



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



Université des Frères Mentouri de Constantine1
Faculté des Sciences de la Technologie
Département d'Electrotechnique

N° de série :222/Ds/2019

N° d'ordre :12/Elect/2019

Thèse

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT en Sciences

Option : Electrotechnique

Présentée par :

Assia ZERDOUDI

Thème

**Étude de l'intégration de la production décentralisée
dans un réseau basse tension: Application au
générateur photovoltaïque**

Soutenue le, 21/10/2018

Devant le Jury :

Président	Djamel LABED	Prof	Université des Frères Mentouri Constantine1
Rapporteur	Rachid CHENNI	Prof	Université des Frères Mentouri Constantine1
Examineurs	Mourad HOUABES	Prof	ESTIA Annaba
	Djamel BENOUDJIT	MCA	Université Mostapha Benboulaïd Batna 2

Remerciements

Je remercie Allah, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout dont je necessitais pour l'accomplissement de cette thèse.

Egalement, je remercie le directeur de thèse Prof. Rachid CHENNI pour son encadrement, ses directives et sa disponibilité. Aussi, je le remercie pour ses encouragements, son indulgence, et sa sympathie tout au long des années de travail.

Mes remerciements les plus sincères sont adressés à monsieur Djamel LABED Prof. et chef de département d'électrotechnique de l'université de Mentouri Constantine, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant la présidence du jury de cette thèse.

Je suis très reconnaissant également à monsieur Djamel BENOUDJIT, Maître de Conférences au département d'électrotechnique de l'université Batna, pour l'intérêt qu'il a bien voulu porter à ce travail en acceptant de siéger dans ce jury.

Je suis très reconnaissant également à monsieur Mourad HOUABES, Prof. à l'ESTIA Annaba, pour l'intérêt qu'il a bien voulu porter à ce travail en acceptant de siéger dans ce jury.

Enfin, je ne peux oublier de remercier mes amies, amés collègues des départements d'Electrotechnique et d'Electronique, enseignants, techniciens, agents administratifs. Je remercie toute personne m'ayant aidé de près ou de loin.

Liste des figures

Figure I.1: Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.	22
Figure I.2: Spectre solaire hors atmosphère.	23
Figure I.3 : Composantes du rayonnement solaire: extraterrestre, global = direct + diffus + albédo.	24
Figure I.4: Inclinaison du panneau par rapport aux rayons du soleil.	26
Figure I.5: Les variations de l'ensoleillement selon différents paramètres.	27
Figure I.6: Types de cellules photovoltaïques. (a) silicium monocristallin, (b) silicium polycristallin, (c) silicium amorphe.	30
Figure I.7: Puissances crêtes PV raccordées par pays durant l'année 2012 (GW) pour 80% du marché mondial (Source EPIA).	31
Figure I. 8 :L'irradiation globale moyenne annuelle reçue sur plan incliné à la latitude du lieu.	32
Figure I. 9 : Durée moyenne d'ensoleillement et l'énergie moyenne reçue en Algérie.	33
Figure I. 10 : Durée du soleil.	34
Figure I. 11 : Énergie solaire quotidienne ($\theta= 35.33$).	34
Figure I. 12: Énergie solaire par heure pour deux mois extrêmes (pour un ensoleillement moyen par jour).Location: Batna.	35
Figure I. 13 : Le système autonome.	36
Figure I. 14 : Systèmes photovoltaïques connectes au réseau.	37
Figure I. 15 : Systèmes hybrides.	38
Figure I. 16 : Éléments d'une installation de pompage photovoltaïque.	39
Figure I. 17: Tendances de la fabrication des cellules solaire.	41
Figure I. 18: Intensité du rayonnement du soleil en un jour.	41
Figure II.1 : Schématisation d'une cellule photovoltaïque.	46
Figure II.2 : Schéma idéale d'une cellule photovoltaïque.	47
Figure II.3 : Schéma réelle d'une cellule photovoltaïque.	49
Figure II.4 : Module photovoltaïque.	50
Figure II.5: Ruban métallique d'une cellule.	51
Figure II.6 : Encapsulation des cellules.	51
Figure II.7 : Boite de dérivation.	52
Figure II.8 : Cellules identiques en série.	53
Figure II.9 : Cellules identiques en parallèle.	54
Figure II.10 : Cellules identiques mixte.	55
Figure II.11 : Modèle Simulink du générateur photovoltaïque.	56
Figure II.12 : Caractéristique I (V) d'un module pour ($G=1000W/m^2$ et $T=25^{\circ}c$).	57
Figure II.13 : Caractéristique P (V) d'un module pour ($G=1000W/m^2$ et $T=25^{\circ}c$).	58
Figure II.14 : Zone de fonctionnement d'une cellule	59
Figure II.15 : a- Caractéristique I (V) d'un module pour différentes valeurs de température.	
b- Caractéristique P(V) d'un module pour différentes valeurs de température.	61
Figure II.16 : a- Caractéristique I (V) d'un module pour différentes valeurs de	

l'éclaircissement.	
b- Caractéristique P(V) d'un module pour différentes valeurs de l'éclaircissement.	62
Figure II.17 : Caractéristique I (V) d'un module pour différentes valeurs de résistance série.	63
Figure II.18 : Caractéristique I (V) d'un module pour divers facteurs de qualité.	64
Figure III.1 : Blocs modulaires d'un système de conversion photovoltaïque.	68
Figure III.2 : La trajectoire de PPM sur les caractéristiques (a) I-V et (b) P-V.	70
Figure III.3 : Trajectoire par Incrémentation de Conductance.	72
Figure III.4 : Algorithme d'incrémentation de la conductance.	73
Figure III.5 : Schéma de converge vers le PPM.	74
Figure III.6 : Organigramme de l'algorithme perturbation et observation (P&O).	75
Figure III.7 : Schéma de simulation d'un GPV et MPPT.	76
Figure III.8 : Circuit électrique de base du hacheur survolteur.	77
Figure III.9 : Circuit électrique représente les deux configurations du hacheur survolteur.	78
Figure III.10 : Signal de commande de l'interrupteur T.	79
Figure III.11 : Boucle de régulation de tension.	80
Figure III.12 : Schéma de simulation d'un hacheur boost.	82
Figure III.13 : Schéma synoptique général d'un contrôleur flou.	83
Figure III.14 : Copie du système flou conçu via la fuzzy logic toolbox de Matlab.	84
Figure III.15 : Modèle du correcteur flou établi sous <i>Matlab-Simulink</i> .	85
Figure III.16 : Partitions floues. (a). Partition floue de e . (b). Partition floue de Δe . (c). Partition floue de cde .	86
Figure III.17: Établissement des règles floues en fonction du sens d'évolution et du signe algébrique de e .	87
Figure III.18 : Tension d'hacheur survolteur.	88
Figure III.19 : Tension d'hacheur survolteur.	89
Figure III.20 : Structure d'un onduleur triphasée.	90
Figure III.21: Schéma de simulation d'un onduleur triphasée	92
Figure III.22: Schéma de simulation d'une ondulante et porteuse triangulaire (commande MLI).	93
Figure III.23: Schéma de simulation d'une commande MLI.	93
Figure III.24: Modulantes sinusoïdales triphasées et porteuse triangle.	94
Figure III.25: commande MLI.	94
Figure III.26: Tension d'onduleur (phase (a), phase (b), phase (c)).	95
Figure IV.1 : Système photovoltaïque raccordé au réseau.	98
Figure IV.2 : Bus à basse tension alternative.	100
Figure IV.3 : Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur.	100
Figure IV.4 : Structure avec un convertisseur de type Fly-bac.	101
Figure IV.5 : Convertisseur de type forward alimentant le bus continu.	102
Figure IV.6 : Structure avec hacheur élévateur de tension et onduleur centralisé.	102
Figure IV.7 : Différentes topologies des installations PV et onduleurs connectés aux réseaux électriques.	105
Figure IV.8: Schéma de réseau général.	107
Figure IV.9: Schéma de structure de qualité de l'énergie.	111
Figure IV.10: Modèle de bloc déterminé le THD établi sous <i>Matlab-Simulink</i> .	113
Figure IV.11: Modèle de bloc déterminé le facteur de puissance établi sous <i>Matlab-Simulink</i> .	114
Figure IV.12: Modèle de bloc déterminé le taux de déséquilibre.	114

Figure IV.13: Modèle de Boucle à verrouillage de phase ou PLL.	115
Figure IV.14: Schéma de simulation du réseau avec la PLL.	119
Figure IV.15: Schéma de simulation du filtre de sortie avec la PLL et charge.	123
Figure IV.16: Les tensions (Va,Vb,Vc) avant le filtre.	124
Figure IV.17: Les tensions (Va,Vb,Vc) après le filtre.	125
Figure IV.18: Les tensions (Va,Vb,Vc) du réseau.	125
Figure IV.19: Les courants (i_{ond} , i_{res} et i_{ch}) dans la phase(a).	125
Figure IV. 20: La tension $V_{res a}$ et le courant $i_{res a}$.	126
Figure IV.21: La tension $V_{res a}$ et V_{ondf} dans la phase(a).	126
Figure IV.22: La tension $V_{res b}$ et V_{ondf} dans la phase (b).	126
Figure IV.23: La tension $V_{res c}$ et V_{ondf} dans la phase(c).	127
Figure IV.24: La puissance active.	127

Liste des tableaux

Tableau I.1	Répartition de la puissance installée par application.
Tableau II.1	Paramètres du module SPR 315 E.
Tableau III.1	Paramètres de simulation du hacheur boost.
Tableau III.2	Choix des operateurs du mecanisme d'infernce.
Tableau III.3	Paramètres de simulation de l'onduleur.
Tableau VI.1	Paramètres de simulation du reseau.
Tableau VI.2	Rappel sur dimensionnement de Ap.
Tableau VI.2	Paramètres de simulation du filtre sortie.

Acronymes

PV	Cellule photovoltaïque
GPV	Générateur photovoltaïque
MPPT	Maximum power point tracker
PPM	Le point de puissance maximale
MLI	Modulation de largeur d'impulsion
THD	Total harmonic distortion
PPL	Phase locked loop
PI	Proportionnel Integral
FTBO	Fonction de transfert en boucle ouverte
FTBF	Fonction de transfert en boucle fermée

SOMMAIRE

Sommaire

Introduction générale	14
Chapitre.I. Etude de la technologie solaire	18
I.1. Introduction	18
I.2. Rappel sur l'énergie solaire	18
I.2.1. Le solaire photovoltaïque	18
I.2.2. Rayonnement solaire	20
I.2.2.a. Spectre du rayonnement	21
I.2.2.b. Durée d'insolation	24
I.2.2.c. Inclinaison de la terre	25
I.2.2.d. Inclinaison du module par rapport au soleil	25
I.2.3. Estimation de l'énergie disponible	27
I.3. Structure de cellule photovoltaïque (PV)	28
I.4. Le photovoltaïque dans le monde	30
I.5. Energie du soleil en Algérie	32
I.6. Différents types des systèmes photovoltaïques	35
I.6.1. Systèmes autonomes	35
I.6.2. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau	36
I.6.3. Systèmes hybrides	37
I.6.4. Systèmes fonctionnant au fil du soleil (pompage photovoltaïque).	38
I.7. Avantages et les inconvénients de l'énergie solaire	39
I.7.1. Avantages	39
I.7.2. Inconvénients	40
I.8. Conclusion	42
Chapitre.II. Etude théorique et simulation d'un panneau photovoltaïque	44
II.1. Introduction	44
II.2. Principe de conversion photovoltaïque	44
II.3. Générateur photovoltaïque	45
II.3.1. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	45
II.3.2. Modélisation d'une cellule photovoltaïque	46
II.3.2.a. Modèle d'une cellule solaire idéale	46

II.3.2.b. Modèle d'une cellule solaire réelle _____	48
II.4. Module photovoltaïque _____	50
II.4.1. Association des cellules photovoltaïques _____	53
II.4.1.a. Association des cellules photovoltaïques en série _____	53
II.4.1.b. Association des cellules photovoltaïques en parallèle _____	54
II.4.1.c. Association des cellules photovoltaïques mixte _____	55
II.4.2. Modélisation et simulation du générateur photovoltaïque _____	56
II.4.3. Caractéristiques d'un module solaire _____	57
II.4.3.a. Caractéristique courant-tension (I-V) _____	57
II.4.3.b. Caractéristique puissance-tension (P-V) _____	58
II.4.3.c. Zones de fonctionnement du module solaire _____	59
II.4.3.d. Rendement _____	59
II.4.3.e. Facteur de forme _____	60
II.5. Influence des différents paramètres sur un générateur photovoltaïque _____	60
II.5.1. Influence de la température _____	60
II.5.2. Influence de l'éclairement _____	62
II.5.3. Influence de la résistance série _____	63
II.5.4. Influence du facteur de qualité _____	64
II.6. Types des panneaux solaires _____	64
II.7. Critères de choix d'une centrale photovoltaïque _____	65
II.8. Conclusion _____	66
Chapitre.III. Différentes chaînes de conversion photovoltaïque et leurs évolutions _____	68
III.1. Introduction _____	68
III.2. Principe de fonctionnement de (MPPT) _____	68
III.2.1. Classification des quelques algorithmes du suiveur la puissance maximale _____	70
III.2.1.a. Méthode Incremental Conductance _____	71
III.2.1.b. Méthode Perturb & Observe (P&O) _____	74
III.3. Convertisseurs DC-DC (hacheurs) _____	76
III.3.1. Types des convertisseurs _____	77
III.3.1.a. Hacheur survolteur (boost) _____	77
III.3.1.b. Modèle du hacheur survolteur _____	78
III.3.2. Technique de commande d'un hacheur _____	79
III.3.2.a. Circuit de commande du hacheur par MLI _____	79
III.3.2.b. Circuit de commande du hacheur par système flou _____	82
III.3.2.b.1. Approche logique flou _____	82
III.3.2.b.2. Schéma de fonctionnement du système _____	83

III.3.2.b.3. Construction de la commande floue	84
III.3.3. Résultats de simulation sous MATLAB/Simulink	88
III.4. Convertisseur continu- alternatif (onduleur)	89
III.4.1. Structure de l'onduleur triphasé	90
III.4.2. Fonctionnement de l'onduleur triphasé	92
III.4.3. Résultats de simulation sous MATLAB/Simulink	94
III.5. Conclusion	95
Chapitre.IV. Simulation du système photovoltaïque raccordé au réseau électrique BT	97
IV.1. Introduction	97
IV.2. Principe de l'intégration du photovoltaïque au réseau	98
IV.3. Conditions techniques de raccordement des générateurs photovoltaïque au réseau BT	98
IV.4. Différents types de systèmes photovoltaïques connectés au réseau	99
IV.4.1. Système PV connecté directement au réseau	99
IV.4.1.a. Structure avec bus à basse tension alternative	99
IV.4.1.b. Structure à convertisseur unique	100
IV.4.2. Système à bus continu intermédiaire	100
IV.4.2.a. Structure avec un convertisseur de type FLY-BACK	100
IV.4.2.b. Structure avec un convertisseur forward	101
IV.4.2.c. Structure avec un convertisseur boost	102
IV.5. Aperçu sur la taille des installations photovoltaïques connectées au réseau	102
IV.6. Technologie des onduleurs couplés au réseau	103
IV.7. Structure de base des réseaux électriques	106
IV.7.1. Définition d'un réseau électrique	106
IV.7.2. Niveaux des tensions des réseaux électriques	107
IV.7.3. Constitution des réseaux électriques	108
IV.7.3.a. Générateurs	108
IV.7.3.b. Postes électriques	108
IV.7.3.c. Transformateurs	108
IV.7.3.d. Lignes électriques	109
IV.7.3.e. Charges	109
IV.7.4. Réseau BT	109
IV.8. Influence du réseau sur le fonctionnement du générateur photovoltaïque	110
IV.9. Influence du générateur photovoltaïque sur le fonctionnement du réseau	110

IV.10. Qualité de l'énergie	111
IV.10.1. Filtre de sortie	112
IV.10.2. Taux de distorsion harmonique	113
IV.10.3. Facteur de puissance	113
IV.10.4. Taux de déséquilibre	114
IV.10.5. Boucle à verrouillage de phase ou PLL	115
IV.11. Dimensionnement et fonctionnement des composantes de système	116
IV.11.1. Dimensionnement du réseau électrique	116
IV.11.1.a. Dimensionnement de e_s	116
IV.11.1.b. Dimensionnement de R_s et L_s	117
IV.11.1.c. Dimensionnement du PID de la PLL	118
IV.11.2. Dimensionnement du filtre de sortie	121
IV.11.2.a. Dimensionnement de A_p	121
IV.11.2.b. Dimensionnement de L_f , R_f et C_f	122
IV.11.2.c. Dimensionnement du PID de la PLL	123
IV.12. Résultats de simulation sous MATLAB/Simulink	125
IV.13. Conclusion	129
Chapitre.V. Conclusion générale	131

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

La production de l'énergie électrique est un grand défi pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution, l'épuisement rapide et l'instabilité des prix des fossiles à l'échelle mondiale ont nécessité une recherche urgente pour des nouvelles sources d'énergie pour répondre aux exigences actuelles.

Par énergie renouvelable, on entend des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. Nous nous intéressons dans cette thèse à l'étude de l'énergie solaire photovoltaïque qui a été développée dans l'industrie, les universités et les laboratoires de recherche. Dans une industrie solaire en plein essor, les progrès de la technologie ne peuvent être que l'accroissement de l'efficacité qui réduira le coût de l'énergie solaire et permettra sa plus grande expansion.

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) a été découverte en 1839 par le physicien français Antoine Becquerel. Elle est en forte croissance depuis quelques années car c'est une source inépuisable, non polluante pour l'environnement, silencieuse et non dérangeante pour les riverains. En France, le développement rapide de l'énergie solaire est apparu progressivement sous forme des installations des petites puissances raccordées au réseau à Basse Tension (BT) et des fermes solaires connectées directement au réseau à Moyenne Tension (HTA).

Cependant, le raccordement des systèmes PV au réseau de distribution peut avoir quelques impacts sur les réseaux électriques : impacts sur le changement des flux de puissance (bidirectionnel), sur le plan de tension, sur le plan de protection, sur la qualité de l'énergie ou sur la planification du réseau. D'un autre cote, les caractéristiques, le fonctionnement et les perturbations sur les réseaux de distribution peuvent influencer le fonctionnement des systèmes PV.

Le réseau électrique Algérien est loin d'être affecté par ce phénomène puisque le taux de pénétration de l'énergie solaire est très négligeable et la seule centrale solaire

photovoltaïque connectée au réseau est celle de Ghardaïa avec une puissance de 1,1 mégawatt. Il reste un sujet intéressant pour les chercheurs du Centre de Développement des Energies Renouvelables, qui vont examiner ces perturbations, même si elles seront très minimales.

La conversion de l'énergie solaire photovoltaïque en énergie électrique s'effectue par des cellules photovoltaïques. Ce phénomène de conversion est basé sur le principe de l'effet photovoltaïque, ainsi une cellule exposée à la lumière produit une force électromotrice dont la valeur varie en fonction du matériau utilisé. L'association série/parallèle des cellules photovoltaïques constitue un générateur photovoltaïque (GPV) dont la caractéristique courant-tension est non linéaire. Cette caractéristique, qui présente un point de puissance maximale (PPM), est fonction de la température et de l'ensoleillement du GPV. Pour que le point de fonctionnement, qui dépend de la charge alimentée par le GPV, soit au voisinage du PPM, un étage d'adaptation doit être introduit entre le générateur et la charge. Plusieurs algorithmes de contrôle proposés dans la littérature pour la recherche du PPM, appelés commande MPPT (maximum power point tracking) lorsque le GPV est couplé à une charge à travers un convertisseur statique. Dans des nombreuses applications industrielles, il est nécessaire parfois d'avoir un système de réglage de la tension délivrée par le système photovoltaïque fonctionnant toujours à sa puissance maximale ; nous avons étudié dans cette thèse quelques techniques de contrôle de la tension de sortie du convertisseur.

Le travail présenté dans cette thèse est organisé en quatre chapitres.

Le premier chapitre donne sera consacré à la présentation des notions sur l'énergie solaire et ses caractéristiques, ainsi que les différents types des systèmes photovoltaïques existants, du potentiel solaire dans le monde et en Algérie, et enfin des avantages et des inconvénients du système photovoltaïque.

Le deuxième chapitre présentera une définition de la cellule photovoltaïque, son principe de fonctionnement, son rendement, ainsi que sa modélisation mathématique. La description des différents groupements possibles des cellules, la modélisation du panneau ou générateur photovoltaïque (GPV), l'effet des variations climatiques, la résistance et le facteur de puissance seront aussi présentés.

Dans Le troisième chapitre, nous nous intéressons à l'étude des différentes techniques de suivre du point de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque, prouvée par des

résultats de simulation numérique sous l'environnement informatique *Matlab-Simulink* d'un hacheur survolteur commandée par MLI et logique floue, ainsi qu'un onduleur commandée par MLI.

Le but du quatrième chapitre sera la présentation d'une étude théorique des onduleurs connectés au réseau et les différentes structures du système PV connecté directement au réseau, ainsi qu'un dimensionnement des différents composants du système sera aussi réalisé et accompagné par des résultats de simulation numérique sous *Matlab-Simulink* des différents étages (onduler, réseau électrique basse tension).

Finalement, nous terminerons ce travail par une conclusion générale qui résume notre étude dans sa partie théorique et de simulation.

CHAPITRE I

ETUDE DE LA TECHNOLOGIE SOLAIRE

Chapitre.I. Etude de la technologie solaire

I.1. Introduction

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années, delà apparait le but de ce chapitre représenté par une étude de la technologie solaire d'où son utilisation n'est pas nouvelle.

Les sources d'énergies renouvelables permettent d'abord de produire de l'énergie thermique, ainsi le bois, le biogaz, la géothermie et le soleil sont largement exploités pour cela. La production d'électricité décentralisée à partir d'énergies renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement. Cependant, le caractère aléatoire des sources impose des règles particulières de dimensionnement et d'exploitation des systèmes de récupération d'énergie.

Par rapport à des autres sources d'énergies renouvelables, l'énergie solaire est une bonne option car elle est disponible pendant les périodes de pointe énergétique, à la différence du vent qui produit souvent plus d'énergie la nuit que le jour. La nuit, la demande d'énergie est deux fois moins importante que le jour. Dans le passé, le coût de l'énergie solaire était d'environ trois fois le coût de l'électricité issue des sources conventionnelles, ce qui à nuit à son développement. La hausse des coûts de l'électricité et le problème du réchauffement climatique ont fait que toutes les autres sources d'énergie sont en train d'être examinées de plus près.

I.2. Rappel sur l'énergie solaire

I.2.1. Le solaire photovoltaïque

Le soleil est une source quasiment inépuisable d'énergie qui envoie à la surface de la terre un rayonnement qui représente chaque année environ 8400 fois la consommation énergétique de l'humanité. Cela correspond à une puissance instantanée reçue de 1 kilowatt crête par mètre carré (kWc/m^2) répartie sur tout le spectre, d'énergie du soleil que n'en consomme l'humanité en une année [23].

L'énergie qui nous vient du soleil représente la quasi-totalité de l'énergie disponible sur terre, le rayonnement solaire représente une ressource renouvelable d'énergie énorme, de

loin la plus importante. L'énergie reçue à la surface de la terre varie, par m², de 1100 kWh à 2300 kWh/an (au total 720.105 kWh/an) [1].

L'énergie solaire est produite et utilisée selon plusieurs procédés:

- **L'énergie solaire thermique:** qui consiste tout simplement à produire de la chaleur grâce à des panneaux sombres. On peut aussi produire avec de la vapeur à partir de la chaleur du soleil puis convertir la vapeur en électricité.

- **L'énergie solaire photovoltaïque:** qui consiste à produire directement de l'électricité à partir de la lumière à l'aide de panneaux solaires. Cette forme d'énergie est déjà exploitée dans des nombreux pays, surtout dans les pays ou les régions ne disposant pas des ressources énergétiques conventionnelles tels que les hydrocarbures ou le charbon.

- **L'énergie solaire passive:** est une autre forme d'utilisation de l'énergie solaire qui consiste à utiliser directement la lumière pour le chauffage.

Le potentiel des énergies renouvelables en Algérie est le plus important en Afrique du Nord. Le marché des énergies renouvelables est prometteur et constitue l'un des axes de la politique énergétique et environnementale du pays. Parmi les objectifs affichés par les pouvoirs publics, est d'amener la part de l'électricité produite par les énergies renouvelables à 40% de l'électricité totale produite [19]. On cite ici l'installation de la centrale hybride de 150Mw à Hassi RMel, avec 25Mw, solaire thermique à concentrateur. La répartition de la puissance installée par application est dressée sur le tableau I.1

Application	Puissance instantanée	Pourcentage
Electrification	1353	58%
Télécommunication	498	21%
Pompage	288	12%
Autres	166	7%
Eclairage public	48	2%

Tableau I.1 : Répartition de la puissance installée par application [19].

La conversion photovoltaïque aujourd'hui largement utilisée peut être simplement définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au

processus d'absorption de la lumière par la matière. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l'arrachant littéralement de la matière. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique.

Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique. Le matériau constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. Le taux de conversion photon-électron est faible car un certain nombre des conditions doivent être réunies pour que ce phénomène se produise. L'effet thermique est donc majoritaire sur la plupart des capteurs détériorant d'autant plus les performances de ces derniers.

La transformation du rayonnement solaire en électricité par le processus photovoltaïque est un des moyens d'exploitation du glissement solaire [2]. La production d'électricité par générateur photovoltaïque est liée à l'intensité, à la durée de l'ensoleillement et à l'orientation du panneau par rapport au soleil. Le soleil délivre environ 1kW/m^2 de rayonnement sur un capteur placé perpendiculairement à ses rayons, au niveau de la mer.

I.2.2. Rayonnement solaire

Le développement, l'optimisation et la caractérisation des cellules photovoltaïques impliquent une certaine connaissance de la source d'énergie utilisée : le soleil [15]. Le soleil est une grande sphère formée de gaz extrêmement chauds. Il est constitué, par la masse, de 75% d'hydrogène, 23% d'hélium et autres (2%). Les atomes d'hydrogène sont transformés en hélium par une réaction de fusion thermonucléaire massive. La masse est alors transformée en énergie selon la fameuse formule d'Einstein, $E=mc^2$. Cette réaction maintient la surface du soleil à une température approximative de 5800 °K [17].

Ceci conduit à un pic d'émission situé à une longueur d'onde de $0,5\mu\text{m}$ pour une puissance d'environ 60 MW/m^2 , soit un total de $9,5 \cdot 10^{25}\text{ W}$. En tenant compte de la surface apparente du soleil et de la distance entre celui-ci et la terre, cela conduit à un éclairage moyen dans l'année de $1,36\text{ kW/m}^2$ hors atmosphère [10]. Cette irradiante est pondérée par

divers facteurs à la surface de la terre : absorption par les molécules des différentes couches de l'atmosphère, conditions climatiques, latitude du lieu d'observation et saison.

Le soleil rayonne sur la terre une puissance de 16.1015 kWh par an, dans toutes les longueurs d'onde du spectre de la lumière visible. L'énergie lumineuse issue du soleil est à la base de la majeure partie des formes des énergies disponibles : énergies chimique, thermique, hydraulique, électrique. Par exemple, les combustibles fossiles, tels que le charbon, le gaz naturel et le pétrole, ont été formée à la suite d'un stockage d'énergie solaire par des organismes, sur une longue période. En fait, l'énergie nucléaire est la seule à ne pas provenir de l'énergie solaire.

1.2.2.a. Spectre du rayonnement

Le soleil est l'étoile la plus proche de notre planète, Terre. Ces radiations énergétiques sont pratiquement la seule source d'énergie qui influe sur l'atmosphère et le climat sur terre. Le rayonnement solaire est électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 μm [2,3]. La Figure (I.2) représente la variation de la répartition spectrale énergétique [6].

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (0.2 μm) à l'infrarouge lointain (2.5 μm). On utilise la notion AM pour Air Massa fin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise [2,3]. L'énergie totale transportée par le rayonnement solaire sur une distance soleil-terre est de l'ordre de 1350W/m² (AM0) dans l'espace hors atmosphère terrestre (Figure I.1). Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz, l'eau et les poussières. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé. Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m² du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration θ est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente. Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteignant le sol avec un angle de 48° avoisine les 833 W/m² (AM1.5).

Pour connaître le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter à ce dernier le rayonnement diffus. Le rayonnement diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol. En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global notée AM1.5 avec une puissance de 1000W/m^2 , la Figure I.2 correspondant à nos latitudes.

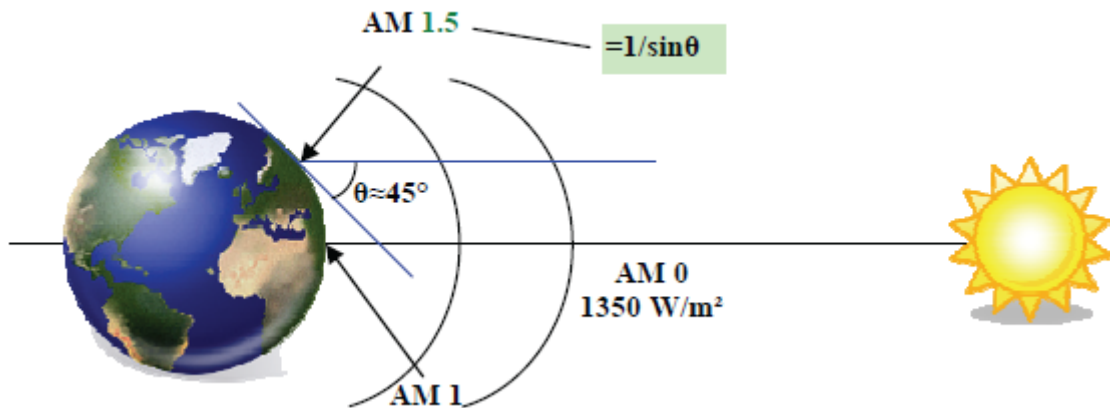


Figure I.1: Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM [6].

Le scientifique français, Edmond Becquerel, fut le premier à découvrir en 1839 l'effet photoélectrique [3]. Il a trouvé que certains matériaux pouvaient produire une petite quantité de courant sous l'effet de la lumière. Par la suite, Albert Einstein a découvert, en travaillant sur l'effet photoélectrique, que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons. L'énergie d'un photon est donnée par la relation (I-1). L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ :

$$E = h \cdot \nu = h \cdot \frac{c}{\lambda} \quad (\text{I-1})$$

Où h est la constante de Planck, ν la fréquence, c la vitesse de la lumière.

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800°K . Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom de AM0. L'énergie associée à ce rayonnement solaire est approximativement décomposée comme suit :

Ultraviolet UV $0.20 < \lambda < 0.38\ \mu\text{m}$ 6.4%

Visible $0.38 < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$ 48.0%

Infrarouge IR $0.78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$ 45.6%

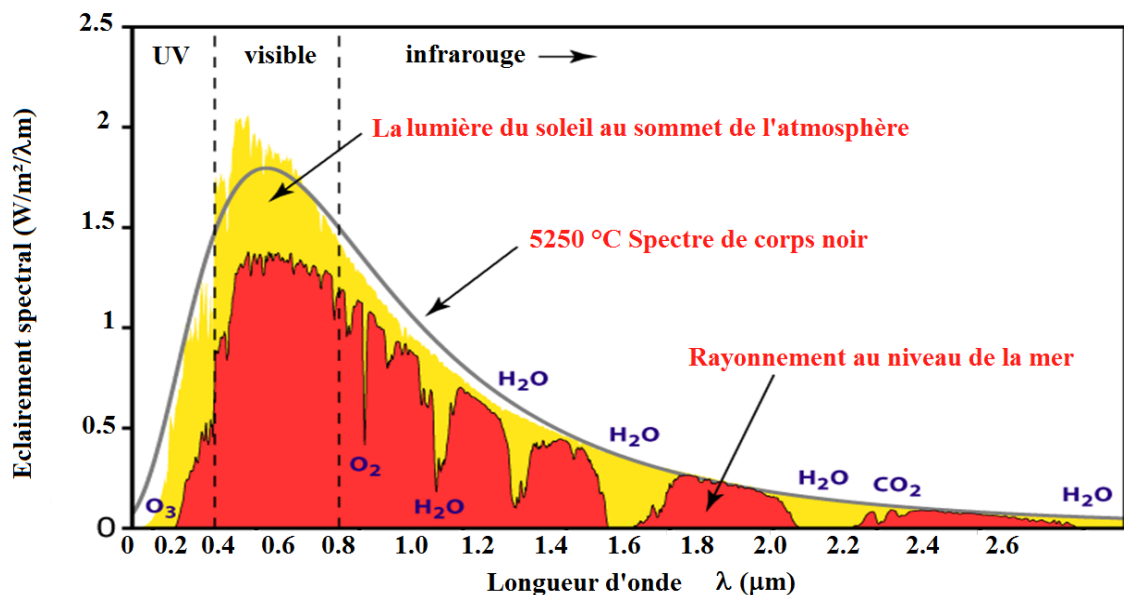


Figure I.2: Spectre solaire hors atmosphère [3].

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes :

- ❖ Le rayonnement direct est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs.
- ❖ Le rayonnement diffus est constitué des photons diffusés par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). Sa structure varie avec les conditions météorologiques. Par temps couvert, on admet qu'il est isotrope, c'est-à-dire qu'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste. Par temps clair ou voilé, outre le ciel bleu relativement isotrope (diffusion sur l'air), on a une couronne plus brillante autour du soleil (composante appelée circum solaire) et souvent un renforcement sur l'horizon, la bande horizon.
- ❖ L'albédo est la partie réfléchiée par le sol. Il dépend de l'environnement du site, il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés [1].

L'éclairement solaire sur un plan d'une inclinaison donnée est composé de grandeurs suivantes Figure (I.3) :

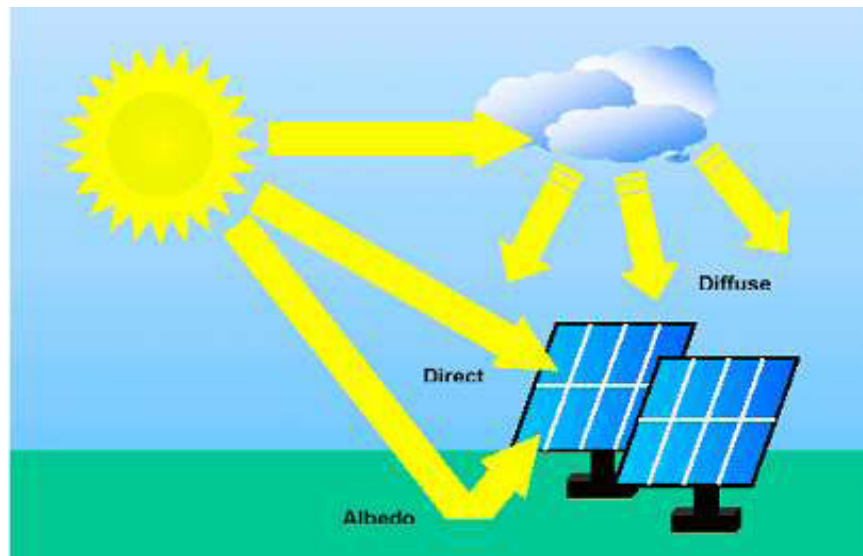


Figure I.3 : Composantes du rayonnement solaire: extraterrestre, global = direct + diffus + albédo [3].

L'ensoleillement(G) correspond à l'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan à un moment donné. Il s'exprime habituellement en watts par mètre carré (W/m^2). L'ensoleillement varie de zéro, au lever du soleil, à sa valeur maximale, typiquement au midi solaire.

Les valeurs quotidiennes d'ensoleillement sont habituellement présentées sous forme de moyennes mensuelles pour différentes latitudes et inclinaisons à des endroits précis (afin de rendre compte de l'effet de conditions météorologiques différentes). Le plus souvent, on exprime l'ensoleillement en « heures de soleil maximum », c'est-à-dire par le nombre équivalent d'heures par jour où l'éclairement est en moyenne de $1000W/m^2$. Ainsi, un ensoleillement de six heures de soleil maximum indique que le rayonnement reçu au cours d'une journée est le même que si le soleil avait brillé pendant six heures à $1000W/m^2$ [3].

1.2.2.b. Durée d'insolation

La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et le coucher du soleil, où celui-ci est bien visible. Le relevé est fait au moyen de l'héliographe de Campbell– Stokes dans lequel une sphère de cristal concentre les rayons du soleil sur un papier qu'il brûle en se déplaçant. Ainsi, seuls les moments où le soleil est bien visible sont

enregistrées ; on parle alors de durée d'insolation réelle ou effective et dépend du fait que le soleil levé soit visible du point d'observation ou caché par les nuages.

Au défaut de l'héliographe, il est possible à partir du calcul du mouvement astronomique relatif du soleil et de la terre d'évaluer la durée théorique du jour ; c'est-à-dire, celle qu'il y aurait si les nuages ne cachaient pas le soleil.

1.2.2.c. Inclinaison de la terre

L'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan équatorial est donné par :

$$d = \arcsin \left[0.389 \sin \left[\left(\frac{360}{365} \right) \times (N - 82) \right] + 2 \sin \left[\left(\frac{360}{365} \right) \times (N - 2) \right] \right] \quad (I-2)$$

où N est le nombre de jours de l'année à partir du premier janvier [11].

La latitude a aussi un effet important : les journées estivales s'allongent à mesure qu'on s'éloigne de l'équateur, et le soleil est plus bas au midi solaire.

Les journées d'hiver sont également plus courtes, et le soleil encore plus bas qu'à l'équateur. Autrement dit, l'intensité maximale (à midi) et la quantité totale de rayonnement solaire (G) sur un plan horizontal diminuent à mesure qu'augmente la latitude [11].

1.2.2.d. Inclinaison du module par rapport au soleil

Les panneaux solaires doivent être placés perpendiculairement au soleil pour obtenir un résultat optimal. Pour récupérer un maximum de rayonnement solaire, on doit ajuster à la fois l'orientation et l'inclinaison du panneau solaire [11,13].

L'orientation indique vers quel point cardinal un panneau est exposé : face au sud, au nord, à l'est, ou à l'ouest. L'inclinaison est l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal.

Pour un bon rendement, la meilleure orientation pour un panneau solaire au Constantine est donc vers le Sud avec une inclinaison fixe de 35°.

Si le panneau est incliné d'un angle de moins de 35°, la production d'énergie sera importante en été mais faible en hiver. Inversement, si le panneau est incliné d'un angle de plus de 45°, la production d'énergie sera importante en hiver mais faible en été.

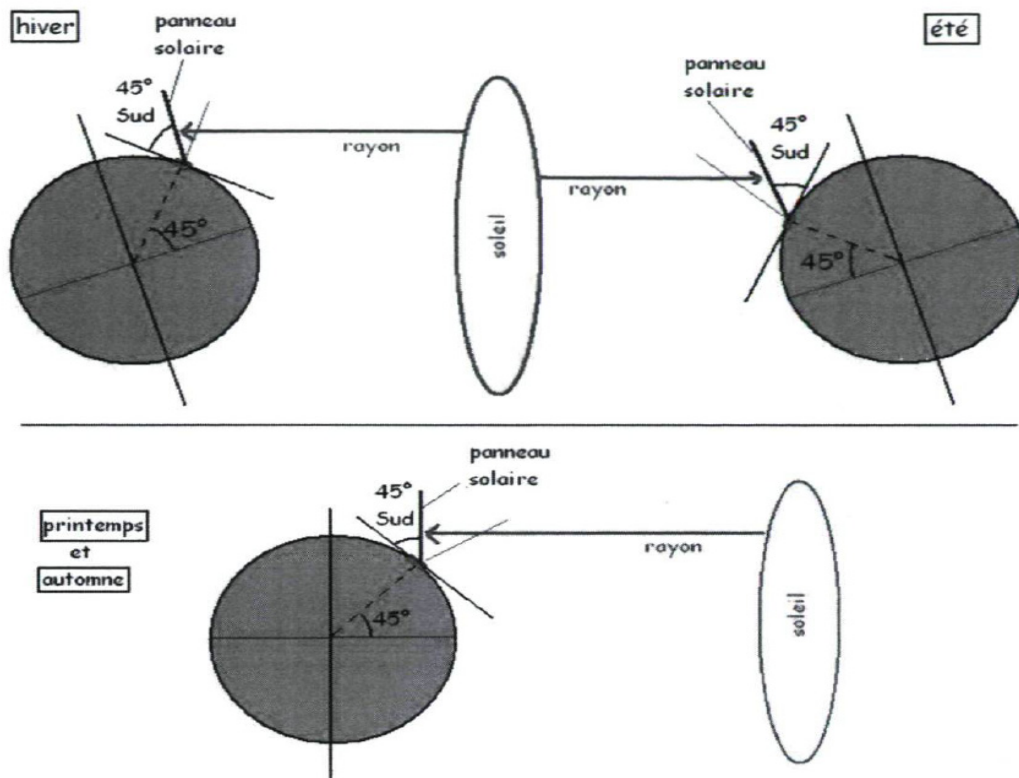


Figure I.4: Inclinaison du panneau par rapport aux rayons du soleil [11].

En résumé, on peut dire que l'intensité du rayonnement solaire est extrêmement variable suivant :

- la localisation géographique du site (spécialement par rapport à sa latitude),
- la saison,
- l'heure,
- les conditions météorologiques (nébulosité, poussière, humidité...),
- l'altitude du lieu.

Il est possible de représenter l'allure des courbes correspondant aux variations de l'ensoleillement selon différents paramètres (Figure (I.5))

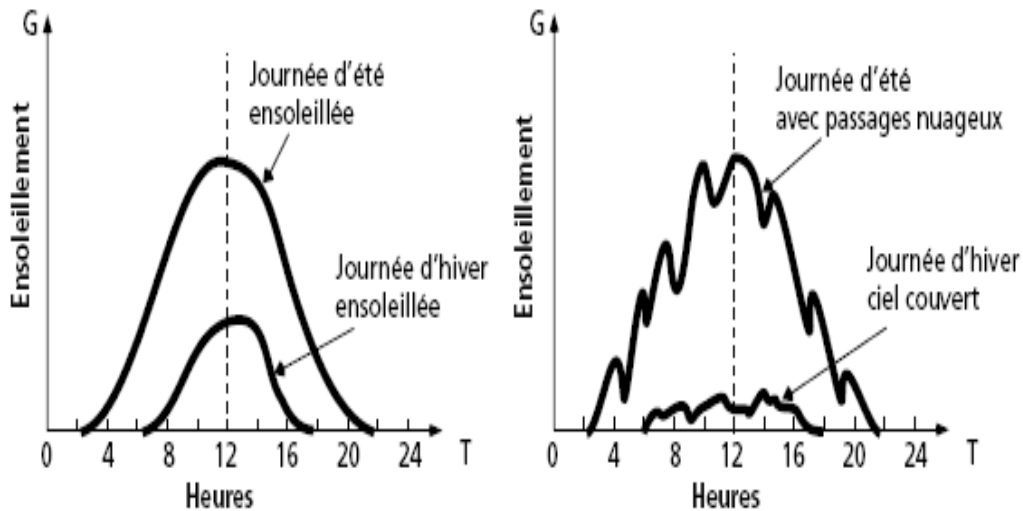


Figure I.5: Les variations de l'ensoleillement selon différents paramètres [13].

I.2.3. Estimation de l'énergie disponible

Le rayonnement global pour une surface inclinée à un angle θ par rapport à l'horizontale est déterminé par la relation suivante qui ne tient pas compte de la réflexion solaire des environs immédiats.

Où :

$$H_{\theta} = \frac{H_s \sin(90^{\circ} - L \pm (d + \theta))}{\sin(90^{\circ} - L \pm d)} + H_D \cos^2\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad (I-3)$$

- H_s est le rayonnement reçu directement du soleil sur une surface horizontale (mesuré par un pyrhéliomètre) ;
- H_D est le rayonnement diffus, sur une surface horizontale qui est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa diffusion par les nuages (mesuré par un pyromètre avec écran masquant le soleil) ;
- L est la latitude du site ;
- θ est l'angle d'inclinaison du capteur ;
- $+ d$ est la déclinaison du soleil dans l'hémisphère nord ;
- $- d$ est la déclinaison du soleil dans l'hémisphère sud [4].

L'utilisation de l'équation susmentionnée nécessite un modèle de calcul adéquat du rayonnement diffus (HD). Aux fins du présent manuel, un facteur d'inclinaison FT pour calculer le rayonnement sur une surface inclinée.

Ce facteur d'inclinaison est fourni pour les latitudes de 0° à 50° de latitude N et 0 à -50° de latitude S, pour les angles d'inclinaison de 15° à 65° par rapport à l'horizon. En multipliant les données sur le rayonnement global sur un plan horizontal par les facteurs d'inclinaison, on obtient le rayonnement global sur une surface inclinée.

I.3. Structure de cellule photovoltaïque (PV)

L'effet photovoltaïque a été découvert en 1839 par Alexandre Edmond Becquerel. C'est seulement environ un siècle plus tard, en 1916, que Robert Millikan sera le premier à produire de l'électricité avec une cellule solaire. Mais cette découverte n'est à l'époque qu'anecdotique au vu du rendement énergétique pour transformer la lumière du soleil en énergie. C'est l'industrie spatiale que remettra ce phénomène au-devant de la scène, dans les années 50 [16].

La cellule PV élémentaire constitue un générateur électrique de très faible puissance au regard des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles [7]. Les cellules photovoltaïques sont composées des matériaux semi-conducteurs qui produisent un courant électrique sous l'effet de photons lumineux. L'énergie électrique disponible aux bornes d'une cellule photovoltaïque dépend des caractéristiques du type de rayonnement: répartition spectrale (réponse spectrale), quantité d'énergie, température, surface, surface de la cellule et de ses caractéristiques dimensionnelles, forme de la cellule et condition ambiantes de fonctionnement de la cellule (température extérieure, vitesse du vent, etc.).

Les cellules photovoltaïques sont raccordées entre elles pour former des modules photovoltaïques pouvant convertir en électricité environ 15 % de l'énergie solaire reçue [8,12].

Un panneau de 1 m² fournit une puissance de 100 W et produit de 80 à 150 kWh/an. Son impact sur l'environnement est minime, avec un temps de retour énergétique faible : suivant la technologie utilisée, un capteur photovoltaïque met entre 1,5 à 3 ans pour produire l'énergie nécessaire à sa fabrication, ce qui est négligeable par rapport à sa durée de vie.

Le courant continu fourni par les modules photovoltaïques est transformé en courant alternatif par un onduleur et transfère sur les réseaux du bâtiment et/ou du distributeur, ou alimente une batterie (à des fins de stockage d'énergie). La quantité d'énergie produite par l'installation photovoltaïque dépend de sa surface, de l'orientation et de l'inclinaison des panneaux, et de l'intensité du rayonnement solaire [2].

Le matériau le plus répandu dans les cellules solaires est le silicium, car le silicium est l'élément de base des cellules photovoltaïques, il doit être doté d'une grande pureté, quelle que soit sa forme. On peut réaliser une purification d'un barreau de silicium contenant une impureté en déplaçant une zone fondue d'un bout à l'autre du barreau dans laquelle on concentre l'impureté.

Actuellement, presque tous les générateurs photovoltaïques commercialisés sont basés sur le silicium sous différentes formes (monocristallin, polycristallin ou amorphe), sont illustrées sur la Figure (I.6) [16] :

a) Silicium monocristallin

La cellule monocristalline est celle qui s'approche le plus du modèle théorique: cette cellule est effectivement composée d'un seul cristal divisé en deux couches. Les cellules monocristallines permettent d'obtenir de hauts rendements, de l'ordre de 15 à 22 %.

Ces cellules présentent néanmoins des inconvénients:

- Méthode de production laborieuse et difficile, et donc, très chère.
- Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur [21].
- Une durée d'amortissement de l'investissement en énergie élevée (jusqu'à 7 ans).

b) Silicium polycristallin

Les cellules poly-cristallines sont composées d'un agglomérat de cristaux. Elles aussi proviennent du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés et sont dès lors hétérogènes. Les cellules poly-cristallines sont caractérisées par [17, 18,21] :

- Coût de production moins élevé.
- Nécessite moins d'énergie.
- Rendement de 13 % et jusqu'à 20 % en laboratoire [21].

c) Silicium amorphe en couche mince

Le silicium est déposé en couche mince sur une plaque de verre ou un autre support souple. L'organisation irrégulière de ses atomes lui confère en partie une mauvaise semi-conduction. Les cellules amorphes sont utilisées partout où une solution économique est recherchée ou lorsque très peu d'électricité est nécessaire, par exemple pour l'alimentation des montres, des calculatrices, ou des luminaires de secours. Elles se caractérisent par un fort coefficient d'absorption, ce qui autorise de très faibles épaisseurs, de l'ordre du micron. Par contre son rendement de conversion est faible (de 7 à 10 %) et les cellules ont tendance à se dégrader plus rapidement sous la lumière [16].

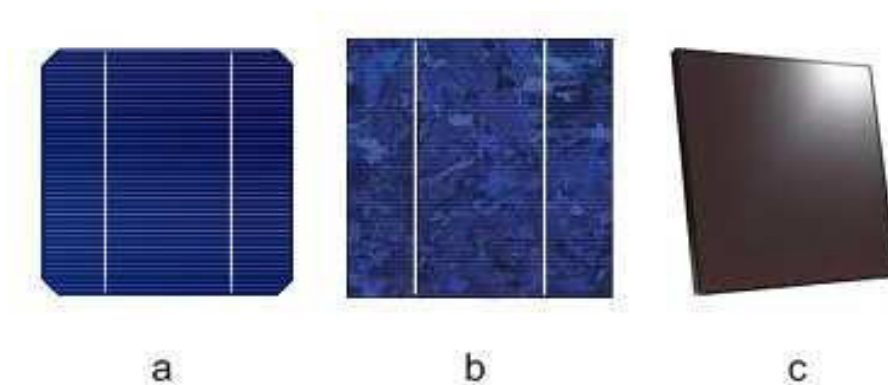


Figure I.6: Types de cellules photovoltaïques. (a) silicium monocristallin, (b) silicium polycristallin, (c) silicium amorphe [5].

I.4. Le photovoltaïque dans le monde

D'après les statistiques éditées par EPIA (European Photovoltaic Industry Association) pour l'année 2012, la puissance photovoltaïque installée dans le monde a dépassé la barre de 100GW avec une croissance moyenne de l'ordre de 35% par an depuis 1998. Dans ce contexte, et durant l'année 2012, le marché annuel mondial du photovoltaïque a été concentré

sur 8 pays qui ont produit 80% de la puissance installée pendant cette année: l'Allemagne, suivie par la Chine, l'Italie, les Etats Unis, le Japon, la France, l'Australie et l'Inde comme le montre la Figure (I.7).

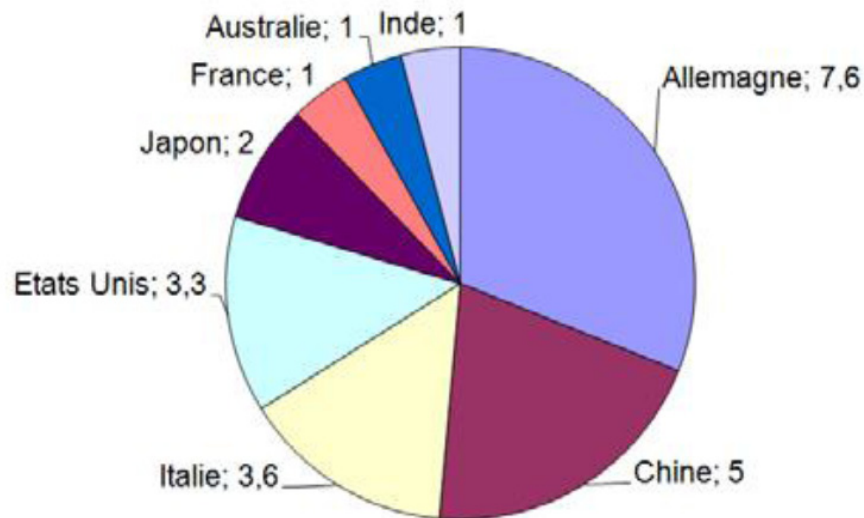


Figure I.7: Puissances crêtes PV raccordées par pays durant l'année 2012 (GW) pour 80% du marché mondial (Source EPIA) [20].

Les prévisions de croissance de l'énergie photovoltaïque dans le monde en 2014, qui sont publiées par le cabinet américain IHS en décembre 2013, montrent que les capacités supplémentaires qui seront installées durant cette année devraient dépasser 40 GW. Dans cette croissance, le Japon va occuper la deuxième place après la Chine.

Cependant, IHS prévoit aussi que 4 pays de l'Union Européenne seront parmi les 10 principaux pays développant l'énergie photovoltaïque en 2014 : l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Italie et la France. En effet, dans l'Union Européenne, l'Allemagne est le pays qui dispose du plus grand parc photovoltaïque, avec 35,7 GW, alors que la capacité du parc français est de 4,2GW.

Malgré la croissance du marché photovoltaïque dans le monde, la production électrique développée par les panneaux photovoltaïques reste encore très faible dans les mix électriques nationaux. A titre d'exemple, durant l'année 2013, la production photovoltaïque allemande a permis de satisfaire 5,3% de la consommation intérieure électrique. Pour la France, l'énergie photovoltaïque générée, durant les mois de juillet et août 2013, ne représente que 1,5% de la production électrique nationale. Selon l'EPIA, et suivant la croissance du

marché actuel, l'énergie photovoltaïque pourrait satisfaire 8% de la demande électrique dans l'Union Européenne en 2020 et 15% en 2030 [20].

I.5. Energie du soleil en Algérie

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des glissements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5KWh sur la majeure partie du territoire national soit près de $1700\text{KWh}/\text{m}^2/\text{an}$ au nord et $2263\text{kwh}/\text{m}^2/\text{an}$ au sud du pays. Au Sahara, ce potentiel peut constituer un facteur important de développement durable s'il est exploité de manière économique. La Figure (I.8) montre l'irradiation globale moyenne annuelle reçue sur plan incliné à la latitude du lieu [24, 25, 26].

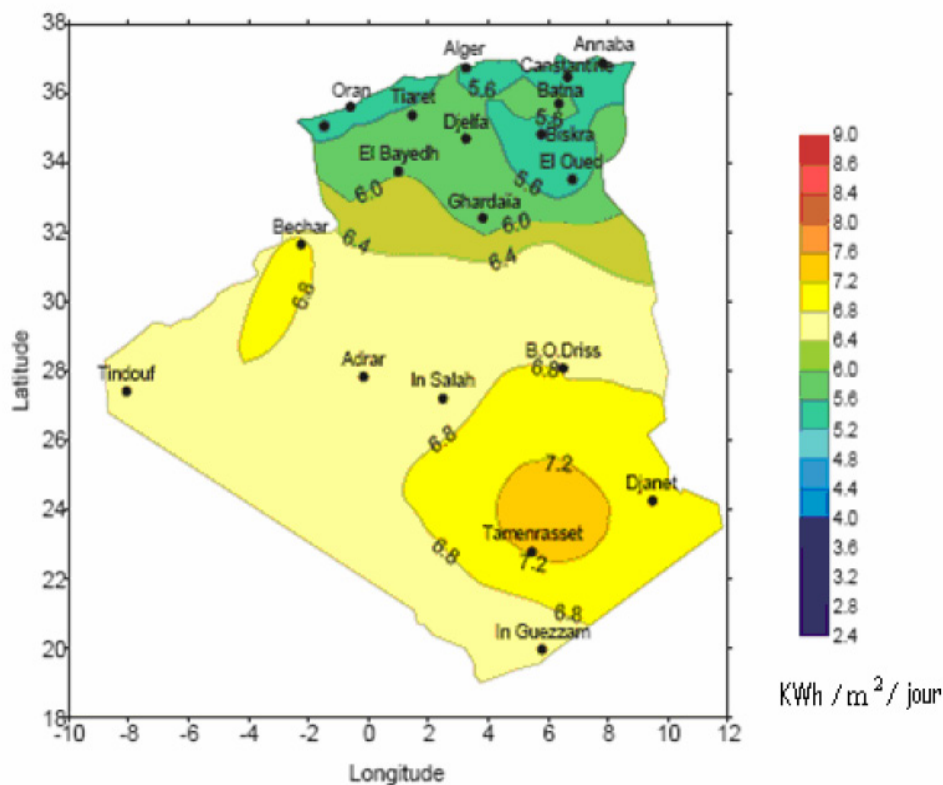


Figure I. 8 : L'irradiation globale moyenne annuelle reçue sur plan incliné à la latitude du lieu [24].

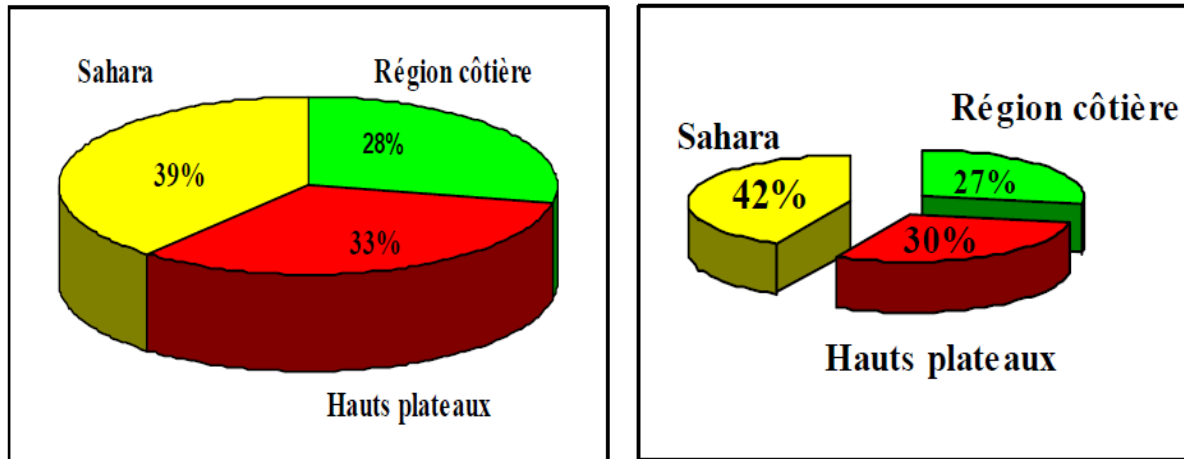


Figure I. 9 : Durée moyenne d'ensoleillement et l'énergie moyenne reçue en Algérie [23].

Zone1 : type Annaba, recevant à la moyenne une énergie globale horizontale de 4.30 kWh/m^2 et inclinée de 4.85 kWh/m^2 par jour.

Zone2: type Alger, recevant à la moyenne une énergie globale horizontale de 4.60 kWh/m^2 et inclinée de 5.26 kWh/m^2 par jour.

Zone3 : type Batna, recevant à la moyenne une énergie globale horizontale de 5.19 kWh/m^2 et inclinée de 5.97 kWh/m^2 par jour.

Zone4: type Ouargla, recevant à la moyenne une énergie globale horizontale de 5.69 kWh/m^2 et inclinée de 6.53 kWh/m^2 par jour.

Zone5: type In Salah, recevant à la moyenne une énergie globale horizontale de 6.12 kWh/m^2 et inclinée de 6.78 kWh/m^2 par jour.

Zone6 : type Adrar, recevant à la moyenne une énergie globale horizontale de 6.36 kWh/m^2 et inclinée de 7.11 kWh/m^2 par jour.

Zone7 : type Tamanrasset, recevant à la moyenne une énergie globale horizontale de 6.47 kWh/m^2 et inclinée de 7.01 kWh/m^2 par jour.

Zone8 : type Janet, recevant à la moyenne une énergie globale horizontale de 6.82 kWh/m^2 et inclinée de 7.44 kWh/m^2 par jour [3].

Le site de Batna (zone 3), en Algérie, est l'un des sites où un certain nombre de projets solaires tels que le pompage, les systèmes d'éclairage, sont déjà mis en application [4]. La

durée du soleil est illustrée sur la Figure (I.10). La valeur minimale de la durée de soleil est 9h40 min et la valeur maximale est 14h 22 min. Sur la surface orientée au sud avec un angle d'inclination égal à l'attitude ($\theta = 35.33$), l'énergie solaire de ce site pour un ensoleillement moyen d'une journée, est montrée sur Figure (I.11). Pour chaque heure, les valeurs l'énergie solaire pour deux mois extrêmes; les mois maximaux et minimaux par an, sont illustrées sur le Figure (I.12).

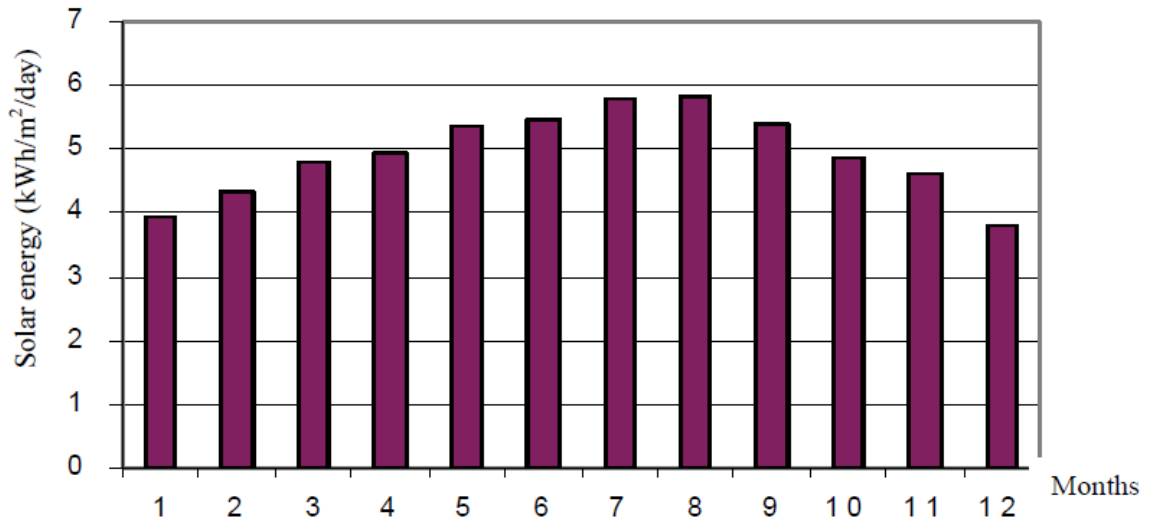


Figure I. 10 : Énergie solaire quotidienne ($\theta = 35.33$) [4]

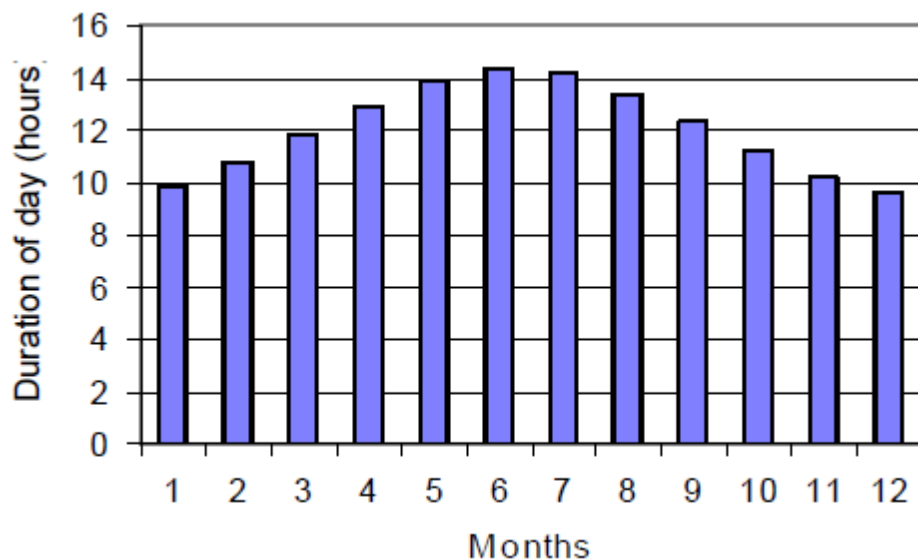


Figure I. 11 : Durée du soleil [4]

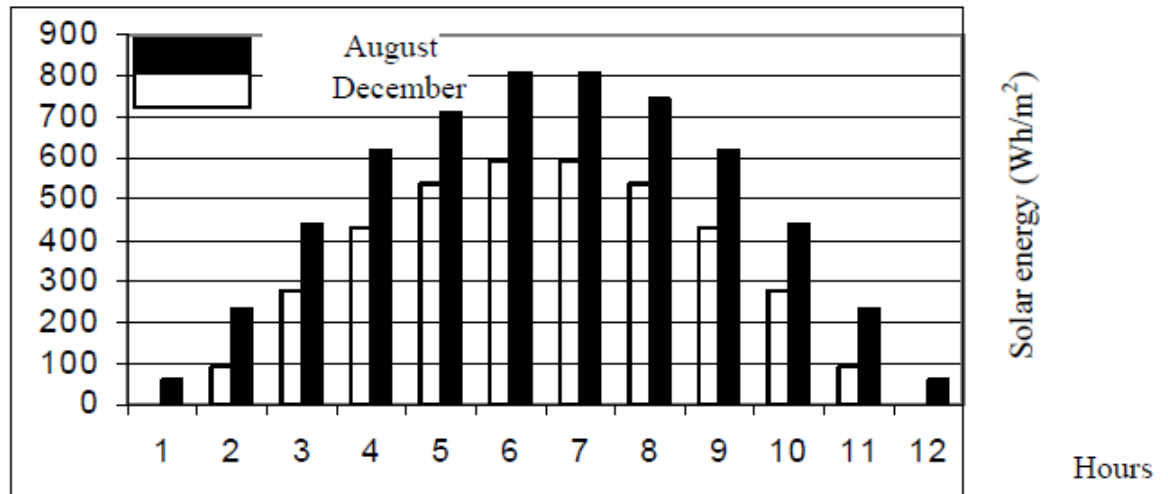


Figure I. 12: Énergie solaire par heure pour deux mois extrêmes (pour un ensoleillement moyen par jour). Location: Batna [4].

I.6. Différents types des systèmes photovoltaïques

Les systèmes PV sont: autonomes, reliés au réseau, hybrides et pompage photovoltaïque :

I.6.1. Systèmes autonomes

C'est un système photovoltaïque complètement indépendant des autres sources d'énergie électriques alimentant l'utilisateur en électricité, sans être connecté au réseau électrique. Dans la majorité des cas, un système autonome exigera des batteries pour stocker l'énergie. Ils servent habituellement à alimenter les maisons en site isolé, sur des îles, en montagne ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau. En règle générale, les systèmes PV autonomes sont installés là où ils constituent la source d'énergie électrique la plus économique [23].

Le système photovoltaïque du site isolé est composé de :

- **Panneau Photovoltaïque** : produire de l'énergie électrique à partir de la lumière.
- **Parafoudre** : protéger le système contre les surtensions d'origine atmosphérique comme la foudre.

- **Régulateur charge/décharge** : Il est installé entre la batterie et le panneau Photovoltaïque; il sert à contrôler le courant qui rentre ou qui sort de la batterie afin d'éviter qu'elle ne soit endommagée par un excès de charge ou de décharge.

- **Onduleur** : L'onduleur convertit le courant continu sortant de la batterie en courant alternatif nécessaire au fonctionnement de la majorité des appareils électriques domestiques.

- **Batterie** : permet le stockage de l'énergie électrique afin de garantir une autonomie du système dans les jours non ensoleillés.

- **Disjoncteur de protection** : C'est un disjoncteur à courant continu, installé entre le panneau Photovoltaïque et le régulateur pour isoler et protéger le système lors de la maintenance du panneau ou quand survient un défaut électrique.

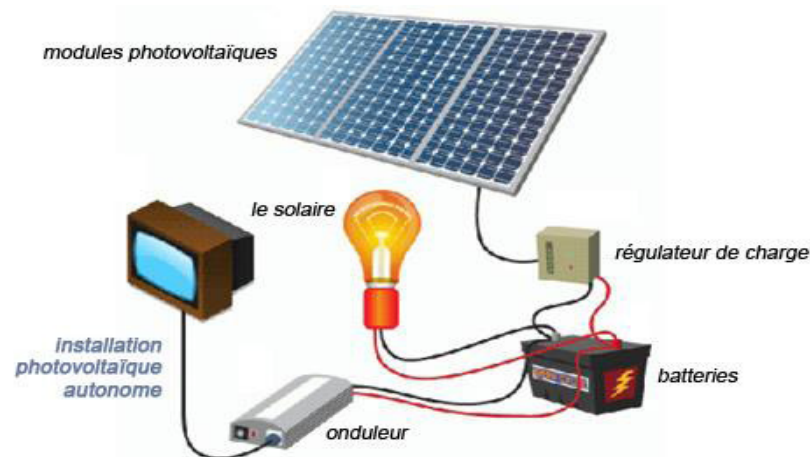


Figure I. 13 : Le système autonome [23].

I.6.2. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Le système photovoltaïque peut être couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un convertisseur courant continu-courant alternatif. Étant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même, les accumulateurs ne sont pas nécessaires à moins que vous ne vouliez une forme autonome d'énergie pendant les pannes d'électricité. L'énergie produite est consommée sur place, le surplus étant injecté dans le réseau, qui alimente les maisons de nuit ou pendant les jours sans soleil.

Ici en Algérie il n y a pas encore une vaste utilisation de ce type de système mais en France par exemple, il y a eu des lois qui favorise ce type d'installation en obligeant les fournisseurs a racheté l'énergie électrique au particulier [27].

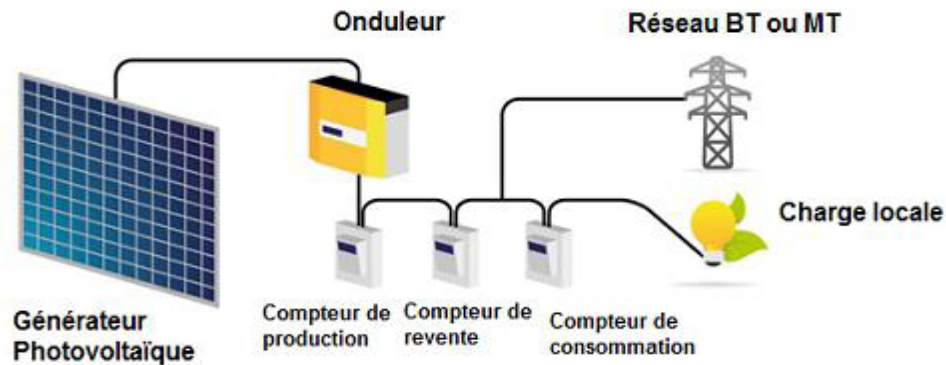


Figure I. 14 : Systèmes photovoltaïques connectes au réseau [27].

Pour raccorder un système photovoltaïque au réseau de distribution électrique, il faut recourir à une des deux configurations suivantes :

- Injecter dans le réseau public, seulement l'excédent de la production non consommé pour ses besoins propres. Ainsi, ses utilisations seront directement alimentées par son générateur photovoltaïque.

- Injecter l'intégralité de l'électricité produite au réseau public. Le besoin en électricité sera alors couvert par la fourniture d'électricité par le distributeur.

I.6.3. Systèmes hybrides

Les systèmes hybrides consistent en l'association de deux ou plusieurs technologies complémentaires de manière à accroître la fourniture d'énergie. Les sources d'énergie comme le soleil et le vent ne délivrent pas une puissance constante, et leur combinaison peut permettre de parvenir à une production électrique plus continue dans le temps. Les systèmes hybrides fonctionnent tels que, les batteries sont chargées par les panneaux solaires (le jour) et par le générateur éolien (lorsqu'il y'a du vent).

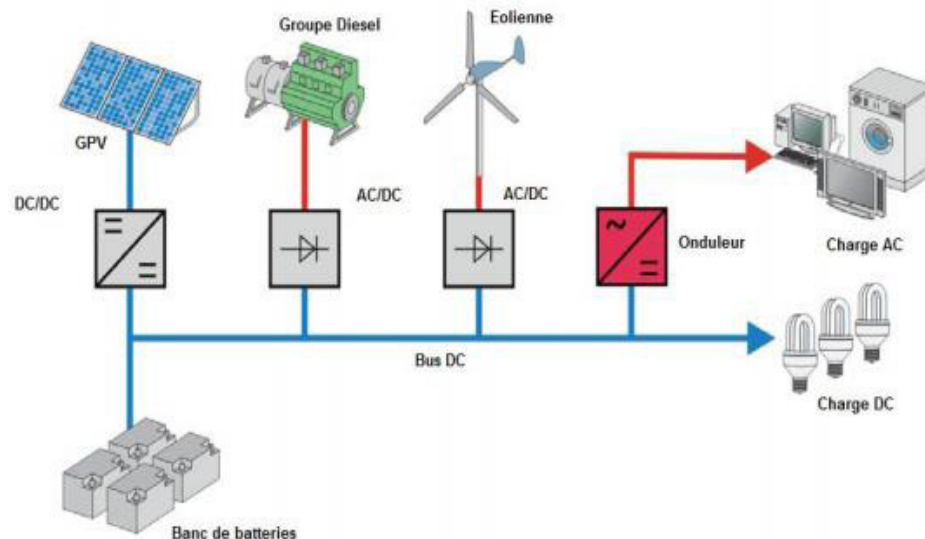


Figure I. 15: Systèmes hybrides.

I.6.4. Systèmes fonctionnant au fil du soleil (pompage photovoltaïque).

Dans les régions éloignées, désertiques ou montagneuses, l'alimentation en eau potable et d'irrigation reste toujours le souci quotidien des populations. Le pompage d'eau à l'aide de l'énergie solaire photovoltaïque est une solution bien adaptée pour ces régions. En effet, la majorité de ces régions sont très ensoleillées et cette énergie a l'avantage d'être présente et propre contrairement à l'énergie conventionnelle qui présente les contraintes de l'éloignement du réseau électrique et les contraintes du transport du combustible et les entretiens périodiques pour les moteurs diesels. Généralement, les systèmes de pompage photovoltaïque sont constitués d'un générateur photovoltaïque, un convertisseur du courant électrique qui peut être un convertisseur DC/AC pour un moteur à courant alternatif ou un convertisseur DC/DC pour un moteur à courant continu et d'un groupe moto pompe. Ces systèmes fonctionnent au fil du soleil sans stockage électrochimique. L'eau ainsi pompée peut être utilisée directement ou stockée dans un réservoir pour des utilisations ultérieures. Ce type de stockage de l'eau est la solution la plus adoptée par rapport au stockage électrochimique dans des batteries. Le générateur photovoltaïque est responsable de la conversion instantanée de l'énergie solaire en énergie électrique grâce à l'effet photovoltaïque. Le générateur photovoltaïque est constitué de plusieurs modules photovoltaïques reliés en série et en parallèle selon la puissance requise. La Figure (I.16) présente les différents éléments constitutifs d'une installation solaire de pompage d'eau.

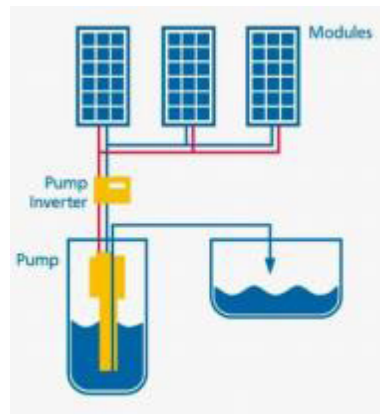


Figure I. 16 : Eléments d'une installation de pompage photovoltaïque

I.7. Avantages et les inconvénients de l'énergie solaire

I.7.1. Avantages

La technologie photovoltaïque présente un grand nombre d'avantages :

1-Le soleil est une source d'énergie propre et renouvelable, qui ne produit ni le gaz nulle déché toxique par son utilisation.

2-Le processus photovoltaïque est complètement à semi-conducteurs et d'un seul bloc. Il n'y a aucune pièce mobile et aucun matériau n'est consommé ou émis.

3-Une haute fiabilité – elle ne comporte pas de pièces mobiles – qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. D'où son utilisation sur les engins spatiaux.

4-Le caractère modulaire des panneaux photovoltaïque permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissance allant du milliwatt au Mégawatt.

5-Le coût de fonctionnement est faible vu les entretiens réduits et ils ne nécessitent ni combustible, ni personnel hautement spécialisé.

6-La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grande dimension.

7-Les systèmes photovoltaïques ont les avantages suivants par rapport aux options de concurrence de puissance:

- ils ne font pas de pollution, sans émissions ou odeurs discernables.
- ils peuvent être des systèmes autonomes qui actionnent sûrement sans surveillance pendant de longues périodes.
- ils ne consomment aucun carburant, leur carburant est abondant et libre.
- ils peuvent être combinés avec d'autres sources d'énergie pour augmenter la fiabilité de système.
- ils n'exigent aucun raccordement à une source d'énergie ou à un approvisionnement en carburant existant.

I.7.2. Inconvénients

Le système photovoltaïque présente toutefois des inconvénients:

Prix: les cellules solaires sont encore lointaines pour produire une fraction significative de l'énergie du monde requise en raison de la charge de placement initiale. Cependant, le prix diminue considérablement par rapport à la puissance maximale en Watt, depuis les années 70, comme montré sur la Figure (I.17) [22].

Rayonnement du soleil: l'intensité irradiante du rayonnement du soleil en un jour, toujours, change et flotte. La Figure (I.18) [22] est un exemple de l'irradiation du mauvais temps. L'irradiation commence autour de 6 heures et augmente à la valeur maximale (se rapproche de 900 W/m²) à 12 AM après que 11 AM, l'irradiation flotte parce que le ciel est plus tardif, nuageux et pluvieux. Ensuite l'intensité d'ensoleillement diminue graduellement. Autour de 18 h l'ensoleillement est nul.

Le rayonnement du soleil est une source principale pour le système photovoltaïque, ainsi l'exécution du système photovoltaïque dépend de l'intensité d'ensoleillement Rendement: le rendement de la cellule solaire est relativement bas, 15 % [22] pour le silicium monocristallin et 12 % pour le silicium poly-cristal. En conséquence, pour obtenir la grande capacité « *Energie du soleil* » du générateur solaire, le grand secteur de la cellule solaire et les endroits sont nécessaires.

De nouveaux matériels et processus sont recherchés pour remplacer le silicium qui est le matériel principal pour la cellule en silicium mais reste toujours à prix élevé et rendement bas.

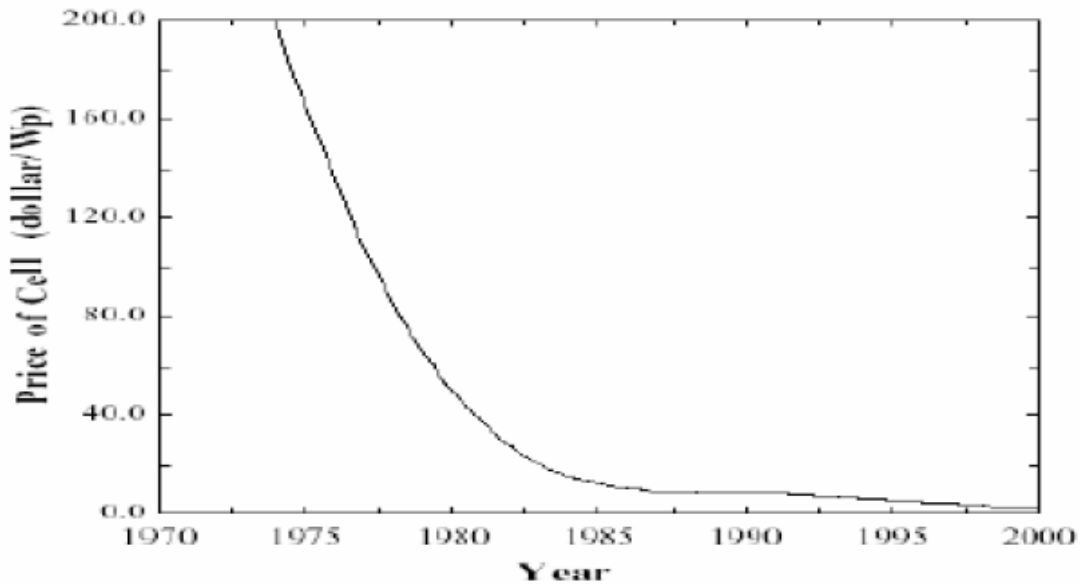


Figure I. 17: Tendances de la fabrication des cellules solaire

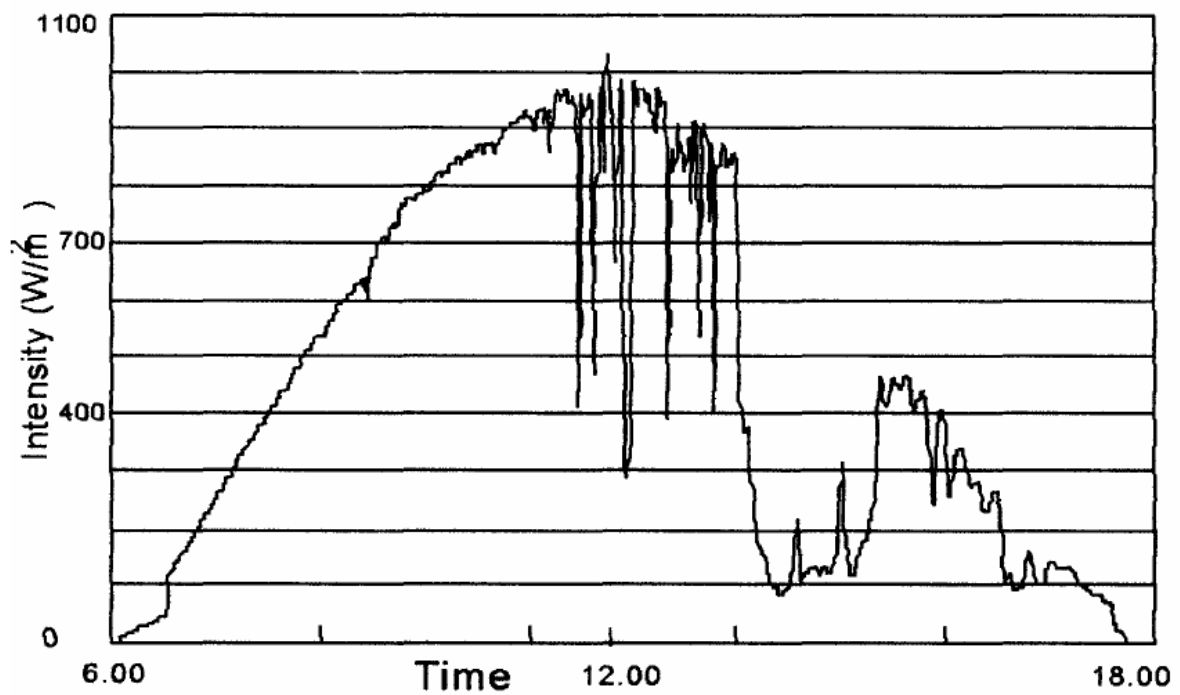


Figure I. 18: Intensité du rayonnement du soleil en un jour [22].

3- la fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.

4- le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium est de 28%).

5- les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée.

I.8. Conclusion

Le monde de la conversion photovoltaïque, aussi bien au niveau de la recherche qu'au niveau industriel, connaît depuis quelques années une mutation profonde associée à l'intérêt croissant pour l'énergie photovoltaïque.

Dans ce chapitre, nous avons commencé par une présentation d'un état d'art sur l'énergie solaire photovoltaïque basée sur le rayonnement solaire et l'estimation de l'énergie disponible. Ensuite, nous avons présenté la structure d'une cellule photovoltaïque et ses différents types.

Enfin, Nous avons élaboré une synthèse sur les différents types des systèmes photovoltaïques existants ainsi que les avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque.

CHAPITRE II

ETUDE THEORIQUE ET SIMULATION D'UN PANNEAU PHOTOVOLTAIQUE

Chapitre.II. Etude théorique et simulation d'un panneau photovoltaïque

II.1. Introduction

Initialement, la technologie s'est développée avec la volonté des entreprises des télécommunications par l'installation des systèmes fonctionnant dans des endroits éloignés des centres urbains (et donc des réseaux électriques). La cellule solaire reste le meilleur moyen (à moindre coût et le poids) de fournir la quantité d'énergie requise pendant des longues périodes de séjour dans l'espace.

L'énergie produite par un générateur photovoltaïque est estimée à partir des données de l'irradiation globale sur plan incliné, de la température ambiante et des données du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé.

II.2. Principe de conversion photovoltaïque

La conversion photovoltaïque est la transformation directe d'une énergie électromagnétique (rayonnement) en énergie électrique de type continu directement utilisable.

Mis en évidence depuis le siècle dernier. L'effet photovoltaïque a connu ses premières applications pour l'espace (alimentation satellites) dans les années 1950 et ses premières utilisations terrestres dans les années 1970. Les dates importantes dans l'histoire du photovoltaïque sont :

1839: Découverte de l'effet photovoltaïque par le physicien français Edmond Becquerel.

1875: Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs.

1954: Trois chercheurs américains mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des nouvelles solutions pour l'alimentation des satellites.

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.

1973: La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.

1983: La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000km en Australie.

Années 80: Exploitation des systèmes PV pour l'électrification et le pompage d'eau dans les zones isolées.

Fin des années 90: Exploitation du PV pour la production de l'électricité injectée au réseau dans plusieurs pays développés (Japon, Allemagne).

Années 2000: Mise en place des politiques favorables pour le PV et la réalisation des centrales PV ayant des puissances de dizaines de MW.

L'élément de base dans la conversion de rayonnement est la cellule photovoltaïque, plusieurs cellules sont associées dans un module qui est ainsi la plus petite surface de captation transportable, montable et démontable, sur un site. Ces modules sont groupés en panneaux eux même associés pour former le champ photovoltaïque.

II.3. Générateur photovoltaïque

La possibilité de transformer directement l'énergie lumineuse, et en particulier le rayonnement solaire en énergie électrique est apparue en 1954 avec la découverte de l'effet photovoltaïque. Cet effet utilise les propriétés quantiques de la lumière permettant la transformation de l'énergie incidente en courant électrique dont la cellule solaire ou photopile, est l'élément de base de cette conversion photovoltaïque

II.3.1. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est assimilable à une diode photo-sensible, son fonctionnement est basé sur les propriétés des matériaux semi conducteurs [12]. La cellule photovoltaïque permet la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique [14]. Son principe de fonctionnement repose sur l'effet photovoltaïque (Bequerelle 1889).

Le principe de l'effet photovoltaïque n'est autre que celui d'une diode ainsi, lorsque l'on éclaire la jonction PN, la cellule étant chargée par une résistance et on observe l'apparition d'un courant inverse I sous une tension en sens direct V .

Une cellule est constituée de deux couches minces d'un semi conducteur. Ces deux couches sont dopées différemment. Pour la couche N, c'est un apport d'électrons périphériques et pour la couche P c'est un déficit d'électrons [15]. Les deux couches présentent ainsi une différence de potentiel. L'énergie des photons lumineux captés par les électrons périphériques (couche N), leur permet de franchir la barrière de potentiel et d'engendrer un courant électrique continu. Pour effectuer la collecte de ce courant, des électrodes sont déposées par sérigraphie sur les deux couches de semi conducteur (Figure (II.1) [9, 13,14].

L'électrode supérieure est une grille permettant le passage des rayons lumineux. Une couche anti reflet est ensuite déposée sur cette électrode afin d'accroître la quantité de lumière absorbée [9].

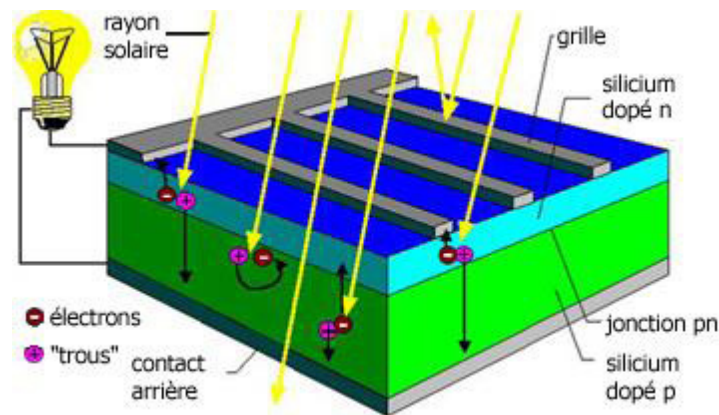


Figure II.1 : Schématisation d'une cellule photovoltaïque [9].

II.3.2. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Pour développer un circuit équivalent précis pour une cellule PV, il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule aussi bien que les caractéristiques électriques de chaque élément. Selon cette philosophie, plusieurs modèles électriques ont été proposés pour représenter la cellule photovoltaïque. Parmi ces modèles on peut citer :

II.3.2.a. Modèle d'une cellule solaire idéale

Dans le cas idéal, la cellule d'une jonction PN soumise à l'éclairage photovoltaïque connecté à une charge peut être schématisée par un générateur de courant I_{ph} en parallèle avec

une diode délivrant un courant selon la Figure (II.2), qui représente le circuit équivalent d'une cellule solaire idéale.

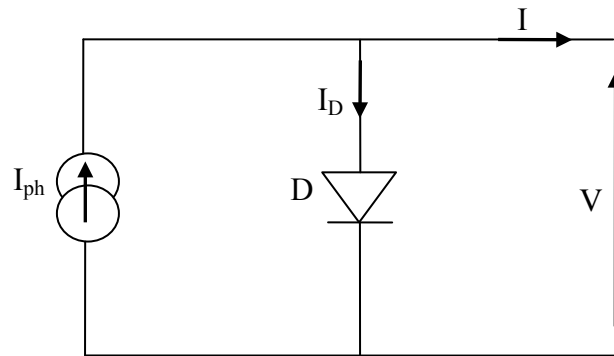


Figure II.2 : Schéma idéal d'une cellule photovoltaïque.

Les équations retenues de ce modèle sont :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D \quad (\text{II-1})$$

Le courant I_{ph} est assimilé au courant I_{sc} avec $V_{pv} = 0$, courant de court-circuit obtenu en court-circuitant la charge

$$I_{ph} = I_{sc} = \frac{\psi}{\psi_{ref}} \quad (\text{II-2})$$

ψ : L'éclairement absorbé par la cellule

ψ_{ref} : L'éclairement de référence (1000 w/m^2)

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \quad (\text{II-3})$$

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode

$$V_t = \frac{AKT}{q} \quad (\text{II-4})$$

V_t : Tension thermique

A : Facteur d'idéalité de la photopile

K : Constant de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$)

q : Charge de l'électron ($1,6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$)

II.3.2.b. Modèle d'une cellule solaire réelle

Le schéma équivalent de la cellule photovoltaïque réelle tient compte d'effets résistifs parasites dues à la fabrication et représenté sur la Figure (II.3). Ce schéma équivalent est constitué d'une diode (D) caractérisant la jonction, une source de courant (I_{ph}) caractérisant le photo-courant, une résistance série (R_s) représentant les pertes par effet Joule, et une résistance shunte (R_p) caractérisant un courant de fuite entre la grille supérieure et le contact arrière qui est généralement très supérieure à (R_s) [18,28,29], on néglige R_p par ce que elle est très faible par rapport à R_s . Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique (I_{pv} - V_p) de la photopile.

❖ La résistance série

En pratique, la cellule PV, contient des résistances dans le matériel qui constitue des semi-conducteurs, et contacts, et autobus courant de rassemblement. L'ensemble des pertes dépend, de la résistance série (R_s). Son effet devient très remarquable en module composé de plusieurs cellules connectées en série, la valeur de cette résistance est multipliée par le nombre de cellules [3].

❖ Résistance parallèle

Également, la résistance shunt, représente une partie des pertes liées à une petite fuite de courant par un chemin résistif parallèlement au dispositif intrinsèque. Ceci peut être représenté par une résistance parallèle (R_p). Son effet est beaucoup moins remarquable dans un module photovoltaïque comparé à la résistance série. Qui devient seulement apparent quand un certain nombre de cellules sont reliées en parallèle pour créer un générateur photovoltaïque [3].

Ce modèle est plus proche du générateur photovoltaïque est actuellement le plus utilisé en raison de la qualité des résultats obtenus.

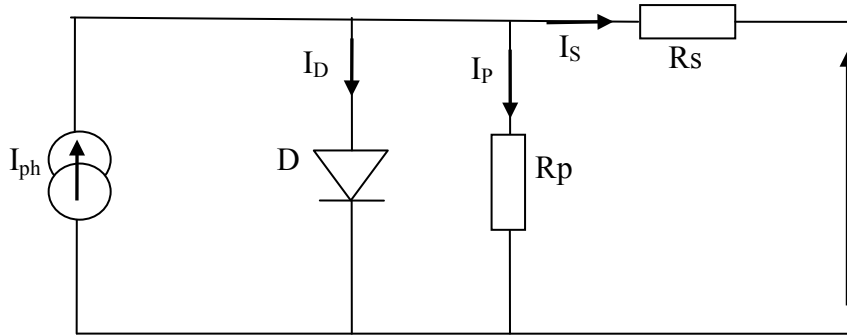


Figure II.3 : Schéma réelle d'une cellule photovoltaïque.

La loi de Kirchhoff nous permet d'écrire la relation suivante, le courant I fourni par la cellule (Figure (II-3)) est la différence entre le courant I_{ph} et le courant direct de la diode I_D [63]:

$$I = I_{PH} - I_D \quad (\text{II-5})$$

Ou:

- I est le courant fourni par la cellule
- I_{ph} est le photo-courant, proportionnel à l'éclairement ψ , il correspond également au courant de court-circuit I_{cc} défini comme suit:

$$I_{ph} = I_{cc} \left(\frac{\psi}{1000} \right) \quad (\text{II-6})$$

- I_D représente le courant de polarisation d'une diode, il est donné par [29]:

$$I_D = I_s \left(e^{\frac{(V+R_s I)}{V_T}} - 1 \right) \quad (\text{II-7})$$

Avec:

I_s : dépendant de la température T et des paramètres électriques technologiques de la jonction.

V_T : potentiel thermodynamique définit par :

$$V_T = \frac{AKT}{q} \quad (\text{II-8})$$

T : température effective de la cellule en Kelvin.

A partir de relation (II-5), on obtient l'expression de la caractéristique I (V) du modèle choisi :

$$I = I_{cc} \left(\frac{\psi}{1000} \right) - I_s \left(e^{\frac{(V+R_s I)}{V_T}} - 1 \right) \quad (\text{II-9})$$

Les premiers paramètres qui apparaissent sur la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque sont le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension à circuit ouvert (V_{co}).

- La tension à vide V_{co} : c'est la tension aux bornes de la cellule lorsqu'il ne débite aucun courant.

- Le courant de court-circuit I_{cc} : c'est le courant généré par la cellule lorsqu'elle est court-circuitée.

II.4. Module photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque ou module est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques élémentaires montées en série et /ou parallèle. Afin d'obtenir des caractéristiques électriques désirées tels que la puissance, le courant de court-circuit et la tension en circuit ouvert [26].

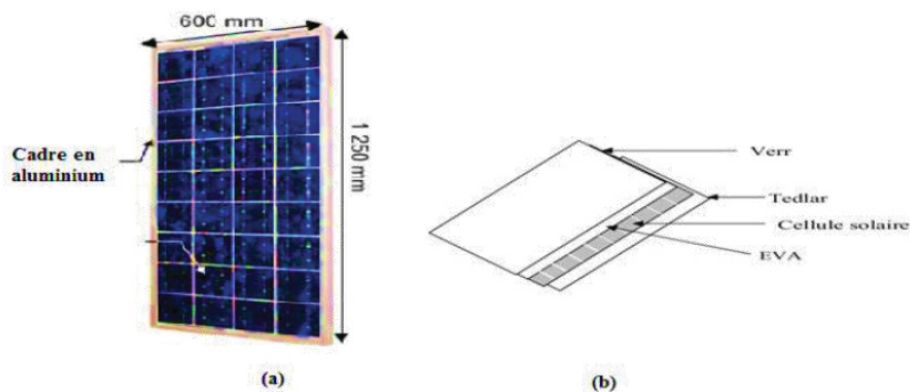


Figure II.4 : Module photovoltaïque [26].

Le modèle du panneau photovoltaïque est obtenu en remplaçant chaque cellule dans la Figure (II-3) par le schéma équivalent présenté dans la Figure (II.4) (en considérant le même éclairage et la même température pour toutes les cellules)

Les cellules sont connectées entre elles par un fin ruban métallique (cuivre étamé), du contact en face avant (-) au contact en face arrière (+) (Figure (II.5)).

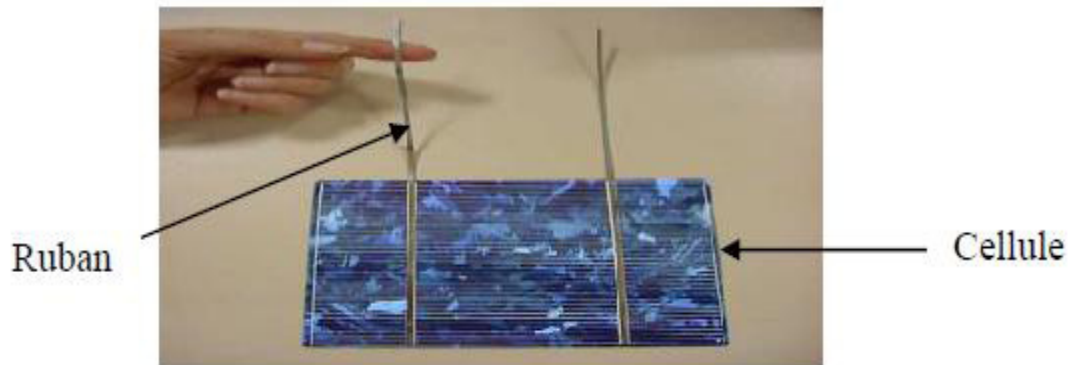


Figure II.5: Ruban métallique d'une cellule [26].

Les cellules sont encapsulées sous vide entre deux films thermoplastiques transparents (EVA: Éthylène Acétate de Vinyle). Le plus souvent, il y a présence d'un cadre en aluminium avec joint périphérique pour permettre la dilatation. Un verre trempé en face avant protège les cellules sur le plan mécanique tout en laissant passer la lumière. La face arrière est constituée d'un verre ou d'une feuille TEDLER [4].

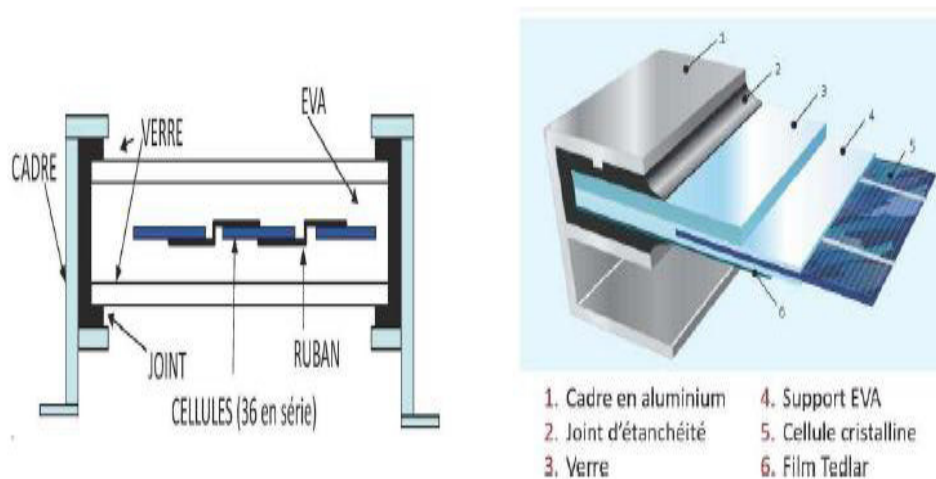


Figure II.6 : Encapsulation des cellules [4].

Pour chaque champ on peut avoir autant de sorties que de modules, ce que fait qu'on aura besoin de boîte de dérivation qui regroupe le tous, comme l'illustre la Figure (II.7), alors

cette boîte de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connexions entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie.

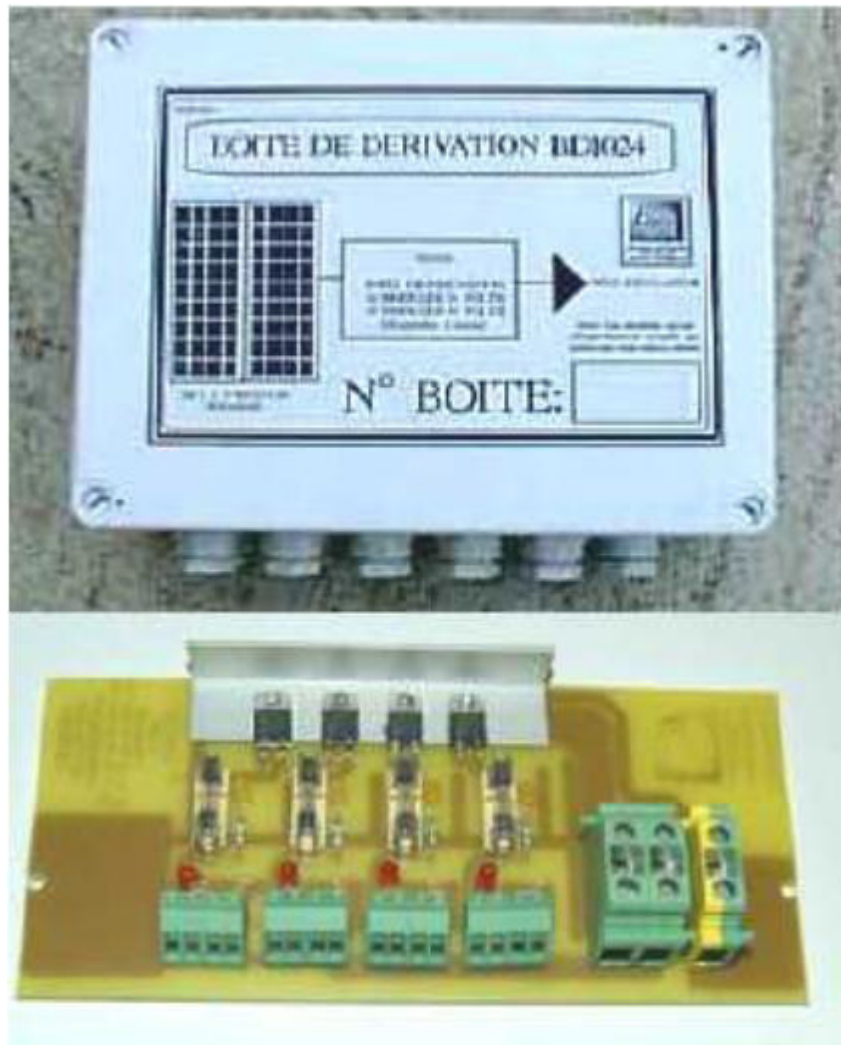


Figure II.7 : Boîte de dérivation [4].

La boîte de dérivation est composée également d'un circuit imprimé sur lequel se trouvent [4,26] :

- Des diodes Schottky série, placées sur un radiateur, sur chaque entrée, qui empêchent aux batteries de se décharger dans les panneaux.
- Des fusibles de protections qui empêcheront aux batteries de se décharger dans les modules en cas de destruction des diodes antiparallèles.
- Des diodes lumineuses, en parallèle sur chaque fusible de protection. Ces diodes permettent de contrôler individuellement chaque branche de module. Par exemple une boîte à 4 entrées

de 24 Volts sera constituée de deux branches de deux module, il y aura donc deux diodes qui permettront de constater le fonctionnement de chaque branche.

- Une protection parafoudre (Transil ou VDR) en sortie de la boîte. Le câblage de ces boites permet d'avoir une sortie en 12, 24 ou 48 volts selon les modules, elles sont équipées de deux douze entrées, selon les tensions de sortie. La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants des panneaux PV dépend :

- des besoins en électricité;
- la taille du panneau ;
- L'ensoleillement du lieu d'utilisation ;
- La saison d'utilisation.

La puissance délivrée par un panneau est importante dans les heures d'ensoleillement maximales, ce qui nécessite un élément de stockage.

II.4.1. Association des cellules photovoltaïques

II.4.1.a. Association des cellules photovoltaïques en série

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné, un tel regroupement est représenté par la Figure (II.8).

L'équation résume les caractéristiques électriques d'une association série de (Ns) cellules [6].

$$V_{CONS} = Ns * V_{CO} ; I_{CCNs} = I_{CC}$$

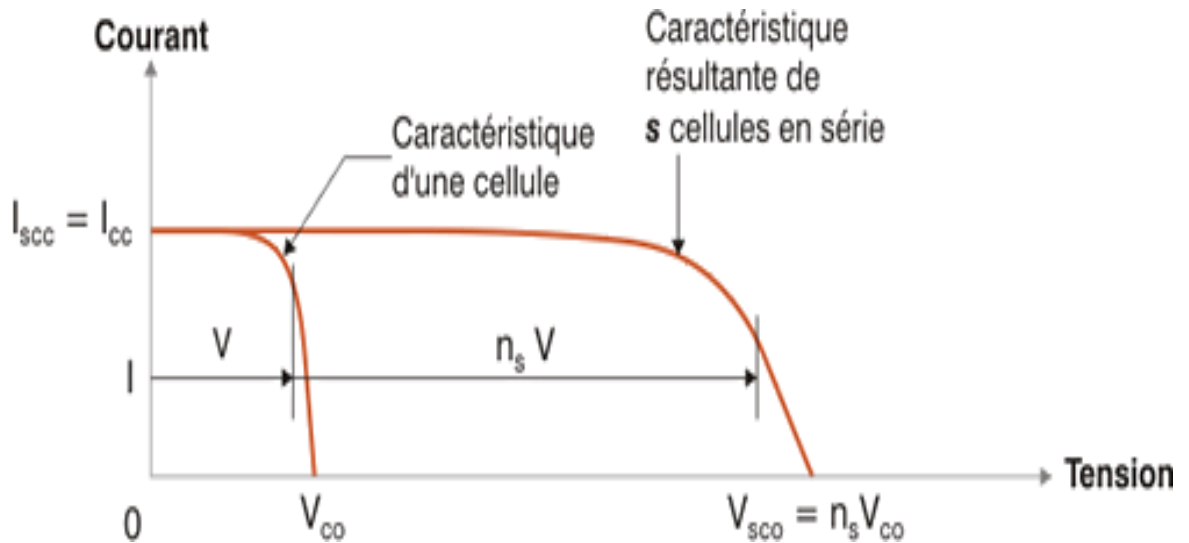


Figure II.8 : Cellules identiques en série [13].

II.4.1.b. Association des cellules photovoltaïques en parallèle

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement des cellules connectées en parallèles, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. Le regroupement est représenté par la Figure (II.9).

L'équation résume les caractéristiques électriques d'une association série de (N_p) cellules [6].

$$I_{pcc} = N_p * I_{cc} ; V_{pco} = V_{co}$$

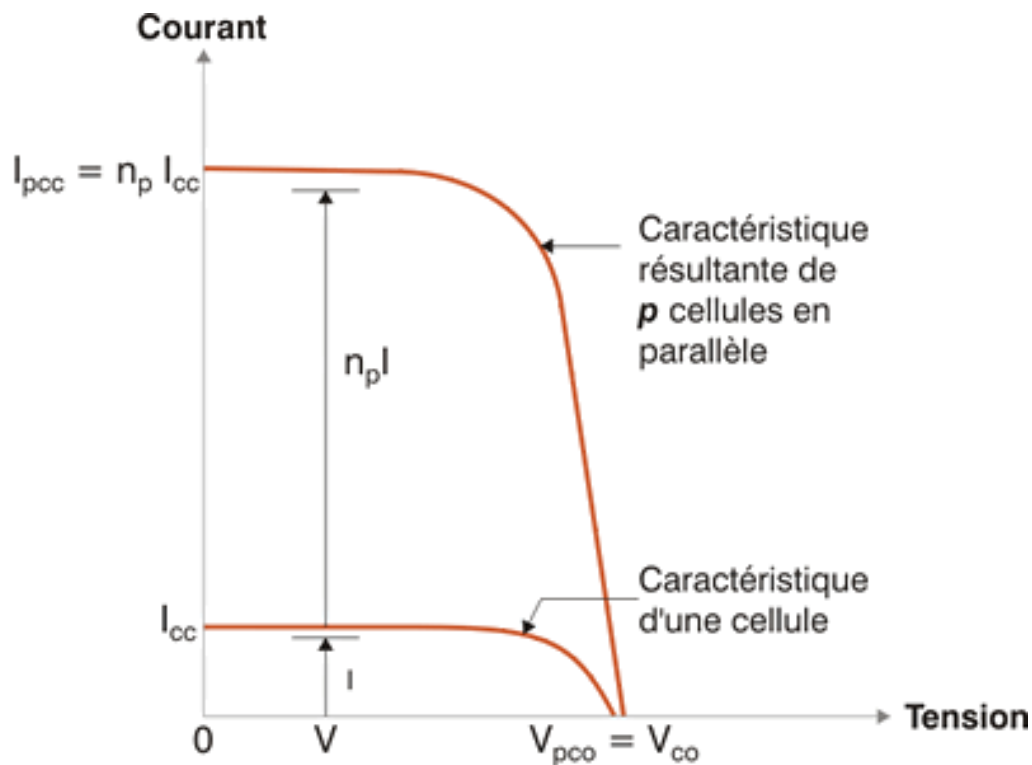


Figure II.9 : Cellules identiques en parallèle [6].

II.4.1.c. Association des cellules photovoltaïques mixte

Le générateur photovoltaïque est constitué d'un réseau série-parallèle de nombreux modules électrique globale courant/tension du GPV se déduit donc théoriquement de la combinaison des caractéristiques des cellules élémentaires supposées identiques qui le composent par deux affinités de rapport n_s parallèlement à l'axe des tensions et de rapport n_p parallèlement à l'axe des courants, ainsi que l'illustre la Figure (I-10), n_s et n_p étant respectivement les nombres totaux de cellules en série et en parallèle.

Les générateurs photovoltaïques sont alors réalisés en vue d'augmenter la tension (Groupement en série) ou augmenter le courant (Groupement en parallèle) par l'association d'un grand nombre de cellules élémentaires de même technologie et de caractéristiques identiques. Le câblage série-parallèle est donc utilisé pour obtenir un module PV (ou panneau PV) aux caractéristiques souhaitées (courant et tension suffisants) [13].

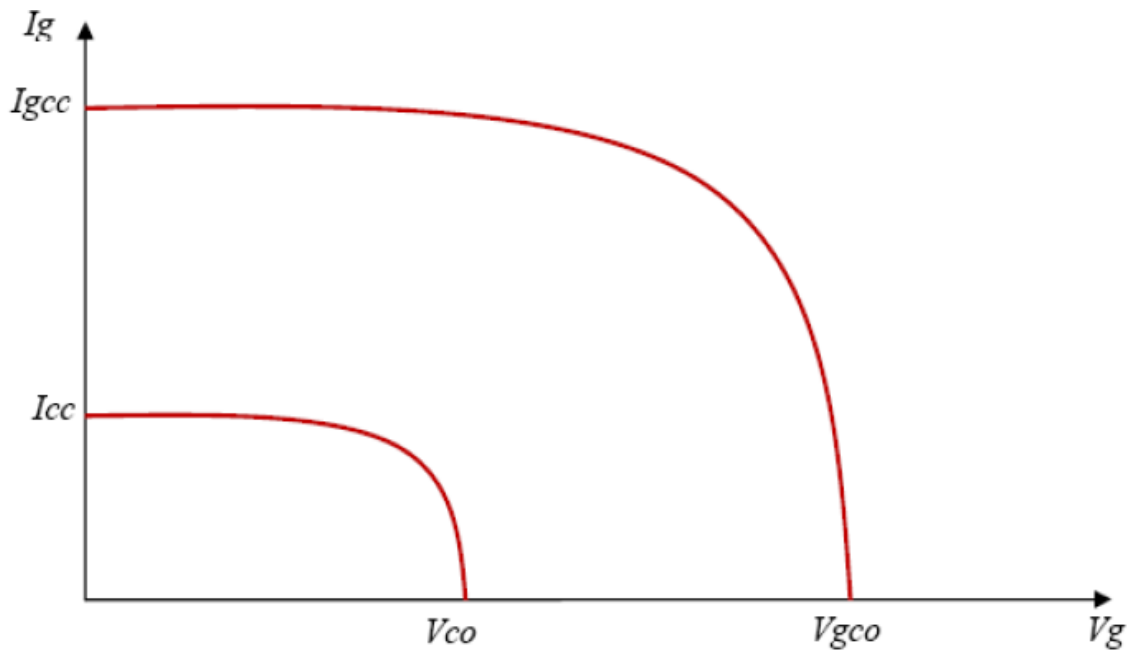


Figure II.10 : Cellules identiques mixte [13].

II.4.2. Modélisation et simulation du générateur photovoltaïque

Nous analyserons les caractéristiques électriques du panneau SPR315E de chez SUNPOWER, le module se compose de 96 cellules monocristallines connectées entre elles en série pour produire une puissance de 315W.

A partir des notices techniques fournies par le constructeur disponibles dans la référence, nous avons déterminé les paramètres du panneau dans le Table.1:

Puissance nominale	P_{nom}	315	W
Tension à puissance maximale	V_{pm}	54.7	V
Courant à puissance maximale	I_{pm}	5.76	A
Tension en circuit ouvert	V_{co}	64.6	V
Courant de court –circuit	I_{cc}	6.14	A
Coefficient de température (I_{cc})	a	3.5	mA/K

TABLE II-1: PARAMETRES DU MODULE SPR 315 E [30].

A partir de ces données et l'équation (II-9), nous établissons le modèle Simulink du générateur photovoltaïque donné par la Figure suivante :

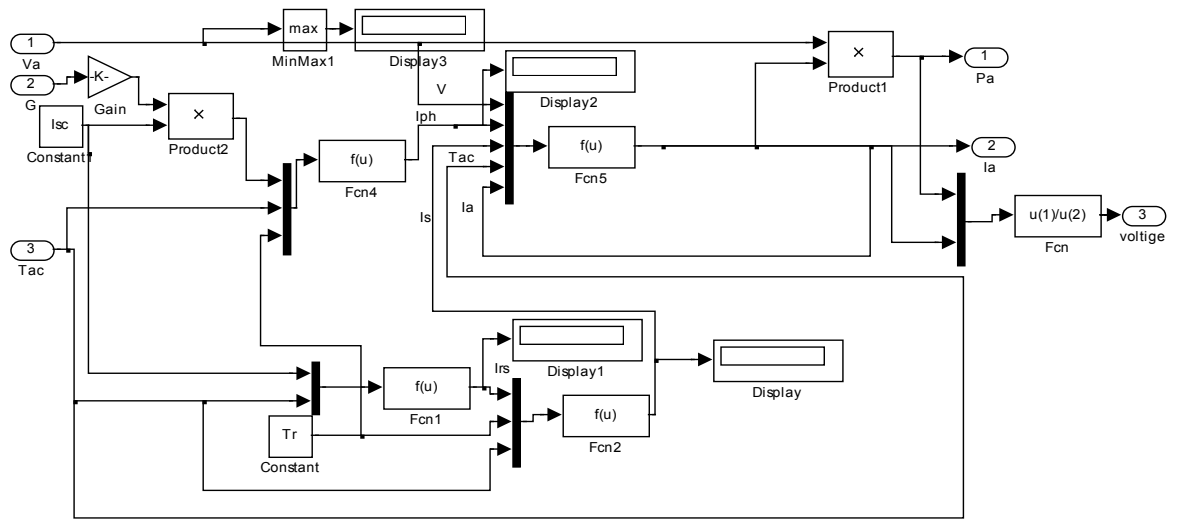


Figure II.11 : Modèle Simulink du générateur photovoltaïque

II.4.3. Caractéristiques d'un module solaire

Nous avons travaillé sous les conditions suivantes: une température $T_a=25^\circ$, $G=1000\text{W/m}^2$, V_a comprise entre 0 et 65V, les résultats obtenus sont représentés dans la Figure (I-12) et (I-13).

II.4.3.a. Caractéristique courant-tension (I-V)

La caractéristique courant-tension c'est une caractéristique fondamentale du module solaire définissant cet élément comme générateur. Elle est identique à celle d'une jonction P-N avec un sens bloqué, mais décale le long de l'axe du courant d'une quantité directement proportionnelle à l'éclairement [31]. Elle se trace sous un éclairement fixe et une température constante (Figure (II.12)).

Comme nous le voyons, les résultats de simulation montrent bien que la caractéristique I (V) du panneau SPR 315 E est non linéaire.

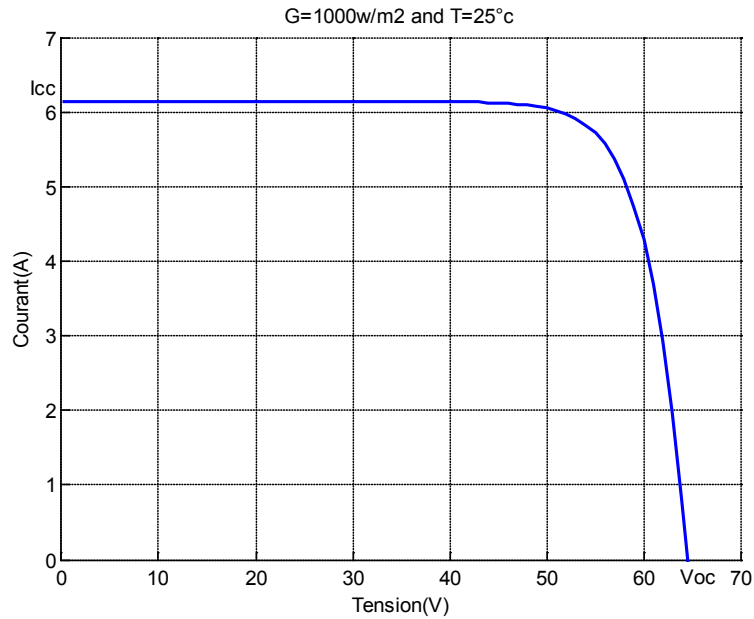


Figure II.12 : Caractéristique I (V) d'un module pour ($G=1000W/m^2$ et $T=25^\circ C$).

II.4.3.b. Caractéristique puissance-tension (P-V)

La puissance débitée par la cellule dépend du point de fonctionnement de cette dernière, C'est le produit de l'intensité de courant débité par la tension en ses bornes ;(Figure (II.13)).

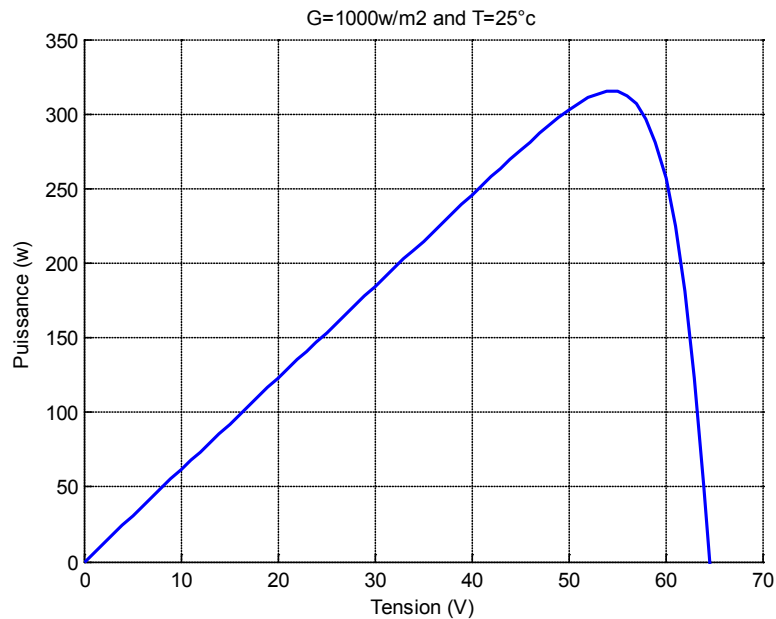


Figure II.13 : Caractéristique P (V) d'un module pour ($G=1000W/m^2$ et $T=25^\circ C$).

La Figure (II.13) montre bien qu'un module PV ne peut être assimilé à aucun générateur classique, un panneau PV est considéré comme une source de puissance.

II.4.3.c. Zones de fonctionnement du module solaire

Ce fonctionnement est caractérisé essentiellement par trois zones comme il est montré sur la Figure (II.14).

1. Fonctionnement comme générateur de courant : dans ce cas le point de fonctionnement appartient à la zone AB.
2. Fonctionnement comme générateur de tension : le point de fonctionnement appartient à la zone CD. La tension est proche de la tension à vide V_{oc} et le courant est faible.
3. Fonctionnement optimal : quand le point de fonctionnement appartient à la zone BC. l'exploitation d'énergie est maximale et la puissance délivrée est maximisée par rapport aux autres zones (AB, CD).

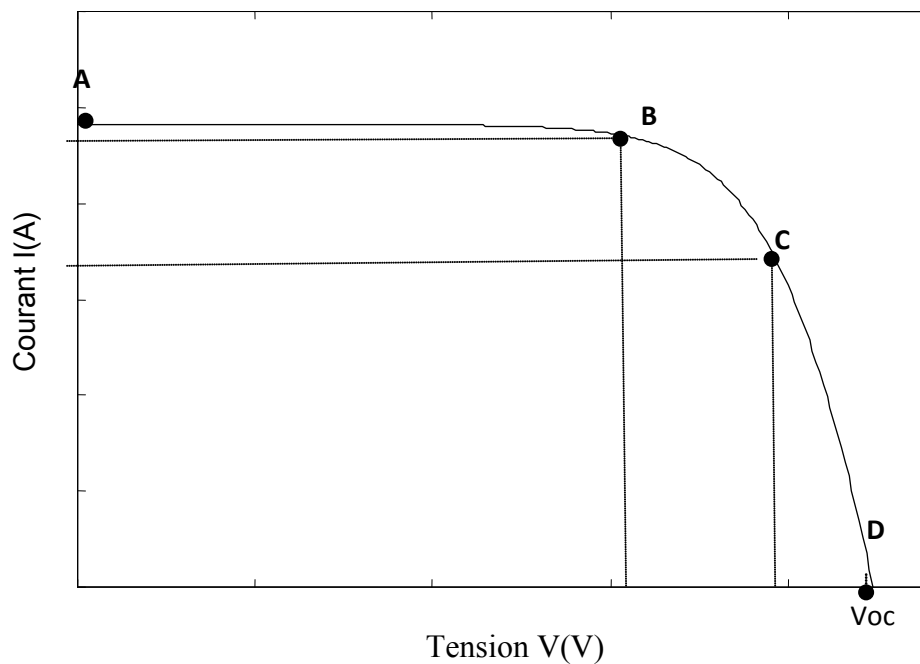


Figure II.14: Zone de fonctionnement d'une cellule.

II.4.3.d. Rendement

Ce facteur définit le taux de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique, il représente le rapport de la puissance fournie rapportée à celle du rayonnement incident.

$$\eta = \frac{P_m}{P_i} = \frac{I_m \cdot V_m}{G \cdot S} \quad (\text{II-10})$$

Ou:

P_m : Puissance maximale débitée par la cellule photovoltaïque (W)

I_m : Courant au point de puissance maximale de la cellule photovoltaïque (A)

V_m : Tension au point de puissance maximale de la cellule photovoltaïque (V)

P_i : Puissance incidente sur la surface de la cellule photovoltaïque (W)

G : Eclairement global incident sur la cellule photovoltaïque (W/m^2)

S : Surface totale de la cellule photovoltaïque (m^2)

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert. Le rendement de conversion est un paramètre essentiel. En effet, la seule connaissance de sa valeur permet d'évaluer les performances de la cellule.

II.4.3.e. Facteur de forme

C'est un facteur de performance des cellules solaires, plus il s'approche de l'unité, plus les cellules sont meilleures. Il compare la puissance maximale délivrée (P_{\max}) au produit du courant de court-circuit (I_{cc}) et de la tension à circuit-ouvert (V_{oc}).

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{V_{oc} \cdot I_{cc}} \quad (\text{II-11})$$

La puissance des modules photovoltaïque s'exprime en Watts-Crète. Cette dernière représente la puissance qui peut fournir un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale optimale), sous un éclairement de 1000W/m^2 et à une température de 25°C .

II.5. Influence des différents paramètres sur un générateur photovoltaïque

II.5.1. Influence de la température

L'influence de la température est importante et a des conséquences pour la conception des panneaux et des systèmes photovoltaïques. La température est un paramètre essentiel puisque les cellules sont exposées aux rayonnements solaires, susceptibles de les échauffer.

La température du module a une forte influence sur la tension à vide du module. Plus elle augmente, plus la tension à vide V_{co} diminue. Par contre, elle influence très peu le courant de court-circuit I_{cc} .

La Figure (II-15a, II-15b) décrit le comportement du module sous un éclairage fixe de $1W/m^2$, et à des températures comprises entre $0^{\circ}C$ et $45^{\circ}C$. Nous remarquons que le courant augmente avec la température; par contre la tension de circuit ouvert diminue. Ceci entraîne une diminution de la puissance maximale disponible.

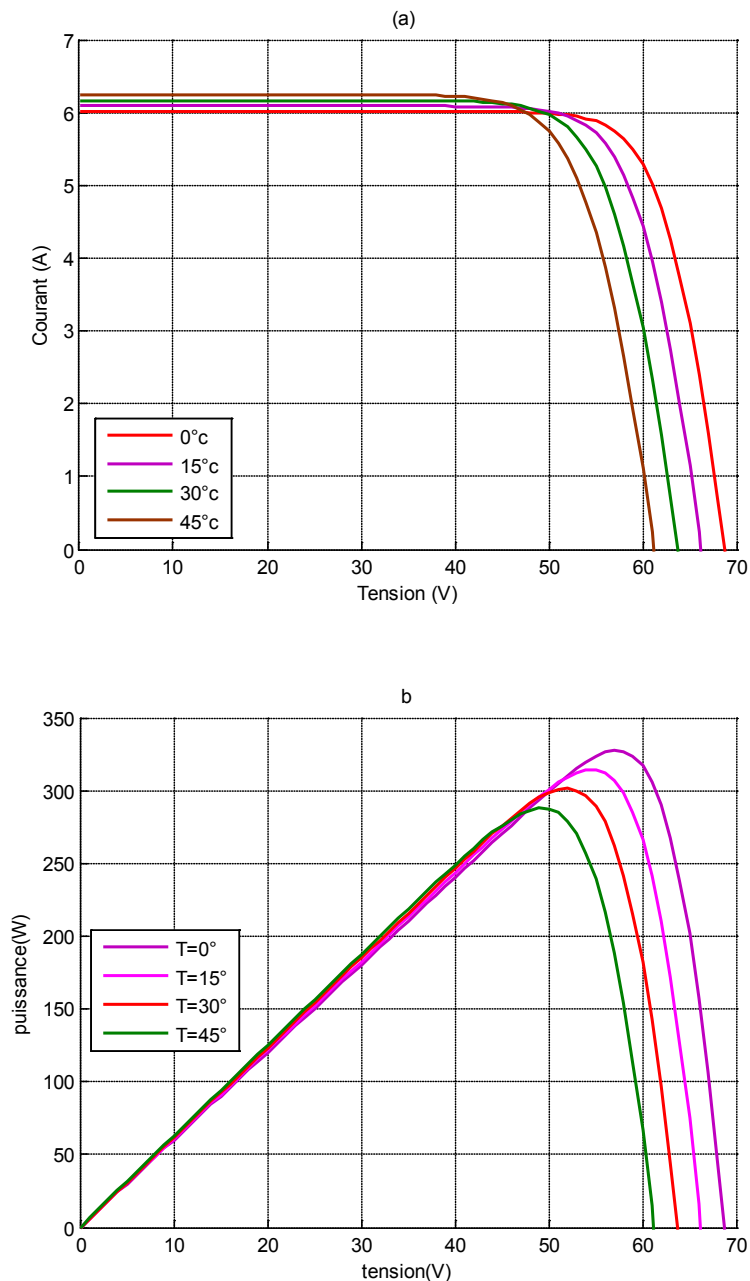


Figure II.15 : a-Caractéristique I (V) d'un module pour différentes valeurs de température.

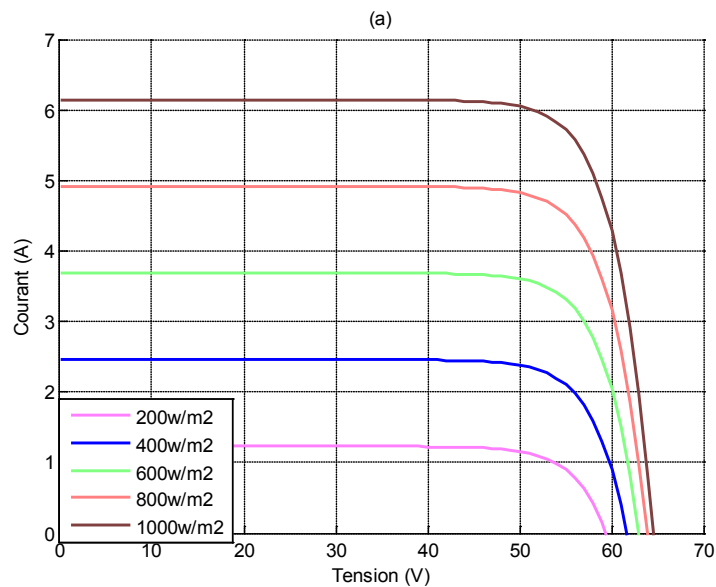
b- Caractéristique P(V) d'un module pour différentes valeurs de température.

II.5.2. Influence de l'éclairement

L'éclairement correspond à l'intensité lumineuse captée par le module photovoltaïque, et se mesure en W/m^2 . La nuit, il est nul ($0 W/m^2$), et il varie au cours de la journée entre 0 et $1000 W/m^2$ (valeur maximum), en fonction de la saison.

L'éclairement a une nette incidence sur la valeur de l' I_{cc} . Lorsqu'il double, I_{cc} double aussi. Il a très peu d'incidence sur la tension à vide V_{co} .

Dans la Figure (II-16a, II-16b), nous représentons les résultats concernant les caractéristiques I(V) et P(V) du panneau à 25° obtenus pour diverses valeurs de l'éclairement.



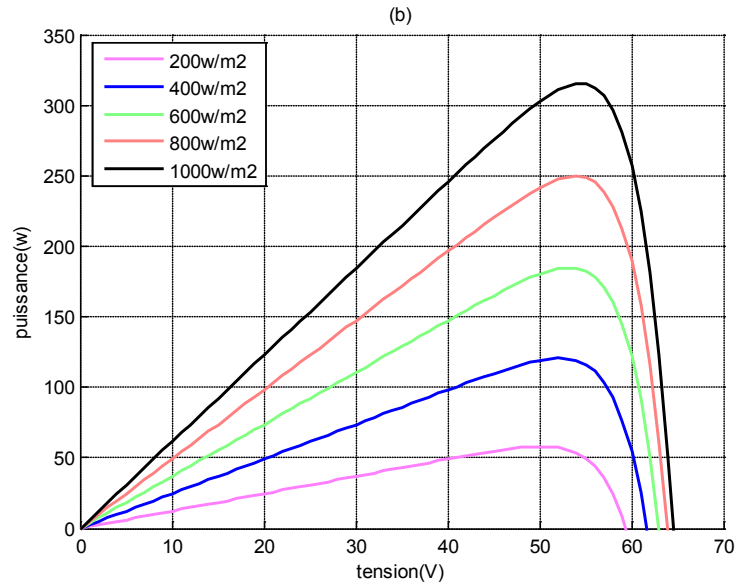


Figure II.16 : a- Caractéristique I (V) d'un module pour différentes valeurs de l'éclairement.

b- Caractéristique P(V) d'un module pour différentes valeurs de l'éclairement.

II.5.3. Influence de la résistance série

La résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la photodiode se comporte comme un générateur de tension, et lorsqu'elle est élevée, elle diminue la valeur du courant de court-circuit Figure (II-17).

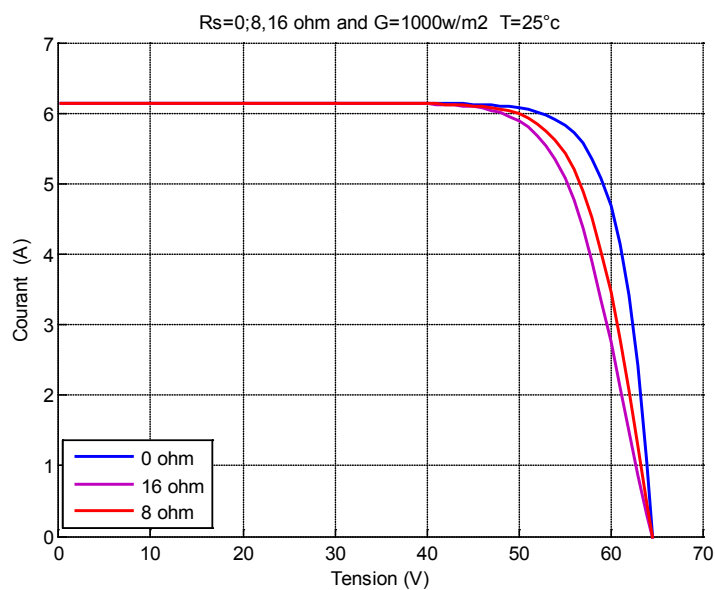


Figure II.17 : Caractéristique I (V) d'un module pour différentes valeurs de résistance série.

II.5.4. Influence du facteur de qualité

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

Une valeur de 1,3 est suggérée comme valeur typique en fonctionnement normal et peut être utilisé au départ.

Jusqu'à une valeur plus précise et estimée plus tard par ajustement de courbe, l'effet de la variation du facteur d'idéalité peut être vu dans le modèle SPR315.

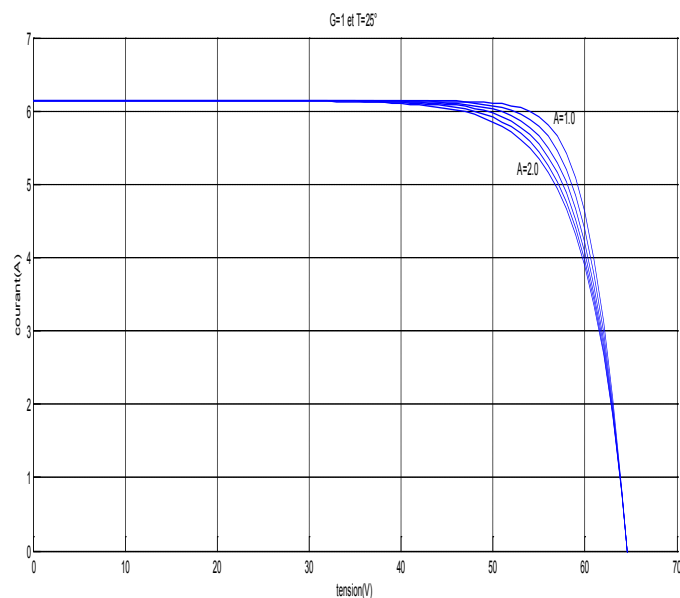


Figure II.18 : Caractéristique I (V) d'un module pour divers facteurs de qualité.

II.6. Types des panneaux solaires

❖ Panneaux photovoltaïques orientables

Avec des panneaux orientables, on peut modifier l'inclinaison tous les mois, mais par facilité, on peut également choisir une inclinaison pour l'été, une autre pour l'hiver. On utilise généralement ce genre de structure pour des applications au sol ou sur des toits plats. Pour ces systèmes à inclinaison variable, il existe un angle d'inclinaison des panneaux par rapport à l'horizontale, qui permet de maximiser la production d'électricité mensuelle.

❖ **Panneaux photovoltaïques fixes**

Les panneaux fixes sont installés dans une position fixe tout au long de l'année (azimut et inclinaison). Le rendement optimum est obtenu pour une orientation sud avec une inclinaison de 35° . Dans cette position, **un système d'une puissance d'1 kWc produit environ 900 kWh par an**. Si on s'écarte de cette position, le rendement diminue. Cette diminution du rendement peut être calculée en multipliant le rendement obtenu en position optimale par le facteur de correction pour l'orientation et l'inclinaison choisie (ce qu'on appelle le facteur de transposition qui tient compte de l'orientation et de l'inclinaison **FT**).

❖ **Panneaux photovoltaïques mobiles ou suiveur solaire**

L'objectif du système de panneaux mobiles est de pouvoir suivre le soleil tout au long de la journée. Pour cela, la structure possède deux degrés de liberté : une rotation horizontale pour régler l'azimut et une rotation verticale pour l'inclinaison. Ce système permet aux panneaux photovoltaïques de suivre continuellement la position du soleil pour assurer une production électrique maximum. Ce type de structure permet d'augmenter la production d'électricité par rapport aux panneaux fixes, d'environ 25%.

II.7. Critères de choix d'une centrale photovoltaïque

Trois critères peuvent être pris en compte dans le classement en fonction de la structure du système.

- Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique. Cette source conventionnelle peut être un générateur diesel, une micro turbine à gaz, et dans le cas d'une étude du réseau électrique complet, une centrale toute entière.
- Un second critère possible est la présence ou non d'un dispositif de stockage. La présence d'un stockage permet d'assurer une meilleure satisfaction des charges électriques pendant les périodes d'absence d'une ressource primaire à convertir en électricité. Les dispositifs de stockage peuvent être des batteries rechargeables, des électrolyseurs avec réservoirs d'hydrogène, des volants d'inertie, ...etc.

- La dernière classification possible est celle relative au type de sources d'énergie renouvelables utilisées. La structure du système peut contenir un système hydroélectrique ou utilisation des vagues) ou une combinaison de ces sources. Un critère important pour la sélection de la source utilisée est le potentiel énergétique disponible qui dépend de l'endroit d'installation du système hybride.
- Un autre facteur déterminant est le consommateur électrique alimenté. Son importance détermine le besoin d'une source supplémentaire, d'un dispositif de stockage et/ou d'une source conventionnelle.

II.8. Conclusion

Vue la nécessité de la caractérisation du modèle de la photopile, nous avons abordé l'influence des différents paramètres climatiques et autres sur les caractéristiques $I(V)$, $P(V)$. Nous avons aussi présenté une synthèse d'assemblage des panneaux et une spécification des différentes zones de fonctionnement en montrant les avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque.

Enfin, nous avons effectué un choix du modèle à quatre paramètres pour simuler le fonctionnement du module PV (SPR 315 E) pour différentes conditions d'ensoleillement et de température.

CHAPITRE III

DIFFERENTES CHAINES DE CONVERSION PHOTOVOLTAIQUE ET LEURS EVOLUTIONS

Chapitre.III. Différentes chaînes de conversion photovoltaïque et leurs évolutions

III.1. Introduction

Le but de cette section est de décrire les modèles mathématiques des composants du système de conversion photovoltaïque. Le système de conversion photovoltaïque est basé sur des blocs modulaires, comme présenté dans la Figure (III-1).

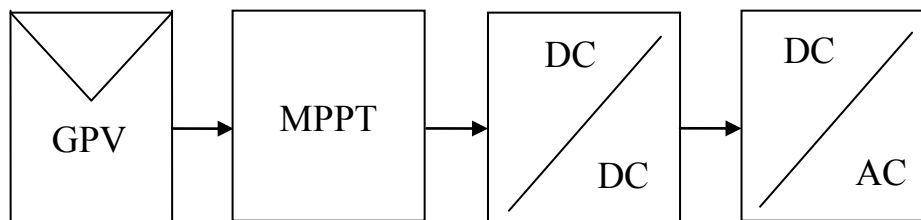


Figure III.1 : Blocs modulaires d'un système de conversion photovoltaïque

Ainsi, un système de conversion PV est constitué d'un GPV, d'un algorithme MPPT, d'un convertisseur DC/DC (hacheur) et d'un convertisseur DC/AC (onduleur). Par conséquent, la modélisation du système de conversion photovoltaïque suppose la modélisation du générateur photovoltaïque (*cf.* Chapitre II), de l'ensemble hacheur système de commande, permettant d'extraire la puissance maximale, et de l'onduleur.

III.2. Principe de fonctionnement de (MPPT)

Comme nous l'affirmions en Chapitre II, l'exploitation de l'énergie solaire présente un potentiel énorme. C'est dans cette optique que sont conçus les panneaux photovoltaïques. Même s'il est connu que les rendements sont relativement peu élevés (de l'ordre de 30% à 40%), la recherche de la puissance maximale est nécessaire. Or, les panneaux photovoltaïques sont soumis à des conditions changeantes au niveau de l'ensoleillement et de la température qui modifie la puissance extractible.

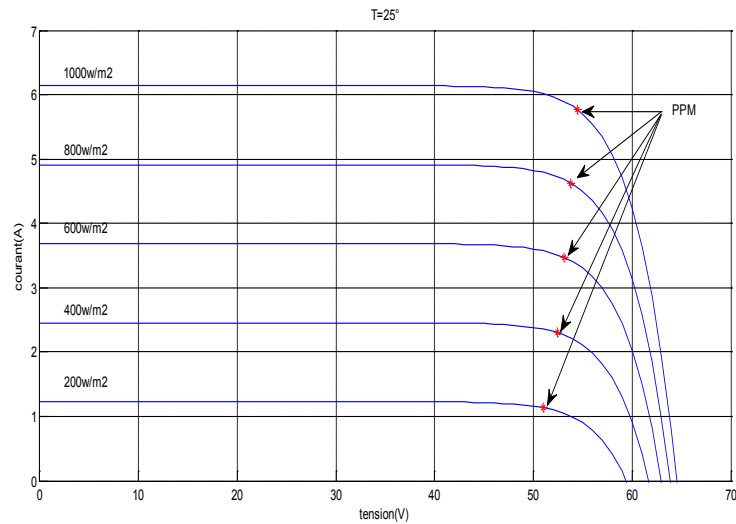
En effet, sous ces conditions changeantes, la puissance extractible est variable en fonction de la tension (ou du courant) imposée aux bornes du panneau photovoltaïque. Il est donc nécessaire que le système d'exploitation s'adapte pour extraire le plus de puissance

possible: c'est ainsi que naît en quelque sorte l'idée de MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) [61].

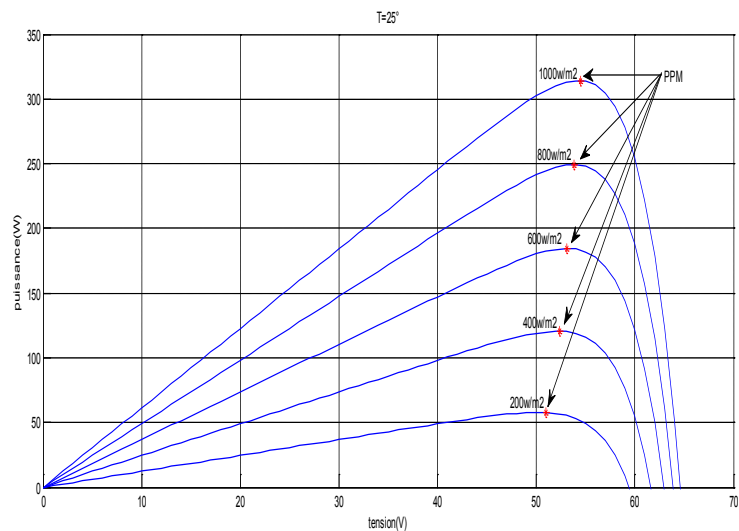
Un panneau photovoltaïque, sous un ensoleillement constant et uniforme, a une caractéristique courant-tension de telle sorte que pour chaque ensoleillement il n'y a qu'un seul point de fonctionnement qu'on l'appelle le point de puissance maximale 'PPM'(ou MPP en anglais: *Maximum Power Point*) pour lequel le panneau fonctionne au rendement maximal et produit sa puissance maximale. Quand on lie une charge directement à un panneau photovoltaïque, ce point de fonctionnement n'est pas forcément le PPM mais sera l'intersection de la caractéristique courant-tension et la caractéristique de charge.

L'utilisation de MPPT permet de surveiller en continu le point de puissance maximale fournie par un panneau ou par un champ de panneaux photovoltaïques dans le but d'augmenter le rendement. Le point PPM, sur la courbe courant-tension ($I-V$) d'un système photovoltaïque, est celui où la puissance maximale est produite.

Donc, en général le point de fonctionnement n'est pas au PPM du panneau photovoltaïque. Alors dans les couplages directs des charges, les panneaux photovoltaïques sont souvent sur dimensionnés pour assurer une puissance suffisante à fournir à la charge ; ceci conduit à un système excessivement cher. Pour surmonter ce problème, la poursuite (tracking) du point de puissance maximale peut être utilisée pour maintenir le fonctionnement du panneau photovoltaïque à sa puissance maximale. Le MPPT fait ceci en contrôlant la tension ou le courant du générateur indépendamment de celle de la charge. L'emplacement du PPM dans la caractéristique courant-tension du panneau photovoltaïque n'est pas connu à priori. Cependant, en fonction de l'intelligence de l'algorithme du tracking, le PPM peut être localisé et suivi soit par des calculs de modèle ou par un algorithme de recherche. La situation est encore plus compliquée du fait que le PPM dépend d'une manière non linéaire de l'ensoleillement et de la température. Comme illustration, nous présentons les caractéristiques I-V et P-V de la Figure (III.2) pour différents ensoleillements et une température fixée à 25°C.



(a)



(b)

Figure III.2 : La trajectoire de PPM sur les caractéristiques (a) I-V et (b) P-V.

III.2.1. Classification des quelques algorithmes du suiveur la puissance maximale

La classification des algorithmes de suiveurs du PPM peut être basée sur la fonction du technique ou des stratégies de commande utilisées. Ainsi, deux catégories peuvent être présentées: méthodes directes et indirectes :

- ✓ **Méthodes indirectes:** Les méthodes indirectes utilisent des bases de données regroupant les caractéristiques des panneaux photovoltaïques dans différentes

conditions climatiques (température, ensoleillement...) mais aussi des équations mathématiques empiriques permettant de déterminer le point de puissance maximum. Ces méthodes sont souvent propres à chaque type de panneau et donc difficile à généraliser. Parmi les méthodes indirectes on cite: la méthode d'ajustement de courbe, la méthode « look-up-table », la méthode de la tension de circuit ouvert du générateur, la méthode de court-circuit.

- ✓ **Méthodes directes** : Les méthodes directes sont des méthodes qui utilisent les mesures de tension et de courant des panneaux et dont l'algorithme est basé sur la variation de ces mesures. L'avantage de ces algorithmes est qu'ils ne nécessitent pas une connaissance préalable des caractéristiques des panneaux PV. Parmi ces méthodes, on retrouve la méthode dédifférenciation, l'incrément de conductance, la méthode *Perturb & Observe* (P&O).

Dans la suite on s'intéresse aux méthodes directes.

III.2.1.a. Méthode Incremental Conductance

Cette approche se base sur l'observation de dP/dV . Lorsque cette dernière quantité atteint 0, cela signifie que la puissance extraite est sur l'unique extremum de la courbe et par conséquent au maximum de puissance extractible. L'avantage de cet algorithme est la rapidité de poursuite du PPM quand les conditions atmosphériques changent précipitamment ; la description de l'algorithme sera présentée par la suite [37].

La puissance produite par le générateur PV peut être exprimée par:

$$P_{PV} = I_{PV} \cdot V_{PV} \quad (III-1)$$

La conductance et l'incrément de la conductance peuvent être identifiées en dérivant l'équation par rapport à la tension P_{pv} :

$$\frac{1}{V_{PV}} \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \cdot \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (III-2)$$

Ainsi on a noté avec G la conductance et avec ΔG l'incrément de la conductance:

$$G = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (III-3)$$

$$\Delta G = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (\text{III-4})$$

$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} > 0$: Le point de fonctionnement est à gauche du PPM.

$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = 0$: Le point de fonctionnement sur le PPM.

$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} < 0$: Le point de fonctionnement est à la droite du PPM.

Ceci est illustré dans la Figure (III.3) et récapitulé dans l'algorithme de la Figure (III.4)

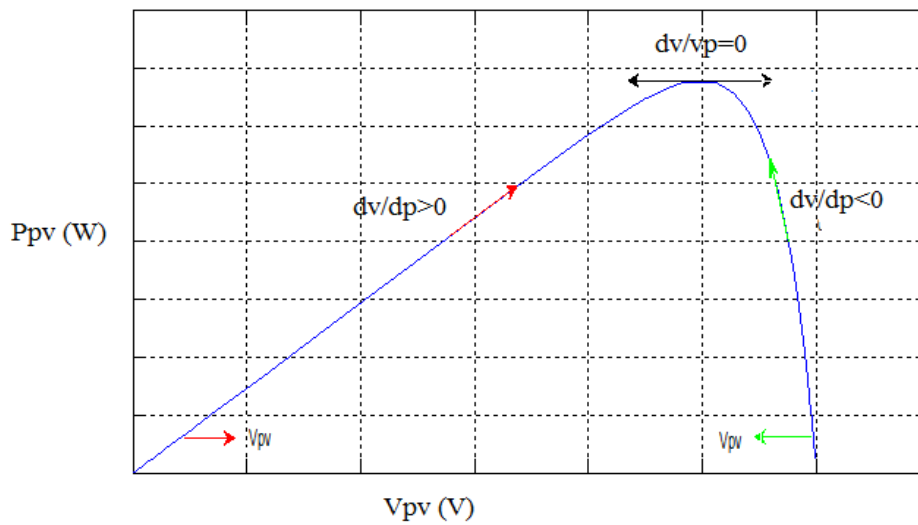


Figure III.3 : Trajectoire par Incrément de Conductance[37].

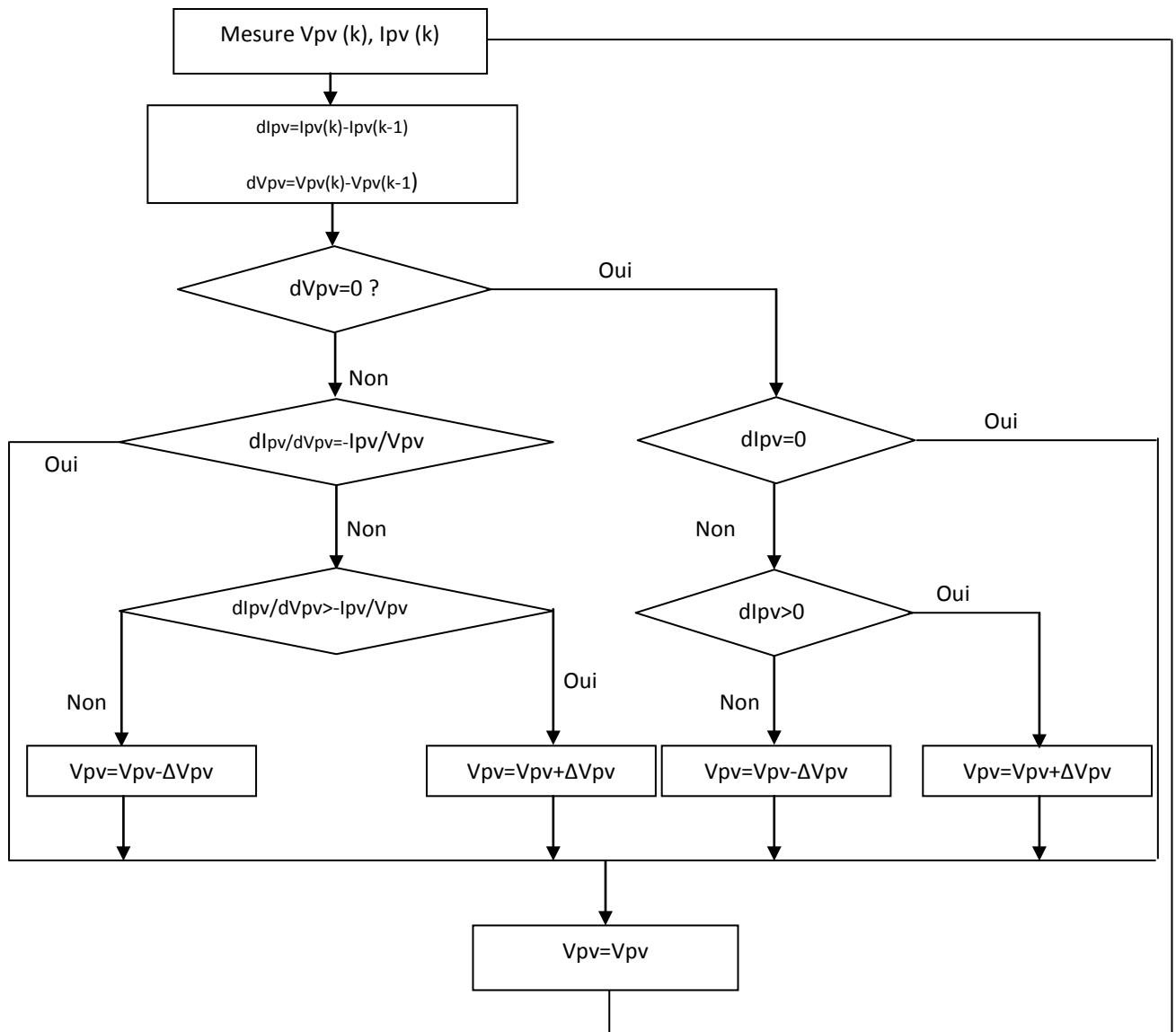


Figure III.4 : Algorithme d'incrément de la conductance.

En réalité, cet algorithme est une correction de l'algorithme "P&O" puisqu'il est capable de calculer la direction dans laquelle la perturbation du point de fonctionnement devrait être pour atteindre le PPM, et il peut aussi déterminer l'atteinte du PPM. De plus, dans les conditions de changement rapide de l'ensoleillement, l'algorithme ne devrait pas prendre la mauvaise direction comme c'est le cas avec l'algorithme "P&O", et d'ailleurs, il n'oscille pas autour du PPM une fois qu'il l'atteint.

Cette méthode est plus rapide que P&O mais elle présente de mauvais résultats pour des faibles ensoleillements (très faible évolution de P sur le pas de calcul fixe d'où des dérivées très petites et des difficultés d'interprétations) [35].

III.2.1.b. Méthode Perturb & Observe (P&O)

La méthode P&O fonctionne en perturbant périodiquement la tension du panneau V_{pv} , avec une faible amplitude autour de sa valeur initiale (ΔV), et on observe la variation de la puissance P_{pv} qui en résulte [35].

Examinons la Figure (III.5) pour la description du principe de fonctionnement de cet algorithme : Ainsi, on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{pv} engendre un accroissement de la puissance P_{pv} c'est-à-dire $\Delta P > 0$, la perturbation de la tension déplace le point de fonctionnement vers un point plus proche du PPM, et on continue à perturber la tension dans la même direction, ceci va déplacer le point de fonctionnement jusqu'à atteindre le PPM [35,36].

Si au contraire, la puissance décroît $\Delta P < 0$, le point de fonctionnement s'éloigne du PPM. Alors, on doit perturber la tension avec signe algébrique contraire au signe précédent pour déplacer le point de fonctionnement jusqu'à atteindre le PPM.

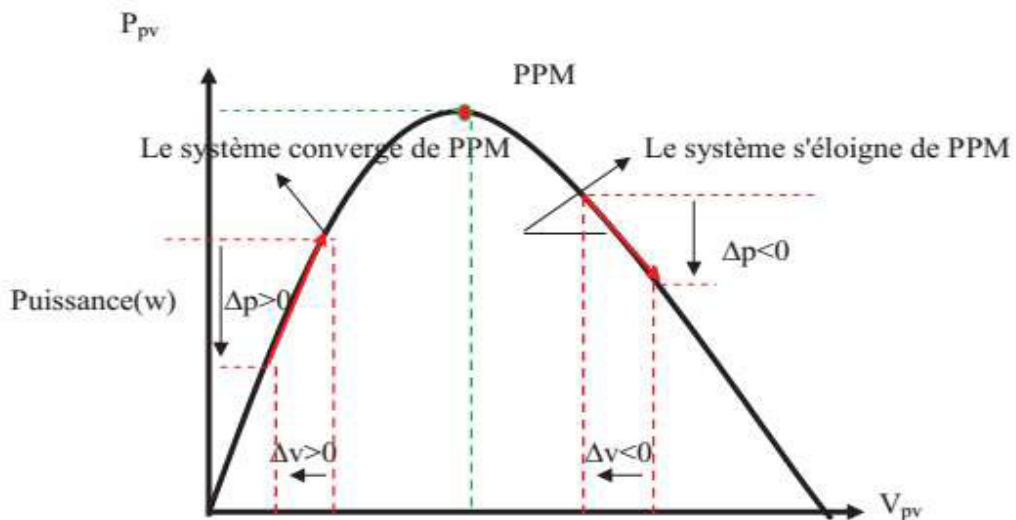


Figure III.5 : Schéma de convergence vers le PPM [36].

A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de la tension sur la caractéristique P_{pv} (V_{pv}), il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport

au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié [11].

En résumé, et comme son nom l'indique, l'algorithme P&O dont l'organigramme est présenté dans la Figure (III.6) est basé sur la perturbation du système par l'augmentation ou la diminution de V_{ref} .

La Figure (III.6) suivante donne l'organigramme de cet algorithme (P&O).

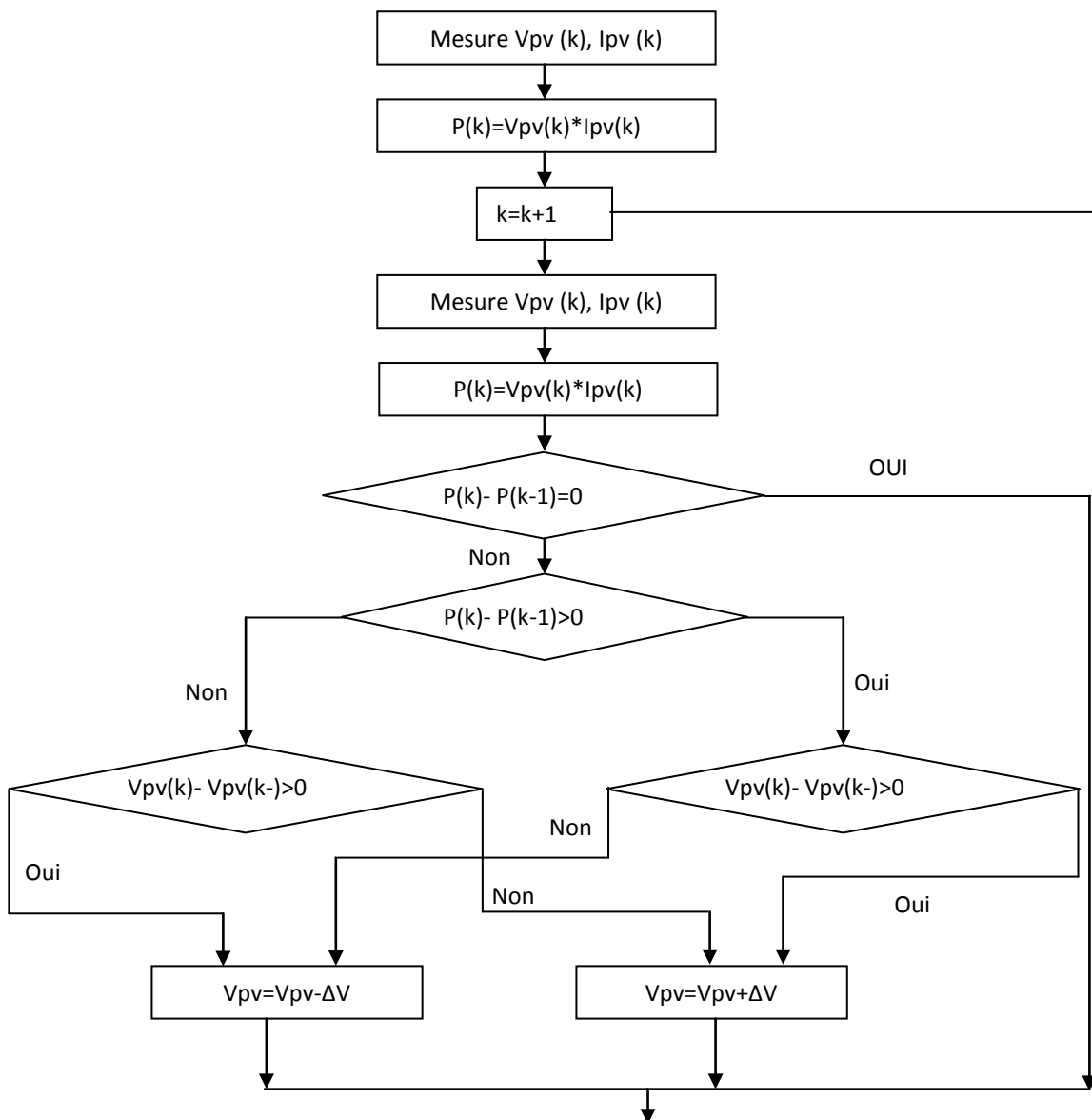


Figure III.6 : Organigramme de l'algorithme perturbation et observation (P&O)

L'inconvénient de la technique P&O est qu'en cas de changement rapide des conditions atmosphériques tel qu'un nuage mobile, cette méthode peut déplacer le point de fonctionnement dans la direction fautive [11].

On a utilisé l'organigramme de l'algorithme perturbation et observation (P&O) pour écrire un programme sous environnement MATLAB sous forme de S-Function qui sert à suivre le PPM. La tension correspondante au PPM est ainsi extraite et convertie en tension électrique via le bloc 'Controlled Voltage source' de la bibliothèque Simulink. Ensuite, la tension électrique obtenue alimente un hacheur survolteur (boost).

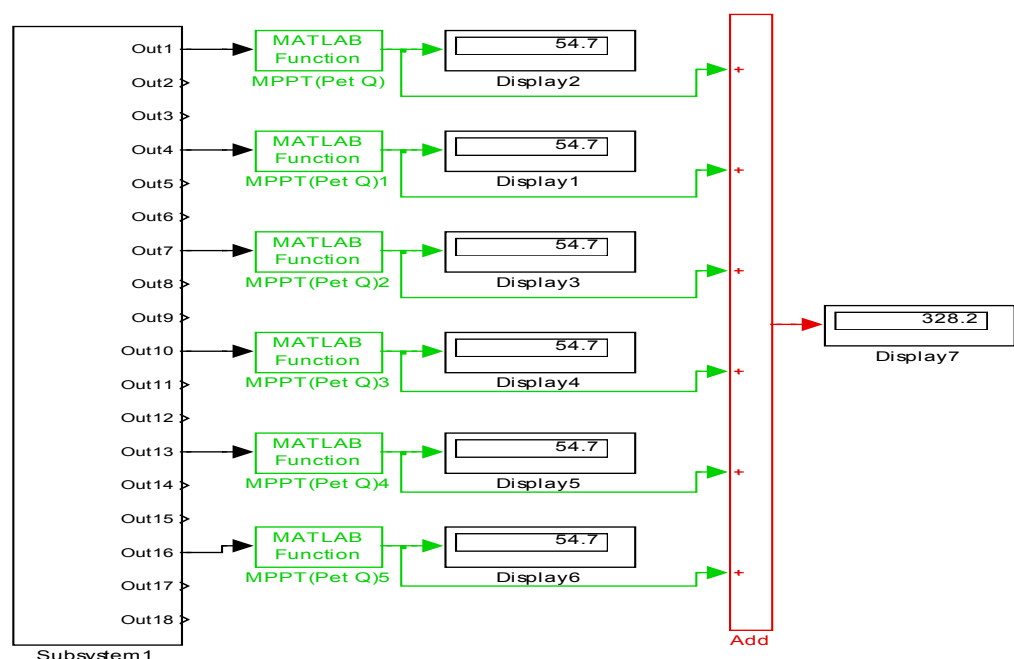


Figure III.7 : Schéma de simulation d'un GPV et MPPT.

Le modèle établi sous MATLAB/Simulink est illustré dans la Figure (III.7) où on montre que la valeur de la tension correspond à la valeur de la puissance maximale ($V=54,7V$) pour un panneau et ($V=328.2V$) pour six panneaux connectés en série. C'est cette dernière tension qui alimente le convertisseur DC/DC.

III.3. Convertisseurs DC-DC (hacheurs)

Les hacheurs sont des convertisseurs directs du type continu-continu. Leur utilisation permet le contrôle de la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé. Ils peuvent être utilisés pour alimenter un récepteur sous une tension continue variable (machine à courant continu). Ils sont

également destinés à fournir une tension continue constante pour servir d'alimentation régulée (alimentation à découpage, convertisseur PFC-Power Factor Control).

III.3.1. Types des convertisseurs

Il y a trois différents types de convertisseurs DC-DC :

- Les survolteurs (BOOST) dans lesquels $V_e > V_s$.
- Les abaisseurs (BUCK) dans lesquels $V_e < V_s$.
- Aussi un type (BUCK-BOOST), mélange entre les deux précédents : c'est le **flyback**.

Nous présentons le modèle mathématique ainsi que la simulation de hacheur élévateur (BOOST).

III.3.1.a. Hacheur survolteur (boost)

Le circuit électrique du convertisseur (boost), également connu sous le nom de convertisseur survolteur est illustré à la Figure (III.8). Nous supposons que les semi-conducteurs sont idéaux (sans pertes). Lorsque l'interrupteur (T) est à l'état de conduction $u=1$, la diode D est inversement polarisée, il n'y a pas de connexion entre la tension de source E et de la charge R. D'autre part, lorsque l'interrupteur (T) est à l'état $u=0$, la diode D est polarisée en direct, ou D est conductrice.

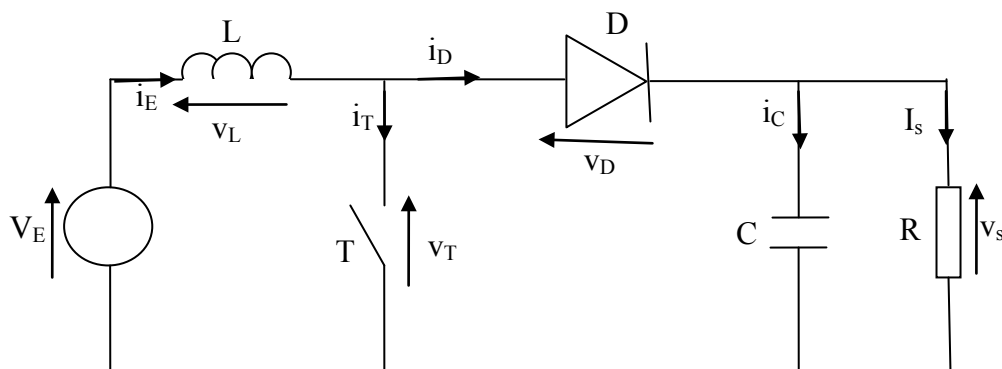


Figure III.8 : Circuit électrique de base du hacheur survolteur.

III.3.1.b. Modèle du hacheur survolteur

Pour obtenir la dynamique du hacheur survolteur (boost), nous pouvons appliquer les lois de Kirchhoff dans chaque configuration de circuit qui a la conséquence de l'interrupteur à deux positions. La première configuration est obtenue lorsque la position de l'interrupteur (T) est à l'état $u=1$, et la seconde configuration est obtenue lorsque l'état de l'interrupteur (T) est à la position $u=0$. Les deux configurations de circuit sont illustrées sur la Figure (III.9) [38].

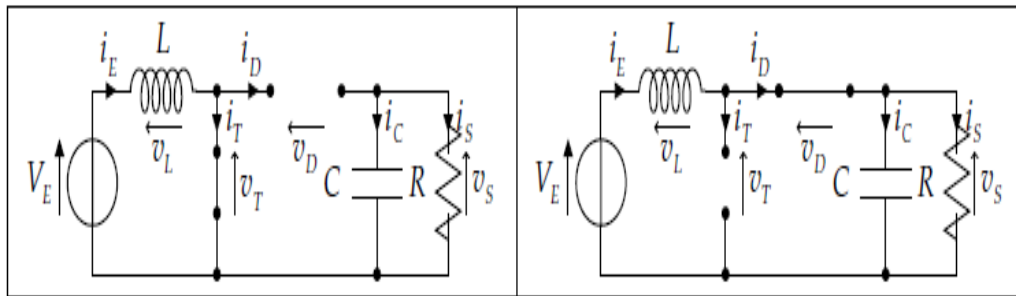


Figure III.9 : Circuit électrique représente les deux configurations du hacheur survolteur [38].

- L'interrupteur (T) est à l'état $u=1$ donc :

$$\begin{cases} L \frac{di_L}{dt} = V_E \\ C \frac{dv_s}{dt} = -\frac{v_s}{R} \end{cases} \quad (\text{III-5})$$

- L'interrupteur (T) est à l'état $u=0$ donc :

$$\begin{cases} L \frac{di_L}{dt} = V_E - v_s \\ C \frac{dv_s}{dt} = i_L - \frac{v_s}{R} \end{cases} \quad (\text{III-6})$$

Donc :

$$\begin{cases} L \frac{di_L}{dt} = -(1-u)v_s + V_E \\ C \frac{dv_s}{dt} = (1-u)i_L - \frac{v_s}{R} \end{cases} \quad (\text{III-7})$$

III.3.2. Technique de commande d'un hacheur

III.3.2.a. Circuit de commande du hacheur par MLI

Le circuit de commande du hacheur étudié est constitué des éléments principaux nécessaires pour assurer la commande de l'interrupteur, la commande utilisée de type MLI intersective.

Le bute du circuit de commande est double :

- Lancer les ordre de coumutation de GTO

L'ouverture et la fermeture des interrupteurs sont réalisées à l'aide de la commande classique MLI qui consiste à comparer le signal sinusoïdal de commande à un signal triangulaire à fréquence élevée que la fréquence du signal modulant, pour une bonne performance de la régulation $f_p > 20 \cdot f$. L'erreur passe par un correcteur Proportionnel-Intégral *PI* avant d'être comparée avec la porteuse triangulaire. En effet, ce sont les deux coefficients k_p et k_i du correcteur *PI* qui permettent de déterminer la réponse transitoire et l'erreur du régime permanent de cette méthode à porteuse triangulaire. Il a été empiriquement montré que les k_p et k_i calculés par les équations (III-16) et (III-17) donnent une bonne performance dynamique indifféremment sous des conditions transitoires ou permanentes [38,39].

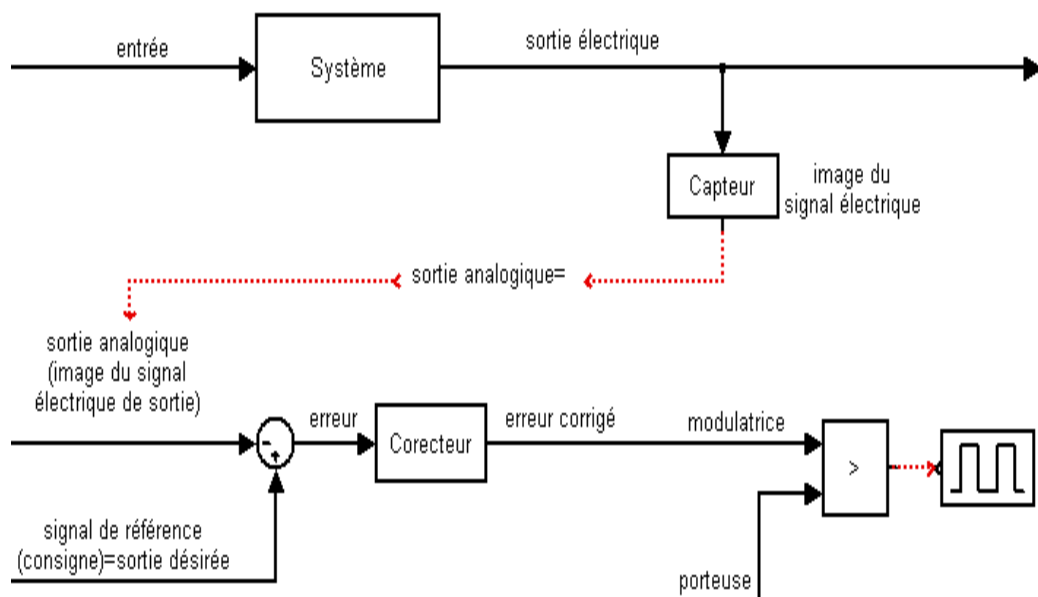


Figure III.10 : Signal de commande de l'interrupteur T [39].

- Réguler la tension V_{ds} de sortie du hacheur

Elle est donc une technique utilisée pour la conversion de l'énergie électrique.

Sous MATLAB/SIMULINK, le modèle du circuit de commande est réalisé comme indiqué dans la Figure (III.11) :

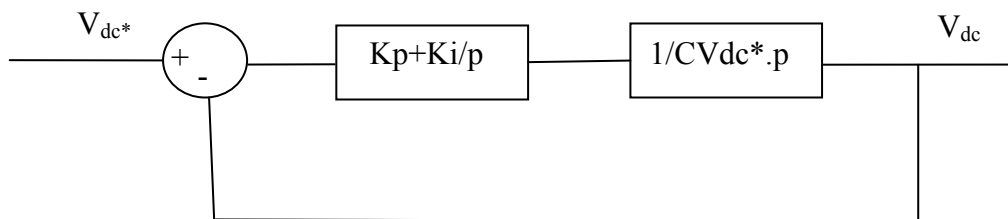


Figure III.11 : Boucle de régulation de tension.

Détermination des paramètres du hacheur [38] :

$$L \geq \frac{V_s}{4 f \Delta I_s} \quad (\text{III-8})$$

$$C \geq \frac{V_s \alpha_{max}}{R f \Delta V_s} \quad (\text{III-9})$$

$$R \approx \frac{V_s}{I_s} \approx \frac{V_{PV}}{I_{PV} (1-\alpha)^2} \quad (\text{III-10})$$

Détermination de k_i et k_p :

- ♣ La fonction de transfert en boucle ouverte *FTBO* est donnée par:

$$FTBO(p) = \frac{p + K_i/K_p}{p/k_p} \cdot \frac{1/CV_{dc^*}}{p} \quad (\text{III-11})$$

Par conséquent:

$$p + \frac{k_i}{k_p} = p \quad (\text{III-12})$$

Et la *FTBO* devient:

$$FTBO(p) = \frac{k_p}{P.CV_{dc^*}} \quad (\text{III-13})$$

- ♣ En boucle fermée, la fonction de transfert *FTBF* est définie par:

$$FTBF(p) = \frac{FTBO(p)}{1+FTBO(p)} \quad (\text{III-14})$$

$$FTBF(p) = \frac{1}{1+\tau p} \quad (\text{III-15})$$

Alors:

$$K_p = \frac{C.V_{dc}}{\tau_{rep}} \quad (\text{III-16})$$

$$K_i = \frac{K_p}{\tau_{syst}} \quad (\text{III-17})$$

Avec :

$$\tau_{rep} < \tau_{syst} = R.C \quad (\text{III-18})$$

Les paramètres de la simulation sont inscrits dans le Tableau

TABLEAU III.1

PARAMETRES DE SIMULATION DU HACHEUR BOOST.

Paramètres	Valeurs numériques
Ki	$23157894.736 \cdot 10^{-6}$
Kp	$2640000 \cdot 10^{-6}$
R	430
C	$40 \cdot 10^{-6}$
L	$225 \cdot 10^{-3}$

On a utilisé l'équation (III-7) et implanté sur Simulink :

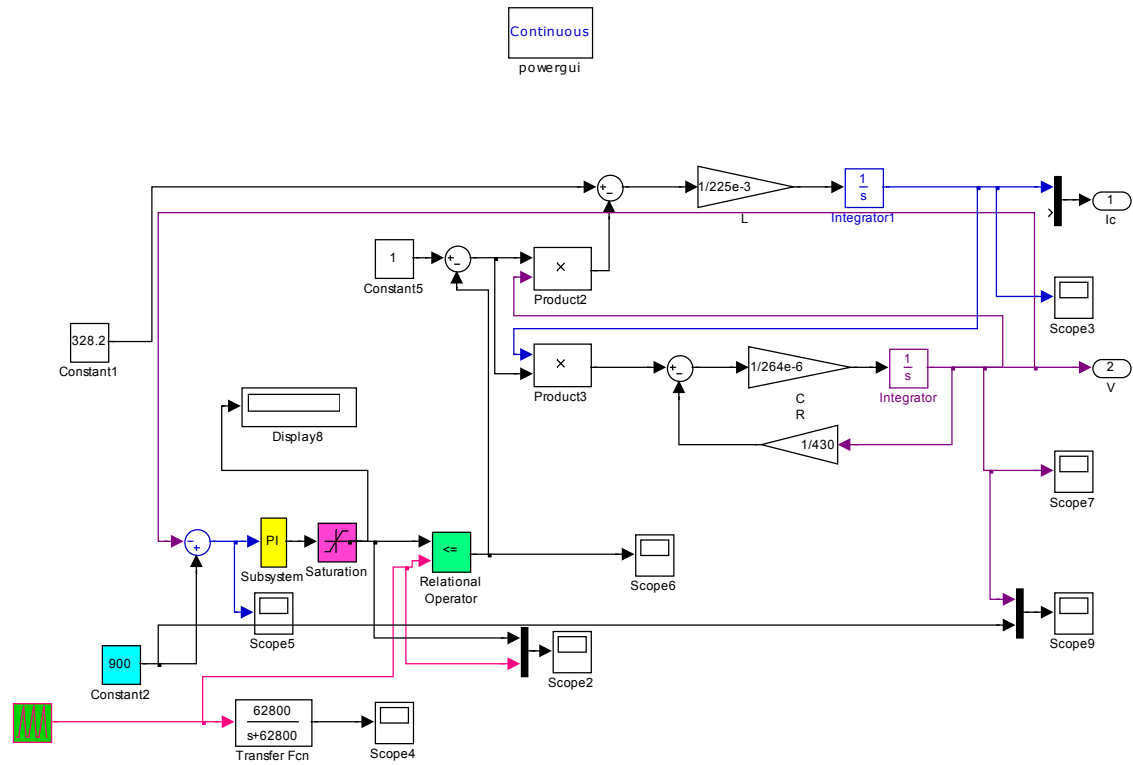


Figure III.12 : Schéma de simulation d'un hacheur boost.

III.3.2.b. Circuit de commande du hacheur par système flou

III.3.2.b.1. Approche Logique Floue

Selon les termes de Zyed Zalila, professeur enseignant la logique floue à l'Université de Technologie de Compiègne et PDG du bureau d'étude Intellitech, la théorie du flou permet «la modélisation et le traitement rigoureux d'informations imprécises, incertaines et subjectives». Elle permet d'approximer des fonctions non-linéaires [42].

L'approche floue trouve parfaitement sa place dans la régulation et l'asservissement des processus industriels, pour lesquels les informations disponibles sont souvent incomplètes. L'intérêt de la commande floue est de «faire entrer» l'expert dans le processus.

La commande par la logique floue a le même but qu'une commande réalisée en automatique classique. Elle en diffère cependant sur les points suivants [40,41]:

- La connaissance mathématique du fonctionnement du processus n'est pas nécessaire.

- La maîtrise du système à régler avec un comportement complexe (fortement non linéaire et difficile à modéliser).
- L'obtention fréquente de meilleures prestations dynamiques (régulateur non linéaire).
- Piloter un processus en utilisant les connaissances et l'expérience d'un opérateur humain qualifié « expert » ; les connaissances de l'expert sont schématisées à l'aide d'un ensemble de règles de conduite basées sur un vocabulaire symbolique.
- Le régulateur flou ne traite pas une relation mathématique bien définie (algorithme de réglage), mais utilise des inférences avec plusieurs règles, se basant sur des variables linguistiques.

La Figure (III.13) montre la configuration interne d'un régulateur par la logique floue [40,41].

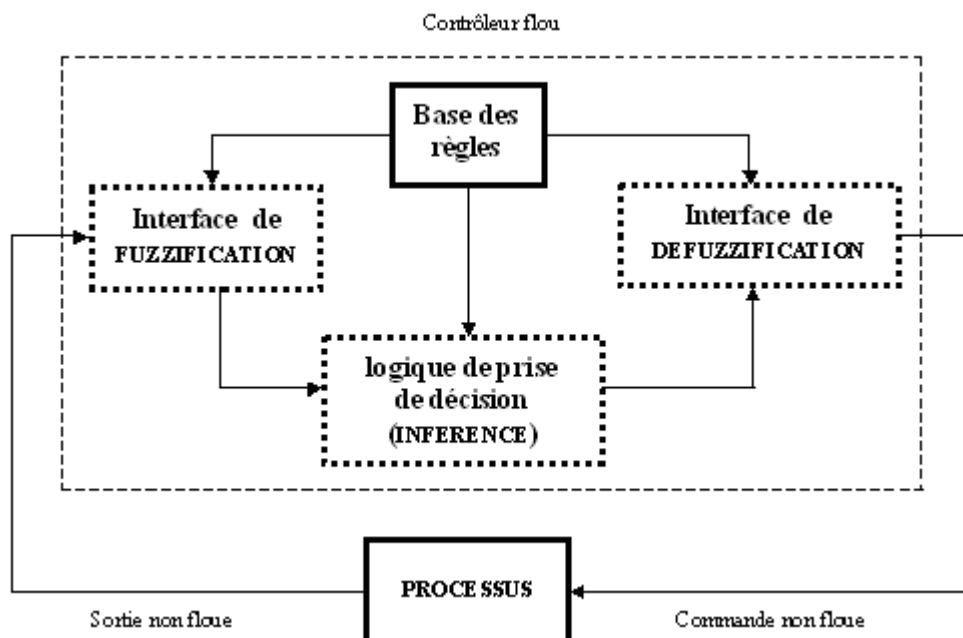


Figure III.13 : Schéma synoptique général d'un contrôleur flou [40].

Ce schéma est composé de [39] :

- une base des règles, qui contient la définition des termes utilisés dans la commande et les règles caractérisant la cible de la commande et décrivant la conduite de l'expert ;
- une logique de prise de décision, qui transforme à l'aide des techniques de raisonnement flou la partie floue issue l'inférence de FUZZIFICATION, en une nouvelle partie floue ;

- une interface de FUZZIFICATION, laquelle permet de transformer les grandeurs mesurées d'entrée en des grandeurs floues ;

- une interface de DEFUZZIFICATION à la sortie, laquelle détermine une action précise à partir des descriptions floues des variables de sortie.

III.3.2.b.2 Schéma de fonctionnement du système

La logique floue sert à représenter des connaissances incertaines et imprécises. La commande floue, quant à elle, sert à prendre une décision même si on ne peut estimer les entrées/sorties qu'à partir de prédicats vagues ou lorsque ces entrées/sorties sont entachées d'erreurs que l'on ne peut évaluer que grossièrement [42,59].

Le système flou possède deux entrées (E et dE) et une sortie di. Il est à noter qu'avant utilisation le système floue doit être appelé sur le prompt grâce à la commande `fuzzyH15052018=readfis ('fuzzympt.fis')`.

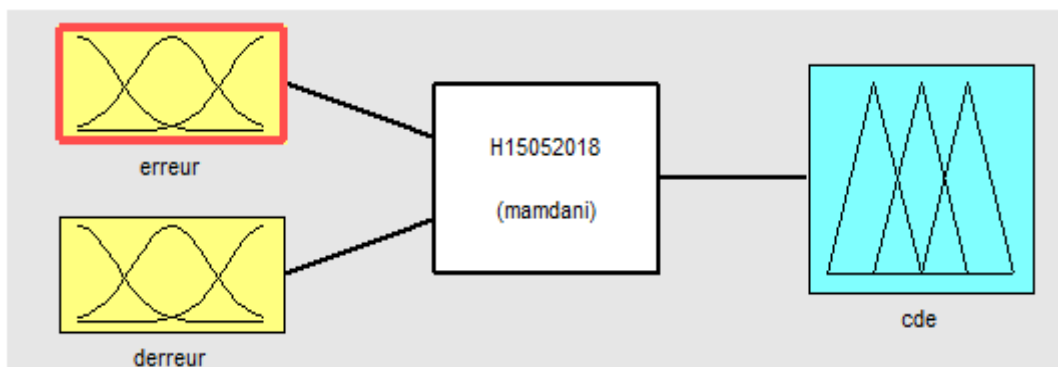


Figure III.14 : Copie du système flou conçu via la fuzzy logic toolbox de Matlab [42].

III.3.2.b.3 Construction de la commande floue

Considérons le système du hacheur boost de la Figure (III.7), où on a adopté la MLI intersective à une seule porteuse triangulaire associée avec correcteur PI pour la génération des ordres de commutation, il s'agira de remplacer les correcteurs classiques (filtres passe-bas du 1^{er} ordre ou correcteurs PI) par des correcteurs flous afin d'aboutir à une commande plus souple et de renforcer la dynamique du système [39,59].

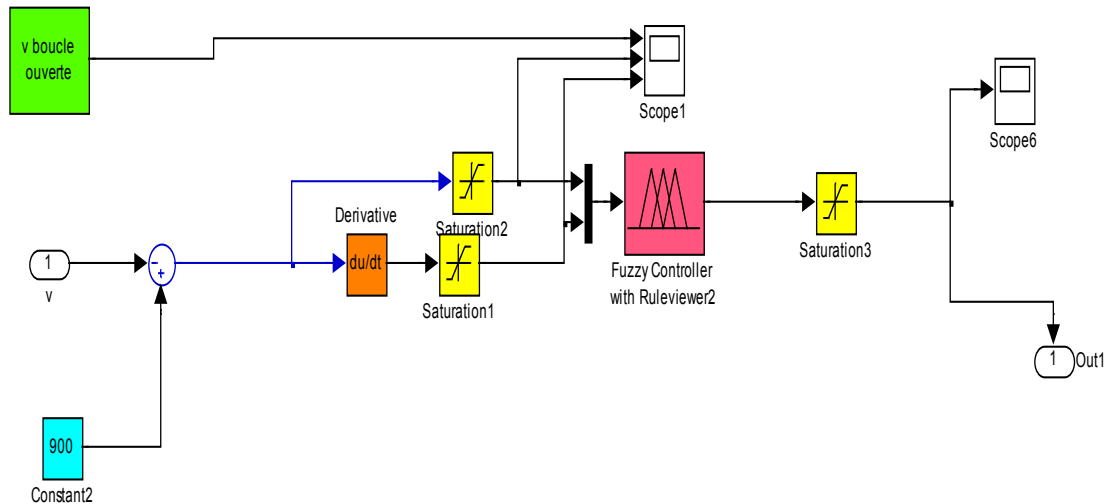


Figure III.15 : Modèle du correcteur flou établi sous *Matlab-Simulink*.

A. Univers de discours

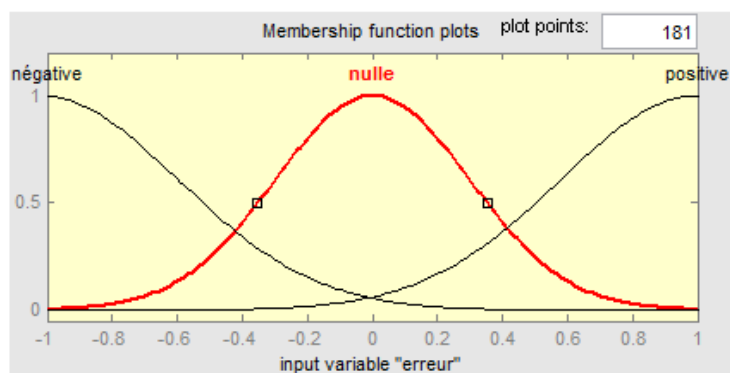
Pour les entrées (e et Δe) comme pour la sortie (cde), l'univers de discours est l'ensemble des nombres réels \mathcal{R}

B. Partitions floues

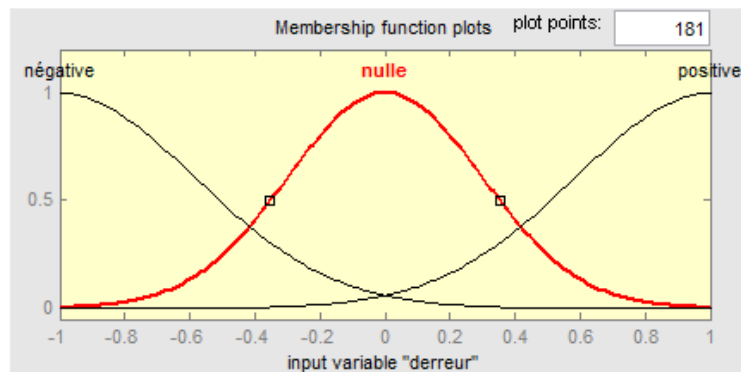
- ❖ Les deux entrées (e et Δe) sont définies chacune par trois sous-ensembles: Négative 'N', Nulle 'ZE', Positive 'P', tels que les fonctions d'appartenance sont du type Gaussien.
- ❖ La sortie (cde) est définie par cinq sous-ensembles: Grande Négative 'GN', Négative 'N', Nulle 'ZE', Positive 'P', Grande Positive 'GP', tels que les fonctions d'appartenance sont du type triangulaire.

Les partitions floues de cette commande sont représentées :

(a)



(b)



(c)

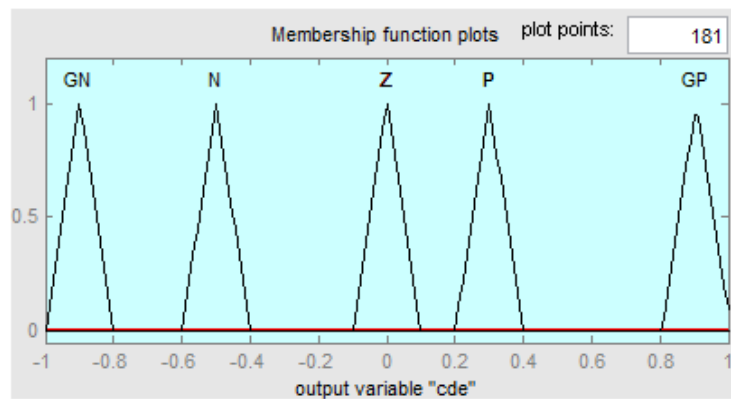


Figure III.16 : Partitions floues. (a). Partition floue de e . (b). Partition floue de Δe . (c). Partition floue de cde .

C. Base des règles

L'établissement des règles floues se base sur le sens de variation de l'erreur e , de son signe algébrique et de celui de sa dérivée Δe . Comme expliqué dans la Figure (III.17), et sachant que :

- ❖ e est croissante si sa dérivée Δe est positive,
- ❖ e est constante si sa dérivée Δe est nulle,
- ❖ e est décroissante si sa dérivée Δe est négative,
- ❖ e est négative si la consigne est supérieure à la sortie x (consigne $> x$),
- ❖ e est nulle si la consigne est égale à la sortie x (consigne $= x$),
- ❖ e est positive si la consigne est inférieure à la sortie x (consigne $< x$),

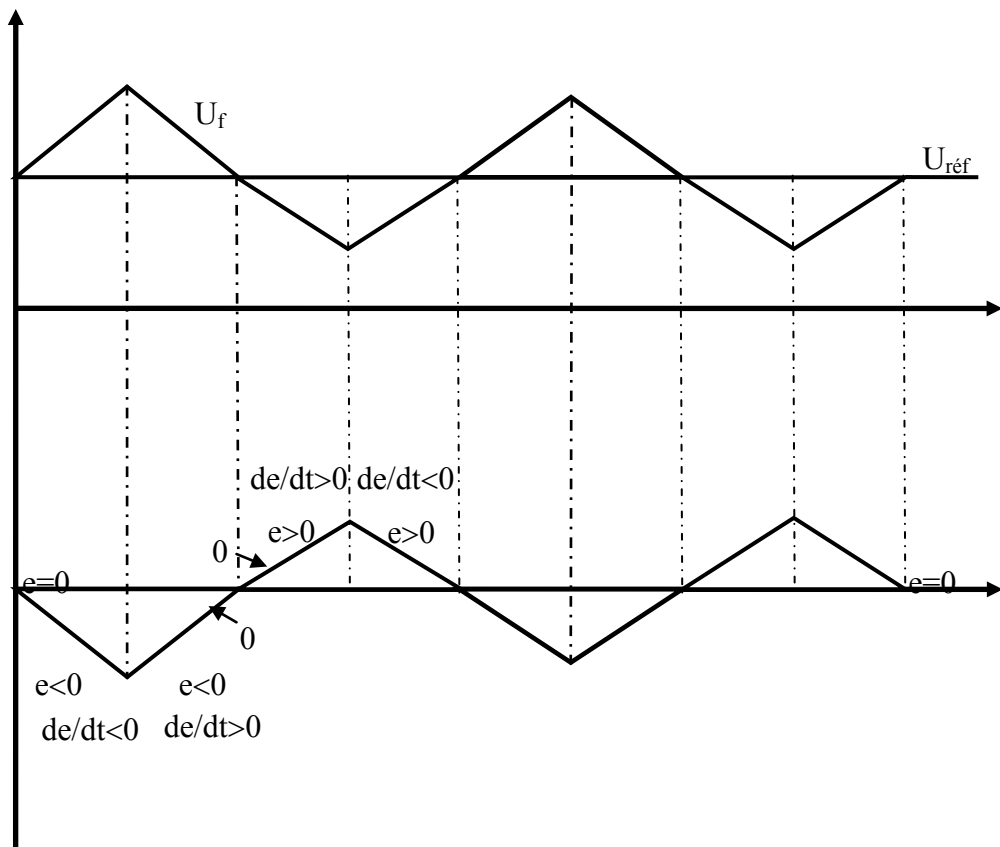


Figure III.17:Établissement des règles floues en fonction du sens d'évolution et du signe algébrique de e .

Alors la commande cde sera:

- ❖ Nulle (ZE) si e est nulle (ZE),
- ❖ Grande positive (GP) si e est positive dans les deux situations de croissance et décroissance,
- ❖ Grande négative (GN) si e est négative dans les deux situations de croissance et décroissance,
- ❖ Négative (N) si e est croissante vers zéro,
- ❖ Positive (P) si e est décroissante vers zéro.

Ainsi, les règles floues seront définies comme suit:

- ❖ SI e est ZE, ALORS cde est ZE,
- ❖ SI e est P, ALORS cde est GP,
- ❖ SI e est N, ALORS cde est GN,
- ❖ SI e est ZE ET Δe est P, ALORS cde est N,
- ❖ SI e est ZE ET Δe est N, ALORS cde est P.

D. Fuzzification :

Pour la fuzzification, on utilise l'opérateur du singleton.

E. Mécanisme d'inférence :

Le choix des opérateurs du mécanisme d'inférence a été effectué comme résumé dans le Tableau III.2

TABLEAU III.2

CHOIX DES OPERATEURS DU MECANISME D'INFERENCE.

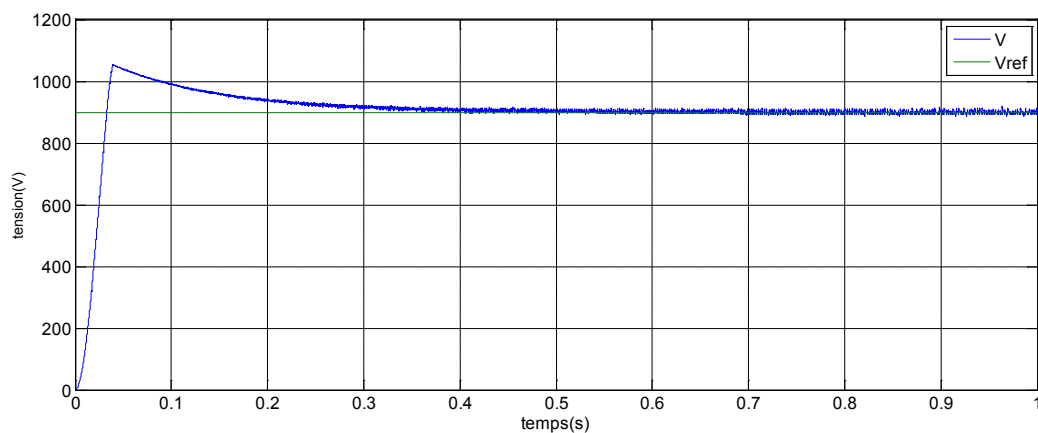
Opérateur	Choix
ET (ou intersection)	min
OU (ou union)	max
Produit cartésien	max
Implication floue	min

F. Défuzzification :

Pour la défuzzification de la sortie floue, on a appliqué la méthode barycentrique.

III.3.3. Résultats de simulation sous MATLAB/Simulink

- L'application de la commande MLI

**Figure III.18 :** Tension du hacheur survolteur.

- L'application de la commande floue

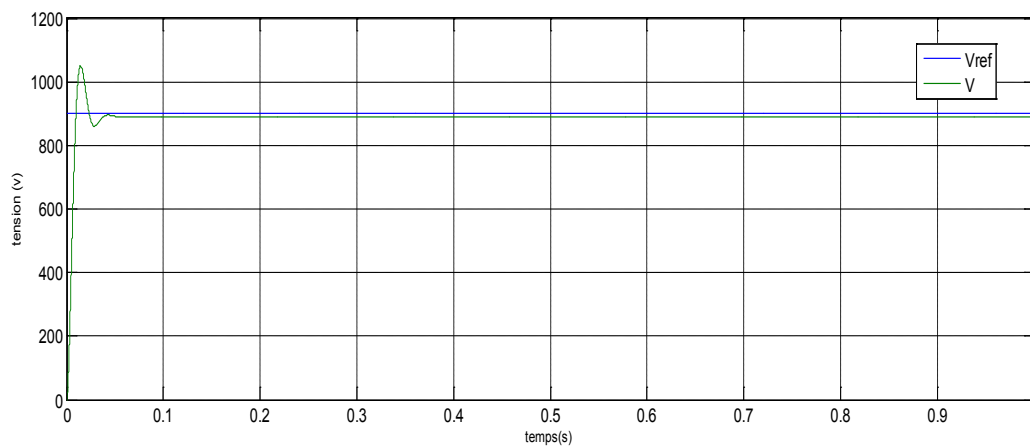


Figure III.19 : Tension du hacheur survolteur.

La logique floue peut-elle être appliquée pour la correction de tensions générées par l'hacheur survolteur, l'objectif c'est limiter l'erreur autour de zéro.

D'après l'application de la commande par logique floue en regardant la différence entre les Figures (IV.18) et (IV.19). On constate que les pointes aiguës figurant dans la Figure (IV.18) sont adoucies dans la Figure (IV.19), incitant ainsi le signal à suivre le mieux sa référence.

III.4. Convertisseur continu- alternatif (onduleur)

C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu en courant alternatif. C'est un appareil électronique de haute technologie conçu pour répondre à toutes les exigences du réseau, comme la qualité, la sécurité et la fiabilité, et pour permettre un contrôle parfait du fonctionnement.

L'onduleur couplé au réseau est utilisé pour les installations photovoltaïques. Il permet de transformer le courant continu, produit par les modules solaires, en un courant ondulé conforme à celui du réseau. Il adapte également le courant produit à la fréquence et à la tension du réseau. Dans les installations d'habitation, le courant solaire produit est d'abord utilisé par l'habitation elle-même, si le courant produit pour l'habitation est excédentaire l'excédent est injecté dans le réseau.

L'installation d'un onduleur couplé au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur de l'énergie électrique pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ces perturbations et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau [14].

III.4.1. Structure de l'onduleur triphasé

On considère le schéma de principe de l'onduleur représenté par la Figure (III.20). On distingue, d'une part les tensions de branches u_{10} , u_{20} , u_{30} mesurées par rapport à la borne (-) de la tension U_E et d'autre part, les tensions de phases u_1 , u_2 , u_3 mesurées par rapport à un neutre flottant N. On suppose la charge triphasée symétrique mais d'une manière générale, étant donné que l'onduleur fonctionne de manière autonome, la configuration de la charge est un problème auxiliaire [48].

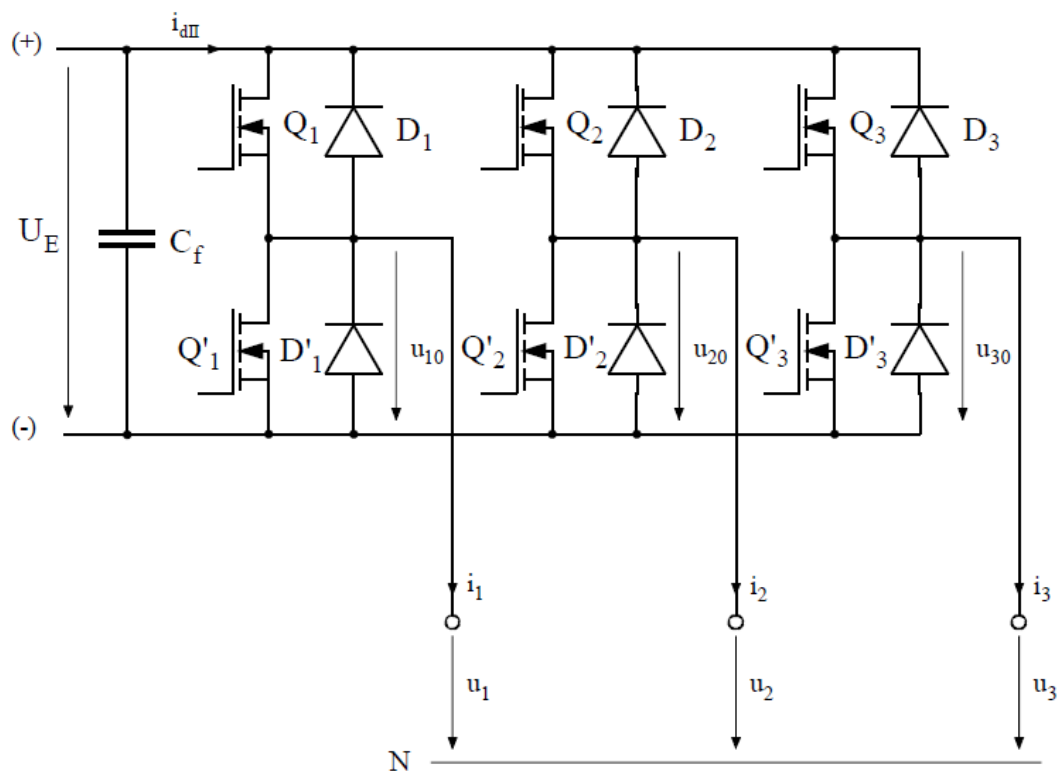


Figure III.20 : Structure d'un onduleur triphasée [48].

Les tensions de branches u_{k0} (avec $k=1, 2$ et 3) peuvent être imposées par une commande appropriée des commutateurs électroniques (contacteurs statiques). On peut alors déterminer les tensions u_{k0} à la sortie de l'onduleur.

On a:

$$\begin{cases} -u_{10} + u_1 - u_2 + u_{20} = 0 \\ -u_{10} + u_1 - u_3 + u_{30} = 0 \end{cases} \quad (\text{III-19})$$

Dans une charge triphasée symétrique (sans composante homopolaire) avec point neutre flottant, on a :

$$\begin{cases} u_1 + u_2 + u_3 = 0 \\ i_1 + i_2 + i_3 = 0 \end{cases} \quad (\text{III-20})$$

À l'aide des relations (III-28)et (III-29) on obtient :

$$u_1 = \frac{1}{3}(2u_{10} - u_{20} - u_{30}) \quad (\text{III-21})$$

$$u_2 = \frac{1}{3}(2u_{20} - u_{10} - u_{30}) \quad (\text{III-22})$$

$$u_3 = \frac{1}{3}(2u_{30} - u_{10} - u_{20}) \quad (\text{III-23})$$

On a utilisé les équations (III-21, 22,32) et implanté sur simulink :

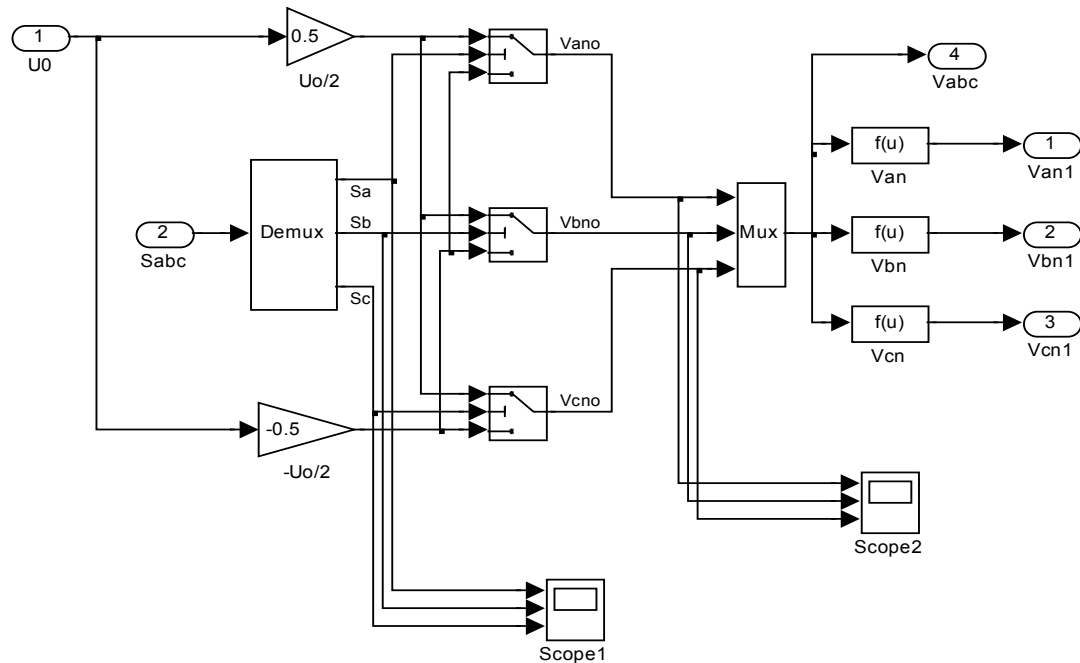


Figure III.21:Schéma de simulation d'un onduleur triphasé

III.4.2. Fonctionnement de l'onduleur triphasé

Il existe plusieurs types de commande d'onduleurs comme (commande symétrique (adjacente), Décalée (disjointe), MLI...).les différentes commandes ont le but d'obtenir l'allure sinusoïdale ou niveau de la sortie .et pour chaque commande le principe de fonctionnement se change.

L'utilisation de la modulation de largeur d'impulsion (MLI) ou Pulse Width Modulation (PWM) permet d'éliminer les premiers rangs d'harmoniques de courant afin d'améliorer le facteur de puissance. Cependant, cette technique ne résout pas totalement le problème des harmoniques de courant [49].

La modulation MLI est fortement inspirée des techniques utilisées dans la transmission de l'information. Elle consiste à moduler une onde porteuse triangulaire (issue d'un découpage à fréquence F_p) par une onde modulante sinusoïdale (fréquence F_m) à fréquence beaucoup plus basse [49].

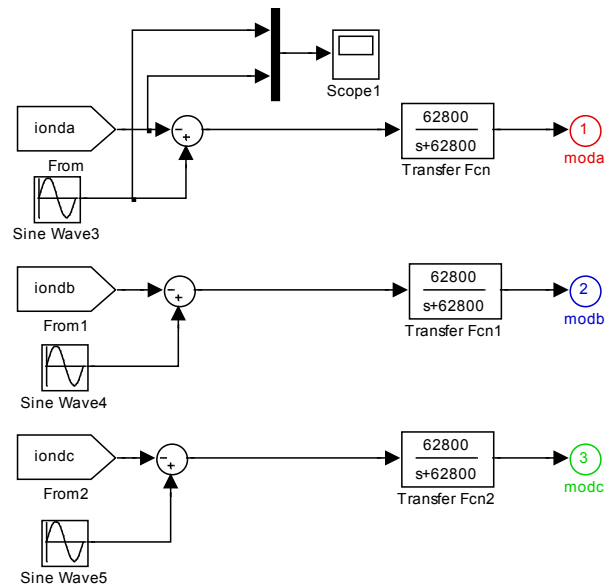


Figure III.22:Schéma de simulation d'une ondulante et porteuse triangulaire (commande MLI).

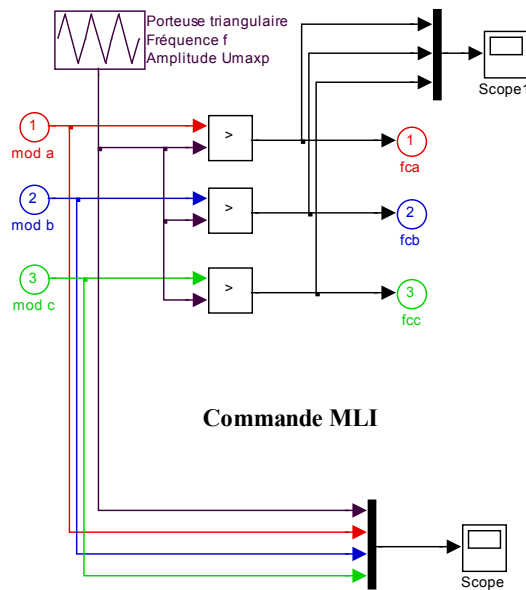


Figure III.23:Schéma de simulation d'une commande MLI.

Les paramètres de la simulation sont inscrits dans le Tableau :

TABLEAU III.3

PARAMETRES DE SIMULATION DE L'ONDULEUR.

Paramètres	Valeurs numériques
F_p	10^3
A_p	0.7675
F_m	50
A_m	0.85
Tesion(U_0)	904

III.4.3. Résultats de simulation sous MATLAB/Simulink

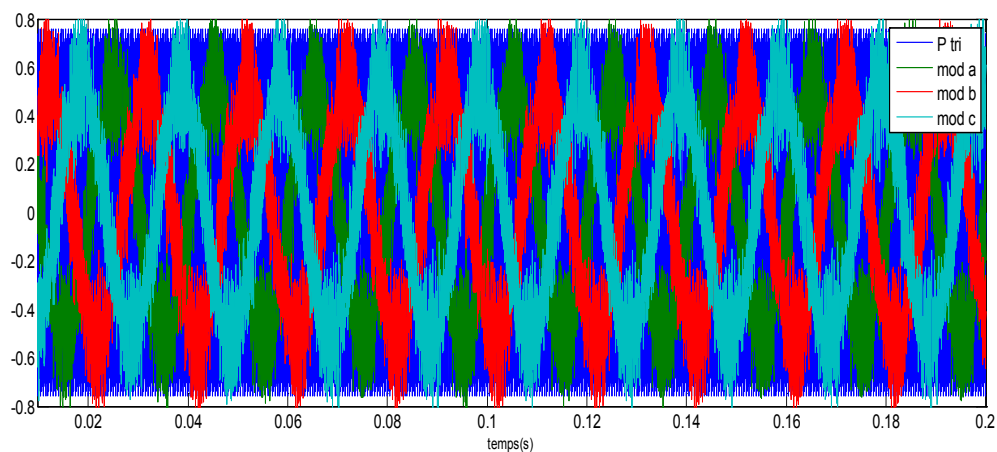


Figure III.24: Modulates sinusoidales triphasées et porteuse triangule.

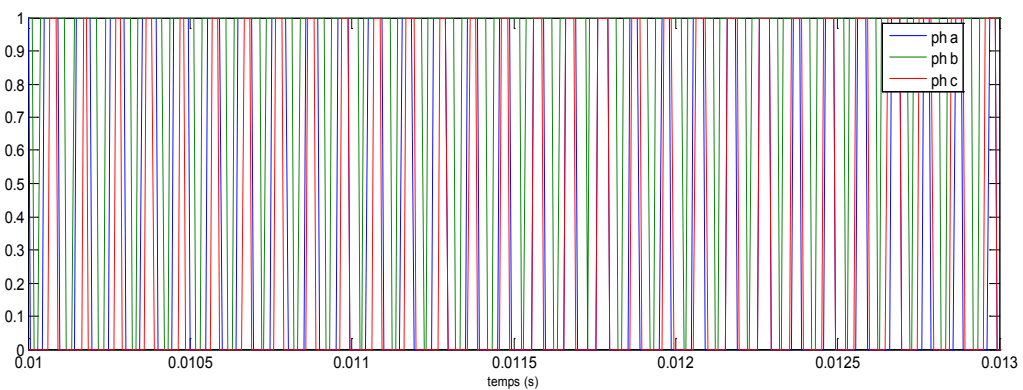
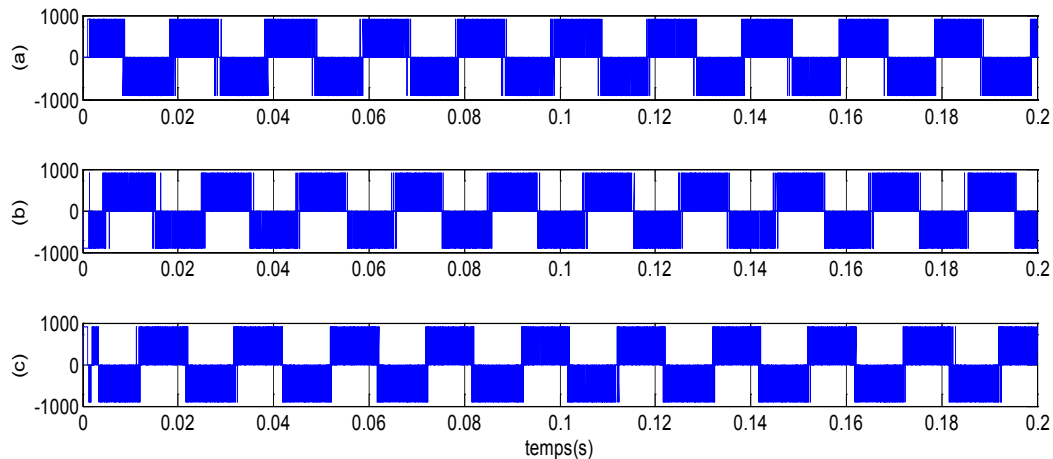


Figure III.25: commande MLI.



L

Figure III.26: Tension d'onduleur (phase (a), phase (b), phase (c)).

La MLI permet de former chaque alternance de la tension de sortie à partir de plusieurs créneaux. On constate que la tension ($V=900V$) dans chaque phase est plus riche par les harmoniques.

III.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un dispositif de recherche de la puissance maximale en choisissant la méthode P&O (perturbation and observation) pour implanter un algorithme de poursuite du point de fonctionnement à puissance maximale du panneau PV (MPPT). Nous avons aussi exposé les différents types de convertisseurs entre les générateurs PV et le réseau (DC/DC et DC/AC), ainsi que les stratégies de commande MLI et logique floue. La logique floue peut-elle être appliquée pour la correction de tensions générées par le hacheur survolteur.

De plus, en raison de leur fonctionnement en commutation, ces convertisseurs statiques sont des générateurs de perturbations susceptibles de nuire au bon fonctionnement du générateur tant sur le plan électrique qu'énergétique.

CHAPITRE IV

SIMULATION DU SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE RACCORDE AU RESEAU ELECTRIQUE BT

Chapitre.IV. Simulation du système photovoltaïque raccordé au réseau électrique BT

IV.1. Introduction

La particularité de l'énergie photovoltaïque raccordée au réseau dans la plupart des cas est que la centrale photovoltaïque peut être installée à proximité du lieu de consommation, évitant ainsi les pertes en ligne qui peuvent atteindre 15 % sur les grands réseaux électriques lorsque des centaines de kilomètres séparent les lieux de production et de consommation. Elle fonctionne «au fil du jour » de manière totalement transparente pour l'utilisateur et sans intervention de sa part, ceci rend son fonctionnement particulièrement optimise. Cette énergie répond bien au concept de la décentralisation.

Les systèmes connectés au réseau sont aujourd'hui prisent sérieusement pour compléter la génération conventionnelle d'énergie dans plusieurs pays industrialisés. Il y a certainement plusieurs projets des démonstrations connectés aux réseaux qui étudient cette possibilité. Bien qu'ils sont devenus viables dans le développement économique, la participation des photovoltaïques dans la génération d'énergie de grande échelle est augmentée à cause des effets environnementaux défavorables des sources conventionnelles d'énergie.

Étant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même, les accumulateurs ne sont pas nécessaires à moins que si nous voulions une forme autonome d'énergie pendant les pannes d'électricité.

Afin de bien comprendre le fonctionnement d'un système photovoltaïque, il est utile d'en analyser les principaux composants (Figure (IV.1)). Les informations présentées ne se veulent pas exhaustives mais doivent permettre de comprendre le rôle et l'utilité de chacun des composants, ainsi que de leur emplacement respectif.

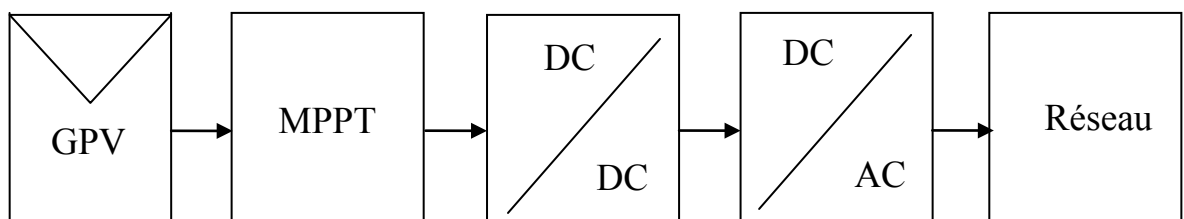


Figure IV.1 : Système photovoltaïque raccordé au réseau.

Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau (Figure (IV.1)). Généralement sur les habitations ou les entreprises qui souhaitent recourir à une forme d'énergie renouvelable et qui bénéficient d'un bon ensoleillement

L'énorme avantage de cette solution est l'absence de batterie. On ne stocke plus l'énergie, on l'injecte directement au réseau local ou national. Il y a un compteur qui tourne dans un sens pour la consommation, et un autre dans l'autre sens pour la production. Mais il faut tout de même convertir le courant continu des panneaux en alternatif à travers un onduleur. Cet onduleur doit être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir ce courant (il doit respecter des normes sur sa qualité sinusoïdale). Dans certains cas, on ajoute au système une batterie de secours pour les coupures de courte durée [43].

IV.2. Principe de l'intégration du photovoltaïque au réseau

Un système PV est censé à alimenter des charges avec ou sans stockage. Un surplus d'énergie non utilisé peut arriver pendant les jours successifs clairs en hiver. Dans le but d'exploiter ce surplus d'énergie, il y a généralement deux solutions [43]: applications autonomes comme l'échauffement d'eau ou l'injection de ce surplus dans le réseau.

Dans cette étude, on s'intéresse aux systèmes à injection au réseau dont l'intérêt d'éclaircir quelques caractéristiques dynamiques des différents éléments constituant l'interface entre le réseau et le générateur photovoltaïque.

L'association de la source d'énergie photovoltaïque et celle du réseau d'énergie permet soit de soustraire de l'énergie du réseau soit de l'injection dans le réseau à travers un système de conditionnement (onduleurs, MPPT, filtres, transformateur,etc.).

IV.3. Conditions techniques de raccordement des générateurs photovoltaïque au réseau BT

Le raccordement d'un générateur photovoltaïque au réseau de distribution électrique doit, comme celui d'une installation standard, respecter les normes et règlements. La principale difficulté réside dans le manque de prise en compte des spécificités des générateurs PV par les normes et dans le faible retour d'expérience français [20].

Pour faire la connexion de centrale avec le réseau, il faut réalise les trois conditions suivantes:

- La tension : il faut assure que la tension de centrale et la tension de réseau sont les même.
- La fréquence : il prend la fréquence d'électricité de centrale égale la fréquence d'électricité de réseau.
- Le déphasage : il faut assure que le déphasage entre tension de centrale et la tension de réseau est nulle. [21]

IV.4. Différents types de systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Il existe deux types de structure des systèmes photovoltaïques :

- Les systèmes à connexion directe au réseau Cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque qui est connecté à l'aide d'un onduleur au réseau électrique. Il existe dans la littérature de nombreux exemples [20].
- Le système à bus continu intermédiaire. Le générateur photovoltaïque est connecté à un bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur continu continue. Un onduleur délivre une tension modulée. Celle-ci est filtrée pour réduire le taux d'harmonique (THD) On obtient alors en sortie de ce dispositif une tension utilisable pouvant être injectée dans le réseau [50].

IV.4.1. Système PV connecté directement au réseau [46]

IV.4.1.a. Structure avec bus à basse tension alternative

La Figure (IV.2) montre un onduleur associé à un circuit de commande qui est directement connecté au module photovoltaïque. La tension en sortie de ce dernier est transformée en une tension alternative de fréquence 50 Hz. Cette tension est transportée grâce à un bus alternatif (20 V - 50 Hz, exemple du schéma) vers un transformateur central qui l'élève au niveau désiré. Le faible niveau de tension dans le bus est l'avantage majeur de ce type de montage, puisqu'il assure la sécurité du personnel. Cependant, la distance entre le transformateur et le module doit être faible à cause du courant important qui traverse les câbles et qui généré des pertes Joules. Il y à un compromis à faire au niveau de la tension du bus alternatif. D'une part, il faut que sa valeur crête soit inférieure à celle délivrée par le module (même avec un faible ensoleillement). D'autre part, une tension faible dans ce bus diminue le rendement [46].

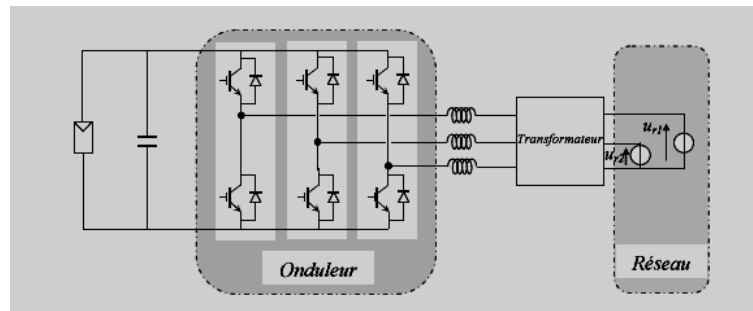


Figure IV.2 : Bus à basse tension alternative [46].

IV.4.1.b. Structure à convertisseur unique

Le dispositif présenté à la Figure (IV.3) est le plus simple, car il comporte le moins de composants possibles. On associe plusieurs modules photovoltaïques en série pour obtenir une tension continue suffisamment grande. Cette solution est une alternative à un hacheur élévateur de tension. La tension continue obtenue alimente directement un onduleur central, qui fournit la tension sinusoïdale désirée (230 V). Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système photovoltaïque du réseau. L'inconvénient majeur de ce dispositif est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur. De plus le contrôle du point de maximum de puissance est approximatif car toutes les cellules ne délivrent pas le même courant en raison de leurs différences de structure interne et d'ensoleillement [5].

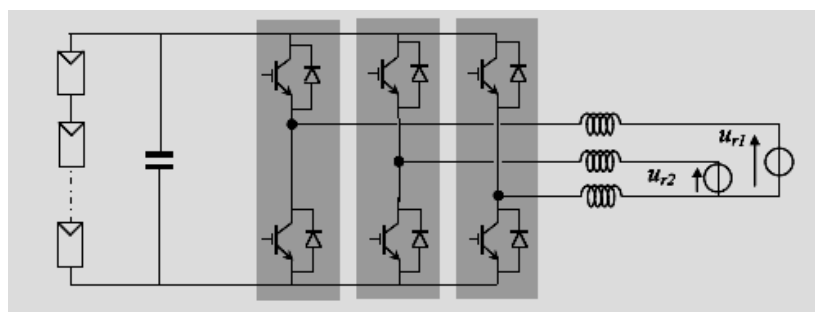


Figure IV.3 : Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur [5].

IV.4.2. Système à bus continu intermédiaire

IV.4.2.a. Structure avec un convertisseur de type FLY-BACK

La figure. IV.4 montre une structure à base d'un convertisseur de type fly-back qui élève la tension de sortie du module photovoltaïque au niveau de tension désiré. La

caractéristique principale du Fly-back se situe au niveau du transformateur qui agit comme l'inducteur principal et qui assure l'isolation galvanique. Le hacheur est contrôlé pour obtenir un maximum d'énergie du module photovoltaïque et l'onduleur assure une tension constante (V_{acl}) et le transfert de puissance vers le réseau. L'inconvénient du transformateur est qu'il génère des pertes et qu'il augmente le coût de l'installation [5].

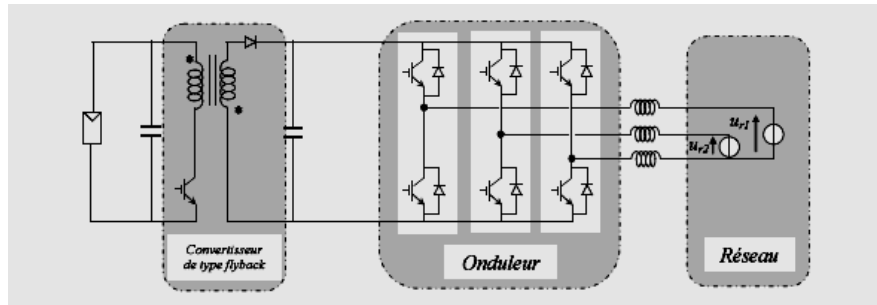


Figure IV.4 : Structure avec un convertisseur de type Fly-bac [5].

IV.4.2.b. Structure avec un convertisseur forward

La Figure (IV.5) présente un convertisseur forward qui est capable d'augmenter la tension en sortie du module photovoltaïque (tension désirée). L'utilisation d'un transformateur pour la connexion au réseau n'est donc plus nécessaire, la conversion continu-alternatif se fait de façon relativement simple, grâce à un onduleur centralisé. Les inconvénients majeurs de ce montage sont [46]:

- La capacité doit être relativement importante, à cause des ondulations du courant en sortie du module.
- Le bus continu supportera un signal en créneaux qui induira une grande émission d'ondes électromagnétique et éventuellement des pertes de fuite; l'induction du transformateur compris dans le convertisseur générera des pertes de fuite,
- La tension élevée qui traverse le bus continu réduit la sécurité du personnel d'entretien.

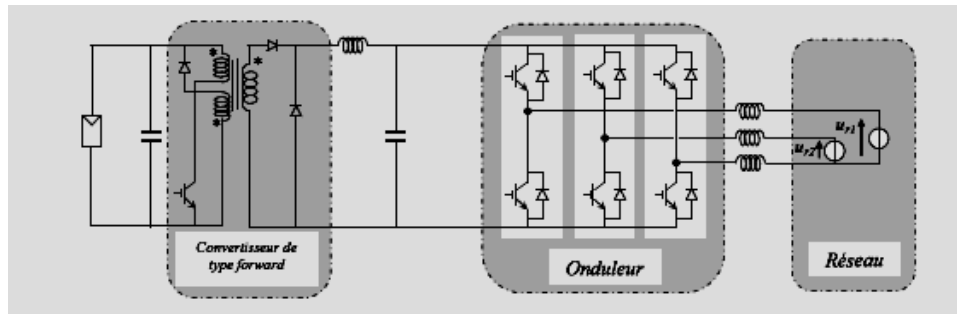


Figure IV.5 : Convertisseur de type forward alimentant le bus continu [46].

IV.4.2.c. Structure avec un convertisseur boost

La Figure (IV.6) représente un hacheur qui élève la tension en sortie du module photovoltaïque en une tension délivrée sur le bus continu. Avec le hacheur, il est difficile d'élever la tension de sortie des modules plus de 4 à 5 fois pour obtenir une tension continue suffisamment grande, en raison de la résistance de l'inductance. On adjoint un onduleur pour avoir une sortie sinusoïdale, puis un transformateur pour élever cette tension au niveau désiré (selon le réseau) et pour assurer l'isolation entre la partie production et la partie utilisation, l'avantage de ce système est que des batteries peuvent être facilement connectées au bus continu pour obtenir un système autonome. Le courant d'entrée est relativement lisse, c'est pour cela que la capacité peut être faible [5].

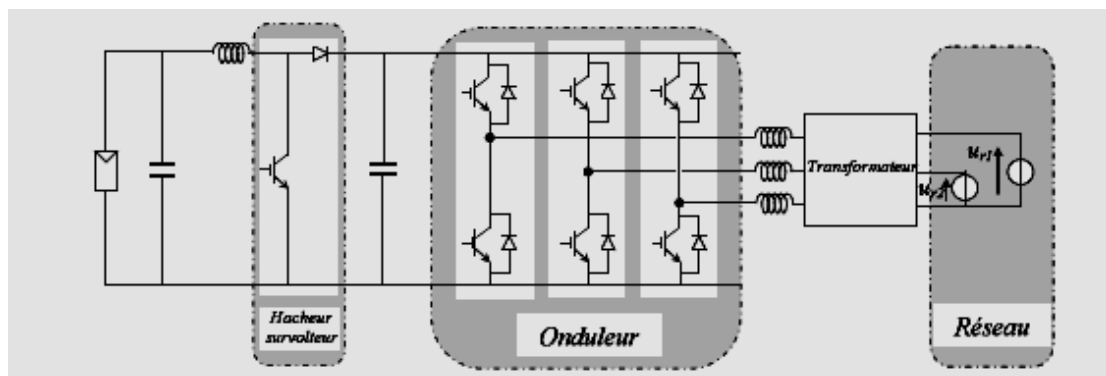


Figure IV.6 : Structure avec hacheur élévateur de tension et onduleur centralisé [5].

IV.5. Aperçu sur la taille des installations photovoltaïques connectées au réseau

La taille d'une installation photovoltaïque connectée au réseau dépend principalement des besoins en énergie des différents appareils à alimenter et du degré d'autonomie souhaité.

La plupart des installations à usage privé ont une puissance de 2 à 3 kW, (entre 300 et 400 installations de ce type ont été mises en service en Suisse).

Dans le cadre du programme national de recherche, une installation photovoltaïque de 2 kW est destinée à alimenter une maison solaire pilote au sein de l'unité de recherche appliquée aux énergies renouvelables Ghardaia [4].

Les motivations pour le choix d'un système photovoltaïque connecté au réseau sont [44] :

1. Le réseau électrique Algérien recouvre la majorité du nord Algérien et beaucoup d'autres régions sont complètement électrifiées, ainsi l'interconnecté peut apporter un plus dans ce réseau en améliorant le facteur de puissance en compensant de la puissance réactive et en filtrant les harmoniques indésirables produites par des charges polluantes, cependant, il reste à poursuivre l'électrification rurale des régions montagneuses, des hauts plateaux et du sud, ce qui peut nécessiter l'utilisation des systèmes photovoltaïques autonomes.
2. Une économie de l'énergie électrique par l'injection du surplus dans le réseau et réduire de ce fait sa facture à long terme et prend une part active à une politique énergétique soucieuse de l'environnement.

Par contre, le fait qu'il soit avec ou sans système de stockage, c'est pour une raison économique : car une installation photovoltaïque de 2kW avec stockage engendre des coûts d'entretien et de remplacement plus importants qu'un système sans batteries, puisque la durée de vie des modules photovoltaïques est de 20 à 30 ans et ne nécessitent que peu d'entretien alors que les batteries ont une durée de vie maximale de 5 ans et demandent énormément d'entretien [45].

IV.6. Technologie des onduleurs couplés au réseau

L'onduleur couplé au réseau est utilisé pour les installations photovoltaïques. Il permet de transformer le courant continu, produit par les modules solaires, en un courant ondulé conforme à celui du réseau. Il adapte également le courant produit à la fréquence et à la tension du réseau. Dans les installations d'habitation, le courant solaire produit est d'abord utilisé par l'habitation elle-même, si le courant produit pour l'habitation est excédentaire, l'excédent est injecté dans le réseau.

Les onduleurs ne se limitent plus seulement à transformer la puissance continue générée par les panneaux solaires en puissance alternative sous forme d'une tension (DC) de fréquence souhaitée (par ex. 230V/400V - 50Hz) mais ils exploitent sinusoïdale délivrée par le GPV en le forçant à fonctionner à son point de également la puissance assurent une surveillance fiable du réseau pour puissance maximum. De plus, ils interrompre l'alimentation en cas de protéger ce dernier contre les pannes et actuellement, il existe problèmes survenant soit du réseau soit de l'installation.

L'installation d'un onduleur couple au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur de l'énergie électrique pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ces perturbations et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau [42]. Solutions techniques principalement trois architectures d'onduleurs donnant de bonnes.

- Un seul onduleur pour toutes les installations (onduleur simple ou central, Figure(IV.2a).
- Un onduleur string (pour chaque string, Figure IV.2b).
- Installations multi-onduleurs (installations multi-onduleurs, Figure IV.2 c).

➤ **Onduleur modulaires (module inverter)**

Suivant ce concept, chaque module solaire dispose d'un onduleur individuel. Pour les installations les plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module solaire correspondant.

➤ **Onduleur centralisés (central inverter)**

Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de cellules solaires en courant alternatif (Figure (IV.7.a)). Le champ de cellules solaires est en règle générale constitué de plusieurs rangées connectées en parallèle.

Chaque rangée est elle-même constituée de plusieurs modules solaires connectés en série. Pour éviter les pertes dans les câbles et obtenir un rendement élevé, on connecte le plus possible de modules en série [45].

➤ **Onduleur centralisés (central inverter)**

L'onduleur String est le plus utilisé (Figure (IV.7.b)). Le plus souvent, huit (ou plus) modules solaires sont connectés en série. Comme une seule connexion série est nécessaire, les couts d'installation sont réduits. Il est important de noter qu'en cas d'ombrage partiel des modules solaires, il n'y à pas de perte, l'emploi de diodes de by-pass est fortement recommandé [45].

Les installations jusqu'à 3 Kilowatt de puissance sont fréquemment réalisées avec un onduleur String. Pour une puissance plus élevée, il est possible de connecter plusieurs onduleurs String en parallèle, cote courant alternatif. L'intérêt dans ce concept est d'utiliser un plus grand nombre d'onduleurs du même type. Cela réduit les coûts de production et apporte un intérêt supplémentaire : si un onduleur tombe en panne, seule la production de la rangée concernée est défaillante [62].

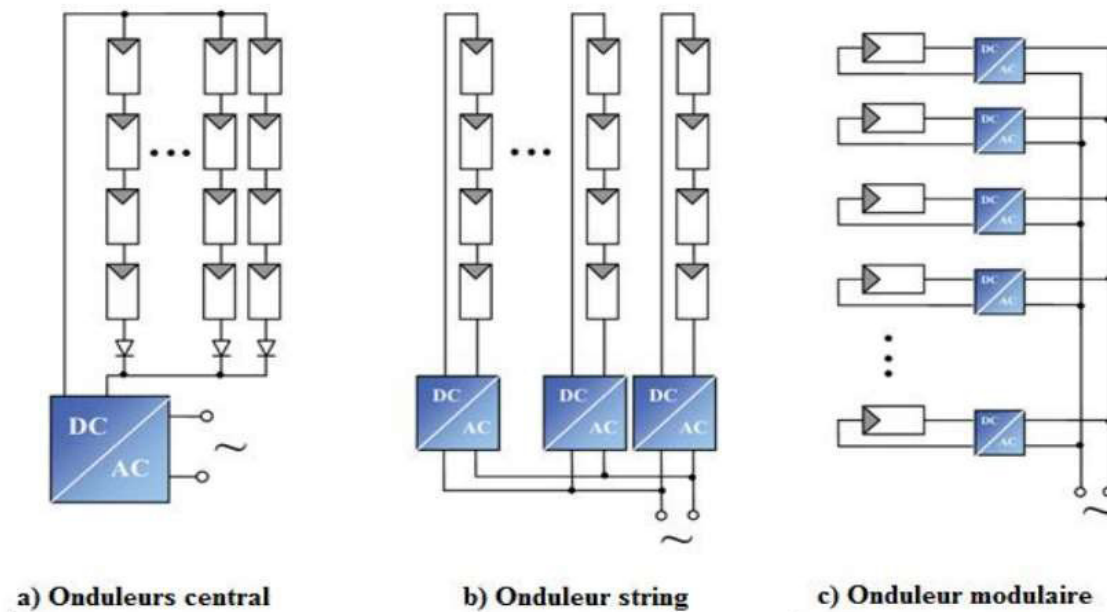


Figure IV.7 : Différentes topologies des installations PV et onduleurs connectés aux réseaux électriques [45].

D'autres paramètres peuvent déterminer les performances d'un onduleur connecte au réseau, citant entre autres :

- Le THD du courant délivre.
- Poursuite du point de puissance maximale.
- Comportement vis à vis du phénomène "d'islanding" : c'est à dire en cas d'absence du réseau, l'onduleur doit cesser de débiter afin de permettre une éventuelle intervention sur le réseau.
- Emission électromagnétique.

Ceux-ci sont les paramètres essentiels décrivant le bon fonctionnement d'un onduleur, il en existe d'autres évidemment.

IV.7. Structure de base des réseaux électriques

IV.7.1. Définition d'un réseau électrique

Un réseau, c'est d'abord un certain nombre de fonctions et de comportements d'ensemble qu'il faut définir, mettre en œuvre, maîtriser grâce à une conception et une exploitation convenables.

Ce sont ensuite des ouvrages et des matériels, « lignes aériennes ou souterraines, postes, câbles, appareillage, transformateurs, parafoudres, etc... », Qui, assemblés, forment le réseau physique, ouvrages et matériels dont la qualité conditionne très largement celle du réseau, donc celle de la desserte en électricité de ses clients [52,55].

C'est enfin tout un ensemble d'automatismes et de transmission d'informations et de commandes, ensemble coordonné, donc un système nerveux absolument indispensable à la protection des ouvrages et des matériels, à la robustesse du réseau vis-à-vis des défaillances internes et des agressions extérieurs telle la foudre et les conditions climatiques extrêmes, système indispensable aussi à la maîtrise par l'exploitant d'un outil technique qui, pour les réseaux publics, du moins, n'est pas concentré en un site, mais couvre des milliers et des centaines de milliers de kilomètre carrés [53].

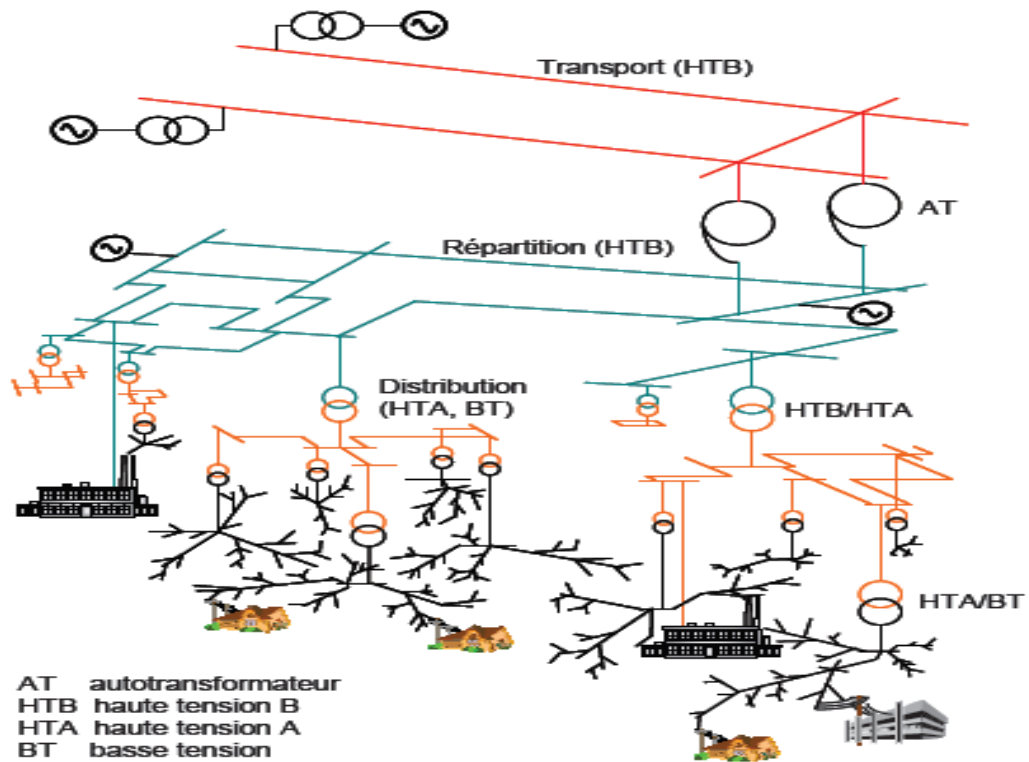


Figure IV.8: Schéma de réseau général [55].

IV.7.2. Niveaux des tensions des réseaux électriques

Le réseau électrique constitue le lien obligatoire entre la production de l'énergie électrique et les utilisateurs. Ce système est structuré en plusieurs niveaux assurant des fonctions spécifiques propres, et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions [3]. d'une façon générale, la plupart des pays mettent en œuvre [54]:

- Un réseau de transport et d'interconnexion **THT 220/800kV.**
- Un réseau de répartition **HT 60/170kV.**
- Un réseau de distribution **MT 5/36kV.**
- Un réseau de livraison de l'abonné **BT 230/400V**

IV.7.3. Constitution des réseaux électriques

IV.7.3.a. Générateurs

Les générateurs peuvent fournir une puissance active et fournir ou absorber une puissance réactive dans certaines limites. Les groupes importants tentent de maintenir à leurs bornes un niveau de tension donné.

IV.7.3.b. Postes électriques

Tous les réseaux sont reliés entre eux par des postes électriques. On distingue trois types de postes électriques, suivant les fonctions qu'ils assurent [52]:

- **Postes d'interconnexion** : Permettent de relier entre eux plusieurs sections du réseau, leur but est d'interconnecter plusieurs lignes électriques. Ils comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc...) de même tension peuvent être aiguillés.
- **Postes de transformation** : Dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs.
- **Les postes mixtes** : Les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation.

IV.7.3.c. Transformateurs

Les transformateurs étant des matériels particulièrement coûteux, leur protection est assurée par différents mécanismes redondants.

- **Les transformateurs électriques** : Permettent de convertir les valeurs de tensions et de courants délivrés par le réseau en un système de tensions et de courants de valeurs différentes ;
- **Les transformateurs de courant** : Permettent de mesurer la valeur du courant traversant le réseau ;
- **Les transformateurs de tension** : Permettent de mesurer la valeur de la tension du réseau ;

- **Les autotransformateurs :** Ont la même fonction que les transformateurs électriques standards ;
- **Les transformateurs déphaseurs :** Leur objectif est de déphaser plus ou moins fortement la tension secondaire par rapport à la tension primaire, afin d'ajuster les transits de puissance active dans les branches du réseau [56].

IV.7.3.d. Lignes électriques

Une ligne électrique est un ensemble de conducteurs, d'isolant et d'éléments accessoires destinés au transport de l'énergie électrique. Les conducteurs sont en général en aluminium, en cuivre ...etc [55]. Nous distinguons quatre types des lignes [53] :

- **Lignes de distribution à basse tension :** installées à l'intérieur des usines et des maisons ;
- **Lignes de distribution à moyenne tension :** reliant les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie ;
- **Lignes de transport à haute tension :** reliant les postes de transformation principaux aux centrales de génération ;
- **Lignes de transport à très haute tension :** reliant les centrales éloignées au centre d'utilisation.

IV.7.3.e. Charges

Selon la nature des récepteurs on peut classifier les charges en trois grades catégorie [53]:

- **La première catégorie :** dans cette classe les récepteurs ne permettent que moins de deux secondes d'arrêt d'alimentation comme les hôpitaux et les zones militaires ;
- **La deuxième catégorie :** pour cette classe, les récepteurs acceptent un arrêt de moins de deux heures, comme les usines ;
- **La troisième catégorie :** dans cette dernière catégorie, l'arrêt peut être de plus 24 heures. Comme l'éclairage public et les habitations.

IV.7.4. Réseau BT

Un réseau BT est généralement constitué par :

- Un poste de transformation MT/BT
- Une ligne aérienne ou souterraine cheminant dans le domaine public,
- Les canalisations de branchement reliant les installations d'utilisation au réseau,
- Le tableau de branchement comportant les organes de protection et de comptage.

Dans le cas des immeubles comportant un poste de distribution publique, le réseau BT devient interne à l'immeuble. Il est constitué de l'ensemble des colonnes montantes et des dérivations individuelles reliant les installations des usagers.

Les réseaux BT sont généralement issus de sources triphasées, mais dans de nombreux pays, notamment d'Amérique du Nord, les réseaux BT sont monophasés. Les techniques utilisées sont celles des réseaux aériens et des réseaux souterrains [52,56].

IV.8. Influence du réseau sur le fonctionnement du générateur photovoltaïque

L'influence du réseau sur le fonctionnement du générateur photovoltaïque se manifeste principalement pendant la présence de défauts [53] :

- ✚ La variation de fréquence : C'est une élévation ou une diminution de 1Hz à 2Hz autour de la fréquence nominale ; cette perturbation apparaît souvent dans les sites isolés (alimentation autonome non interconnectés " off grid ").
- ✚ L'îlotage ;

IV.9. Influence du générateur photovoltaïque sur le fonctionnement du réseau

- ✚ la pollution harmonique ;
- ✚ Creux de tension et coupures des définitions ;
- ✚ influence du point d'injection ;
- ✚ l'architecture actuelle du réseau de distribution ;

IV.10. Qualité de l'énergie

Le terme « qualité de l'énergie électrique » fait référence à la stabilité de la tension, à la stabilité de la fréquence du réseau et à l'absence, dans le réseau électrique, des différents phénomènes électriques (comme, par exemple, le flicker ou des distorsions harmoniques). La Figure (IV-9) montre une classification de ces perturbations en fonction de leurs caractéristiques [47,48].

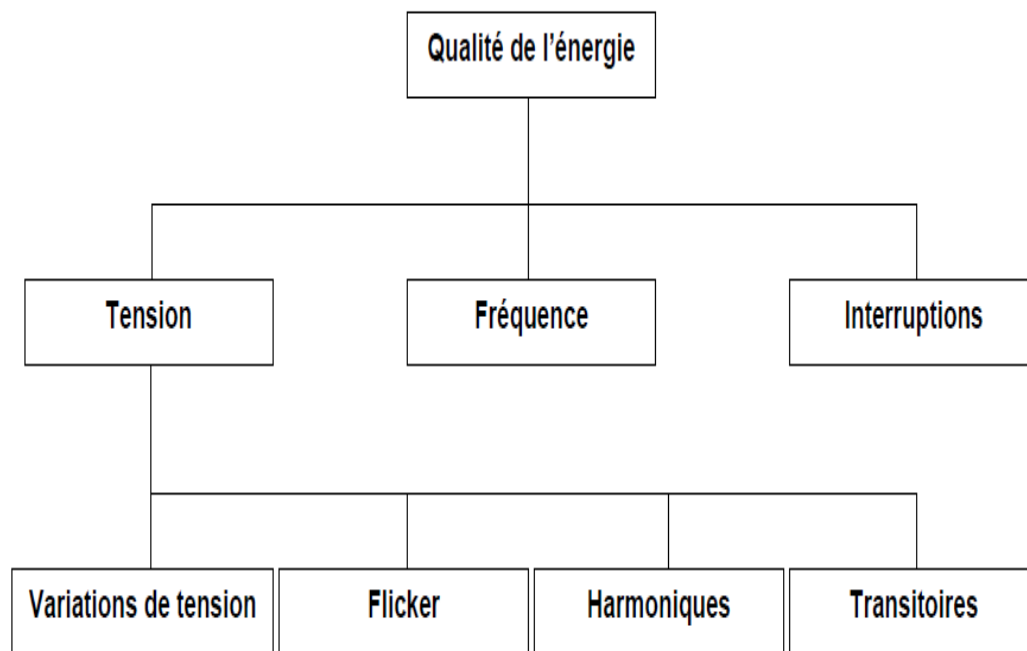


Figure IV.9: Schéma de structure de qualité de l'énergie [39].

Bien qu'il n'y ait pas des normes internationales spécifiques pour les systèmes de génération en site isolé, les caractéristiques du réseau isolé doivent être semblables aux caractéristiques des grands réseaux interconnectés. Les consommateurs qui sont connectés aux réseaux isolés, tout comme ceux connectés aux grands réseaux interconnectés, utilisent les mêmes appareils. Par conséquent, les exigences de qualité de l'énergie sont généralement les mêmes. La plupart des mesures et définitions utilisées dans les normes sont basées sur l'analyse de la fréquence et de la tension [39,48]. Les caractéristiques de la tension sont définies et décrites selon les aspects suivants : Fréquence, Amplitude, Distorsions harmoniques et symétrie du système triphasé.

IV.10.1. Filtre de sortie

Plusieurs solutions ont été proposées pour résoudre le problème de la pollution harmonique dans les réseaux électriques de distribution. Ces dernières peuvent être classées en deux différentes approches: la première, appelée *conditionnement des charges*, assure un équipement moins sensible aux perturbations de l'énergie, permettant la continuité de service même sous une distorsion significative de la tension. La deuxième approche consiste à installer des systèmes dits de *conditionnement* dont l'objectif est de contrer les perturbations harmoniques. Le filtrage actif de puissance constitue un de ces systèmes de conditionnement. En réalité, le terme conditionnement de puissance a plus d'une signification: filtrage d'harmonique, compensation de l'énergie réactive, correction du facteur de puissance, rééquilibrage des charges, réduction des creux de tension, ...etc [50].

Un réseau de distribution est sain et de bonne qualité si les toutes conditions suivantes sont satisfaites [39,47].

1. Ses courants et tensions sont sinusoïdaux (pas de distorsions) et en phase ($F_p \rightarrow 1$),
2. Ses courants et tensions sont équilibrés (mêmes amplitudes et mêmes déphasages),
3. Ses tensions ne contiennent pas de creux,
4. Ses tensions ne présentent pas de fluctuations rapides (flicker),
5. Ses tensions n'excèdent pas les valeurs nominales (pas de surtensions),
6. Sa fréquence ne dépasse pas les valeurs de variation tolérées (± 2 Hz).

Un réseau qui ne satisfait pas à ses conditions est dit perturbé. Par conséquent, il nécessite un traitement. Ce traitement peut se présenter sous forme d'un filtrage interne (exemple du redressement à MLI) ou d'un filtrage externe. Si on opte pour un filtrage externe, on peut soit [50,51] :

- ❖ Appliquer le filtrage passif, adapté le plus aux perturbations harmoniques de courant.
Le filtrage passif est à base de composants passifs (circuit RLC).
- ❖ Appliquer le filtrage actif convenable au traitement de l'ensemble des perturbations.
Le filtrage actif est à base de composants actifs (onduleur).

La caractéristique de la perturbation harmonique permet de conclure sur la qualité d'énergie du réseau sous étude. Comment ?

La caractérisation se fait par le calcul du taux de distorsion harmonique en courant global que l'on notera THD (*Total harmonic distortion*) et le facteur de puissance qui sert à quantifier la puissance réactive consommée [57,60].

IV.10.2. Taux de distorsion harmonique

Le taux de distorsion harmonique permet d'évaluer l'écart entre la forme d'onde réelle et la forme d'onde sinusoïdale pour un courant ou une tension. Il représente le rapport de la valeur efficace des harmoniques à celle du fondamental. Le taux global de distorsion harmonique caractérisant l'influence des harmoniques sur l'onde de courant déformée est défini comme suit [60]:

$$THD\% = \frac{\sum_{h=2}^{\infty} A_h^2}{A_1} \quad (IV-1)$$

Sachant que :

A : Amplitude du courant fondamental.

h : Amplitude du courant harmonique range h.

Ce taux est très supérieur à la valeur tolérée qui est 5%. [51]

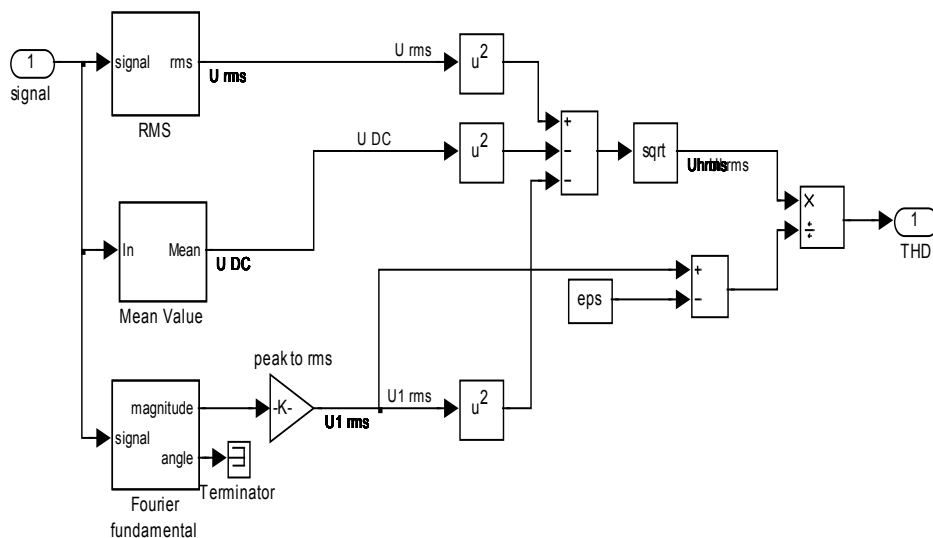


Figure IV.10: Modèle de bloc déterminé le THD établi sous *Matlab-Simulink*.

IV.10.3. Facteur de puissance

Pour un signal sinusoïdal le facteur de puissance est donné par le rapport entre la puissance active P et la puissance apparente S.

$$F_p = \cos(\varphi) = \frac{P}{S} \quad (IV-2)$$

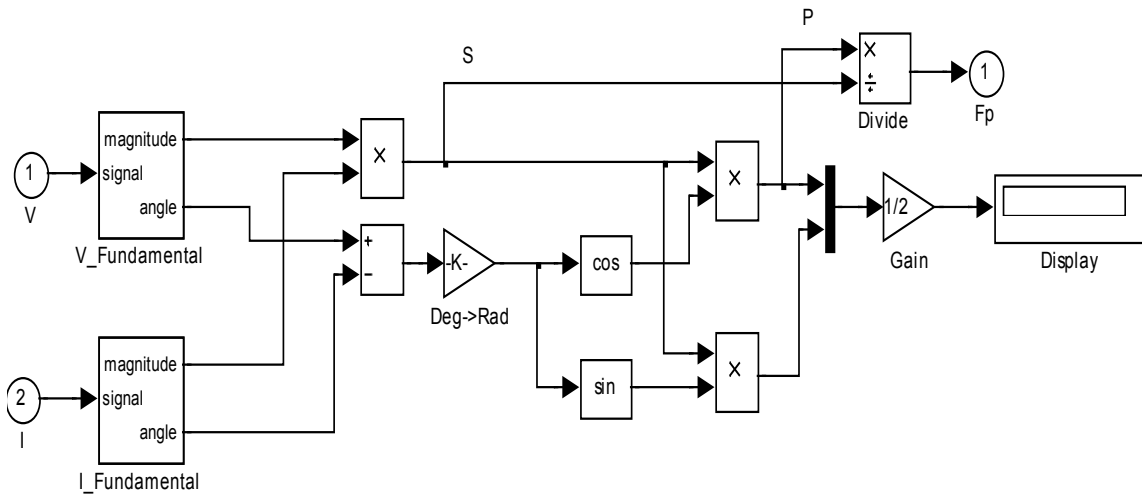


Figure IV.11: Modèle de bloc déterminé le facteur de puissance établi sous *Matlab-Simulink*.

IV.10.4. Taux de déséquilibre

Le taux de déséquilibre ‘ τ ’ est donné pour le déséquilibre en courant et en tension [58].

$$\tau_{déséquilibre} \% = \frac{\Delta U - U_{moy}}{U_{moy}} * 100 \quad (IV-3)$$

Avec :

$$U_{moy} = \frac{U_{ab} + U_{bc} + U_{ac}}{3} \quad (IV-4)$$

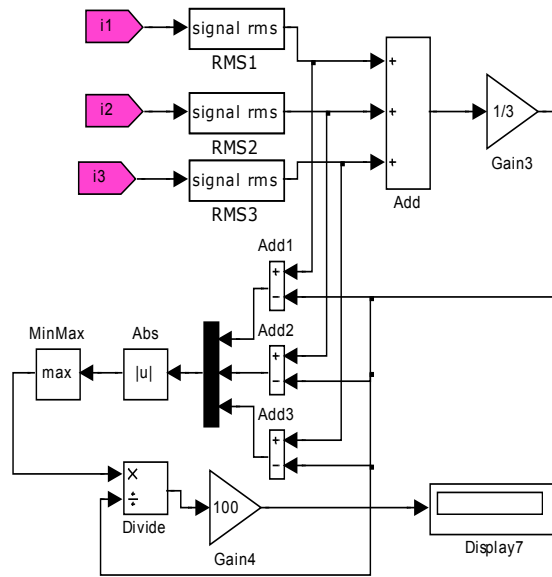


Figure IV.12: Modèle de bloc déterminé le taux de déséquilibre.

IV.10.5. Boucle à verrouillage de phase ou PLL

Une boucle à verrouillage de phase ou PLL (Phase Locked Loop) est utilisée pour synchroniser la tension et la fréquence de la charge et sa de composition en série de Fourier.

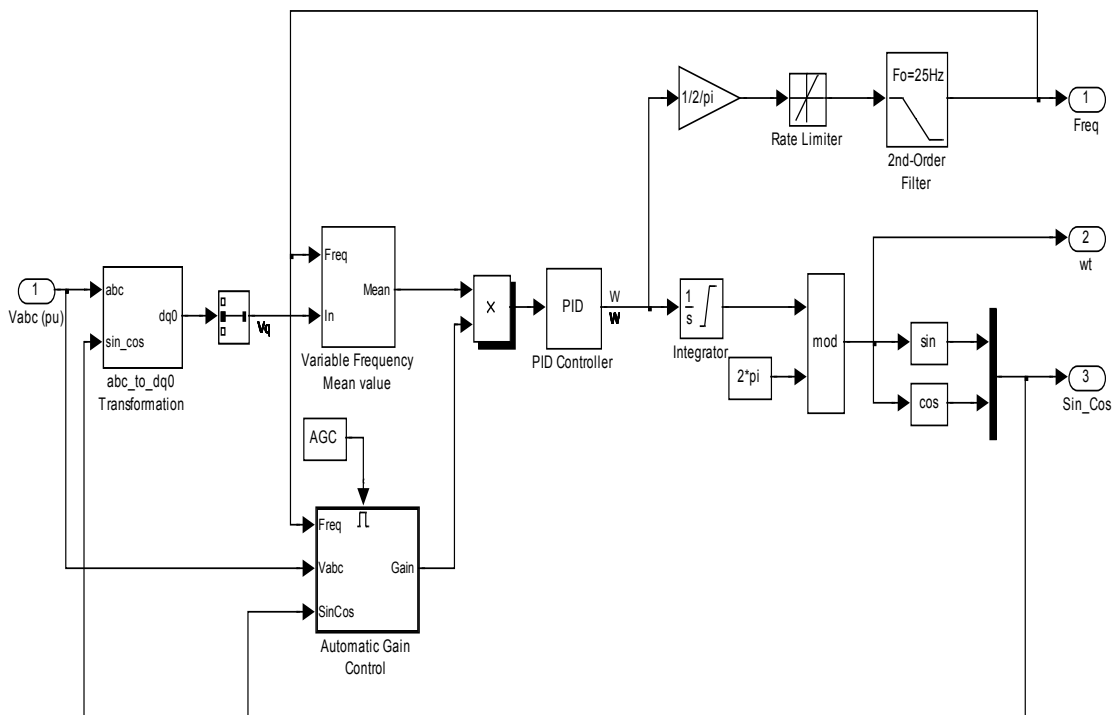


Figure IV.13: Modèle de Boucle à verrouillage de phase ou PLL.

IV.11. Dimensionnement et fonctionnement des composantes de système

IV.11.1. Dimensionnement du réseau électrique

IV.11.1.a. Dimensionnement de e_s

$$e_s = \Delta V_s + V_s \quad (\text{VI-5})$$

Avec :

ΔV_s et le chute de tension entre R_s et L_s

$$\Delta V_s = 10\% e_s \quad (\text{VI-6})$$

Donc :

$$e_s = \frac{V_s}{0.9} \quad (\text{VI-7})$$

On impose que la chute de tension dans le filtre de sortie ne doit pas dépasser 20% de V_{PVAC} et $\Delta V_F = 10\% V_{PVAC}$ avec $V_{PVAC} = 10\% V_s$

Ou encore :

$$V_{PVAC} = \frac{U_{PVAC}}{\sqrt{3}} \quad (\text{VI-8})$$

- **Expression de V_s en fonction de V_{PVAC} :**

$$V_{PVAC} = V_s + \Delta V_s \quad (\text{VI-9})$$

$$V_{PVAC} = 1.1 V_s \quad (\text{VI-10})$$

Donc :

$$V_s = \frac{V_{PVAC}}{1.1} \quad (\text{VI-11})$$

- **Expression de V_{PVAC} en fonction de V_{PVDC} et r :**

On a :

$$r = \frac{A_p}{A_m} \geq 1.25 \quad (\text{VI-12})$$

Avec:

r : coefficient de réglage d'une MLI intersective

A_p : l'amplitude de porteuse

A_m : l'amplitude de modulatrice

$$U_{PVAC \max} = V_{PVDC} > r \cdot U_{1PVAC \max} \quad (VI-13)$$

Alors :

$$U_{1PVAC \max} < \frac{U_{PVAC \max}}{r} \quad (VI-14)$$

Ou encore :

$$V_{1PVAC} = \frac{U_{PVAC \max}}{\sqrt{3}} \quad (VI-15)$$

$$V_{1PVAC \text{ RMS}} = \frac{U_{1PVAC \max}}{\sqrt{2}} \quad (VI-16)$$

D'après les équations (VI-15) et (VI-16) :

$$V_{1PVAC \text{ RMS}} = \frac{U_{1PVAC \max}}{\sqrt{6}} \quad (VI-17)$$

Et :

$$V_{s \text{ RMS}} = \frac{V_{1PVAC \text{ RMS}}}{1.1} \quad (VI-18)$$

Donc :

$$e_s = \frac{V_{s \text{ RMS}}}{0.9} \quad (VI-19)$$

IV.11.1.b. Dimensionnement de Rs et Ls

$$Z_{\text{base}} = \frac{e_s \text{ RMS}}{I_s \text{ RMS}} \quad (VI-20)$$

Et :

$$I_s \text{ RMS} = I_{1 \text{ PV}} < \frac{I_{PVAc \max}}{r} \quad (VI-21)$$

Avec :

$$I_{PVAc \max} = I_{PVDC} \quad (VI-22)$$

On a :

$$R_{\text{base}} = Z_{\text{base}} \quad (VI-23)$$

$$L_{\text{base}} = \frac{Z_{\text{base}}}{2\pi f_s} \quad (VI-24)$$

On impose Z_s fait une chute de tension max de 10% de e_s

$$Z_s \leq 10\% Z_{\text{base}} \quad (VI-25)$$

$$L_s \leq 10\% L_{base} \quad (VI-26)$$

IV.11.1.c. Dimensionnement du PID de la PLL

On va dimensionnée la PID de la PLL, Figure (VI.14) :

$$FTBO(p) = \frac{1}{Z_s(p)} = \frac{I_s}{e_s} \quad (VI-27)$$

Avec :

$$Z_s(p) = R_s + L_s(P) \quad (VI-28)$$

$$FTBO_{sans PI}(p) = \frac{1}{R_s + L_s(p)} \quad (VI-29)$$

$$FTBO_{avec PI}(p) = \left(K_p + \frac{K_i}{p} \right) \cdot \left(\frac{1}{R_s + L_s(p)} \right) \quad (VI-30)$$

$$FTBO_{avec PI}(p) = \left(\frac{K_p \cdot p + K_i}{p} \right) \cdot \left(\frac{1}{R_s + L_s(p)} \right) \quad (VI-31)$$

$$FTBO_{avec PI}(p) = \left(\frac{p + \frac{K_i}{K_p}}{\frac{p}{K_p}} \right) \cdot \left(\frac{\frac{1}{L_s}}{p + \frac{R_s}{L_s}} \right) = \frac{K_p}{L_s \cdot p} \quad (VI-32)$$

On va éliminer les zéros de p du numérateur pour que FTBO ne s'annule pas.

Alors :

$$\left(p + \frac{K_i}{K_p} \right) = \left(p + \frac{R_s}{L_s} \right) \quad (VI-33)$$

Donc:

$$\frac{K_i}{K_p} = \frac{R_s}{L_s} \quad (VI-34)$$

$$FTBF_{avec PI}(p) = \frac{FTBO_{avec PI}(p)}{1 + FTBO_{avec PI}(p)} \quad (VI-35)$$

$$FTBF_{avecPI}(p) = \frac{\frac{K_p}{L_s p}}{1 + \frac{K_p}{L_s p}} \quad (VI-36)$$

$$FTBF_{avecPI}(p) = \frac{K_p}{L_s p + K_p} \quad (VI-37)$$

$$FTBF_{avecPI}(p) = \frac{\frac{K_p}{K_p}}{\frac{L_s p + K_p}{K_p + K_p}} = \frac{1}{1 + \frac{L_s p}{K_p}} \quad (VI-38)$$

Avec :

$$\tau = \frac{L_s}{k_p} \quad (VI-39)$$

τ : le temps de réponse

donc :

$$K_p = \frac{L_s}{\tau} \quad (VI-40)$$

Le temps de réponse généralement inferieure à la constante de temps la plus petite de système

$$\tau_{sye} = \frac{L_s}{R_s} \quad (VI-41)$$

On remplacer (VI-40) et (VI-41) dans (VI-34) on trouver :

$$K_i = \frac{K_p}{\tau_{sys}} \quad (VI-42)$$

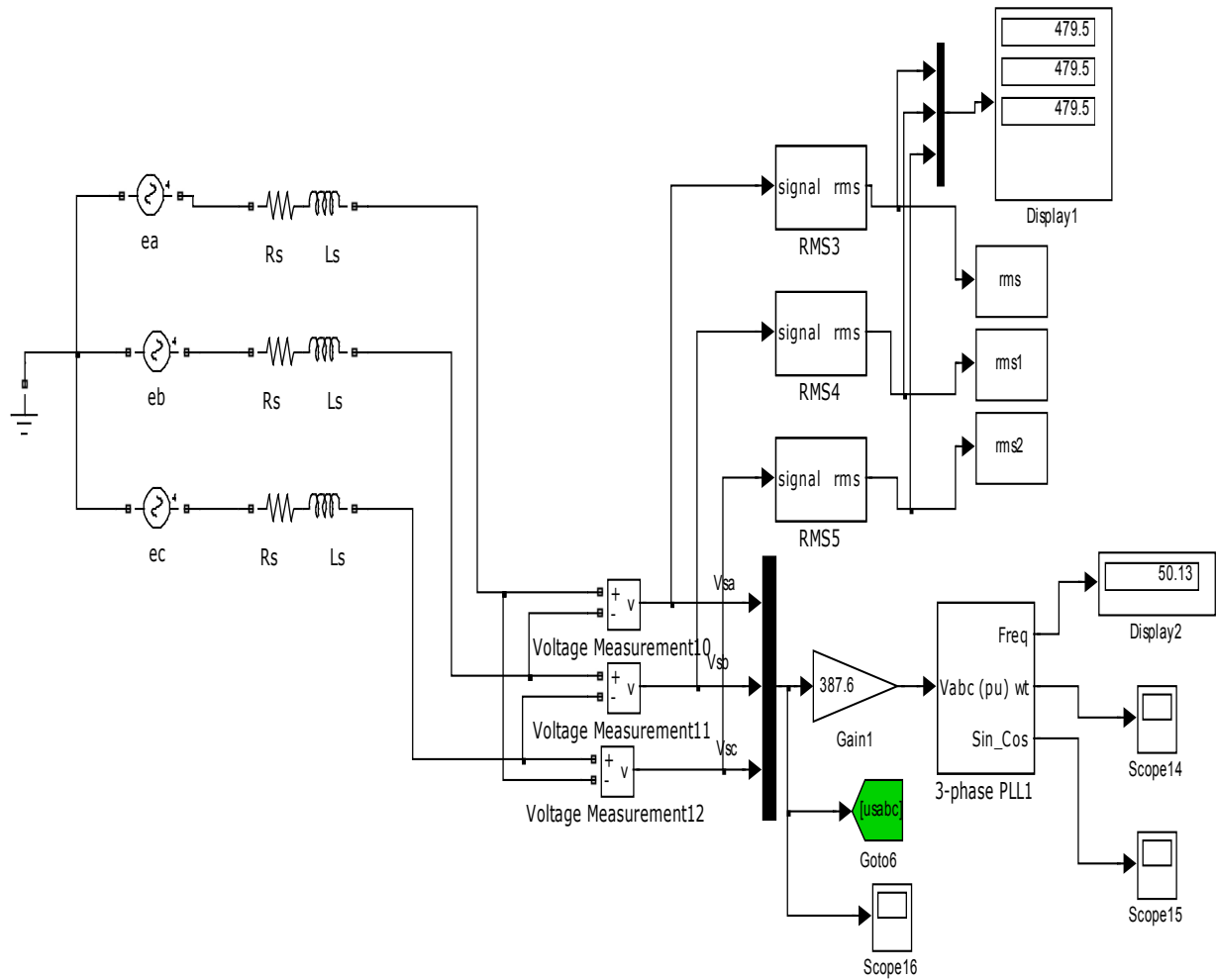


Figure IV.14: Schéma de simulation du réseau avec la PLL.

Les paramètres de la simulation de réseau sont inscrits dans le Tableau :

TABLEAU VI.1

PARAMETRES DE SIMULATION DU RESEAU.

Paramètres	Valeurs numériques
Ki	$1.2821 \cdot 10^3$
Kp	4.0809
Rs	3.7180
Ls	0.0118

IV.11.2. Dimensionnement du filtre de sortie

IV.11.2.a. Dimensionnement de A_p

On va obliger le $\frac{di_{PVAC}}{dt} \leq$ pente de signal de commande (généralement un signal triangulaire)

Pour un période de signal triangulaire

$$0 \leq t \leq \frac{T_p}{4}$$

$$f_1 = a_1 \cdot t + b_1 \quad (\text{VI-43})$$

t=0 donc :

$$f_1=0 \text{ et } b_1=0 \quad (\text{VI-44})$$

$t = \frac{T_p}{4}$ donc :

$$A_p = a_1 \cdot \frac{T_p}{4} \quad (\text{VI-45})$$

$$a_1 = \frac{4 \cdot A_p}{T_p} \quad (\text{VI-46})$$

Alors :

$$\frac{di_{PVAC}}{dt} \leq \frac{4 \cdot A_p}{T_p} \quad (\text{VI-47})$$

On a :

$$T_p = \frac{1}{f_p} \quad (\text{VI-48})$$

Donc :

$$\frac{di_{PVAc}}{dt} \leq 4 A_p f_p \quad (\text{VI-49})$$

La chute de tension dans les éléments insérés en série du système de commande est inférieur de 20% de la tension d'entrée ou tenson de sortie.

$$\frac{A_p}{A_m} = r = 1.25 \quad (\text{VI-50})$$

$A_m \leq 10/100 \cdot$ Amplitude de signal de sortie.

$A_p \leq 1.24 \cdot 10/100 \cdot$ Amplitude de signal de sortie.

TABLEAU VI.2

RAPPEL SUR DIMENSIONNEMENT DE A_p

	Boucle ouverte	Boucle fermée
Cde courant	$A_p=1.25 \cdot I_n$	$A_p=1.25 \cdot 10\% \cdot I_n$
Cde tension	$A_p=1.25 \cdot V_n$	$A_p=1.25 \cdot 10\% \cdot V_n$

IV.11.2.b. Dimensionnement de L_f , R_f et C_f .

❖ Dimensionnement de L_f

$$\Delta V_f \leq 20\% \cdot V_s \quad (\text{VI-51})$$

On a :

$$\Delta V_f = L_f \frac{di_{PV\ AC}}{dt} \quad (\text{VI-52})$$

Alors :

$$L_f \frac{di_{PV\ AC}}{dt} \leq 20\% V_s = V_{PV\ AC} - V_s \quad (\text{VI-53})$$

D'après l'équation (VI-49) :

$$L_f \geq \frac{V_{PV\ AC} - V_s}{4 \cdot A_p \cdot f_p} \quad (\text{VI-54})$$

Donc :

$$L_f \geq \frac{\max(V_{PV\ AC} - V_s)}{4 \cdot A_p \cdot f_p} \quad (\text{VI-55})$$

Admettons que le filtre de sortie est inductif donc l'effet de L_f et plus fort que l'effet de R_f , on néglige R_f dans le dimensionnement de L_f .

❖ Dimensionnement de R_f

$$Z_f = \frac{\Delta V_{eff}}{I_{PV\ eff}} \quad (\text{VI-56})$$

Et :

$$\Delta V_{eff} \leq 20\% V_{seff} \quad (\text{VI-57})$$

$$R_f = \sqrt{Z_f^2 - (L_f \omega)^2} \quad (\text{VI-58})$$

❖ Dimensionnement de C_f

$$i_c = C_f \frac{dV_c}{dt} \quad (\text{VI-59})$$

Avec :

$$V_c = V_f \leq V_{PVAC} - 10\% V_{PVAC} \quad (\text{VI-60})$$

C_f ne diminue pas le courant plus 10 à 20% de sa valeur délivrée par l'onduleur.

$$i_c \leq 10\% i_{PVAC} \quad (\text{VI-61})$$

Donc :

$$C_f = 10\% i_{PVAC} \cdot \frac{1}{\frac{dV_c}{dt}} \quad (\text{VI-62})$$

Et :

$$\frac{dV_c}{dt} \leq 5\% V_c \quad (\text{VI-63})$$

Alors :

$$C_f \leq 10\% i_{PVAC} \cdot 5\% V_c \quad (\text{VI-64})$$

IV.11.2.c. Dimensionnement du PID de la PLL

Appliquer les même formules de K_i et K_p pour le réseau on remplacer R_s par R_f et L_s par L_f .

$$\tau = \frac{L_f}{k_p} \quad (\text{VI-65})$$

$$K_p = \frac{L_f}{\tau} \quad (\text{VI-66})$$

$$\tau_{sye} = \frac{L_f}{R_f} \quad (\text{VI-67})$$

$$K_i = \frac{K_p}{\tau_{sys}} \quad (\text{VI-68})$$

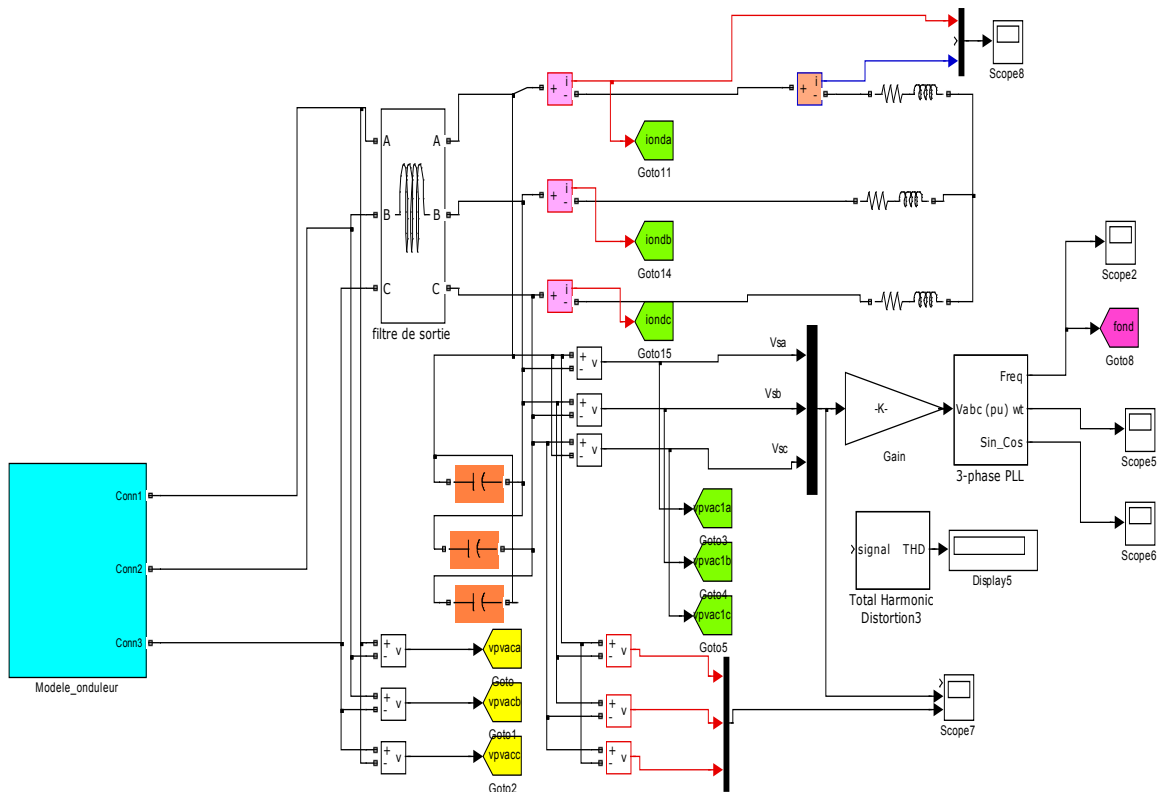


Figure IV.15: Schéma de simulation du filtre de sortie avec la PLL et charge.

TABLEAU VI.3

PARAMETRES DE SIMULATION DU FILTRE DE SORTIE .

Paramètres	Valeurs numériques
Ki	$6.7974 \cdot 10^4$
Kp	6.3010
R _f	6.7974
C _f	$100 \cdot 10^{-6}$
L _f	$1.5 \cdot 10^{-3}$

IV.12. Résultats de simulation sous MATLAB/Simulink

Les tensions composées de l'onduleur dans les trois phases avant le filtre sont présentés dans la figure suivante.

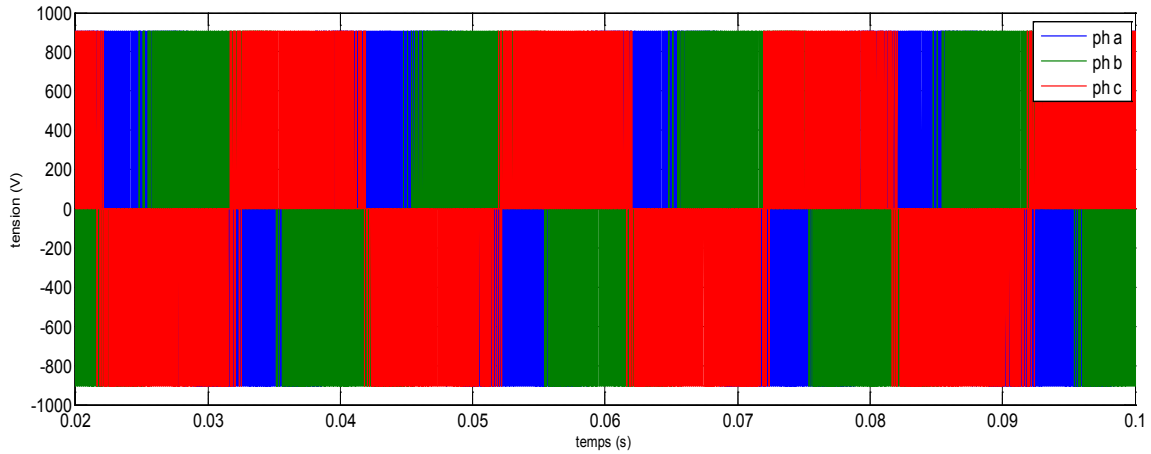


Figure IV.16: Les tensions (V_a, V_b, V_c) avant le filtre.

Les tensions composées de l'onduleur dans les trois phases après le filtre sont présentés dans la figure suivante :

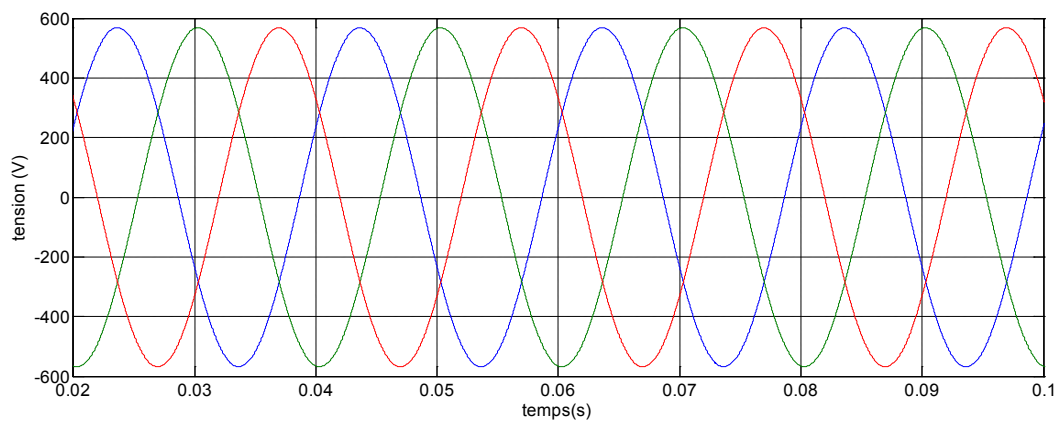


Figure IV.17: Les tensions (V_a, V_b, V_c) après le filtre.

Les tensions du réseau dans les trois phases sont présentées dans la figure suivante :

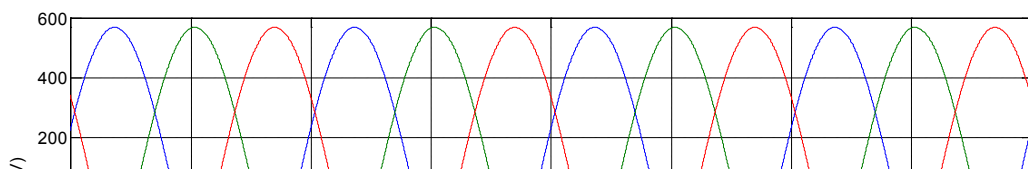


Figure IV.18: Les tensions (V_a, V_b, V_c) du réseau.

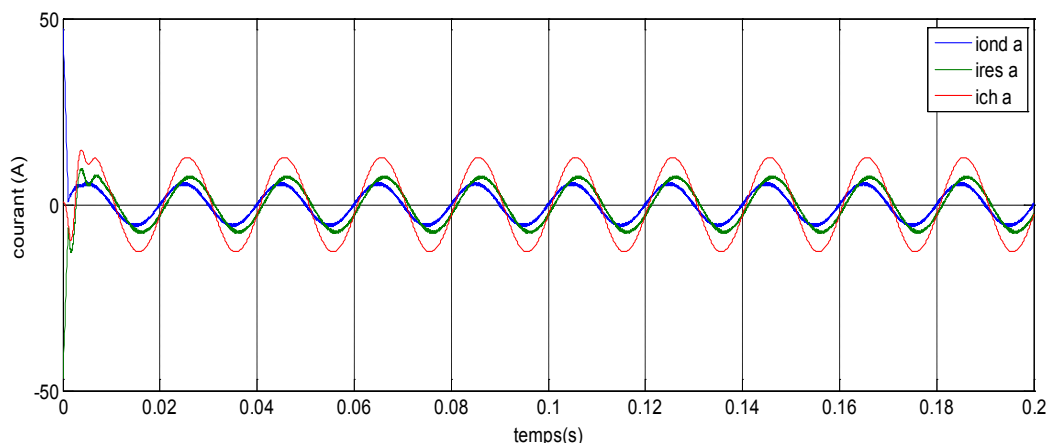


Figure IV.19: Les courants (iond, ires et ich) dans la phase(a).

La tension et le courant dans la phase (a) sont présentés dans la figure suivante :

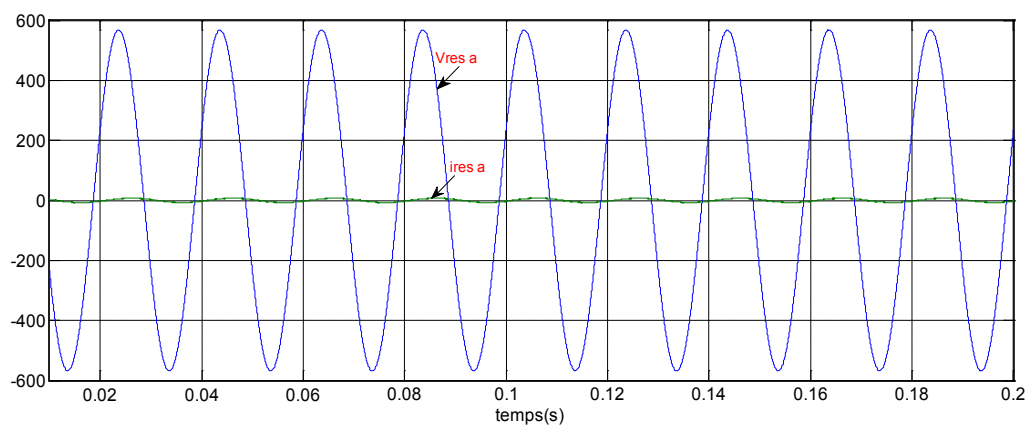


Figure IV. 20:La tension $V_{res a}$ et le courant $i_{res a}$.

La tension du réseau et de l'onduleur après le filtrage pour les trois phases sont présentés dans la figure suivante :

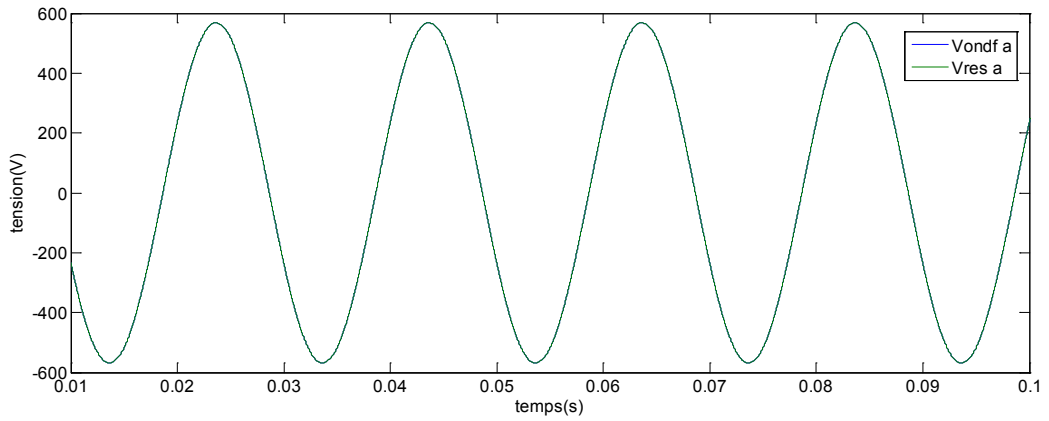


Figure IV.21:La tension $V_{res a}$ et V_{ondf} dans la phase(a).

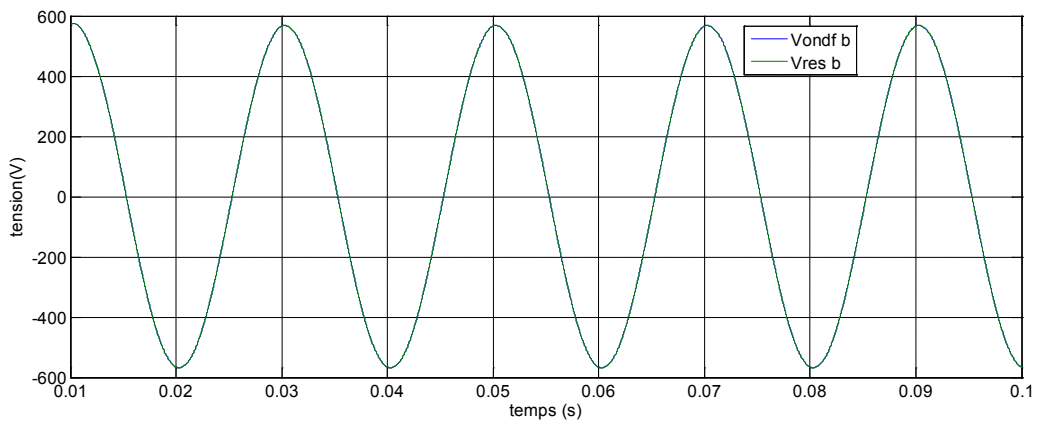


Figure IV.22:La tension $V_{res b}$ et V_{ondf} dans la phase (b).

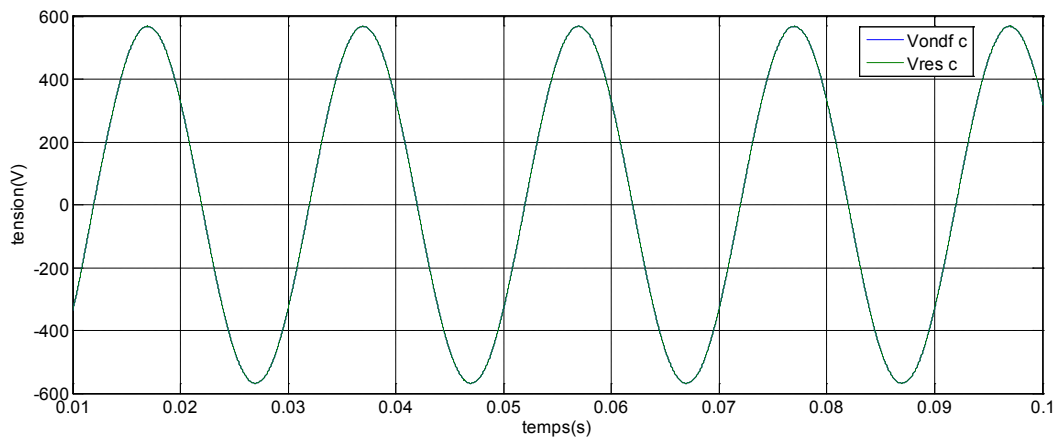


Figure IV.23:La tension $V_{res c}$ et V_{ondf} dans la phase(c).

La puissance active du système :

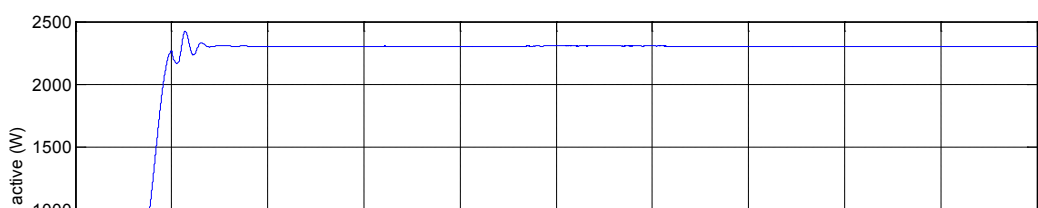


Figure IV.24:La puissance active

Les résultats de simulation montrent que :

- Le courant de la charge est égal à la somme du courant du réseau et de l'onduleur. Le courant de la charge est déphasé par rapport au courant du réseau et de l'onduleur.
- Les tensions de sortie de l'onduleur après filtrage de sortie sont en phase et ont même amplitude par rapport aux tensions du réseau dans chaque phase.
- La fréquence de l'onduleur est très proche de la fréquence du réseau ($f_{res}=50.09\text{HZ}$ et $f_{ond}=52.05\text{HZ}$)
- Le facteur de puissance $F_p=0.9044$
- Les taux de distorsion harmonique ($THD_{res}=0.04849$, $THD_{ond f}=0.02826$, $THD_{sye}=0.01579$)
- Le taux de déséquilibre ($\tau_i=0.6121$ et $\tau_v=0.06362$)

La pollution harmonique était engendrée par l'onduleur MLI, le THDi relatif au courant de la source d'alimentation était de 27.33 %. Les applications étaient intercalées par des méthodologies de dimensionnement du (des) condensateur(s) du bus continu, et de l'inductance de sortie du filtre actif. La qualité du filtrage était très satisfaisante comme on a réussi à réduire le THD à une très faible valeur (1.1579 %).

IV.13. Conclusion

Dans ce chapitre, et afin de montrer le fonctionnement d'une source PV associée à un réseau électrique via un onduleur, nous avons donné les différentes structures d'un système PV connecté directement au réseau et les différentes topologies des onduleurs utilisés dans les systèmes PV pour leur raccordement aux réseaux électriques. Le dimensionnement des différents composants du système a été présenté et la simulation des différents étages est aussi réalisée. Le but de la modélisation et la simulation des composants de la centrale à l'aide du logiciel MATLAB est de mettre en évidence les critères de conception et de dimensionnement des systèmes PV connectés au réseau. Ces critères permettent de déduire l'énergie électrique injectée au réseau.

CONCLUSION GENERALE

Chapitre.V. Conclusion générale

Le travail présenté dans cette thèse a pour objectif d'étudier l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension, non seulement permettrait de réduire le coût de l'installation en supprimant le coût des batteries, car le stockage ne sera plus nécessaire, mais permettrait en plus d'avoir une possibilité de revendre l'énergie excédentaire au réseau et ainsi faire des profits, ce qui amortirait le prix d'investissement initial. Cette étude traite de l'analyse de l'impact de ces nouveaux générateurs. Ces nouvelles sources sont connectées au réseau par l'intermédiaire des convertisseurs statiques et la puissance injectée est fortement variable puisqu'elle est dépendante des conditions atmosphériques de l'éclairage et la température.

Dans les installations d'habitation, le courant solaire produit est d'abord utilisé par l'habitation elle-même, si celui-ci est excédentaire, l'excédent est injecté dans le réseau, donc un système de régulation est obligatoire pour maintenir la tension et la fréquence aux valeurs nominales du réseau quelle que soit la tension d'entrée.

Aussi, et dans le but de réduire les harmoniques hautes fréquences dus à la commande MLI de l'onduleur, un filtre de sortie doit être mis en place afin d'améliorer la qualité de la tension AC produite à partir de la chaîne de conversion GPV-hacheur-onduleur.

En effet, les performances techniques et la fiabilité des onduleurs utilisés pour le raccordement des modules 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.

Après avoir introduit leur concept, on est passé dans le 1^{er} chapitre à étudier la problématique de l'énergie solaire photovoltaïque, la structure de la cellule photovoltaïque et les différents types de celle-ci. Une étude bibliographique a permis de recenser les différents systèmes photovoltaïques pouvant être connectés au réseau.

Dans le 2^{ème} chapitre, on a établi un modèle mathématique de générateur sous environnement MATLAB/Simulink permettant de tracer les caractéristiques I-V et la

caractéristiques P-V pour différents éclairagements et températures solaire et de calculer la puissance maximale délivrée par la cellule photovoltaïque correspondante.

Dans le 3^{ème} chapitre, on a exposé quelque technique d'optimisation de puissance (MPPT) du générateur ainsi que les différentes configurations des convertisseurs de puissance et leurs techniques de commande MLI à porteuse triangulaire ou plus communément appelée MLI intersective, et on lui a associé un technique intelligente qui est la logique floue. On a présenté la simulation sous MATLAB/Simulink de l'ensemble « générateur PV, hacheur survolteur (commande MLI, logique floue), MPPT (type Perturb & observ) ».

Les résultats de simulation sont satisfaisants dans la mesure où la tension de sortie du hacheur suit sa référence particulièrement dans le régime permanent. Le régulateur flou est plus dynamique que le régulateur classique PI avec un temps de réponse nettement plus court.

Enfin, on s'est servi de cette tension régulée pour alimenter l'onduleur PV dont la tension de sortie est bien alternative de valeur max de 900V.

Dans le 4^{ème} chapitre, on a présenté une étude théorique sur les onduleurs connectés au réseau et les différentes structures de système PV connecté directement au réseau.

Le dimensionnement des différentes composantes du système a été présenté et accompagné par des simulations numériques sous *MATLAB/Simulink* des différents étages seront réalisées (onduler, réseau électrique basse tension). On a conclu que les pertes dues à la qualité de l'onduleur ont une influence importante sur l'énergie produite par la centrale PV, d'où la nécessité d'opter pour une technologie permettant l'obtention de la meilleure efficacité annuelle possible de cet élément qui représente l'élément clé et le plus délicat d'une installation PV.

ANNEXES

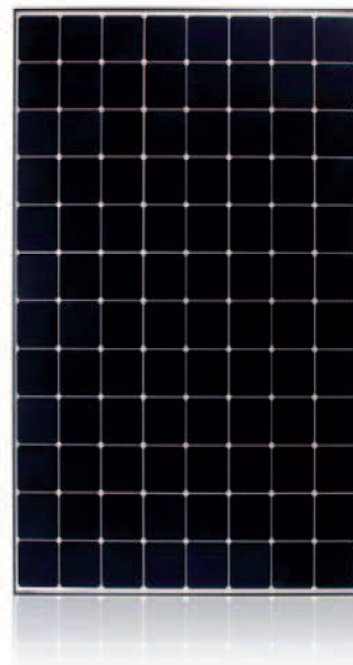
Annexe A : Panneau solaire SunPower 315™

Panneau solaire SunPower 315™

Le panneau solaire SunPower 225™ offre le rendement le plus élevé et les meilleures performances du marché pour des applications domestiques. Les 96 cellules photovoltaïques SunPower à contact arrière qui composent le panneau SunPower 315, ainsi que la conception de panneau optimisée, offrent un rendement sans précédent de 19,3%. Le coefficient tension-température réduit du panneau et son excellente performance par faible ensoleillement lui permettent de produire une quantité d'énergie exceptionnelle par watt crête.

**L'avantage des panneaux SunPower haut rendement :
jusqu'à 50% de puissance en plus.**

Comparatif de technologies installées sur 25 m ²		
	Panneau conventionnel	SunPower
Rendement	165	315
Puissance nominale (Wc)	12,0%	19.3%
kW	3,0	193



Avantages

Rendement le plus élevé

Le rendement du module de 19,3% est supérieur à celui offert par tous les autres fabricants pour des applications domestiques.

Conception élégante

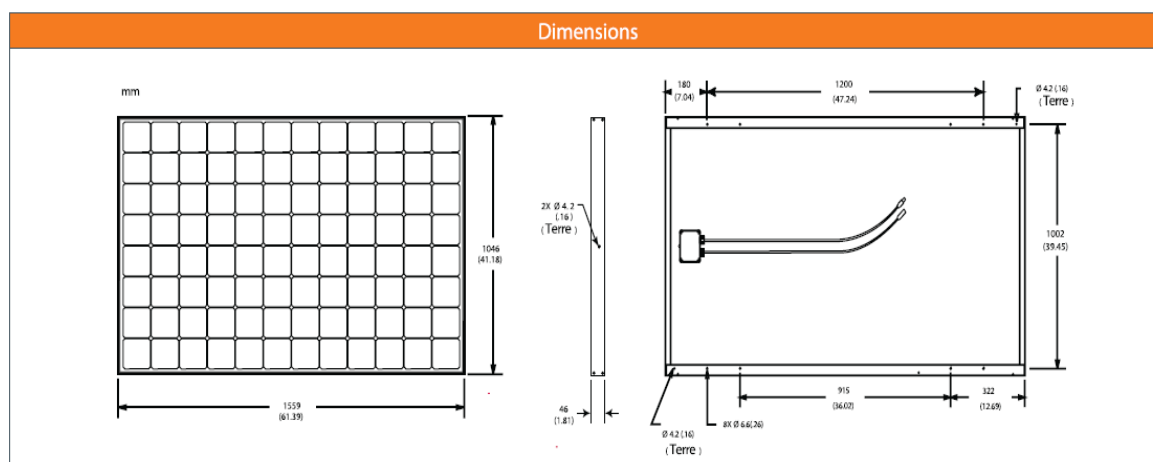
Les cellules photovoltaïques uniques à contact arrière et la conception optimisée du panneau permettent d'éliminer la réflexion importante due aux contacts métalliques placés à l'avant.

Plus de puissance

Le panneau SunPower 315™ produit jusqu'à 50% de puissance en plus pour une surface donnée que les panneaux solaires conventionnels.

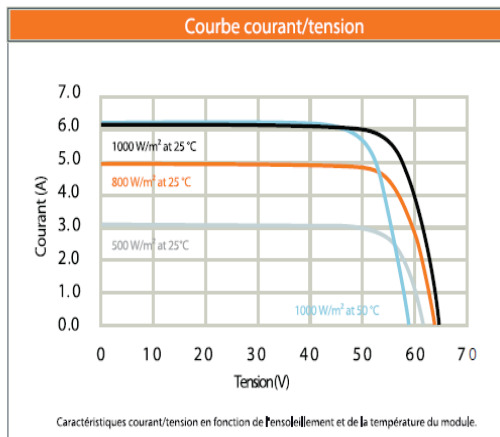
Conception fiable et résistante

Des matériaux ayant fait leurs preuves, tels que la vitre avant en verre trempé et le cadre anodisé résistant, assurent un fonctionnement optimum du module quelles que soient les configurations d'installation.



Données techniques

Caractéristiques électriques		
Mesurées dans des conditions de test standard: ensoleillement de 1000/m', masse d'air de 1,5 g et température de cellule de 25°C		
Puissance nominale (+/-3%)	Pmax	315 W
Tension nominale	Vmp	54,7 V
Courant nominal	Imp	5,76 A
Tension en circuit ouvert	Voc	64.6 V
Courant de court-circuit	Isc	6,14 A
Tension maximum	IEC, UL	1000 V, 600 V
Coefficients de températures	Puissance	-0,38% /°C
	Tension (Voc)	-176,6 mV/°C
	Courant (Isc)	3,5 mA/°C
Valeur nominale des fusibles de série		15 A
Puissance crête par m ²		193 W/m ²
Caractéristiques mécaniques		
Cellules photovoltaïques	96 cellules monocristallines SunPower à contact arrière	
Vitre avant	Epaisseur de 4.0 mm en verre trempé	
Boîtier de connexion	Classe IP-65 avec 3 diodes de dérivation	
Câbles de sortie	Longueur de 900 mm/connecteurs à contacts multiples	
Cadres	Alliage d'aluminium anodisé de type 6063	
Poids	24 kg	
Conditions de fonctionnement testées		
Température	-40°C à + 85°C	
Charge maximale	240 kg/m ² (2400 pascals) à l'avant et à l'arrière	
Résistance à l'impact	Grêle : 25 mm avec une vitesse de 23 m/s	
Garantie et certifications		
Garantie	Garantie de performance : 25 ans	
	Garantie produit : 5 ans	
Certifications	IEC 61215, sécurité conforme à la norme IEC 61730	



SPR-315E-WHT

Annexe B : Programme pour tracer les caractéristiques de générateur PV

```

function Ia=SPR_315 (Va,G,Tac)
K=1.381e-23;
q=1.602e-19;
n=1.3;
Eg=1.12;
Ns=96;
Trk=298;
Voc_Trk=64.6/Ns;
Isc_Trk=6.14;
a=3.5e-3;
Tak=273+Tac;
Vc=Va/Ns;
Isc=Isc_Trk*(1+(a*(Tak-Trk)));
Iph=G*Isc;
Vt_Trk=n*K*Trk/q;
b=Eg*q/(n*K);
Ir_Trk=Isc_Trk/(exp(Voc_Trk/Vt_Trk)-1);
Ir=Ir_Trk*(Tak/Trk)^(3/n)*exp(-b*(1/Tak-1/Trk));
dVdI_Voc=-0.72/Ns;
Xv=Ir_Trk/Vt_Trk*exp(Voc_Trk/Vt_Trk);
Rs=-dVdI_Voc-1/Xv;
Vt-Ta=n*K*Tak/q;
Ia=zeros(size(Vc));
for j=1:5
    Ia=Ia-(Iph-Ia-Ir.*(exp((Vc+Ia.*Rs)./Vt-Ta)-1))./(-1-
    Ir*(Rs./Vt-Ta).*exp((Vc+Ia.*Rs)./Vt-Ta));
end

%effet de la température sur la puissance et la tension ;
Va=0:1:70;
G=1;
hold on

for Tac=0:15:75
    Ia=SPR(Va,G,Tac);
    Pa=Va.*Ia;
    plot(Va,Ia)
    %plot(Va,Pa)
    %[Pm,Im,Vm]=SPR_mpp(G,Tac);
    %plot(Vm,Pm,'r*')
end
grid
xlabel('tension(V)')
ylabel('puissance(W)')
ylabel('courant(A)')
%axis([0 70 0 350])
axis([0 70 0 7])
hold off

%effet de l'eclairement sur la puissance et la tension;
Va=0:1:70;
Tac=25;
hold on
for G=0.2:0.2:1
    Ia=SPR_315(Va,G,Tac);
    Pa=Va.*Ia;
    plot(Va,Ia)

```



```
%plot (Va, Pa)
[Pm, Im, Vm]=SPR_mpp (G, Tac) ;
plot (Vm, Im, 'r*')

end
grid

%ylabel('puissance (W) ')
xlabel('tension (V) ')
%axis([0 70 0 350])
ylabel('courant (A) ')
axis([0 70 0 7])

hold off
```

Annexe C: Programme de MPPT

```
function [Pm, Im, Vm]=SPR_mpp(G, Tac)
Va=51; Pm=0;
dv=0.7;

while Va<65
    Ia=SPR_315(Va, G, Tac);
    Pn=Ia.*Va;
    if Pn>Pm
        Pm=Pn;
        Im=Ia;
        Vm=Va;
    end
    Va=Va+dv;
end
```

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

Bibliographie

- [1] Energie renouvelables, "Centrales photovoltaïques", *Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projet*, PACER, 1996.
- [2] Sylvain Brigande, "Les principes de l'énergie solaire photovoltaïques", *Complément Technique*, Avril 2008.
- [3] A. M. Razali, M. Rahman , G. George , N. Rahim et al, "Analysis and design of new switching lookup table for virtual flux direct power control of grid connected three –phase pwm AC/DC converter", *IEEE Transaction on Industry Application* , Vol.51 ,No.2, pp.1189-1200, 2015.
- [4] Hamza. Bouzeria, "Modélisation et commande d'une chaine de conversion photovoltaïque", *Thèse de Doctorat 3^{ème} cycle LMD en Electrotechnique*, Université Hadj Lakhdar Batna, Avril 2016.
- [5] Serir. Chafiaa, "Optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque", *Mémoire de Magister*, Université de Bejaia, 2012.
- [6] Fromhez , F.Padinger , D.Geyehu , C.Brabec , J.C.Hummelen , Sariciftci, " Comparison of photovoltaic devices containing various blends of polymer and fullerene derivatives", *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol.63, *Iss.1*, pp.61-68, 2000.
- [7] A. Azizi, "Propriétés électrique des composants électronique minéraux et organique, conception et modélisation d'une chaine photovoltaïque pou une meilleure exploitation de l'énergie solaire", *Thèse de Doctorat*, Université Paul Sabatie, Toulouse III, France, 2006.
- [8] R. Chenni, M. Makhlof, A. Bouzid, "A detailed modeling method for photovoltaic cells", *Elsevier, Energy*, 32, 2007.
- [9] L. Protinand, S. Astier , "Convertisseur photovoltaïque", *Technique de l'ingénieur*, D3360, 1996.
- [10] Alain Ricaud, "Photopiles solaire", *ISBN2-88074-326-5*.
- [11] Sofiane Abada, "Etude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur sepic", *Pour l'obtention du grade de maître (M,Sc)*, Université Laval, Quebec, 2011.
- [12] R. Chenni, "Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire", *Thèse de Doctorat*, Université de Constantine, 2007.

- [13] Abdelhalim Borni, "Etude et régulation d'un circuit d'extraction de la puissance maximale d'un panneau solaire", *Mémoire de Magister, Université de Constantine, 2009.*
- [14] Yahia Bakelli, "Etude et dimensionnement d'un convertisseur statique pour la connexion d'un générateur photovoltaïque au réseau", *Mémoire de Magister, Université de Boumerdes, 2004.*
- [15] Nichiporuk, Oleksiy, "Simulation, fabrication et analyse de cellule photovoltaïque à contacts arrières interdigctès", *Thèse de Doctorat, Lyon, 2005.*
- [16] Vincent Benamara, "Etude et simulation d'un panneau solaire raccordé au réseau avec périphérique de stockage", *Mémoire de la Maitrise en Génie Electrique, Université du Québec, 2012.*
- [17] M. Boukli, H. Omar, "Conception et réalisation d'un générateur photovoltaïque Muni d'un convertisseur MPPT pour une meilleure gestion énergétique", *Mémoire de Magister, Université de Tlemcen, Décembre 2011.*
- [18] Djamila Rekioua, Ernest Matagne, "Optimization of photovoltaic power systems -Modelisation, Simulation and Control-" *Green Energy and Technology, Springer, 2012.*
- [19] www.neal-dz.net consulté en 2013.
- [20] Salim Abouda, "Contribution à la commande des systèmes photovoltaïques application aux systèmes de pompage", *Thèse de Doctorat, Université de Reims champagne Ardenne et de l'université de Sfax.*
- [21] Aoun Nouar, " Etude et modélisation des différents modèles de la cellules photovoltaïque établis sur base de valeurs nominales", *Thèse de Magister en physique, Université Mentouri Constantine, 2010.*
- [22] Mohamed Arrouf, "Optimisation de l'ensemble onduleur, moteur et Pompe branche sur un générateur photovoltaïque", *Thèse de Doctorat, Université Mentouri Constantine, 2007.*
- [23] Soltane Belakehal, "Conception et commande des machines à aimants permanents dédiées aux énergies renouvelable", *Thèse de Doctorat, Université Mentouri Constantine, 2010.*
- [24] www.sonelgaz.dz
- [25] Minister de l'énergie et de mines "Guid des énergies renouvelables", *Edition 2007.*
- [26] Brahimi (MEM), "Situation des énergies renouvelable en Algérie", *Conférence sur la maitrise de l'énergie et de l'environnement dans un contexte d'économie de marche, Alger, Algérie.*

- [27] C. Cabal, "Optimisation énergétique de l'étage d'adaptions électrique dédiée la conversion photovoltaïque", *Thèse de Doctorat, Université Toulouse, France 2008*.
- [28] Lilina Cortez, J. Italo Cortez, German Ardul Munoz, " Application of Matlab for simulating the operation of a potovoltaic system in condition of Mexico,"*International Journal of Energy and Environment, ISSUE 2, Vol 4, 2010*.
- [29] Boukebbous Seif eddine, Kerdoun Djallel, Benbaha Nour eddine, Ammar Hachemi, Boutadara Abdelkader, "Effet de l'ombrage sur un système de pompage photovoltaïque", *Journal of Power Electrical, Vol.9, pp.594-604, 2009*.
- [30] Fiche Technique, Solar Project for a clean futur, Panneau solaire Sun Power 315TM
- [31] H.Colin, C. Duvauchelle, all "Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension", *ESPRIT, Avril 2010*.
- [32] M.G.Molina, P.E.Mercado, " Modeling and control of grid connected photovoltaic energy conversion systeme used as a dispersed générateur", *978-1-4244-2218 IEEE, 2008*.
- [33] Ionel Vechiu, "Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome ", *Thèse de Doctorat, Université du Haver, 2005*.
- [34] Geoff Walker, "Evaluating MPPT converter topologies using a matlab PV model ", *Dept of computer Science and Electrical Engineering, University of Queensland, Australia*.
- [35] M. Azab, "A New maximum power point tracking for photovoltaic systems", *In WASET.ORG, vol.34, pp.571-547, 2008*.
- [36] H. Knopf,"Analysis, simulation and evaluation of maximum power point tracking (MPPT) methods for a solar power vehicle ", *Engineering, of Science in Electrical and Computer Engineering, Portland State University, 1999*.
- [37] B. S. Energy,"What is maximum power point tracking (MPPT)", *vol 4.2009*.
- [38] Benoît Issartel,"Conception d'un convertisseur DC/DC de type boost" ,Critères de choix et dimensionnement des composants, note d'application, Polytech-Clermont-Ferrand.
- [39] S. L. Capitaneanu,"Optimisation de la fonction MLI d'un onduleur de tension deux niveaux", *Thèse de Doctorat,Institut National Polytechnique de Toulouse,France, Novembre 2002*.
- [40] H. Bühler, "Le réglage par la logique floue", *Presses Polytechniques Romandes, 1994*.

- [41] A. Kaufmann, "Introduction à la logique floue ", *Techniques de l'Ingénieur, traité Informatique industrielle Doc: A 120 ; R 7 032*.
- [42] Fabrice LOCMONT, "Panneau photovoltaïque et algorithme MPPT a base de logique floue ", *Rapport redige dans le cadre de l'UV BA04 – Energie renouvelables*
- [43] N. Achaibou, A. Malek , N. Bacha, "Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dans l'installation PV", *Revue des Energies Renouvelables, N.spécial (CHEMSS), pp61-66,2000*.
- [44] M. Reggane, D. Djidja, "Etude d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation en électricité d'un centre enfûter de GPL(NAFTAL)", *Mémoire de Master, UMMTO, 2012*.
- [45] D. Shulz, M.Jahn, "Grid integration of photovoltaics and fuel cells", *Master, Power Electronics in Smart Electrical Energy Networks, Springer London, 2008*
- [46] Yann Pankow, "Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque", *Doctort de l'ecole Nationale Supérieure d'arts et Métiers, Laboratoire d'électrotechnique et électronique de puissance de lille, 2004*.
- [47] A. Sarinana Toledo, "Commande directe et observation des convertisseurs de puissance, Application à l'onduleur de tension triphasé ", *Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Novembre 2000*.
- [48] Philippe Barrade, "Electronique de puissance méthodologie et convertisseursélémentaire ", *press polytechnique et universitaire,1ère édition 2006*.
- [49] Touzani Youssef, "Commande aléatoire du convertisseur Buck-Boost triphasé àprélèvement sinusoïdal", *Thèse de Doctorat, Université de Clermont-Ferrand, 2006*.
- [50] M. A. Alali, " Contribution à l'étude des compensateurs actifs des réseaux électriques basse tension", *Thèse de Doctorat, Ecole Doctorale Sciences pour l'Ingénieur, Université Louis Pasteur, Strasbourg, France, Septembre, 20002*.
- [51] P. Pillay, M. Manyage, "Definitions of Voltage Unbalance", *IEEE Power Engineering Review, pp. 50-51, May 2001*.
- [52] Jacques CLADE, "Réseaux électriques ", *Technique de l'ingénieur, Vol.D4000*.
- [53] Valentin Crastau, "Les réseaux d'énergie électriques 1", *Lavoisier 2006*.
- [54] Jean-Claude Sabonnadière, Nouridine Hadjsaid, " Lignes et réseaux électriques ", *Vol.1*.

- [55] P.Bornard et M.Pavard, " Réseau de transport et d'interconnexion de l'énergie électrique : Fonctionnement et réglage ", *Techniques de l'ingénieur, Vol. D, 4090.1-4090.16.*
- [56] M. Boudour,A. Hellal, " Génie Electrique : Réseaux électriques fondamentaux et concepts de Base Cours, Exercice et TP",*vol.1, Département de Génie Electrique Université de l'USTHB ALGER,2010 .*
- [57] H. Akagi et al, "Instantaneous power theory and application to power conditioning", *IEEE Press Series en Power Engineering, John Wiley & Sons Publication, 2007.*
- [58] G.W. Chang & T.-C. Shee, " A novel reference compensating current strategy for shunt active power filter control ", *IEEE Trans. Power Delivery , vol. 19, No. 4, pp1751-1758, October 2004..*
- [59] N. Elhaj *et al*, "Contribution of shunt active power filter control using a double fuzzy PI controller ", *PEMC 2014, Antalya 22-24 September 2014.*
- [60] P. Ladoux, and G. Ollé, " Compensateur d'harmoniques et de puissance réactive", *Publication RESELEC, pp. 1-45, 2002.*
- [61] K.A.Hussein, I.Muta, T.Hoslino " Maximum photovoltaic power tracking in algorithm for rapidly changing atmospheric conditions", *University of allahabad, Avril 2002.*
- [62] Hongbin Vur, Xiaofeng Tao, " Three phase photovoltaic grid-connected generation technology with MPPT function and voltage control ", *National natural science foundation of china (NSFC) , 50607002, 2009.*
- [63] V.Di Dio, C.Rando, " A Mathematical model to determine the electricl energy production in photovoltaic fields under mismatch effet" , *978-1-4244-2544, 2009.*

Résumé :

La consommation énergétique mondiale augmente sans cesse associée malgré la réduction des ressources énergétiques fossiles. Avec l'ouverture des marchés de l'énergie électrique et les incitations étatiques, les productions décentralisées basées sur les énergies renouvelables se développent dans tous les pays. Parmi les sources renouvelables, les éoliennes et les systèmes photovoltaïques (PV) présentent de grands intérêts.

Notre objectif est de raccorder le générateur d'énergie solaire renouvelable au réseau électrique basse tension et de vérifier la disponibilité de toutes les conditions de connexion idéales et d'ajouter le taux d'incertitude de l'onduleur pour assurer une bonne énergie et sans aucune attache au retour du réseau électrique. Une étude générale sur les différentes méthodes de suivi de la puissance maximale MPPT, constitue un préalable pour l'optimisation du convertisseur (DC-DC, (MLI, logique floue)) utilisé dans la plupart des systèmes photovoltaïques (PV). Le tout raccordé à un réseau électrique BT par un onduleur triphasé commandé par MLI.

Mots clé : Photovoltaïques, Hacheur, MPPT, Onduleur, MLI, Réseau électrique.

Abstract:

Global energy consumption is constantly increasing with the reduction of fossil energy resources. With the opening of electric power markets and state incentives, decentralized generation based on renewable energies is developing in all countries. Among renewable sources, wind turbines and photovoltaic (PV) systems presenting great interests.

Our aim is to connect the renewable solar energy generator to the low voltage grid and to check the availability of all ideal connection conditions and to add the uncertainty rate of the inverter to ensure good energy without any Attached to the return of the electrical network. First, a brief theoretical overview of solar technology was presented. Then, we studied and simulated the photovoltaic panel. We have carried out a general study on the various methods that follow the maximum power MPPT, constitutes a study on the converter (DC-DC) used in the majority of the photovoltaic systems (PV) that they are connected to the electrical network and their method (MLI, fuzzy logic). We will try to connect system with a BT network by a three-phase inverter controlled by the MLI.

Keywords: Photovoltaic, Hacheur, MPPT, Inverter, MLI, Electrical network

الملخص

يزداد استهلاك الطاقة العالمي بقوة على الرغم من انخفاض موارد الطاقة الأحفورية و مع افتتاح أسواق الطاقة الكهربائية وحوافز الدولة من أجل تطور المنتجات اللامركزية القائمة على الطاقات المتجددة في جميع البلدان . و من بين مصادر الطاقة المتجددة ، التي يعتمد عليها كثيرا نجد توربينات الرياح وأنظمة الطاقة الكهروضوئية . هدفنا من هذا العمل هو ربط مولد الطاقة المتجددة الشمسية او الكهروضوئية مع الشبكة الكهربائية ذات التوتر المنخفض والتحقق من توفر جميع شروط الوصل المثالي و اضافة معدل الارتبايات للعاكس حتي نضمن طاقة جيدة وخالية من كل الارتبايات وذات فعالية ولا تاثر علي مردود الشبكة الكهربائية. حيث قدمنا دراسة عامة على الطرق المختلفة لمراقبة الحد الأقصى للطاقة MPPT هو شرط أساسي لتحسين المحول (DC-DC) ، الذي نعتمد علي كيريتي (MLI) والمنطق الضبابي لتحكم فيه و التي تستخدم في معظم النظم الكهروضوئية (PV). و ربطها كلها بشبكة طاقة ذات التوتر المنخفض بواسطة عاكس ثلاثي الطور يتم التحكم فيه بواسطة MLI.

كلمات مفتاحية: الطاقة الكهروضوئية ، المحول، MPPT، العاكس ، MLI، الشبكة الكهربائية.