



FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES
DÉPARTEMENT de GÉNIE ÉLECTRIQUE



Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de Master

Spécialité : Génie Electrique

Option : Commande des systèmes électriques

Présenté par :

BELAGRAA SAMIRA

HALLIL ZAHRA

Sujet du mémoire

**CHOIX, DIMENSIONNEMENT ET TOPOLOGIE DES SYSTEMES
PHOTOVOLTAÏQUE RACCORDE AU RESEAU ELECTRIQUE**

Soutenu publiquement devant le jury composé de :

Mr, M. ACED

Mr, Y. MESLEM

Mr,A. SAFA

Mem, KH.BELHCEL

Président

Rapporteur

Co-Rapporteur

Examineur

PROMOTION : 2015

Remerciements

Avant tout,

Nous remercions, en premier et en dernier «**Allah**» le tout puissant, de m'avoir donné le courage et la volonté pour accomplir ce travail

Nous tenons à remercier nos encadreurs Mr. Messlem Youssef et Mr. Safa Ahmed d'avoir posé un sujet très intéressé et pour leurs conseils, leur disponibilité et pour nous avoir fait profiter de leurs Connaissances et de leurs qualités tant professionnelles qu'humaines.

Nos respectueux remerciements à l'ensemble des membres du jury pour l'intérêt porté sur notre travail.

Chapitre I

Figure I. 1 : Chauffage solaire de l'eau collectionneurs de la capacité mondiale, 2000-2013....	6
Figure I. 2 : Centrales électriques thermiques solaires (miroirs plans).	6
Figure I. 3 : Four solaire.	6
Figure I. 4 : Des capacités mondial de l'énergie thermique Solaires à concentration, par pays ou région, 2004,2013.	7
Figure I. 5 : La capacité mondiale totale de Solaire PV, 2004,2013.....	7
Figure I. 6 : La capacité mondiale totale d'énergie éolienne, 2000,2013	8
Figure I. 7 : Production d'électricité d'origine hydraulique.	9
Figure I. 8 : La production mondiale granulés de bois, par pays ou région, 2004-2013	9
Figure I. 9: La capacité d'énergie géothermique et les ajouts, Top 10 pays et le reste du monde, 2013.....	10
Figure I. 10 : Potentiel solaire en Algérie.	11
Figure I. 11 : Pénétration des énergies renouvelables dans la production nationale en TWh .	12
Figure I. 12 : Objectifs du programme algérien des énergies renouvelables.....	13
Figure I. 13 : Vue schématique des différents types de rayonnements.	14
Figure I. 14 : Coupe transversale d'une cellule PV.....	15
Figure I. 15 : Schéma électrique réel d'une cellule photovoltaïque.	16
Figure I. 16 : Courbe des caractéristiques I-V et I-P d'une cellule.	17
Figure I. 17 : Schéma électrique asymptotique d'un module photovoltaïque.	18
Figure I. 18 : Panneaux solaires.	20

Chapitre II

Figure II. 1 : Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur	24
Figure II. 2 : Bus à basse tension alternative [13].	25
Figure II. 3 : Convertisseur de type forward alimentant le bus continu [11].	26
Figure II. 4 : Structure avec convertisseur de type fly-back [11].....	26
Figure II. 5 : Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé.	27
Figure II. 6 : Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV.	28
Figure II. 7 : Exemple de variations de tension sur un réseau BT en fonction de la présence de production PV.	28
Figure II. 8 : Sur tensions sur réseau BT.	29
Figure II. 9 : Dégradation du signal de courant par l'harmonique 18 kHz.	29
Figure II. 10 : Circuit équivalent d'un panneau photovoltaïque avec MATLAB.	31

Figure II. 11 : Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur (DC-DC) contrôlé par une commande (PPM) sur charge DC [14].	33
Figure II. 12 : Le système complet de conversion de l'énergie photovoltaïque.	34
Figure II. 13 : Tension de commande (PWM) du commutateur durant une période de commutation.	35
Figure II. 14 : Schéma électrique d'un BOOST.	35
Figure II. 15:Schéma équivalent du hacheur survolteur à $d \in [0, d_{Te}]$.	36
Figure II. 16:Circuit équivalent d'un hacheur survolteur à $t \in \alpha T_e, T_e$.	37
Figure II. 17:Caractéristique (P_{pv} , V_{pv}) d'un panneau solaire [22].	38
Figure II. 18 : Organigramme de l'algorithme Perturbation et Observation.	39
Figure II. 19 : Schéma bloc de l'algorithme de perturbation et de l'observation (P et O).	39
Figure II. 20 : Onduleur de tension triphasé [24].	40
Figure II. 21 : Schéma de simulation d'une commande MLI.	41
Figure II. 22 : La topologie A « Onduleur Central ».	41
Figure II. 23 : La topologie « Onduleur rangée ».	42
Figure II. 24 : La topologie « Hacheur rangée ».	43
Figure II. 25 : La topologie « hacheur modulaire parallèle ».	44
Figure II. 26 : La topologie « hacheur modulaire série ».	44
Chapitre III	
Figure III. 1 : Schéma électrique global PV raccordé au réseau.	44
Figure III. 2 : Schéma de simulation global PV raccordé au réseau.	45
Figure III. 3 : Block du panneau avec une charge R.	45
Figure III. 4 : Le courant de panneau I_{pv} .	46
Figure III. 5 : La tension de panneau V_{pv} .	46
Figure III. 6 : La puissance de panneau.	47
Figure III. 7 : Le courant de panneau $T(25^\circ\text{C})$.	47
Figure III. 8 : La tension de panneau $T(25^\circ\text{C})$.	48
Figure III. 9 : La puissance de panneau $T(25^\circ\text{C})$.	48
Figure III. 10 : Le courant de panneau $G=1000\text{W}/\text{m}^2$.	49
Figure III. 11 : La tension de panneau $G=1000\text{W}/\text{m}^2$.	49
Figure III. 12 : La puissance de panneau $G=1000\text{W}/\text{m}^2$.	49
Figure III. 13 : Le modèle du générateur photovoltaïque adapté par l'MPPT.	50
Figure III. 14 : La tension d'entrée et de sortie de l'hacheur.	51
Figure III. 15 : Les courants d'entrée et de sortie	51

Figure III. 16 : Les puissances d'entrée et sortie de l'hacheur.	51
Figure III. 17 : Schéma de simulation d'un onduleur a deux niveaux.	52
Figure III. 18 : La tension composée à la sortie de l'onduleur.	52
Figure III. 19 : La tension simple à la sortie de l'onduleur.	53
Figure III. 20 : Le courant simple à la sortie de l'onduleur.	53
Figure III. 21 : Les tensions à la sortie de l'onduleur.	54
Figure III. 22 : Bloc de contrôle courant constant.	55
Figure III. 23 : Détails du bloc de commande.	55
Figure III. 24 : disjoncteur base de temps.	55
Figure III. 25 : Les courants de lignes à la sortie de l'onduleur.	56
Figure III. 26 : Le spectre de courant de sortie de l'onduleur.	56
Figure III. 27 : Les courants de réseau électrique.	57
Figure III. 28 : Le spectre de courant de réseau.	57
Figure III. 29 : Les courants de charge.	57
Figure III. 30 : La puissance active	58
Figure III. 31 : La puissance réactive.	58
Figure III. 32 : Le courant de sortie de boost Vdc	59

Liste de tableau

Tableau I. 1 : Le taux d'ensoleillement pour chaque région de l'Algérie.	10
Tableau I. 2 : Rendement énergétique des trois principales technologies	14
Tableau II. 1 : Les paramètres d'un panneau.	30

Liste des symboles

R_P	Résistances parallèle (Ω).
R_S	Résistance série (Ω).
I	Le courant généré par la cellule (A).
I_d	Le courant de la diode (A).
I_{PV}	Le photo-courant généré par la cellule (A).
I₀	Le courant de saturation inverse de la diode (A).
V	La potentielle thermodynamique (V).
q	La charge de l'électron ($1,60217646 \times 10^{-19} \text{C}$).
A	Le facteur de non idéalité de la jonction P-N ($1 \leq A \leq 3$).
K	La constante de Boltzmann ($1,3806503 \times 10^{-23} \text{ J/K}$).
T	La température réelle de la jonction (K).
N_s	le nombre de cellules connectées en série.
N_P	Le nombre de cellules connectées en parallèle.
I_{PV,n}	Le photo-courant généré dans les conditions nominales (A).
T_n	La température de la jonction dans les conditions nominales (K).
G	L'ensoleillement réel (w/m^2).
G_n	L'ensoleillement nominal (w/m^2).
I_{SO,n}	Courant de saturation en circuit ouvert dans les conditions nominales (A).
V_{OC,n}	La tension en circuit ouvert dans les conditions nominales (V).
K_n	Coefficient de voltage thermique (V/k).
V_{OC}	La tension du circuit ouvert.
Imp_{pp}	La valeur de courant du MPP.

V_{mpp}	La valeur de tension du MPP.
I_{sc}	Le courant de court-circuit.
ΔV	La chute de tension.
R, X	La résistance et la réactance totale de la ligne.
P_G, Q_G	Les puissances active et réactive fournies par PV.
P_L, Q_L	Les puissances active et réactive de consommation.
Q_c	La puissance réactive du dispositif de compensation.
P_{MAX}	La puissance maximale.
T_e	La période de commutation.
α	Le rapport cyclique

Abréviations utilisées

PV	Photovoltaïque.
CES	chauffe-eau solaire.
FNME	le fonds national pour la maîtrise de l'énergie.
CSP	développement du solaire thermique.
CNE	Consommation nationale d'électricité
CIGS	Cuivre-indium-gallium-sélénium.
Cd Te	Cadmium Telluride.
GPV	Générateur Photovoltaïque.
MPPT	The maximum power point tracker.
MPP	point maximal de puissance ("maximum power point").
DC	Courant Continu (Direct Current).
AC	Courant Alternatif (Alternative Current).

GRD	gestionnaire de réseau de distribution.
MT	Moyenne tension.
BT	Basse tension.
MLI	Modulation Largeur d'Impulsion.
PWM	Pulse Width Modulation.
P&O	Perturbation et Observation.
CV	Constant Voltage.
IC	l'Incrémentation de la Conductance.

Introduction générale.....	2
----------------------------	---

CHAPITRE I : Généralité sur l'énergie renouvelable

I.1	Introduction	5
I.2	L'énergie renouvelable	5
I.3	Les différents types d'énergies renouvelables.....	5
I.3.1	Energie solaire.....	5
I.3.1.1	Chauffe eau solaire.....	5
I.3.1.2	Centrale électrique thermique solaire	6
I.3.1.3	Centrale électrique photovoltaïques	7
I.3.2	Energie éolienne	8
I.3.3	Energie hydraulique	8
I.3.4	Energie de biomasse	9
I.3.5	Energie géothermique.....	9
I.4.	Programme national sur les énergies renouvelable	10
I.4.1	Les potentialités algériennes	10
I.5.	Le système photovoltaïque.....	13
I.5.1.	Rayonnement solaire.....	13
I.5.1.1	Rayonnement direct.....	14
I.5.1.2	Rayonnement diffus	14
I.5.1.3.	L'albédo.....	14
I.5.2.	La cellule PV	14
I.5.2.1.	Les différents types de cellules solaires et leur rendement.....	15
I.5.2.2.	Circuit équivalent et modèle mathématique d'une cellule solaire	15
I.5.2.3.	Les caractéristique d'une cellule solaires photovoltaïques.....	17
I.5.3.	Le module photovoltaïque.....	18

I.5.4.	Le panneau solaire	19
I.6.	Les avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque	20
I.7.	Conclusion.....	21

CHAPITRE II : Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau

II.1	Introduction	23
II.2	Raccordement des installations photovoltaïque au réseau public de distribution électrique à basse tension.....	23
II.3	Les différents types de systèmes photovoltaïques	23
II.3.1	Structure générale d'un système photovoltaïque	24
II.3.2	Systèmes connecté directement au réseau.....	24
II.3.2.1	Structure à convertisseur unique	24
II.3.2.2	Structure avec bus à basse tension alternative.....	25
II.3.3	Système à bus continu intermédiaire	25
II.3.3.1	Structure avec convertisseur forward	25
II.3.3.2	Structure avec convertisseur de type fly-back.....	26
II.3.3.3	Structure avec hacheur et onduleur.....	26
II.4	Exigences vis-à-vis des producteurs d'énergie PV.....	27
II.5	Principaux impacts générés par les installations photovoltaïques.....	27
II.5.1	Elévation locale du niveau de tension.....	27
II.5.2	Bosse de tension	29
II.5.3	Harmoniques de courant	29
II.5.4	Injection de courant continu	30
II.5.5	Contribution aux courants de court circuit.....	30
II.5.6	Impact du PV sur les investissements réseau	30

II.5.6.1	Approche globale.....	30
II.5.6.2	Approche locale.....	30
II.6	Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau :.....	30
II.7	Générateur photovoltaïque GPV	31
II.7.1	Modèles d'un panneau photovoltaïque avec MATLAB (Sim-power-système).....	31
II.7.2	Caractéristiques électriques d'un GPV	33
II.8	Etage d'adaptation entre un Générateur PV et une charge	33
II.9	Les systèmes de conversion de puissance photovoltaïque	33
II.10	Convertisseurs DC/DC pour les systèmes photovoltaïques	34
II.10.1	Les types des convertisseurs DC-DC	35
II.10.2	Modélisation d'un hacheur élévateur « Boost »	35
II.11	La technique de commande de L'MPPT.....	37
II.11.1	Les méthodes de poursuite du point de puissance maximale.....	37
II.11.2	Principe des commandes "Perturb and Observe" (P&O).....	38
II.12	Convertisseurs DC/AC pour les systèmes photovoltaïques	39
II.12.1	Les onduleurs.....	39
II.12.2	Structure d'onduleur	40
II.12.3	Commande MLI	40
II.13	Les topologies des champs photovoltaïque	41
II.13.1	A onduleur central	41
II.13.2	L'onduleur « rangée »	42
II.13.3	Le hacheur « rangée »	43
II.13.4	Le hacheur modulaire parallèle	43
II.13.5	Le hacheur modulaire série	44
II.14	Conclusion.....	45

CHAPITRE III : Simulation des systèmes PV connecté au réseau et interprétation des résultats.	
III.1	Introduction47
III.2	Simulation du système photovoltaïque global « PV » raccordé au réseau47
III.3	Schéma de simulation global PV raccordé au réseau48
III.4	Résultats de simulation48
III.4.1	Modélisation du générateur photovoltaïque GPV48
III.4.1.1	Cas particulier l'influence des paramètres météorologique49
III.4.2	Simulation du system photovoltaïque avec hacheur commandé en MPPT52
III.4.3	Simulation de l'onduleur à deux niveaux branché sur source photovoltaïque53
III.4.4	L'interface de raccordement au réseau électrique55
III.4.5	Système de contrôle55
III.4.6	Point de couplage commun (PPC)56
III.4.7	La PLL (Phase Locked Loop)57
III.5	Conclusion59
	Bibliographie.....63

Introduction générale

Les énergies renouvelables se manifestent comme une solution potentielle à la réduction de la pollution. Parmi les moyens de production prometteurs (éolien, hydraulique...), le photovoltaïque (PV) apparaît aujourd'hui comme le plus approprié et le plus abouti à la production d'électricité d'origine renouvelable pour l'habitat. Ajoutons à cela la libéralisation du marché de l'électricité qui introduit des changements majeurs dans le domaine de l'énergie. La multiplication des producteurs indépendants et des productions décentralisées [1].

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules (PV) en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV).

Cependant, le raccordement des systèmes PV au réseau de distribution peut avoir quelques impacts sur les réseaux électriques.

Le but de ce travail est la mise en place par modélisation d'un système de conditionnement pour raccorder les systèmes photovoltaïques et le réseau électrique. Notre mémoire est composé de trois chapitres :

Au premier chapitre, nous présentons un bilan non exhaustif des ressources énergétiques exploitables. On s'intéressera particulièrement aux systèmes de production déjà mis en place, les sources solaires photovoltaïques et on fait une description générale sur le gisement solaire et la production de l'énergie photovoltaïque. Le potentiel national est mis en valeur.

Le deuxième chapitre décrit une étude préliminaire des convertisseurs DC/DC et DC-AC, et leur principe de fonctionnement et les différents types existants. Nous avons aussi présenté les topologies d'un système photovoltaïque leurs principe de fonctionnement leurs avantages et inconvénients et l'étude MPPT (algorithme P&O).

On a présenté l'impact de l'injection de l'énergie renouvelable sur le réseau électrique considéré.

Le troisième chapitre, on va étudier les résultats obtenus des performances de la MPPT et valider l'algorithme de l'injection de puissance dans le réseau à partir de la chaîne de conversion photovoltaïque (panneaux solaires, hacheur). Cela nous permettra de déterminer les contraintes d'utilisation et d'exploitation du réseau électrique hybride. Le réseau pris en charge de cette étude peut être assimilé au besoin d'une maison futur qui utilise deux sources d'énergie. La commande utilisée devra prendre en charge ses besoins en énergie réactive.

L'étude par simulation est effectuée sous l'environnement MATLAB Sim-Power Système. Nous terminons notre travail par une conclusion générale.

I.1 Introduction

Aujourd'hui, en raison de la crise mondiale sur les énergies fossiles entre les pays développés, des nouvelles techniques sont mises à jours comme alternatives. Il s'agit des «énergies renouvelables ». Ces énergies sont incontournables pour le futur. L'Algérie comme tout autre pays est obligé de planifier pour ses besoins énergétiques du futur. Actuellement, les énergies renouvelables représentent 13,5 % de la consommation totale d'énergie comptabilisée dans le monde et 18 % de la production mondiale d'électricité [1].

Nous présentons dans ce chapitre un bilan non exhaustif des ressources énergétiques exploitables. On s'intéressera particulièrement aux systèmes de production déjà mis en place, les sources solaires photovoltaïques.

I.2 L'énergie renouvelable

Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels provoqués principalement par le soleil (l'énergie solaire mais aussi hydraulique, éolienne et biomasse...), la lune (énergie marémotrice...) et la terre (géothermique profonde...), à l'échelle de la durée de vie de l'humanité. Ce n'est pas le cas pour les combustibles fossiles et nucléaires [2].

I.3 Les différents types d'énergies renouvelables

Il existe cinq importants types d'énergies renouvelables: l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la biomasse et la géothermie.

Leur caractéristique commune est de ne pas produire d'émissions polluantes, et ainsi de lutter contre l'effet de serre[3].

I.3.1 Energie solaire

L'énergie solaire est produite par le rayonnement du soleil. On distingue l'énergie photovoltaïque qui est obtenue directement à partir du rayonnement et l'énergie solaire thermique qui utilise la chaleur émise par le rayonnement.

Les techniques pour capter directement une partie de cette énergie sont variées:

I.3.1.1 Chauffe eau solaire

L'énergie solaire est principalement utilisée pour le chauffage de l'eau sanitaire et le chauffage de bâtiments. Cette figure représente la capacité globale mondiale.

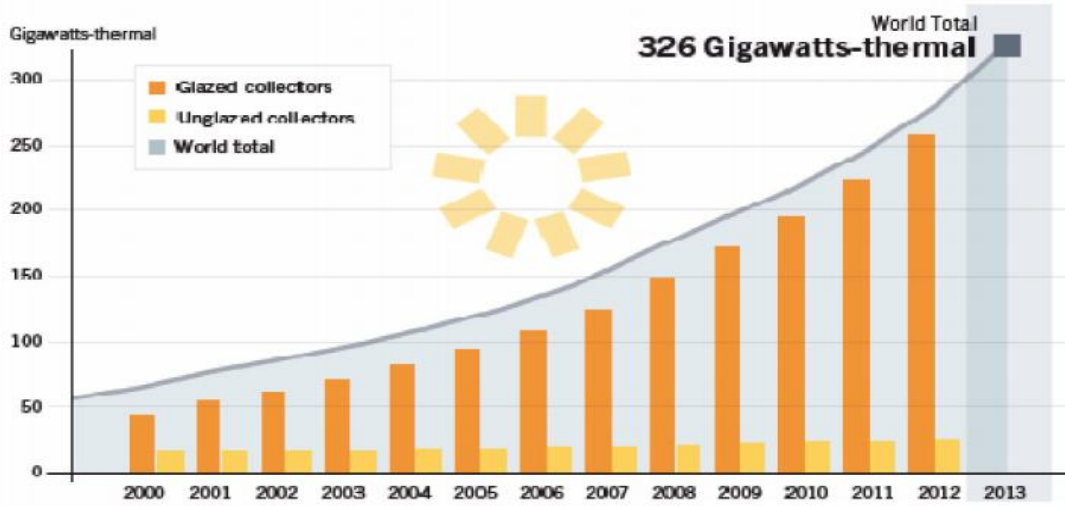


Figure I. 1 : Chauffage solaire de l'eau collectionneurs de la capacité mondiale, 2000-2013.

La pénétration du chauffe-eau solaire (CES) en Algérie reste embryonnaire mais le potentiel est important. Il est prévu, dans ce sens, le développement du chauffe-eau solaire en le substituant progressivement au chauffe-eau traditionnel. L'acquisition d'un chauffe-eau solaire est soutenue par le fonds national pour la maîtrise de l'énergie (FNME) [4].

I.3.1.2 Centrale électrique thermique solaire

Des miroirs orientables reflètent le rayonnement solaire et le concentre sur un réservoir de fluide. Le fluide chauffé et s'évapore entraînant la rotation d'une turbine et produisant ainsi de l'électricité.



Figure I. 2 : Centrales électriques thermiques solaires (miroirs plans).



Figure I. 3 : Four solaire.

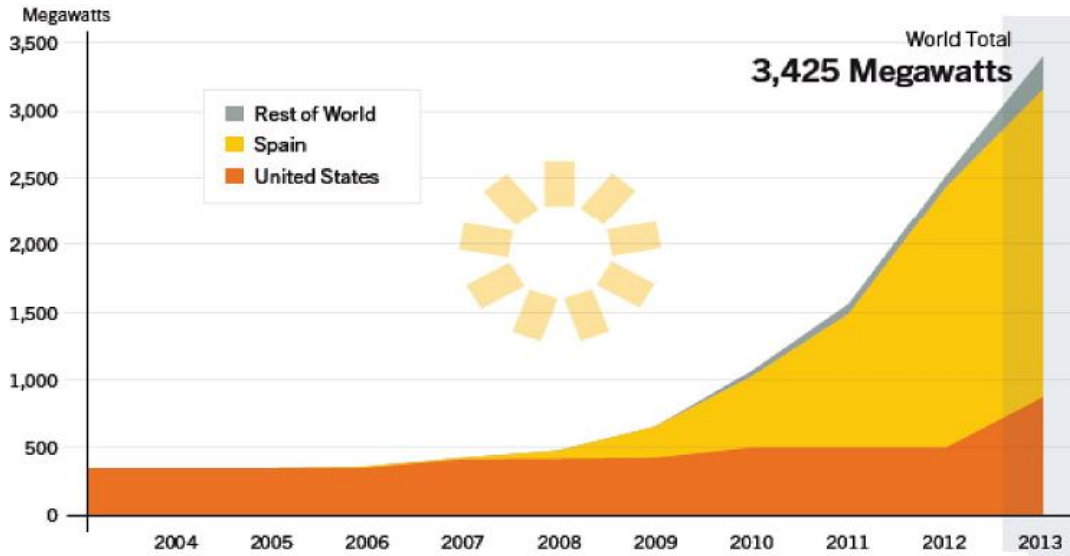


Figure I. 4 : Des capacités mondial de l'énergie thermique Solaires à concentration, par pays ou région, 2004,2013.

L'Algérie entend mettre en valeur son potentiel solaire. Deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune été programmé pour la période 2011-2013. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel d'une puissance de 150 MW, dont 25 MW en solaire. Sur la période 2016-2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1200 MW devraient être mises en service. Le programme de la phase 2021-2030 prévoit l'installation de 500 MW par an jusqu'en 2023, puis 600 MW par an jusqu'en 2030 [4].

I.3.1.3 Centrale électrique photovoltaïques

La lumière solaire (photons) transmet son énergie aux électrons contenus dans un semi-conducteur (qui constitue une cellule photovoltaïque) capable de convertir le rayonnement solaire en électricité.

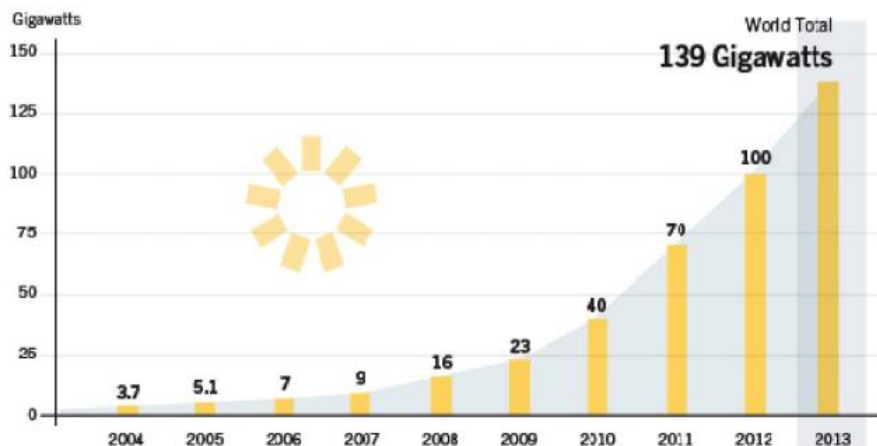


Figure I. 5 : La capacité mondiale totale de Solaire PV, 2004,2013.

I.3.2 Énergie éolienne

Les ancêtres des éoliennes sont les moulins à vent. Les éoliennes produisent de l'énergie, de l'électricité par exemple, à partir du déplacement des masses d'air.

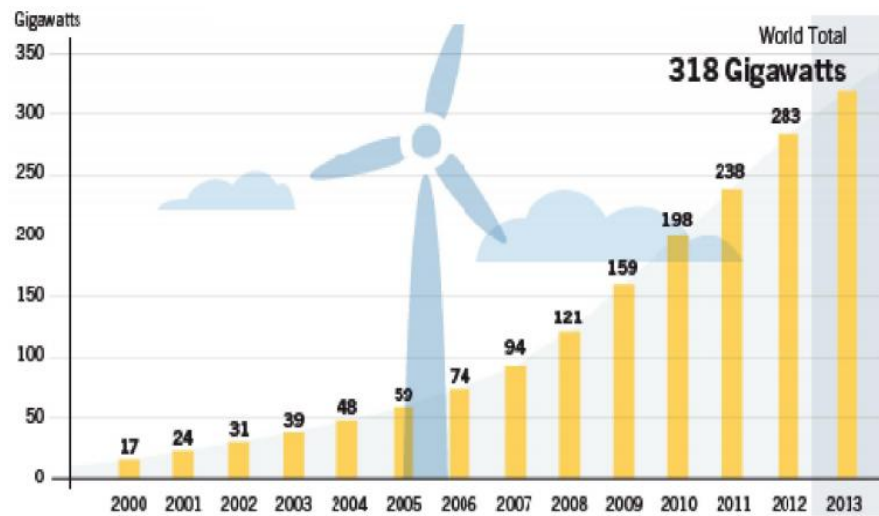


Figure I. 6 : La capacité mondiale totale d'énergie éolienne, 2000,2013 [5].

Le programme énergie renouvelable algérien prévoit dans un premier temps, l'installation de la première ferme éolienne d'une puissance de $10 MW$ à Adrar. Entre 2014 et 2015, deux fermes éoliennes de $20 MW$ chacune devraient être réalisées. Des études sont menées pour détecter les emplacements favorables afin de réaliser d'autres projets sur la période 2016-2030 pour une puissance d'environ $1700 MW$ [4].

I.3.3 Énergie hydraulique

L'énergie hydraulique est directement obtenue par l'eau, que ce soit à partir des marées et courants marins, des vagues, de la rencontre de l'eau douce et de l'eau salée. L'énergie thermique des mers, qui provient de la différence de température entre les eaux profondes et les eaux de surface, est aussi utilisée.

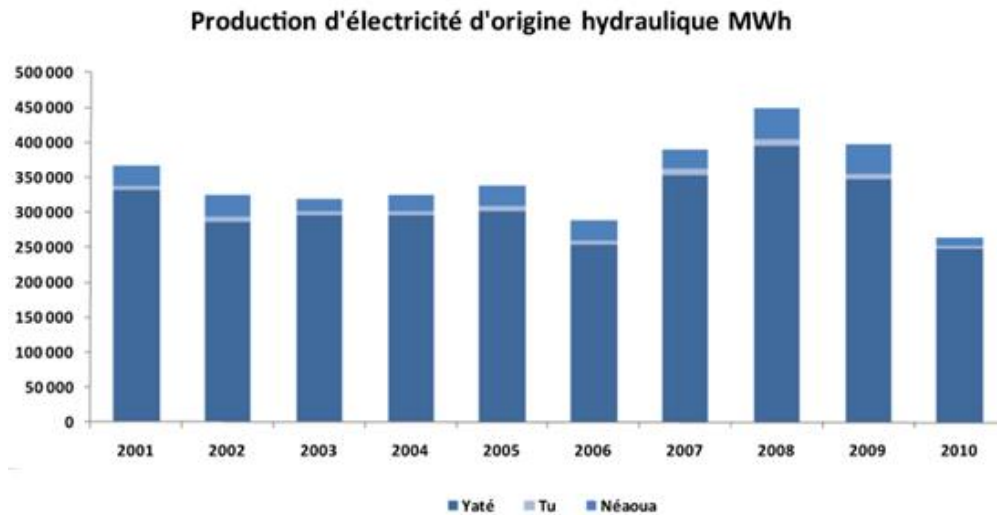


Figure I. 7 : Production d'électricité d'origine hydraulique.

I.3.4 Energie de biomasse

L'énergie biomasse comprend le bois, les biocarburants (issus de végétaux comme le colza ou la betterave) ou encore le biogaz. Cette énergie est produite par la combustion ou la métabolisation de matières organiques.

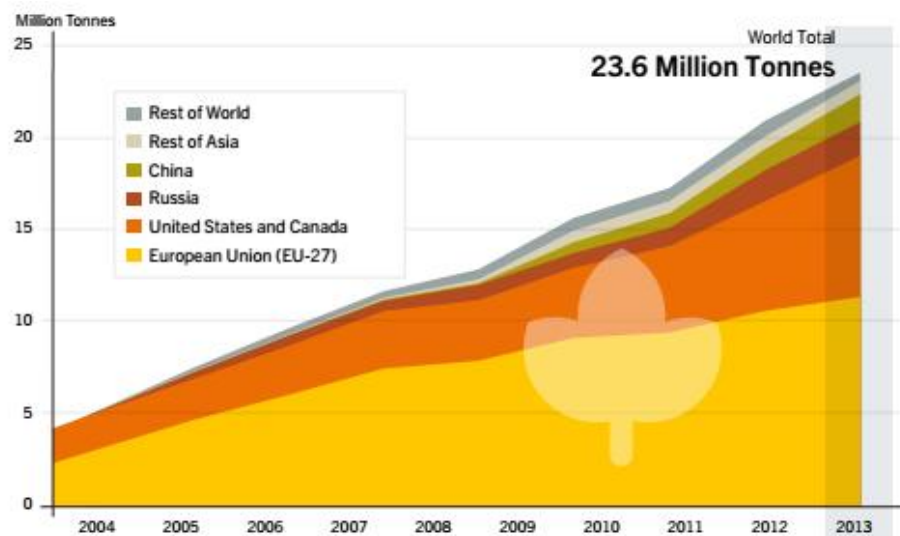


Figure I. 8 : La production mondiale granulés de bois, par pays ou région, 2004-2013 [5].

I.3.5 Energie géothermique

La géothermie est une énergie renouvelable provenant de l'extraction de l'énergie contenue dans le sol. Elle peut être utilisée pour le chauffage mais aussi pour la production d'électricité. Il s'agit de l'une des seules énergies ne dépendant pas des conditions atmosphériques.

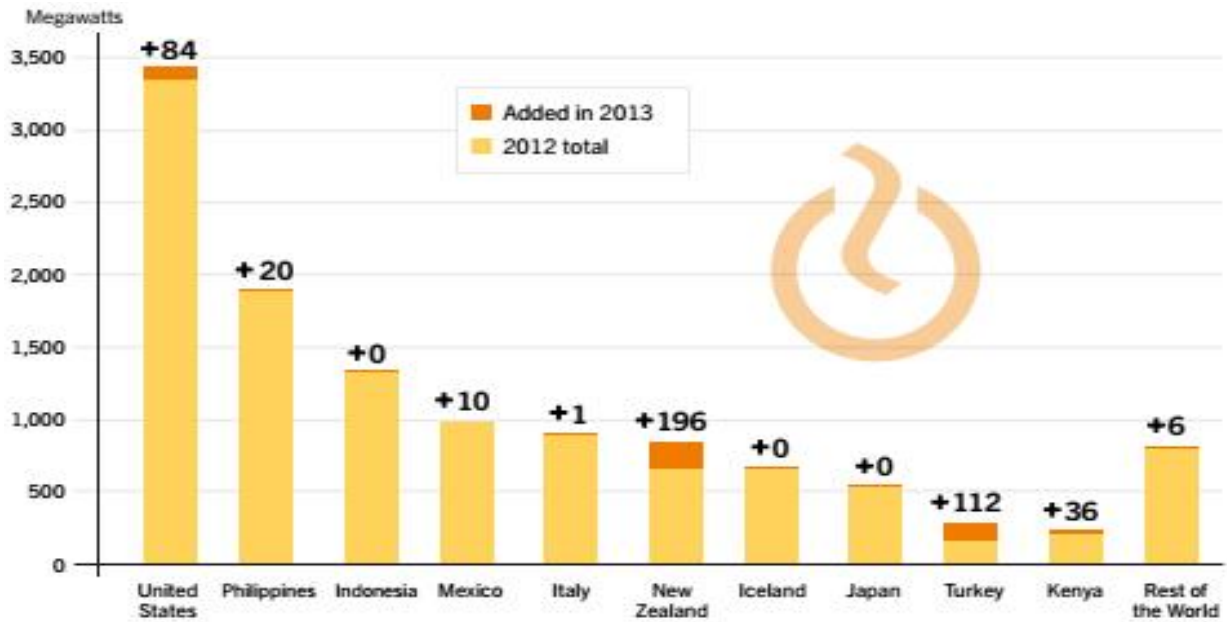


Figure I. 9: La capacité d'énergie géothermique et les ajouts, Top 10 pays et le reste du monde, 2013.

Le potentiel géothermique en Algérie 240 sources thermales (65°C dans la région de l'Ouest, 80°C dans la région Centre, 94°C pour la région de l'Est, 50°C en moyenne dans le Sud).

I.4. Programme national sur les énergies renouvelable

I.4.1 Les potentialités algériennes

De par sa situation géographique, la qualité du rayonnement solaire en Algérie lui permet de se classer parmi les trois pays qui disposent des meilleurs gisements solaires dans le 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 1m² est de l'ordre de 5KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh / m² /an au nord et 2263 KWh /m² /an au sud du pays [5].

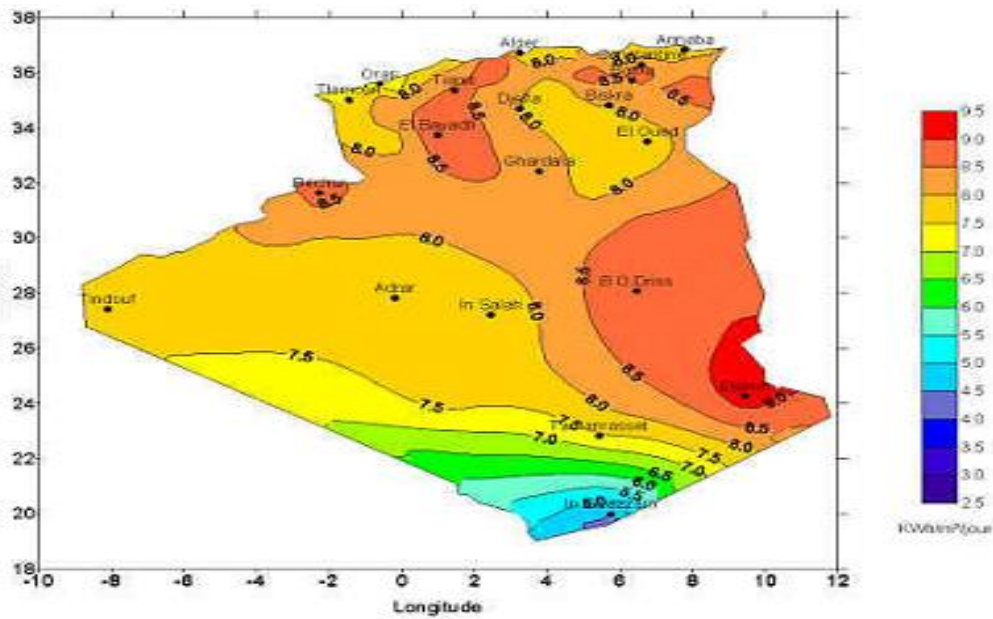


Figure I. 10 : Potentiel solaire en Algérie.

Le tableau suivant indique le taux d'ensoleillement pour chaque région de l'Algérie.

Tableau I. 1 : Le taux d'ensoleillement pour chaque région de l'Algérie.

Régions	Régions coutières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie	4%	10%	86%
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m ² /an)	1700	1900	2650

De ces données on peut envisager la planification des installations en énergie renouvelables selon les spécificités de chaque région :

- **Région du Sud**, pour l'hybridation des centrales existantes et l'alimentation des sites éloignés compte tenu de la disponibilité des espaces et de l'important potentiel solaire et éolien qui privilégie ces régions.
- **Région des Hauts Plateaux**, pour leur potentiel d'ensoleillement et de vent avec possibilité d'acquisition des terrains.
- **Région du littoral**, selon la disponibilité des assiettes de terrain avec l'exploitation de tous les espaces tels que les toitures et terrasses des bâtiments et autres espaces non utilisés.

La figure I.11 ci-dessous représente la pénétration des énergies renouvelables dans la production nationale en *TWh* en Algérie de (2011 à 2030).

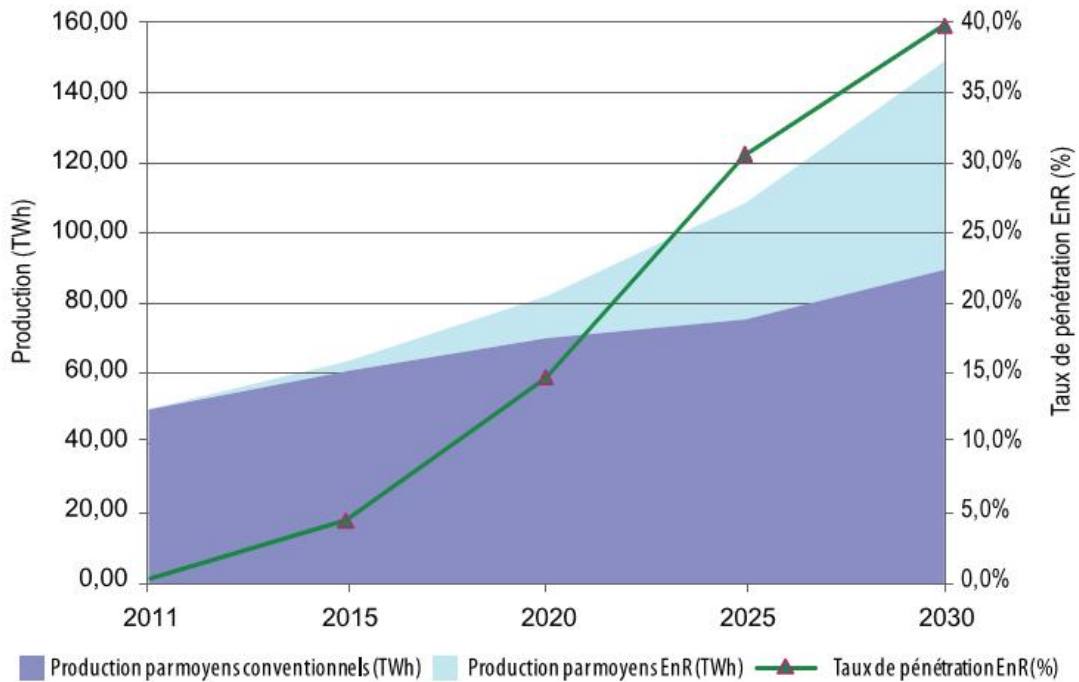


Figure I. 11 : Pénétration des énergies renouvelables dans la production nationale en TWh [4].

Le programme national à l'horizon (2015 - 2030) porte sur le développement du photovoltaïque et de l'éolien à grande échelle, sur l'introduction des filières de la biomasse (valorisation des déchets), de la cogénération et de la géothermie, et également sur le report, à 2021, du développement du solaire thermique (CSP).

La consistance du programme en énergie renouvelables à réaliser pour les besoins du marché national sur la période 2015-2030 est de 22 000 MW dont 12 000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale de l'électricité et 10 000 MW à l'exportation, dont plus de 4500 MW seront réalisés d'ici 2020 selon les publications du ministère de l'énergie [1].

La répartition de ce programme par filière technologique, se présente dans la figure suivante :

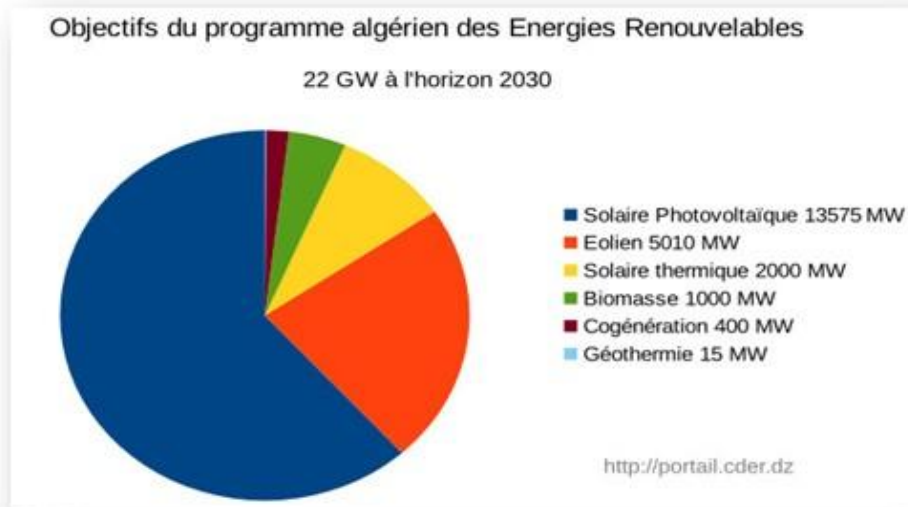


Figure I. 12 : Objectifs du programme algérien des énergies renouvelables.

➤ Situation chiffrée des énergies renouvelable en Algérie

- Puissance installée : + **11 000 MW** dont **275 MW** pour la filière hydraulique et **306 MW** pour les réseaux isolés du Sud.
- Capacité hydraulique : **1,7%** de la puissance installée.
- Parc solaire en fonctionnement : **108** installations **PV**.
- Capacité de raccordement solaire : + **900** foyers.
- Consommation nationale d'électricité - **CNE** : **5 GWH**.

De cela on peut conclure que les énergies renouvelables constituent donc une alternative aux énergies fossiles à plusieurs titres. Elles sont généralement moins perturbatrices de l'environnement, elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et ne produisent pas de déchets. Elles sont inépuisables. Elles offrent une importante indépendance énergétique. Elles autorisent une production décentralisée adaptée à la fois aux ressources et aux besoins locaux.

I.5. Le système photovoltaïque

I.5.1. Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est la matière première de l'énergie solaire. C'est une propagation d'une onde de longueur qui varie entre 0.2 et 4.10^{-6} m. Sans la nécessité d'un support physique pour se déplacer, il arrive au sol après la perte d'une grande partie de son intensité, à cause d'une partie de

l'ultraviolet, qui s'absorbe. On distingue trois types de rayonnement solaire qui représente dans la figure I.13 global, direct, diffus et L'albédo [6].

I.5.1.1 Rayonnement direct

Le rayonnement direct est le rayonnement reçu directement du Soleil. Il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs. Il peut être mesuré par un pyréliomètre.

I.5.1.2 Rayonnement diffus

Le rayonnement diffus est le rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions. Il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil.

I.5.1.3. L'albédo

L'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

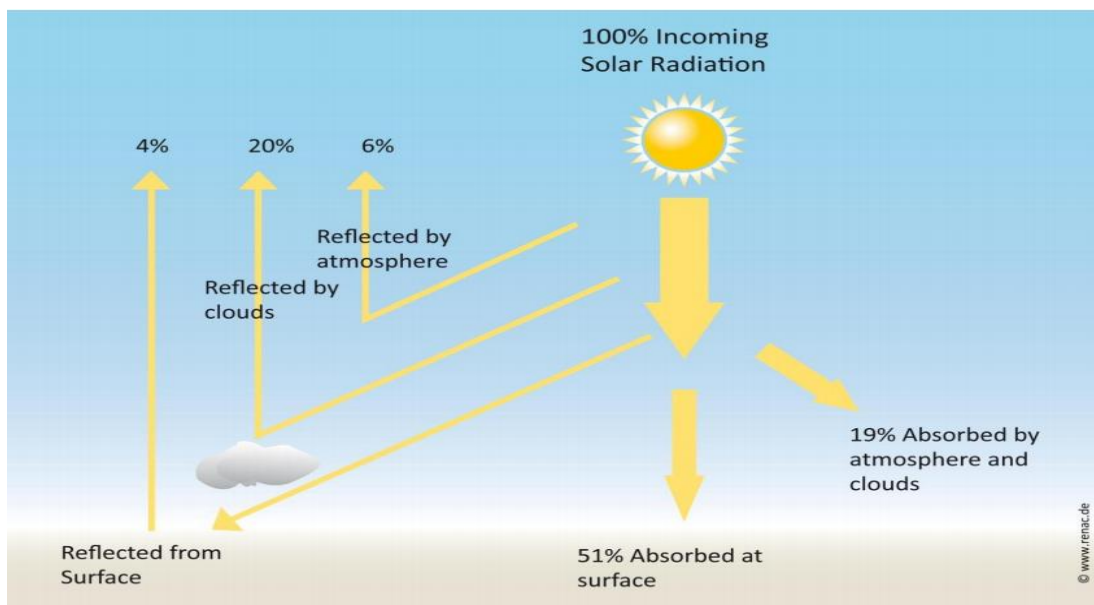


Figure I. 13 : Vue schématique des différents types de rayonnements.

I.5.2. La cellule PV

La cellule PV est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est réalisée à partir d'un matériau semi-conducteur et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Le courant et la tension fournis par une cellule PV dépendent de différents paramètres.

Le fonctionnement de la cellule PV est basé sur un phénomène physique appelé « l'effet photovoltaïque ». La figure I.14 illustre la coupe d'une cellule PV [7].

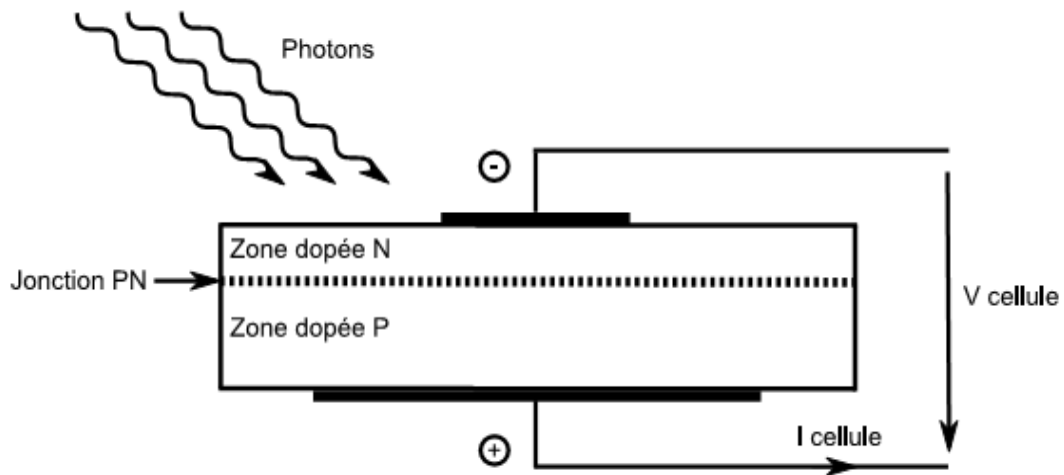


Figure I. 14 : Coupe transversale d'une cellule PV.

I.5.2.1. Les différents types de cellules solaires et leur rendement

Une cellule photovoltaïque peut être réalisée avec de nombreux semi-conducteurs. En réalité il existe aujourd'hui trois principales filières technologiques : le silicium cristallin, les couches minces et les cellules organiques, et autres technologies comme (cuivre-indium-gallium-sélénium (CIGS), cadmium Telluride (CdTe)). Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques, car il est très abondant dans la nature.

Tableau I. 2 : Rendement énergétique des trois principales technologies.

Type de cellule	Cellule à base de silicium monocristallin	Cellule à base de silicium poly cristallin	Cellule à base de silicium amorphe
Coefficient de performance de la cellule (%)	15 – 18	13 – 15	5 – 8

I.5.2.2. Circuit équivalent et modèle mathématique d'une cellule solaire

Le modèle mathématique du générateur photovoltaïque est basé sur le circuit équivalent. Ce circuit est représenté sur la figure I.15 par un générateur de courant I_{CC} , une diode et deux résistances R_s et R_p .

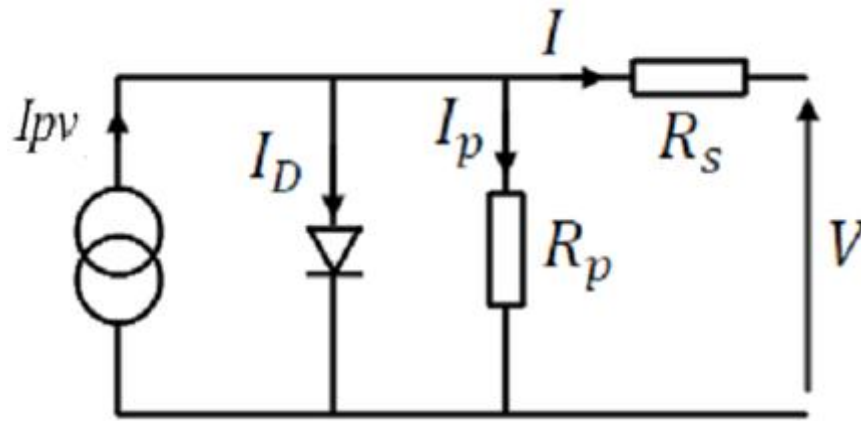


Figure I. 15 : Schéma électrique réel d'une cellule photovoltaïque.

D'après la figure I.17 le courant débité par la cellule PV réel peut être donné par :

$$I = I_{PV} - I_D - I_p \quad (I.1)$$

Le courant délivré d'une jonction P-N en Silicium et la tension à ses bornes, est donnée par :

$$I_D = I_0 \left[\exp \left(\frac{q \cdot V}{A \cdot K \cdot T} \right) - 1 \right] \quad (I.2)$$

Le courant I_p et donné par l'équation suivent

$$I_p = \frac{V + R_s \cdot I}{R_p} \quad (I.3)$$

On remplace ces courants (I_d et I_p) par leurs équations dans l'équation (I.1) on obtient

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\frac{q(V + R_s \cdot I)}{A \cdot K \cdot T} - 1 \right] - \frac{V + R_s \cdot I}{R_p} \quad (I.4)$$

On suppose que $R_s \gg R_p$ ce que fait $I_p \approx 0$ On aura donc

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\frac{q(V + R_s \cdot I)}{A \cdot K \cdot T} - 1 \right] \quad (I.5)$$

I : Le courant généré par la cellule [A].

I_D : Le courant de la diode [A].

I_{PV} : Le photo-courant généré par la cellule [A].

I_0 : Le courant de saturation inverse de la diode [A].

V : La potentielle thermodynamique [V].

q : La charge de l'électron ($1,60217646 \times 10^{-19} \text{C}$).

A : Le facteur de non idéalité de la jonction P-N ($1 \leq A \leq 3$).

K : La constante de Boltzmann ($1,3806503 \times 10^{-23} \text{ J/K}$).

T : La température réelle de la jonction [K].

I.5.2.3. Les caractéristique d'une cellule solaires photovoltaïques

Les cellules (et modules) solaires se comportent de la même manière que les diodes et leurs caractéristiques électriques sont donc représentées à l'aide de courbes (courant - tension). La figure I.16 illustre la courbe I-V d'une cellule solaire et montre le comportement électrique des différentes plages de courant – tension.

I_{SC} : représente le courant de court-circuit, autrement dit la valeur pour laquelle le courant est au maximum et la tension est égale à zéro.

V_{OC} : représente la tension du circuit ouvert, autrement dit la valeur pour laquelle la tension est à son maximum et le courant est égal à zéro.

La ligne bleue représente la courbe de puissance résultante (puissance= courant x tension). Le point maximal de puissance MPP ("maximum power point") correspond à la valeur de courant et de tension pour laquelle la puissance de la cellule solaire est à son maximum. Le maximum de la ligne verte donne la valeur de courant du MPP (I_{MPP}) qui permet d'obtenir la valeur de tension du MPP (V_{MPP}), à partir de la courbe I-V.

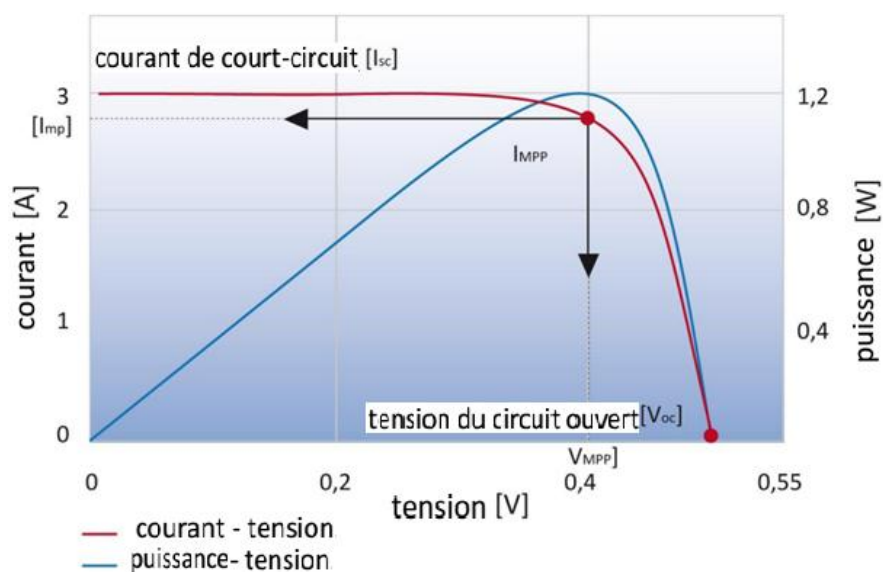


Figure I. 16 : Courbe des caractéristiques I-V et I-P d'une cellule.

I.5.3. Le module photovoltaïque

Un module PV est le plus petit ensemble de cellules solaires interconnectées et complètement protégées contre l'environnement. Généralement il contient également des protections pour protéger les cellules PV d'un fonctionnement qui peut être destructif. Les connexions peuvent être réalisées en parallèle ou en série [7].

Si on pose N_s , le nombre de cellules connectées en série et N_p , le nombre de cellules connectées en parallèle. On obtient un générateur photovoltaïque dont le modèle est le suivant:

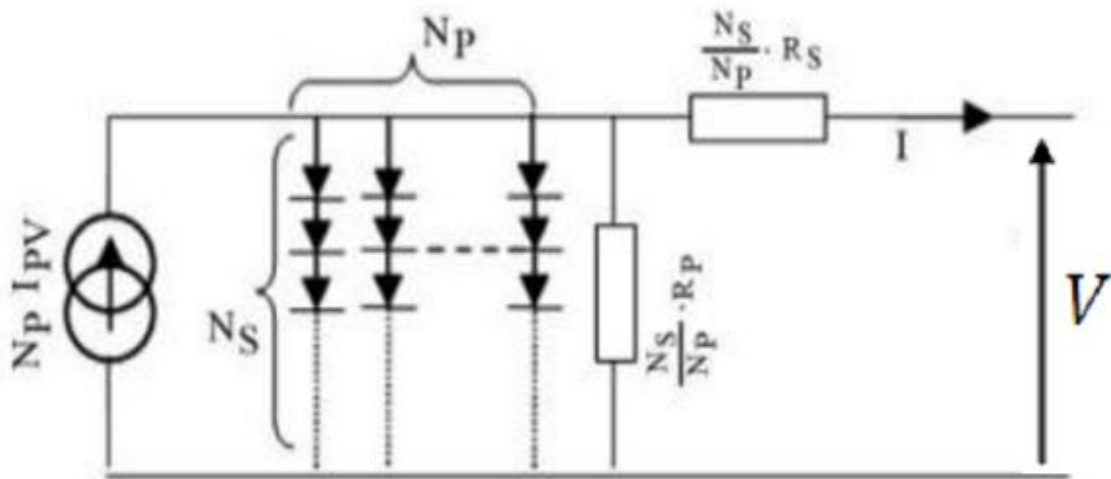


Figure I. 17 : Schéma électrique asymptotique d'un module photovoltaïque.

L'association des cellules en série permet d'augmenter la tension et l'association parallèle des cellules accroître le courant.

La relation entre le courant et la tension dans un générateur photovoltaïque GPV, constitué de plusieurs cellules connectées en série et en parallèle, est donnée par l'équation suivante :

$$I = N_p \cdot I_{PV} - N_p \cdot I_0 \left[\exp \left(\frac{q \left(V + \frac{N_s}{N_p} R_s \cdot I \right)}{A V_t} \right) - 1 \right] \quad (I.6)$$

Avec $V_t = (N_s \cdot K \cdot T)/q$: La tension thermique

Le photo-courant I_{PV} de la cellule dépend de la température et de l'irradiation solaire, est exprimé par [8]:

$$I_{PV} = (I_{PVn} + K_i \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (I.7)$$

$$\Delta T = T - T_n \quad (I.8)$$

$I_{PV,n}$: Le photo-courant généré dans les conditions nominales [A].

T_n : La température de la jonction dans les conditions nominales [K].

T : La température [K].

G : L'insolation réelle [w/m²].

G_n : L'insolation nominale [w/m²].

Le courant de saturation inverse de la diode I_0 dépend fortement de la température.

Il est modélisé l'équation mathématique suivante :

$$I_0 = \frac{I_{s0,n} + K_i \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{oc} + K_v}{A V_t}\right)} \quad (I.9)$$

$I_{s0,n}$: Courant de saturation en circuit ouvert dans les conditions nominales [A].

$V_{oc,n}$: La tension en circuit ouvert dans les conditions nominales [V].

K_n : Coefficient de voltage thermique [V/ k].

Ce modèle sera utilisé pour simuler les variations des grandeurs électriques d'un générateur photovoltaïque en fonction des variations climatiques.

I.5.4. Le panneau solaire

Le panneau solaire ou (champ solaire) se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique.



Figure I. 18 : Panneaux solaires.

Pour chaque panneau on peut avoir autant de sorties que de modules, ce que fait qu'on aura besoin de boîte de dérivation qui regroupe le tous, alors cette boîte de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connections entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie. Cette dernière dépend de la surface, de l'orientation et de l'inclinaison des panneaux, et de l'intensité du rayonnement solaire, et par la technologie utilisée dans la construction (type de cellule solaire).

I.6. Les avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque

Les principaux avantages de l'énergie photovoltaïque sont [9] :

- Sa gratuité.
- Pas de pollution.
- Sa fiabilité et la longue vie de l'installation.
- Sa structure fixe.
- Son coup de maintenance bas.
- Sa flexibilité (dimensionnement selon les besoins, modularité).
- L'installation ne produit aucun bruit.
- Son potentiel illimité 5% de la surface des déserts suffiraient pour alimenter la planète entière.

Les inconvénients de l'énergie photovoltaïque sont :

- Le coût élevé de l'installation.
- Le rendement relativement bas de l'effet photovoltaïque.
- La puissance est réduite lorsque les conditions climatiques sont défavorables (nuages).

- Le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire pour une installation autonome.
- Même si l'électricité produite par une installation photovoltaïque est sans pollution, la fabrication, l'installation et l'élimination des panneaux ont un impact sur l'environnement.

I.7. Conclusion

Ce chapitre nous a permis d'exposer une description générale des Systèmes de génération d'énergie renouvelables qui est une solution de développement durable et une alternative des énergies fossiles.

L'énergie solaire semble être la solution dans les projets mis en place dans notre pays. Les autres ressources thermiques et thermodynamique, restent toujours au stade expérimental. Toutefois, la complexité des procédés de fabrication des modules photovoltaïques et les rendements de production faibles entraînent des coûts très élevés, ce qui freine son développement.

II.1 Introduction

Selon leurs applications, les convertisseurs de puissance sont choisis en configuration et en dimensionnement suivants plusieurs paramètres qui varient suivant la technologie du moment.

Dans le contexte de ce travail, et comme la source initiale est continue et l'énergie électrique sera injecté au réseau alternatif, nous aurions besoin d'une conversion DC/AC. Pour assurer une utilisation optimale de notre système, l'un doit maximiser la puissance PV convertie en utilisant l'une des techniques MPPT connue et adaptées à notre étude [10].

On a opté pour une variante simple dans laquelle l'MPPT est assurée par un premier convertisseur DC/DC et la commande d'injection d'énergie au réseau est assurée par un deuxième convertisseur DC/AC lequel est un convertisseur deux-niveau. Ces deux fonctions peuvent être intégrées si le cahier des charges l'exige.

Une synthèse des principales topologies des convertisseurs DC/DC (Hacheurs dédié à l'MPPT) et DC/AC (onduleur) est présenté avec différentes structures, leurs principe de fonctionnement leurs avantages et inconvénients. En plus du modèle général du panneau utilisé dans la suite du travail on a présenté l'impact de l'injection de l'énergie renouvelable sur le réseau électrique considéré.

II.2 Raccordement des installations photovoltaïque au réseau public de distribution électrique à basse tension

Les installations photovoltaïques de plus de 10 KVA peuvent être raccordées en BT ainsi que en MT.

Une installation PV est considérée par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) comme une unité de production décentralisée. Comprenant au moins un générateur qui produit de l'électricité et dont l'appel de production n'est pas coordonné de manière centralisée. La demande de raccordement doit être introduite au prés du GRD.

II.3 Les différents types de systèmes photovoltaïques

Un système photovoltaïque se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs.

II.3.1 Structure générale d'un système photovoltaïque

Il existe deux types de structures de système photovoltaïque connecté [11]:

- **Les systèmes à connexion directe au réseau:** cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque connecté directement, à l'aide d'un onduleur au réseau électrique.
- **Le système à bus continu intermédiaire:** Le générateur photovoltaïque est connecté par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu. Un onduleur délivre une tension modulée, celle-ci est filtrée pour réduire le taux d'harmonique, on obtient alors en sortie de ce dispositif une tension utilisable pouvant être injectée dans le réseau.

Il existe plusieurs architectures pour les dispositifs permettant de convertir la tension continue issue du générateur photovoltaïque en une tension sinusoïdale utilisable.

Dans la suite de cette partie, différents montages seront décrits, en précisant leurs avantages et inconvénients.

II.3.2 Systèmes connecté directement au réseau

II.3.2.1 Structure à convertisseur unique

Le dispositif présenté par la figure II.1 est le plus simple. 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. 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 [11].

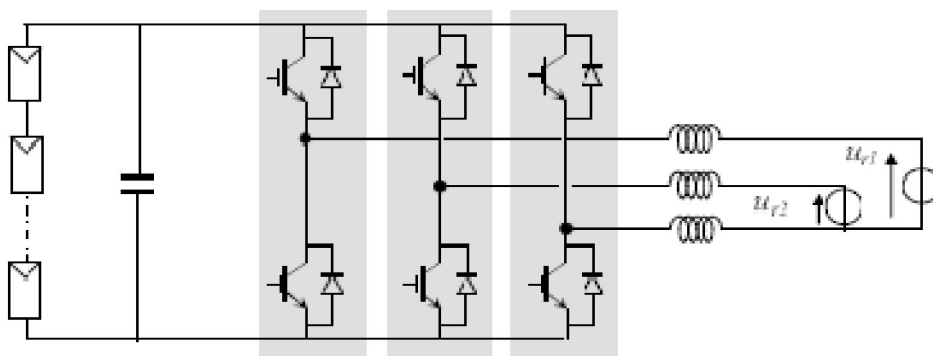


Figure II. 1 :Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur [11].

II.3.2.2 Structure avec bus à basse tension alternative

La figure II.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.

Le faible niveau de tension dans le bus est l'avantage majeur de ce type de montage [11].

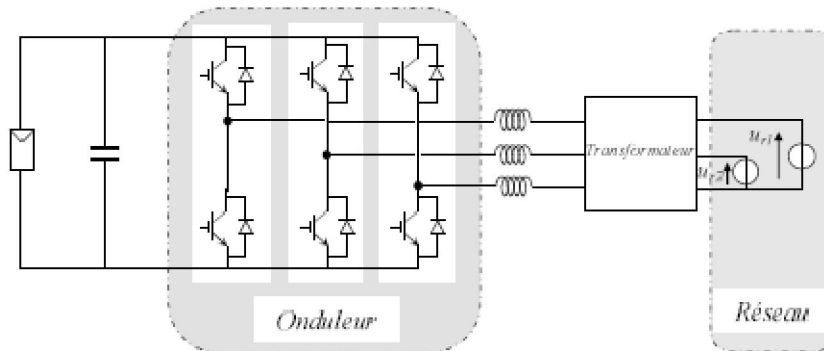


Figure II. 2 : Bus à basse tension alternative [13].

II.3.3 Système à bus continu intermédiaire

II.3.3.1 Structure avec convertisseur forward

La figure II.3 présente un convertisseur forward qui est capable d'augmenter la tension en série du module photovoltaïque jusqu'à 350 V. La conversion continu-alternative se fait de façon relativement simple, grâce à un onduleur centralisé. Les inconvénients majeurs de ce montage sont [11]:

- La capacité doit être relativement importante, à cause des ondulations du courant en sortie du module.
- La tension élevée qui traverse le bus continu réduit la sécurité du personnel d'entretien.

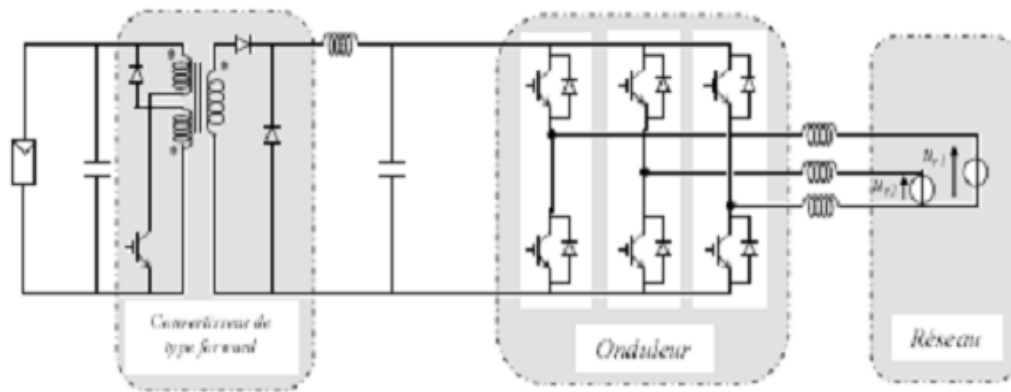


Figure II. 3 : Convertisseur de type forward alimentant le bus continu [11].

II.3.3.2 Structure avec convertisseur de type fly-back

La figure II.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 désirée. L'inconvénient du transformateur est qu'il génère des pertes et qui augmente le coût de l'installation [11].

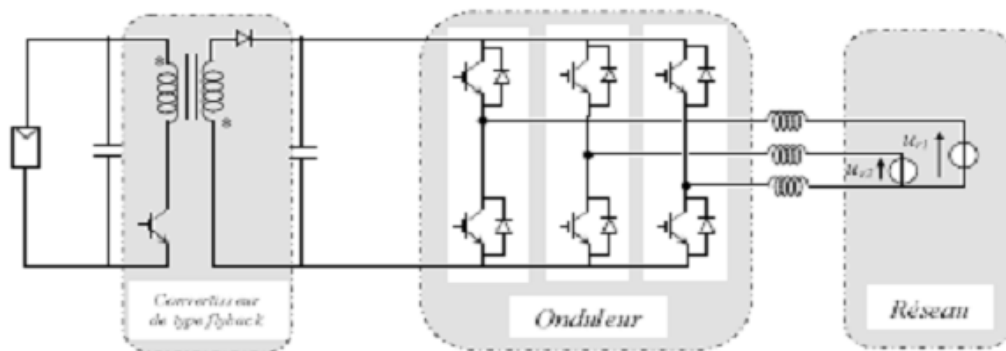


Figure II. 4: Structure avec convertisseur de type fly-back [11].

II.3.3.3 Structure avec hacheur et onduleur

La figure II.5 représente un hacheur qui élève la tension en sortie du module photovoltaïque. Avec le hacheur, il est difficile d'élever la tension en sortie des modules plus de 4 à 5 fois pour obtenir une tension continue suffisamment grande. On adjoint un onduleur pour avoir une sortie sinusoïdale. 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 [11].

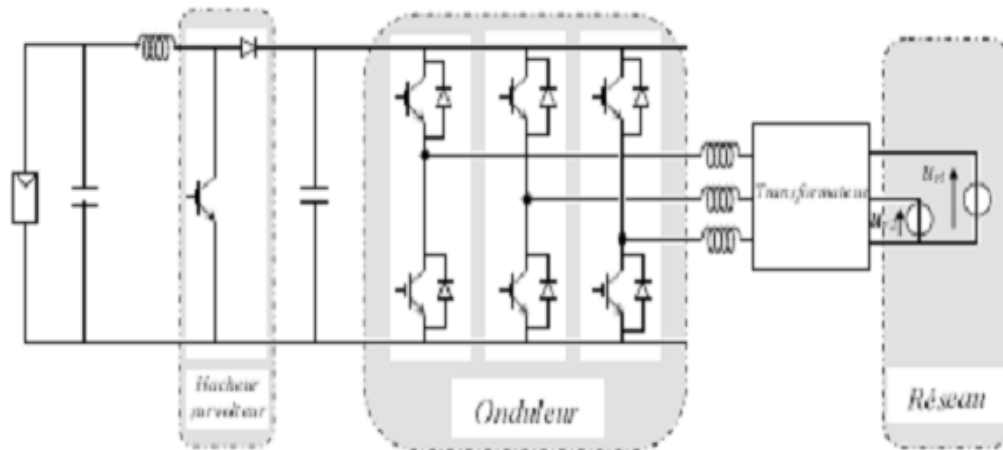


Figure II. 5 : Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé.

II.4 Exigences vis-à-vis des producteurs d'énergie PV

Le producteur devra communiquer au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité les caractéristiques techniques de son installation de production qui sont nécessaires à la définition du raccordement ainsi que, à la demande du gestionnaire, les éléments justificatifs attestant:

- L'aptitude de l'installation de production à fonctionner dans les conditions normales de tension et de fréquence rencontrées sur le réseau public de distribution d'électricité et sans limitation de durée.
- L'aptitude de l'installation de production à rester en fonctionnement lorsque la fréquence ou la tension sur le réseau public de distribution d'électricité atteint des valeurs exceptionnelles et pendant des durées limitées.

II.5 Principaux impacts générés par les installations photovoltaïques

II.5.1 Elévation locale du niveau de tension

Les variations de tension d'un réseau électrique dépendent des caractéristiques de ce réseau ainsi que du nombre et de la nature des installations électriques raccordés à ce réseau figure II.6. Les installations consommatrices d'énergie auront tendance à provoquer des baisses de tension alors que les installations de production auront tendance à générer des hausses de tension. Cela implique de la part du GRD (gestionnaire de réseau de distribution) de faire un choix en termes de gestion du plan de tension. Ces élévations de tension seront d'autant plus notables qu'il y aura beaucoup de PV et peu de charges.

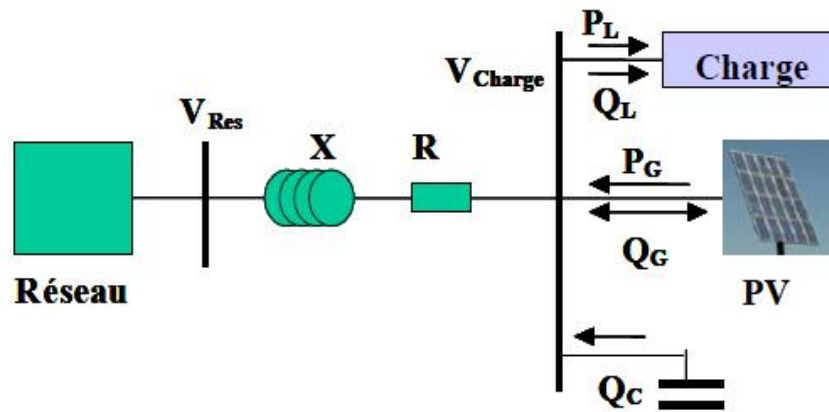


Figure II. 6 : Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV.

Sur un réseau de distribution en présence d’installations PV, la chute de tension ΔV entre le réseau amont et le point de raccordement d’une installation PV via une ligne figure II.6 est déterminée par la formule:

$$\Delta V = \frac{R(P_G - P_L) + X(\pm Q_G - Q_L + Q_C)}{V} \tag{II.1}$$

R, X : sont la résistance et la réactance totale de la ligne.

P_G, Q_G : sont les puissances active et réactive fournies par PV.

P_L, Q_L : sont les puissances active et réactive de consommation.

Q_C : est la puissance réactive du dispositif de compensation.

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

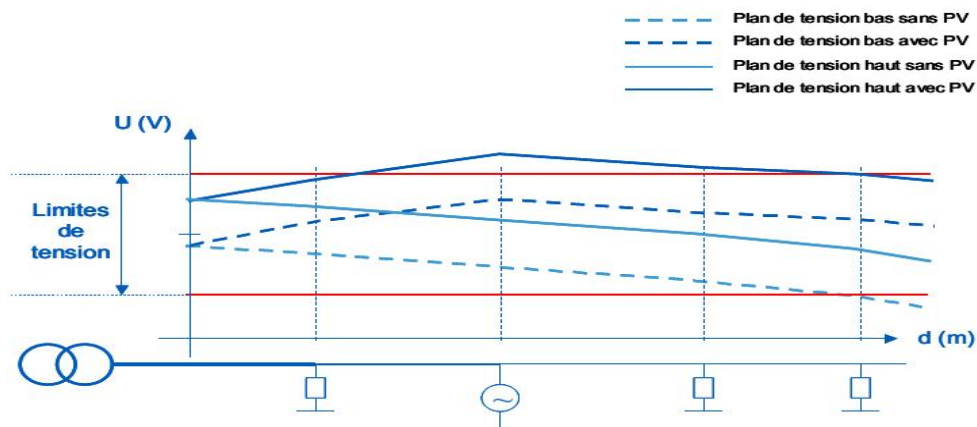


Figure II. 7 : Exemple de variations de tension sur un réseau BT en fonction de la présence de production PV.

II.5.2 Bosse de tension

La coupure sur le réseau (BT ou HTA) était effectuée en amont des onduleurs, de telle sorte qu'un ou plusieurs onduleurs devenaient isolés du réseau. La surtension peut alors dépasser 200 % de la valeur nominale de la tension avant que le ou les onduleurs se déconnectent.

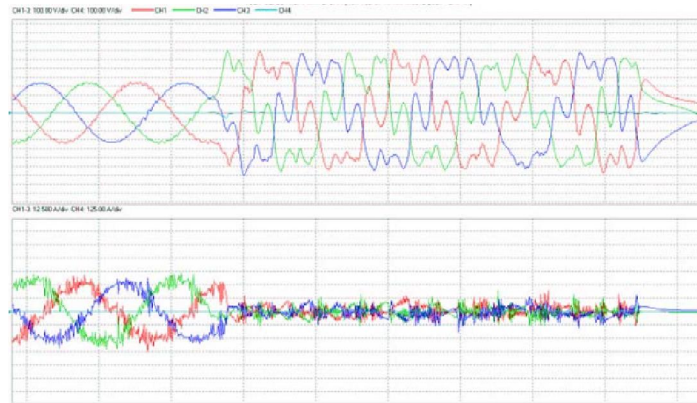


Figure II. 8 : Sur tensions sur réseau BT.

II.5.3 Harmoniques de courant

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

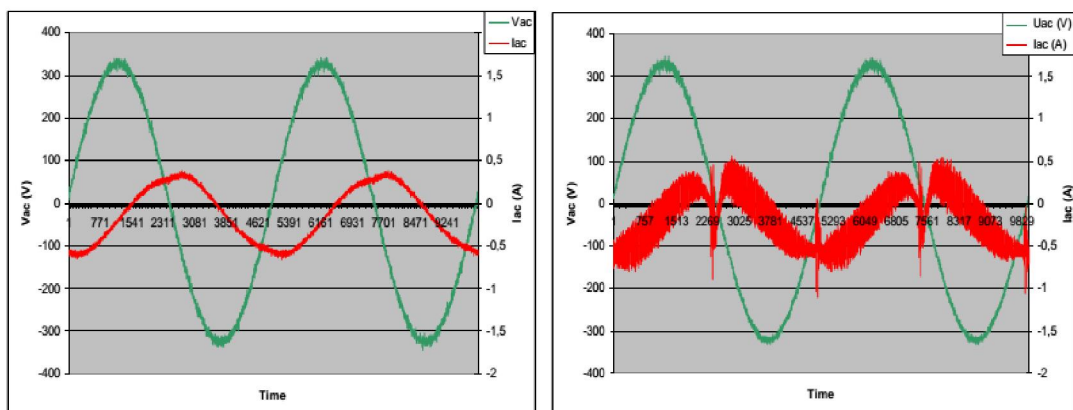


Figure II. 9 : Dégradation du signal de courant par l'harmonique 18 kHz.

II.5.4 Injection de courant continu

La présence de courants DC dans les réseaux de distribution peut :

- Affecter le bon fonctionnement des dispositifs de coupure différentiel.
- Créer des dysfonctionnements des compteurs d'énergie.
- Affecter la durée de vie des composants du réseau, notamment à travers une augmentation de leur corrosion.

II.5.5 Contribution aux courants de court circuit

Dans le cas d'un court-circuit sur le réseau, le courant de court-circuit pourrait théoriquement être en partie apporté par le générateur PV, ce qui perturberait la détection du défaut par les dispositifs de protection prévus sur le réseau.

Cette situation se présenterait plus particulièrement en bout de réseau, avec des lignes à forte impédance et une pénétration importante de PV. En premier lieu les conséquences seraient principalement la mauvaise coordination du déclenchement des dispositifs de protection du réseau (fusibles et sectionneurs). De manière générale il est tout de même considéré que la contribution du PV au courant de court circuit est limitée par construction (choix des IGBT) du fait de la faible différence (10-20%) entre le courant de court circuit fourni par l'onduleur et son courant nominal [13].

II.5.6 Impact du PV sur les investissements réseau

II.5.6.1 Approche globale

L'idée selon laquelle la production photovoltaïque pourrait contribuer à la réduction des investissements réseau est fautive si l'analyse est faite au niveau global.

II.5.6.2 Approche locale

Lorsque l'analyse est réalisée au niveau local, les profils de charge peuvent varier et conduire à des conclusions différentes.

II.6 Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau :

Les problèmes concernant l'interconnexion du système photovoltaïque au réseau sont [13]:

- Le débrogage de système photovoltaïque si le réseau présente une défaillance.
- La protection contre la foudre.

- La qualité de puissance fournie au réseau.
- Les effets des systèmes multiples sur une partie du réseau, en particulier monophasé non équilibré.
- Le dosage fiable des flux de puissance.
- Risques techniques et financiers.

II.7 Générateur photovoltaïque GPV

Le terme générateur photovoltaïque GPV est utilisé pour désigner, selon l'application considérée, un module ou un panneau PV.

II.7.1 Modèles d'un panneau photovoltaïque avec MATLAB (Sim-power-système)

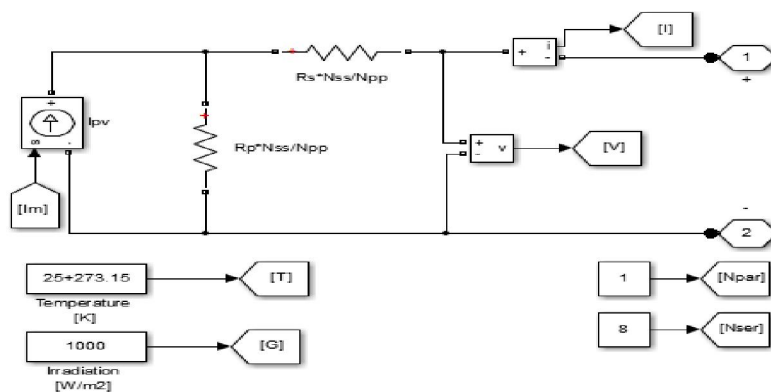
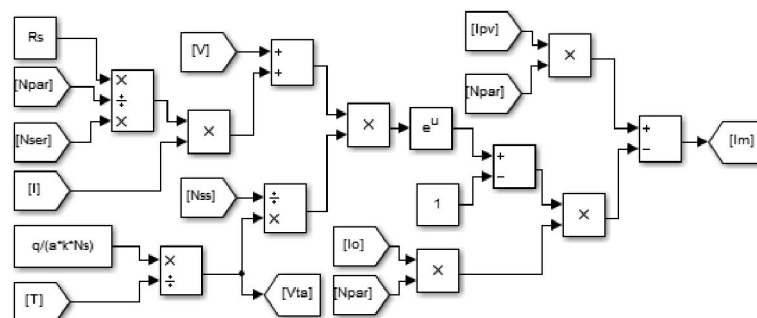


Figure II. 10 : Circuit équivalent d'un panneau photovoltaïque avec MATLAB.

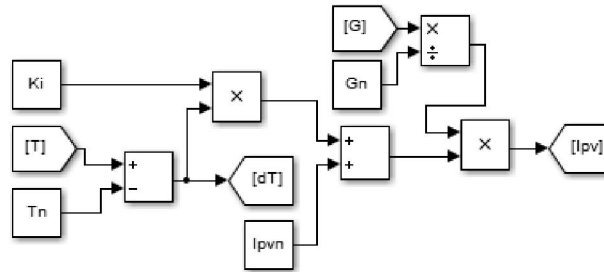
- L'équation de courant I_m [14]

$$I_m = I_{PV} N_{par} - I_0 N_{par} \left[\exp \left(\frac{v + R_s \left(\frac{N_{ser}}{N_{par}} \right)}{V_t a N_{ser}} \right) - 1 - \frac{v + R_s \left(\frac{N_{ser}}{N_{par}} \right)}{V_t a N_{ser}} I \right] \quad (II.1)$$



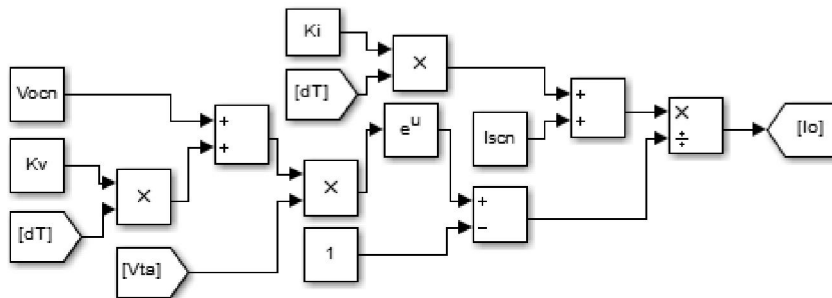
- L'équation de courant I_{PV}

$$I_{PV} = (I_{PVn} + K_i \Delta T) \frac{G}{G_n} \tag{II.2}$$



- L'équation de courant I_0

$$I_0 = \frac{I_{scn} + K_i \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{ocn} + K_v \Delta T}{aV_t}\right)} - 1 \tag{II.3}$$



- Les caractéristiques électriques de ce module photovoltaïque à la température 25°C et l'irradiation sont $1000W/m^2$ données dans le tableau suivant :

Tableau II. 1: Les paramètres d'un panneau.

V_{oc}	32.99 V	N_s	54
I_{sc}	8.21 A	$I_{0,n}$	9.8214 e-10A
K_i	0.0032 A/K	$I_{PV,n}$	8.214A
K_v	-0.1230 V/K	a	1.3
R_s	0.221 Ω	R_p	415.405 Ω
$P_{max,e}$	200.143W		

II.7.2 Caractéristiques électriques d'un GPV

La prédiction du comportement électrique d'un GPV est primordiale, car elle est à la base de la prédiction de l'énergie qui sera délivrée. Les données disponibles généralement pour faire cette prédiction sont les informations données par le fabricant du module ou panneau PV, l'emplacement géographique et le climat local suit. Les caractéristiques électriques se résument généralement par le courant de court-circuit I_{OC} , la tension de circuit ouvert V_{OC} et la puissance maximale P_{MAX} .

II.8 Etage d'adaptation entre un Générateur PV et une charge

A fin d'extraire, à chaque instant, le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et de la transférer à la charge, un étage d'adaptation est utilisé. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments. Il assure, à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur. L'adaptateur communément utilisé en PV est un convertisseur statique (convertisseur de puissance DC/DC). La structure de conversion est choisie en fonction de la charge à alimenter. Elle peut être survoltrice ou dévoltrice.

La figure II.11 présente le schéma de principe d'un module photovoltaïque doté d'un étage d'adaptation (DC-DC) entre le (GPV) et la charge.

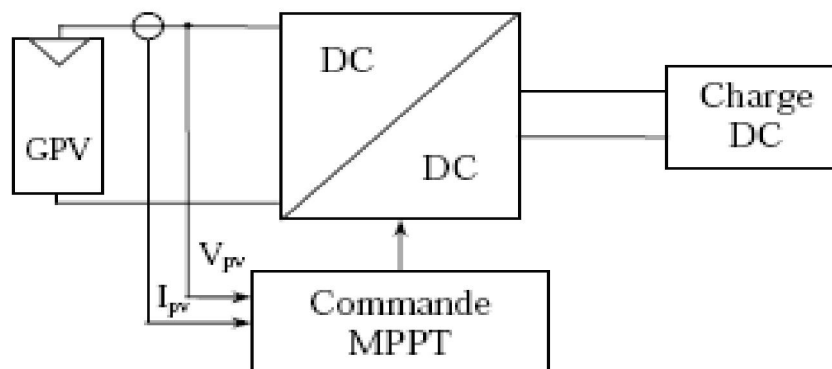


Figure II. 11 : Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur (DC-DC) contrôlé par une commande (PPM) sur charge DC [14].

II.9 Les systèmes de conversion de puissance photovoltaïque

La conversion de puissance peut contenir les deux étapes, une première conversion DC/DC puis une conversion DC/AC. Dans les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux, le convertisseur DC/DC a généralement le rôle d'augmenter la tension pour que l'onduleur puisse réaliser un courant sinusoïdal à la tension du réseau figure II.12. Les convertisseurs sont reliés par un bus DC.

Les fonctions demandées par les applications PV peuvent ici être réparties entre les deux convertisseurs [15].

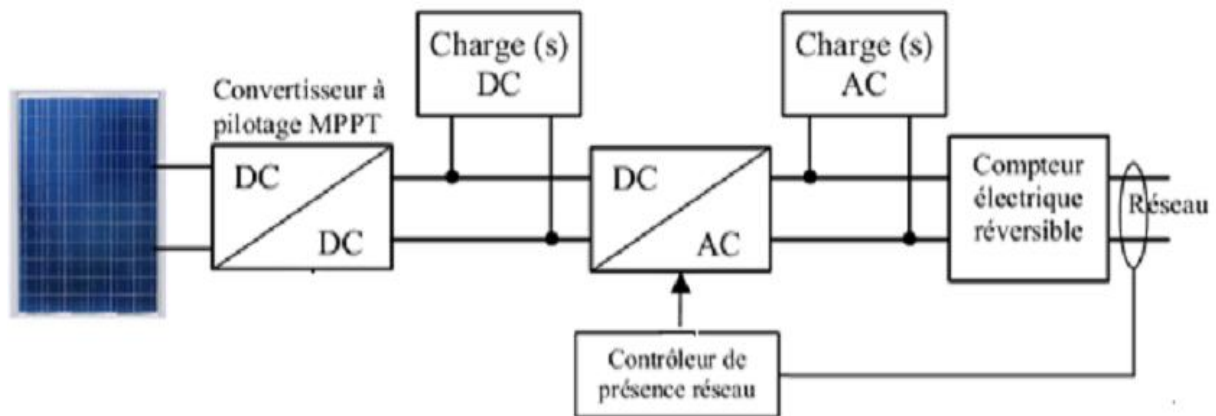


Figure II. 12 : Le système complet de conversion de l'énergie photovoltaïque.

II.10 Convertisseurs DC/DC pour les systèmes photovoltaïques

Les hacheurs sont des convertisseurs statiques continu-continu permettant de générer une source de tension continue variable à partir d'une source de tension fixe. Ils se composent de condensateurs, d'inductances et de commutateurs. Tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance dans le cas idéal, c'est pour cette raison que les hacheurs ont de bons rendements.

Le commutateur du convertisseur est commandé par un signal PWM (Pulse Width Modulation) ou MLI (Modulation Largeur d'Impulsion), avec une fréquence de commutation f_s fixe et un rapport cyclique α variable. La figure II.13 montre le signal de commande PWM du commutateur. D'abord on ferme le commutateur pendant un temps de fermeture égal à αT_e , ensuite on l'ouvre durant un temps d'ouverture égal à $(1-\alpha) T_e$, où [16]:

- T_e est la période de commutation qui est égale à $1/f_s$.
- α est le rapport cyclique du commutateur $\alpha \in]1, 0[$.

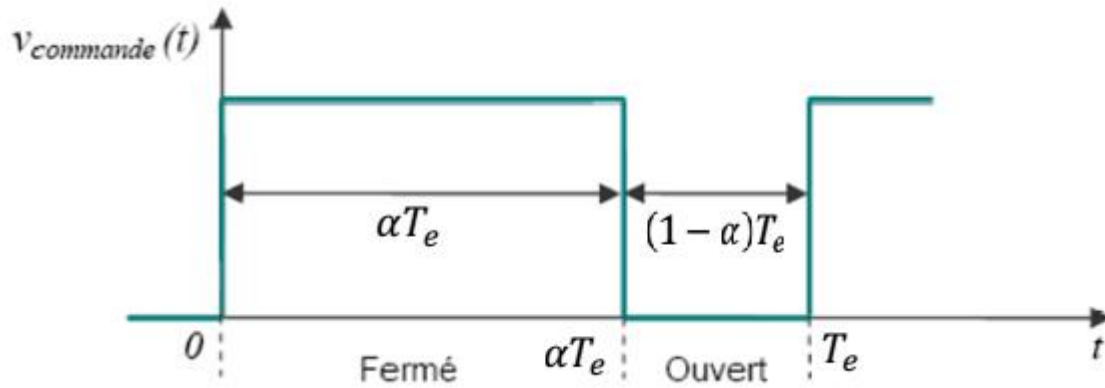


Figure II. 13 : Tension de commande (PWM) du commutateur durant une période de commutation.

II.10.1 Les types des convertisseurs DC-DC

Les convertisseurs DC-DC (ou hacheurs) sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source continue à amplitude variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension DC constante. Les trois configurations de base sont [17]:

- Les éleveurs (BOOST) dans lesquels $V_s > V_e$.
- Les abaisseurs (BUCK) dans lesquels $V_s < V_e$.
- Il y a aussi un type (BUCK-BOOST), mélange entre les deux prédisant s'est le « flyback », car V_s est inversée par rapport à V_e .

II.10.2 Modélisation d'un hacheur éleveur « Boost »

C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type courant continu (inductance en série avec une source de tension) et la charge de sortie est de type tension continue (condensateur en parallèle avec la charge résistive). L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage) [18].

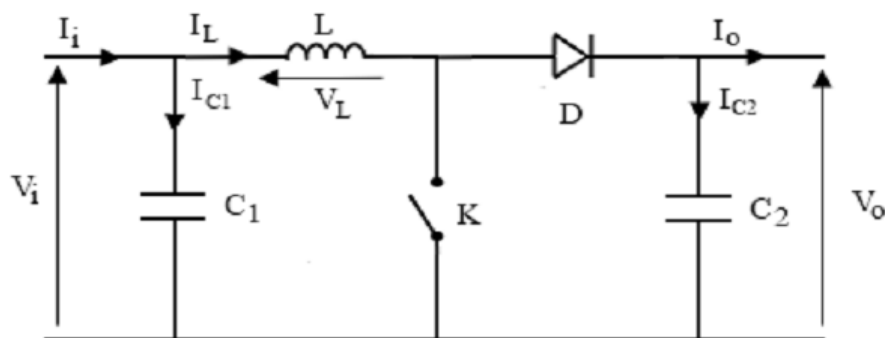


Figure II. 14 : Schéma électrique d'un BOOST.

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αT_e , le courant dans l'inductance croît linéairement. La tension aux bornes de K est nulle. Pendant le temps $t \in [\alpha T_e, T_e]$, l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D. On a alors $V_K = V_0$. En écrivant que la tension aux bornes de l'inductance est nulle, on arrive à [19]:

$$V_0(1 - \alpha) = V_i \quad (\text{II.4})$$

- **Modèle mathématique équivalent :**

Afin de pouvoir synthétiser les fonctions du hacheur survolteur à l'état d'équilibre, il est nécessaire de présenter les schémas équivalents du circuit à chaque position de l'interrupteur K. celui de la figure II.15, présente le circuit équivalent du BOOST lorsque K est fermé c.-à-d. entre $[0, \alpha T_e]$, [20].

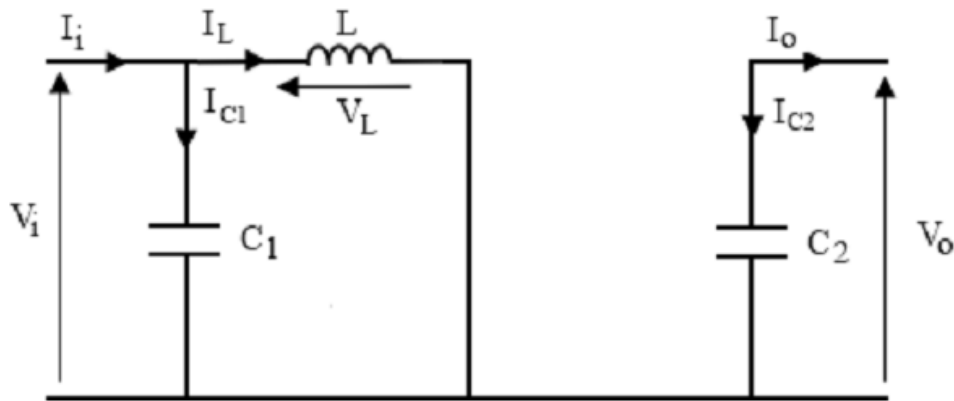


Figure II. 15 : Schéma équivalent du hacheur survolteur à $d \in [0, d T_e]$.

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

$$I_{C1}(t) = C1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad (\text{II.5})$$

$$I_{C2}(t) = C2 \frac{dV_o(t)}{dt} = -I_o(t) \quad (\text{II.6})$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = -V_i(t) \quad (\text{II.7})$$

À l'état ouvert de l'interrupteur K, le circuit équivalent au fonctionnement du BOOST est le suivant :

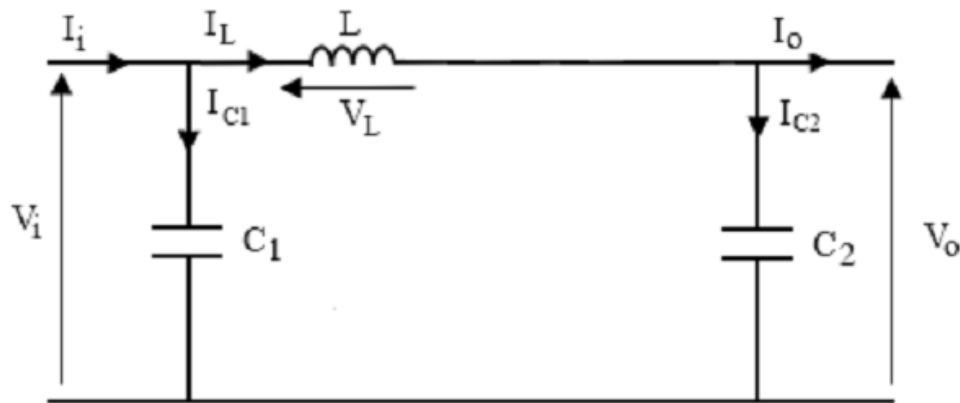


Figure II. 16 : Circuit équivalent d'un hacheur survolteur à $t \in [\alpha T_e, T_e]$.

$$I_{C1}(t) = C1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I(t) - I_L(t) \quad (\text{II.8})$$

$$I_{C2}(t) = C2 \frac{dV_o(t)}{dt} = I_L(t) - I_o(t) \quad (\text{II.9})$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_o(t) \quad (\text{II.10})$$

II.11 La technique de commande de L'MPPT

La poursuite de point de puissance maximale (MPPT) (The maximum power point tracker) est nécessaire pour extraire le maximum de puissance du module PV. En général, un convertisseur DC/DC est placé entre la PV et la charge, et en faisant varier le rapport cyclique du point de fonctionnement [21].

II.11.1 Les méthodes de poursuite du point de puissance maximale

- Algorithme de la tension constante (CV, Constant Voltage).
- Algorithme du Courant constant (Constant Curent).
- Algorithme MPPT basé sur le modèle.
- Algorithme Perturbation et Observation (P&O).
- Algorithme de l'Incrémentatation de la Conductance (IC).

On a choisi la commande Perturb and Observe.

II.11.2 Principe des commandes “Perturb and Observe” (P&O)

Le principe des commandes MPPT de type **P&O** consiste à perturber la tension V_{PV} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{PV} qui en résulte ainsi, comme l'illustre la figure II.17, on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{PV} engendre un accroissement de la puissance P_{PV} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM.

Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique P_{PV} (V_{PV}), il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié.

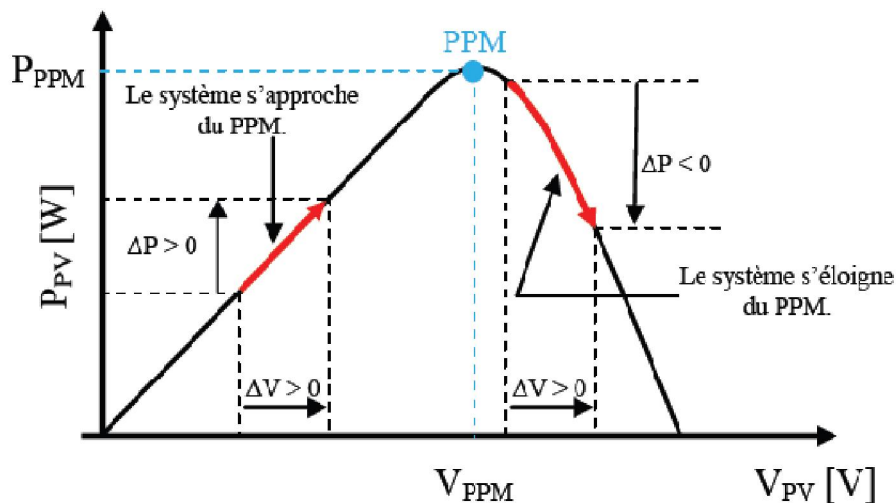


Figure II. 17 : Caractéristique (P_{pv}, V_{pv}) d'un panneau solaire [22].

La figure II.18 représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type P&O, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension du GPV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du PV à chaque instant.

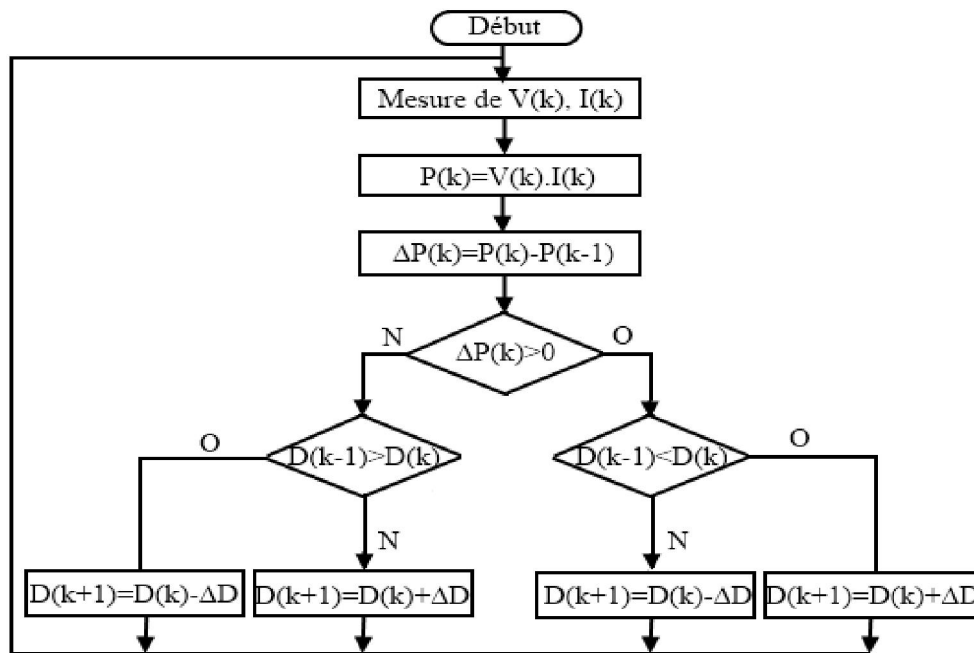


Figure II. 18 : Organigramme de l’algorithme Perturbation et Observation.

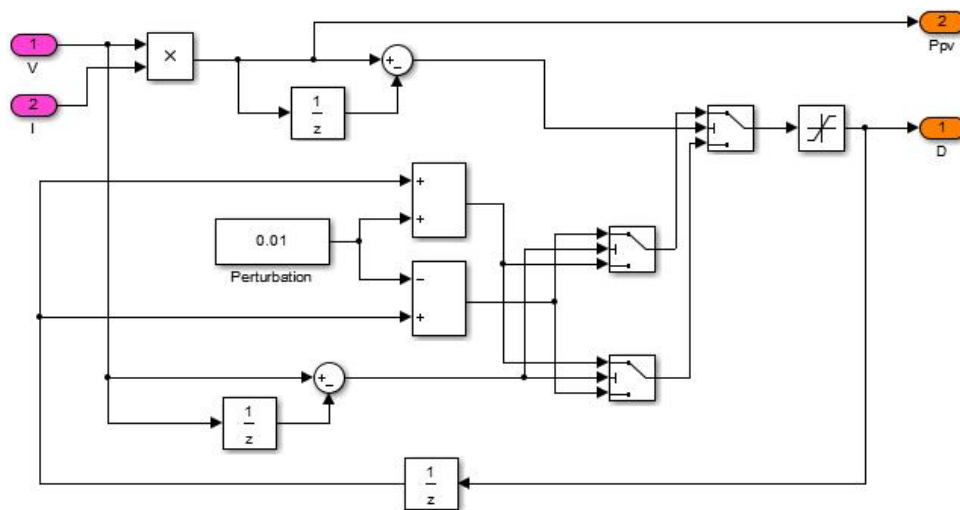


Figure II. 19 : Schéma bloc de l’algorithme de perturbation et de l’observation (P et O).

II.12 Convertisseurs DC/AC pour les systèmes photovoltaïques

II.12.1 Les onduleurs

Un onduleur est un convertisseur statique qui permet la transformation de l’énergie de type continue, en une énergie alternative. La forme de la tension de la sortie de l’onduleur doit être plus proche d’une sinusoïde (l’allure sinusoïdale), c’est que le taux d’harmonique soit très faible, et ça dépend essentiellement à la technique de commande utilisée.

II.12.2 Structure d'onduleur

La figure II.20 présente un onduleur triphasé à structure de tension. Il se compose de trois bras à interrupteurs réversibles en courant, commandés à la fermeture et à l'ouverture, réalisés à partir d'un transistor (IGBT) et d'une diode en antiparallèle. Le stockage de l'énergie du côté continu se fait par l'intermédiaire d'un condensateur C_{dc} de tension U_{dc} [23], ou à deux condensateurs avec un point milieu (C_{dc1}, C_{dc1}), [16]. Le filtre de sortie est un filtre passif habituellement du premier ordre (L_r, R_r) employé pour connecter l'onduleur de tension au réseau.

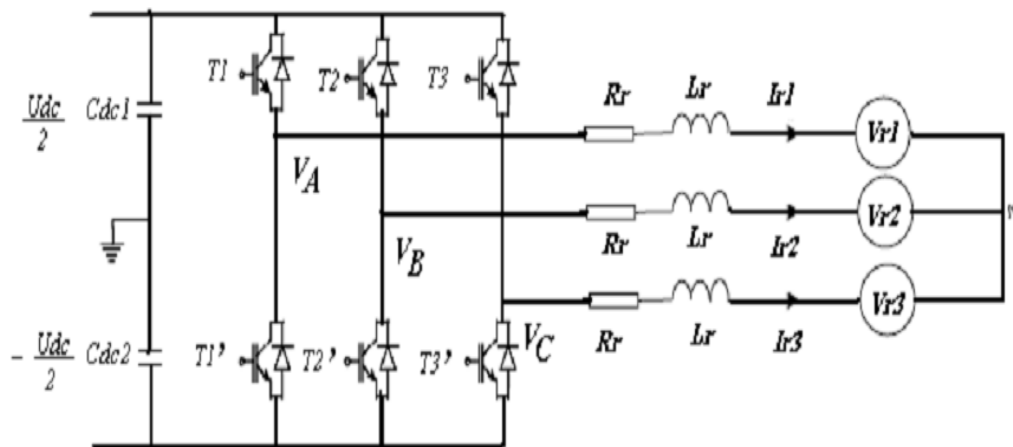


Figure II. 20 : Onduleur de tension triphasé [24].

En pratique, nous commandons les deux semi-conducteurs d'un même bras de façon complémentaire: la conduction de l'un entraîne le blocage de l'autre. En réalité, le mode, où les semi-conducteurs d'un même bras sont tous les deux fermés, n'existe que durant les commutations.

Afin d'éviter un court-circuit à cause du délai de blocage des interrupteurs, il faut insérer sur un même bras, un temps d'attente, également appelé temps mort, entre la commande de blocage d'un interrupteur et la commande d'amorçage de l'autre. Avec l'hypothèse des commutations instantanées, ce mode de fonctionnement ne sera pas pris en compte et par conséquent, aucun risque de court-circuiter le condensateur n'est à craindre [24].

II.12.3 Commande MLI

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 [25].

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_d) par une onde modulante sinusoïdale (fréquence f_s) à fréquence beaucoup plus basse [25].

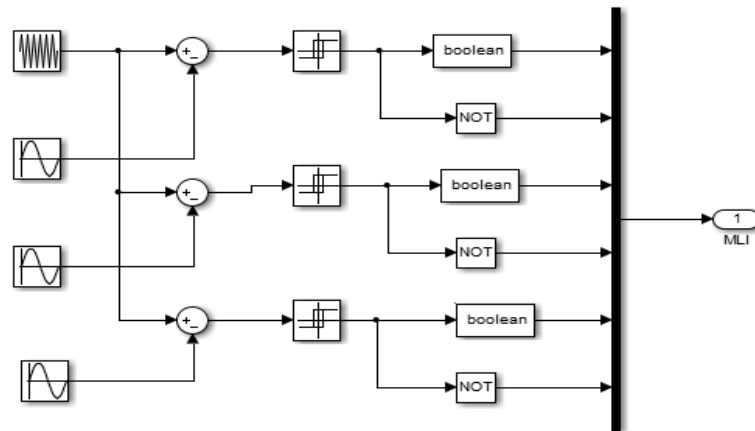


Figure II. 21 : Schéma de simulation d'une commande MLI.

II.13 Les topologies des champs photovoltaïque

Nous allons présenter dans la suite les architectures de champs PV permettant la connexion au réseau de distribution, en s'intéressant principalement à la fonction de base «conversion ». Une grande diversité de topologies de champs PV existe, nous présenterons uniquement les plus utilisées et les plus intéressantes.

II.13.1 A onduleur central

La topologie la plus ancienne et la plus classique est composée d'un seul onduleur réalisant l'interface entre le réseau et le champ photovoltaïque, où des chaînes de modules (ou "string") sont connectées en parallèle figure II.22. Ce montage est généralement utilisé pour des installations de grandes puissances (20-400 kW) dans les quelles des protections anti-retour de courant sont implantées par rangé.

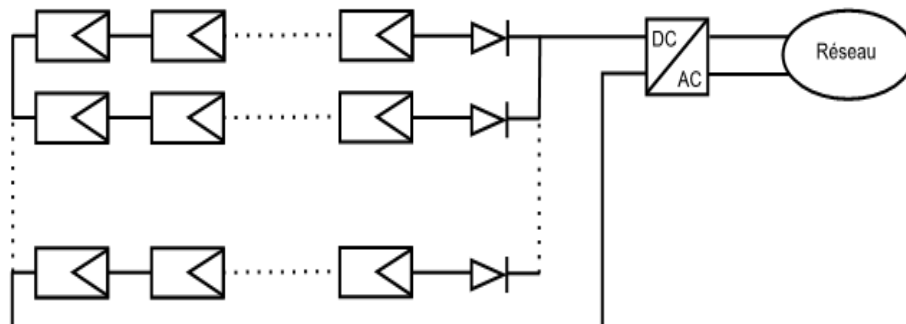


Figure II. 22 : La topologie A « Onduleur Central ».

L'avantage de la topologie « onduleur central » est sa simplicité de mise en œuvre :

- Un seul onduleur connecté au champ photovoltaïque est nécessaire.
- L'onduleur central demande un faible coût d'investissement tout en permettant une maintenance simple.
- La simplicité du montage permet également un meilleur rendement de la conversion de la tension.
- La mise en série de plusieurs modules permet d'obtenir un rapport de transformation faible, ce qui augmente le rendement du convertisseur.

Par contre, ce montage présente plusieurs inconvénient [26] :

- Pertes de conversion solaire (un seul MPPT pour un ensemble de modules).
- Pertes et risques électriques dans le câblage DC.
- Aucune continuité de service en cas de panne de l'onduleur.

II.13.2 L'onduleur « rangée »

L'une des topologies les plus employée actuellement est celle de l'onduleur rangée figure II.23, qui consiste à implanter un onduleur au bout de chaque chaîne. Les onduleurs sont ensuite connectés en parallèle au réseau électrique, ce qui nécessite une coordination entre les onduleurs (du type maître - esclaves) pour proscrire le fonctionnement en îlotage et éviter les échanges de puissance entre les onduleurs.

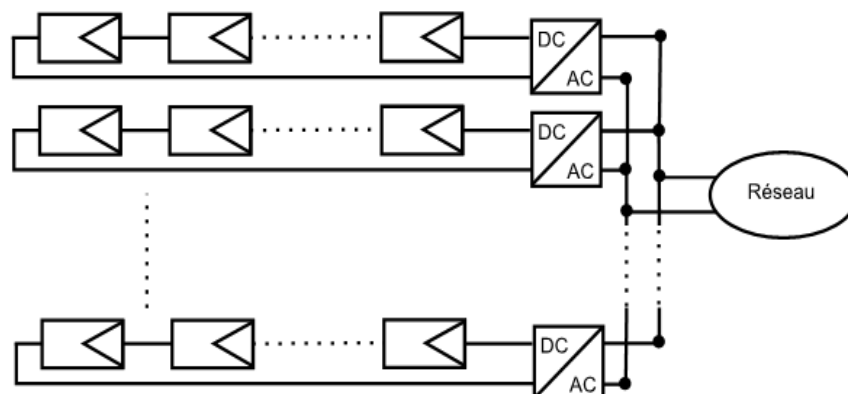


Figure II. 23 : La topologie « Onduleur rangée ».

La topologie « onduleur rangée » permet d'améliorer le contrôle de la puissance disponible par string grâce au MPPT de chaque onduleur. De plus, la continuité de service est accrue car la panne d'un convertisseur n'entraîne pas l'arrêt total de l'installation. Enfin, cette architecture est évolutive puisque chaque string constitue un sous ensemble indépendant.

II.13.3 Le hacheur « rangée »

L'utilisation de plusieurs étages de conversion peut améliorer le rendement de conversion et la fiabilité du système [28]. En dissociant les fonctionnalités de l'onduleur. Souvent présenté comme une solution intermédiaire entre l'onduleur "central" et de l'onduleur "rangée", le hacheur "rangée", aussi appelé convertisseur multi-string, utilise un hacheur en bout de chaque string du système PV figure II.24.

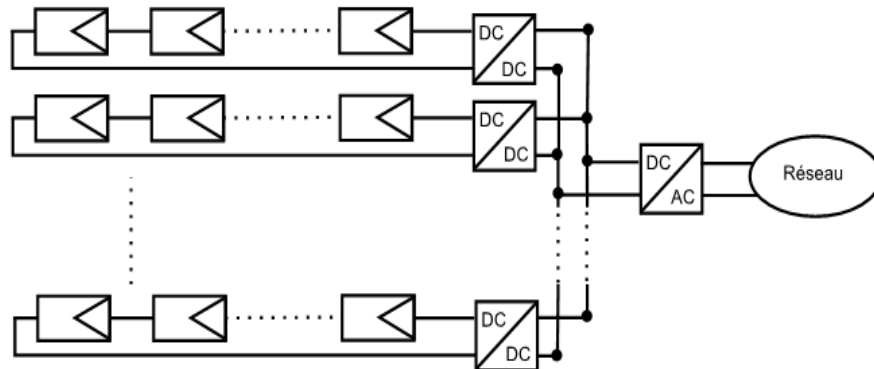


Figure II. 24 : La topologie « Hacheur rangée ».

Le bus continu à l'avantage ;

- d'intégrer facilement un élément de stockage.
- L'utilisation d'un seul onduleur comme interface avec le réseau permet de réduire le nombre d'interactions entre le réseau et l'installation PV.
- La participation de l'installation aux services systèmes est donc facilitée.
- Le MPPT se fait pour chaque string, ce qui limite l'influence des modules entre eux.

II.13.4 Le hacheur modulaire parallèle

Une évolution de la topologie hacheur « rangée » est la topologie hacheur modulaire parallèle présentée sur la figure II.25 le hacheur n'est plus connecté à une chaîne de modules PV mais directement à la sortie du module PV. Cette évolution garde tous les avantages du hacheur « rangée », tout en augmentant le niveau de discrétisation du MPPT. De plus, cette discrétisation plus importante permet une surveillance plus fine et une détection des défauts plus rapide.

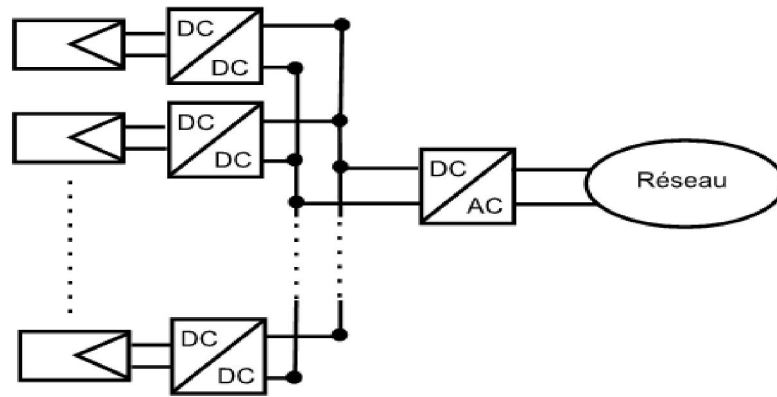


Figure II. 25 : La topologie « hacheur modulaire parallèle ».

Le principal point dur de cette structure est le grand rapport d'élévation entre la tension de sortie du module PV et la tension nécessaire à l'injection sur le réseau de distribution. En effet, pour un hacheur non isolé plus le rapport d'élévation est élevé plus les pertes sont importantes. Lorsque ce rapport est trop important (>8 en général), il est nécessaire d'avoir recours à des structures isolées ou à des cascades de convertisseurs. Dans le cas présent, le rapport d'élévation nécessaire est proche de 10, ce qui limite le rendement du hacheur et pénalise cette topologie [29].

II.13.5 Le hacheur modulaire série

Une des solutions pour diminuer le rapport d'élévation des hacheurs nécessaires à la topologie hacheur modulaire parallèle est de mettre la sortie des hacheurs en série. Ainsi le rapport d'élévation est d'autant diminué que le nombre de hacheurs en série est augmenté. Cette topologie dénommée hacheur modulaire série est présentée sur la figure II.26.

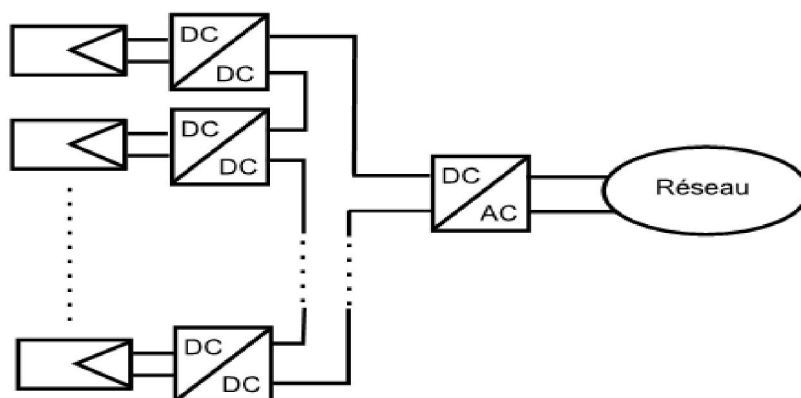


Figure II. 26 : La topologie « hacheur modulaire série ».

Cette topologie garde tous les avantages de la topologie précédente tout en diminuant le rapport d'élévation des hacheurs et permet ainsi d'augmenter le rendement. En revanche, la mise en série des

hacheurs implique une dépendance des points de fonctionnement des uns par rapport aux autres et complexifie les lois de commandes et le dimensionnement de la structure.

II.14 Conclusion

La modélisation de chaque composant du système photovoltaïque complet a été élaborée à partir de modèles de la littérature (champ PV, convertisseurs, le MPPT, la topologie); cette modélisation est une étape essentielle qui permet d'introduire un certain nombre de modèles puis évaluer la caractéristique de chaque élément de l'installation ainsi les paramètres constitutants. Dans un système énergétique photovoltaïque, on désire toujours travailler au voisinage du point de puissance maximale MPPT, afin de minimiser au maximum les pertes en énergie produite.

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, on va étudier les résultats obtenus des performances de la MPPT et valider l'algorithme de l'injection de puissance dans le réseau à partir de la chaîne de conversion photovoltaïque (panneaux solaires, hacheur). Elles sont obtenues à l'aide du programme de simulation (MATLAB/Sim-power-système). Cela nous permettra de déterminer les contraintes d'utilisation et d'exploitation du réseau électrique hybride. Le réseau pris en charge de cette étude peut être assimilé au besoin d'une maison futur qui utilise deux sources d'énergie. La commande utilisée devra prendre en charge ses besoins en énergie réactive.

III.2 Simulation du système photovoltaïque global « PV » raccordé au réseau

Dans cette étude on a utilisé un champ photovoltaïque de 1600W raccordé à un réseau de distribution de 220V, via un hacheur BOOST avec les paramètres suivants:

$$L = 11\mu H \quad C_1 = 1mF \quad C_2 = 1100\mu F$$

Contrôlé par une commande MPPT de type P&O et un onduleur triphasé commandé en PWM.

La charge considérée est de type inductif qui représente dans la majorité des cas la charge réelle d'une habitation. Le schéma synoptique de connexion au réseau électrique se présente comme suit :

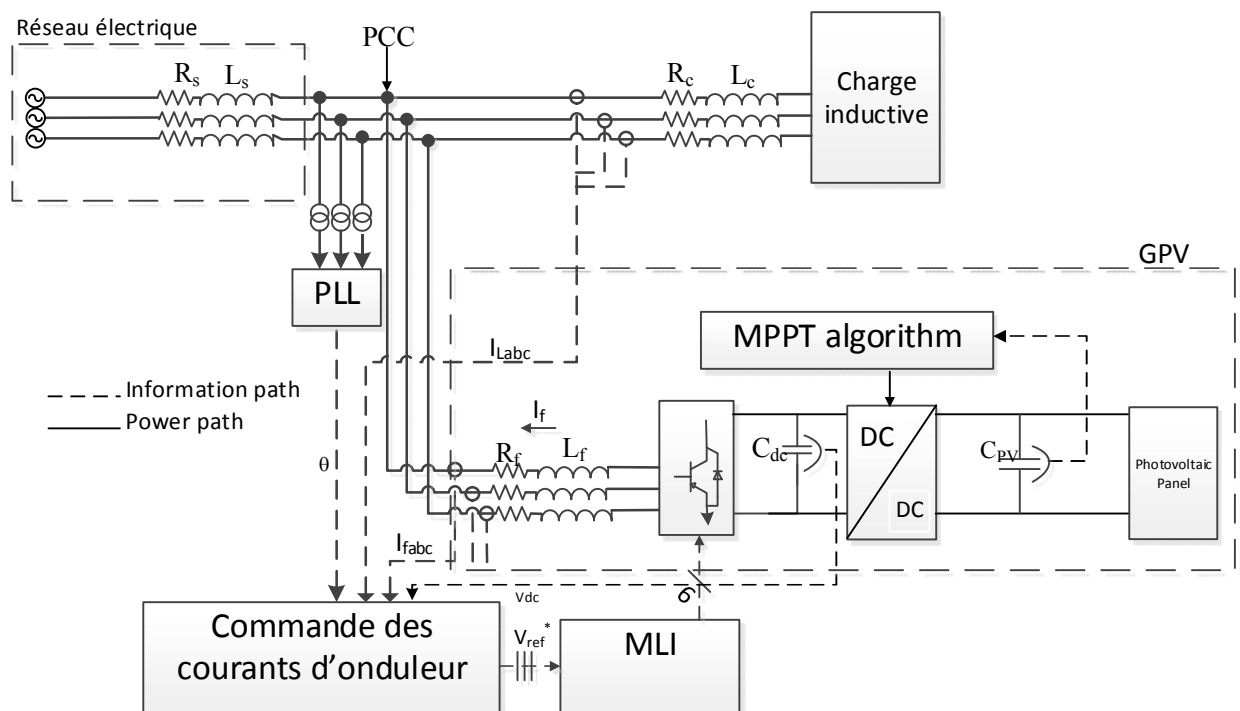


Figure III. 1 : Schéma électrique global PV raccordé au réseau.

III.3 Schéma de simulation global PV raccordé au réseau

Nous présentons le schéma général sur la figure III.2 de notre projet de fin d'étude. Mais avant d'entamer le modèle globale, une validation de chaque bloc s'impose. En effet nous allons présentés le modèle de chaque partie séparément afin de le validé et évaluer les contraintes et tirés les recommandations qui s'impose.

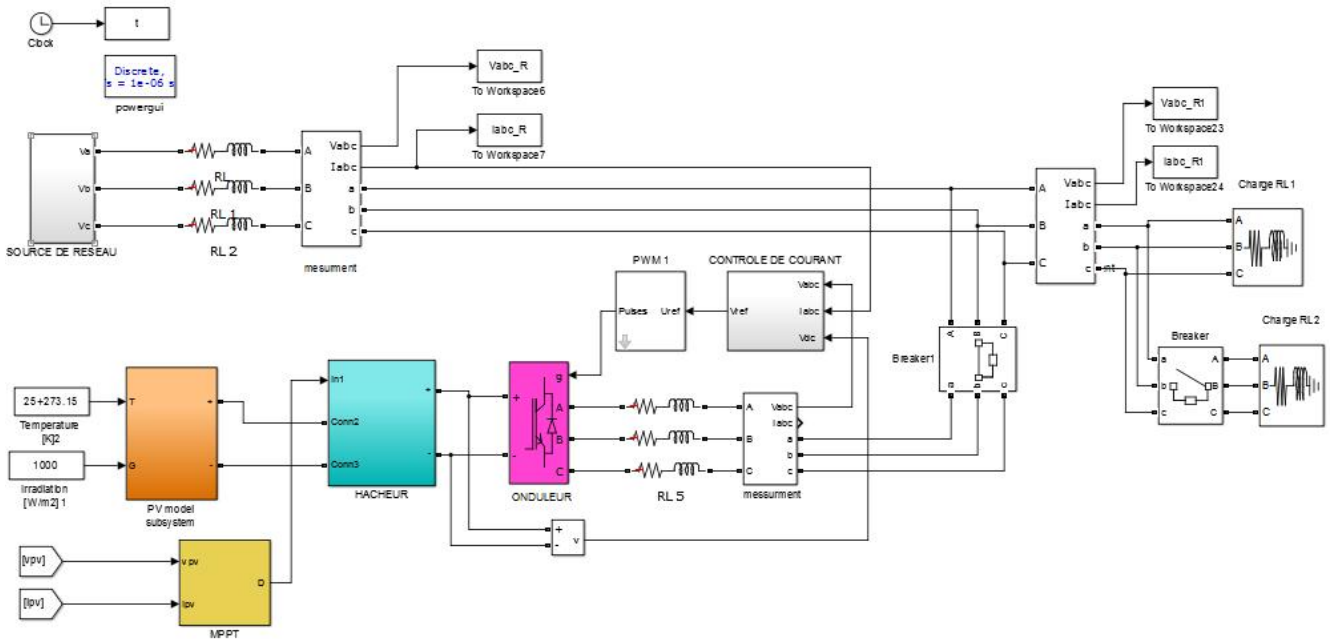


Figure III. 2 : Schéma de simulation global PV raccordé au réseau.

III.4 Résultats de simulation

III.4.1 Modélisation du générateur photovoltaïque GPV

La figure III.3 présente le block du panneau photovoltaïque couplé avec une charge R pour déterminé les caractéristiques de ce panneau.

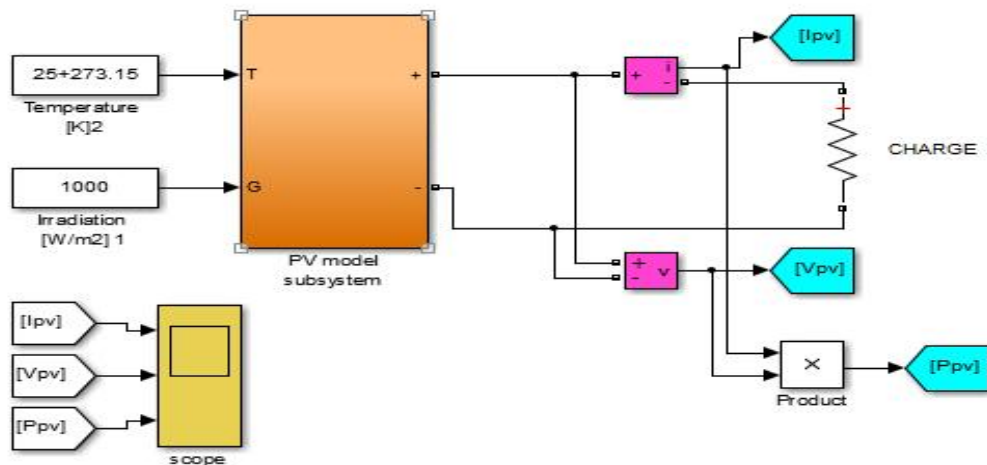


Figure III. 3: Block du panneau avec une charge R.

La première partie consiste à l'implantation du modèle du panneau en mode standard et en mode particulier lorsque les conditions météorologiques varient.

En mode standard $25\text{ }^{\circ}\text{C}$, 1000 W/m^2 on cherche à déterminer le courant, la tension et la puissance du panneau. Les résultats obtenus sont présentés dans les figures II.4.5.6. On constate une bonne corrélation avec la théorie. En effet le modèle pris en charge permet de générer la puissance désirée tout en maintenant un niveau de tension stable ce qui nous permet de valider le modèle pris en charge. Dans le cas où on envisage l'augmentation de la puissance, on doit augmenter le nombre de cellules en parallèle suivant la topologie considérée. On constate une stabilisation de la tension autour de 220 V et de $7,4\text{ A}$ pour le courant.

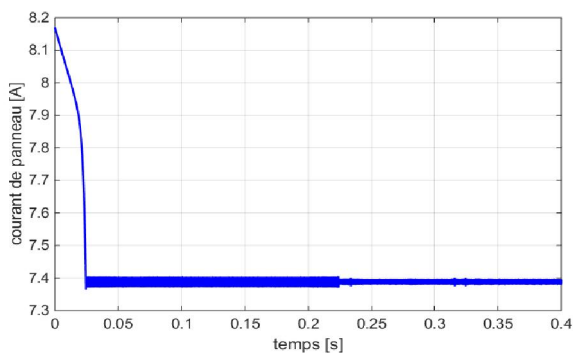


Figure III. 4 : Le courant de panneau I_{pv} .

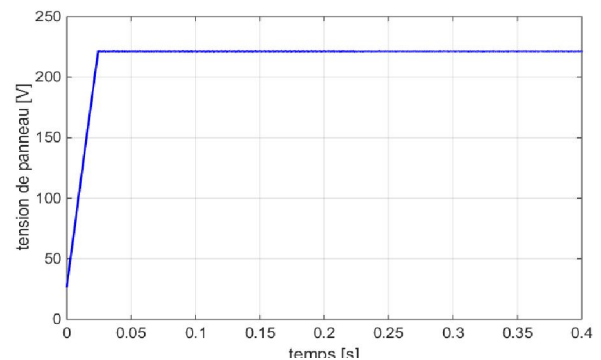


Figure III. 5 : La tension de panneau V_{pv} .

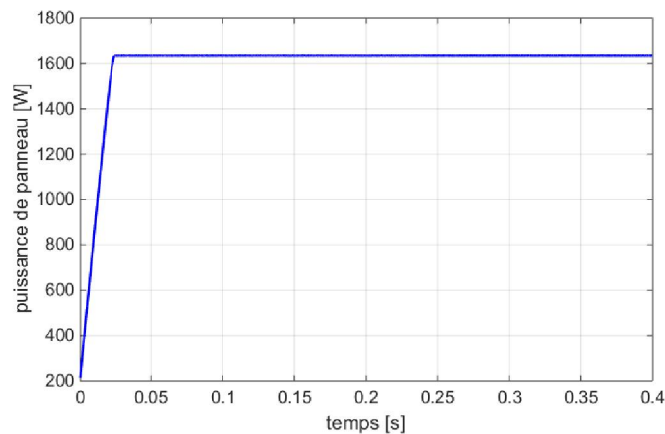


Figure III. 6 : La puissance de panneau.

III.4.1.1 Cas particulier l'influence des paramètres météorologique

a) L'ensoleillement

Les figures III.7.8.9, montrent les caractéristiques électriques de notre générateur pour différentes valeurs d'éclairement et pour une température de 25°C .

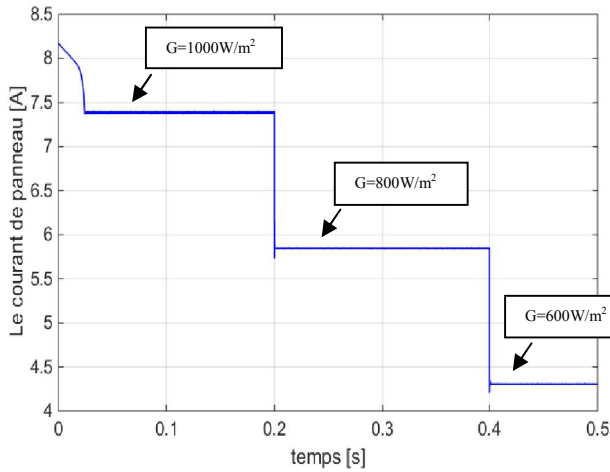


Figure III. 7 : Le courant de panneau T (25°C).

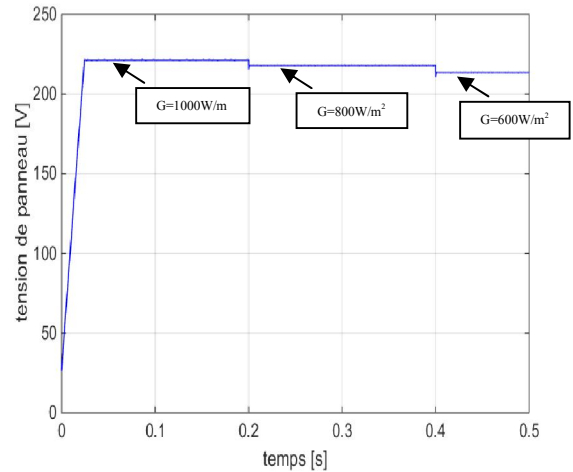


Figure III. 8 : La tension de panneau T(25°C).

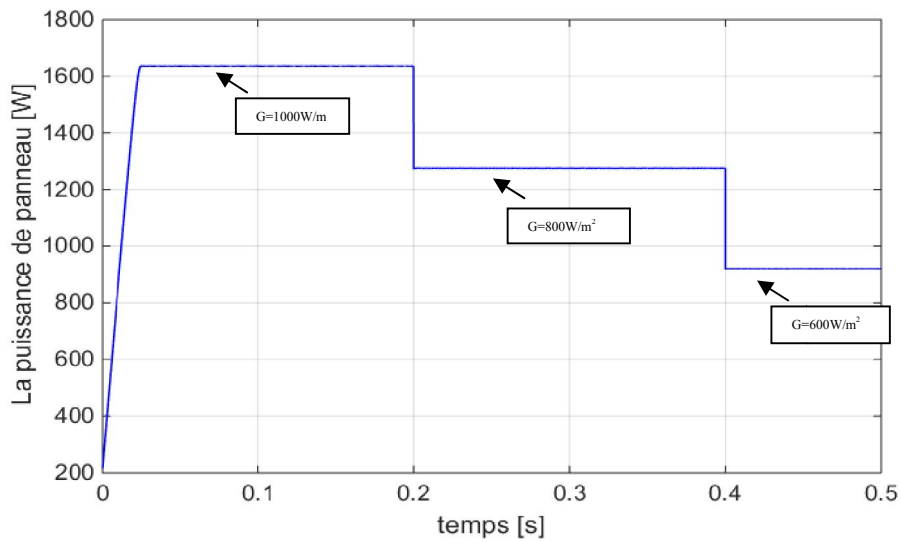


Figure III. 9 : La puissance de panneau T (25°C).

b) **Température**

Les figures III.10.11.12, montrent les caractéristiques électriques de ce générateur pour différentes valeurs température et pour d'éclairement $1000W/m^2$.

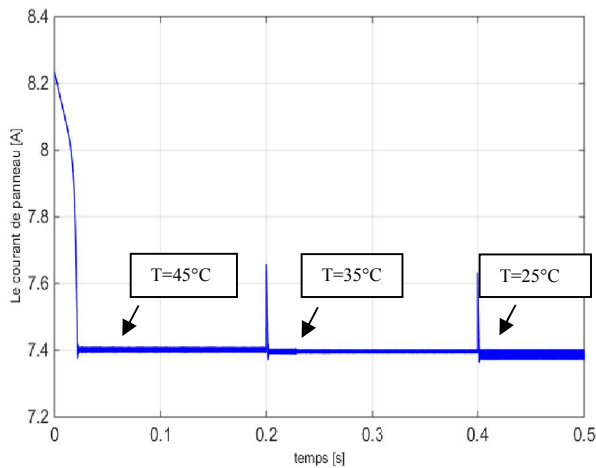


Figure III. 10 : Le courant de panneau $G=1000W/m^2$.

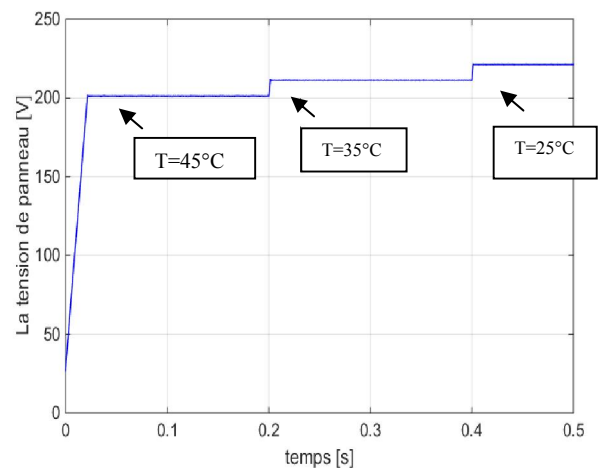


Figure III. 11 : La tension de panneau $G=1000W/m^2$.

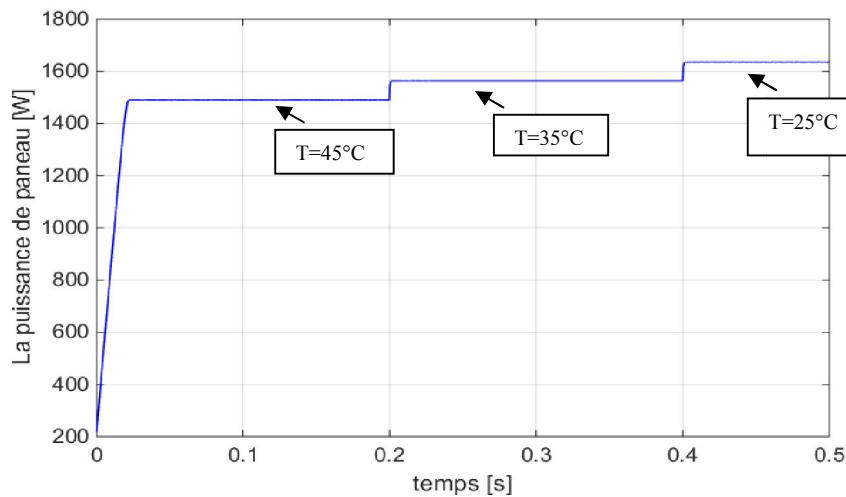


Figure III. 12 : La puissance de panneau $G=1000W/m^2$.

On remarque que notre modèle suit correctement les prédictions théoriques ce qui permet de sa validation. En effet on ne constate que la température a un effet négatif sur la puissance. **Plus la température augmente moins est la puissance disponible en sortie.** Par compte l'ensoleillement permet une puissance plus importante en sortie.

On peut conclure que le choix de l'emplacement des panneaux est primordial. On doit tenir compte de l'ensoleillement avec prise en charge de la température. L'installation d'un champ PV en plein sud n'est pas judicieux vu que la température peut atteindre les 54 degrés à l'ombre. De plus on doit conserver un ensoleillement constant c'est à dire tenir compte de ombrage des panneaux, l'inclinaison et sa position vue à vis du soleil et de notre altitude.

III.4.2 Simulation du system photovoltaïque avec hacheur commandé en MPPT

Sachant que le module photovoltaïque ne génère qu'une faible tension, donc il est nécessaire d'utiliser un hacheur élévateur (BOOST) afin d'augmenter cette tension pour qu'elle soit exploitable. La figure III.13 présente le schéma de simulation du système PV+hacheur sur une charge résistive.

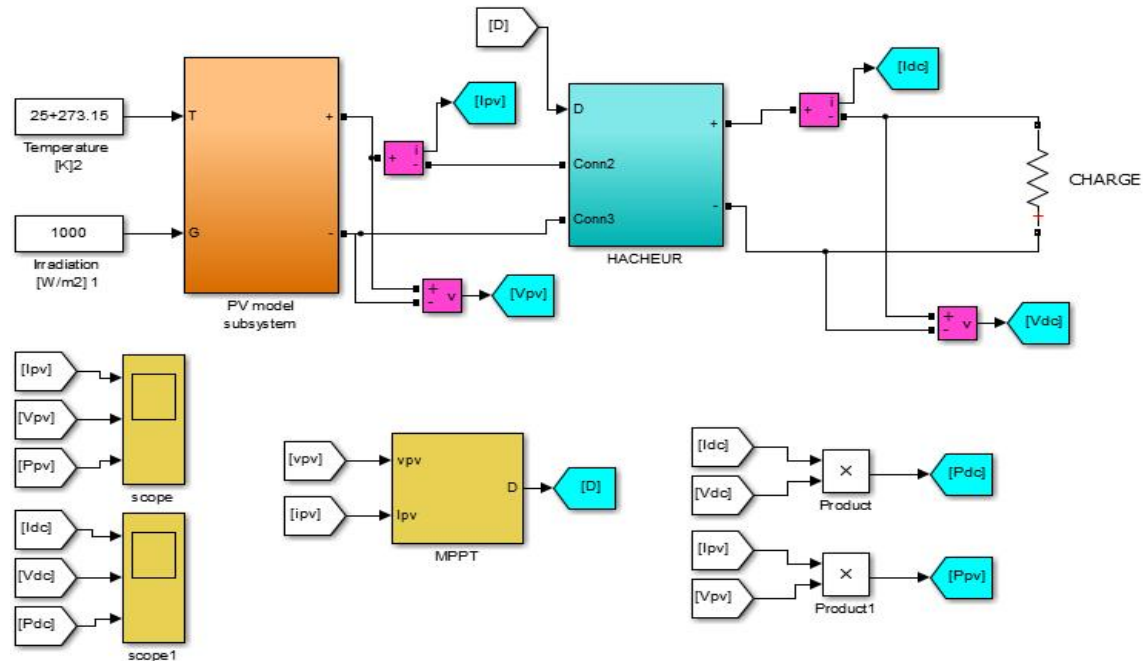


Figure III. 13 : Le modèle du générateur photovoltaïque adapté par l'MPPT.

L'objectif est de comparait l'entrée et la sortie du BOOST. La commande Perturb and Observe déjà présenté au chapitre II permet de fournir le maximum de puissance.

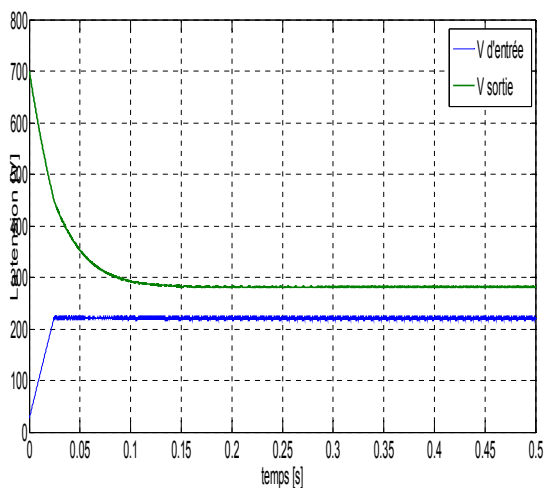


Figure III. 14 : La tension d'entrée et de sortie de l'hacheur.

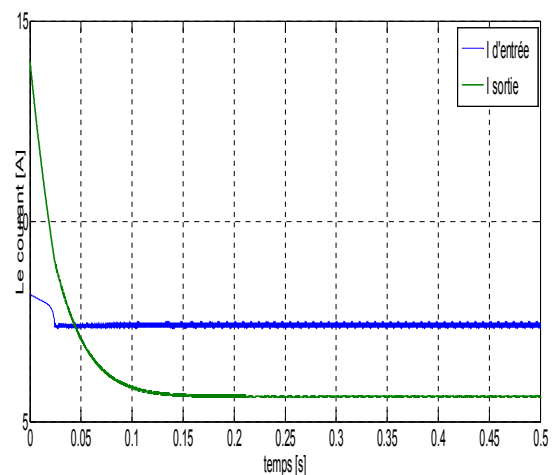


Figure III. 15 : Les courants d'entrée et de sortie.

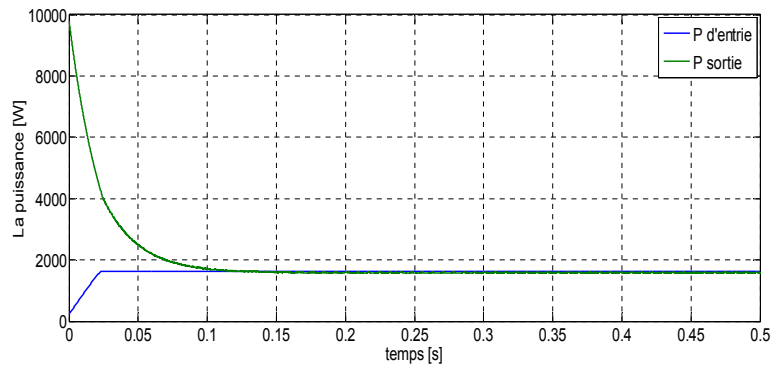


Figure III. 16 : Les puissances d’entrée et sortie de l’hacheur.

On a remarqué aussi dans la figure III.16 que le hacheur fonction en mode survolteur car la tension d’entrée de l’onduleur et supérieur à celle de PV.

III.4.3 Simulation de l'onduleur à deux niveaux branché sur source photovoltaïque

La simulation du troisième étage qui correspond au composant clé du système PV, l’onduleur a deux niveaux qui relie le GPV à la charge ou un réseau électrique. Le système est en boucle ouverte, commandé par MLI (modulation de largeur d’impulsion). La fréquence 50 Hz et l’amplitude de 220V.

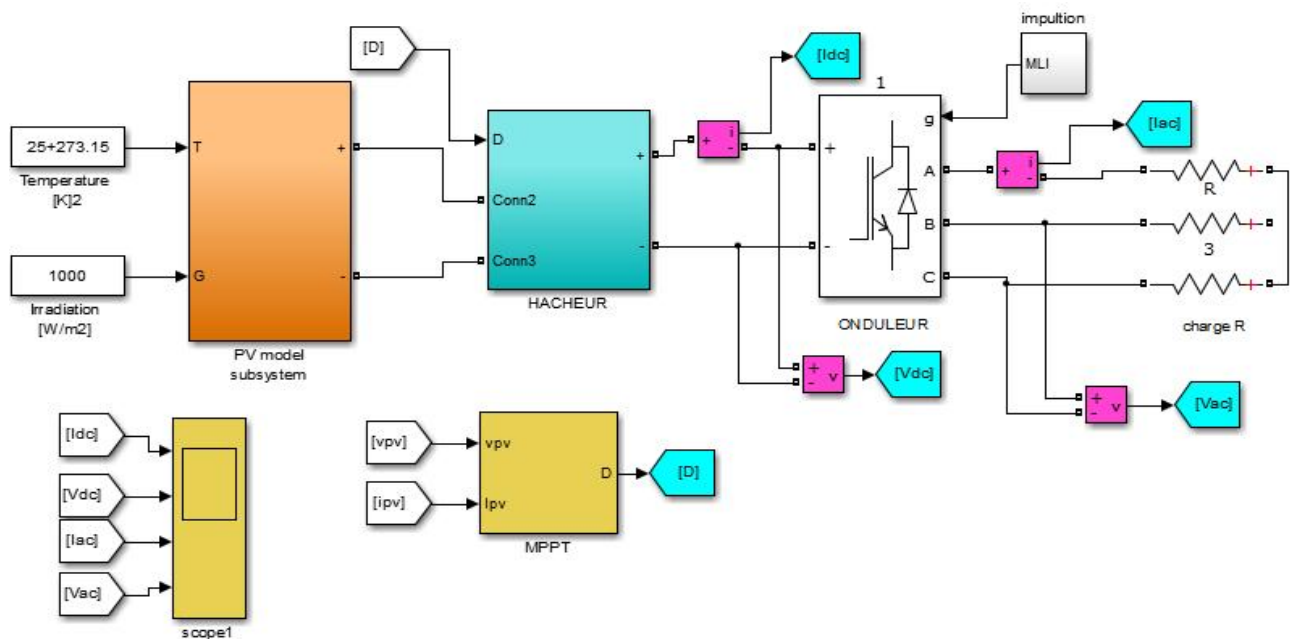


Figure III. 17 : Schéma de simulation d’un onduleur a deux niveaux.

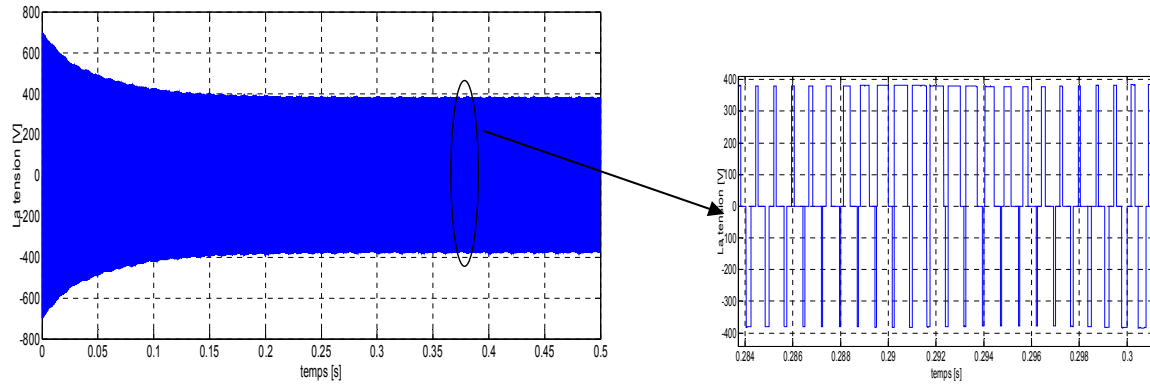


Figure III. 18 : La tension composée à la sortie de l'onduleur.

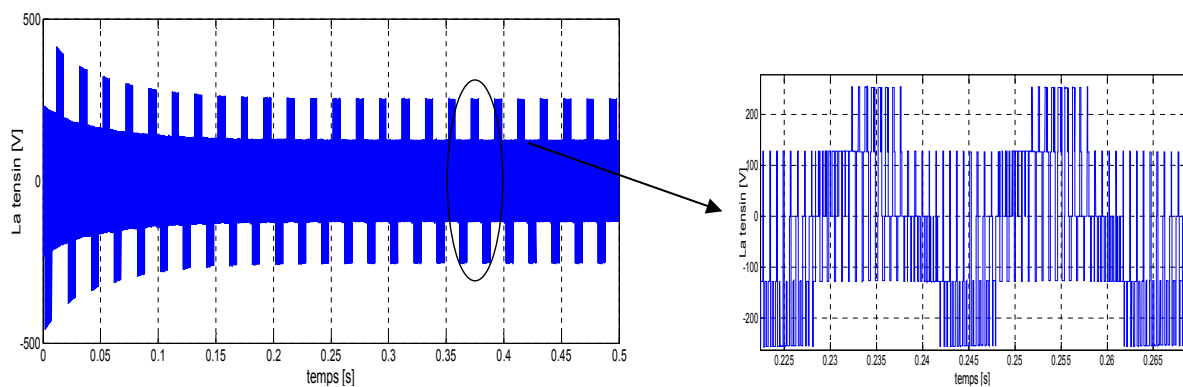


Figure III. 19 : La tension simple à la sortie de l'onduleur.

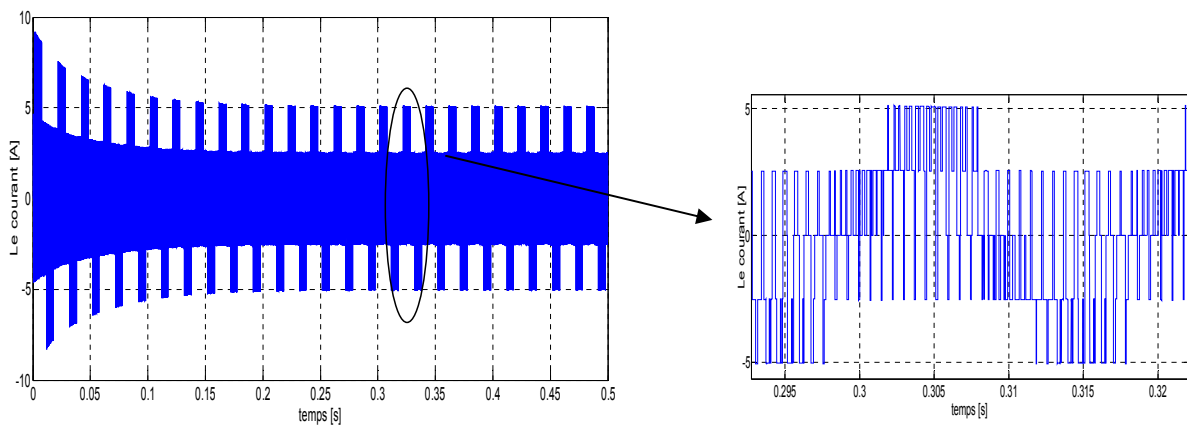


Figure III. 20 : Le courant simple à la sortie de l'onduleur.

Le courant et la tension de sortie de l'onduleur ont une forme périodique qui s'approche d'une sinusoïde. Afin de le connecté au réseau une adaptation est nécessaire suivant les exigences et les normes en vigueur. Le taux d'harmonique doit être inférieur à 5%.

III.4.4 L'interface de raccordement au réseau électrique

Pour pouvoir connecter l'onduleur de tension en parallèle avec le réseau et le faire travailler comme une source de courant, il est nécessaire d'utiliser un filtre de raccordement. La prise en charge des harmoniques s'impose. L'amélioration de la qualité d'énergie injectée au réseau est assuré par un filtre passe bas pour éliminer les harmoniques. Le filtre RL utilisé aux valeurs $R = 2e - 3\Omega$ $L = 5e - 3H$.

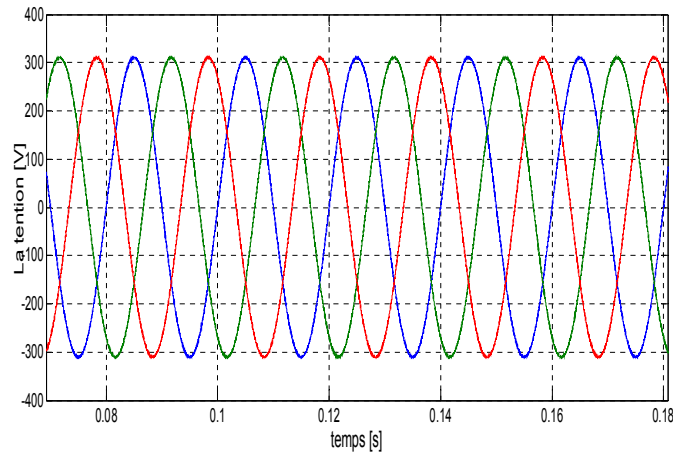


Figure III. 21 : Les tensions à la sortie de l'onduleur.

La figure III.21 présente les tensions injectées dans le réseau électrique et disponible à la sortie de l'onduleur via notre filtre. Les tensions ont 220V comme valeur efficace et une fréquence de 50Hz, ces deux grandeurs sont nécessaires pour faire le couplage entre les sources de tensions.

III.4.5 Système de contrôle

En mode connecté l'onduleur travail en boucle fermé. Le système de contrôle est conçu pour réguler le fonctionnement en toute sécurité de système dans les modes connectés au réseau. L'objectif du système de contrôle consiste à contrôler la tension et la fréquence. Dans ce type de contrôle, l'unité de source est obligée de fournir un courant de sortie constant. Le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur exige une boucle d'asservissement fermée.

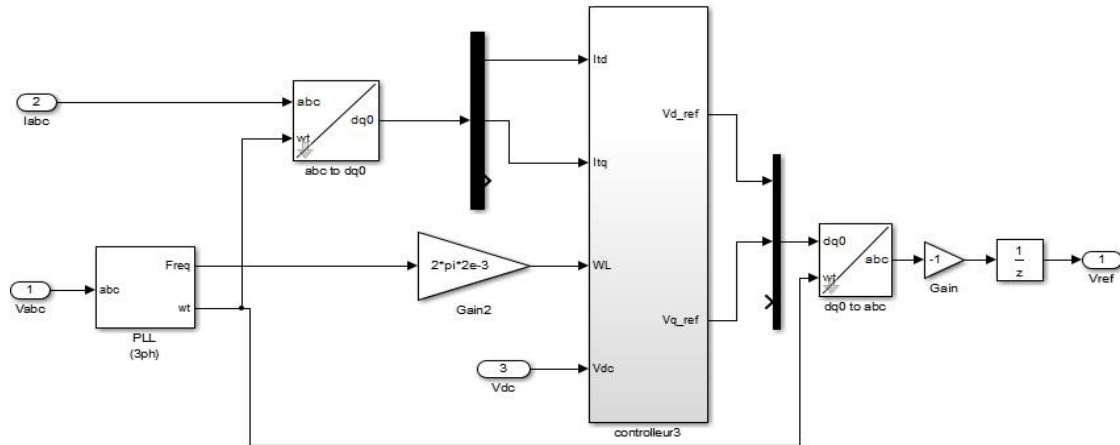


Figure III. 22 : Bloc de contrôle courant constant.

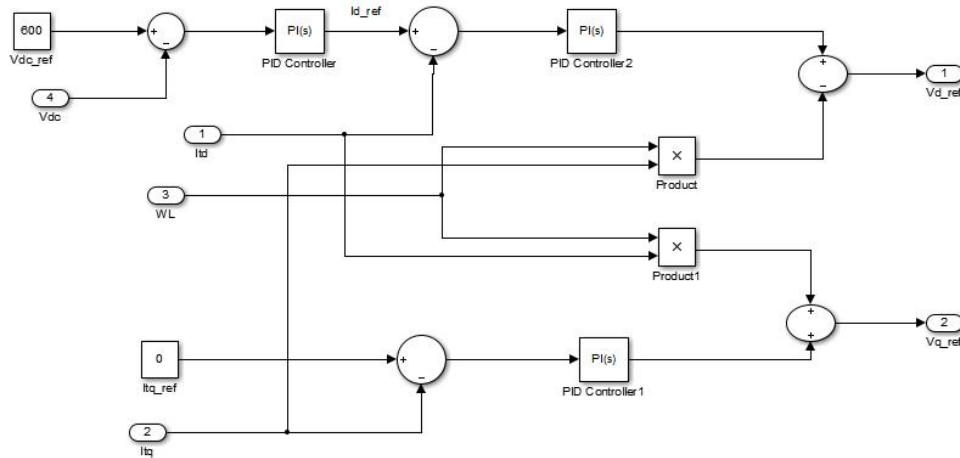


Figure III. 23 : Détails du bloc de commande.

III.4.6 Point de couplage commun (PPC)

Le point commun de raccordement peut être modélisé comme un disjoncteur de 3 phases figure III.24. Ce disjoncteur est un commutateur pouvant être commandé en fonction du temps qui s'ouvre et se ferme selon les temps de fonctionnement définis.

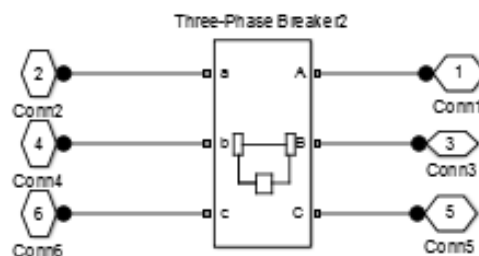


Figure III. 24 : disjoncteur base de temps.

III.4.7 La PLL (Phase Locked Loop)

Diverses perturbations peuvent survenir sur le réseau électrique (creux de tension, saut de phase, harmoniques, déséquilibre), le système de synchronisation a pour objectif de reconstituer une information sur la composante directe de la tension fondamentale.

L'étude de la synchronisation de la commande par rapport à l'évolution des tensions du réseau est à base de la PLL triphasée, qui consiste à appliquer une transformation inverse de Park sur les tensions triphasées du réseau.

Pour construire la chaine complète, on va raccorder les trois sous systèmes à savoir le GPV, le hacheur (Boost) et l'onduleur commandé par la technique de contrôle des courants. Cette chaine sera raccordée au réseau électrique pour assurer l'échange des puissances active et réactive produites par le générateur photovoltaïque.

La chaine de conversion photovoltaïque est raccordée au réseau électrique, à son tour il alimente une charge de 3000 watt. A l'instant $t=0.2$ s, on augmente la charge pour atteindre 6000 watt.

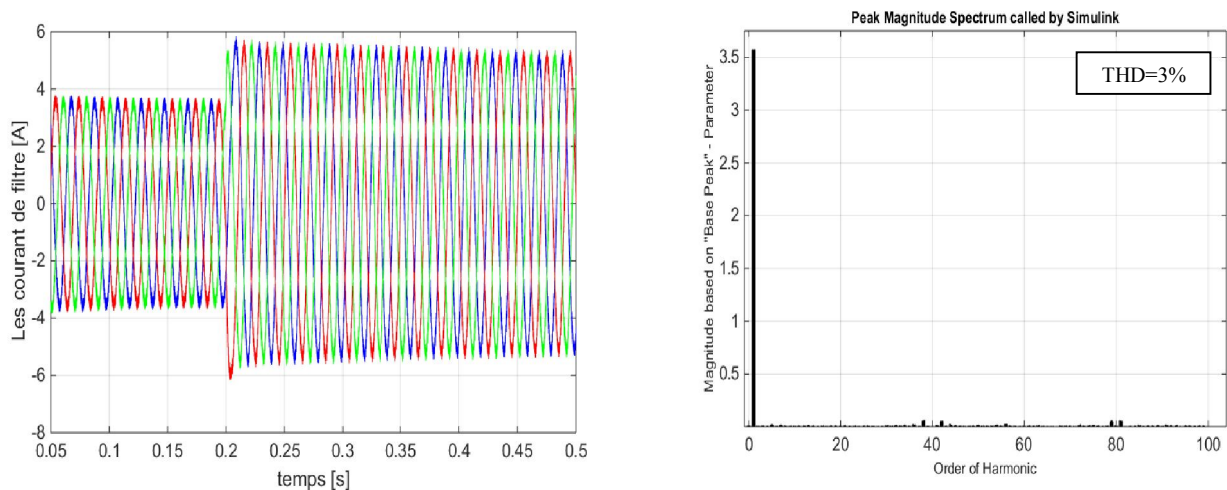


Figure III. 25: Les courants de lignes à la sortie de l'onduleur. **Figure III. 26:** Le spectre de courant de sortie de l'onduleur.

Les courants de lignes à la sortie de l'onduleur sont représentés par la figure III.25 On remarque que le générateur photovoltaïque délivre un courant de 2.8 A pour la première charge, et cette valeur augmente à 4.1 A pour la deuxième charge qui nécessite une puissance importante.

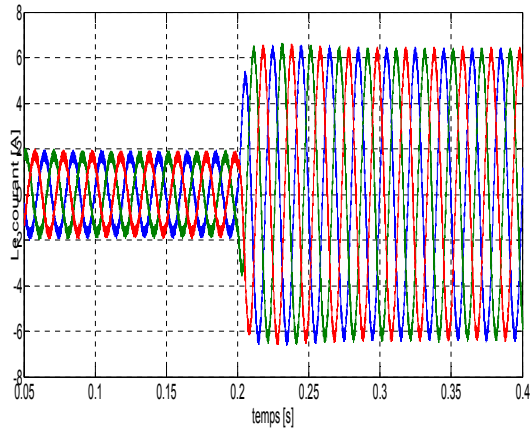


Figure III. 27 : Les courants de réseau électrique.

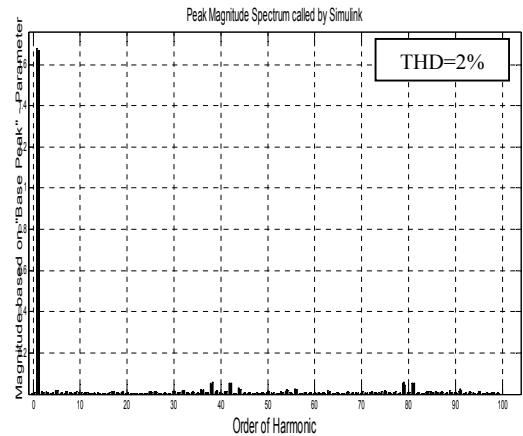


Figure III. 28 : Le spectre de courant de réseau.

La figure III.27 présente le courant débité par le réseau. Il est évident que l'augmentation de la puissance de charge après 0.2 s oblige le réseau de produire plus de courant puisque de point de vue GPV on est limité par la MPPT.

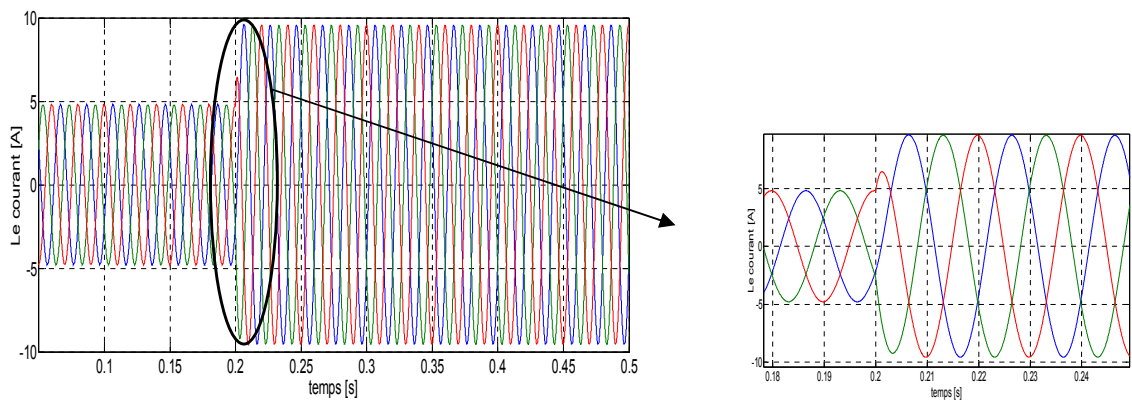


Figure III. 29 : Les courants de charge.

La figure III.29 présente le courant de charge. Il montre l'appel de courant après 0.2s suite à l'augmentation de la puissance de charge.

Par observation on peut conclure que le courant de charge est égal à la somme de courant débité par le générateur photovoltaïque et le courant de réseau, donc notre générateur photovoltaïque soulage le réseau électrique. De plus le taux d'harmonique reste inférieur aux exigences du réseau et qui est de 2%.

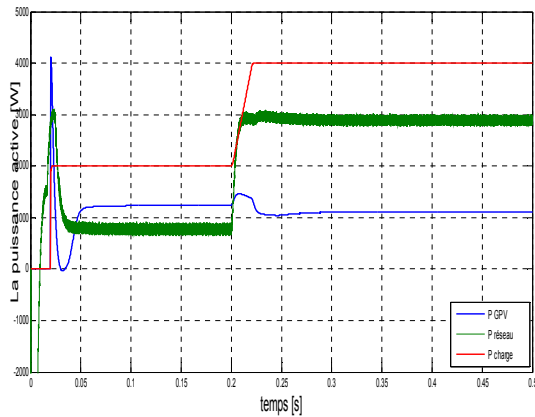


Figure III. 30 : La puissance active.

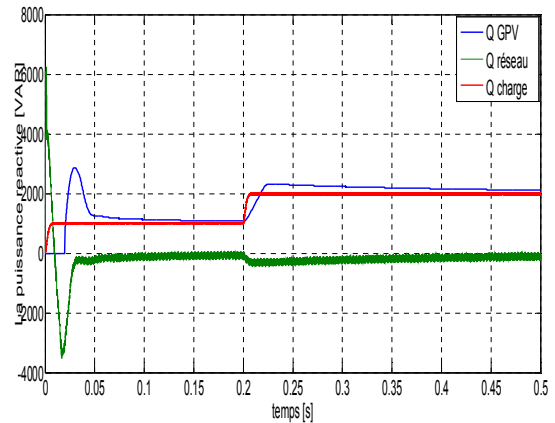


Figure III. 31 : La puissance réactive.

D'après la figure III.30, on remarque que la puissance absorbée par la charge est égale à la somme de la puissance de réseau et la puissance délivré par notre générateur photovoltaïque.

L'onduleur de GPV joue le rôle d'un « Grid Feeding Inverter » ou il injecte toute la puissance active générée par le panneau PV au réseau. La puissance réactive est aussi injectée au réseau, ce qui permet au réseau de considérer notre charge comme une charge purement résistive avec un facteur de puissance unitaire. Cette valeur ajoutée au notre GPV nous permet d'économiser le coût de transport de puissance réactive et de diminuer les pertes et même améliorer la stabilité de notre réseau.

On note que la compensation de la puissance réactive ne nécessite aucune puissance active générée par le PV, car selon la théorie de puissance instantanée la puissance réactive a une valeur moyenne nulle [29].

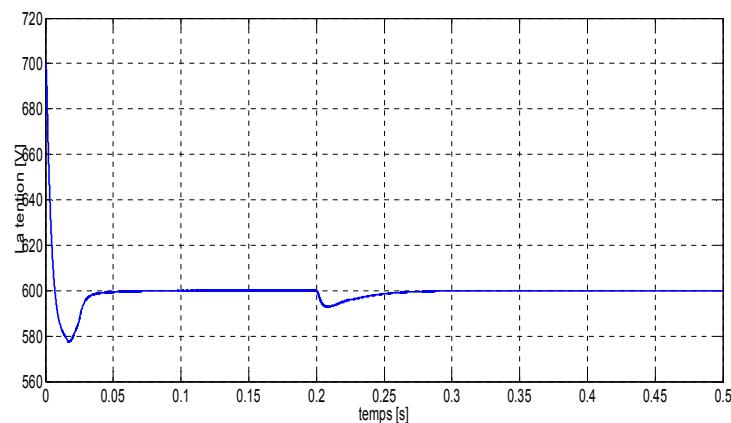


Figure III. 32 : Le courant Vdc.

III.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons modélisé et simulé tous les équipements représentant le système photovoltaïque connecté au réseau électrique, tel que, le générateur photovoltaïque, le hacheur survolteur, l'onduleur et la charge.

On a pu constater que la structure globale du système PV raccordé au réseau électrique est stable. D'après les résultats obtenus de simulation on remarque que le convertisseur DC-DC et la commande MPPT effectuent leurs rôles d'attendre la puissance maximal de générateur PV. Le hacheur et la commande MLI a le rôle de fournir une allure sinusoïdale ou niveau de la sortie de l'onduleur.

Les exigences de raccordement sont assurées par le système de régulation en plus du PLL.

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire concerne les systèmes photovoltaïques couplés au réseau électrique. Ce dispositif est amené à connaître des développements importants liés essentiellement à une volonté de plus en plus affichée de diversification des moyens de production de l'énergie et d'un meilleur respect de l'environnement. Associées à une production décentralisée, ces petites ou moyennes unités peuvent permettre une mutualisation avantageuse de ressources très réparties. Très fluctuantes, et contribuer à une meilleure gestion de l'énergie électrique dans un contexte de développement durable.

L'intérêt porté aux énergies renouvelables. Nous a amené à nous intéresser aux systèmes photovoltaïques comme production décentralisée. Ces systèmes utilisent des convertisseurs pour se connecter au réseau électrique et la puissance injectée est fortement variable puisqu'elle est dépendante de l'éclairement et la température.

Notre travail de simulation l'étude de la connexion au réseau électrique se résume à un convertisseur DC/DC de type élévateur « **BOOST** » qui fournit une tension continue. Ce convertisseur présente l'avantage d'être un élévateur de tension ce qui permet à ce système de s'adapter aux changements météorologiques et pour extraire le maximum de puissance disponible et un autre convertisseur DC/AC commandé par la MLI à transistors IGBT qui converti la tension continu à une tension alternative filtrée par des filtres LR et on a modélisés et simulés sous MATLAB-Sim-Power-Systeme.

Dans chapitre nous a permis d'exposer une description générale des Systèmes de génération d'énergie renouvelables qui est une solution de développement durable et une alternative des énergies fossiles.

L'énergie solaire semble être la solution dans les projets mis en place dans notre pays. Les autres ressources thermiques et thermodynamique, restent toujours au stade expérimental. Toutefois, la complexité des procédés de fabrication des modules photovoltaïques et les rendements de production faibles entraînent des coûts très élevés, ce qui freine son développement.

Dans ce chapitre nous avons modélisé et simuler tous les équipements représentant le système photovoltaïque connecté au réseau électrique, tel que, le générateur photovoltaïque, le hacheur survolteur, l'onduleur et la charge.

On a pu constater que la structure globale du système PV raccordé au réseau électrique est stable. D'après les résultats obtenus de simulation on remarque que le convertisseur DC-DC et la commande MPPT effectuent leurs rôles d'attendre la puissance maximal de générateur PV. Le hacheur et la commande MLI a le rôle de fournir une allure sinusoïdale ou niveau de la sortie de l'onduleur.

Les exigences de raccordement sont assurées par le système de régulation en plus du PLL.

-
- [1] Bal, Jean-Louis and Chabot, Bernard, "Les energie renouvelables, eta de l'art et perspectives de développement", Comptes Rendus Académie Sci., vol. 333, no. 12, pp. 827–834, 2001.
- [2] O. Gergaud, "Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur", Thèse de doctorat en Electrotechnique, l'Ecole Normale Supérieure, Cachan, 2002.
- [3] Jacques, Vernier, "Les énergies renouvelables", Que Sais-Je, no. 3240, 2012.
- [4] M. Ait-Mekideche, "Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique". Société Algérienne de l'électricité et du gaz, Avril-2011.
- [5] Ministère de l'Énergie et des Mines, "Guide des Énergies Renouvelables", dition-2007.
- [6] I. Bendjamâa, "Modélisation et commande d'un système De stockage photovoltaïque", Mémoire de Magister, Université Abou Bakr Belkaid, Tlemcen, 2012.
- [7] Stéphane Vighetti, "Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion", Thèse de doctorat, L'Université de Grenoble, france, 2010.
- [8] M.G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. Ruppert F, "Modeling and Ciriut –Based Simulation Of Photovoltaic Arrays", Univ. Camp. - UNICAMP, vol. 14, pp. 35–45, 2009.
- [9] A. Luque and S. Hegedus, "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering". John Wiley & Sons Ltd, 2003.
- [10] V. A. Chandhari, "Automatic peak power tracker for solar PV modules using DSPACE software", Thèse de Master, , Université de Deemed, 2005.
- [11] Y. Pankow, "Etude de l'intégration de la production décentralisé dans un réseau basse tension", Thèse de doctorat, l'école National supérieure d'Art et Métiers, 2004.
- [12] State of the art on dispersed PV power generation: publications review on the impact of PV Distributed Generation and Electricity networks', IEE PV Upscale, WP4-Deliverable 4.1, 2007.
- [13] Abbassen Lyes, "étude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque", Mémoire de Magister, Université de Tizi Ouzou, Tizi Ouzou, 2011.
- [14] M.G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. Ruppert F, "Modeling and Ciriut –Based Simulation Of Photovoltaic Arrays", Univ. Camp. - UNICAMP, vol. 14, pp. 35–45, 2009.
- [15] S. Petibon, "Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques", Thèse de doctorat, l'université de Toulouse, 2009.
- [16] Neche kamel, "Aide à la mise au point d'un banc de test photovoltaïque", Mémoire de fin d'étude d'ingénieur, Ecole nationale polytechnique, 2009.

-
- [17] K. Neche, "Aide à la mise au point d'un banc de test photovoltaïque", Mémoire de fin d'étude d'ingénieur, Ecole nationale polytechnique, 2009.
- [18] W. Boucheritte, "Convertisseurs multiniveaux dans les systèmes PV connectés au réseau", Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université Mohamed Khider, Biskra, 2013.
- [19] L. Thierry, "Cours d'électronique de puissance', IUT GEII 2ième année, Option EEP, 2004/2005.
- [20] B. Grabowski, Christian Ripoll, Aide-mémoire Électronique', Dunod, 5e édition, 2008.
- [21] N. Abouchabana, "Etude d'une nouvelle topologie buck-boost appliquée à un MPPT", Mémoire de Magister, Université de Laghouat, Laghouat, 2009.
- [22] J. Bratt, "Grid connected pv inverters: modeling and simulation", Mémoire de Master, Université de San Diego State, 2011.
- [23] C. Cabal, "Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque", thèse de doctorat, l'Université de Toulouse, 2008.
- [24] G. Haizea, "Etude de structure d'intégration des systèmes de génération décentralisés : application aux microréseaux", Thèse de doctorat, l'Ecole Doctorale de Grenoble, 2006.
- [25] M.A.E. Alali, "Contribution à l'Etude des Compensateurs Actifs des Réseaux Electriques Basse Tension", Thèse de doctorat, Université Louis Pasteur, 2002.
- [26] Y. Touzani, "Commande aléatoire du convertisseur Buck-Boost triphasé à prélèvement sinusoïdal du courant", thèse de Doctorat, Université de Clermont-Ferrand, 2006.
- [27] S. Bacha and D. Chatroux, "Systèmes photovoltaïques couplés au réseau Nouvelles Technologies de l'Energie 1". Chapitre X, 2006.
- [28] J. M. Myrzik and M. Calais, "String and module integrated inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems-a review", in Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna, 2003, vol. 2, p. 8–pp.
- [29] Stéphane Vighetti, "Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion", Thèse de doctorat, L'Université de Grenoble, france, 2010.
- [30] akagi,Hirofumi, watanabe,Edson Hirol, and Aredes,mauricio, "instontaneous power theory and applications to power condioning", vol. 31. John Wiley & Sons L, 2007.

Résumé: Le but de ce travail est la modélisation d'un système de conditionnement d'énergie pour le raccordement des systèmes photovoltaïques au réseau électrique. A la première partie, nous présentons un bilan non exhaustif des ressources énergétiques exploitables. On s'intéressera particulièrement aux systèmes photovoltaïques. La deuxième partie décrit une étude préliminaire des convertisseurs DC/DC et DC-AC, et leur principe de fonctionnement et les différentes structures existantes. Nous avons aussi présenté les topologies d'un système photovoltaïque leurs principe de fonctionnement leurs avantages et inconvénients. La troisième partie est consacrée à l'étude des résultats obtenus.

Mots clé: Photovoltaïques, Hacheur, MPPT, Onduleur, Réseau électrique, les topologies.

Abstract: The purpose of this work is the modeling of a power conditioning system for connecting photovoltaic systems to the grid. At the first part, we present a non-exhaustive assessment of exploitable energy resources. We pay particular attention to photovoltaic systems. The second part describes a preliminary study of DC / DC and DC-AC converters and their operating principle and different existing structures. We also presented the topologies of a photovoltaic system, their operating principle, advantages and disadvantages. The third part is devoted to study the results.

Key words: Photovoltaic, Chopper, MPPT, Inverter, Electrical network, the topologies.

الغرض من هذا العمل هو نمذجة نظام تكييف السلطة لربط النظم الكهربائية الضوئية إلى الشبكة. وفي الجزء الأول، فإننا نقدم تقييما غير شامل لموارد الطاقة القابلة للاستغلال. ونحن نولي اهتماما خاصا للنظم الكهربائية الضوئية. ويصف الجزء الثاني دراسة أولية للمحولات DC / DC و DC-AC ومبدأ عملها ومختلف الهياكل القائمة. قدمنا أيضا طبولوجيا نظام الضوئية ومزايا مبدأ التشغيل وعيوبها. ويخصص الجزء الثالث لنتائج الدراسة.

كلمات مفتاحية: مولد كهروضوئي ، المطبر ، خوارزمية تقصي نقطة الإستطاعة القصوى، المموج، الشبكة الكهربائية، طبولوجيا.