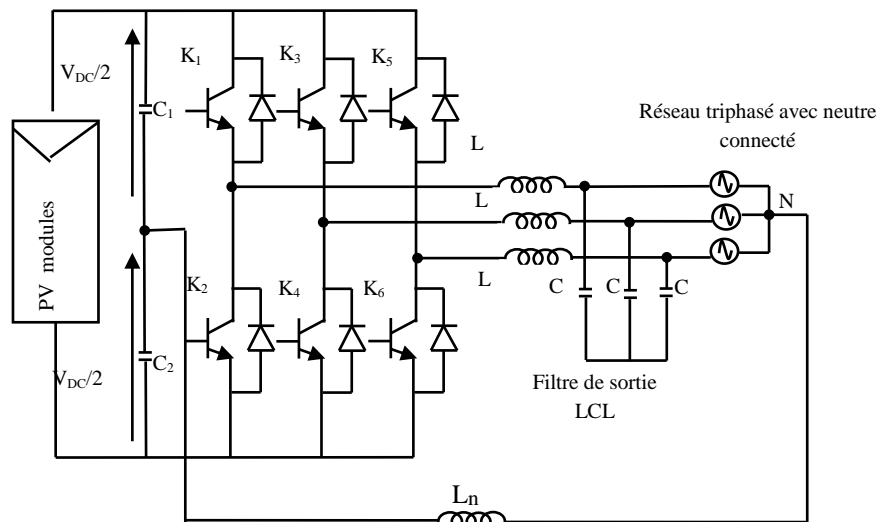


Fig. (IV.41) Onduleur triphasé à quatre fils avec diviseur capacitif sans convertisseur DC/DC survolteur

IV.8.2.5 Onduleur triphasé à quatre fils avec diviseur capacitif avec un seul convertisseur DC/DC survolteur

La figure (IV.42) montre un onduleur triphasé quatre fils avec un convertisseur DC/DC survolteur qui joue le rôle d'un amplificateur de tension. Cet onduleur est alimenté par un seul GPV.

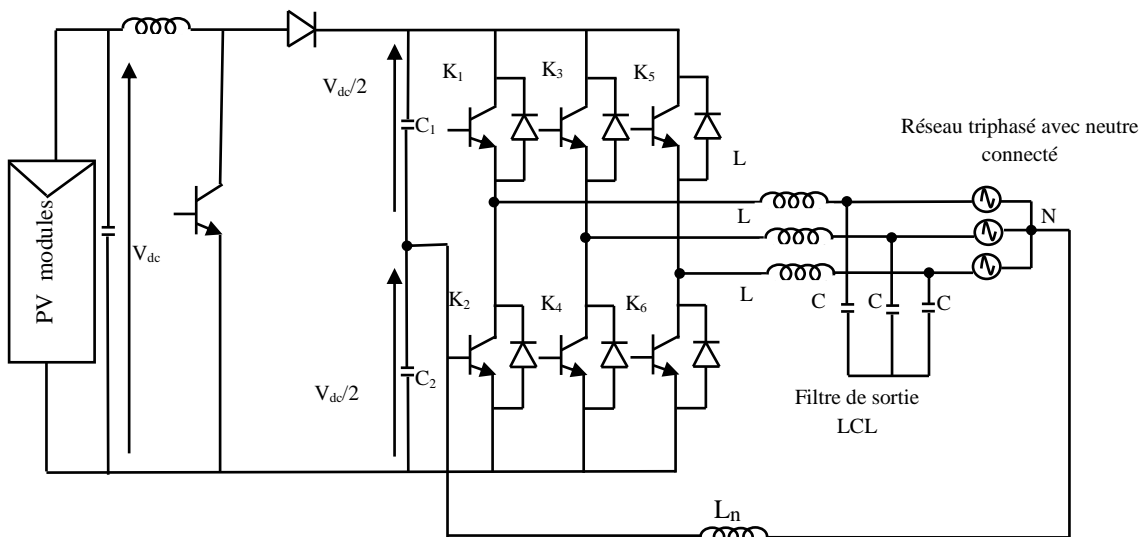


Fig. (IV.42) Onduleur triphasé à quatre fils avec diviseur capacitif avec un convertisseur DC/DC survolteur

IV.8.2.6 Onduleur triphasé à quatre fils avec diviseur capacitif avec plusieurs convertisseurs DC/DC survolteur montés en parallèle

La figure (IV.43) montre le même onduleur mais cette fois avec trois convertisseurs DC/DC survolteur alimentés par trois GPV.

Le principe de fonctionnement est le même pour les deux onduleurs. C'est-à-dire, l'onduleur convertit la tension continue à son entrée en une tension alternative en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI) dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz. Le point milieu des condensateurs situés juste avant le pont triphasé est raccordé au neutre du réseau. Un filtre élimine les harmoniques à hautes fréquences pour obtenir une onde sinusoïdale. Dans la figure (IV.47) le courant dans l'onduleur est égal à la somme des courants à la sortie des convertisseurs DC/DC.

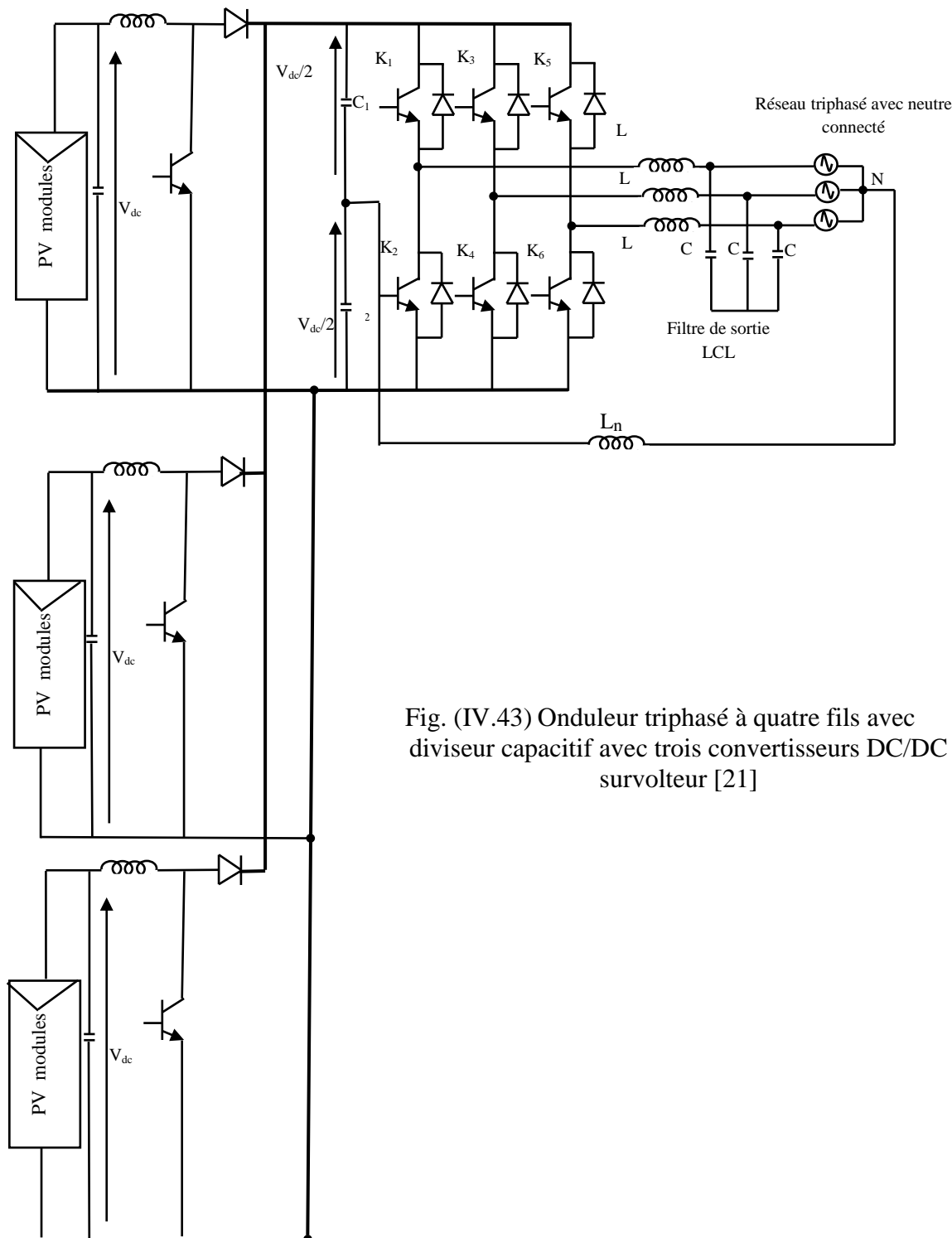


Fig. (IV.43) Onduleur triphasé à quatre fils avec diviseur capacitif avec trois convertisseurs DC/DC survolteur [21]

IV.8.2.7 Onduleur triphasé à quatre bras

Dans cette topologie (Fig. (IV.44)), on remarque l'addition d'une quatrième jambe dont le point milieu est connecté au point neutre du réseau [33]. Les deux interrupteurs supplémentaires exigent un contrôle complexe ce qui rend la topologie moins intéressante.

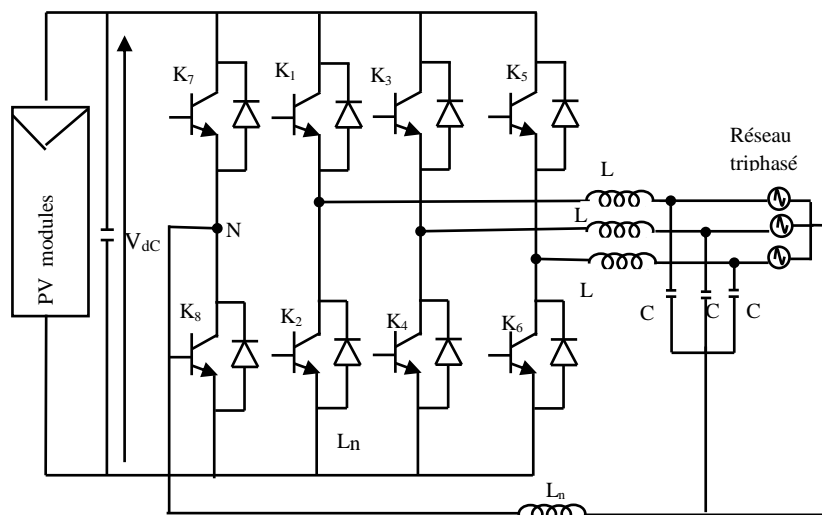


Fig. (IV.44) Onduleur triphasé à quatre bras

IV.8.2.8 Onduleur triphasé multi-chaîne à quatre fils

Les systèmes PV, en tant que ressource d'énergie alternative ou ressource d'énergie complémentaire dans les systèmes hybrides, ont été de plus en plus possible en raison du développement de la recherche dans ce domaine [35]. Afin de maximiser le succès des systèmes photovoltaïques, il faut concevoir une topologie d'onduleur avec une grande fiabilité, un coût raisonnable et un design convivial. La Fig. (IV.45) représente un onduleur triphasé multi-chaîne à quatre fils. Cette topologie est couramment utilisée dans les applications photovoltaïques. Elle permet l'intégration des chaînes PV de différentes technologies et orientations (nord, sud, est et ouest) [36]. Cette topologie est composée de trois onduleurs monophasés (dont un onduleur pour chaque phase). Mais ceci la rend sans intérêt du point de vue déséquilibre de tension. Cela peut être évité en utilisant un onduleur triphasé Multi-Chaîne.

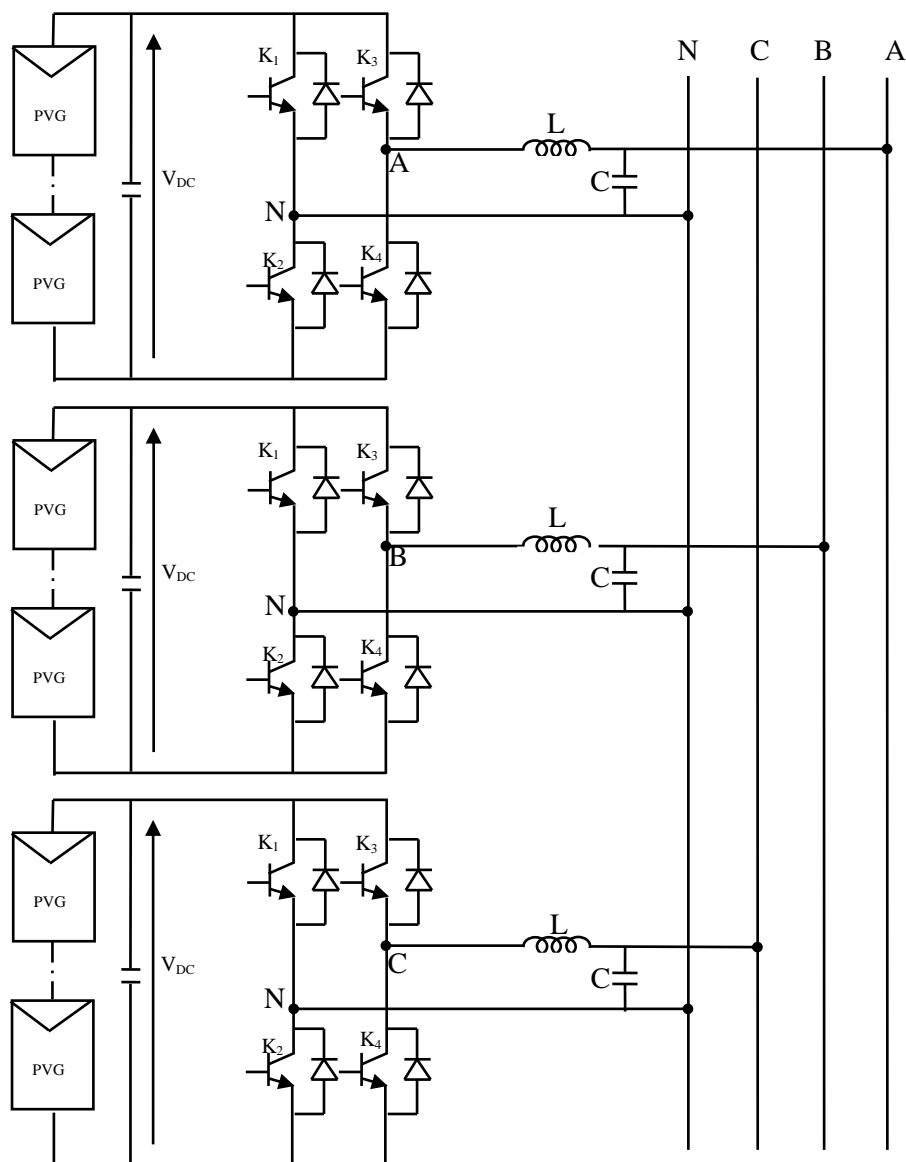


Fig. (IV.45) Onduleur triphasé multi-chaîne à quatre fils

IV.8.2.9 Onduleur triphasé parallèle

Dans le fonctionnement parallèle, deux ou plusieurs onduleurs sont liés ensemble pour partager le courant de la charge. Un système de deux unités a été discuté dans [37].

La Fig. (IV.46) montre deux onduleurs qui sont directement liés à leurs extrémités d'entrée et de sortie. La connexion en parallèle des deux ponts est faite de façon telle que les filtres secondaires à courant continu et le filtre du côté à courant alternatif sont communs pour les deux onduleurs. Pour étudier la répartition et la circulation du courant, un mode de fonctionnement doit être considéré.

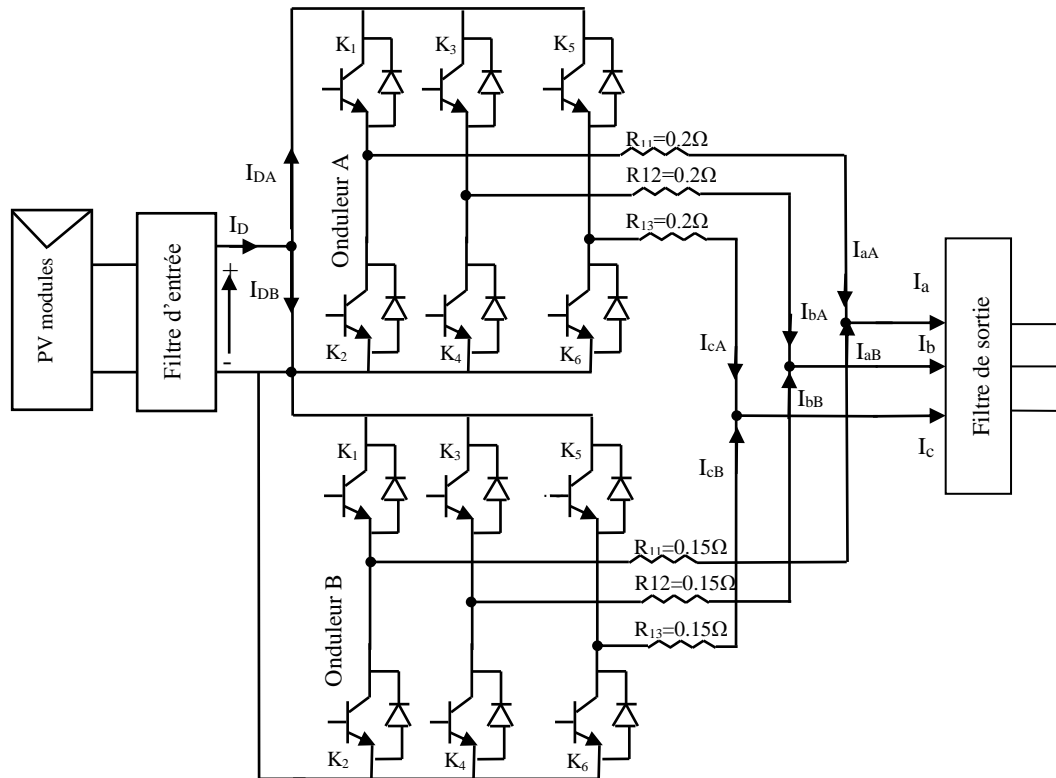


Fig. (IV.46) Onduleur triphasé parallèle

Nous avons sur la fig. (IV.50) la mise en parallèle de deux onduleurs triphasés avec une source DC unique où « I_a , I_b et I_c » représentent respectivement les courants dans les phases « a, b et c », ils sont donnés par les expressions suivantes :

$$I_a = I_{aA} + I_{aB} \quad (IV.2)$$

$$I_b = I_{bA} + I_{bB} \quad (IV.3)$$

$$I_c = I_{cA} + I_{cB} \quad (IV.4)$$

Où: I_{aA} , I_{bA} et I_{cA} sont les courants à la sortie de l'onduleur « A » dans les phases « a, b et c » et I_{aB} , I_{bB} et I_{cB} sont les courants à la sortie de l'onduleur « B » dans les phases « a, b, et c ».

IV.8.2.10 Onduleur triphasé avec stabilisateur et transformateur

La Fig. (IV.47) montre un onduleur triphasé avec un stabilisateur et un transformateur [38]. Les éléments de base de cette topologie sont : un stabilisateur, un onduleur triphasé en pont composé de 06 IGBT, un filtre LC et une charge de 10 kW. Le stabilisateur est composé d'un pont de quatre IGBT et deux interrupteurs pour l'opération logique. Les interrupteurs comparent la tension de sortie à la valeur souhaitable de 650V et mettent par conséquent (sous ou hors) tension les transistors IGBT à travers le signal de synchronisation. La sortie du stabilisateur est reliée à un filtre passe-bas (LC) et correspond à l'entrée de l'inverseur. L'onduleur est composé de six IGBT et l'unité de commande. Cette dernière a généré des impulsions de commande pour piloter les transistors IGBTs.

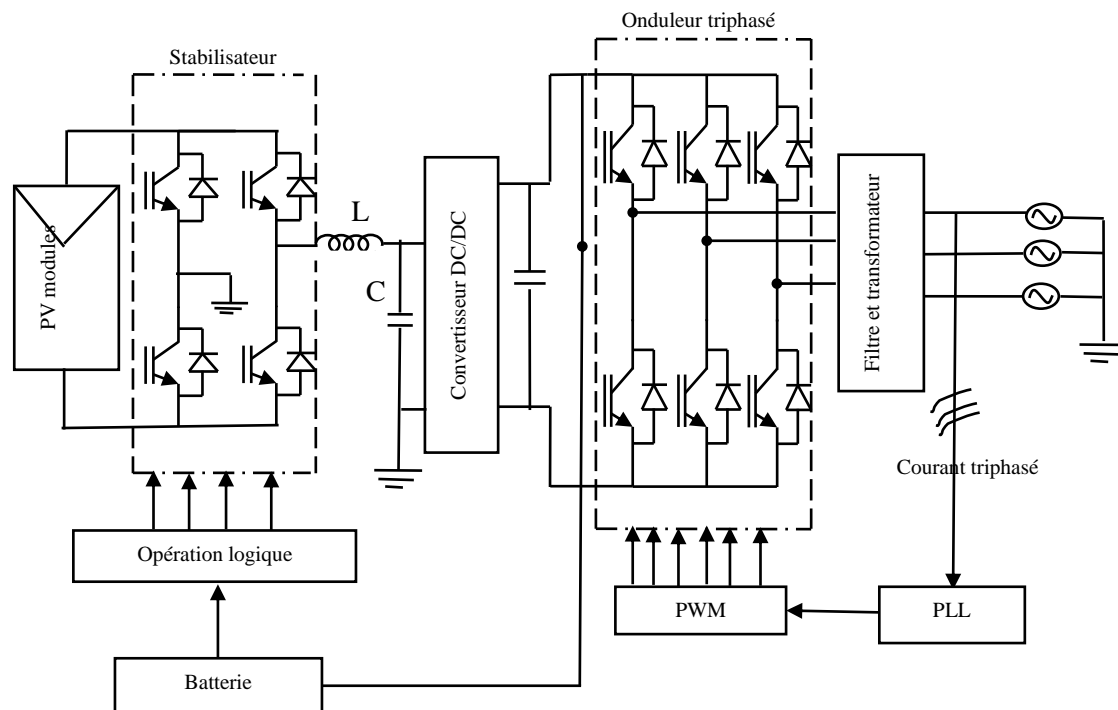


Fig. (IV.47) Onduleur triphasé avec stabilisateur et transformateur [38] Un filtre LC passe-bas permet de réduire la distorsion harmonique en coupant les harmoniques à haute fréquence. L'unité de commande dans laquelle une PLL synchronise la phase de sortie de l'onduleur avec la phase du réseau et le signal PWM synchronise les IGBT. Cette topologie est très influencée par les variations de la charge. Lorsque la charge devient plus grande, les caractéristiques sinusoïdales sont de plus en plus mauvaises. Alors que si chaque partie du système a été considérée séparément le comportement semble être idéal.

IV.8.2.11 Onduleur avec transformateur à prise médiane

Dans cette topologie (voir Fig. (IV.48)), l'onduleur est formé par six interrupteurs, un transformateur à prise centrale et un convertisseur élévateur (avec deux interrupteurs T_1 et T_2). Trois paires de commutateurs commandés par la stratégie PWM (T_3, T_6), (T_4, T_7) et (T_5, T_8) forment l'étage de sortie, où trois courants sinusoïdaux doivent être mis en forme.

Avec : $V^+ = \max(V_a, V_b, V_c)$ et $V^- = \min(V_a, V_b, V_c)$

Et $V_{DC} = V^+ - V^-$

Les blocs de control MPPT décentralisé et PWM peuvent être séparés. Alors que, pour la conception à trois phases, la nécessité d'un stockage tampon est éliminée, la nécessité de six signaux de commande par la stratégie PWM pour commander les transistors de l'étage de sortie apparaît comme inconvénient majeur.

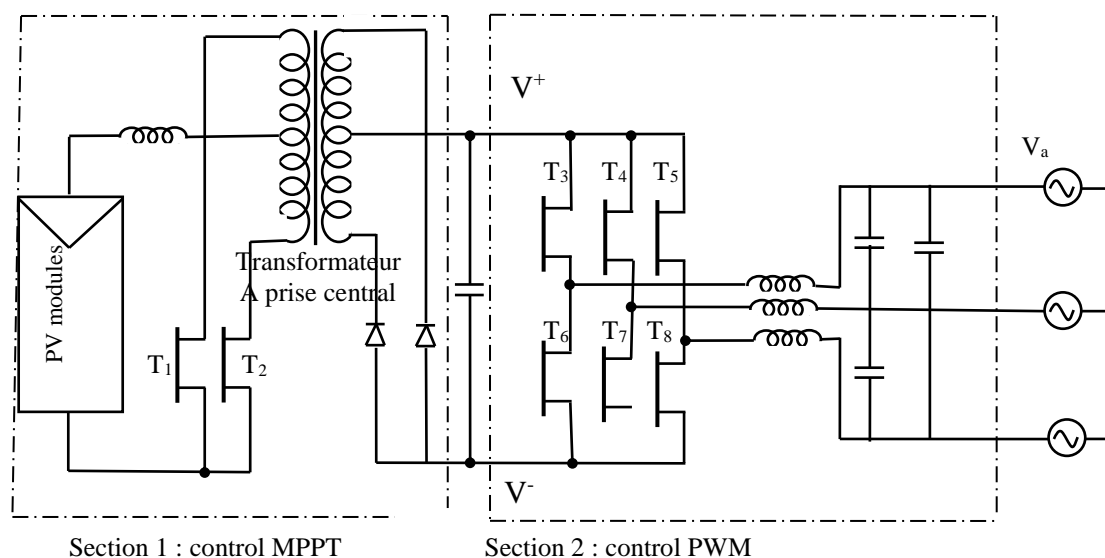


Fig. (IV.48) Onduleur avec transformateur à prise médiane et un MPPT décentralisé

IV.9 Comparaison avec les onduleurs monophasés

Une phase du réseau AC avec un courant sinusoïdal dont $(\cos(\varphi) = 1)$ accepte une puissance proportionnelle à $\sin(2\omega t)$, qui oscille toutes les 10 ms entre zéro et $2P_L$ [39]:

$$p(t) = 2V_L I_L \sin^2(\omega t) = 2P_L \sin^2(\omega t) \quad (\text{IV.5})$$

Où : V_L et I_L sont respectivement la tension efficace et le courant efficace à la sortie de l'onduleur, P_L c'est la puissance moyenne des trois phases.

Mais, dans un raccordement au réseau triphasé symétrique fonctionnant avec des courants sinusoïdaux dont $\cos(\varphi) = 1$, les puissances des trois s'additionnent à une valeur constante. La puissance instantanée des trois phases est alors [39] :

$$p(t) = \sum [p_i(t)]_{i=1,2,3} \quad (\text{IV.6})$$

$$p(t) = \sum \left[\frac{2}{3} V_L I_L \sin^2(\omega t + \varphi_i) \right]_{i=1,2,3} = P_L \quad (\text{IV.7})$$

En raison de l'écoulement du courant continu ($= P_L$), un condensateur à électrolyte en tant qu'élément de stockage tampon peut être évité, et le dimensionnement des composants peut être considérablement réduit (charge de pointe sur les semi-conducteurs de l'étage d'entrée, l'inductance et transformateur seront réduits de 50%, et sur les semi-conducteurs de l'étage de sortie par 67%). Les différences principales entre un onduleur monophasé et un onduleur triphasé peuvent être résumées dans le tableau. (IV.3).

Onduleur monophasé	Onduleur triphasé
Puissance délivrée	
Oscillante et égale à : $2 \cdot P_L \sin^2(\omega t)$	Constante et égale à : P_L
Stockage tampon	
Nécessaire	Pas nécessaire
Interrupteurs de l'étage de sortie	
Commandés à basse fréquence	Contrôlé par la stratégie PWM
Puissance P_{MAX} par interrupteur à l'entrée	
$2 \cdot P_L$	P_L
Puissance P_{MAX} par interrupteur à la sortie	
$2 \cdot P_L$	$2/3 \cdot P_L$
Le principal avantage de l'onduleur triphasé est qu'il est généralement de 150% plus efficace que l'onduleur monophasé dans la même gamme de puissance	
Type de charge	
l'onduleur monophasé est adapté aux charges résidentielles	l'onduleur triphasé est adapté aux charges commerciales dont la puissance est $> 10kW$
Utilisation de transformateur	
Les transformateurs monophasés peuvent être utilisés, mais les transformateurs triphasés utilisent moins de matière, plus petit et moins de poids que leurs homologues monophasés	
Un autre avantage de l'onduleur triphasé est que les conducteurs à la sortie de l'onduleur sont de 75% de la taille d'une phase unique pour la même puissance de sortie.	

Tableau. (IV.3) Principales différences entre un onduleur monophasé et un onduleur triphasé

D'après la présentation des différents types d'onduleurs triphasés qui peuvent être raccordés au réseau électrique, les topologies les plus intéressantes sont l'onduleur muni d'un un lien DC et l'onduleur à quatre bras en raison de leur topologie simple. Ces topologies fournissent un contrôle tridimensionnel qui est intéressant dans les applications de filtrage actif.

IV.10 Conclusion

Dans ce chapitre on a donné quelques caractéristiques des onduleurs pour systèmes photovoltaïques. On a mentionné leurs types (autonomes ou non autonomes), leurs configurations, leur rendement et leur plage de fonctionnement.

Selon la forme de la tension de sortie, ils pourraient être rectangle, trapèze ou en forme de sinus. Les plus chers, mais en même temps la meilleure qualité d'onduleurs sont ceux dont la tension de sortie est une onde sinusoïdale. La tension à l'entrée de l'onduleur dépend de la puissance de celui-ci, pour une puissance de quelque 100 W la tension est de 12V ou 24 V et 48 V, voire plus pour des puissances supérieures. Beaucoup d'onduleurs pourraient être connectés en parallèle si des puissances plus élevées sont nécessaires. Pour les systèmes puissants les onduleurs 3-phase sont bien recommandés.

On a présenté aussi une classification des différents types d'onduleurs :

- selon le nombre d'étages de traitement de puissance ;
- selon leur utilisation autonome (dans un site isolé) ou non autonome (raccordé au réseau électrique) ;
- selon qu'ils soient monophasés ou triphasés ;
- selon leur technologie c'est-à-dire s'ils sont centraux, connectés à une seule chaîne ou à plusieurs chaînes photovoltaïques ou s'ils sont modulaires ;
- s'ils sont munis (ou non) de transformateurs et
- en particulier selon leurs nombreuses topologies.

Une comparaison des onduleurs triphasés avec les onduleurs monophasés est aussi évoquée.

On peut conclure que :

Les onduleurs monophasés conviennent pour les applications photovoltaïques jusqu'à 10kW, mais pour les applications de moyenne et de forte puissance il est très important d'utiliser des onduleurs triphasés.

IV.11 Références

- [1] Syndicat des énergies renouvelables, « Les énergies renouvelables dans le monde » (<http://www.enr.fr/energies-renouvelables-dans-le-monde>), 2012.
- [2] R. Attanasio, M. Cacciato, F. Gennaro, G. Scarcella, «Review on Single-phase PV Inverters for Grid-connected Applications», 4th IASME/WSEAS International Conference on Energy, Environment, Ecosystems and Sustainable Development (EEESD'08), Algarve, Portugal, June 11-13, 2008.
- [3] J. P. Benner and L. Kazmerski, «Photovoltaic gaining greater visibility», IEEE Spectrum, vol. 29, N°9, pp. 34-42, Sep. 1999.
- [4] « Photovoltaics: Technologies, Cost, and Performance », chapter 4, SunShot Vision Study, US department of energy, February 2012.
- [5] Soeren Baekhoej Kjaer, John K. Pedersen and Fred Blaabjerg, « A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules », IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 41, N°5 PP. 1292-1306, September/October, 2005.
- [6] Martina Calais, Johanna Myrzik, Ted Spooner, Vassilios G. Agelidis, « Inverters for Single-phase Grid Connected Photovoltaic Systems - An Overview », IEEE Transactions, 2002.
- [7] Limits for Harmonic Current Emission (Equipment Input Current <16 A per Phase), EN 61000-3-2, 1995.
- [8] <http://www.lechodusolaire.fr>, (hebdo des professionnels du photovoltaïque).
- [9] Angelina Tomova, TU Sofia, «Grid Connected PV Inverter Topologies an Overview», DERlab Young researchers and PhD seminar, Distributed generation and renewable energy sources", 07 April 2011, Glasgow, UK.
- [10] Fritz Schimpf and Lars E. Norum, «Grid connected Converters for Photovoltaic, State of the Art, Ideas for Improvement of Transformerless Inverters», NORPIE/2008, Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, June 9-11, 2008.

- [11] Soeren Baekhoej Kjaer, John K. Pedersen and Frede Blaabjerg, «A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules», IEEE Transactions of Industry Applications, Vol. 41, No. 5, pp. 1292-1306, September/October 2005.
- [12] Vlad Alexandru Muresan. «Control of Grid Connected PV Systems with Grid Support Functions», Master's thesis, Department of Energy Technology - Pontoppidanstræde 101, Aalborg University, Denmark, 2012.
- [13] Svein Erik Evju, «Fundamentals of Grid Connected Photovoltaic Power Electronic Converter Design», Specialization project, Department of Electric Engineering, Norwegian University of Science and Technology, December 2006.
- [14] Falinirina F. Rakotomananandro, «Study of Photovoltaic System», Master's thesis, Graduate Program in Electrical and Computer Science, The Ohio State University, 2011.
- [15] <http://www.aladdinsolar.com/pvsystems.html> (consulté en septembre 2014).
- [16] L. Stoyanov, G. Notton et V. Lazarov, «Optimisation des systèmes multi-sources de production d'électricité à énergies renouvelables», Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°1 (2007) pp : 1 – 18.
- [17] M. Calais, J. Myrzik, T. Spooner, and V. G. Agelidis, «Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems-An overview», in Proc. IEEE PESC'02, vol. 2, 2002, pp. 1995–2000.
- [18] Tadao ISHIKAWA, «Grid-Connected Photovoltaic Power Systems: Survey of Inverter and Related Protection Equipments», Report IEA PVPS T5-05: 2002.
- [19] <http://www.assignmentpoint.com/science/eee/assignment-on-inverter.html> consulté en janvier 2010)
- [20] J. M. A. Myrzik, and M. Calais, «String and Module Integrated Inverters for Single-Phase Grid Connected Photovoltaic Systems - A Review», IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23th-26th, Bologna, Italy, 2003.
- [21] B. Gaidon, T. Tran-Quoc, Seddik Bacha et C. Duvauchelle, «Topologie des onduleurs pour systèmes photovoltaïques», projet ESPRIT, Travaux réalisés avec le soutien financier de l'ADEME, 2010.
- [22] A. Schellmanns, «La conversion d'énergie dans les systèmes photovoltaïque», Congrès ASPROM –24-25 novembre 2010.
- [23] Bruno Gaidon et Violaine Didier, «Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques Fonctionnement, Etat de l'Art et Etude des Performances», HEPSUL, Aout 2007.
- [24] German Patent H5-Topology: DE 10 2004 030 912 B3, issued 19.01.2006.
- [25] German Patent HERIC-Topology: DE 102 21 592 A1, issued 04.12.2003.
- [26] H. Schmidt, B. Burger, Chr. Siedle, Gefährdungspotenzial transformatorloser Wechselrichter – Fakten und Gerüchte, 18 Symposium Photovoltaische Sonnenenergie, Staffelstein, Germany, 2003.
- [27] M. Meinhardt and G. Cramer, «Cost reduction through new PV system technology (Kostenreduktion durch neue PV-Systemtechnik, in German) », Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, ISET, Kassel, Germany, pp. 152-168, 2000.
- [28] M. Meinhardt, G. Cramer, «Multi-String Converter – the next Step in evolution of the string-converter technology», EPE 2001 in Graz, Austria.
- [29] SELAM T. CHERNET, «Evaluation of Inverter Reconnection for Large Solar Parks», Department of Energy and Environment, Division of Electric Power Engineering Chalmers University Of Technology Göteborg, Sweden, 2010.
- [30] I. Krampitz and A. Kreutzmann, «From masterpiece to team work, inverter market survey: SMA's new circuit concept promises higher yields (Vom Meisterstück zur Teamarbeit, Marktübersicht Wechselrichter: Ein neues Schaltkonzept von SMA verspricht höhere Erträge, in German)», Photon, No. 3, pp. 56-67, March 2002.

- [31] M. Meinhardt, G. Cramer, F. Greizer, «Technische Innovationen im boomenden Markt der PV Systemtechnik», 18 Symposium Photovoltaische Sonnenenergie, Staffelstein, Germany, 2003.
- [32] Li, Q. and Wolfs, Peter, «A Review of the Single Phase Photovoltaic Module Integrated Converter Topologies with Three Different DC Link Configurations», IEEE Transactions on Power Electronics 23 (3): pp. 1320-1333, 2008.
- [33] J.C.Alfonso-Gil, F.J.Gimeno, S.Segui-Chilet, S.Orts, J.Calvo and Vte.Fuster, « New Optimization in Photovoltaic Installations With Energy Balance With Three-Phase Utility», IEEE ISIE 2005, June 20-23, 2005, Dubrovnik, Croatia.
- [34] M. Mohr, F.W. Fuchs, «Comparison of three phase current source inverters and voltage source inverters linked with DC to DC survolteur converters for fuel cell generation systems», European Conference on Power electronics and Applications EPE, Dresden, Germany, Sept. 2005.
- [35] Bart Meersman, Bert Renders, Lieven Degroote, Tine Vandoorn Jeroen De Kooning and Lieven Vandeveld, «Overview of three-phase inverter topologies for distributed generation purposes», i-SUP2010, April 18-21, 2010.
- [36] J. Liang, T. C. Green, C. Feng, and G. Weiss, «Increasing voltage utilization in split-link four-wire inverters, » IEEE Trans. Power Electron., vol. 24, no. 6, pp. 1562–1569, Jun. 2009.
- [37] M.A.A. Younis, N. A. Rahim, and S. Mekhilef, «Harmonic Reduction In Three-Phase Parallel Connected Inverter», World Academy of Science, Engineering and Technology 50 2009.
- [38] K. Alafodimos, P. Fetfatzis, P. Kofinas, M Kallousis, X. Kikidakis ,« Design Simulation for a 3-Phase grid connected PV Inverter in Simulink» , TEI of Piraeus, Department of Automatic Controls, P. Ralli and Thivon, Aigaleo.
- [39] M. Jantsch, C.W.G. Verhoeve, «Inverters with Tree Phase Output and without Electrolyte Capacitor for Improved Lifetime, Efficiency and Costs of Grid Connected Systems», Netherlands Energy Research Foundation ECN, P.O. Box 1, NL-1755 ZG Petten, the Netherlands.

V.1 Introduction

Comme il a été déjà mentionné, l'énergie photovoltaïque (PV) est une source d'énergie renouvelable, inépuisable et non polluante. Dans les systèmes (PV), les générateurs doivent produire la puissance exigée par l'application. Ils fonctionnent de manière rentable dans les régions éloignées et pour de nombreuses applications résidentielles et commerciales; ils sont flexibles et peuvent être étendus à tout moment pour répondre à nos besoins électriques et ils nous donnent une autonomie accrue - l'indépendance du réseau ou la sauvegarde pendant les pannes. Les systèmes (PV) peuvent être adaptés à n'importe quelle condition, petite ou grande. Par exemple, les cellules photovoltaïques sont utilisées dans les calculatrices et les montres. En outre, les équipements de télécommunications, des signes de construction routière, les feux de stationnement et les signaux d'avertissement de navigation sont d'excellentes applications pour le (PV).

Pour mieux s'exprimer, on peut dire que les systèmes d'alimentation photovoltaïques peuvent convenir à une large gamme d'applications.

Les systèmes connectés au réseau sont rarement économiques, principalement parce que le coût actuel de la technologie photovoltaïque est beaucoup plus élevé que le coût de l'énergie conventionnelle. Étant donné que ces systèmes peuvent être coûteux, le choix d'un système d'alimentation électrique solaire vient souvent jusqu'à une décision de style de vie - tout comme le type de maison ou de voiture, nous pourrions posséder.

Les systèmes (PV) sont classés en trois types: autonome, hybrides et connectés au réseau. Le type qu'on choisira dépendra des besoins, l'emplacement et le budget :

- Les systèmes autonomes sont totalement indépendantes des autres sources d'énergie. Ils sont généralement utilisés pour alimenter les maisons isolées, des chalets ou des loges ainsi que dans les applications telles que le pompage de l'eau. Dans la plupart des cas, un système autonome, il faudra batteries pour le stockage. Ces systèmes sont particulièrement utiles et rentables pour les applications de l'été, lorsque l'accès à un site est difficile ou coûteux, ou lorsque la maintenance doit être minimisée.
- Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur pouvoir d'une ou plusieurs sources supplémentaires. Dans la pratique, les modules photovoltaïques sont souvent couplés à un générateur de vent ou un générateur de combustible. Ces systèmes nécessitent généralement des batteries pour le stockage. Ils sont les plus appropriées lorsque la demande d'énergie est élevée (en hiver par exemple).
- Les systèmes connectés au réseau nous permettent de réduire notre consommation du réseau électrique et, dans certains cas, d'alimenter le surplus d'énergie vers le réseau. Puisque la puissance est normalement stockée dans le réseau lui-même, les piles ne sont pas nécessaires sauf nous voulons une certaine forme d'autonome pendant les pannes. Ces systèmes sont utilisés dans les bâtiments, maisons ou chalets déjà raccordés au réseau électrique.

Les questions qui viennent à l'esprit sont :

- Quel est le comportement d'un système photovoltaïque, qu'il soit en site isolé ou qu'il soit couplé au réseau ?
- Sachant que l'onduleur est le cœur d'une installation (PV) couplée au réseau, quel type faut-il utiliser ?
- Quelle stratégie de commande faut-il appliquer ?
- Le système (PV) est-il couplé au réseau basse, moyenne ou haute tension ?...

Pour répondre à de telles questions il faut recourir à la modélisation et à la simulation.

La modélisation (basée sur une compréhension précise des mécanismes physiques) et la simulation jouent un rôle majeur dans la conception et l'évaluation des systèmes tels que les systèmes (PV). De plus en plus souvent, la simulation remplace de fait le test de systèmes réels ou joue un rôle clé dans l'optimisation des plans de qualification, sur la base d'expériences "intelligentes".

Le logiciel « MATLAB » nous permet de réaliser des simulations numériques basées sur des algorithmes d'analyse numérique. Il peut donc être utilisé pour la résolution approchée d'équations différentielles, d'équations aux dérivées partielles ou de systèmes linéaires, etc.

V.2 Les différents réseaux électriques

Dans un pays, le transport et la distribution publique assurent le transit de l'énergie électrique entre les points de production et les points de consommation.

Les points de production sont les centrales qui génèrent l'énergie électrique à partir de différentes énergies primaires (nucléaire, hydraulique, charbon,...) [1] ou énergies renouvelables (solaire, éolienne, biomasse,...).

Les points de consommation, en MT - Moyenne Tension -, sont des postes ou des ouvrages, à partir desquels l'énergie est livrée aux clients (abonnés), ceci par l'intermédiaire de la «Distribution MT».

Donc, il ne suffit pas de produire le courant électrique dans les centrales, il faut aussi l'amener jusqu'à l'utilisateur final. Ainsi pour atteindre l'adéquation entre la production et la consommation, la structure électrique d'un pays est généralement décomposée en plusieurs niveaux correspondant à différents réseaux électriques. En vue de caractériser ces derniers, en particulier les réseaux de distribution publique, il est fait usage d'un classement selon les tensions électriques mise en jeu. Avec cinq classes définies par la table ci-dessous, classes caractérisées par leur abréviation : T.B.T., B.T.A., B.T.B., H.T.A., H.T.B., auxquelles correspondent les termes «très basse tension», «basse tension A», «basse tension B», «haute tension A», «haute tension B» [2]. Ci-dessous le tableau des différents domaines de **tension** :

Abréviations	TBA	BTA	BTB	HTA	HTB
Dénominations	Très Basse Tension	Basse Tension A	Basse Tension B	Haute Tension A	Haute Tension B
Courant alternatif	$U \leq 50$ volts	$50 < U \leq 500$ volts	$500 < U \leq 1000$ volts	$1000 < U \leq 50$ kV	$U > 50$ kV
Courant continu	$U \leq 120$ volts	$120 < U \leq 750$ volts	$750 < U \leq 1500$ volts	$1500 < U \leq 75$ kV	$U > 75$ kV
Distance de voisinage (distance de sécurité)	Aucun danger	$D \geq 30$ cm	$D \geq 30$ cm	$D \geq 2$ mètres	$D \geq 3$ mètres

Tableau (V.1) Différents domaines de **tension** [2]

Quelques exemples des domaines de tension :



Fig. (V.1) Quelques exemples de domaines de tension

Comme il a été déjà mentionné, la source photovoltaïque peut être raccordée au réseau électrique monophasé ou triphasé via un onduleur.

Le monophasé est le plus répandu dans les habitations et le triphasé est très répandu dans le monde industriel.

Dans ce présent travail, une charge est mise en parallèle avec le réseau électrique pour montrer qu'en cas d'absence du rayonnement solaire, la charge est automatiquement alimentée par le réseau.

V.3 Simulation d'un système (PV) couplé au réseau basse tension A (BTA)

Dans ce chapitre on va étudier par simulation dans l'environnement MATLAB/SIMULINK quelques systèmes (PV) tout en commençant par le système le plus petit en arrivant au système le plus grand et le plus compliqué.

V.3.1 Simulation du système (PV) couplé au réseau BTA avec un onduleur monophasé en pont complet sans convertisseur DC/DC

Dans ce cas, le système (PV) se compose de la source (PV), d'un bloc MPPT pour la poursuite du point de fonctionnement en puissance maximale, d'un onduleur en pont complet. Un filtre de sortie est placé à la sortie de l'onduleur pour éliminer les harmoniques indésirables et obtenir ainsi une onde sinusoïdale qui peut être injectée au réseau électrique. Le schéma de simulation est illustré sur la Fig. (V.2).

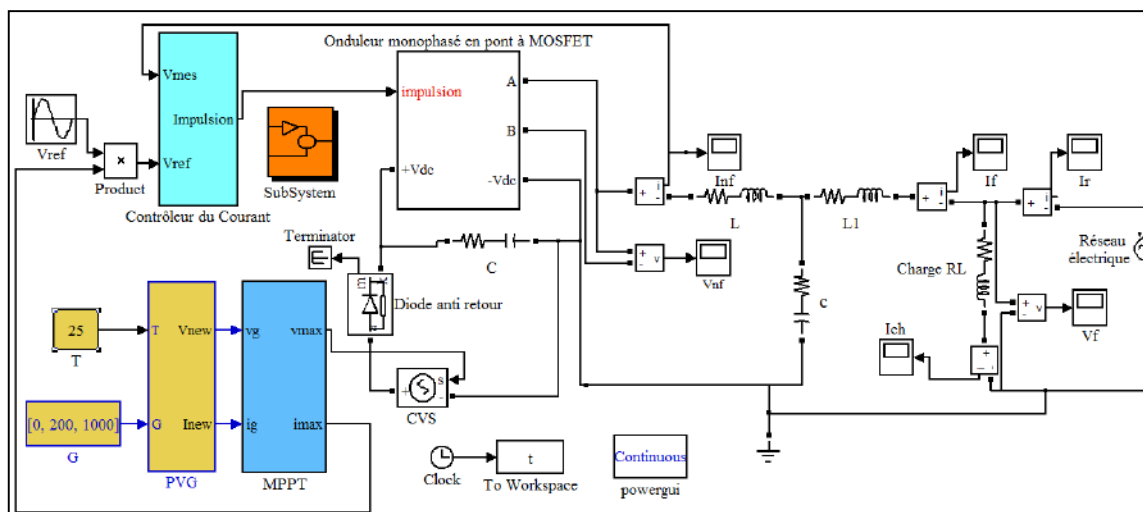


Fig. (V.2) Schéma de simulation du système (PV) couplé au réseau avec un onduleur monophasé en pont complet sans convertisseur DC/DC

Comme illustré sur la figure (V.2), le système est composé de trois parties essentielles :

- La source photovoltaïque basée sur l'utilisation d'un générateur (PV) composé de trois branches ($N_p=3$) de modules solaires. Ces branches sont mises en parallèle et chacune d'elle est composée de 11 modules placés en série (N_s), donc le nombre total (N_{tot}) est de 33 modules.

le troisième modèle (voir chapitre III) est utilisé pour effectuer cette étude. Le problème majeur d'utilisation des modules (PV), c'est leur caractère non linéaire [1], le GPV possède un point de fonctionnement optimum, appelé le point de puissance maximale (MPP: Maximum Power Point) dépendant de l'intensité d'éclairement et de la température [3, 4, 5]. L'adaptation des modules PV à la charge s'avère donc nécessaire pour extraire du module PV le maximum de puissance [6].

L'opération MPPT est réalisée par l'utilisation des fonctions "Matlab functions" comme $max()$ et $find()$. À la sortie on trouve les deux valeurs V_{MPP} et I_{MPP} qui correspondent au point de puissance maximale.

La tension est utilisée pour l'alimentation de l'onduleur et le courant est utilisé pour la commande comme valeur de référence.

- Une source de tension contrôlée convertit le signal d'entrée (V_{MPP}) à une source de tension équivalente. La tension générée est entraînée par le signal d'entrée du bloc. Cette source est précédée d'une diode anti retour pour empêcher le courant de retourner vers la source.
- Un condensateur est mis en parallèle avec la source a pour rôle d'éliminer les variations de la tension continue qui peuvent avoir lieu. (La valeur choisie pour la capacité du condensateur est de $C=100\mu F$).
- Un onduleur en pont complet composé de quatre MOSFET (Fig. (VI.3.a) est alimenté par la source (PV) et commandé par un contrôleur Hystérésis dont le schéma est présenté sur la figure. (V.3.b).

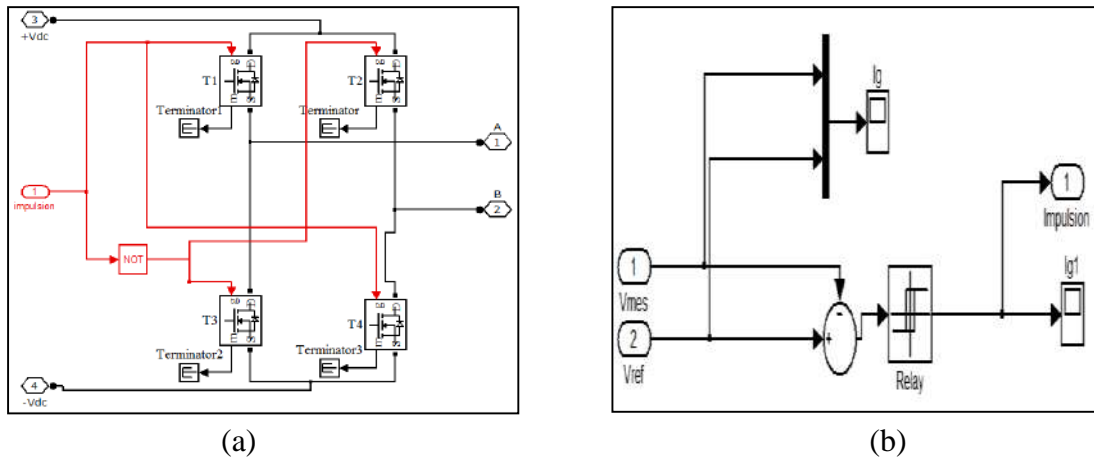


Fig. (V.3) Schéma bloc de l'onduleur monophasé à MOSFET
 (a) modèle de l'onduleur, (b) schéma de commande des interrupteurs

- e) Un filtre LCL est placé à la sortie de l'onduleur. Il permet d'éliminer les harmoniques pouvant être contenues dans le signal de sortie. (Les valeurs choisies pour ce filtre sont : $L=9\text{mH}$, $C=0.009\mu\text{F}$).
- f) Enfin le GPV est couplé au réseau électrique basse tension (220V, $f=50\text{Hz}$) et une charge RL est utilisée pour voir le comportement du système en fonction des conditions climatiques (présence et absence du rayonnement solaire).

Les résultats de simulation sont donnés comme suit :

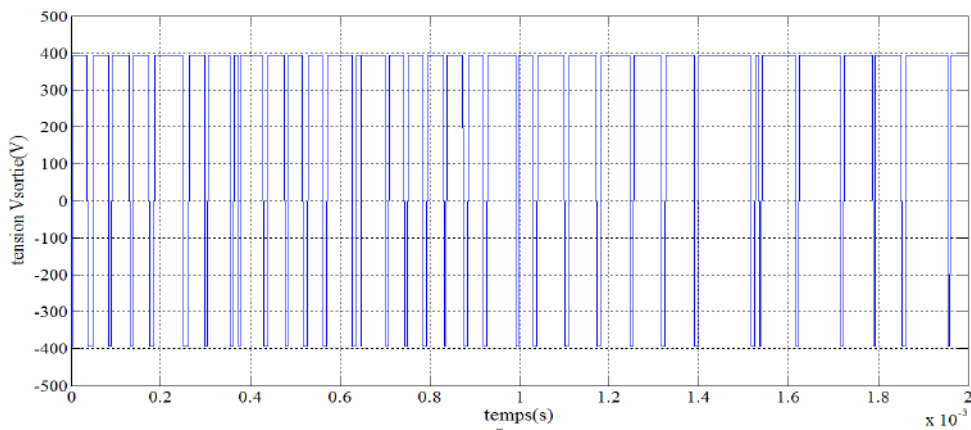


Fig. (V.4) Tension de sortie de l'onduleur avant le filtre

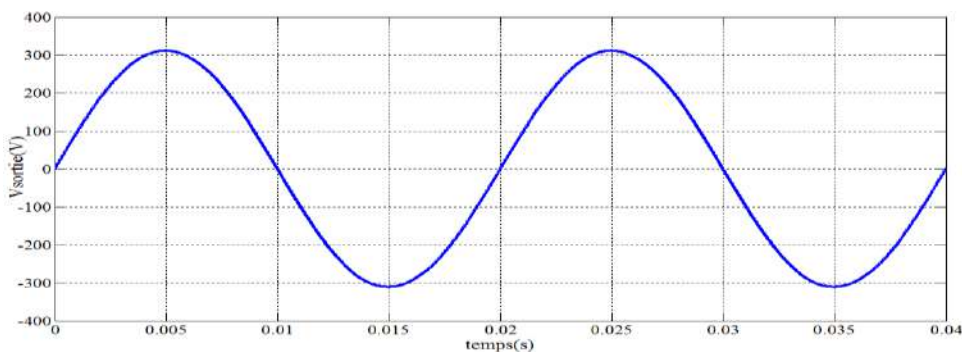


Fig. (V.5) Tension de sortie de l'onduleur après le filtre

Comme on le constate sur les deux figures ci-dessus, la tension avant le filtre a une forme de créneaux riches en harmoniques, ce qui exige un filtrage pour les éliminer. La tension après le filtre est une sinusoïde d'amplitude de 312V.

Trois cas sont à configurer :

a) Absence totale du rayonnement ($G=0W/m^2$)

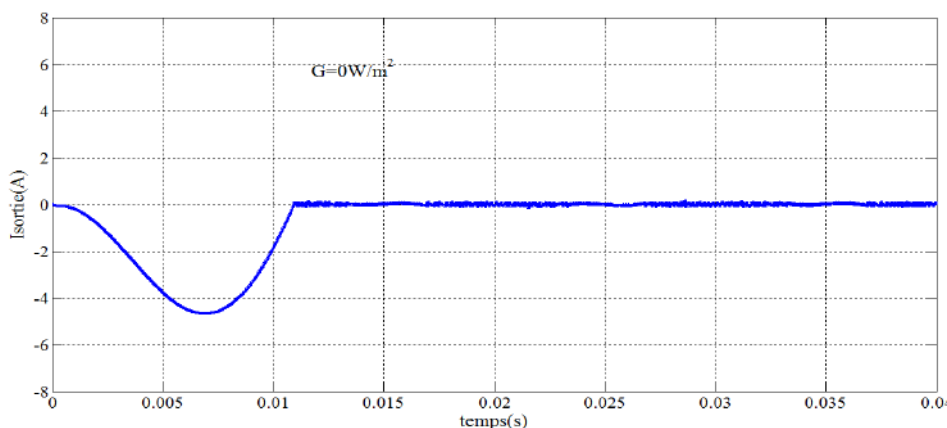


Fig. (V.6) Courant à la sortie de l'onduleur avant le filtre

On voit nettement que le courant généré par la source (PV) est nul en l'absence du rayonnement solaire.

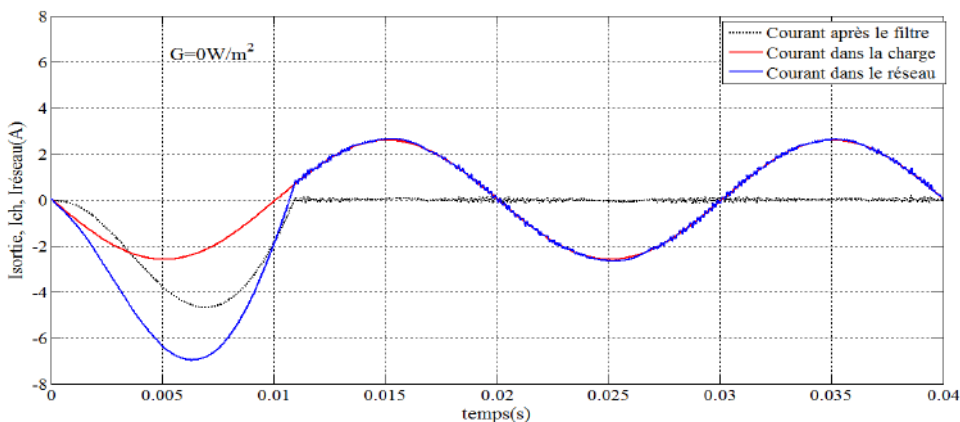


Fig. (V.7) Courant à la sortie de l'onduleur après le filtre, Courant dans la charge et courant du réseau ($G=0W/m^2$)

Quand le rayonnement solaire est nul ($G=0\text{W/m}^2$) le courant généré par la source (PV) est nul, ainsi la charge est alimentée par le réseau électrique.

b) Cas d'un rayonnement faible ($G=200\text{W/m}^2$)

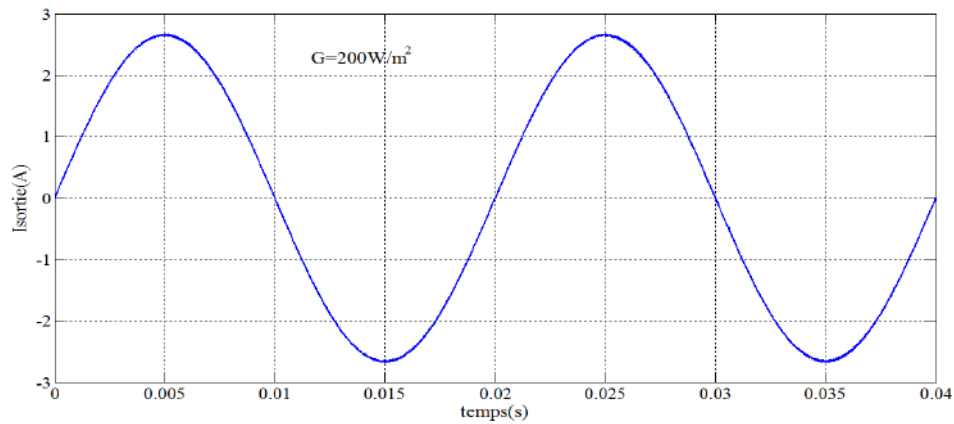


Fig. (V.8) Courant à la sortie de l'onduleur avant le filtre

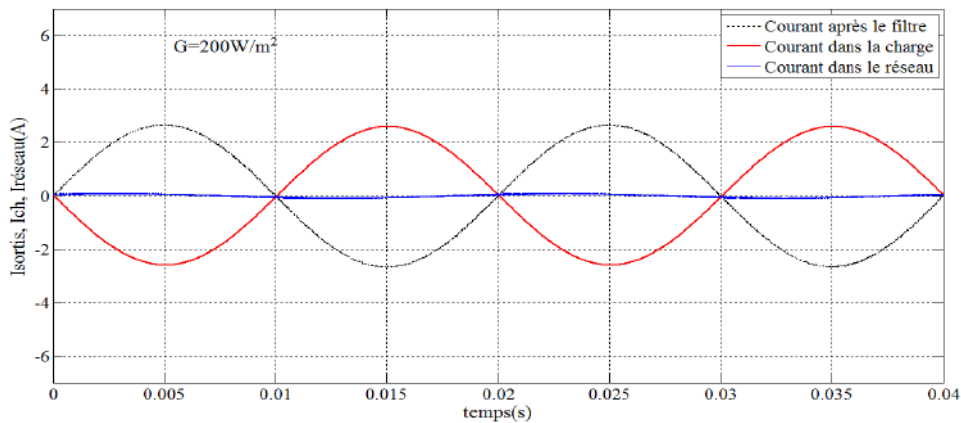


Fig. (V.9) Courant à la sortie de l'onduleur après le filtre, Courant dans la charge et courant du réseau ($G=200\text{W/m}^2$)

Le courant à la sortie de l'onduleur a une valeur faible due au rayonnement faible. Après le filtrage le courant circule dans la charge et il ya une faible valeur injectée dans le réseau.

C) Cas du rayonnement fort ($G=1000\text{W/m}^2$)

Les caractéristiques du GPV sont données comme suit :

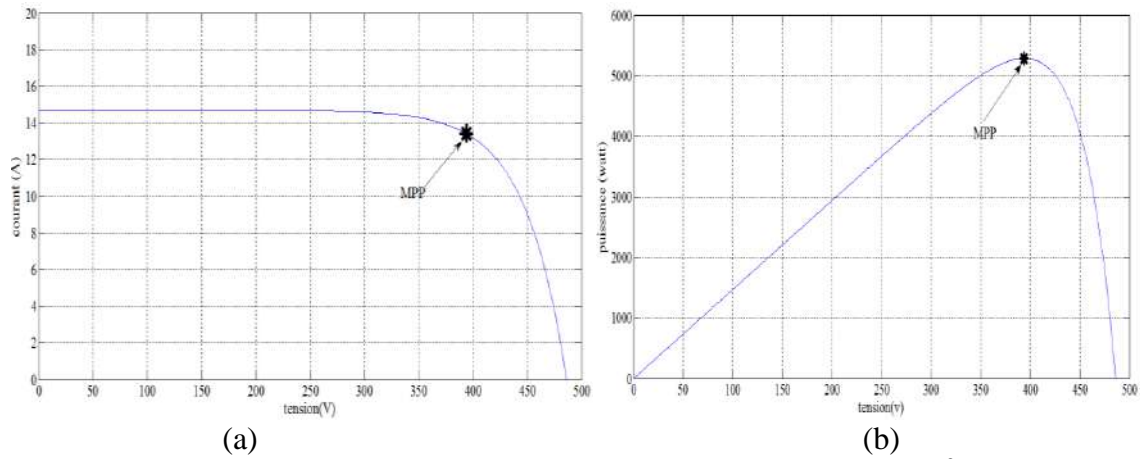


Fig. (V.10) Caractéristiques du GPV pour un rayonnement fort ($G=1000W/m^2$ et une température $T=25^{\circ}C$) avec la fonction MPPT
 (a) Caractéristique $I_{PV}=f(V_{PV})$
 (b) Caractéristique $P_{PV}=g(V_{PV})$

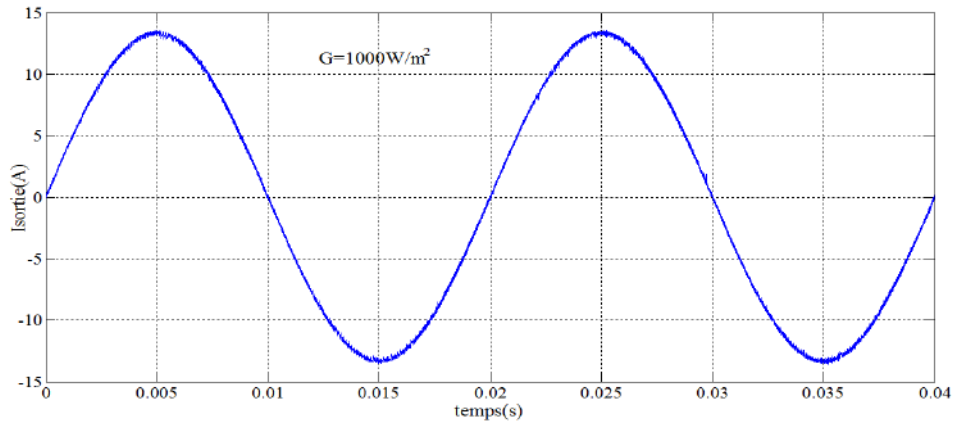


Fig. (V.11) Courant à la sortie de l'onduleur avant le filtre ($G=1000W/m^2$)

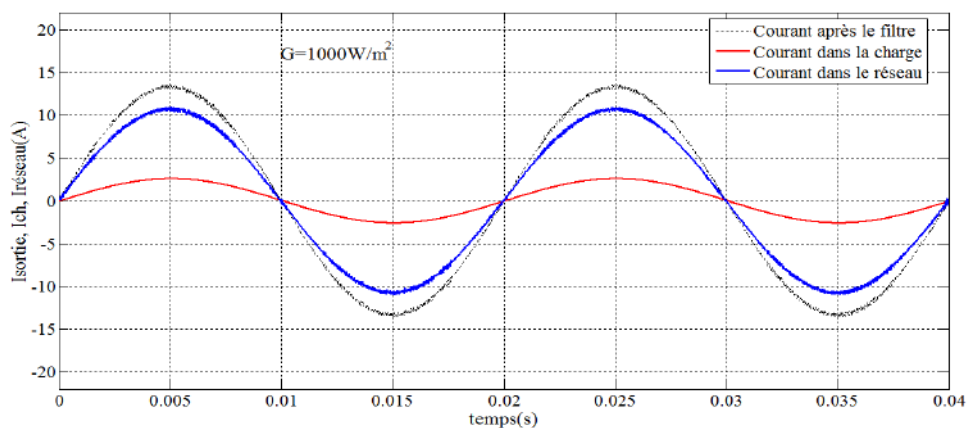


Fig. (V.12) Courant à la sortie de l'onduleur après le filtre, Courant dans la charge et courant du réseau ($G=1000W/m^2$)

Dans le cas du rayonnement fort, on voit clairement que le courant à la sortie de l'onduleur après le filtre est la somme des courants (celui de la charge et celui injecté dans le réseau électrique).

V.3.2 Simulation du système (PV) non couplé au réseau BTA avec un onduleur triphasé sans convertisseur DC/DC

V.3.2.1 Schéma de simulation

Le schéma de simulation est illustré sur la Fig. (V.13) :

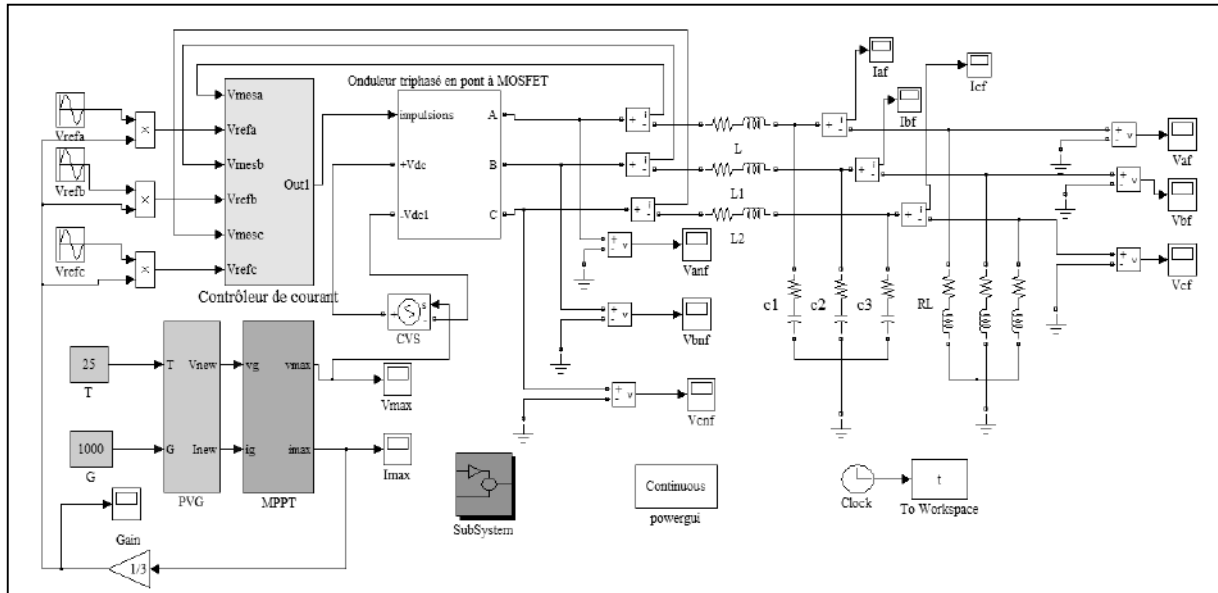


Fig. (V.13) Schéma de simulation du système (PV) non couplé au réseau avec un onduleur monophasé en pont complet sans convertisseur DC/DC

- Ce système est composé d'un GPV (composé lui même de 9 branches de modules mises en parallèle, chacune comprend 18 modules en série) ce qui donne : $V_{MPP}= 35.4 \times 18=637.2V$, $I_{MPP}=4.52 \times 9=40.68A$ et $P_{MPP}=25.92kW$. Les caractéristiques du module solaire utilisé sont données dans le tableau suivant :

Caractéristiques du module solaire dans les conditions normalisées	
Puissance maximale (P_{MPP})	160Wc
Température (T_{ref})	25°C
Éclairement (E_{ref})	1000W/m ²
Tension du circuit ouvert (V_{OC})	44.2V
Courant du court-circuit (I_{sc})	4.9A
Tension du point de puissance maximale (V_{MPP})	35.4V
Courant du point de puissance maximale (I_{MPP})	4.52A
Coefficient de température du courant du court-circuit (α)	0.0031A/°C
Coefficient de température de la tension du circuit ouvert (β)	-0.143V/°C
Résistance série (R_s)	0.63Ω
Courant de saturation (I_0)	12nA
Facteur d'idéalité de la diode (n)	1.2

Tableau (V.2) Caractéristiques du module solaire dans les conditions standards

- Un filtre LC dont les valeurs de L et C sont :
L=5mH avec une résistance du bobinage $r=0.1$, $C=8\mu F$
- Un onduleur triphasé composé de 06 IGBT avec des diodes montées en antiparallèle dont le schéma est présenté comme suit :

V.3.2.2 Principe de la commande par hystérésis de l'onduleur

Le principe de la commande par hystérésis est présenté sur la figure suivante :

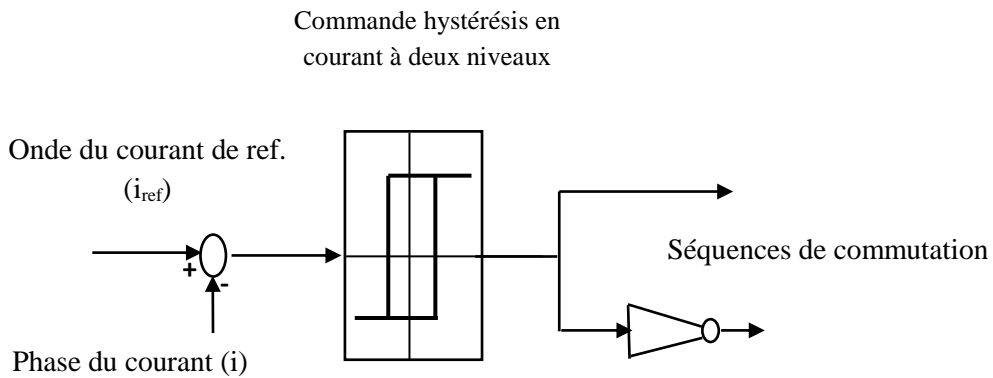


Fig. (V.14) Principe de la commande par hystérésis

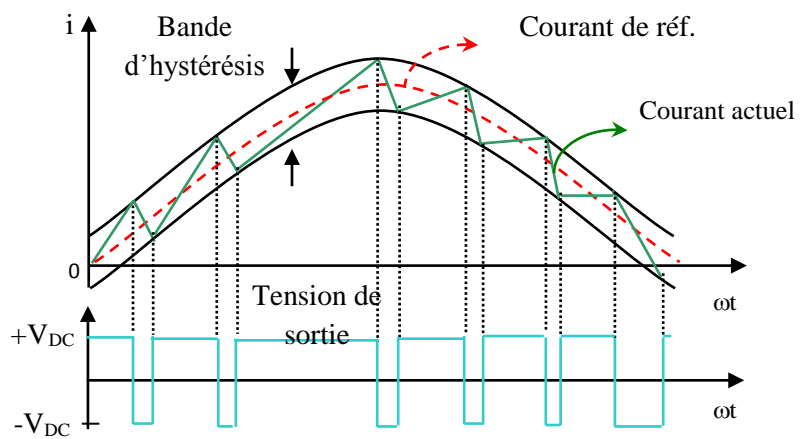
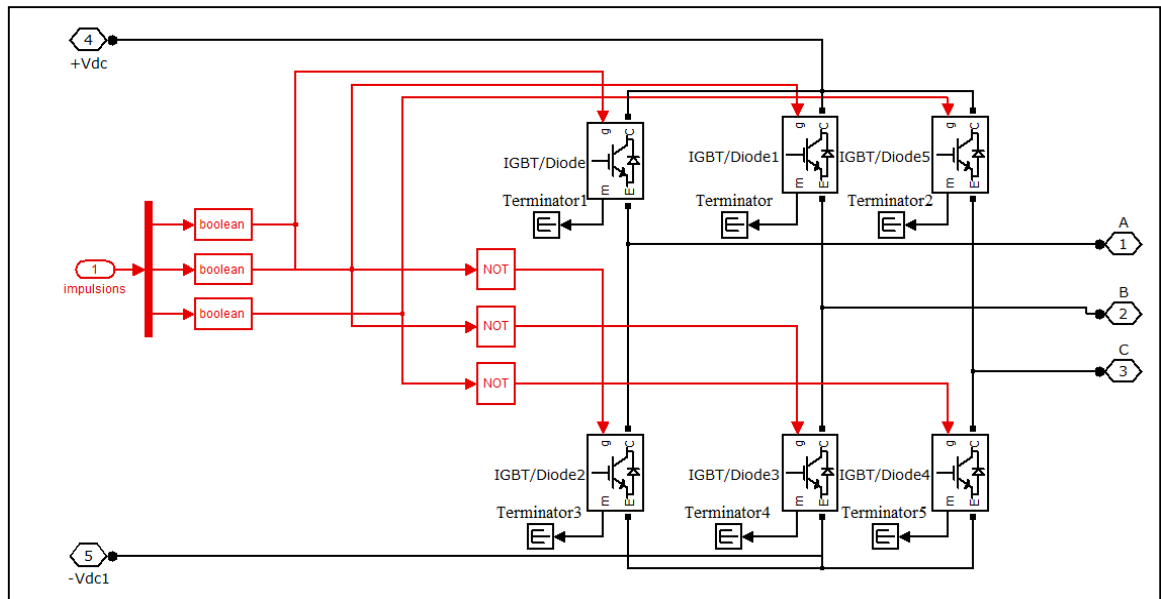
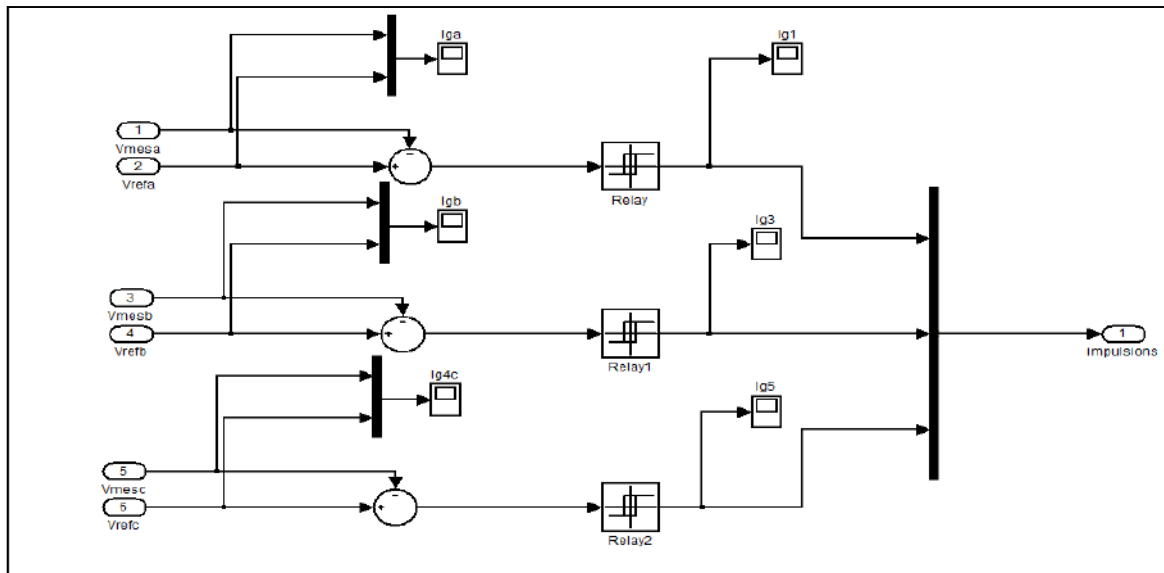


Fig. (V.15) Les formes d'ondes du courant et de la tension

Le schéma de l'onduleur et de sa commande est présenté sur la figure (V.16) :



(a)

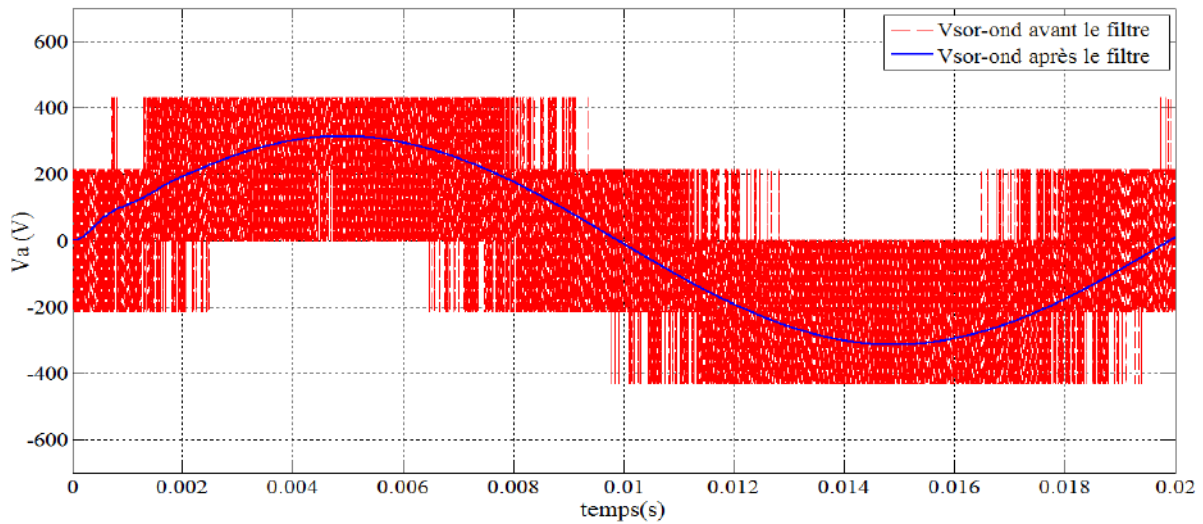
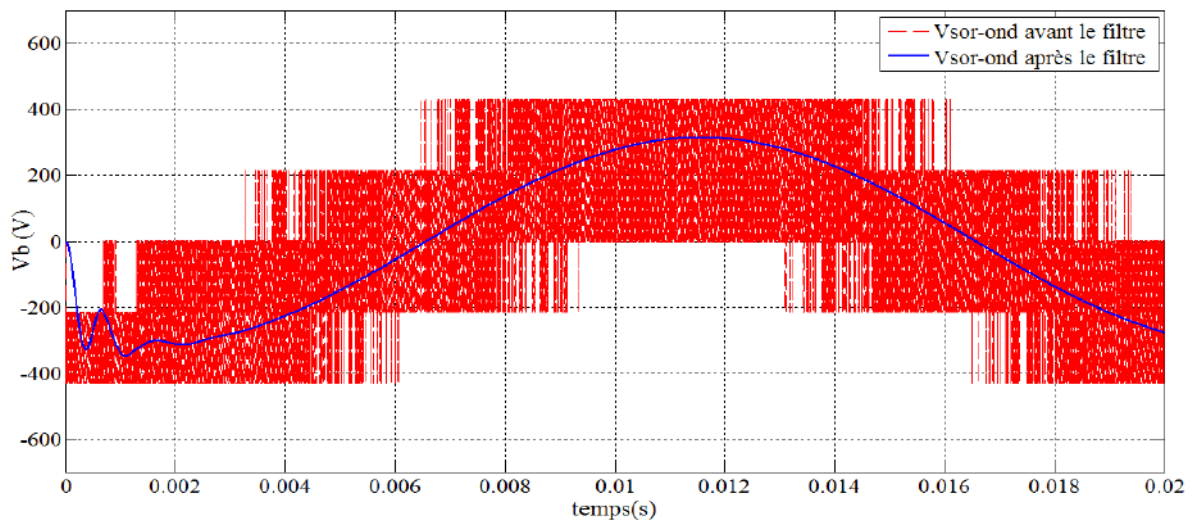
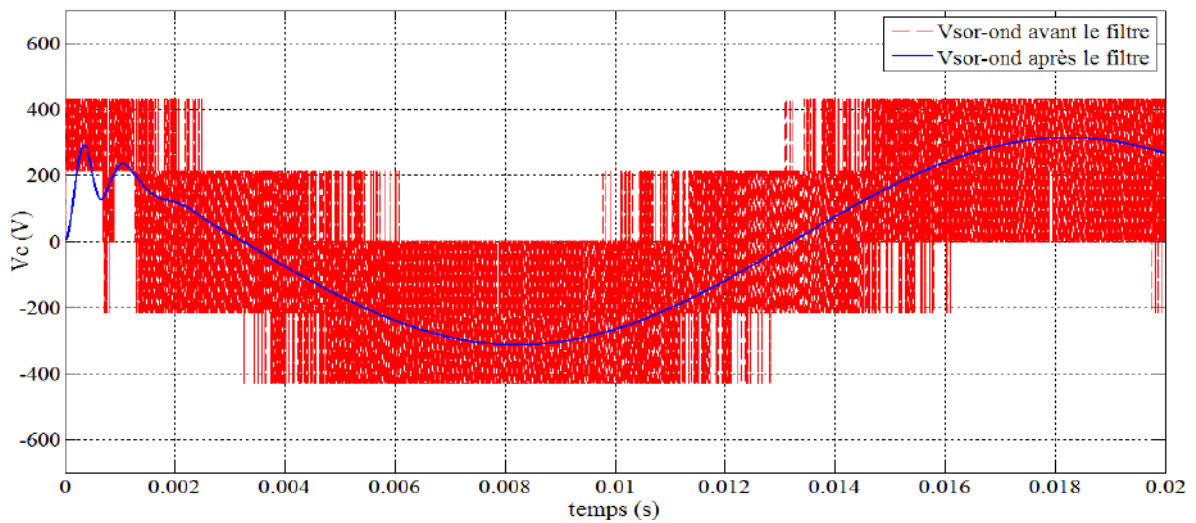


(b)

Fig. (V.16) Schéma bloc de l'onduleur triphasé avec IGBTs
 (b) modèle de l'onduleur, (b) schéma de commande des interrupteurs

V.3.2.3 Résultats de simulation

Une charge (R, L) est utilisée, et les résultats de simulation sont donnés sur les figures (V.17, V.18, V.19, V.20, V.21):

Fig. (V.17) Tension à la sortie de l'onduleur avant et après le filtre V_a « phase a »Fig. (V.18) Tension à la sortie de l'onduleur avant et après le filtre V_b « phase b »Fig. (V.19) Tension à la sortie de l'onduleur avant et après le filtre V_c « phase c »

Les figures (V.17, V.18, V.19) montrent l'allure des tensions des trois phases Va, Vb, et Vc à la sortie de l'onduleur avant et après le filtre. On constate que les tensions avant le filtre ont une forme d'onde rectangulaire à haute fréquence (c'est la PWM bipolaire), par contre les tensions après le filtre ont une forme sinusoïdale dont la fréquence est de 50Hz. En ce qui concerne l'amplitude, on remarque une légère baisse de la tension après le filtre, ce qui prouve l'existence de pertes dues à la commutation des interrupteurs de l'onduleur.

Les figures (V.20, V.21) illustrent les formes d'ondes des courants avant et après le filtre avec une valeur d'amplitude de (Ia=Ib=Ic= 13.5A).

Une phase transitoire de 0.002s peut être observée au début des courbes, ceci est du à la commande en courant.

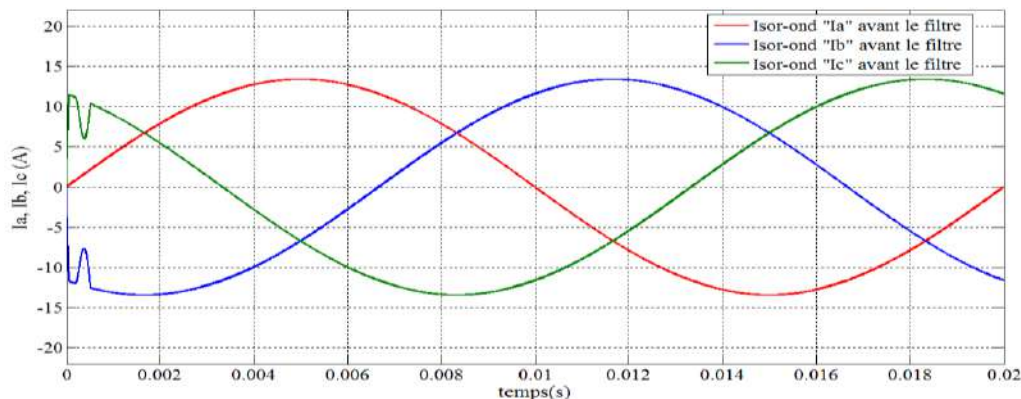


Fig. (V.20) Courants à la sortie de l'onduleur avant le filtre Ia, Ib et Ic

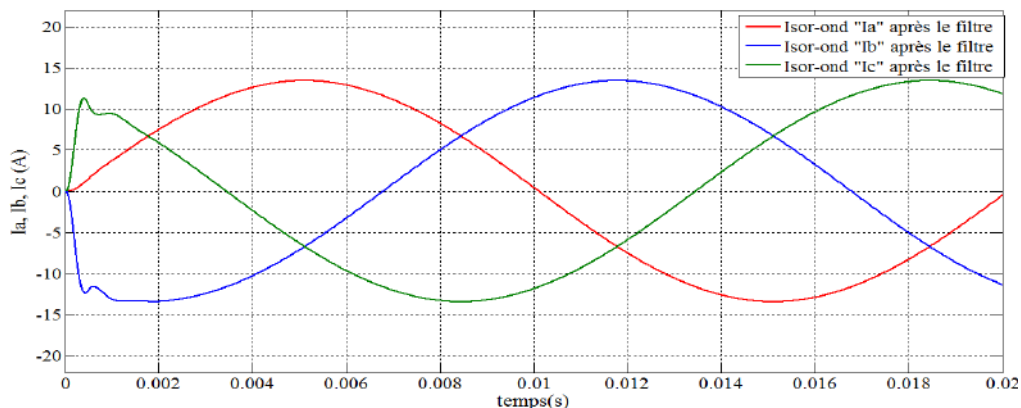
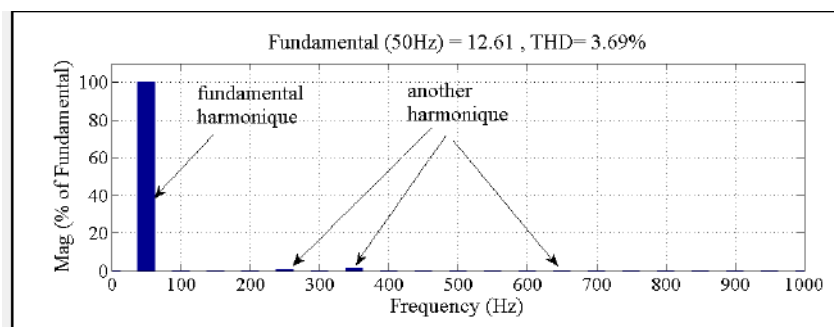
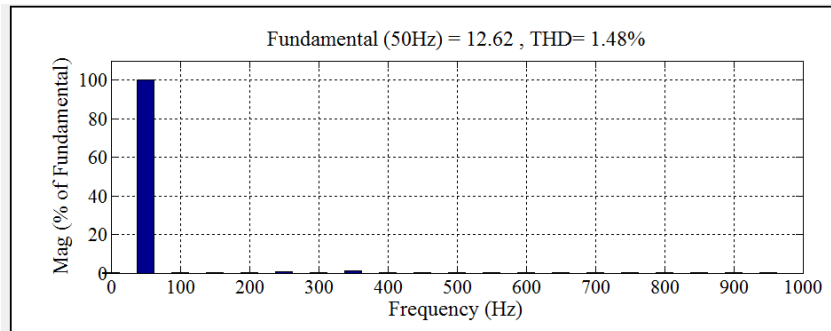


Fig. (V.21) Courants à la sortie de l'onduleur après le filtre Ia, Ib et Ic

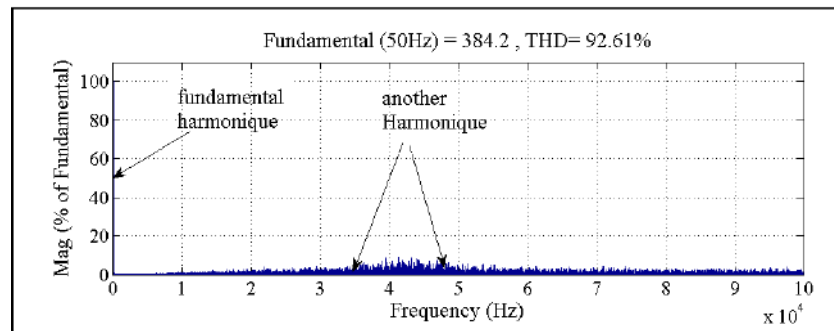
V.3.2.4 Spectre de tension et du courant de sortie pour une phase



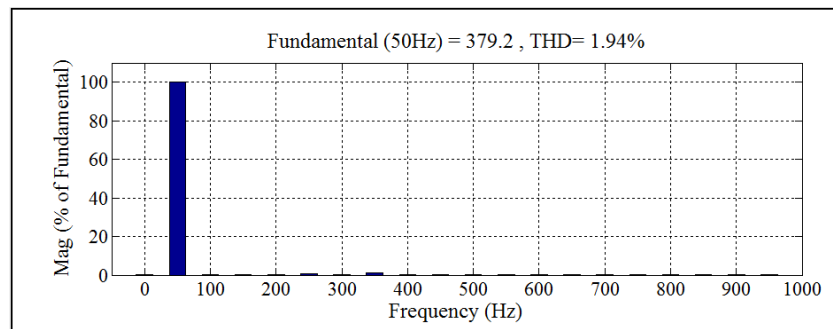
(a)



(b)



(c)



(d)

Fig. (V.22) Spectre de la tension et du courant pour la phase “ a ”

- (a) Spectre du courant “ I_a ” de la phase “ a ” avant le filtre
- (b) Spectre du courant “ I_a ” de la phase “ a ” après le filtre
- (c) Spectre de la tension “ V_a ” de la phase “ a ” avant le filtre
- (d) Spectre de la tension “ V_a ” de la phase “ a ” après le filtre

D’après la figure (V.22.a) illustre un fondamental du courant dont l’amplitude est de 12.61A avec un taux de distorsion harmonique (THD=3.69%), après le filtrage il devient égale à (THD=1.48%) (Voir Fig. (V.22.b)). Pour la tension, on observe une tension de la phase “ a ” avec le fondamental d’amplitude égale à 384.2V et un THD égal à 92.61% (Voir Fig. V.22.c), ce taux est réduit à 1.94% (Voir Fig. V.22.d).

V.3.2.5 Effet de la charge sur le rendement de l'onduleur

Le rendement de l'onduleur “ η ” est déterminé selon la formule suivante :

$$\eta = \frac{P_{\text{moy_ond}}}{P_{\text{MPP}}} \quad (\text{V.1})$$

où :

$P_{\text{moy_ond}}$: est la puissance moyenne à la sortie de l'onduleur. (l'explication sera donnée dans le paragraphe **VI.2.5.3 du chapitre VI**).

P_{MPP} : est la puissance maximale fournie par le GPV à l'entrée de l'onduleur.

En changeant la valeur de la résistance de la charge (R,L), on a remarqué une influence nette sur le rendement de l'onduleur, la fig. (V.23) montre le rendement pour quelques valeurs de R :

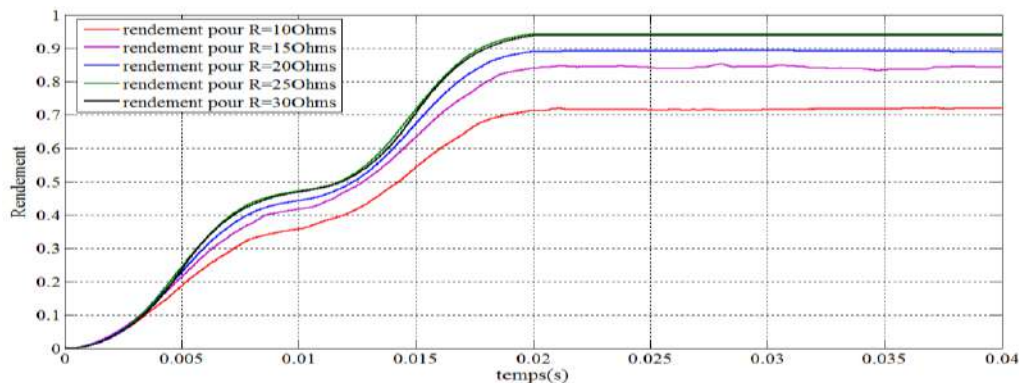


Fig. (V.23) Effet de la résistance R sur le rendement de l'onduleur pour une même valeur de $L=5\text{mH}$

On a constaté que si la valeur de “R” varie de (10Ohms à 30Ohms) le rendement augmente, la meilleure valeur obtenue est de “ $\eta=0.938$ ”, ce qui est un résultat satisfaisant.

L'allure des puissances à l'entrée et à la sortie de l'onduleur est illustrée sur la figure (V.24) comme suit :

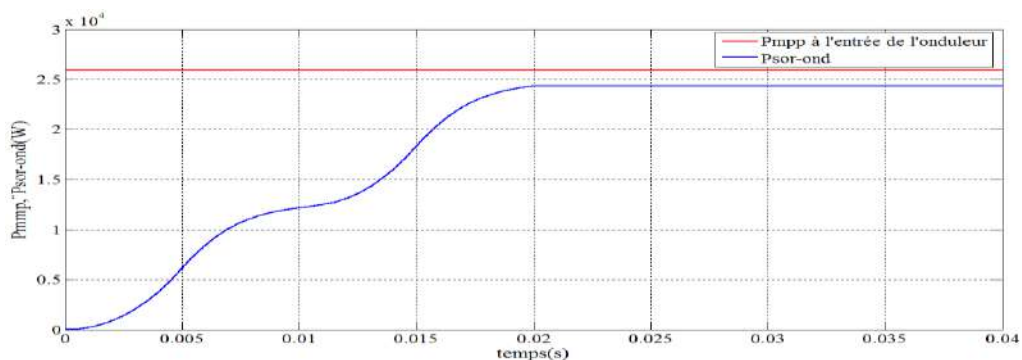


Fig. (V.24) Puissance à l'entrée et à la sortie de l'onduleur

La puissance de l'onduleur est estimée égale à : $P_{\text{moy_ond}} = 24.35\text{kW}$.

V.3.3 Simulation du système (PV) couplé au réseau BTA avec un onduleur triphasé sans convertisseur DC/DC

Dans ce cas, l'onduleur est connecté au réseau électrique triphasé via un filtre LCL, le schéma de simulation est présenté sur la figure (V.25) :

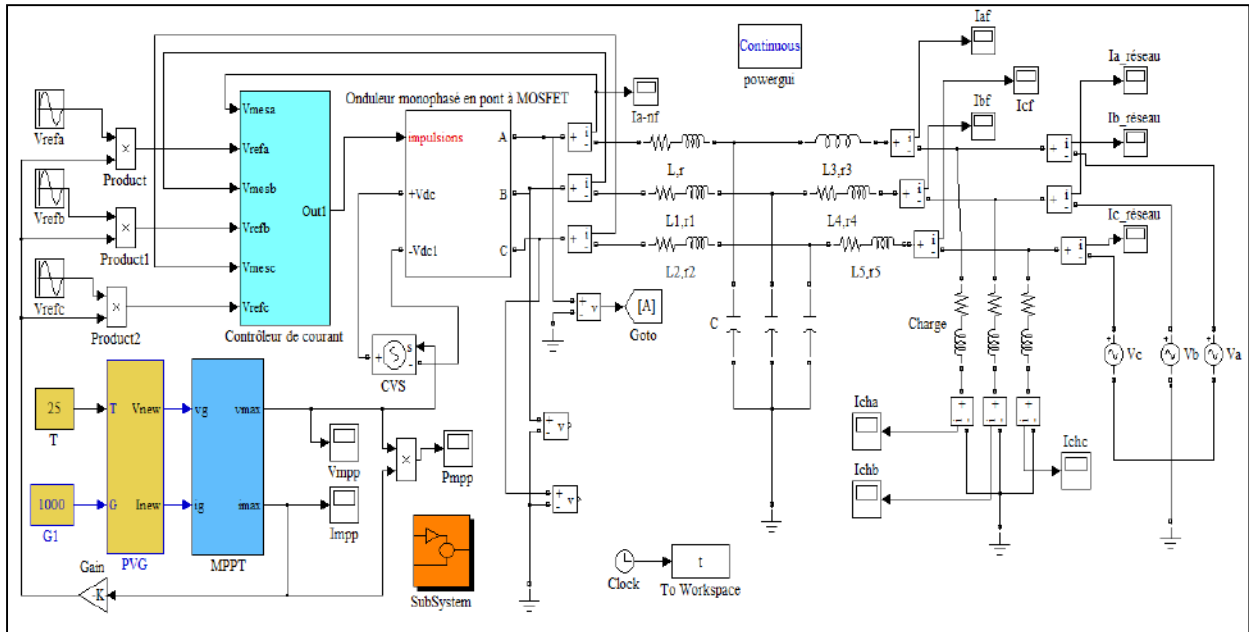


Fig. (V.25) Simulation du système (PV) couplé au réseau BTA avec un onduleur triphasé sans convertisseur DC/DC

V.3.3.1 Résultats de simulation pour une charge ($R=30\Omega$, $L=5mH$)

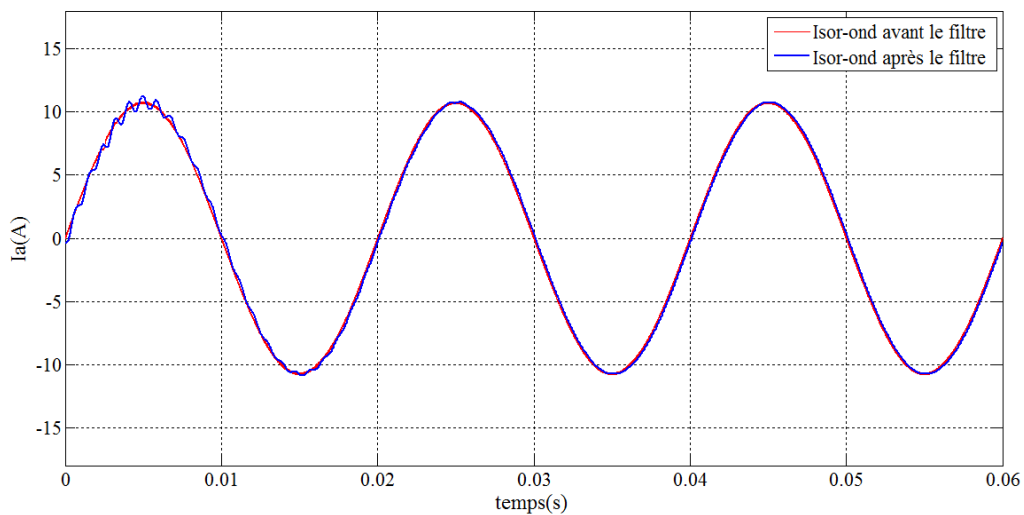


Fig. (V.26) Cour/ant à la sortie de l'onduleur pour la phase "a" avant et après le filtre

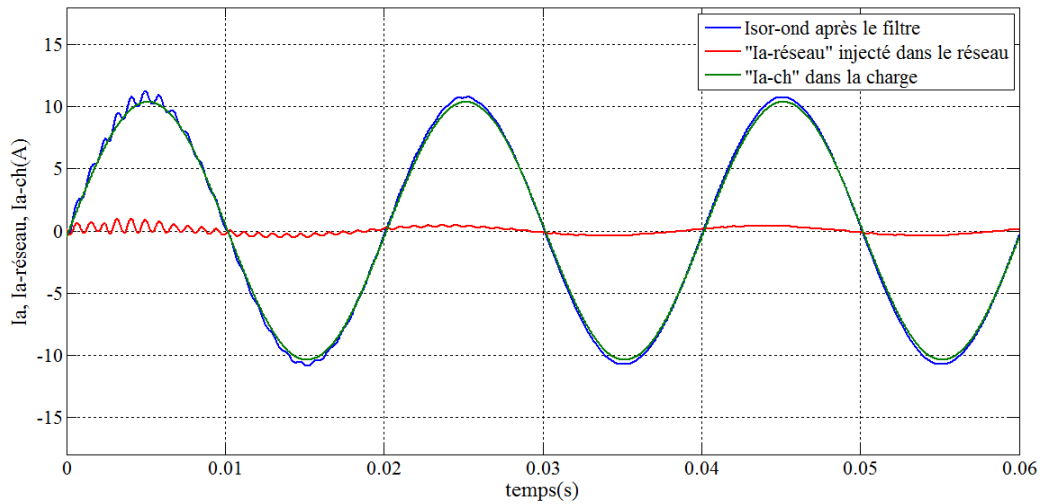


Fig. (V.27) Courant à la sortie de l'onduleur après le filtre, Courant injecté dans le réseau et Courant dans la charge (phase "a")

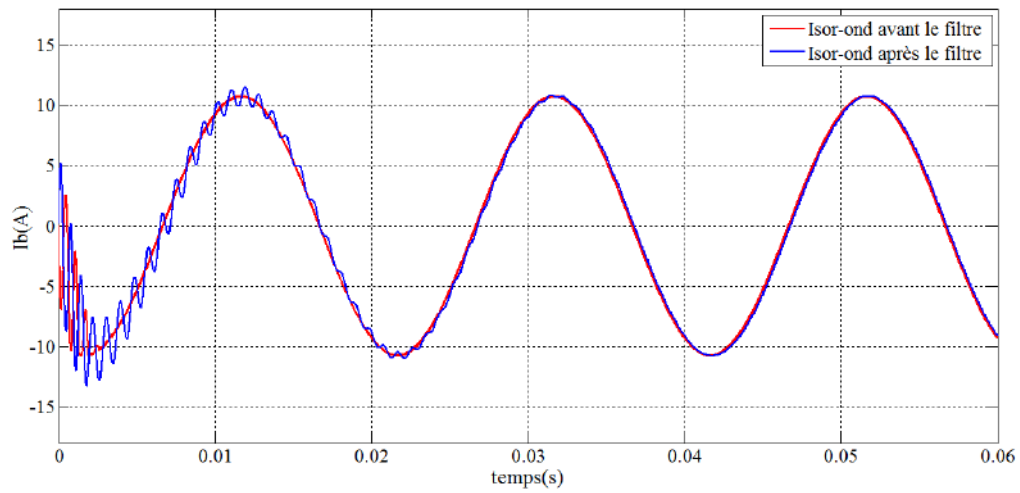


Fig. (V.28) Courant à la sortie de l'onduleur pour la phase "b" avant et après le filtre

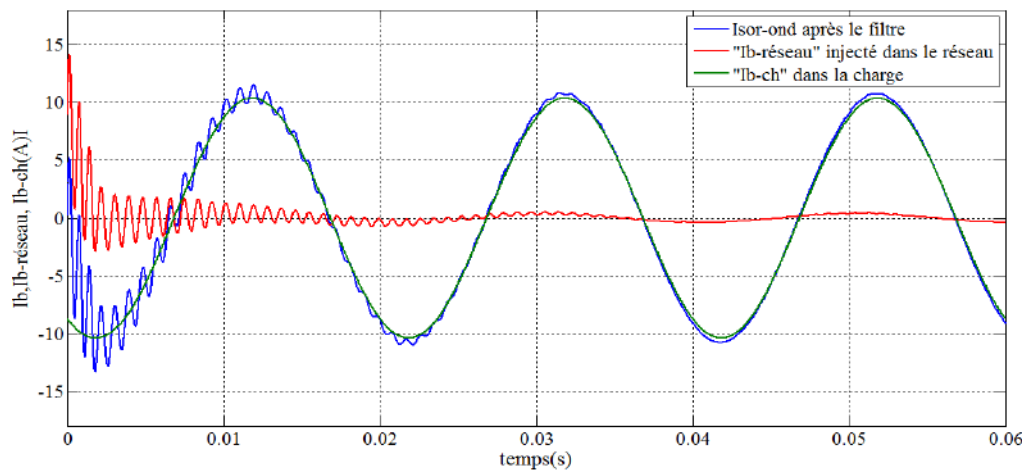


Fig. (V.29) Courant à la sortie de l'onduleur après le filtre, Courant injecté dans le réseau et Courant dans la charge (phase "b")

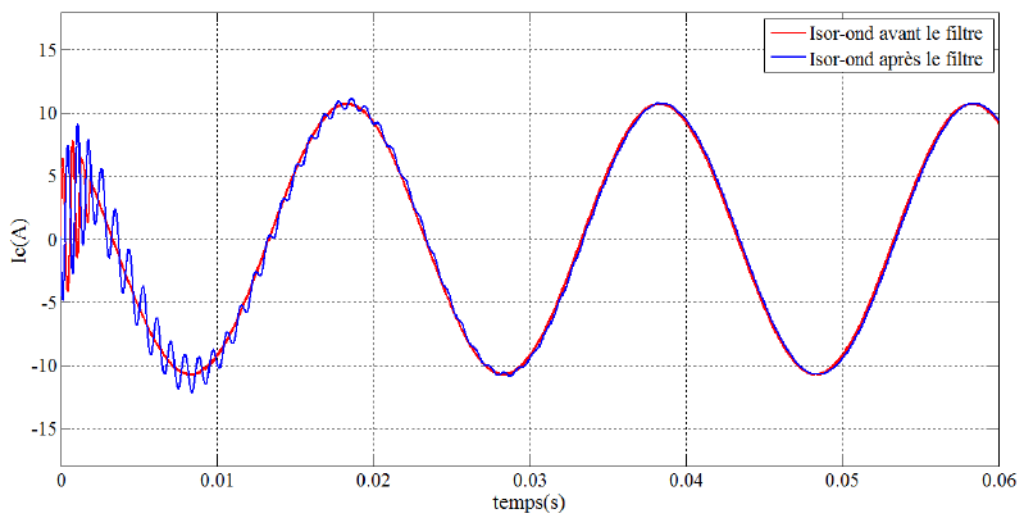


Fig. (V.30) Courant à la sortie de l'onduleur pour la phase "c" avant et après le filtre

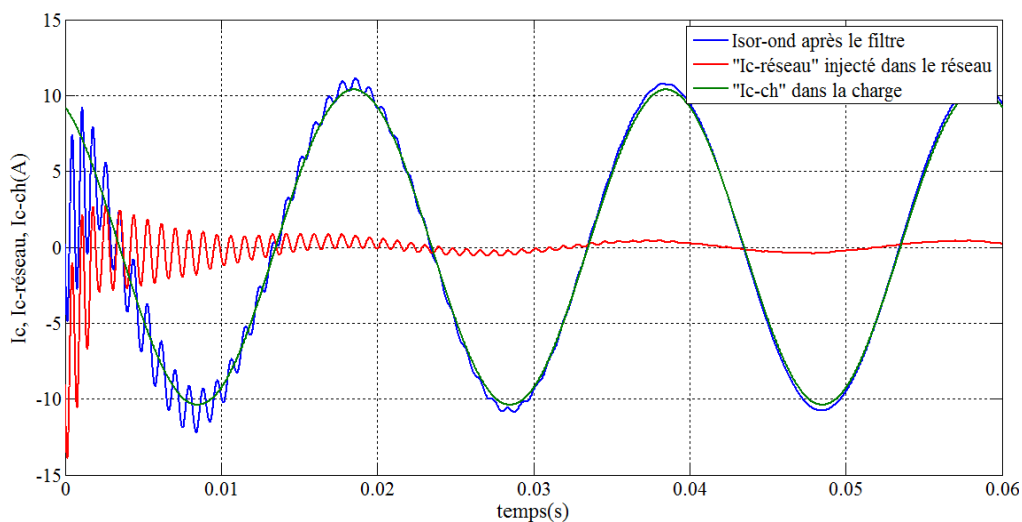


Fig. (V.31) Courant à la sortie de l'onduleur après le filtre, Courant injecté dans le réseau et Courant dans la charge (phase "c")

D'après les figures (V.27, V.29, V.31) on observe nettement que le courant injecté dans les trois phases est très faible (de l'ordre 0.4A), tout le courant à la sortie du filtre LCL circule dans la charge.

V.3.3.2 Influence de la charge sur le comportement dynamique du système

On peut se poser la question suivante :

Qu'arrive-t-il si on diminue ou on augmente la charge ?

Pour répondre à cette question on donne quelques valeurs à la charge et on donne les résultats de simulation tout en considérant une seule phase (la phase "a").

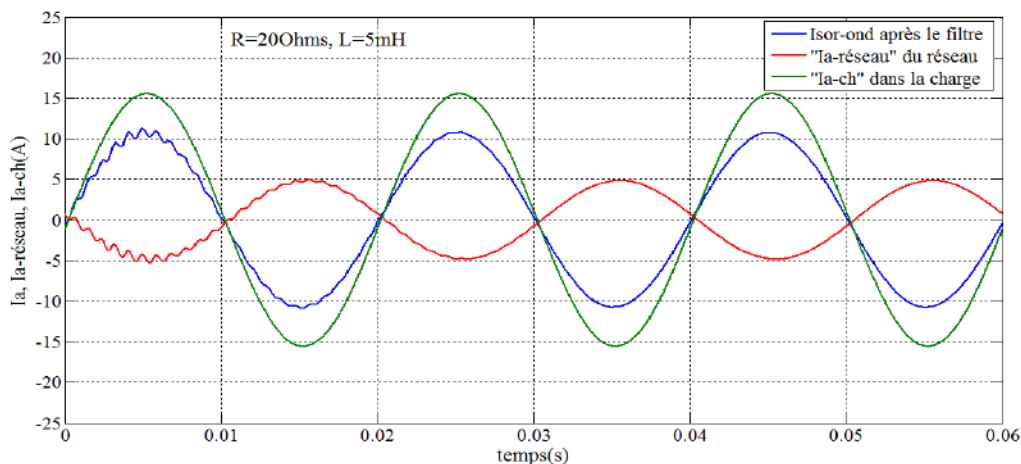


Fig. (V.32) Courant à la sortie de l’onduleur après le filtre, Courant injecté dans le réseau et Courant dans la charge (“R=20Ω, L =5mH”)

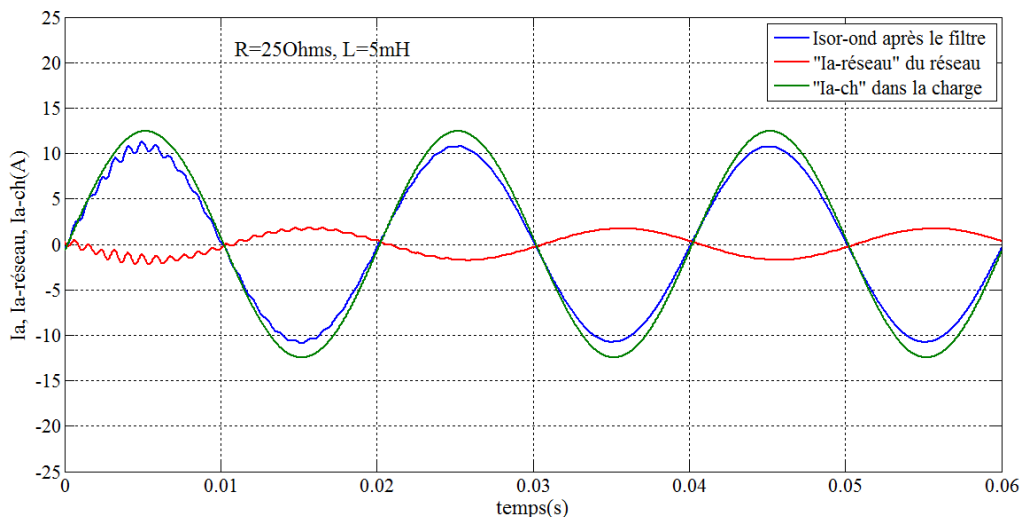


Fig. (V.33) Courant à la sortie de l’onduleur après le filtre, Courant injecté dans le réseau et Courant dans la charge (“R=25Ω, L =5mH”)

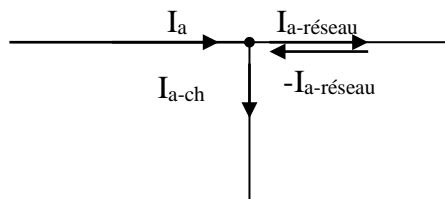
Pour les deux valeurs de la charge (R=20Ω, L=5mH and R=25Ω, L=5mH), on constate nettement que le courant dans la charge est égal à la somme des courants : le courant produit par le GVP et celui du réseau, autrement dit la charge est alimentée des deux cotés.

Explications :

D’après la loi de Kirchhoff pour les courants on peut écrire :

$$I_a = I_{a-ch} + I_{a-réseau}$$

$$I_{a-ch} = I_a - I_{a-réseau} = I_a + (-I_{a-réseau})$$



On a constaté auparavant que pour ($R=30\Omega$, $L=5\text{mH}$), le courant du réseau devenait très faible et tendait vers la valeur nulle pour changer de sens c'est-à-dire le réseau va recevoir le courant à partir de la source (PV).

Mais pour une augmentation de la charge au-delà de ($R=30\Omega$, $L=5\text{mH}$), on observe de façon très claire que le courant injecté dans le réseau augmente de plus en plus, pour une valeur de ($R=57\Omega$, $L=5\text{mH}$) le courant dans le réseau devient égal à celui de la charge (voir Fig. (V.35))

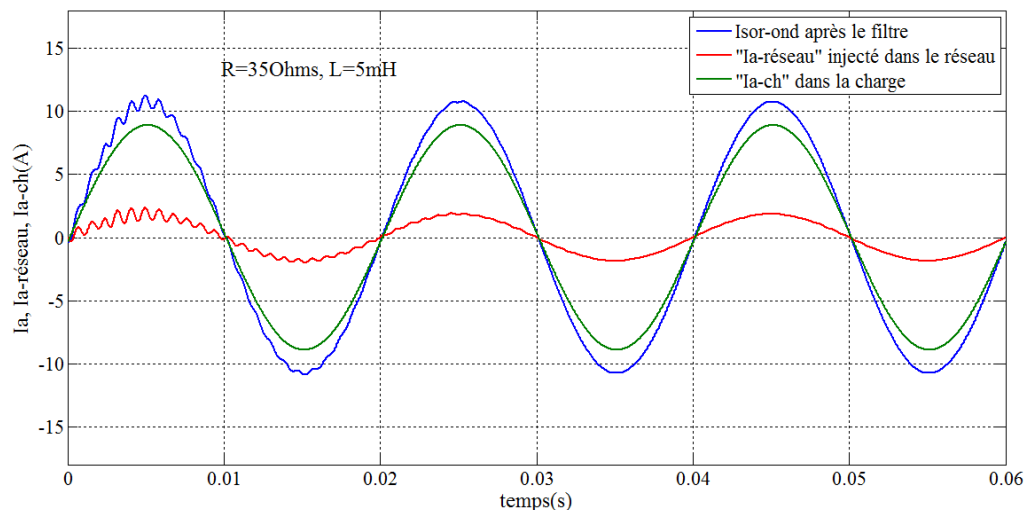


Fig. (V.34) Courant à la sortie de l'onduleur après le filtre, Courant injecté dans le réseau et Courant dans la charge (" $R=35\Omega$, $L=5\text{mH}$ ")

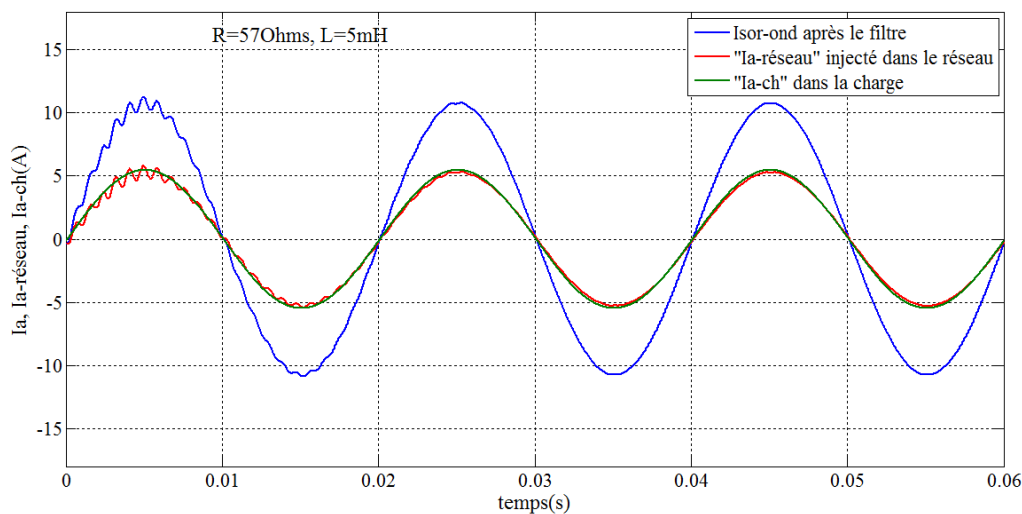


Fig. (V.35) Courant à la sortie de l'onduleur après le filtre, Courant injecté dans le réseau et Courant dans la charge (" $R=57\Omega$, $L=5\text{mH}$ ")

V.3.3.3 Influence du rayonnement sur le comportement dynamique du système

Pour voir maintenant l'effet de l'intensité du rayonnement solaire, on fait changer cette intensité en gardant une même valeur de la charge (celle de $R=57\Omega$, $L=5\text{mH}$), les résultats obtenus sont les suivants :

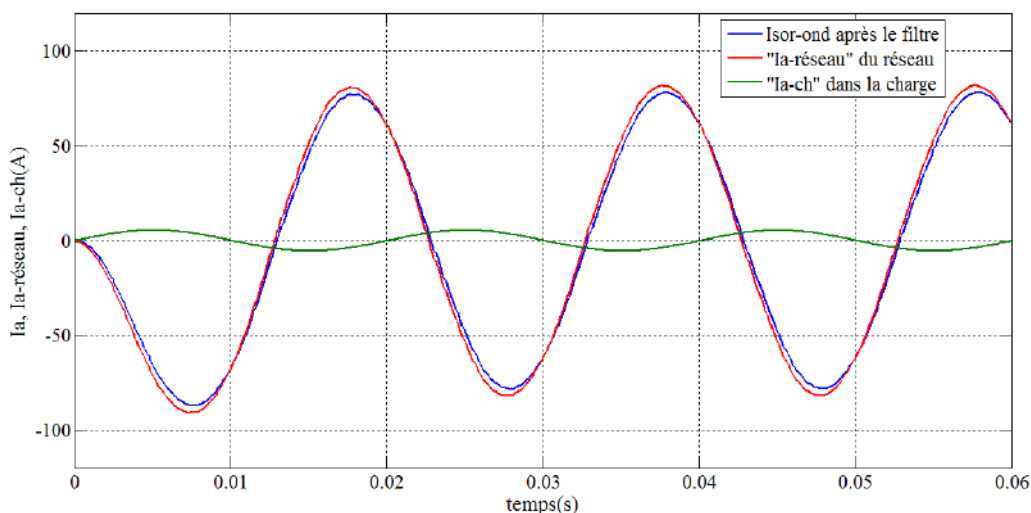


Fig. (V.36) Courant à la sortie de l’onduleur après le filtre, Courant injecté dans le réseau et Courant dans la charge pour ($G=0W/m^2$)

D’après la figure (V.36), si on néglige le courant de la charge, le courant délivré par le réseau électrique est complètement acheminé vers la source (PV) ceci risquera la destruction des panneaux solaires s’ils ne sont pas munis de diodes anti retour.

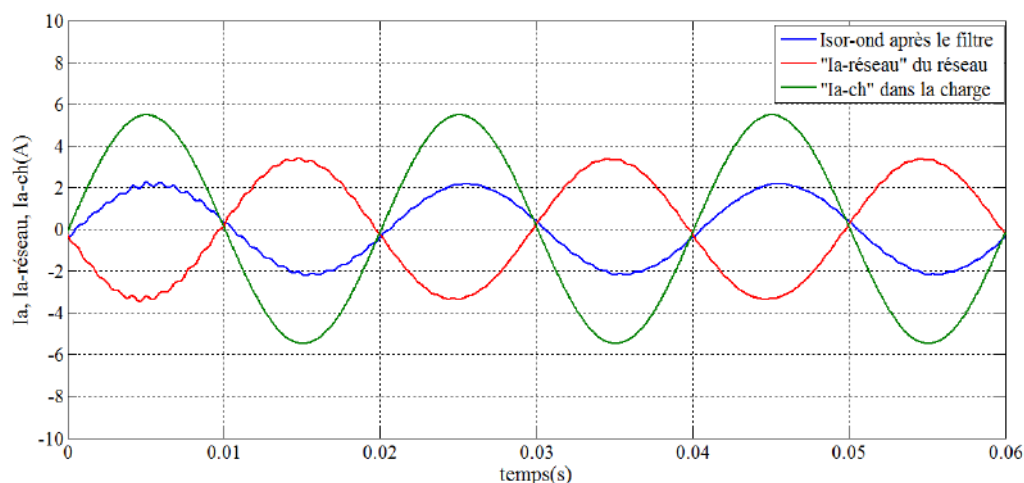


Fig. (V.37) Courant à la sortie de l’onduleur après le filtre, Courant injecté dans le réseau et Courant dans la charge pour ($G=200W/m^2$)

La figure (V.37) donne les allures des courants “Ia” à la sortie de l’onduleur (en bleu), “Ia-réseau” dans le réseau (en rouge) et “Ia-ch” dans la charge (en vert) pour une intensité du rayonnement faible ($G=200W/m^2$), on voit que le courant “Ia” est faible et que le courant de la charge est de nouveau égal à la somme des courants “Ia” et “Ia-réseau”, c’est-à-dire que la charge est alimentée des deux cotés.

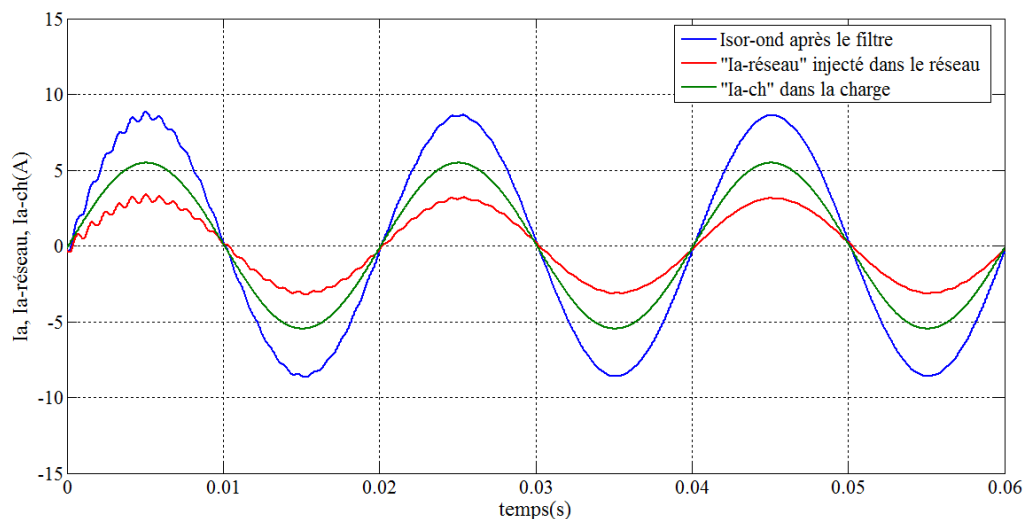


Fig. (V.38) Courant à la sortie de l'onduleur après le filtre, Courant injecté dans le réseau et Courant dans la charge pour ($G=800\text{W/m}^2$)

Si l'intensité du rayonnement solaire augmente ($G=800\text{W/m}^2$), une augmentation du courant "Ia" est claire. La figure (V.38) montre que le GPV alimente la charge et le surplus est injecté dans le réseau.

V.4 Conclusion

Dans ce chapitre la simulation des onduleurs photovoltaïques monophasé et triphasé en pont a été présentée. Les cas où le réseau électrique basse tension A (BTA) est connecté (ou non) ont été envisagés et les résultats de simulation ont été donnés et discutés.

Une première constatation à faire est que la (les) tension (s) à la sortie de l'onduleur est (sont) un signal (signaux) rectangulaire (s) à haute fréquence (fruit d'une commande PWM bipolaire), ce qui nécessite un filtrage des harmoniques.

Une seconde constatation se présente dans la nature du filtre à placer à la sortie de l'onduleur, un filtre "LC" passe bas est très suffisant si le système (PV) n'est pas raccordé au réseau électrique et un filtre "LCL" est nécessaire dans le cas contraire (c'est-à-dire si le système PV est raccordé au réseau).

Une troisième constatation réside dans l'influence de la charge et de l'intensité du rayonnement solaire sur le comportement dynamique du système en général (autrement dit les allures de courants "Ia", "Ia-réseau" et "Ia-ch") dans la phase "a", la même chose est observée dans les phases "b" et "c".

Finalement, on peut conclure que les résultats obtenus sont très satisfaisants.

Le chapitre qui suit sera consacré aux onduleurs multi niveaux qui sont très importants pour le couplage des SPV au réseau à haute tension.

V.5 Références

- [1] Christian Puret, “les réseaux de distribution publique MT dans le monde, N°155”, Cahier Technique N°155, édition septembre 1991.
- [2] Schneider Electric - Guide de l'installation électrique 2010.
- [3] K.H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino and M. Osakada, “*Maximum Photovoltaic Power Tracking:an Algorithm for Rapidly Changing Atmospheric Conditions*”, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 142, N°1, pp. 59 - 64, Jan. 1995.
- [4] H. Knopf, “Analysis, Simulation and Evaluation of Maximum Power Point Tracking (MPPT) Methods for a Solar Powered Vehicle”, Thesis, Portland State University, 1999.
- [5] A. Aziz, Ka. Kassmi, K. Kassmi, F. Olivié, R. Maimouni, G. Sarrabayrouse et A. Martinez, “Modélisation des Panneaux Solaires dans l’Environnement Orcad”, CD Rom du Deuxième Congrès Francophone MAJECSTIC’04, Calais, France, 13 - 15 Octobre 2004.
- [6] T. Mrabti, M. El Ouariachi, K. Kassmi, F. Olivié et F. Bagui, “ Conception, modélisation et réalisation d’un système photovoltaïque de moyenne puissance”, Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°4 (2008) 567 – 575.

VI.1 Introduction

De nombreuses applications industrielles ont commencé à exiger des appareils de puissance plus élevée au cours des dernières années. Certaines machines de moyenne tension et des applications de services publics exigent une moyenne tension et une puissance de plusieurs mégawatts. Pour un réseau à moyenne tension, il est difficile de raccorder directement un seul commutateur à semi-conducteur de puissance. Par conséquent, une structure de convertisseur de puissance à plusieurs niveaux a été introduite en tant qu'alternative à des situations de forte puissance et de tension moyenne. Par la suite, plusieurs topologies de convertisseurs à plusieurs niveaux ont été développées.

Les sources d'énergie renouvelables comme le photovoltaïque, l'éolien, les piles à combustible peuvent être facilement interfacés un convertisseur multi niveaux pour une demande de forte puissance [1, 2, 3].

Le concept de convertisseurs multi niveaux a été mis en place depuis 1975 [4]. Le terme multi-niveaux a commencé avec le convertisseur à trois niveaux [5]. Par la suite, plusieurs topologies de convertisseurs multi niveaux ont été développés [6, 7, 8, 9, 10,11, 12, 13,].

Le convertisseur multi niveaux a plusieurs avantages par rapport au convertisseur à deux niveaux conventionnel qui utilise une stratégie de commande à haute fréquence basée sur la PWM.

Les caractéristiques attrayantes d'un convertisseur multi niveaux peuvent être résumées comme suit :

- **Qualité de la forme d'onde en escalier:** les convertisseurs multi niveaux peuvent non seulement générer des tensions de sortie avec une distorsion très faible, mais peut aussi réduire les contraintes dv/dt ; par conséquent, les problèmes liés à la compatibilité électromagnétique (EMC) peuvent être réduits.
- **La tension en mode commun (Common Mode Voltage (CMV)):** les convertisseurs multi niveaux produisent une plus petite tension en mode commun, Par conséquent, la contrainte dans les paliers d'un moteur relié à un moteur d'entraînement à niveaux multiples peut être réduite. En outre, la tension en mode commun peut être éliminée en utilisant des stratégies de modulation avancées telles que celle proposée dans [14].
- **Courant d'entrée avec une faible distorsion.**
- **Fréquence de commutation:** les convertisseurs multi niveaux peuvent fonctionner à la fois en fréquence de commutation fondamentale et en haute fréquence de commutation (PWM). Il est à noter qu'une fréquence de commutation plus faible signifie généralement des pertes par commutation réduites et un plus grand rendement.

Malheureusement, les convertisseurs multi niveaux présentent certains inconvénients. Un inconvénient particulier est la nécessité d'un grand nombre de commutateurs de puissance à semi-conducteurs dont chacun d'eux nécessite un circuit de commande propre, cela peut entraîner l'ensemble du système à être plus coûteux et complexe.

Plusieurs topologies de convertisseurs multi niveaux ont été proposées au cours des deux dernières décennies [15]. En outre, trois différentes grandes structures de convertisseurs multi niveaux ont été rapportées dans la littérature:

- Les onduleurs en pont mis en cascade avec des sources de courant continu séparées,

- Les onduleurs NPC
- Et les onduleurs avec condensateurs flotteurs.

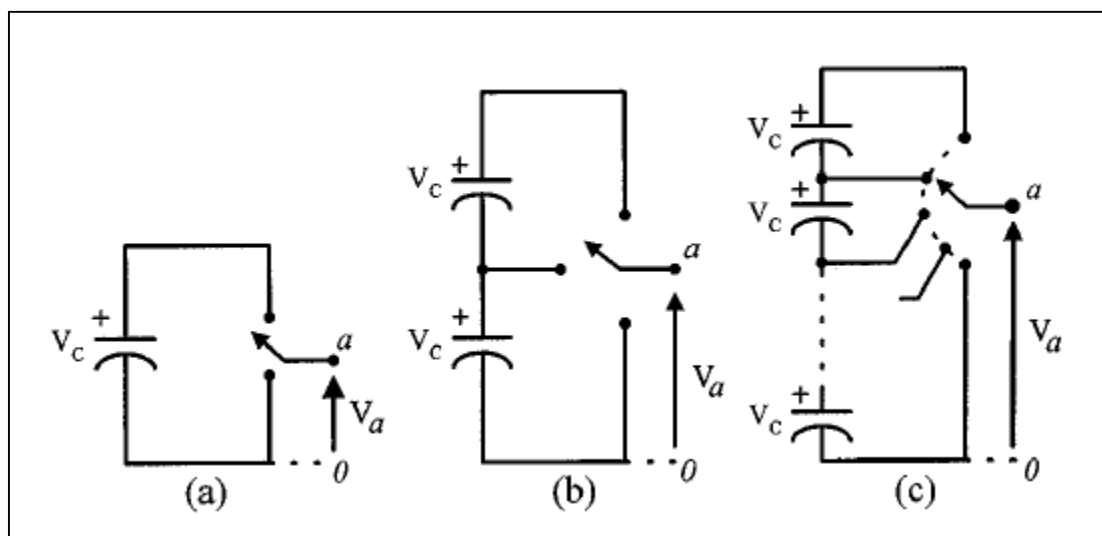


Fig. (VI.1) Configurations en demi-pont des onduleurs photovoltaïques

- (a) Configuration à deux niveaux
 (b) Configuration à trois niveaux
 (c) Configurations à N niveaux

La Figure. (VI.1) montre un diagramme schématique d'un onduleur en demi-pont avec différents nombres de niveaux, pour lesquels l'action des semi-conducteurs de puissance est représentée par un commutateur à plusieurs positions.

Ce chapitre passe en revue l'état de l'art de la technologie des onduleurs de puissance à plusieurs niveaux qui peuvent raccorder les sources photovoltaïques au réseau électrique à haute tension. La simulation de quelques topologies est effectuée dans l'environnement MATLAB/SIMULINK et les résultats de simulation sont discutés.

VI.2 Onduleur NPC triphasé à trois niveaux commandé par la stratégie PWM multiple avec convertisseur DC/DC survolteur

Le circuit global est présenté dans la figure (VI.2) comme suit :

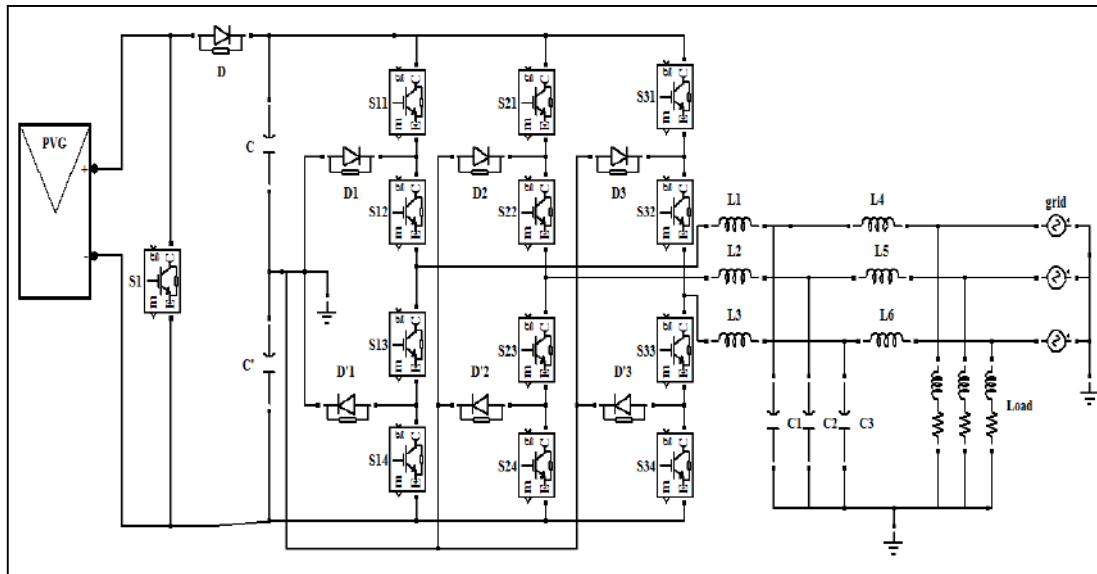


Fig. (VI.2) Schéma du Système photovoltaïque global connecté au réseau électrique BTB

Le système global, représenté à la figure. (VI.), est constitué d'un générateur photovoltaïque (GPV), deux condensateurs d'entrée identiques, C et C' pour former un diviseur capacitif, d'un onduleur composé de 12 interrupteurs à six diodes connectées au point neutre, un signal de sortie filtrer (LCL) et un convertisseur élévateur DC/DC. L'ensemble du système est relié au réseau électrique BTB.

VI.2.1 Modèle du GPV

Le modèle utilisé dans cette simulation est le modèle à une diode (voir chapitre III). Les données électriques utilisées dans cette simulation sont celles du module solaire “ENIRSOLAR75” fabriqué par l’Entreprise Nationale des Industries Electroniques (ENIE) en Algérie dont la fiche technique est donnée dans le tableau suivant :

Parameter	value
Maximal power	75W, +/- 10%
Short circuit current I_{SC}	4.67A
Open circuit voltage V_{OC}	21.6V
MPP voltage V_{MPP}	17.30V
MPP current I_{MPP}	4.34A
minimum value of the fuse in seri	10A
number of cells in series	36
number of cells in parallel	1

Tableau. (VI.1) Caractéristiques techniques du module solaire “ENIRSOLAR75”

Le schéma de simulation est donné comme suit (Fig. (VI.3))

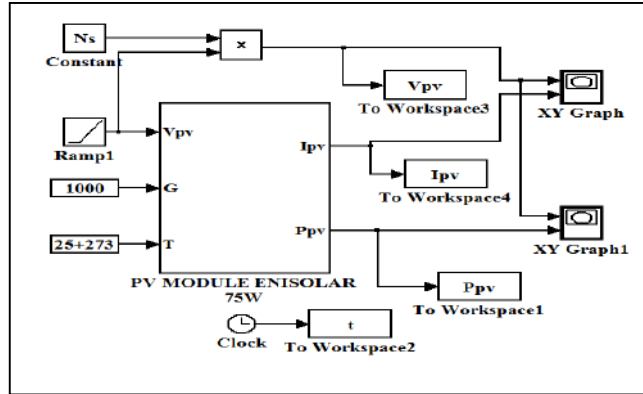


Fig. (VI.3) schéma de simulation du modèle à une diode pour le module solaire

VI.2.2 Modèle du convertisseur DC/DC survolteur et son contrôle

VI.2.2.1 Modèle du convertisseur DC/DC survolteur

Le modèle du convertisseur DC/DC survolteur est illustré dans la figure (VI.4) :

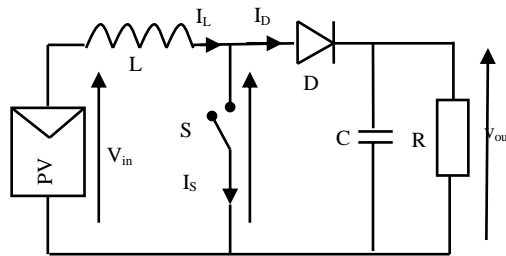


Fig. (VII.4) Modèle du convertisseur DC/DC survolteur

Un convertisseur DC/DC survolteur (ou Step-Up en anglais), ou hacheur parallèle, est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus forte valeur.

Quand le convertisseur DC/DC survolteur travaille en mode de conduction continue, le courant I_L traversant l'inductance ne s'annule jamais. La tension de sortie est calculée de la façon suivante (en considérant les composants comme parfaits) [16] :

Durant l'état passant, l'interrupteur "S" est fermé, la tension V_{in} apparaît aux bornes de l'inductance "L" qui provoque une variation du courant (I_L) circulant à travers la bobine d'inductance pendant une période de temps (t) par la formule:

$$\frac{\Delta I_L}{\Delta t} = \frac{V_{in}}{L} \tag{VI.1}$$

A la fin de l'état passant, l'augmentation de (I_L) est donc:

$$\Delta I_{L_{on}} = \frac{1}{L} \int_0^{DT} V_{in} dt = \frac{DT}{L} V_{in} \tag{VI.2}$$

Où : D est le rapport cyclique, elle représente la fraction de la période T pendant laquelle l'interrupteur est activé. Par conséquent, D est compris entre 0 et 1.

Pendant l'état bloqué, l'interrupteur "S" est ouvert, le courant traversant l'inductance circule à travers la charge. Si on considère une chute de tension nulle aux bornes de la diode et un condensateur suffisamment grand pour garder sa tension constante, l'évolution de I_L est :

$$V_{in} - V_{out} = L \frac{dI_L}{dt} \quad (VI.3)$$

Par conséquent, la variation de I_L durant l'état bloqué est :

$$\Delta I_{L_{off}} = \int_{DT}^T \frac{(V_{in} - V_{out}) dt}{L} = \frac{(V_{in} - V_{out})(1-D)T}{L} \quad (VI.4)$$

Si on considère que le convertisseur a atteint son régime permanent, la quantité d'énergie stockée dans chacun de ces composants est la même au début et à la fin d'un cycle de fonctionnement. En particulier, l'énergie stockée dans l'inductance est donnée par :

$$E = \frac{1}{2} L I_L^2 \quad (VI.5)$$

En conséquence, le courant traversant l'inductance est le même au début et à la fin de chaque cycle de commutation. Ce qui peut s'écrire de la façon suivante :

$$\Delta I_{L_{on}} + \Delta I_{L_{off}} = 0 \quad (VI.6)$$

En remplaçant $\Delta I_{L_{on}}$ et $\Delta I_{L_{off}}$ par leur expression, on obtient :

$$\Delta I_{L_{on}} + \Delta I_{L_{off}} = \frac{V_{in} DT}{L} + \frac{(V_{in} - V_{out})(1-D)T}{L} = 0 \quad (VI.7)$$

Ce qui peut se réécrire de la façon suivante :

$$\frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{1}{1-D} \quad (VI.8)$$

Le rapport cyclique peut être ainsi calculé par :

$$D = 1 - \frac{V_{in}}{V_{out}} \quad (VI.9)$$

Or on a :

$$V_{out} = \frac{1}{C} \int I_{out} dt \quad (VI.10)$$

Après dérivation, on obtient :

$$\frac{dV_{out}}{dt} = \frac{1}{C} \left(I_L - \frac{V_{out}}{R} \right) = \frac{1}{C} \left[I_L - \frac{1}{R} \left(\frac{V_{in}}{1-D} \right) \right] \quad (VI.11)$$

Où :

L, R et C sont respectivement de l'inductance, la résistance et la capacité du convertisseur DC/DC, V_{in} et V_{out} sont respectivement la tension d'entrée et la tension de sortie du convertisseur DC / DC.

Le rendement du convertisseur DC/DC survolteur est donné par :

$$\eta_{DC/DC} = \frac{V_{out} \times I_{out}}{V_{in} \times I_L} = \frac{P_{out}}{P_{in}} \quad (VI.12)$$

VI.2.2.2 Contrôle MPPT du convertisseur DC/DC survolteur

Le convertisseur DC/DC survolteur est modélisé comme un bloc dans lequel les entrées sont la tension délivrée par les panneaux solaires et le courant généré par le contrôleur MPPT. Ce dernier est basé sur un algorithme de recherche appelé perturber et observer (P&O) [17] (voir organigramme dans l'annexe).

VI.2.3 Modèle de l'onduleur NPC triphasé trois niveaux

Comme le montre la figure. (VI.2) l'onduleur est formé de trois bras. Chaque bras comporte quatre transistors IGBT montés en série. La tension du bus est divisée en deux par la connexion de deux condensateurs identiques connectés en série. Chaque bras est complété par l'ajout de deux diodes de blocage. L'onduleur NPC peut produire trois niveaux de tension à la sortie: une tension positive, une tension nulle et une tension négative. Par conséquent, douze IGBT sont utilisés pour cette topologie d'où la nécessité de douze signaux de contrôle. Ces signaux peuvent être générés par un contrôleur PWM.

VI.2.4 Commande PWM de l'onduleur NPC triphasé trois niveaux

La PWM est une technique couramment utilisée pour la commande des onduleurs. Elle est basée sur la comparaison des deux signaux.

Dans ce travail, on a utilisé un signal triangulaire qu'on a comparé avec un signal sinusoïdal et son opposé comme deux références. En outre, une commande en boucle fermée est effectuée en utilisant un contrôleur PID pour chaque phase. Le circuit de commande est esquissé sur la figure. (VI.5) :

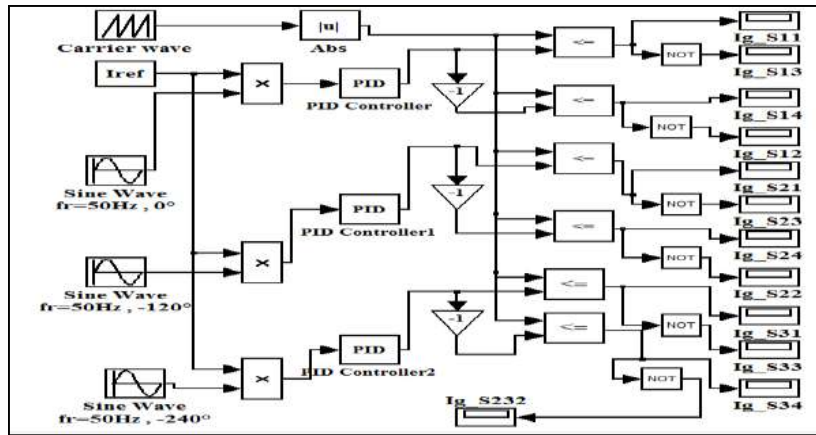


Fig. (VI.5) Contrôle PWM des douze IGBT

VI.2.5 Simulation du système global raccordé au réseau BTB

Le diagramme de simulation de l'ensemble du système est représenté sur la figure. (VI.6) comme suit :

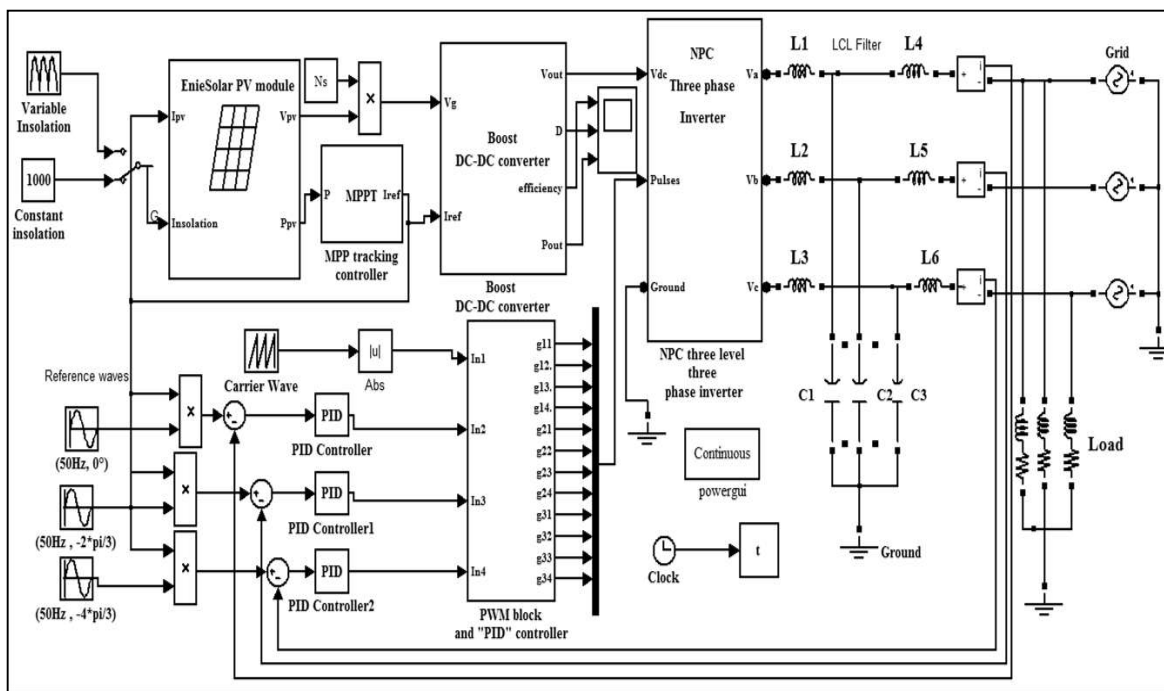


Fig. (VI.6) Système de simulation de système photovoltaïque global raccordé au réseau BTB

À l'entrée du système, un commutateur manuel nous permet de sélectionner l'une de ses entrées à passer à travers la sortie. L'intensité du rayonnement solaire (variable ou constant) peut être choisie. Par conséquent, la sortie du commutateur est reliée au schéma de principe du module solaire qui à son tour alimente un convertisseur DC/DC commandé par le courant I_{ref} généré par un contrôleur MPPT.

$$I_{ref} = I_{MPP} \times N_p \tag{VI.13}$$

Où: N_P est le nombre de branches en parallèle et I_{MPP} la valeur du courant au point de puissance maximale.

À la sortie du convertisseur DC/DC, un onduleur triphasé trois niveaux est inséré dans le circuit. Ceci est contrôlé par une stratégie basée sur la PWM qui utilise un signal triangulaire positif comparé à deux signaux de référence (le signal sinusoïdal et son inverse).

Les sorties de l'onduleur sont reliés au réseau BTB et à une charge RL par l'intermédiaire d'un filtre LCL. Afin d'obtenir la tension d'entrée souhaitée du convertisseur DC / DC, 19 modules en série sont choisis.

VI.2.5.1 Résultats des simulations avec un rayonnement solaire Constant ($G=1000W/m^2$) avec réseau déconnecté

VI.2.5.1.1 Caractéristique du GPV

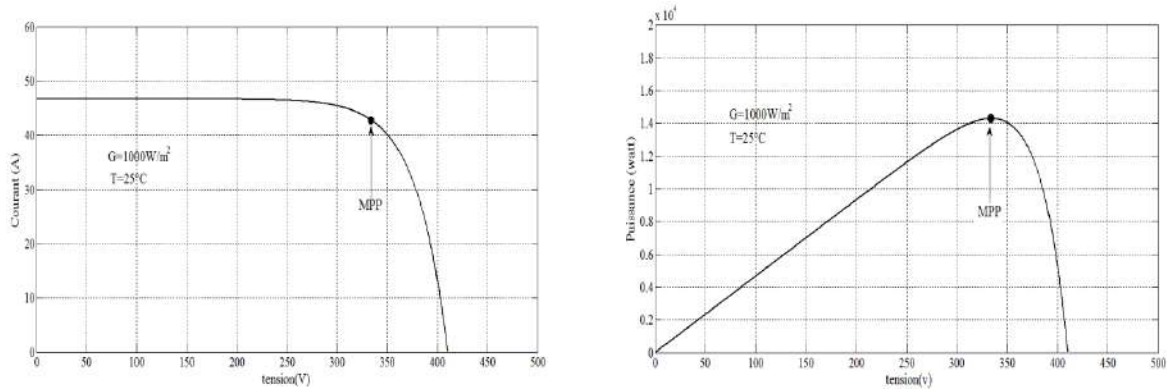
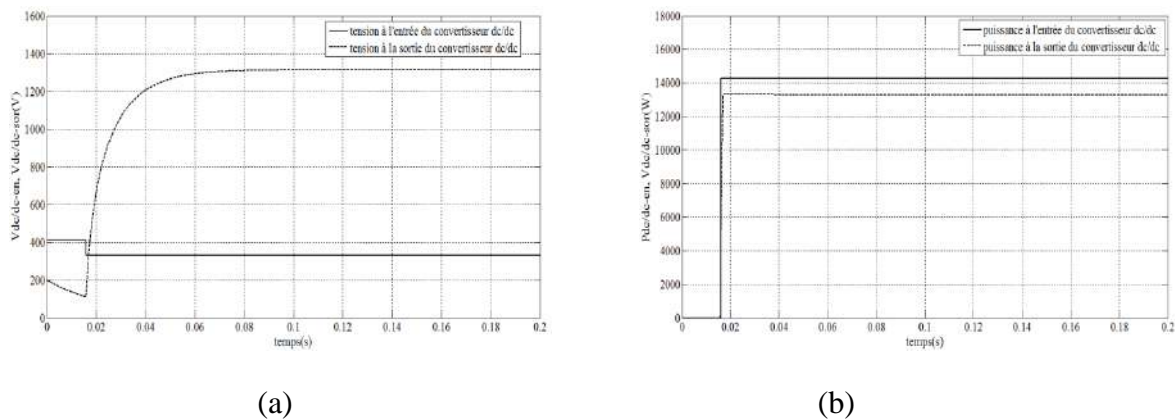


Fig. (VI.7) Caractéristique du Générateur photovoltaïque ENIESOLAR dans les conditions STC

VI.2.5.1.2 Paramètres du convertisseur DC/DC survolteur



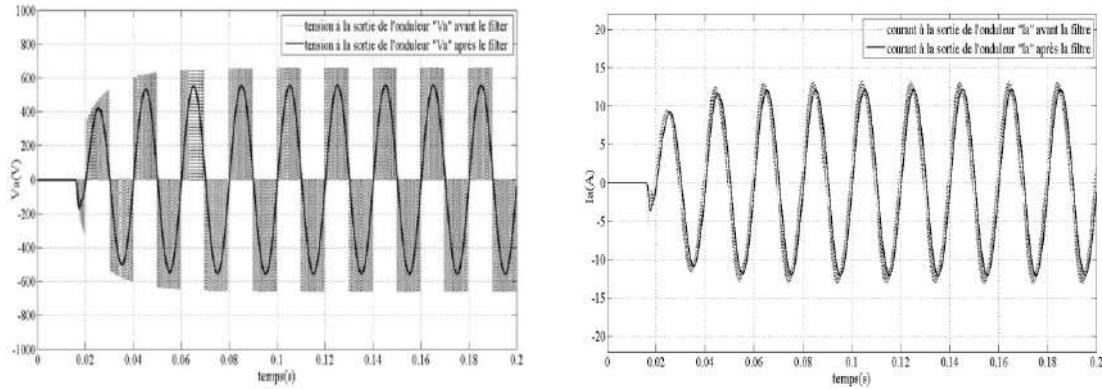
(a) Tension d'entrée et tension de sortie
(b) Puissance d'entrée et puissance de sortie

Fig. (VI.8) Paramètres du convertisseur DC/DC survolteur

Sur la figure (VI.8), on observe une amplification de la tension à la sortie du convertisseur

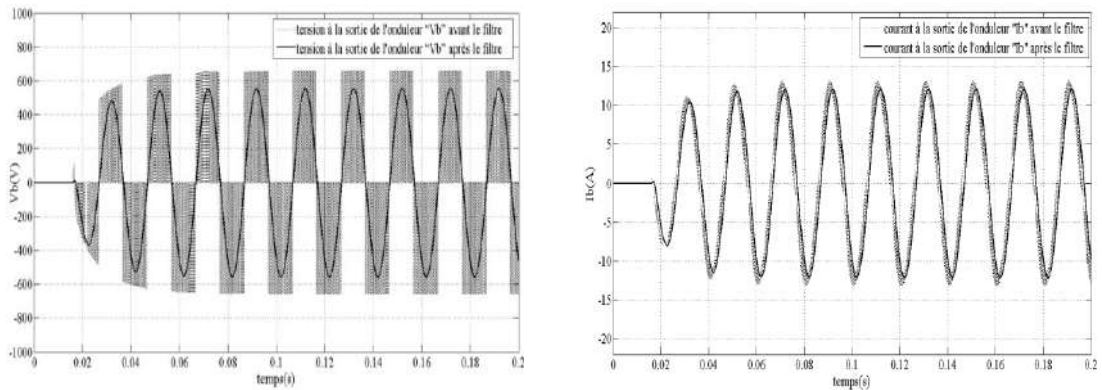
DC/DC. La tension à son entrée qui était de $V_{pv}=N_s \times V_{MP} = 19 \times 17.3 = 328.7V$ devient égale à 1314.8V. L'équation (VI.9) nous donne un rapport cyclique de $D=0.75$. Les puissances d'entrée et de sortie sont illustrées sur la figure (VI.8.b.) et un calcul du rendement nous donne une valeur de 0.938.

VI.2.5.1.3 Paramètres de l'onduleur



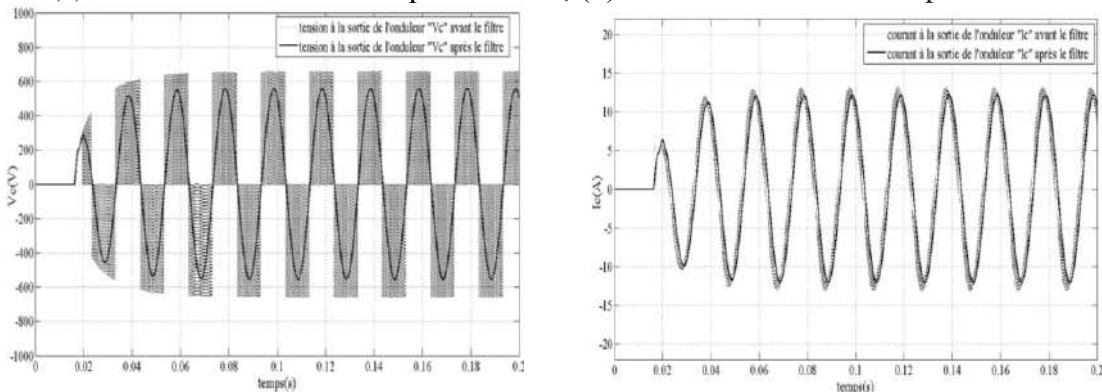
(a) (b)
Fig. (VI.9) Paramètres de l'onduleur pour la phase "a"

(a) Tension "Va" avant et après le filtre, (b) Courant "Ia" avant et après le filtre



(a) (b)
Fig. (VI.10) Paramètres de l'onduleur pour la phase "b"

(a) Tension "Vb" avant et après le filtre, (b) Courant "Ib" avant et après le filtre



(a) (b)
Fig. (VI.11) Paramètres de l'onduleur pour la phase "c"

(a) Tension "Vc" avant et après le filtre, (b) Courant "Ic" avant et après le filtre

Au début de l'algorithme MPPT, c'est à dire à ($t = 0$), la puissance est nulle ce qui explique le fonctionnement en circuit ouvert ($V_{PV} = V_{co} = 410.4V$) et ($I_{PV} = I_{ref} = 0A$), après un temps d'échantillonnage qui est considéré comme $<0,02$, la tension V_{PV} tombe à la valeur $V_{MPP} = 328.7V$.

Les figures (VI.9.a), (VI.10.a) et (VI.11.a) montrent les tensions à la sortie de l'onduleur, se sont de signaux rectangulaires générés par PWM utilisant un signal triangulaire de fréquence 3kHz (qui est une fréquence basse). Par contre les tensions après le filtre sont des signaux sinusoïdaux. Au début de la simulation de l'onduleur est alimenté par le condensateur chargé initialement. Une fois que le condensateur est déchargé, l'onduleur est alimenté par la source photovoltaïque. Les figures (VI.9.b), (VI.10.b) et (VI.11.b) montrent les formes des courants à la sorties de l'onduleur.

VI.2.5.2 Résultats des simulations avec un rayonnement solaire Constant ($G=1000W/m^2$) avec réseau connecté

Lorsque le réseau est connecté, les résultats de simulation obtenus sont les suivants:

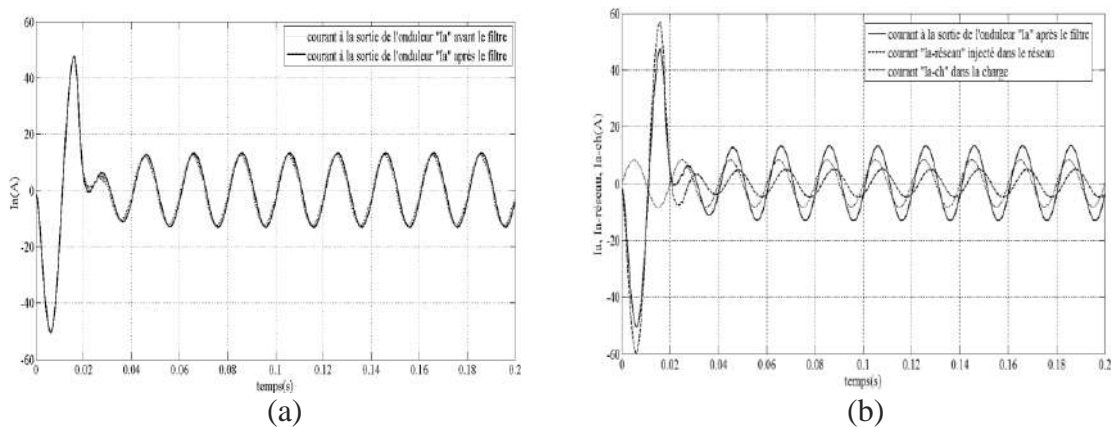


Fig. (VI.12) Courant “Ia” à sortie de l’onduleur (avec réseau connecté)
(a) Courant “Ia” avant et après le filtre, (b) Courants : “Ia”, “Ia-réseau” et “Ia-ch”

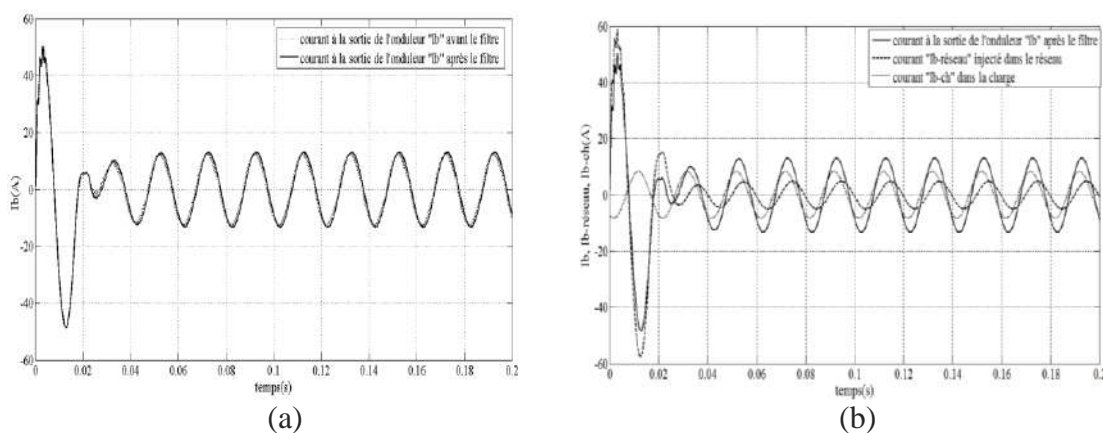


Fig. (VI.13) Courant “Ib” à sortie de l’onduleur (avec réseau connecté)
(a) Courant “Ib” avant et après le filtre, (b) Courants : “Ib”, “Ib-réseau” et “Ib-ch”

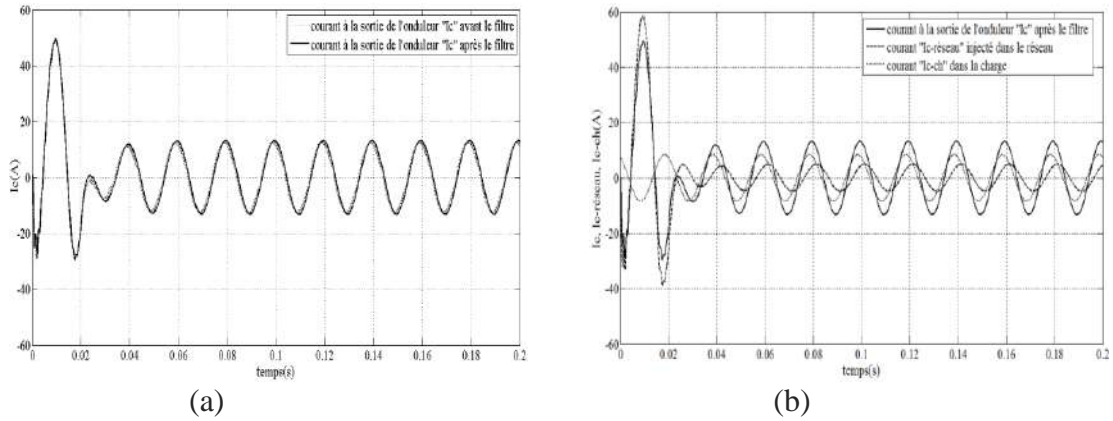


Fig. (VI.14) Courant “ I_c ” à sortie de l’onduleur (avec réseau connecté)
(a) Courant “ I_c ” avant et après le filtre, (b) Courants : “ I_c ”, “ $I_{c\text{-réseau}}$ ” et “ $I_{c\text{-ch}}$ ”

Les figures (VI.12.a, VI.13.a, VI.14.a) illustrent le courant avant et après le filtre à chaque phase. Un régime transitoire, durant une période de 0,02 s, est observé où le courant est très grand. Ceci peut être expliqué par le fait que le réseau envoie le courant dans le système. Ceci conduit à utiliser un filtre avec une bobine ayant une résistance de quelques ohms.

De $t = 0.025s$, le système est alimenté par la source photovoltaïque. Par conséquent, le courant de sortie de l’onduleur alimente la charge et le courant résiduel est injecté dans le réseau. Les figures (VI.12.b, VI.13.b, VI.14.b) montrent des formes d’ondes des différents courants.

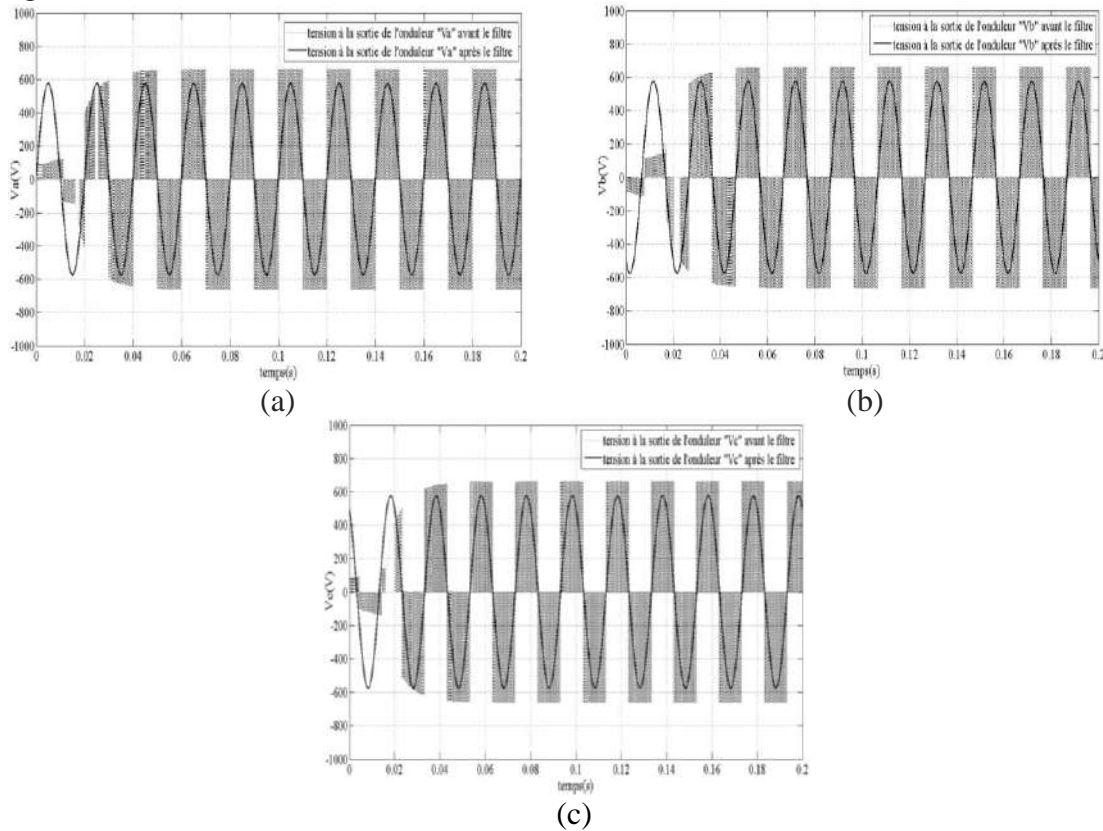


Fig. (VI.15) Tension à la sortie de l’onduleur avec réseau connecté
(a) Tension “ V_a ” de la phase “a”, (b) Tension “ V_b ” de la phase “b”, (c) Tension “ V_c ” de la phase “c”

Dans la figure (VI.15), les trois tensions de phases, avant et après le filtre sont représentées. Ces tensions commencent par une petite valeur à une valeur de 100 V (égale à la moitié de celle du condensateur ($V_{dc} = 200V$)) qui commence à se décharger à $t = 0$, mais ne tend pas vers 0 comme dans le cas du système n'est pas connecté au réseau, cette fois-ci augmentera, car le réseau impose ses tensions.

VI.2.5.3 Rendement de l'onduleur avec un rayonnement solaire Constant ($G=1000W/m^2$)

Pour calculer le rendement de l'onduleur, il faut d'abord déterminer la puissance moyenne de sortie de l'onduleur qui est donnée par la formule suivante:

$$P_{out-inv} = \frac{1}{T} \int_0^T p_{out-inv}(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T [p_a(t) + p_b(t) + p_c(t)] dt \quad (VI.14)$$

Où :

$p_{out-inv}(t)$: est la somme des puissances instantanées des trois phases (qui sont respectivement $p_a(t)$, $p_b(t)$ et $p_c(t)$) avec :

$$p_a(t) = v_a(t) \times i_a(t) = V_{max} \sin(\omega t - \varphi) \times I_{max} \sin(\omega t) \quad (VI.15)$$

$$p_b(t) = v_b(t) \times i_b(t) = V_{max} \sin\left(\omega t - \varphi - \frac{2\pi}{3}\right) \times I_{max} \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (VI.16)$$

$$p_c(t) = v_c(t) \times i_c(t) = V_{max} \sin\left(\omega t - \varphi - \frac{4\pi}{3}\right) \times I_{max} \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \quad (VI.17)$$

La substitution de ces puissances par leurs expressions dans l'équation (VI.14), on obtient:

$$P_{out-inv} = \frac{1}{T} \int_0^T p_{out-inv}(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T [V_{max} \sin(\omega t - \varphi) \times I_{max} \sin(\omega t) + V_{max} \sin\left(\omega t - \varphi - \frac{2\pi}{3}\right) \times I_{max} \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) + V_{max} \sin\left(\omega t - \varphi - \frac{4\pi}{3}\right) \times I_{max} \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right)] dt \quad (VI.18)$$

Où :

$V_{max} = \sqrt{2}V_{rms}$ et $I_{max} = \sqrt{2}I_{rms}$ (V_{rms} et I_{rms} sont respectivement les valeurs efficaces de la tension et du courant pour chaque phase, φ est le déphasage entre le courant et la tension).

Après calcul, on trouve :

$$P_{out-inv} = 3V_{rms} I_{rms} \cos(\varphi) \quad (VI.19)$$

Le rendement de l'onduleur est donné par :

$$\eta_{DC/AC} = \frac{P_{out-inv}}{P_{DC/DC}} \quad (VI.20)$$

La puissance à la sortie du convertisseur DC/DC et la puissance moyenne à la sortie de l'onduleur sont représentées par la figure (VI.16) comme suit :

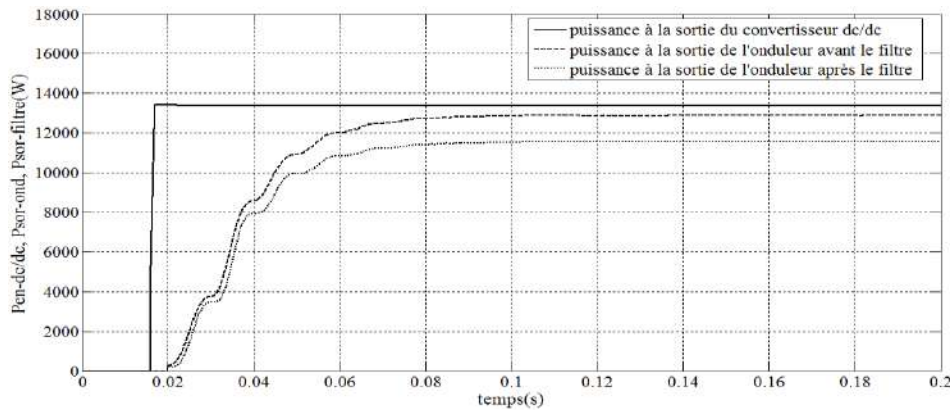


Fig. (VI.16) Puissance à la sortie du convertisseur DC/DC et puissance à la sortie de l'onduleur avant et après le filtre

En utilisant les équations (VI.12) et (VI.20), les rendements du convertisseur DC/DC et de l'onduleur sont présentés dans la figure (VI.17) :

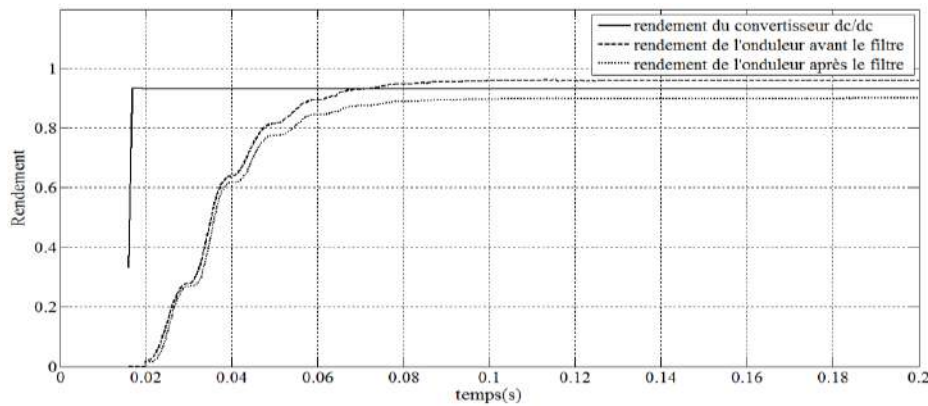


Fig. (VI.17) Rendements du convertisseur DC/DC et de l'onduleur

Le filtre utilisé dans ce travail est un filtre LCL, car il est très approprié dans le cas où l'installation photovoltaïque est connectée au réseau. Comme il est montré dans la Fig. (VI.16), la puissance de sortie du convertisseur DC/DC est 13366,5 kW et la puissance de sortie de l'onduleur est 12835 kW avant le filtre, mais la puissance après le filtre est seulement 11623,5 kW. Ceci est dû aux pertes par effet Joule dans les résistances des bobines de filtrage qui sont prises égales à chaque 1 Ω. Ces pertes peuvent être réduites d'une part, en diminuant les valeurs des résistances des bobines. D'autre part, en utilisant les équations (VI.12) et (VI.20), le rendement du convertisseur DC/DC et de l'onduleur sont respectivement:

$$\eta_{DC/DC} = 0,938 \text{ et } \eta_{DC/AC} = 0,96.$$

Selon la dernière valeur, les pertes dans les interrupteurs de l'onduleur sont très faibles et ils ne peuvent être négligés. Ces pertes représentent les pertes par commutation et les pertes par conduction [18, 19].

VI.2.5.4 Résultats des simulations avec un rayonnement solaire variable avec réseau déconnecté

Le rayonnement solaire est simulé par une courbe qui commence par de faibles valeurs dans la matinée et évolue au fil du temps pour atteindre une valeur maximale (1000W / m²) à midi, puis diminue dans la soirée. Le nombre d'heures d'ensoleillement est supérieur ou égal à 9 heures (à des conditions climatiques dites de type "A") [20]. Dans ce travail, le nombre d'heures est pris égal à 15 heures. Sachant que la période du signal sinusoïdal est égale à 0,02 s (ce qui est tout à fait négligeable à 24 heures). Ainsi, un temps de simulation de $24h \times 3600 = 86400$ secondes divisé par 100 000 qui donne une valeur de 0.864s est pris pour visualiser le comportement des tensions et des courants à la sortie de l'onduleur.

Le temps de simulation est donné pour imiter le comportement d'un véritable rayonnement solaire (voir Fig. (VI.18)).

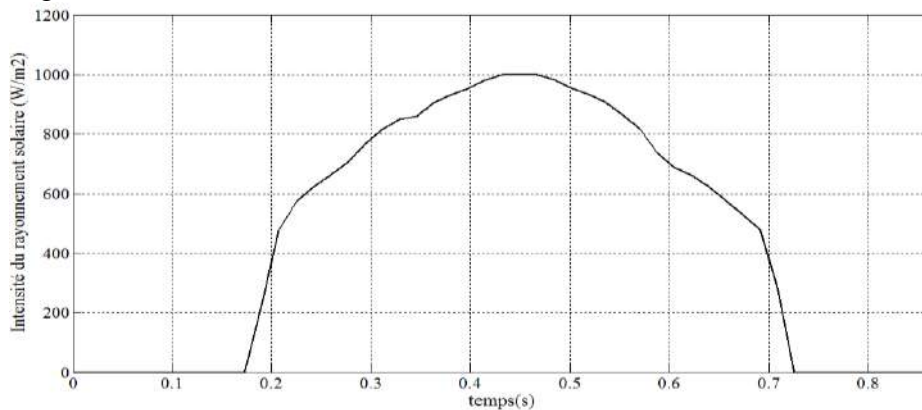


Fig. (VI.18) Intensité du rayonnement solaire quotidien

Les résultats sont donnés comme suit :

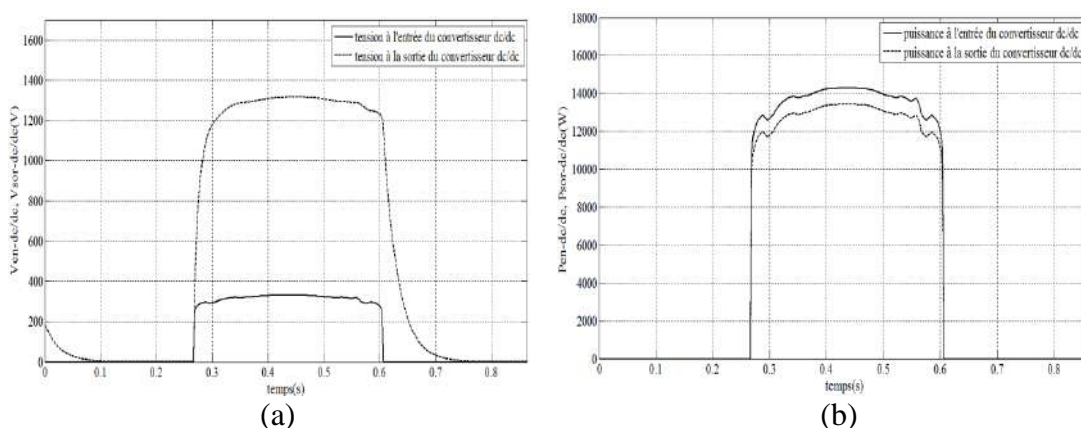


Fig. (VI.19) Paramètres du convertisseur DC/DC survolteur

(a) Tension à l'entrée et à la sortie du convertisseur

(b) Puissance à l'entrée et à la sortie du convertisseur

Dans la figure (VI.16.a), une amplification marquée de la tension d'entrée du convertisseur est observée. En utilisant l'équation (VI.9), le rapport cyclique du convertisseur DC/DC survolteur est $D = 0,75$. Le rendement du même convertisseur $\eta_{DC/DC} = 0,938$ est obtenu.

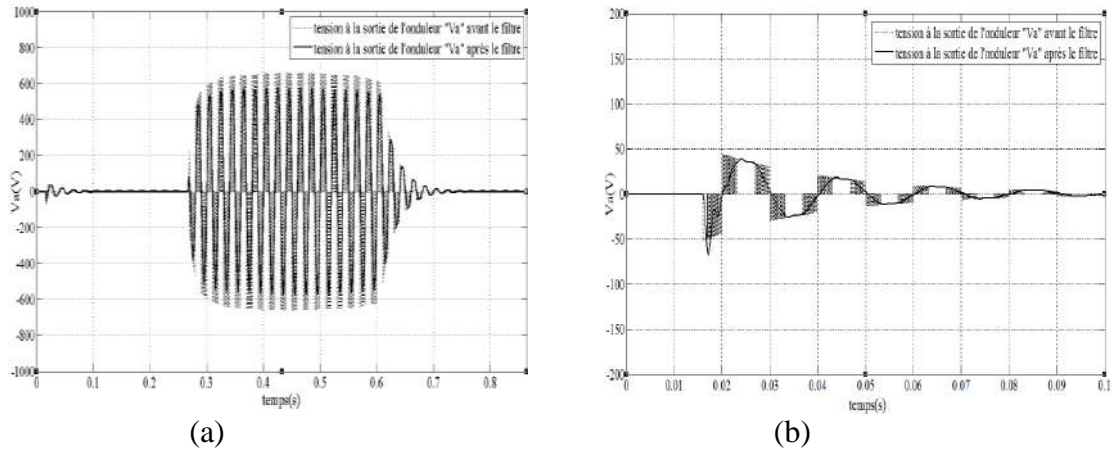


Fig. (VI.20) Tension à la sortie de l'onduleur "Va" de la phase "a" avant et après le filtre avec réseau déconnecté
(a) Tension "Va" avec rayonnement variable, (b) L'élargissement de la tension "Va" au début de la simulation

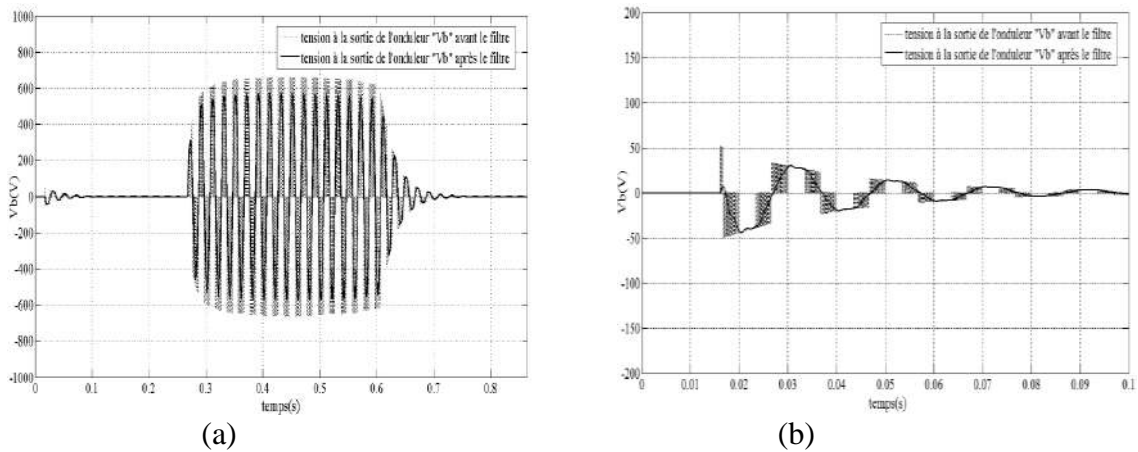


Fig. (VI.21) Tension à la sortie de l'onduleur "Vb" de la phase "b" avant et après le filtre avec réseau déconnecté
(a) Tension "Vb" avec rayonnement variable, (b) L'élargissement de la tension "Vb" au début de la simulation

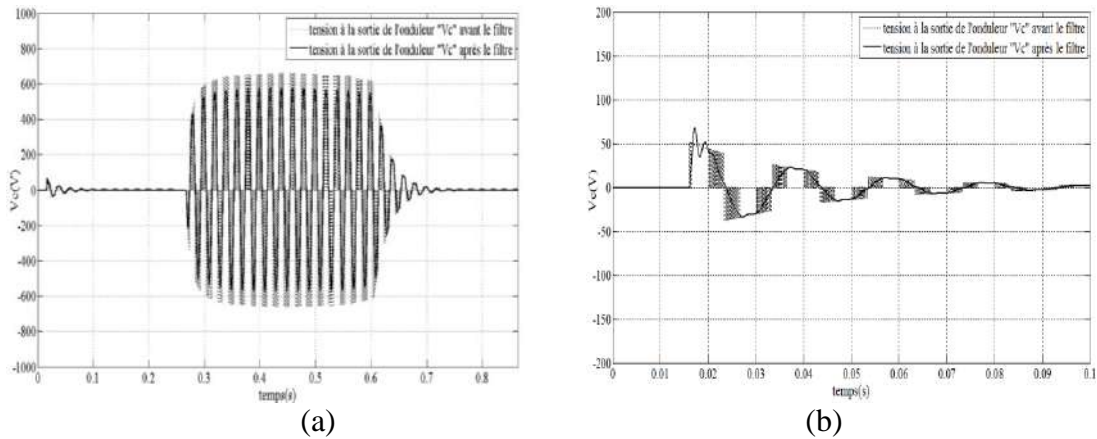


Fig. (VI.22) Tension à la sortie de l'onduleur "Vc" de la phase "c" avant et après le filtre avec réseau déconnecté

(a) Tension "Vc" avec rayonnement variable, (b) L'élargissement de la tension "Vc" au début de la simulation

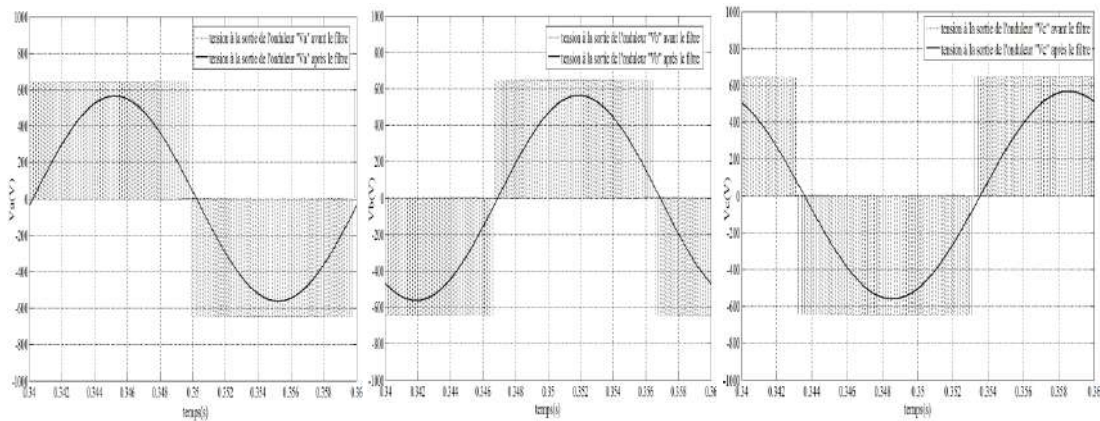


Fig. (VI.23) Tensions à la sortie de l'onduleur avant et après le filtre (une période est montrée)

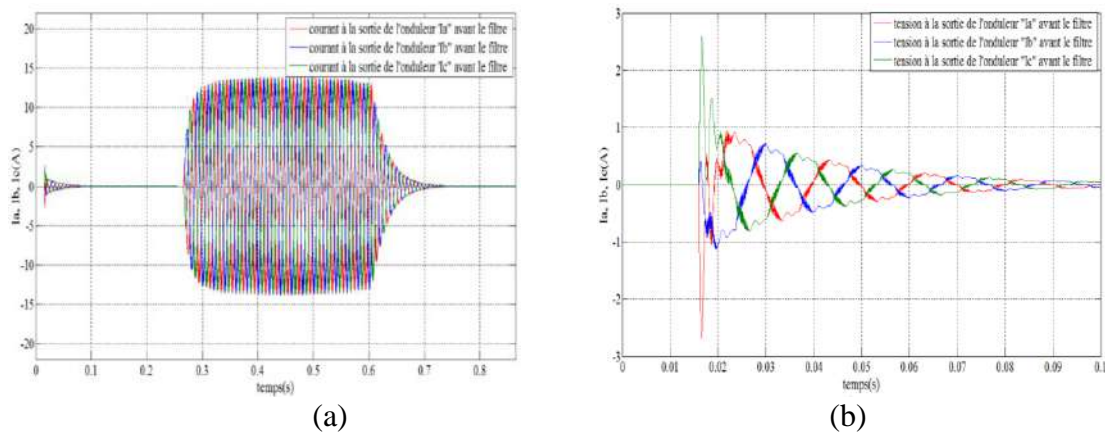


Fig. (VI.24) Courants à la sortie de l'onduleur avant le filtre avec réseau déconnecté
(a) Courants "Ia", "Ib", "Ic" pour le rayonnement variable, (b) élargissement des courants au début de la simulation

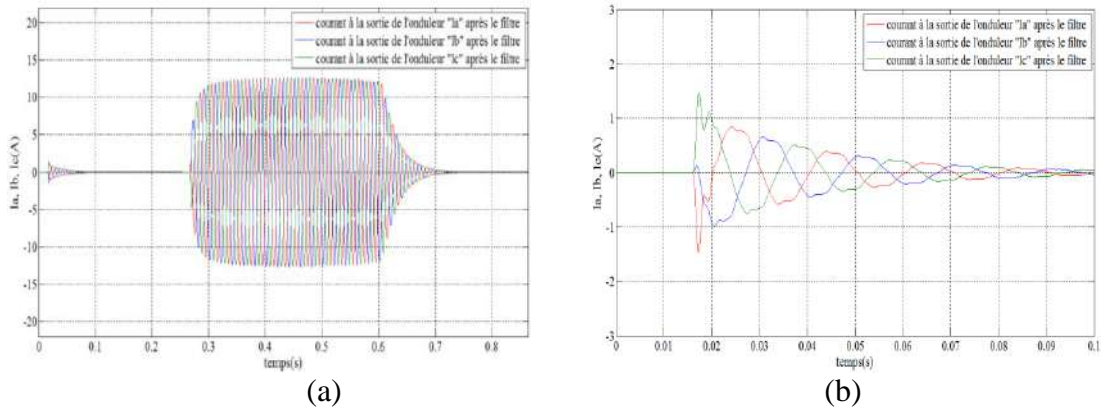


Fig. (VI.25) Courants à la sortie de l'onduleur après le filtre avec réseau déconnecté
(a) Courants "Ia", "Ib", "Ic" pour le rayonnement variable, (b) élargissement des courants au début de la simulation

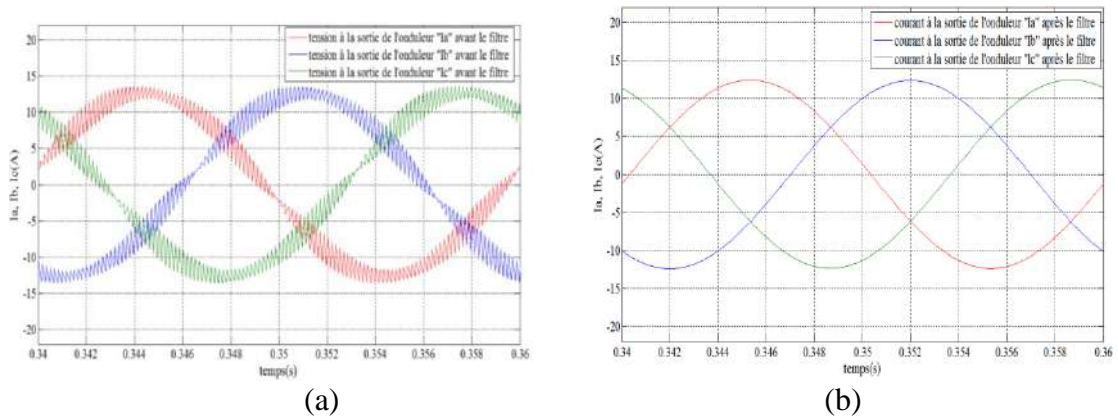
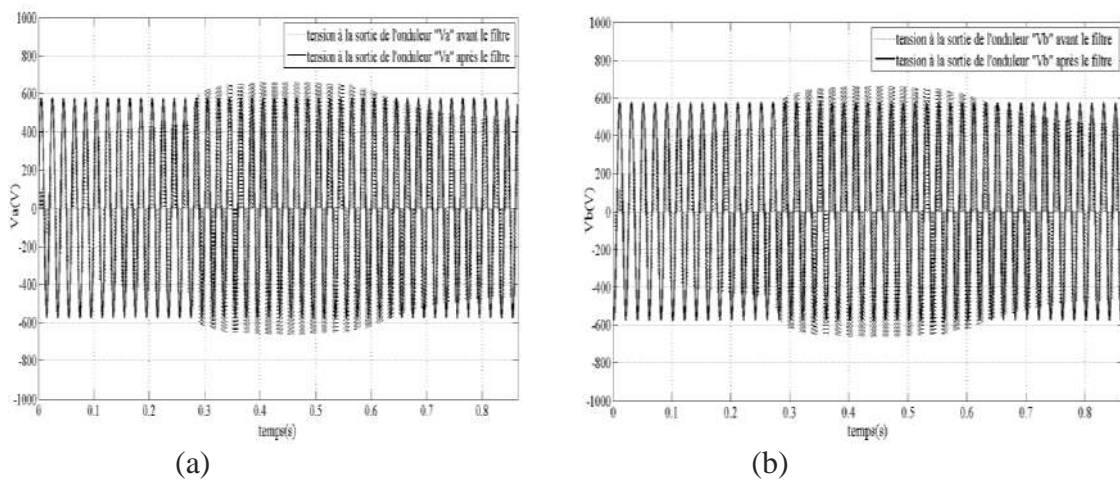
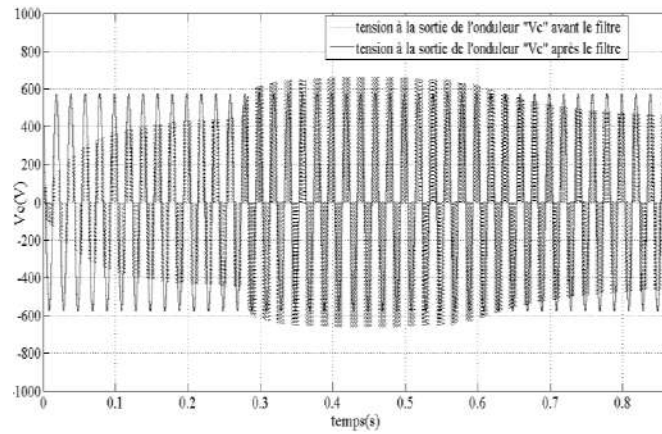


Fig. (VI.26) Courants à la sortie de l'onduleur (une période est montrée)
(a) Courant avant le filtre
(b) Courant après le filtre

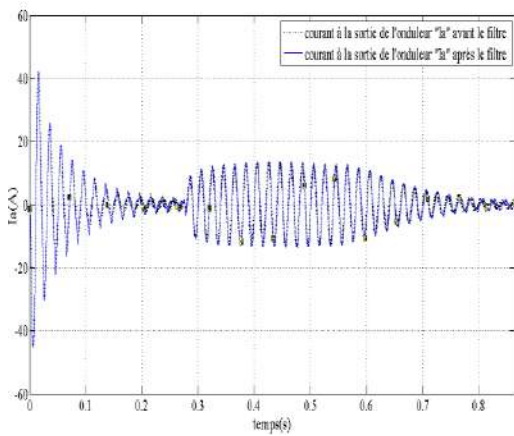
VI.2.5.5 Résultats des simulations avec un rayonnement solaire variable avec réseau connecté



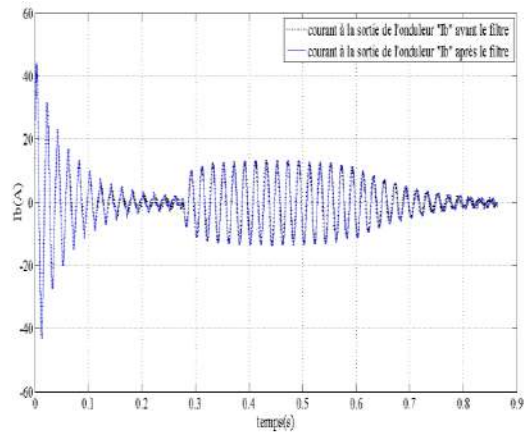


(c)

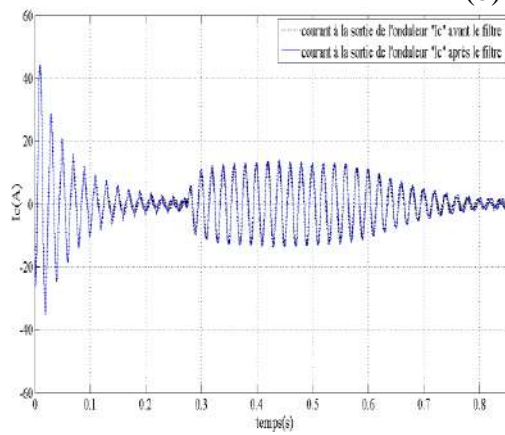
Fig. (VI.27) Tensions à la sortie de l'onduleur avant et après le filtre avec réseau connecté
(a) Tension "Va", (b) Tension "Vb, (c) Tension "Vc"



(a)



(b)



(c)

Fig. (VI.28) Courants à la sortie de l'onduleur avant et après le filtre avec réseau connecté
(a) Courant "Ia" avant et après le filtre
(b) Courant "Ib" avant et après le filtre
(c) Courant "Ic" avant et après le filtre

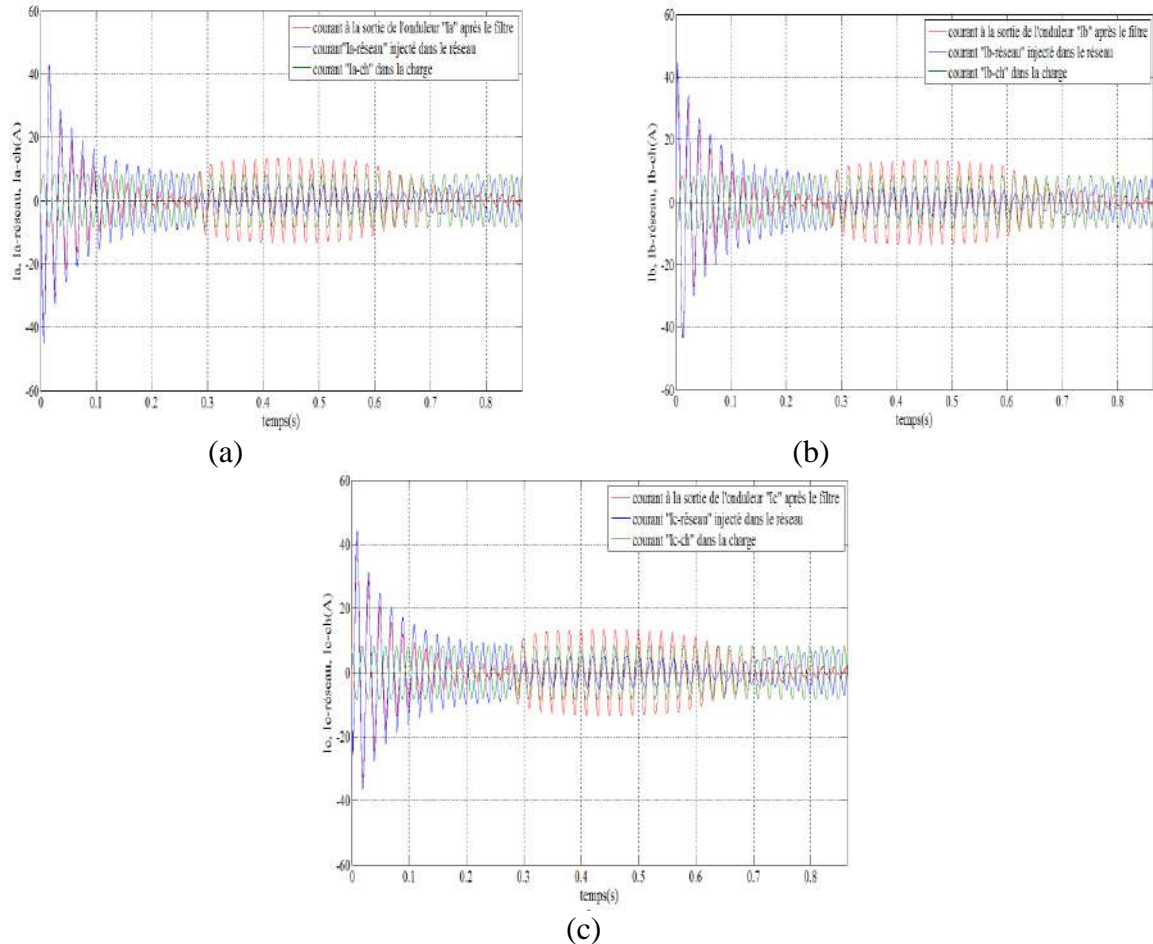


Fig. (VI.29) Courants à la sortie de l'onduleur avec réseau connecté

(a) Courants : “Ia”, “Ia-réseau” et “Ia-ch”

(b) Courants : “Ib”, “Ib-réseau” et “Ib-ch”

(c) Courants : “Ic”, “Ic-réseau” et “Ic-ch”

La figure (VI.27) montre les tensions des trois phases, avant et après le filtre, à la sortie de l'onduleur. Avant le filtre, on constate que les tensions commencent par une valeur faible (égale à celle du condensateur divisé par 2 ($V_{dc} / 2 = 200/2 = 100$ V)), puis elles augmentent de plus en plus jusqu'à $t = 0.26$ s où la source photovoltaïque commence à charger le système. Les courants correspondant (Fig. (VI.28)) commencent par une valeur élevée (environ 45A) qui dure pendant une période de 0,02 s (33 minutes dans la réalité) à la valeur de 13.3A. Les courants à la sortie de l'onduleur pour chaque phase sont présentés dans la figure. (VI.29), où à $t = 0$, une période de transition pendant laquelle le courant imposé par le réseau est égal clairement la somme du courant fourni au système et celui qui alimente la charge. Mais lorsque le rayonnement solaire atteint une valeur suffisamment élevée, l'installation photovoltaïque alimente la charge et envoie le courant restant dans le réseau, il tend vers zéro, le soir, car le rayonnement est faible, et que la charge est alimentée par le réseau.

VI.2.5.6 Rendement de l'onduleur pour un rayonnement variable

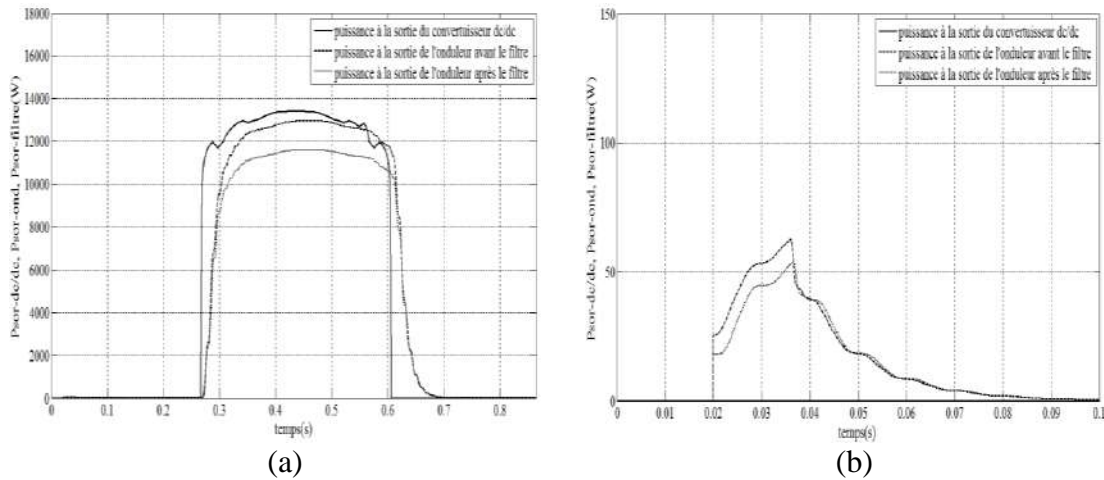


Fig. (VI.30) Puissances aux sorties du convertisseur DC/DC et de l'onduleur avec réseau déconnecté

- (a) Puissance à la sortie de l'onduleur tout au long de la journée
 (b) L'élargissement des puissances au début de la simulation

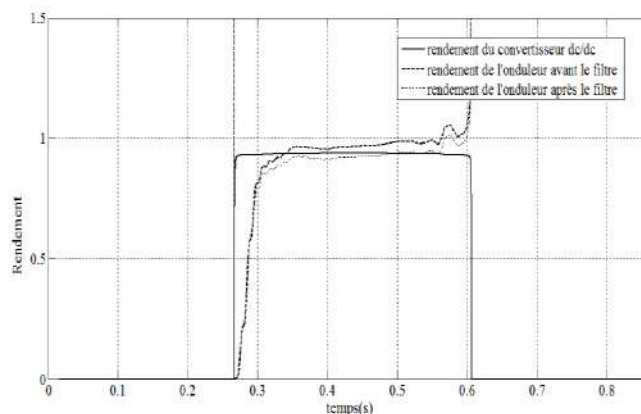


Fig. (VI.31) Rendements du convertisseur DC/DC et de l'onduleur

La figure. (VI.30) illustre la puissance à l'entrée et à la sortie de l'onduleur (avant et après le filtre). La puissance à la sortie de l'onduleur avant que le filtre est à peu près égale à la puissance d'entrée, ce qui donne un rendement égal à 0,96. Cela montre que les pertes par commutation et les pertes par conduction des interrupteurs de l'onduleur sont négligeables.

Par conséquent, la puissance après que le filtre est nettement plus faible que la puissance d'entrée, ce qui donne un rendement égal à 0,9. Donc, il est très clair que les pertes par effet Joule dans le filtre sont responsables de cette diminution.

VI.2.5.7 Spectre de la tension et du courant avant et après le filtre pour la phase "a".

En se basant sur l'utilisation du bloc de POWERGUI nous présentons les spectres de la tension et du courant avant et après le filtre comme suit :

Le taux de distorsion harmonique (THD (%)) de la tension et du courant de la phase "a" pour trois valeurs de " f_p " est donné dans le tableau (VI.2).

Phase "a"	THD (%)		
	f _p =50Hz	f _p =1000Hz	f _p =3000Hz
I _{anf}	64.49	25.54	16.54
I _{af}	42.45	2.49	0.15
V _{anf}	37.43	58.74	57.71
V _{af}	44.01	4.10	0.18

Tableau (VI.2) Taux de distorsion harmonique(%)

Dans le tableau ci-dessus, le taux de distorsion harmonique total (THD) est donné pour la phase "a" pour trois fréquences de commutation. Nous notons que le THD diminue avec l'augmentation de la fréquence. Les meilleurs résultats sont obtenus pour la fréquence f_p = 3 kHz. Où :

f_p : est la fréquence de l'onde porteuse dans la commande PWM.

I_{anf} et V_{anf} sont respectivement le courant et la tension non filtrés de la phase "a".

I_{af} et V_{af} sont respectivement le courant et la tension filtrés de la phase "a".

L'amplitude de l'harmonique fondamental et la valeur du THD (%) sont donnés par la figure. (VI.32) :

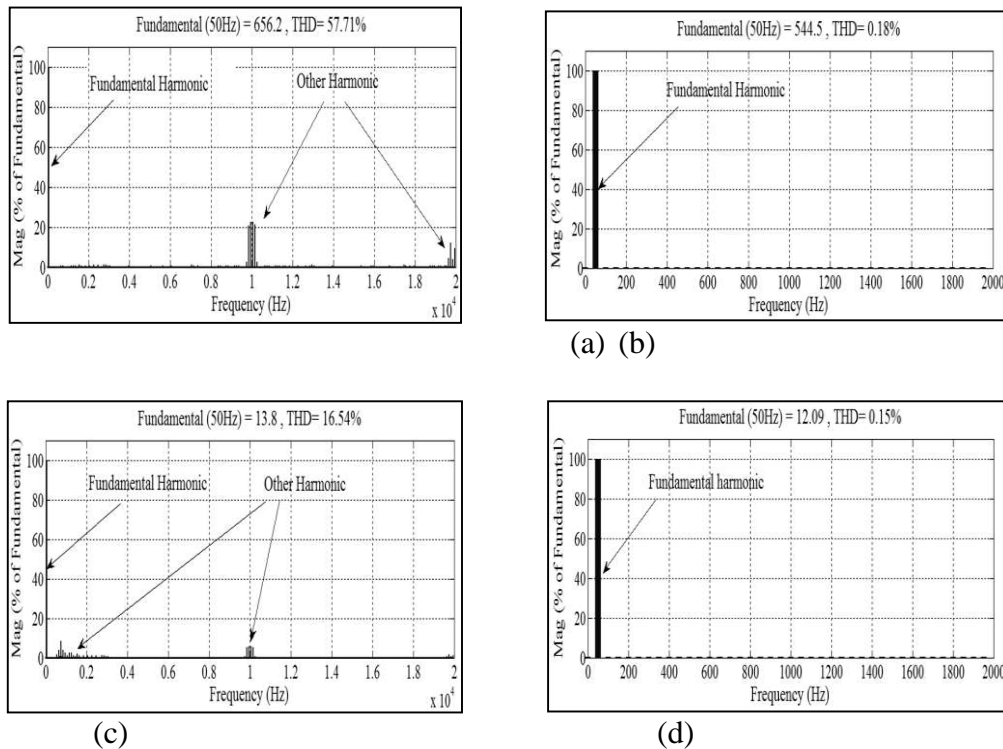


Fig. (VI.32) Spectre de la tension et du courant à la sortie de l'onduleur avant et après le filtre pour la phase "a"

(a) Spectre de V_{anf}, (b) Spectre de V_{af}, (c) Spectre de I_{anf}, (d) Spectre de I_{af}

VI.3 Onduleur NPC triphasé neuf niveaux commandé par la stratégie PWM multiple avec convertisseur DC/DC survolteur pour raccordement au réseau HT

L'onduleur à neuf niveaux à structure NPC (ou bien à diodes flottantes) est une nouvelle structure de conversion utilisée pour alimenter les machines à courant alternatif de forte puissance à tension et à fréquence variable.

En général, dans les structures NPC, pour l'obtention d'une tension de N-niveaux, N-1 condensateurs sont nécessaires à l'entrée de l'onduleur. Les tensions aux bornes de ces condensateurs sont toutes égales à $V_{dc}/(N-1)$ où V_{dc} représente la tension à l'entrée de l'onduleur. Il est composé de $2*(N-1)$ interrupteurs connectés en série [21]. Chaque couple d'interrupteurs forme une cellule de commutation, ces deux interrupteurs sont donc commandés de façon complémentaire.

Donc, l'onduleur triphasé à neuf niveaux se compose de trois bras symétriques constitué chacun de (16) interrupteurs bidirectionnels en série, Chaque interrupteur est composé d'un transistor "GTO, IGBT,...", et d'une diode montée en tête bêche et (14) diodes appelées diodes flottantes. Chaque bras est relié à une alimentation continue.

La représentation schématique de cet onduleur est donnée par la figure. (VI.33) comme suit:
Su la figure. (VI.33), on a :

$$V_{C1}=V_{C2}=V_{C3}=V_{C4}= V_{C5}=V_{C6}= V_{C7}=V_{C8}=V_C$$

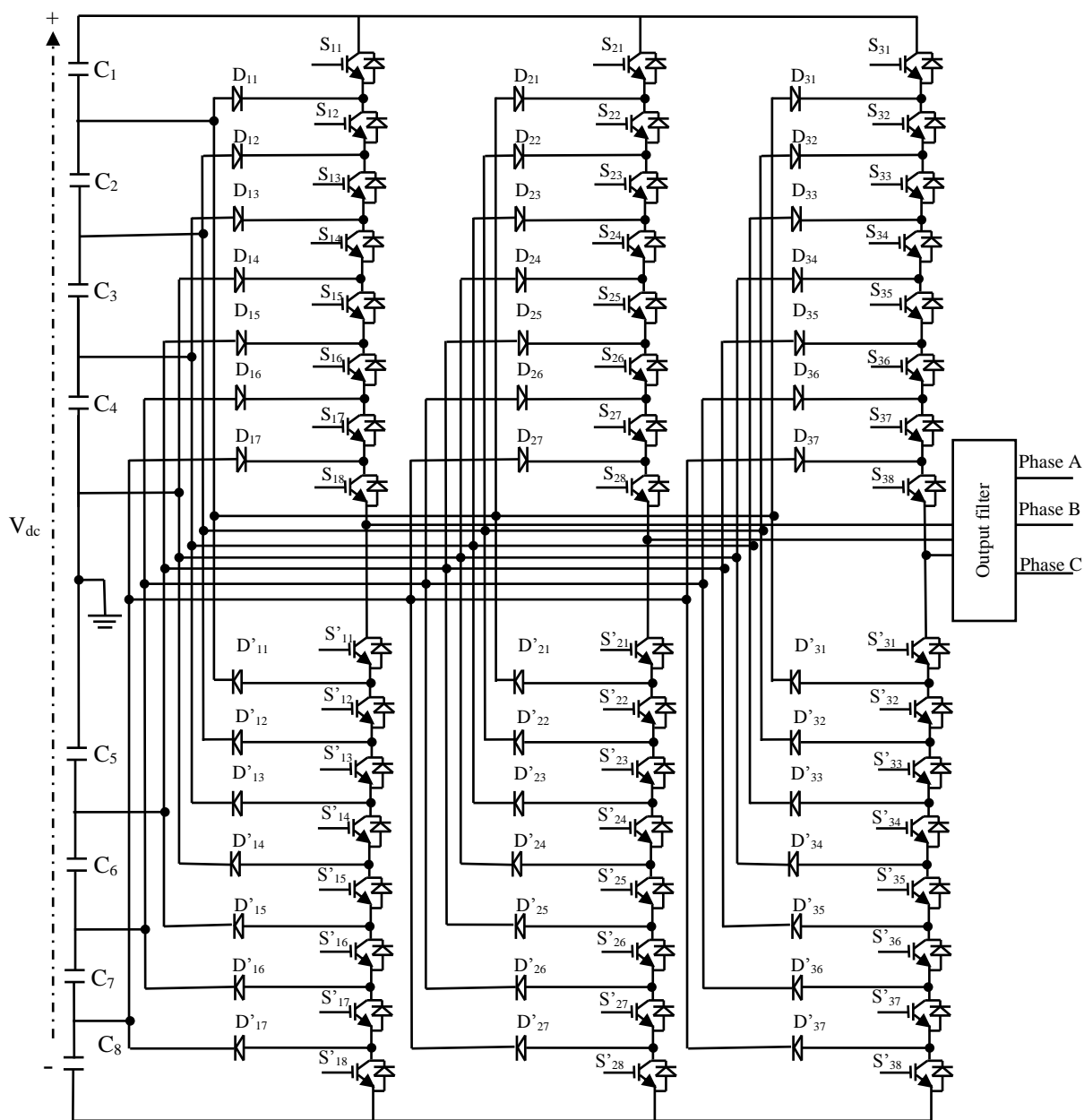


Fig. (VI.33) Onduleur triphasé à neuf niveaux à diodes flottantes

La symétrie des onduleurs triphasés permet leur modélisation par bras, ensuite on déduit celle de l'onduleur complet. Donc, pour décrire le fonctionnement de l'onduleur triphasé à neuf niveaux de type NPC, on considère un seul bras dont la structure est représentée dans la figure (VI.34). Il faut déterminer les valeurs que peut prendre la tension simple V_{ao} entre la borne "a" de la charge et le point neutre O. Cette tension est entièrement définie par l'état (0 ou 1) des 16 interrupteurs $S_{11}, S_{12}, \dots, S_{18}$ de la partie haute du bras et $S'_{11}, S'_{12}, \dots, S'_{18}$ de la partie basse du même bras.

Chaque branche du convertisseur est vue comme un commutateur dont les positions permettent de modifier le potentiel du point a. Ce point est connecté à chaque fois à l'une des tensions aux bornes des condensateurs qui sont mis en série.

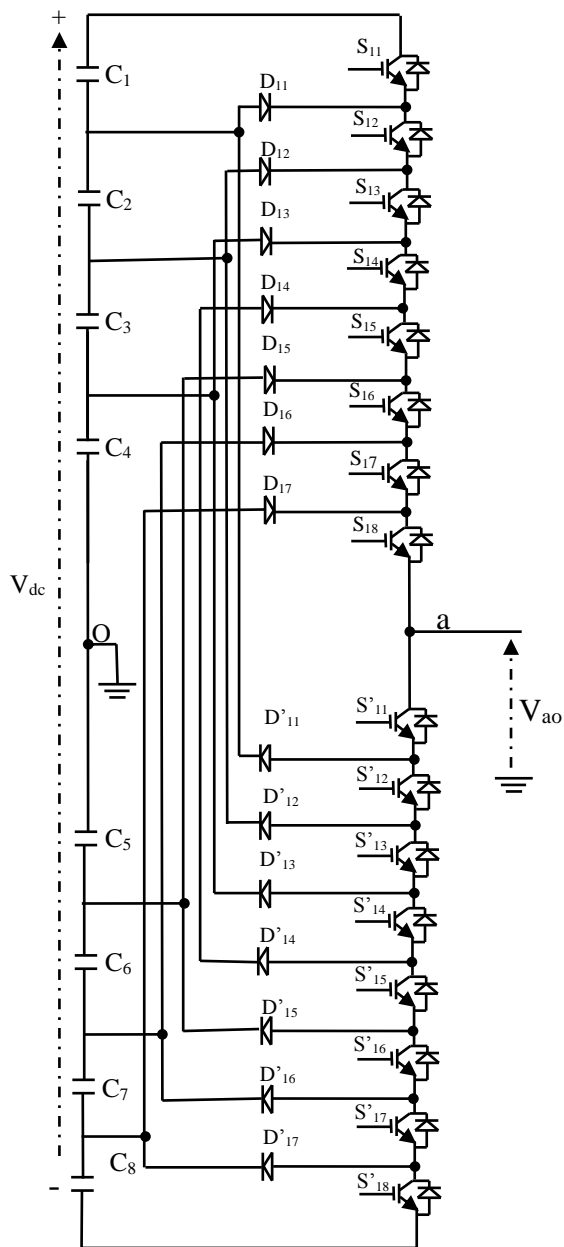


Fig. (VII.34) Structure d'un bras de l'onduleur triphasé à neuf niveaux

Le tableau (VI.3) illustre les neuf séquences de fonctionnement d'un bras de l'onduleur NPC neuf niveaux

Numéro de séquence	Interrupteurs passants	Interrupteurs bloqués	Valeur de V_{ao}	Tension aux bornes des interrupteurs bloqués
Séquence N°1	$S_{11}, S_{12}, S_{13}, S_{14}, S_{15}, S_{16}, S_{17}, S_{18}$	$S'_{11}, S'_{12}, S'_{13}, S'_{14}, S'_{15}, S'_{16}, S'_{17}, S'_{18}$	$+4V_C$	$V_{dc}/8$
Séquence N°2	$S_{11}, S_{12}, S_{13}, S_{14}, S_{15}, S_{16}, S_{17}, S'_{18}$	$S_{18}, S'_{11}, S'_{12}, S'_{13}, S'_{14}, S'_{15}, S'_{16}, S'_{17}$	$+3V_C$	$V_{dc}/8$
Séquence N°3	$S_{11}, S_{12}, S_{13}, S_{14}, S_{15}, S_{16}, S'_{17}, S'_{18}$	$S_{17}, S_{18}, S'_{11}, S'_{12}, S'_{13}, S'_{14}, S'_{15}, S'_{16}$	$+2V_C$	$V_{dc}/8$
Séquence N°4	$S_{11}, S_{12}, S_{13}, S_{14}, S_{15}, S'_{16}, S'_{17}, S'_{18}$	$S_{16}, S_{17}, S_{18}, S'_{11}, S'_{12}, S'_{13}, S'_{14}, S'_{15}$	$+V_C$	$V_{dc}/8$
Séquence N°5	$S_{11}, S_{12}, S_{13}, S_{14}, S'_{15}, S'_{16}, S'_{17}, S'_{18}$	$S_{15}, S_{16}, S_{17}, S_{18}, S'_{11}, S'_{12}, S'_{13}, S'_{14}$	0	$V_{dc}/8$
Séquence N°6	$S_{11}, S_{12}, S_{13}, S'_{14}, S'_{15}, S'_{16}, S'_{17}, S'_{18}$	$S_{14}, S_{15}, S_{16}, S_{17}, S_{18}, S'_{11}, S'_{12}, S'_{13}$	$-V_C$	$V_{dc}/8$
Séquence N°7	$S_{11}, S_{12}, S'_{13}, S'_{14}, S'_{15}, S'_{16}, S'_{17}, S'_{18}$	$S_{13}, S_{14}, S_{15}, S_{16}, S_{17}, S_{18}, S'_{11}, S'_{12}$	$-2 V_C$	$V_{dc}/8$
Séquence N°8	$S_{11}, S'_{12}, S'_{13}, S'_{14}, S'_{15}, S'_{16}, S'_{17}, S'_{18}$	$S_{12}, S_{13}, S_{14}, S_{15}, S_{16}, S_{17}, S_{18}, S'_{11}$	$-3 V_C$	$V_{dc}/8$
Séquence N°9	$S'_{11}, S'_{12}, S'_{13}, S'_{14}, S'_{15}, S'_{16}, S'_{17}, S'_{18}$	$S_{11}, S_{12}, S_{13}, S_{14}, S_{15}, S_{16}, S_{17}, S_{18}$	$-4 V_C$	$V_{dc}/8$

Tableau (VI.3) Description des séquences de fonctionnement d'un bras de l'onduleur NPC neuf niveaux

Cette analyse montre que la structure de l'onduleur à neuf niveaux limite à $V_{dc}/8$ la tension imposée à chaque interrupteur lorsqu'il est bloqué, alors que dans la structure classique de l'onduleur à deux niveaux, cette tension vaut la tension continue complète V_{dc} .

VI.3.1 Commande complémentaire

Pour éviter la conduction simultanée les (16) interrupteurs d'un bras k que peut engendrer leur destruction par croissance du courant lors du court-circuit ou par une surtension dans le cas de l'ouverture de tous les interrupteurs, et en mode commandable, on définit une commande complémentaire des différents interrupteurs d'un bras [22]. Elle se présente comme suite :

$$\left\{ \begin{array}{l} B_{k1} = \bar{B}_{k16} \\ B_{k2} = \bar{B}_{k15} \\ B_{k3} = \bar{B}_{k14} \\ B_{k4} = \bar{B}_{k13} \\ B_{k5} = \bar{B}_{k12} \\ B_{k6} = \bar{B}_{k11} \\ B_{k7} = \bar{B}_{k10} \\ B_{k8} = \bar{B}_{k9} \end{array} \right. \quad (\text{VI.21})$$

Avec :

- B_{k1} commande du transistor S_{k1} de bras K.
- k : numéro du bras (k = 1, 2, 3)

Les fonctions de connexion des interrupteurs du bras k sont liées par les relations suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} F_{k1} = 1 - F_{k16} \\ F_{k2} = 1 - F_{k15} \\ F_{k3} = 1 - F_{k14} \\ F_{k4} = 1 - F_{k13} \\ F_{k5} = 1 - F_{k12} \\ F_{k6} = 1 - F_{k11} \\ F_{k7} = 1 - F_{k10} \\ F_{k8} = 1 - F_{k9} \end{array} \right. \quad (\text{VI.22})$$

On définit les fonctions de connexion d'un demi-bras par F_{km}^b Où :

$$m = \begin{cases} 1, & \text{Pour le demi bras haut} \\ 0, & \text{Pour le demi bras bas} \end{cases}$$

Pour le bras k, les fonctions de connexion des demi-bras s'expriment comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} F_{k1}^b = F_{k1} \cdot F_{k2} \cdot F_{k3} \cdot F_{k4} \cdot F_{k5} \cdot F_{k6} \cdot F_{k7} \cdot F_{k8} \\ F_{k0}^b = F_{k9} \cdot F_{k10} \cdot F_{k11} \cdot F_{k12} \cdot F_{k13} \cdot F_{k14} \cdot F_{k15} \cdot F_{k16} \end{array} \right. \quad (\text{VI.23})$$

VI.3.2 stratégie de commande PWM à 08 porteuses

Pour commander un onduleur NPC à neuf niveaux, il est nécessaire d'utiliser une stratégie de commande PWM à 08 porteuses identiques, décalées l'une par rapport à l'autre d'un niveau de tension U_p , afin de réduire le taux d'harmoniques des tensions de sorties. Les équations de ces huit porteuses en phases sont représentées par le système d'équations suivant :

$$\begin{aligned}
 U_{p1}(t) &= \begin{cases} 2U_{pm}\frac{t}{T_p} & , 0 \leq t \leq \frac{T_p}{2} \\ 2U_{pm}\left(\frac{t}{T_p} - 1\right) & , \frac{T_p}{2} \leq t \leq T_p \end{cases} \\
 U_{p2} &= U_{p1}(t) + U_{pm} \\
 U_{p3} &= U_{p1}(t) + 2U_{pm} \\
 U_{p4} &= U_{p1}(t) + 3U_{pm} \\
 U_{p5} &= U_{p1}(t) - U_{pm} \\
 U_{p6} &= U_{p1}(t) - 2U_{pm} \\
 U_{p7} &= U_{p1}(t) - 3U_{pm} \\
 U_{p8} &= U_{p1}(t) - 4U_{pm}
 \end{aligned} \tag{VI.24}$$

La figure (VI.35) représente le signal de référence ou la modulante V_{ref} avec les signaux de 08 porteuses en phase de $m = 8$, $r = 0.8$:

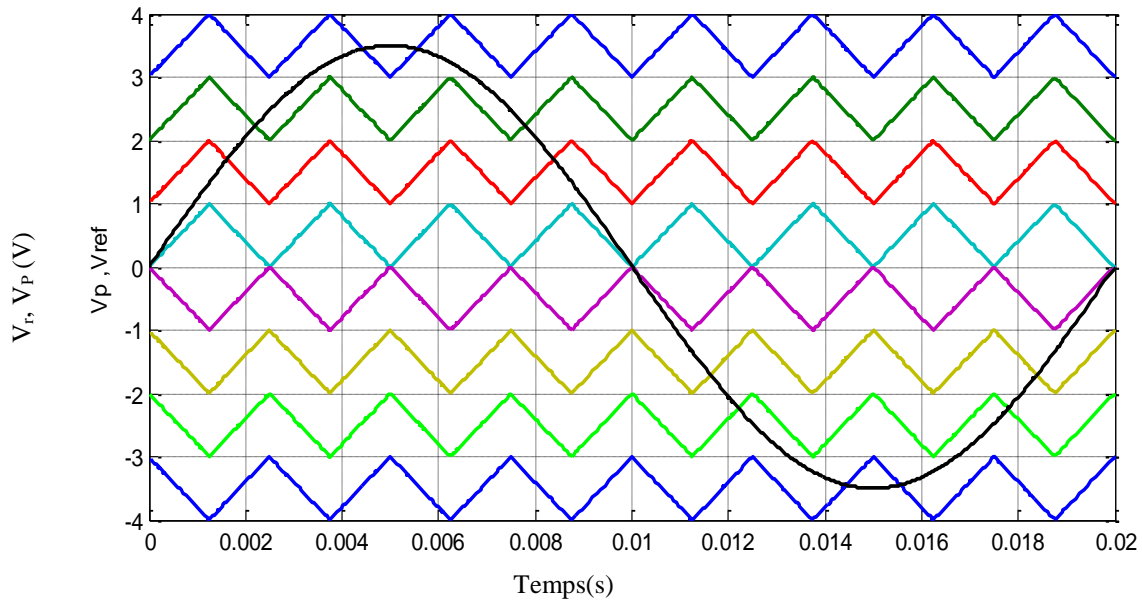


Fig. (VI.35) Principe de la PWM à 8 porteuses pour la bras connecté à la phase "a"

VI.3.3 Modélisation du Système photovoltaïque raccordé au réseau HTA

Le schéma du système global raccordé au réseau HTA est représenté par la figure. (VI.36) :

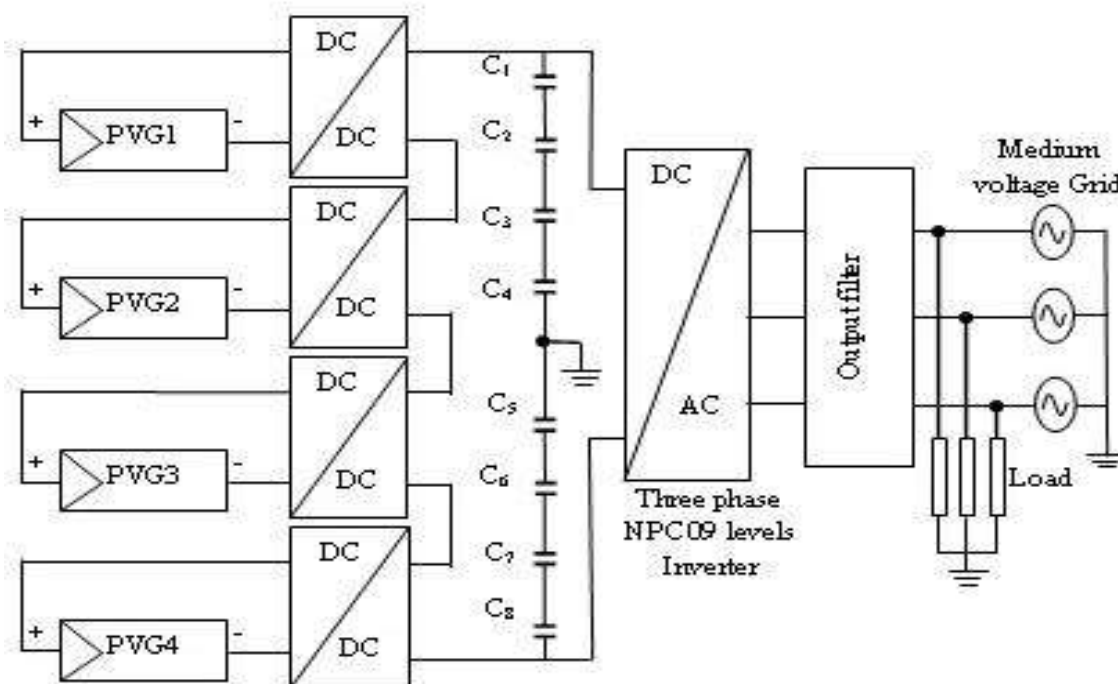


Fig. (VI.36) Schéma de principe du système photovoltaïque global raccordé au réseau HTA

Ce système est composé de :

- Une source continue multiple qui est composée de quatre (04) générateurs photovoltaïques. Chacun d'eux est constitué de (N_P) branches en parallèle, dont chacune est composée de (N_S) modules solaires en série. Chaque générateur de cette source génère une tension qui est amplifiée à la sortie par l'intermédiaire d'un convertisseur DC / DC survolteur.
- Les convertisseurs DC/DC sont contrôlés par un contrôleur MPPT basé sur l'algorithme P&O.
- Un onduleur triphasé NPC à neuf niveaux.
- Plusieurs condensateurs mis en série sont placés à l'entrée de l'onduleur.
- Une charge alternative est alimentée par l'onduleur via un filtre LCL.
- Le réseau électrique est connecté en parallèle avec la charge.

La modélisation du système photovoltaïque est nécessaire comme une étape cruciale pour décrire le fonctionnement de tous les éléments à partir de la source de courant continu en arrivant au réseau électrique. Il prédit la performance conceptuelle et d'énergie des systèmes PV connectés au réseau dans des conditions climatiques différentes et avec des charges bien définies. Les modèles des différents composants seront présentés de la façon suivante:

VI.3.3.1 Modélisation de la source photovoltaïque

Comme déjà mentionné, la source photovoltaïque se compose de 04 parties, chacune d'elles représente un générateur photovoltaïque partiel. Chaque GPV partiel génère à sa sortie une tension continue qui est ensuite amplifiée par un convertisseur DC / DC survolteur. Les tensions de sortie continues des convertisseurs sont ensuite additionnées pour obtenir une tension globale qui alimente l'onduleur.

Le modèle choisi est le 2^{ème} modèle car est très simple en le comparant aux modèles à une ou deux diodes. Il peut être établi en se basant sur les données de la cellule et du module, fournies par le fabricant et que l'on trouve dans une fiche technique. Ce modèle est détaillé dans le chapitre (III).

VI.3.3.2 Convertisseur DC / DC survolteur et son contrôle

VI.3.3.2.1 Représentation d'état du convertisseur DC/DC

Si on considère le schéma du convertisseur D/CD survolteur sur la Fig. (VI.4) et si on choisit $x_1=I_L$ et $x_2=V_C$ comme variables d'état,

- la représentation d'état du convertisseur DC/DC quand l'interrupteur "S" est fermé, est donnée comme suit :

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = \frac{V_{in}}{L} \\ \dot{x}_2 = \frac{1}{C}I_C = \frac{1}{RC}V_{out} \end{cases} \quad (VI.25)$$

La tension à la sortie du convertisseur est :

$$V_{out} = V_C = x_2 \quad (VI.26)$$

Sous forme matricielle les équations (VI.25) et (VI.26) deviennent :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{RC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} V_{in} \quad (VI.27)$$

$$V_{out} = C_1 \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} \quad (VI.28)$$

$$\text{Si : } A_1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{RC} \end{bmatrix}, B_1 = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix}, C_1 = [0 \quad 1]$$

Nous obtenons :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = A_1 \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + B_1 V_{in} \quad (VI.29)$$

- la représentation d'état du convertisseur DC/DC quand l'interrupteur "S" est ouvert, est donnée comme suit :

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = \frac{1}{L}V_{in} - \frac{1}{L}x_2 \\ \dot{x}_2 = \frac{1}{C}x_1 - \frac{1}{RC}x_2 \end{cases} \quad (VI.30)$$

Sous forme matricielle le système d'équations (VI.30) devient :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} V_{in} \quad (\text{VI.31})$$

Si :

$$A_2 = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix}, \quad B_2 = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad C_2 = [0 \quad 1]$$

Alors :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = A_2 \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + B_2 V_{in} \quad (\text{VI.32})$$

Enfin, pour une période complète de fonctionnement (T) et en ajoutant les deux équations (VI.29) et (VI.32) le système d'équations devient:

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \left(A_1 \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + B_1 V_{in} \right) D + \left(A_2 \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + B_2 V_{in} \right) (1-D) \quad (\text{VI.33})$$

Après réarrangement de l'équation (VI.33), la forme matricielle est la suivante:

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = (A_1 D + A_2 (1-D)) \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + (B_1 D + B_2 (1-D)) V_{in} \quad (\text{VI.34})$$

Où:

$A = (A_1 D + A_2 (1-D))$, $B = B_1 D + B_2 (1-D)$ sont respectivement la matrice d'état et la matrice de commande et "D" est le rapport cyclique ($0 \leq D \leq 1$).

VI.3.3.2 Le contrôleur MPPT

Le convertisseur DC / DC survolteur est modélisé comme un bloc dont les entrées sont la tension délivrée par les modules solaires et la seconde entrée est le rapport cyclique "D" généré par le (MPPT), Maximum Power Point Tracking. Ce MPPT est utilisé sur la base d'un algorithme de recherche appelé perturber et observer (P & O).

VI.3.3.3 Modèle de l'onduleur et son circuit commande

Le modèle de l'onduleur NPC triphasé à neuf niveaux est déjà représenté sur la figure. (VI.33). Le circuit de contrôle est illustré sur la figure (VI.37).

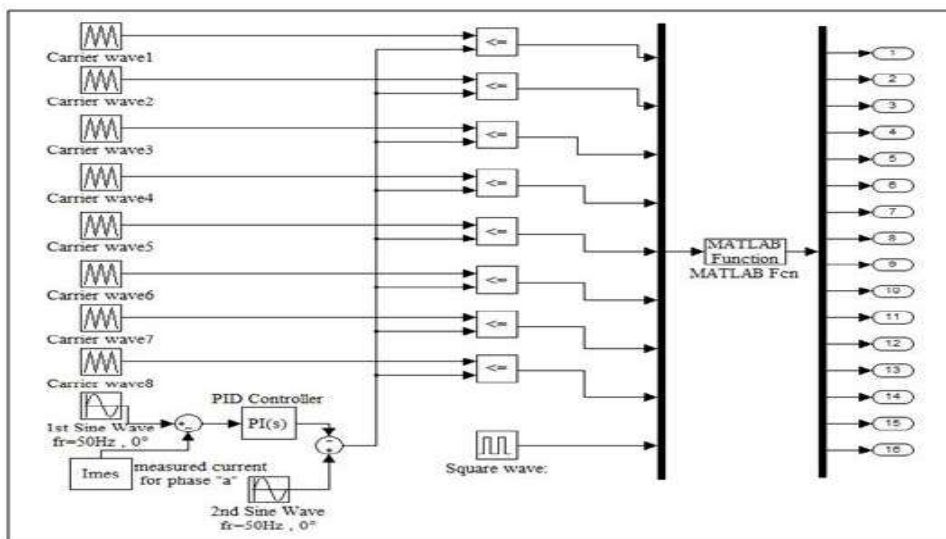


Fig. (VI.37) Circuit de commande d'un bras de l'onduleur (phase "a")

Le circuit est basé sur l'utilisation de la stratégie de découpage (PWM) dans une boucle fermée de courant. Cette stratégie consiste à comparer huit signaux porteurs de la même fréquence ($f_c = 400$ Hz) avec un signal de référence sinusoïdal. Des contrôleurs PI sont également utilisés; ils sont caractérisés par leurs coefficients K_i et K_p ($K_i = 0,01$; $K_p = 0,01$). Un signal carré est ajouté. Comme cela a déjà été mentionné, chaque bras de l'onduleur est composé de seize IGBT, d'où la nécessité de seize signaux de commande. Donc, pour ces signaux de commande, un petit programme Matlab est effectué.

VI.3.4 Simulation du système global

Le schéma global de la simulation est représenté sur la Fig. (VI.38).

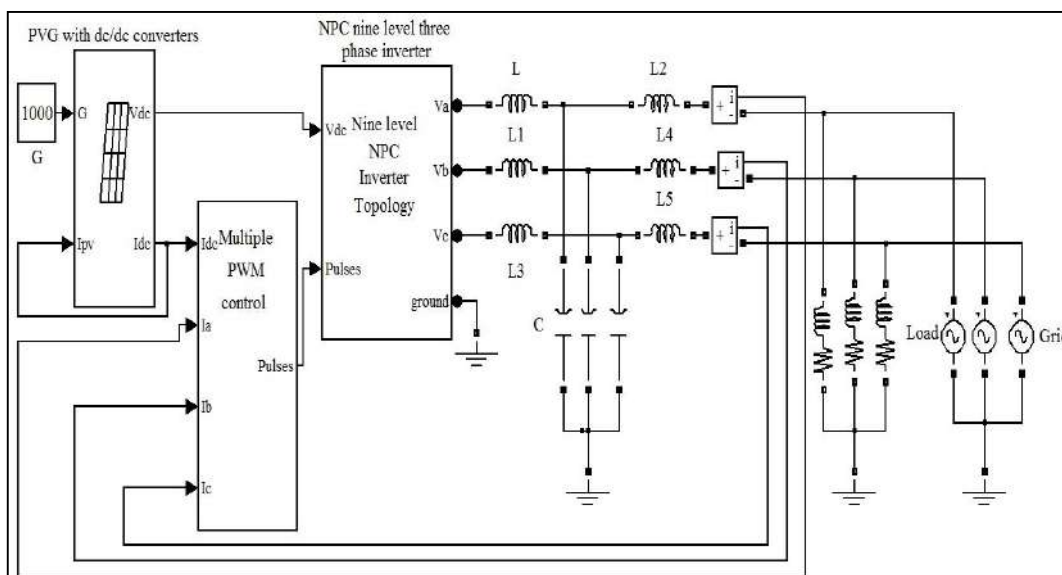


Fig. (VI.38) Schéma de simulation de l'ensemble du système

Où la source photovoltaïque est présentée avec les convertisseurs DC / DC par la figure. (VI.39) comme suit :

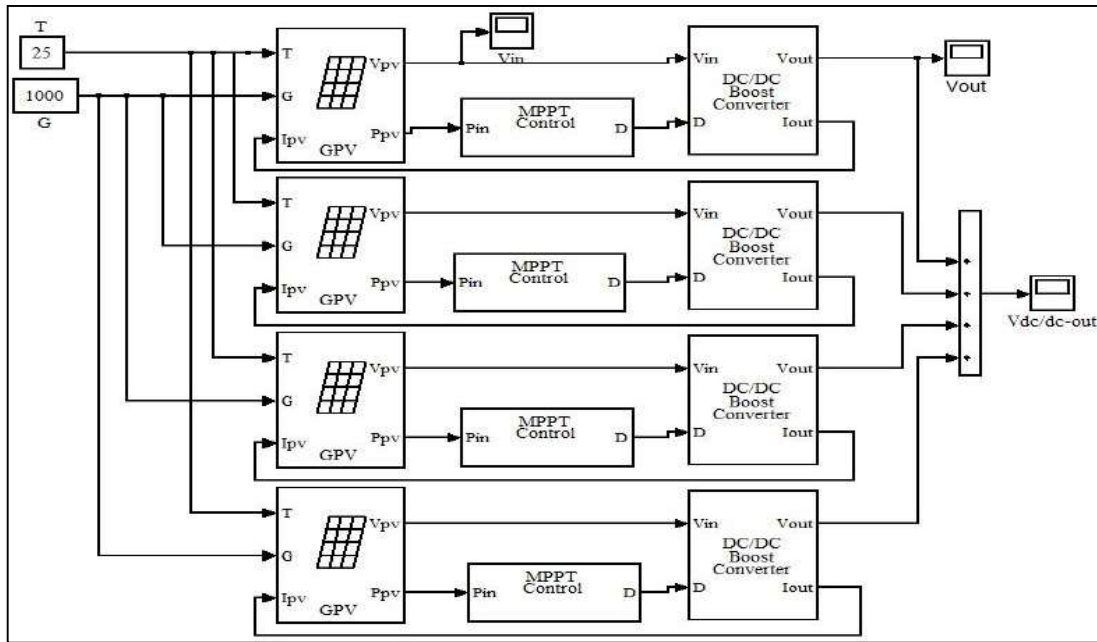


Fig. (VI.39) La structure générale de la source (PV) avec des convertisseurs DC / DC

VI.3.5 Résultats de simulation

Les résultats de simulation sont les suivants :

VI.3.5.1 Caractéristique de la source (PV)

La source photovoltaïque se compose de quatre parties. Chaque partie représente un générateur photovoltaïque qui se compose-lui-même- de N_P branches en parallèle ($N_P = 50$) dont chacune contient N_S modules en série ($N_S = 80$). La tension de sortie de chaque générateur est ($80 \times 17,3 = 1384V$) et la tension de sortie des quatre générateurs en série peut être donnée par: ($4 \times 1384 = 5536V$). D'autre part, les quatre générateurs délivrent le même courant, ce qui est donné par: $4,34 \times 50 = 217 A$).

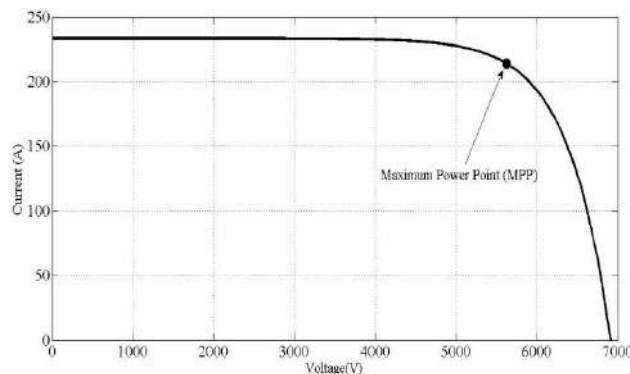


Fig. (VI.40) Caractéristique de la source 'PV) sous les Conditions Standard de test (STC): $G = 1000W / m^2$ et $T = 25 \text{ }^\circ C$

VI.3.5.2 Paramètres du convertisseur DC/DC

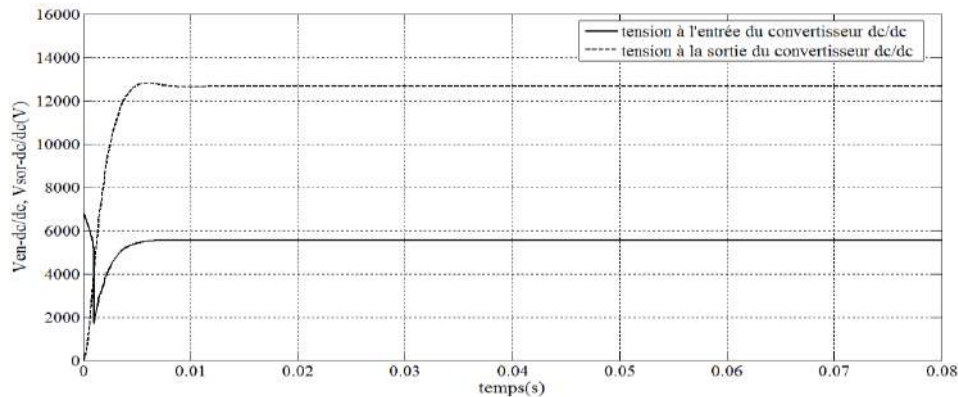


Fig. (VI.41) Tension à l'entrée et à la sortie du convertisseur DC//DC survolteur
Pour $G=1000\text{W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$

La figure (VI.41) montre la tension générée par la source (PV) qui était de 5536V devient égale 12660V après amplification par les convertisseurs DC/DC survolteurs.

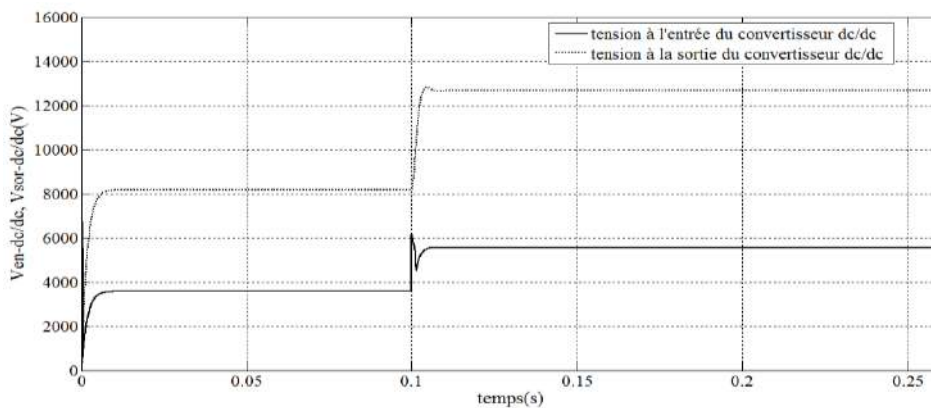


Fig. (VI.42) Tension à l'entrée et à la sortie du convertisseur DC//DC survolteur
Pour deux valeurs de l'intensité du rayonnement solaire et $T=25^\circ\text{C}$

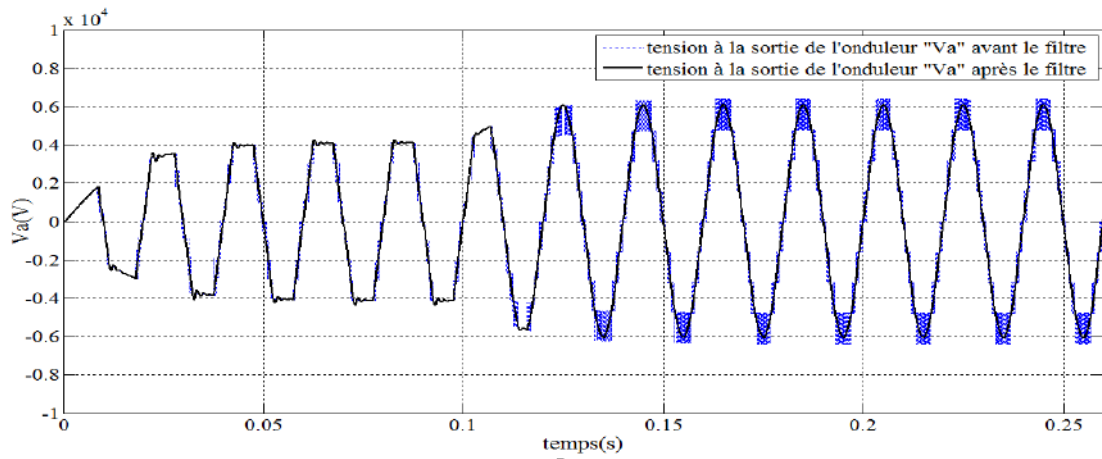
La figure (VI.42) montre la tension générée par les modules solaires qui était de 3573.74V sous un rayonnement solaire de $G=600\text{W/m}^2$ ($0 < t < 0.1\text{s}$) devient égale à 8254V après amplification. À partir de $t=0.1\text{s}$ l'intensité du rayonnement solaire augmente à $G=1000\text{W/m}^2$, par conséquent, la tension générée par les modules solaires augmente à 5536V puis à 12660V à la sortie des convertisseurs DC/DC.

VI.3.5.3 Paramètres de l'onduleur NPC triphasé à neuf niveaux

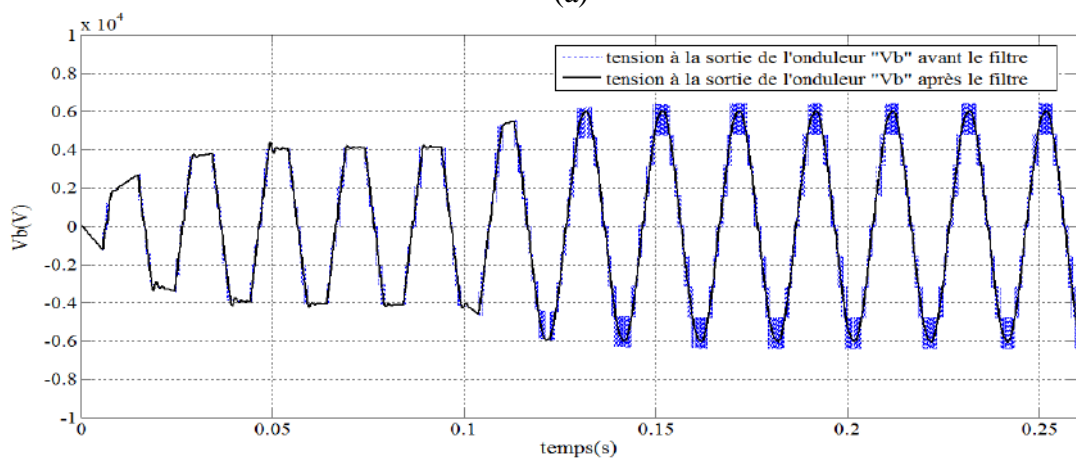
Les tensions et les courants à la sortie de l'onduleur NPC sont donnés pour deux valeurs de l'intensité du rayonnement solaire, à savoir :

- pour $0 < t < 0.1\text{s}$ → $G=600\text{W/m}^2$
- pour $t > 0.1\text{s}$ → $G=1000\text{W/m}^2$

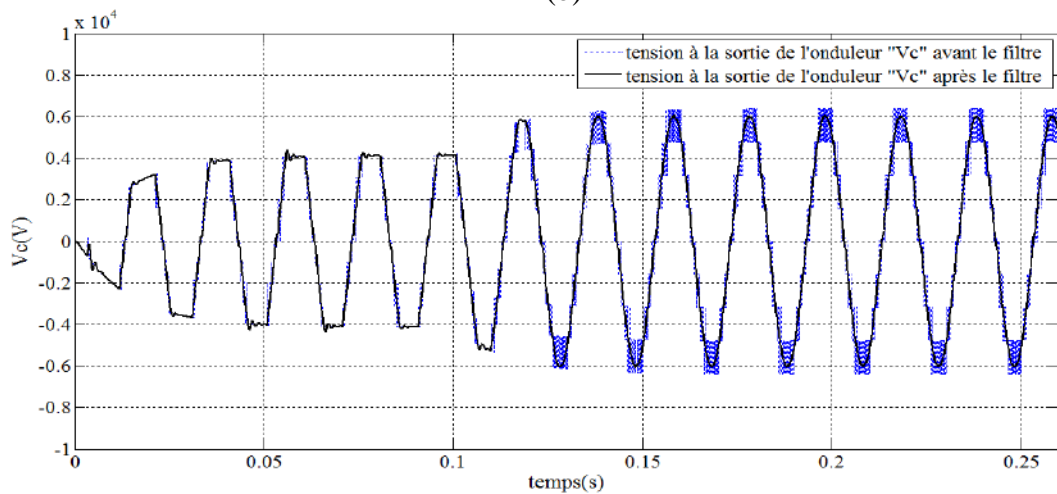
Les résultats de simulation sont les suivants :



(a)



(b)



(c)

Fig. (VI.43) Tensions à la sortie de l'onduleur pour deux valeurs de l'intensité du rayonnement solaire avant et après le filtre

- (a) Tension "Va" de la 1^{ère} phase, (b) Tension "Vb" de la 2^{ème} phase,
(c) Tension "Vc" de la 3^{ème} phase

La figure (VI.43) représente les tensions à la sortie de l'onduleur, avant et après le filtre.

Pour chaque phase, la tension avant le filtrage a une forme d'escalier, avec une valeur maximale de

4100V pour l'intensité du rayonnement solaire égale à 600W/m^2 et de $6330\text{V} = V_{dc}/2$ pour une intensité de 1000W/m^2 . Cependant, la tension après filtrage est sinusoïdale qui commence par une phase de transition pendant un temps de 0.03s.

La figure (VI.44) ci-dessous montre les trois tensions pendant une période $T=20\text{ms}$.

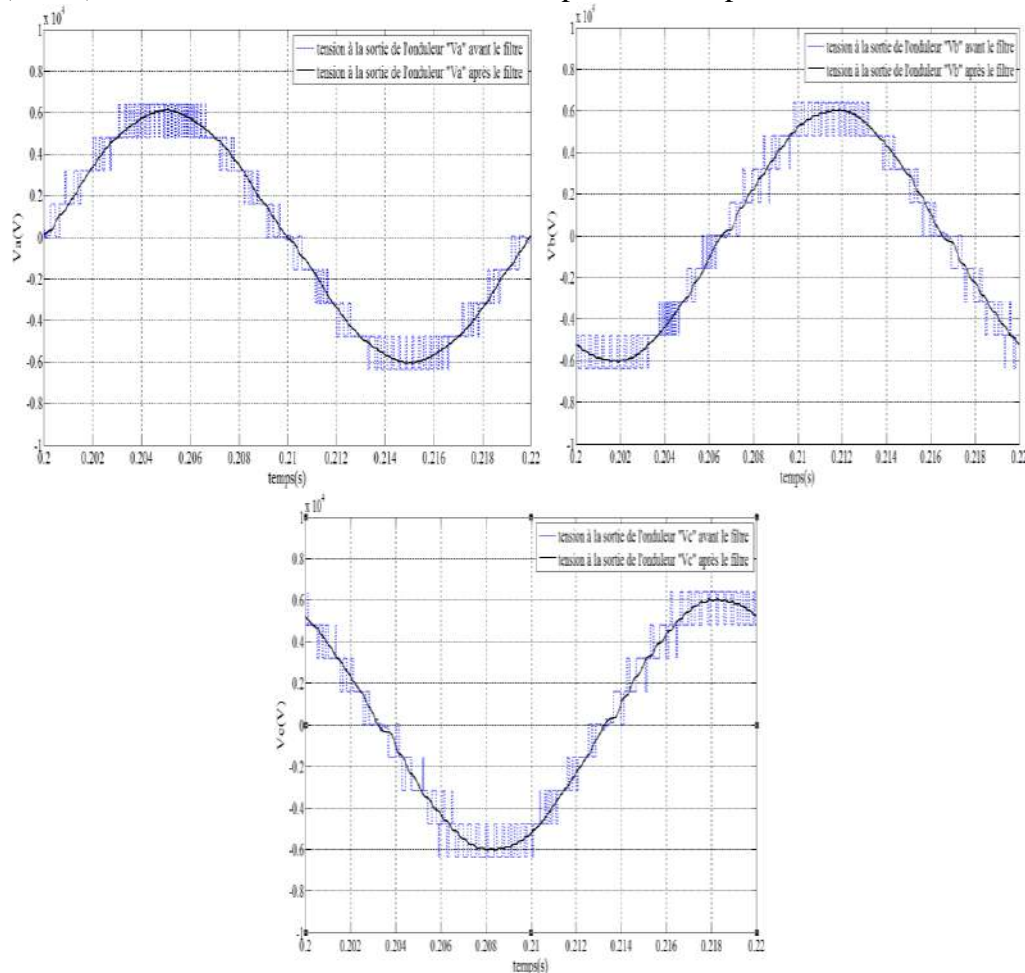
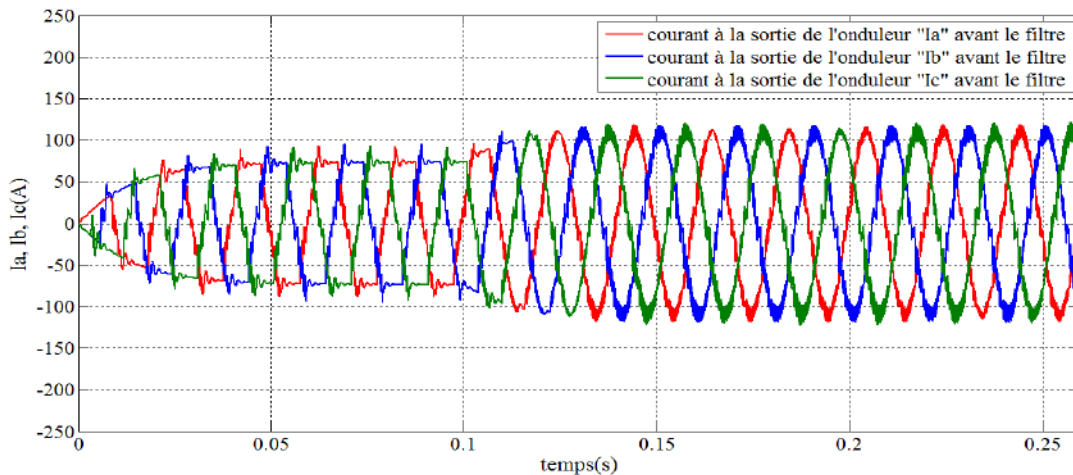


Fig. (VI.44) Tensions (V_a , V_b et V_c) à la sortie de l'onduleur avant et après le filtre (une seule période est montrée)



(a)

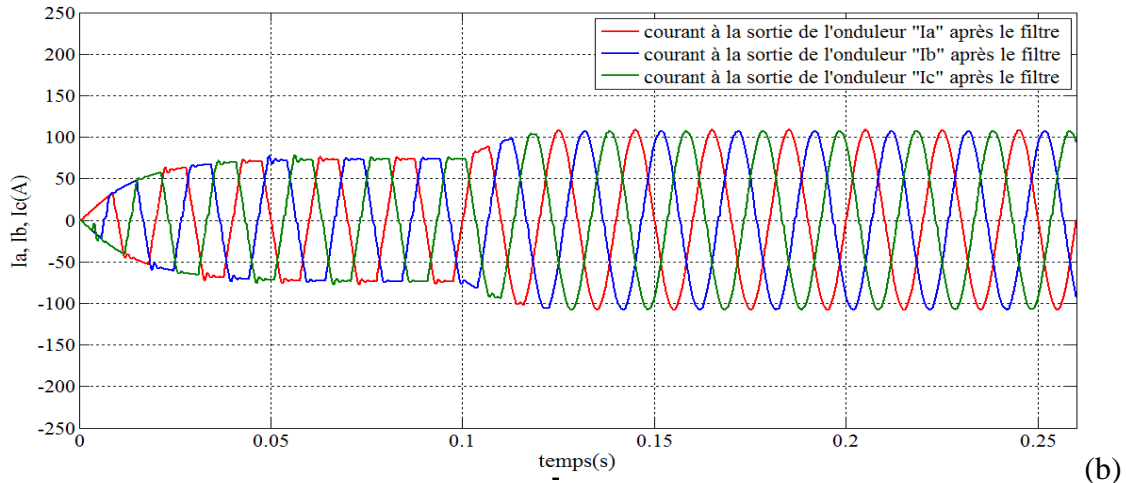


Fig. (VI.45) Courants (I_a , I_b et I_c) à la sortie de l'onduleur pour deux valeurs de l'intensité du rayonnement solaire

- (a) Courants (I_a , I_b , I_c) avant le filtre
- (b) Courants (I_a , I_b , I_c) après le filtre

Une période des courants (I_a , I_b , I_c) est donnée dans la figure (VI.46)

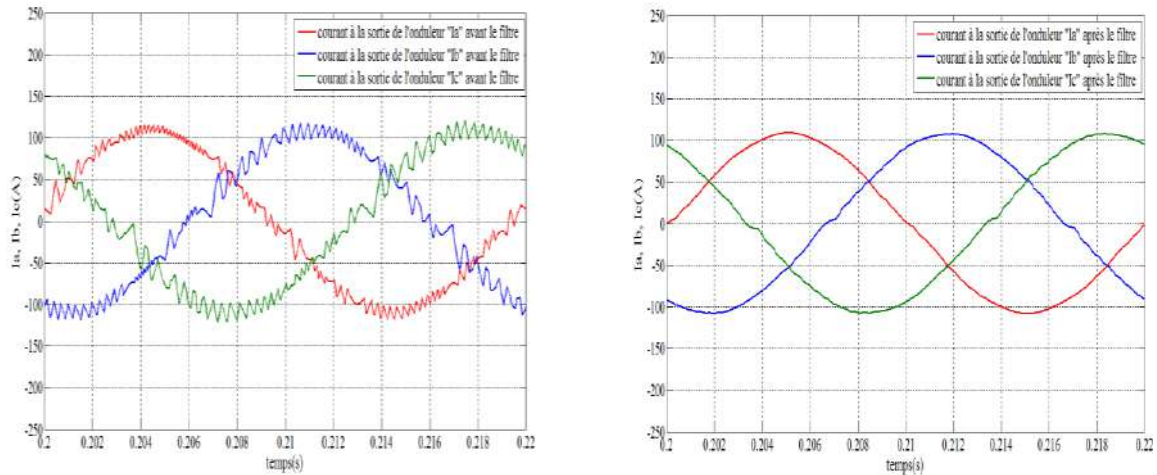
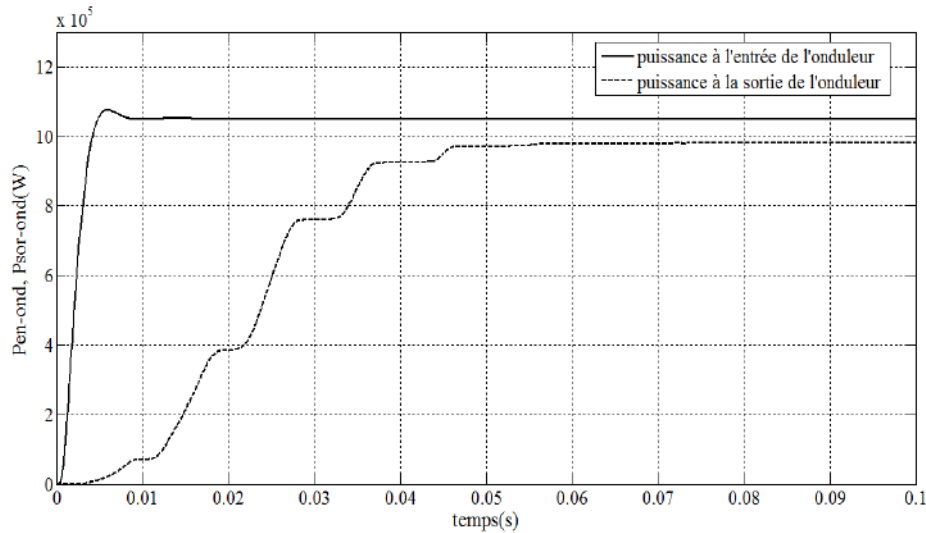


Fig. (VI.46) Courants (I_a , I_b , I_c) à la sortie de l'onduleur avant et après le filtre
(Une période est montrée)

VI.3.5.4 Rendement de l'onduleur NPC triphasé à neuf niveaux

La figure (VI.47) donne les puissances à l'entrée (P_{en-ond}) à l'entrée de l'onduleur et ($P_{sor-ond}$) à sa sortie pour un rayonnement solaire fort c'est-à-dire d'une intensité de $1000W/m^2$:

Fig. (VI.47) Puissance à l'entrée et à la sortie de l'onduleur pour $G=1000\text{W/m}^2$

Le rendement est donné comme suit :

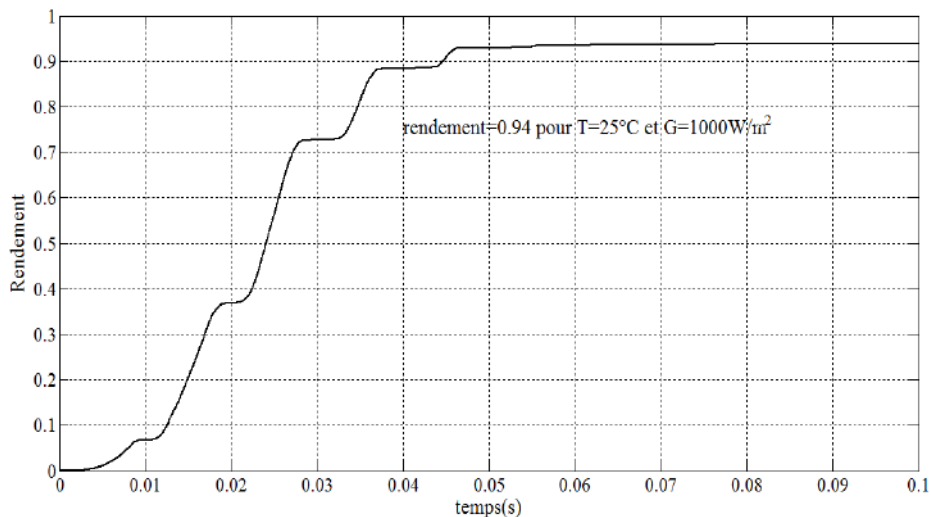


Fig. (VI.48) Rendement de l'onduleur NPC triphasé à neuf niveaux

Comme illustré sur la Fig. (VI.48), la puissance à l'entrée de l'onduleur est de 1.05MW, cependant, la puissance à la sortie (après le filtre) est 0.98MW, ce qui donne un rendement de 94%.

VI.3.5.5 Spectre de la tension et du courant avant et après le filtre pour la phase "a".

L'analyse spectrale par FFT (Fast Fourier Transform) a donné les spectres suivants :

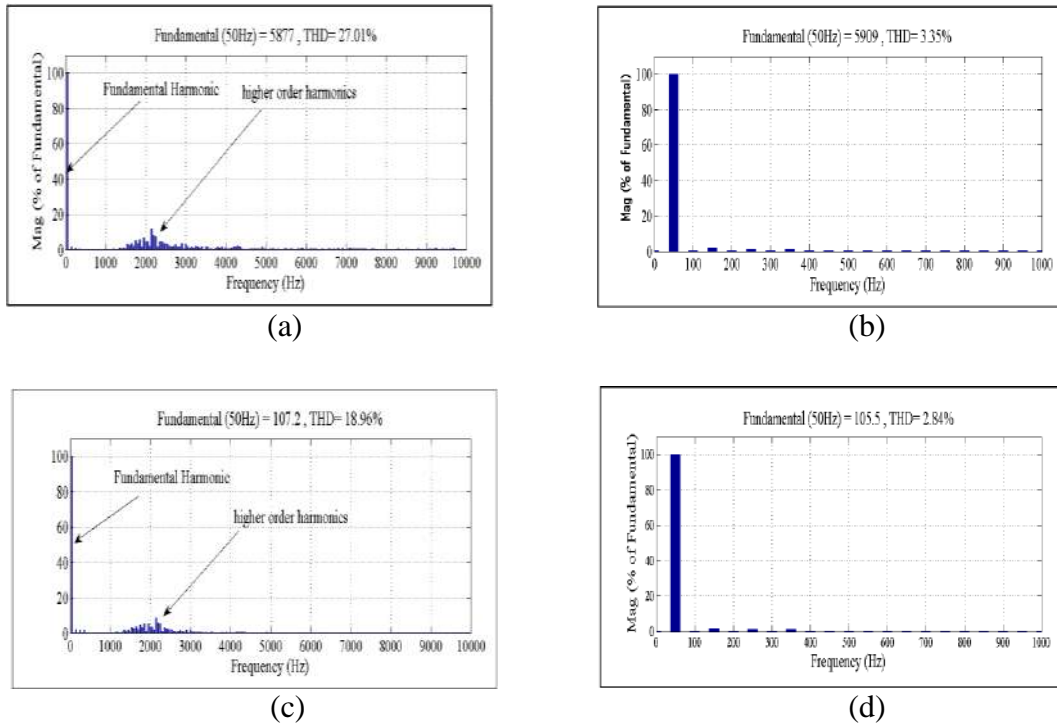


Fig. (VI.49) Spectre de la tension et du courant à la sortie de l'onduleur avant et après le filtre (pour la phase "Va" uniquement)

- (a) Spectre de la tension "Va" avant le filtre
- (b) Spectre de la tension "Va" après le filtre
- (c) Spectre de la tension "Ia" avant le filtre
- (d) Spectre de la tension "Ia" après le filtre

Comme le montre la figure si dessus, le taux de distorsion harmonique (abrégé THD, total harmonic distortion en anglais) est de 27.01% pour la tension "Va" avant le filtre devient égal à 3.35% après le filtre. Le THD pour le courant "Ia" avant le filtre est de 18.96% devient égal à 2.84% après le filtre.

Quand le système est raccordé au réseau et pour un rayonnement solaire fort ($G=1000W/m^2$) les résultats sont les suivants :

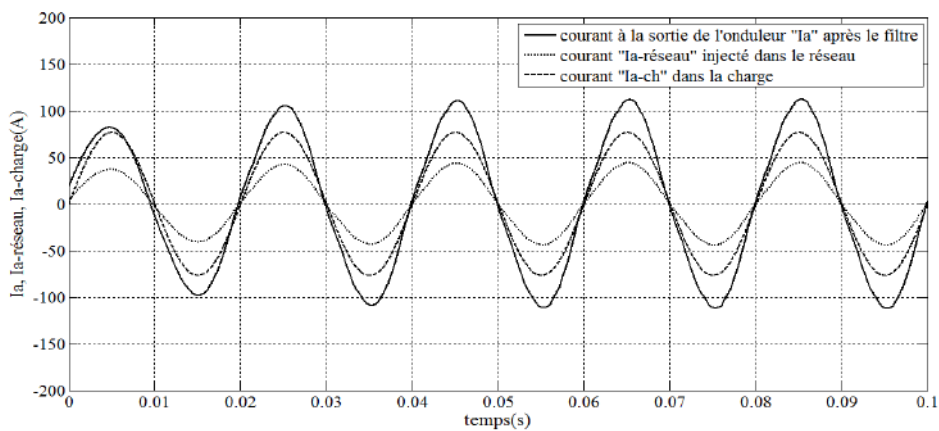


Fig. (VI.50) Courants dans la phase "a" : courant "Ia" à la sortie de l'onduleur après le filtre, courant "Ia-réseau" injecté dans le réseau et courant "Ia-ch" dans la charge

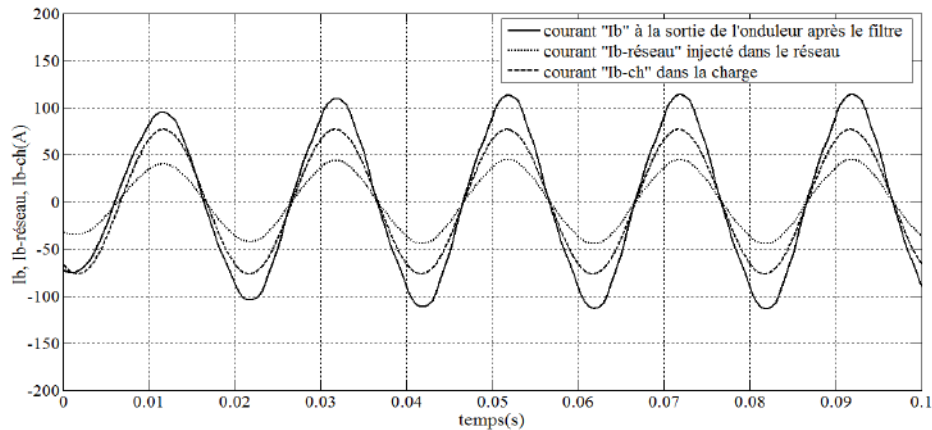


Fig. (VI.51) Courants dans la phase “b” : courant “ I_b ” à la sortie de l’onduleur après le filtre, courant “ I_b -réseau” injecté dans le réseau et courant “ I_b -ch” dans la charge

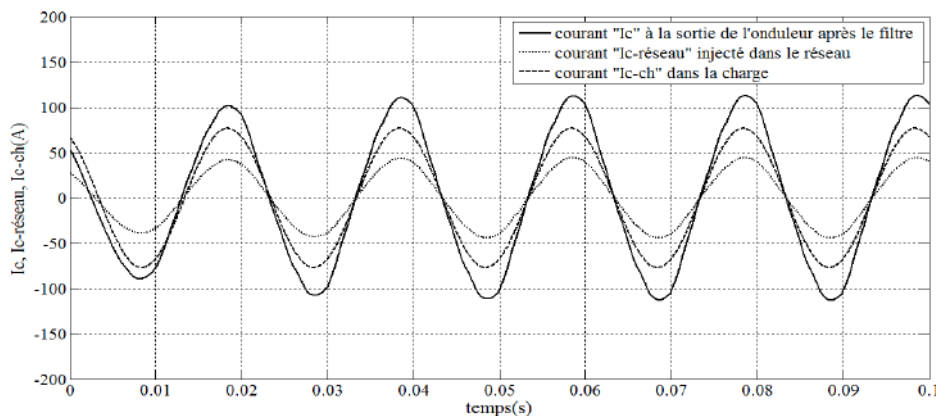


Fig. (VI.52) Courants dans la phase “c” : courant “ I_c ” à la sortie de l’onduleur après le filtre, courant “ I_c -réseau” injecté dans le réseau et courant “ I_c -ch” dans la charge

VI.4 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté deux systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique. L’un est raccordé au réseau BTB via un onduleur triphasé NPC à trois niveaux et l’autre est raccordé au réseau HTA via un onduleur triphasé NPC à neuf niveaux.

Dans les deux cas, la stratégie de commande utilisée est celle basée sur la PWM, la seule différence est le nombre des porteuses et le nombre des signaux modulateurs.

Pour l’onduleur à trois niveaux la commande utilise une seule porteuse triangulaire avec une fréquence de commutation de (3kHz) avec deux signaux sinusoïdaux de référence, mais pour l’onduleur à neuf niveaux, elle utilise huit porteuses triangulaires avec une fréquence très basse (400Hz) avec un seul signal sinusoïdal de référence.

Les inconvénients de ce système sont la présence d’un filtre à la sortie, ce qui provoque des pertes par effet Joule et l’utilisation de signaux de porteuses multiples pour la commande de l’onduleur. Ainsi, pour y remédier, il est préférable d’utiliser un onduleur avec une tension de sortie possédant plus de neuf niveaux pour éviter le filtre, dans ce cas l’onduleur aura encore plus d’interrupteurs!! C’est un dilemme!

En ce qui concerne les résultats obtenus, on peut dire qu’ils sont assez intéressants, en particulier, le rendement pour les deux systèmes est très satisfaisant.

VI.5 References

- [1] J. S. Lai and F. Z. Peng, "Multilevel Converters-A new Breed of Power Converters," *IEEE Trans. Ind. Applicat.*, vol.32, pp. 509-517, May/June 1996.
- [2] L. M. Tolbert, F. Z. Peng, and T. Habetler, "Multilevel Converters for Large Electric drives," *IEEE Trans. Ind. Applicat.*, vol.35, pp. 36-44, Jan./Feb. 1999.
- [3] J. Rodriguez, J. S. Lai and F. Z. Peng, "Multilevel Inverters: Survey of Topologies, Controls, and Applications," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 49, no. 4, Aug. 2002, pp. 724-738.
- [4] R. H. Baker and L. H. Bannister, "Electric Power Converter," U.S. Patent 3 867 643, Feb. 1975.
- [5] A. Nabae, I. Takahashi, and H. Akagi, "A New Neutral-point Clamped PWM inverter," *IEEE Trans. Ind. Applicat.*, vol. IA-17, pp. 518-523, Sept./Oct. 1981.
- [6] R. H. Baker, "Bridge Converter Circuit," U.S. Patent 4 270 163, May 1981.
- [7] P. W. Hammond, "Medium Voltage PWM Drive and Method," U.S. Patent 5 625 545, Apr. 1977.
- [8] F. Z. Peng and J. S. Lai, "Multilevel Cascade Voltage-source Inverter with Separate DC source," U.S. Patent 5 642 275, June 24, 1997.
- [9] J. P. Lavieville, P. Carrere, and T. Meynard, "Electronic Circuit for Converting Electrical Energy and a Power Supply Installation Making Use Thereof," U.S. Patent 5 668 711, Sept. 1997.
- [10] T. Meynard, J.-P. Lavieville, P. Carrere, J. Gonzalez, and O. Bethoux, "Electronic Circuit for Converting Electrical Energy," U.S. Patent 5 706 188, Jan. 1998.
- [11] P. W. Hammond, "Four-quadrant AC-AC Drive and Method," U.S. Patent 6 166 513, Dec. 2000.
- [12] M. F. Aiello, P. W. Hammond, and M. Rastogi, "Modular Multi-level Adjustable Supply with Series Connected Active Inputs," U.S. Patent 6 236 580, May 2001.
- [13] M. F. Aiello, P. W. Hammond, and M. Rastogi, "Modular Multi-Level Adjustable Supply with Parallel Connected Active Inputs," U.S. Patent 6 301 130, Oct. 2001.
- [14] E. Cengelci, S. U. Sulistijo, B. O. Woom, P. Enjeti, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, "A New Medium Voltage PWM Inverter Topology for Adjustable Speed Drives," in *Conf. Rec. IEEE-IAS Annu. Meeting, St. Louis, MO, Oct. 1998*, pp. 1416-1423.
- [15] Bindeshwar Singh, Nupur Mittal, K.S. Verma, Deependra Singh, S.P. Singh, Rahul Dixit, Manvendra Singh, and Aanchal Baranwal, "Multi-Level Inverter: A Literature Survey on Topologies and Control Strategies", *International Journal of Reviews in Computing*, Vol. 10, 31st July 2012.
- [16] Carl.Nelson &Jim.Williams, "Survolteur Converter Operation", LT1070 Manuel Design, Application Note 19, June 1986.
- [17] J. Surya Kumari, Ch. Sai Babu, A. Kamalakar Babu, "Design and Analysis of P&O and IP&O MPPT techniques for Photovoltaic System", *International Journal of Modern Engineering Research (IJMER)*, Vol.2, Issue.4, pp.2174-2180. Jul. /Aug. 2012.
- [18] Uwe Drofenik, Johann W. Kolar, "A General Scheme for Calculating Switching- and Conduction-Losses of Power Semiconductors in Numerical Circuit Simulations of Power Electronic Systems", *Power Electronic Systems Laboratory (PES), ETH Zurich ETH-Zentrum / ETL H13, CH-8092 Zurich, Switzerland*.
- [19] F. Schafmeister, C. Rytz and J.W. Kolar, "Analytical Calculation of the Conduction and Switching Losses of the Conventional Matrix Converter and the (Very) Sparse Matrix Converter", *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2005, IEEE, Vol.2*, pp. 875-881, [APEC 2005](#).

- [20] G.N.Tiwari and Swapnil.Dubey, “Fundamentals of Photovoltaic Modules and their”, ETH Zurich, Power Electronic Systems Laboratory ETH Zentrum / ETL H17, Physikstr. 3, CH-8092 Zurich / Switzerland, Applications, RSC Energy Series No. 2, ISSN, pp. 1757-6741, 2010.
- [21] Joseph SONG MANGUELLE, “Convertisseurs multiniveaux asymétriques alimentés par transformateurs multi-secondaires basse-fréquence: réactions au réseau d'alimentation”, thèse de doctorat en sciences, Lausanne, EPFL 2004.
- [22] Farid Bouchafaa, “Etude et commande de différentes cascades à onduleur à neuf niveaux à structure NPC. Application à la conduite d'une MSAP”, Thèse de Doctorat en automatique, Ecole Nationale Polytechnique, 2006.

Conclusion générale

Ce présent travail est une contribution à l'étude des onduleurs destinés au raccordement des systèmes photovoltaïques au réseau électrique basse et haute tension.

Dans un premier temps, on a commencé le travail par une vue générale sur les énergies fossiles, leur impact néfaste sur l'environnement, à savoir -l'effet de serre, la pollution atmosphérique, les pluies acides et émission abusives des gaz- et leur indisponibilité dans les années à venir à cause de la demande mondiale en énergie (plus de 50% d'ici 2030).

Cette situation est une importante source de préoccupation de la communauté internationale. Elle a poussé à des efforts considérables dans la **recherche** d'autres sources d'énergie présentant certains avantages qui apparaissent aujourd'hui de plus en plus déterminants en particulier le caractère inépuisable et leur faible impact sur l'environnement. Ces énergies ne sont autres que les énergies renouvelables, celles-ci sont fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux.

Dans un deuxième temps, et comme on est intéressé par l'énergie solaire photovoltaïque, on a donné des fondements nécessaires pour la compréhension des systèmes photovoltaïques et leurs différents composants, ensuite on a présenté quelques modèles de la source (PV) en utilisant le logiciel MATLAB/SIMULINK.

Sachant que l'onduleur est le composant clé de toute installation photovoltaïque raccordée au réseau électrique, on a consacré une grande partie aux onduleurs et leur classification selon leurs technologies, leurs types (autonome, non autonome, interactif ou hybride), leur place dans une installation (PV), leurs différentes topologies et selon leur interfaçage au réseau électrique.

Dans ce travail et en utilisant le logiciel Matlab/Simulink, trois systèmes photovoltaïques ont été étudiés, à savoir :

- Système photovoltaïque couplé au réseau électrique BTA via un onduleur triphasé deux niveaux.
- Système photovoltaïque couplé au réseau électrique BTB via un onduleur NPC triphasé trois niveaux.
- Système photovoltaïque couplé au réseau électrique HTA via un onduleur NPC triphasé neuf niveaux.

Les onduleurs utilisés dans ces systèmes diffèrent l'un de l'autre par le nombre d'interrupteurs et par la stratégie de commande utilisée, mais ils sont tous couplés aux réseaux : basse tension (A), basse tension « B » et haute tension « A » à travers un filtre LCL.

Les résultats obtenus (tensions, courant, puissances et rendement) sont assez intéressants. En ce qui concerne le rendement pour les trois systèmes, on peut dire que le rendement est satisfaisant.

La disponibilité des interrupteurs plus puissants nous facilite la connexion au réseau haute tension « B ».

Les inconvénients auquel on a fait face sont :

- Le filtre LCL à la sortie de l'onduleur qui est utile pour bloquer les harmoniques contenus dans les signaux de tension et de courant mais les résistances de ses bobines engendrent des pertes par effet Joule ceci affecte considérablement le rendement.
- Le nombre d'interrupteurs qui augmentent avec le nombre des niveaux de tension à la sortie de l'onduleur, ce qui rend la commande complexe.

On a rencontré un vrai dilemme en ce qui concerne l'utilisation ou non du filtre, c'est-à-dire on peut le supprimer si le nombre de niveaux de tension est supérieur à neuf, dans ce cas le nombre des interrupteurs utilisé est grand !!

Conclusion générale

Ce travail a été fait en utilisant les caractéristiques électriques d'un module solaire fabriqué par une société Algérienne « ENIE » ce qui nous encourage à passer à la réalisation pratique si, bien sûr, les composants électroniques sont disponibles. Pour cela, une grande surface est nécessaire pour installer tous les modules (PV) dont on a besoin, alors pour y remédier ; on doit utiliser des modules plus puissants.

On espère approfondir l'étude d'autres topologies qui utilisent moins de composants tout en évitant le filtre, ce qui amène à mieux exploiter l'énergie solaire dont dispose l'Algérie.

Annexe A : Conversion des unités

1 calorie [cal] = 4.18 J.

1 joule [J] : c'est l'unité du SI (équivalent à des $\text{kg m}^2 / \text{s}^2$).

1 Wh : un wattheure = 3600J

1 kWh : un kilowattheure : énergie fournie par une source de 1 kW pendant 1 heure.

TWh : un térawattheure correspond à 1000 milliards de wattheures

PJ : un pétajoule correspond à 100 000 milliards de joules

1 tonne équivalent pétrole [tep] = 43.2 GJ : c'est l'énergie libérée par la combustion d'une tonne de pétrole (7.3 barils).

1 Mégatonne = $4 \cdot 10^{15}$ J : énergie dégagée par l'explosion de 10^6 tonnes de TNT (Trinitrotoluène).

1 baril (159 l ou 140 kg) = 1700 kW.h

1 BTU (British Thermal Unit) = 252 cal = 1050 J

1 quad BTU : 1015BTU = 290.109 kW.h

1 thermie = 100 000 BTU

Annexe B : Fiche technique du module solaire « ENIESOLAR 75 » fabriqué par l'entreprise ENIE



MODULE PHOTOVOLTAÏQUE – 75W

Caractéristiques physiques :

Dimensions	1224 x 545 x 39,5 mm
Poids	9 Kg
Conditions d'emballage	4 modules par caisse / 26 modules par caisse
Dimension de la caisse d'emballage	1350 x 665 x 230 mm / 1295 x 605 x 1220 mm

Caractéristiques électriques (1.000 W / m², 25° C cell, AM 1.5) :

Puissance maximale	75 Wp +/- 10 %
Courant maximum	4,34 A
Tension maximale	17,3 V
Tension maximale du système	760 V
Courant de court circuit	4,67 A SC
Tension de circuit ouvert	21,6 V OC
Valeur minimale du fusible en série	10 A
NOCT (800 W / m ² , 20° C, AM 1.5, 1 m / s)	47°C



Caractéristiques constructives :

Type de cellule	Monocristalin, avec texture et couche anti-reflet – 125 x 125 mm
Contacts	Redondants, contacts multiples dans chaque cellule de 125 x 125 mm
Nombre de cellules en série	36
Nombre de cellules en parallèle	1
Laminage	EVA (ethylene vinyl acetate)
Face frontale	Verre à microstructure trempé avec haute transmissivité
Face postérieure	Protégée par plusieurs couches de Tedlar
Cadre	Aluminium anodisé
Bornier de mise à la terre	Oui

Boîte de connexion :

Dimension (LxIxé)	100 x 110 x 30 mm
Boîte	1 x IP65 avec une diode bypass
Bornier de connexion	Bornier vissable et possibilité de soudage
Cables	400 mm (+); 700 mm (-); 4 mm ²



Certifications : IEC 61215, Class II selon certificat TÜV, CE

Observation : Pour l'amélioration du produit, toute caractéristique pourrait être modifiée sans notification.



Société par actions au capital de 8 322 000 000 DA Registre de commerce : Sidi Bel Abbes B 89 005

Siège Social : B.P N° 101 – Zone Industrielle, Route de Mascara Sidi Bel Abbes – Algérie

Téléphone : +213 48 56 66 88 Télécopie : +213 48 56 66 88 Web : www.enie.dz E-mail : enie-solar@enie.dz

Annexe C : Fiche technique des IGBT 1400V et 150A

2MBI150PC-140**IGBT Modules****IGBT Modules P series**

1400V / 150A 2 in one-package

■ Features

- Small temperature dependence of the turn-off switching loss
- Easy to connect in parallel
- Wide RBSOA (square up to 2 times of rated current) and high short-circuit withstand capability
- Low loss and soft-switching (reduction of EMI noise)

■ Applications

- General purpose inverters
- AC servo systems (Drive unit)
- UPS (Uninterruptible Power Supply)

■ Maximum ratings and characteristics**● Absolute maximum ratings (Tc=25°C unless otherwise specified)**

Item	Symbol	Rating	Unit		
Collector-Emitter voltage	V _{CEs}	1400	V		
Gate-Emitter voltage	V _{GES}	±20	V		
Collector current	Continuous	T _c =25°C	I _c	200	A
		T _c =80°C		150	
	1ms	T _c =25°C	I _c pulse	400	
		T _c =80°C		300	
	Continuous	-I _c	150		
1ms	-I _c pulse	300			
Max power dissipation	P _c	1100	W		
Operating temperature	T _j	+150	°C		
Storage temperature	T _{stg}	-40 to +125	°C		
Isolation voltage	V _{is}	2500 AC (1min.)	V		
Screw torque	Mounting *	3.5	N·m		
	Terminals *	3.5			

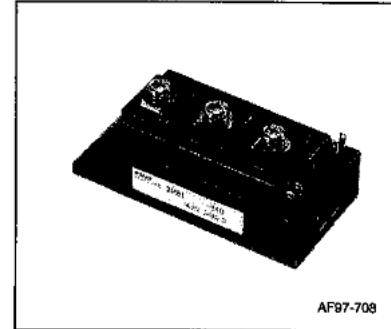
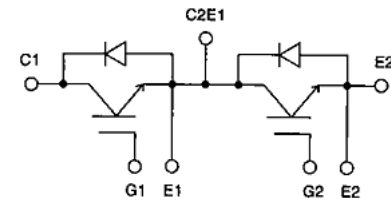
● Electrical ratings and characteristics (T_j=25°C unless otherwise specified)

Item	Symbol	Characteristics			Conditions	Unit
		Min.	Typ.	Max.		
Zero gate voltage collector current	I _{CEs}	–	–	2.0	V _{GE} =0V, V _{CE} =1400V	mA
Gate-Emitter leakage current	I _{GES}	–	–	400	V _{CE} =0V, V _{GE} =±20V	nA
Gate-Emitter threshold voltage	V _{GE} (th)	6.0	8.0	9.0	V _{CE} =20V, I _c =150mA	V
Collector-Emitter saturation voltage	V _{CE} (sat)	–	2.7	3.0	T _j =25°C, V _{GE} =15V, I _c =150A	V
		–	3.3	–	T _j =125°C, V _{GE} =15V, I _c =150A	
Input capacitance	C _{ies}	–	15000	–	V _{GE} =0V	pF
Output capacitance	C _{oes}	–	2000	–	V _{CE} =10V	
Reverse transfer capacitance	C _{res}	–	1000	–	f=1MHz	
Turn-on time	ton	–	–	1.20	V _{CC} =600V	μs
	tr	–	–	0.60	I _c =150A	
Turn-off time	toff	–	–	1.00	V _{GE} =±15V	μs
	tf	–	–	0.30	R _G =5.6Ω	
Diode forward on voltage	V _F	–	2.4	3.3	I _F =150A, V _{GE} =0V	V
Reverse recovery time	t _{rr}	–	–	0.35	I _F =150A	μs

● Thermal resistance characteristics

Item	Symbol	Characteristics			Conditions	Unit
		Min.	Typ.	Max.		
Thermal resistance	R _{th} (j-c)	–	–	0.11	IGBT	°C/W
	R _{th} (j-c)	–	–	0.24	Diode	
	R _{th} (c-f)*	–	0.025	–	the base to cooling fin	

* This is the value which is defined mounting on the additional cooling fin with thermal compound.

**■ Equivalent circuit**

Recommendable value
* 2.5 to 3.5 N·m (M5)

Annexe D : Fiche technique IGBT 900 V et 150 A



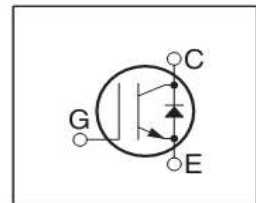
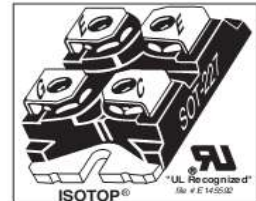
900V

APT40GP90JDQ2

POWER MOS 7[®] IGBT

The POWER MOS 7[®] IGBT is a new generation of high voltage power IGBTs. Using Punch Through Technology this IGBT is ideal for many high frequency, high voltage switching applications and has been optimized for high frequency switchmode power supplies.

- Low Conduction Loss
- Low Gate Charge
- Ultrafast Tail Current shutoff
- SSOA Rated



MAXIMUM RATINGS

All Ratings: $T_C = 25^\circ\text{C}$ unless otherwise specified.

Symbol	Parameter	APT40GP90JDQ2	UNIT
V_{CES}	Collector-Emitter Voltage	900	Volts
V_{GE}	Gate-Emitter Voltage	± 30	
I_{C1}	Continuous Collector Current ^⑦ @ $T_C = 25^\circ\text{C}$	64	Amps
I_{C2}	Continuous Collector Current @ $T_C = 110^\circ\text{C}$	27	
I_{CM}	Pulsed Collector Current ^①	160	
SSOA	Switching Safe Operating Area @ $T_J = 150^\circ\text{C}$	160A @ 900V	
P_D	Total Power Dissipation	284	Watts
T_J, T_{STG}	Operating and Storage Junction Temperature Range	-55 to 150	$^\circ\text{C}$
T_L	Max. Lead Temp. for Soldering: 0.063" from Case for 10 Sec.	300	

STATIC ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Symbol	Characteristic / Test Conditions	MIN	TYP	MAX	Units
$V_{(BR)CES}$	Collector-Emitter Breakdown Voltage ($V_{GE} = 0\text{V}, I_C = 350\mu\text{A}$)	900			Volts
$V_{GE(TH)}$	Gate Threshold Voltage ($V_{CE} = V_{GE}, I_C = 1\text{mA}, T_J = 25^\circ\text{C}$)	3	4.5	6	
$V_{CE(ON)}$	Collector-Emitter On Voltage ($V_{GE} = 15\text{V}, I_C = 40\text{A}, T_J = 25^\circ\text{C}$)		3.2	3.9	
	Collector-Emitter On Voltage ($V_{GE} = 15\text{V}, I_C = 40\text{A}, T_J = 125^\circ\text{C}$)		2.7		
I_{CES}	Collector Cut-off Current ($V_{CE} = 900\text{V}, V_{GE} = 0\text{V}, T_J = 25^\circ\text{C}$) ^②			350	μA
	Collector Cut-off Current ($V_{CE} = 900\text{V}, V_{GE} = 0\text{V}, T_J = 125^\circ\text{C}$) ^②			1500	
I_{GES}	Gate-Emitter Leakage Current ($V_{GE} = \pm 20\text{V}$)			± 100	nA

CAUTION: These Devices are Sensitive to Electrostatic Discharge. Proper Handling Procedures Should Be Followed.

APT Website - <http://www.advancedpower.com>

Annexe E : Caractéristiques techniques du condensateur MKP5 900 μ F 900 V pas Wima DCHPN06900E200KS0F

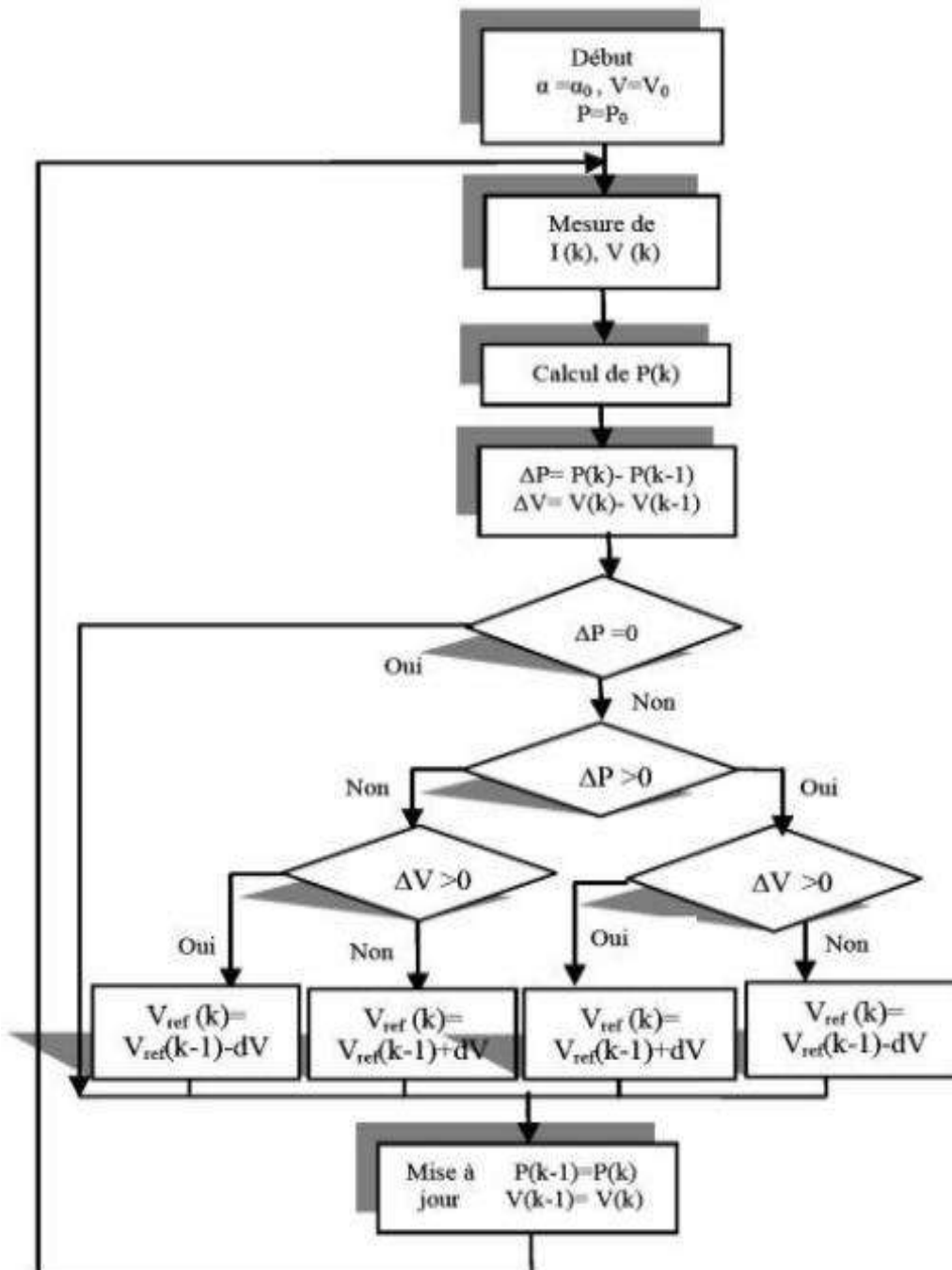


- Wima DCHPN06900E200KS0F
 - (\varnothing x h) 85 mm x 210 mm
- Gamme de température: -40 - +85 °C .

Caractéristiques techniques

Type de construction	câblage radial
Hauteur	210 mm
Matériau (LOV)	polypropylène
Filetage	M12
Contenu	1 pc(s)
Type	DCP6N06900E200KS00
Tolérance (+/-)	10 %
Capacité (électrique)	900 μ F
Température max.	85 °C
Tension nominale	900 V
Pas	32 mm
Température min.	-40 °C
Catégorie	condensateur à film MKP
(\varnothing)	85 mm

Annexe F : Organigramme de l'algorithme Perturb and Observe (P&O)



Annexe G : Les paramètres les plus importants d'un onduleur (PV)

V_{DC}	tension continue nominale à l'entrée de l'onduleur
V_{DCMAX}	tension continue optimale à l'entrée de l'onduleur
V_{MPP}	la gamme de tension au point MPP
V_{DCOFF}	tension de coupure de tension à l'entrée
V_{AC}	tension alternative nominale à la sortie de l'onduleur
I_{DC}	courant continu nominal à l'entrée de l'onduleur
I_{DCMAX}	courant continu optimal à l'entrée de l'onduleur
I_{AC}	courant alternatif nominal à la sortie de l'onduleur
I_{ACMAX}	courant alternatif maximal à la sortie de l'onduleur
P_{DC}	puissance continue nominale à l'entrée de l'onduleur
P_{DCMAX}	puissance continue maximale à l'entrée de l'onduleur
P_{AC}	puissance nominale à la sortie de l'onduleur
P_{ACMAX}	puissance maximale à la sortie de l'onduleur
$\text{Cos}\phi$	facteur de puissance
P_{DCOFF}	puissance de coupure continue.
P_{DCON}	puissance de mise en marche de l'onduleur.
$P_{DCstandby}$	puissance continue de mise en veille
P_{nuit}	puissance continue du mode nuit
dB_A	niveau de bruit en décibels
T	gamme de température
k	Taux de distorsion harmonique totale