

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou
Faculté de Génie Electrique et de l'Informatique

Département d'Electrotechnique

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en
électrotechnique

OPTION : Réseaux électriques

Thème

**ETUDE D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE
CONNECTE AU RESEAU**

Dirigé par :

M^r : N.Benamrouche
M^{elle} : L.Hassaine

Etudié par :

M^r : M.Adli
M^r : R.Benamar

Promotion 2008

Remerciements

A l'issue de ce travail, nous tenons à exprimer toute notre gratitude à l'ensemble des personnes qui ont contribué, chacune à sa manière, à l'accomplissement de notre formation.

Nous tenons à remercier notre promoteur Monsieur Nacer Edine Benamrouche, pour les orientations et les conseils qu'il a su nous prodiguer durant l'évolution de notre projet.

Nous tenons aussi à remercier notre co-promotrice Mlle LYNDA HASSAINE, pour son aide et ses conseils.

Que tous les membres du jury trouvent ici l'expression de nous profonds respects pour avoir pris la peine d'examiner le manuscrit.

Sommaire

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralités.....	3
I-1. Les énergies renouvelables.....	3
I-1-1. Introduction.....	3
I-1-2. Description technique des différentes sources d'énergies renouvelables.....	5
I-1-2-1. Le solaire photovoltaïque.....	5
I-1-2-2. Le solaire thermique.....	5
I-1-2-3. L'éolien.....	6
I-1-2-4. La petite hydroélectricité.....	6
I-1-2-5. La biomasse.....	7
I-1-2-6. La géothermie.....	9
I-2. Energie photovoltaïque.....	10
I-2-1. Introduction.....	10
I-2-2. La cellule photovoltaïque.....	10
I-2-2-1. Introduction de la cellule photovoltaïque.....	10
I-2-2-2. Physique de la cellule photovoltaïque.....	11
I-2-2-3. Orientation des panneaux.....	13
I-2-2-4. Systèmes photovoltaïques.....	14
I-2-2-4-1. Systèmes photovoltaïques indépendants.....	14
I-2-2-4-1-1. Le système de régulation de charge.....	15
I-2-2-4-1-2. Les batteries.....	16
I-2-2-4-1-3. Système connecté à un réseau local.....	17
I-2-2-4-2. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau.....	18
I-2-2-5. Caractéristiques d'un module.....	19
I-2-2-6. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque (système fixe).....	19
I-2-2-6-1. Avantages.....	19
I-2-2-6-2. Inconvénients.....	20
I-2-2-7. Conclusions.....	20
I-3. L'énergie solaire.....	21
I-3-1-1. Introduction.....	21
I-3-1-2. Aperçu de la ressource.....	21
I-3-2. Aspects géométriques.....	22
I-3-2-1. Mouvements de la Terre.....	22
I-3-2-2. Mouvement apparent du Soleil.....	23
I-3-2-3. Heures et temps.....	25
I-3-2-3-1. Durée du jour.....	25
I-3-2-3-2. Relation entre temps légal et temps solaire.....	26
I-3-2-4. Durée et taux d'ensoleillement.....	28
I-3-2-4-1. Durée d'ensoleillement.....	28
I-3-2-4-2. Taux d'ensoleillement.....	28
I-3-3. Aspects énergétiques.....	28
I-3-3-1. L'atmosphère terrestre.....	28
I-3-3-1-1. Composition.....	28
I-3-3-1-2. Rayonnement du ciel et de l'atmosphère.....	29
I-3-3-2. Rayonnement solaire au sol.....	30
I-3-3-2-1. Notations.....	30

I-3-3-2-2. Rayonnement direct.....	31
I-3-3-2-3. Rayonnement diffus.....	33
I-3-3-3. Variations types du rayonnement.....	34
I-3-3-3-1. Annuelle.....	34
I-3-3-3-2. Mensuelle.....	35
I-3-3-3-3. Journalière.....	36

Chapitre II : Description des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau.....37

Introduction.....	37
II.1. Description d'un système photovoltaïque raccordé au réseau.....	37
II-2-1 Le générateur photovoltaïque.....	38
II-2-1-1 Principe.....	38
II.2.1.2. Constitution d'un générateur photovoltaïque (GPV).....	40
II.2.1.3 Protections classiques d'un GPV.....	41
II.2.1.3.1 Protection lors de la connexion en parallèle de plusieurs GPV.....	41
II.2.1.3.2 Protection du GPV constituée de la mise en série d'un grand nombre de cellules PV.....	42
II.2.2 Le dispositif de conditionnement de puissance (DCP).....	46
II.2.3 Les protections ou les éléments de mesure.....	47
II.2.4 Le réseau de distribution électrique basse tension.....	47
II.3 Classifications des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau.....	47
II.3.1 De petite taille avec des puissances allant de 1 à 10 kWc.....	47
II.3.2 De taille moyenne avec des puissances allant de 10 kWc à quelques centaines de kWc.....	47
II.3.3 De grande taille avec des puissances allant de 500kWc et plus (en générale 1 MWc en PV).....	47
II.3.4 Les systèmes PV connectés au réseau sans batterie de stockage.....	47
II.3.5 Les systèmes PV connectés au réseau avec batterie.....	48
II.4 Capacité Photovoltaïque Connectée au Réseau dans le monde.....	49
II.5 Composants des centrales photovoltaïques connectées au réseau.....	50
II.5.1 Générateur photovoltaïque.....	50
II.5.2 La poursuite du point de puissance maximale.....	52
II.5.2.1 Méthode de la dérivée de la puissance.....	52
II.5.2.2 La méthode de la cellule pilote.....	53
II.5.3 L'onduleur.....	54
II.5.3.1 Les caractéristiques principales d'un onduleur.....	55
II.6 Synoptique de la Centrale PV du CDER Connectée au Réseau.....	56
II.7 Le réseau de distribution en basse tension.....	56
II.7.1 Différents réseaux de distribution en basse tension.....	57
II.7.1.1 Le réseau radial.....	57
II.7.1.2 Le réseau peigné.....	59
II.7.1.3 Le réseau bouclé.....	59
II.7.1.4 Le réseau maillé.....	60
II.7.2 Topologie de réseau de distribution algérien.....	62

Chapitre III : Commandes des onduleurs connectés au réseau.....63

III-1.introduction.....	63
III.2.1 Les caractéristiques principales d'un onduleur.....	63
III.2.2. Paramètres de performances d'un onduleur.....	64
III.2.3. Principe de fonctionnement des onduleurs.....	66
III.2.4. Commande des onduleurs.....	68
III.2.5. Onduleur d'une Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau.....	71
III.2.5.1 Différents types d'onduleurs couplés au réseau.....	72
III.2.5.2. Commandes des onduleurs connectés au réseau.....	73
III.4.3 La commande par la boucle à verrouillage de phase.....	79
III.3. Protections et considérations techniques de la connexion au réseau de la centrale photovoltaïque.....	80
III.3.1. Protection différentielle.....	82
III.3.2. Protection générale du raccordement.....	82
III.3.3. Protection d'îlotage.....	82
III.3.4. Perturbations en tension.....	83
III.3.5. Perturbations en fréquence.....	83
III.3.6. Déconnexion.....	83
III.3.7. Reconnexion après les défaillances.....	83
III.3.8. Protection contre l'injection de la composante continue dans le réseau.....	84
III.3.9. Mise à la terre.....	84
III.3.10. Interférences électromagnétiques.....	85
III.3.11. Facteur de puissance.....	85
III.3.12. Normes en vigueur et caractéristiques de quelques onduleurs.....	85
III-4.conclusion.....	86

Chapitre IV : Simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau.....87

IV.1. Simulation d'un système photovoltaïque connote au réseau monophasé sous PSIM.....	87
IV-1.1. Introduction au PSIM.....	87
IV-1.2.Saisie du schéma.....	87
IV-1.3.la simulation.....	88
IV-2.Bloc de simulation.....	89
IV-3.Résultats des simulations sous PSIM.....	90
IV-4.interpretation des résultats.....	94
IV-5.Conclusion.....	94

Conclusion générale.....95

Liste des figures

Figure I-2-1. Schéma explicatif du phénomène.....	11
Figure I-2-2. Courant obtenu suite au dopage.....	12
FigureI-2-3. Systèmes indépendants.....	14
FigureI-2-4. Schéma général d'un système de régulation de charge.....	15
Figure I-2-5 : Modélisation d'un système utilisant les batteries.....	17
Figure I-2-6. Schéma général d'un système connecté à un réseau local.....	17
FigureI-2-7. Système connecté au réseau public.....	18
FigureI-3-1. Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère.....	22
Figure I-3-2. Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil.....	23
Figure I-3-3. Mouvement apparent du Soleil observé d'un point de latitude.....	24
Figure I-3-4. Repérage de la position du Soleil.....	24
FigureI-3-5. Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.....	26
FigureI-3-6. Equation du temps ET et déclinaison δ en fonction du jour de l'année.....	27
Figure I-3-7. Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre.....	29
Figure I-3-8. Spectre du rayonnement atmosphérique.....	30
FigureI-3-9. Irradiation globale moyenne en $kWh.m^{-2}.j^{-1}$	34
FigureI-3-10. Variation type de l'éclairement solaire au cours d'une journée non perturbée.....	36
Figure II-a : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque.....	37
Figure II-b : Schéma d'une Centrale Photovoltaïque Connectées au Réseau.....	38
Figure II-1 : coupure transversale d'une cellule PV typique.....	39
FigureII-2 : caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque.....	39
Figure II-3 : schéma équivalent d'une cellule PV.....	40
Figure II-4 : schéma d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour.....	41
Figure II-5 : caractéristiques I-V d'une cellule solaire ensoleillée et dans l'obscurité.....	42
Figure II-6 : caractéristique I-V des sous-réseaux A et B du module PV dans une situation d'irradiation non homogène. (1 cellule sous-irradiée).....	43
Figure II-7 : caractéristique I-V résultante de la mise en série de deux sous réseaux de cellules avec une cellule du sous-réseau A sous-irradiée et les deux demi-modules protégés par diode by-pass.....	44
Figure IV.8 : Système PV connecté au réseau sans batterie de stockage.....	48
Figure II.9 : Système PV connecté au réseau avec batterie.....	49
Figure II.10 : Capacité PV installée en CPCPR dans le monde.....	50

Figure II.11 : Courbe de la puissance en fonction de la tension et position du MPP.....	53
Figure II.12 : Schéma de principe de la méthode de la cellule pilote.....	54
Figure II.13 : Synoptique de la Centrale PV du CDER Connectée au Réseau.....	56
Figure II.14 : réseau de distribution basse tension.....	57
Figure II.15 : Réseau radial.....	58
Figure II.16 : Réseau peigné.....	59
Figure II.17 : Réseau bouclé.....	60
Figure II.18 : Réseau maillé.....	61
Figure II.19 : Topologie schématisée du réseau algérien	62
Figure III-1 : Onduleurs en demi-pont et en pont monophasé.....	66
FigureIII-2 : Onduleur triphasé composé de trois onduleurs monophasés.....	67
Figure III-3 : Système PV connecté au réseau avec onduleur à pont triphasé.....	67
Figure III-4 : Onduleur triphasé avec trois onduleurs monophasés.....	68
Figure III-5 : Forme des ondes de référence, de la porteuse et de la sortie de l'onduleur.....	70
FigureIII-6 : Différents types d'onduleurs couplés au réseau.....	72
Figure III-7 : Synoptique d'un onduleur connecté au réseau commandé par une PWM.....	74
Figure III-8 : Modulation de largeur d'impulsion.....	76
Figure III.9 : Principe de la commande des onduleurs par MLI.....	76
FigureIII-10 : Synoptique d'un onduleur connecté au réseau commandé par hystérésis.....	77
Figure III.11 : Principe de la commande des onduleurs par hystérésis....	78
Figure III-12 : Commande de l'onduleur par des algorithmes de contrôle de la tension et du courant.....	78
Figure III-13 : Onduleur contrôlé à l'aide d'un DSP.....	78
Figure III.14 : Schéma de commande d'une PLL.....	79
Figure III.15 : Principe de fonctionnement de La commande par la boucle à verrouillage de phase.....	80
Figure IV-1 schéma bloc d'un onduleur connecté réseau	89
Figure IV-2 courant I_s injecté dans le réseau.....	90
FigureIV-3 : tension du réseau V_s	91
Figure IV-4 : tension a la sortie de l'onduleur V_{ON}	92
Figure IV-5 : tension réseau /tension a la sortie de l'onduleur	93

Introduction générale

Il y a seulement deux cents ans, les hommes n'utilisaient presque pas d'autres sources d'énergies renouvelables. Le bois pour le chauffage et la traction animale pour le transport, le vent et les chutes d'eau pour l'énergie mécanique. L'utilisation de l'énergie fossile et fissile est un épiphénomène à l'échelle de l'histoire humaine ; elle apparaît à travers deux petits pics, l'un au cours du 19^{ème} siècle avec le charbon et la découverte des machines à vapeur, l'autre au 20^{ème} siècle avec le pétrole, le gaz et le nucléaire. La source de toutes les énergies renouvelables est le soleil. L'un des plus développements industriels de la fin du siècle est celui de la conversion directe de l'énergie lumineuse en électricité. Par l'étendue de ses applications et la diversité des services rendus par des petites sources autonomes d'électricité, le modèle photovoltaïque n'a pas fini de nous étonner.

Dans ce contexte général, notre étude s'intéresse à l'énergie photovoltaïque qui est potentiellement une source d'énergie inépuisable et relativement plus acceptable pour notre environnement. En outre, l'évolution des coûts à long terme, à la hausse pour les énergies non renouvelables et à la baisse pour le photovoltaïque, en fera un partenaire concurrentiel pour alimenter les réseaux dans quelques années.

Il n'en faut pas davantage pour que les autorités responsables et les organisations professionnelles intéressées s'efforcent déjà de prévoir le développement de cette nouvelle source d'énergie par des programmes d'encouragement et des cours de formation.

C'est dans ce cadre que se situe actuellement un marché pour une nouvelle forme de générateurs photovoltaïques raccordés au réseau, qui sont la préfiguration des centrales photovoltaïques de demain, et dont la puissance installée varie entre quelques kW et quelques centaines de kW.

Actuellement, le rendement de conversion d'énergie solaire en énergie électrique est encore faible (souvent inférieur à 12 %) et sous un ensoleillement nominal de $1000W/m^2$; 12m² de panneaux photovoltaïques sont nécessaire pour fournir 1kW. Ce qui induit un coût élevé de la crête. Ce rendement faible ainsi que le coût élevé de la source ont incité les utilisateurs à exploiter le maximum de puissance électrique disponible au niveau de générateur photovoltaïque. Ce maximum est généralement obtenu en assurant une bonne adaptation entre le générateur et le récepteur associé. Cette adaptation est effectuée à l'aide de convertisseurs statiques contrôlés pour différents modes de fonctionnement.

Le producteur d'énergie électrique doit dimensionner les systèmes de production, de transport et de distribution de façon à pouvoir livrer à chaque instant une qualité d'énergie électrique fiable, donc en l'occurrence observer une onde de tension sinusoïdale et continue, caractérisée par sa fréquence et sa tension nominale et sa phase.

Toutefois cette forme d'onde est toujours déformée, la cause principale de la déformation de l'onde de tension ou de courant est la prolifération des composantes de l'électronique de puissance, ces dégradations se présentant en général sous deux formes :

- La pollution harmonique

- La consommation de l'énergie réactive qui a pour conséquence inévitable la dégradation du facteur de puissance global de réseau.

Ces deux phénomènes peuvent engendrer des effets négatifs sur les appareils et les équipements connectés aux réseaux.

Le présent mémoire a pour objet de contribuer à l'étude d'un système photovoltaïque connecté au réseau basse tension (Effectué au Centre de Recherche Des Energies Renouvelables (CDER) de Bouzaréah-ALGER).

Le travail réalisé dans ce mémoire, est structuré en quatre chapitres et une conclusion finale.

Le premier chapitre met en évidence les généralités sur les énergies renouvelables et sur les systèmes photovoltaïques ainsi que le rayonnement solaire.

Le deuxième chapitre traite la description d'un système photovoltaïque connecté au réseau basse tension.

Le troisième chapitre est consacré aux différentes lois de commandes des onduleurs utilisés pour la connexion des systèmes photovoltaïques au réseau.

Le quatrième chapitre est consacré à la simulation sous PSIM et des principales conditions d'injection de courant dans le réseau basse tension.

Nous terminons notre travail par une conclusion générale.

I-1. Les énergies renouvelables [1]**I-1-1. Introduction**

Les énergies renouvelables sont des énergies inépuisables. Fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux, leur exploitation n'engendre pas ou peu de déchets et d'émissions polluantes. Actuellement sous-exploitées par rapport à leur potentiel, seuls 15 % de la consommation mondiale d'électricité est couverte par les énergies renouvelables.

Pourtant, l'emploi de ces énergies présente des intérêts non négligeables, liés en particulier à la diminution de la dépendance aux énergies fossiles et particulièrement au pétrole et également à la réduction de l'impact environnemental lié aux émissions de gaz à effet de serre.

Un emploi plus répandu des énergies renouvelables afin de réduire les rejets de gaz carbonique dans l'atmosphère permettrait de respecter les accords du Protocole de Kyoto.

Quelle source	Comment la capter et la transformer	Sous quelle forme l'utiliser
Photovoltaïque	• cellules photovoltaïques	• électricité directe ou stockée en batteries • électricité injectée dans le réseau
Thermique	• serres, murs capteurs	• chauffage
	• capteurs solaires basse température • capteurs solaires haute température	• eau chaude sanitaire • chauffage par le plancher • électricité injectée dans le réseau • chaleur à très haute température dans un four
Eolien	• moulin à vent	• force mécanique (mouture de céréales...)
	• éolienne mécanique	• force mécanique (pompage de l'eau)
	• aérogénérateur	• électricité directe ou stockée en batteries • électricité injectée dans le réseau
Hydraulique	• moulin à eau	• force mécanique (mouture de céréales...)
	• petite centrale hydroélectrique • grande centrale hydroélectrique	• électricité directe ou stockée en batteries • électricité injectée dans le réseau • électricité injectée dans le réseau
	• marémotrice (courants marins et vagues)	• électricité injectée dans le réseau
Biomasse	• distillerie, unité d'estérification (blé, betterave, colza, tournesol)	• biocarburants pour les transports
	• chaudière biocombustibles (bois, sciure, paille, rafles de maïs...)	• chauffage • électricité (cogénération) injectée dans le réseau
	• bio digesteur, méthaniseur (déchets organiques, poubelles)	• biogaz pour les transports, pour le chauffage ou l'électricité
Géothermie	• pompes à chaleur (source à moins de 30 °C)	• chauffage • climatisation
	• centrales basse et moyenne énergie (130 °C à 150 °C)	• chauffage
	• centrales haute énergie (plus de 150 °C)	• chauffage • électricité injectée dans le réseau

Tableau I-1-1 : les différentes sources renouvelables employées à des fins énergétiques [1]

I-1-2. Description technique des différentes sources d'énergies renouvelables

I-1-2.1. Le solaire photovoltaïque

Développée à la fin des années 50 dans le cadre de programmes spatiaux pour lesquels il fallait disposer d'une source d'énergie fiable et inexorable, la technologie photovoltaïque (PV) est à présent utilisée pour des applications terrestres, comme l'alimentation d'habitations isolées ou dans le cadre de panneaux installés sur des bâtiments et reliés au réseau électrique déjà existant.

Le fonctionnement des dispositifs photovoltaïques se base sur la capacité de certains matériaux semi-conducteurs, traités spécialement, de convertir l'énergie de la radiation solaire en énergie électrique (courant continu) sans avoir recours à des organes mécaniques en mouvement. Le matériel semi-conducteur le plus couramment employé dans ce but est le silice. Le composant de base d'une installation PV est la cellule photovoltaïque, capable de produire environ 1,5 W de puissance en conditions standards, c'est à dire à une température de 25°C et soumise à une puissance de la radiation égale à 1000 W/m².

La puissance en sortie d'un dispositif PV quand celui-ci travaille en conditions standards prend le nom de puissance de pic (Wp) et est une valeur qui est utilisée comme référence. Le gain électrique réel en fonctionnement est en réalité inférieur à la valeur de pic à cause des températures plus élevées et des valeurs plus basses de la radiation. Plusieurs cellules assemblées et reliées entre elles en une seule structure unique forment le module photovoltaïque.

Le module PV traditionnel est constitué d'une liaison en série de 36 cellules pour obtenir une puissance en sortie égale environ à 54 Watt. Mais aujourd'hui, surtout pour des exigences architectoniques, les producteurs mettent sur le marché des modules constitués d'un nombre de cellules bien plus élevé et donc, de puissance plus élevée, jusqu'à 200 Watt pour chaque module. Selon la tension nécessaire à l'alimentation des installations électriques, plusieurs modules peuvent être reliés en série en une chaîne. La puissance électrique réclamée détermine ensuite le nombre de chaînes à relier en parallèle pour réaliser un générateur PV.

I-1-2-2. Le solaire thermique

La technologie pour l'utilisation thermique de l'énergie solaire a atteint une maturité et une fiabilité telle qu'elle peut rentrer à présent parmi les moyens les plus rationnels et propres pour chauffer l'eau ou l'air à usage domestique et productif.

La radiation solaire, malgré sa faible densité (qui atteint 1kW/m² seulement dans le cas de journées ensoleillées) reste la source énergétique la plus abondante et propre sur la surface

terrestre. Le rendement des panneaux solaires a augmenté de 30% au cours de la dernière décennie, rendant ainsi compétitives les applications dans le bâtiment, la construction d'habitations et de résidences, et l'agriculture.

L'application la plus commune est celle du capteur solaire thermique utilisé pour réchauffer l'eau courante.

Un mètre carré de panneau solaire peut réchauffer à 45-60°C entre 40 et 300 litres d'eau en une journée selon le rendement (celui-ci varie en fonction des conditions climatiques et de la typologie de collecteur, entre 30 et 80%).

I-1-2-3.L'éolien

Les aérogénérateurs convertissent la force du vent en électricité, précieuse pour alimenter les sites isolés, mais aussi les grands réseaux nationaux. Les éoliennes modernes connaissent un important succès, avec à la clef des progrès technologiques et économiques remarquables depuis ces 20 dernières années. Les plus grands industriels sont danois et allemands. En 1999, le marché mondial des grandes éoliennes reliées au réseau électrique a augmenté de 38 % (3 695 MW supplémentaires installés), la moyenne sur les quatre dernières années étant de 30 %. L'électricité éolienne est la moins coûteuse des utilisations actuelles des énergies renouvelables. Elle est "presque" compétitive, comparée à l'électricité issue des énergies traditionnelles.

De petites éoliennes, mécaniques et non productrices de courant, sont également utilisées pour pomper l'eau dans les pays en développement ou touchés par de faibles pluviométries.

I-1-2-4. La petite hydroélectricité

Elle désigne les centrales ne dépassant pas 10 MW de puissance. Des turbines installées sur les cours d'eau utilisent la force motrice des chutes pour générer de l'électricité. Celle-ci est injectée dans le réseau où alimente des sites qui n'y sont pas raccordés. Les petites centrales avec les grands barrages et les usines marémotrices forment la filière hydraulique, deuxième source d'énergie renouvelable dans le monde.

Les installations hydrauliques exploitent l'énergie potentielle mécanique contenue dans un débit d'eau, disponible à un certain niveau par rapport à celui où sont positionnées les turbines. La puissance d'une installation hydraulique dépend de deux paramètres : le saut (c'est à dire la différence entre le niveau auquel est disponible la ressource hydrique et le niveau auquel l'eau est restituée après un passage à travers la turbine) et le débit (la masse d'eau qui passe à travers la machine, exprimée par unité de temps).

Sur la base de la puissance nominale de la centrale, les installations hydrauliques se divisent en :

- ❖ micro installations (puissance inférieure à 100 kW)
- ❖ mini installations (puissance comprise entre 100 et 1000 kW)
- ❖ petites installations (puissance comprise entre 1000 et 10000 kW)
- ❖ grandes installations (puissance supérieure à 10000 kW)

En général, beaucoup d'installations de petites tailles sont réalisées dans des zones de montagnes sur des cours d'eau à régime torrentiel ou permanent et l'introduction du contrôle à distance, de la surveillance à distance et de la commande automatique permet de les utiliser à pleine productivité en économisant sur les coûts de personnel de gestion, qui se limite souvent à l'entretien périodiques.

A énergie produite égale, une centrale hydroélectrique qui génère 6 GWh permet de réduire l'émission de dioxyde de carbone de 4000 tonnes/an par rapport à une centrale au charbon. Pour une production de 1900 GWh/an, celle qui serait réalisée en développant le potentiel cité ci-dessus, la réduction de dioxyde de carbone serait de 1,27 Mtonnes/an et 3800 tonnes d'oxyde d'azote, en plus des 535 tonnes de particules diverses.

Un impact sur l'environnement des installations est cependant lié à la transformation du territoire et à la dérivation ou captation des ressources hydriques de corps hydriques superficiels. Ainsi, le flux minimum vital constitue un élément d'évaluation important pour l'estimation de l'incidence réelle qu'ont les dérivations sur les corps hydriques concernés.

En général, les installations mini hydro présentent un impact plus faible que celles de dimensions supérieures car elles s'insèrent à l'intérieur de schémas hydriques déjà existants et donc, éventuellement, déjà caractérisés par un impact limité.

I-1-2-5. La biomasse

La biomasse est un terme qui réunit une grande quantité de matériaux, de nature extrêmement hétérogène.

La biomasse utilisable à des fins énergétiques correspond à tous les matériaux organiques pouvant être employés directement comme combustibles, soit transformés en autres substances (solide, liquide ou gazeuse), d'utilisation plus facile dans les installations de conversion. D'autres formes de biomasses peuvent également être constituées par des résidus de cultures destinées à l'alimentation humaine ou animale (paille) ou de plantes cultivées seul but énergétique. Les types de biomasse les plus importants sont les résidus forestiers, les

restes d'industrie de transformation du bois, les restes des entreprises zootechniques, les restes des marchés et les résidus ménagers solides.

La biomasse représente la forme la plus sophistiquée d'accumulation de l'énergie solaire. Cela permet en effet aux plantes de convertir le CO₂ atmosphérique en matière organique, à travers le processus de photosynthèse, durant leur croissance. De cette manière, environ $2 \cdot 10^{11}$ tonnes de carbone sont fixées globalement par an, avec un contenu énergétique de l'ordre de $70 \cdot 10^3$ Mtep.

L'utilisation des biomasses à des fins énergétiques ne contribue pas à l'effet de serre puisque la quantité de CO₂ relâché durant la décomposition, ou la conversion énergétique est équivalente à celle absorbée durant la croissance de la biomasse même. Il n'y a donc aucune contribution nette à l'augmentation du niveau de CO₂ dans l'atmosphère.

✓ **Bois énergie** : il s'agit de l'énergie renouvelable la plus utilisée dans le monde. Essentiellement développées autour des usages thermiques, les applications utilisant le bois comme combustible s'étendent des chaudières individuelles aux installations collectives en passant par des chaufferies industrielles de plus de 15 MW de puissance unitaire.

✓ **Biocarburants** : le développement des biocarburants est souvent corrélé aux cycles de variation des prix du baril de pétrole. Aujourd'hui éthanol (betterave, blé...) et biodiesel (colza, tournesol...) offrent des avantages environnementaux appréciables dans le contexte de la lutte contre l'effet de serre. L'Union européenne projette d'atteindre une production de 17 millions de tonnes de biocarburant par an en 2010 par rapport au million produit actuellement.

✓ **Biogaz** : véritablement située à la charnière des problèmes environnementaux et énergétiques, l'exploitation du biogaz en Europe est devenu un secteur industriel à part entière. Les déchets de l'agro-industrie, de l'agriculture, des décharges d'ordures ménagères ou des boues provenant des eaux usées peuvent être mis à fermenter pour produire chaleur et électricité. Le potentiel européen exploitable est estimé à 18 millions de tep par an d'ici à 2020.

I-1-2-6. La géothermie

L'énergie géothermique est la forme d'énergie due à la chaleur endogène de la Terre. Les volcans, sources thermales et geysers illustrent la présence de chaleur emmagasinée dans la croûte terrestre et qui se dirige vers l'extérieur par le biais de fluides vecteurs tels que l'eau et la vapeur.

La température, à l'intérieur de notre planète, augmente avec la profondeur selon un gradient géothermique de 3°C par 100 m, même si des zones atteignent des gradients géothermiques anormaux avec des flux de chaleur supérieurs (9-12°C par 100 m).

En moyenne, la chaleur terrestre calculée est égale à 0,06 W/m² donc, en considérant toute la superficie, on arrive à des valeurs de 30 000 milliards de W. Cette énergie thermique, par unité de temps et de surface constitue le flux géothermique et est exprimée en HFU (Heat Flow Unit, soit une micro calorie par centimètre carré par seconde, ce qui équivaut à dire que la terre, en une seconde, disperse une micro calorie par centimètre carré).

L'exploitation de l'énergie géothermique consiste en l'utilisation de la chaleur contenue dans des roches relativement proche de la surface, où elle arrive en se propageant depuis des zones plus profondes de la terre. Pour atteindre la superficie, la chaleur a besoin d'un vecteur fluide (eau ou vapeur), naturel ou injecté, qui doit pouvoir s'infiltrer en grande quantité dans des roches poreuses et perméables. Ces roches doivent être à leur tour protégées par des roches imperméables qui empêchent ou limitent la dispersion des fluides et de la chaleur.

Dans un système géothermique, l'eau pénètre dans le sous-sol à travers des roches perméables formant des nappes souterraines et, par effet de la chaleur transmise aux roches par une fonte (une masse magmatique), elle se réchauffe jusqu'à atteindre des température de plusieurs centaines de degrés. Le fluide (eau et/ou vapeur) dans ces conditions remonte le long des failles et des fractures en donnant lieu aux manifestations géothermiques. Le fluide capté de cette manière, après plusieurs traitements, est envoyé vers les installations d'utilisation (production d'énergie électrique ou utilisations directes).

Une centrale géo thermoélectrique diffère de celle traditionnelle thermoélectrique par les appareils nécessaires au traitement du fluide naturel provenant du sous-sol et par l'extraction des gaz non condensables (surtout CO₂) toujours présents dans la vapeur.

I-2. Energie photovoltaïque [2]

I-2-1. Introduction

Sans énergie, notre monde ne pourrait fonctionner. En effet, l'homme, les machines et la nature en ont tous besoin. La demande totale d'énergie dans le monde s'accroît proportionnellement à la croissance démographique, à la disponibilité limitée des sources d'énergie et aux coûts sociaux et environnementaux de l'approvisionnement d'énergie. Mais, en principe, nous disposons de suffisamment d'énergie. Le soleil fournit une énergie lumineuse colossale à la Terre (10.000 fois l'énergie nécessaire). Mais le problème réside en ce que la forme sous laquelle nous recevons l'énergie n'est pas nécessairement celle sous laquelle cette énergie est utilisable. C'est pourquoi, nous devons utiliser des processus de conversion de l'énergie. Par exemple, les cellules solaires photovoltaïques permettent de convertir l'énergie lumineuse du soleil en énergie électrique. L'appauvrissement des sources énergétiques traditionnelles (pétrole...) due à une utilisation accrue de celles-ci et l'augmentation considérable du prix du pétrole, ... entraînent que l'étude des énergies renouvelables revêt une importance cruciale pour les années à venir. Les énergies renouvelables utilisables actuellement sont l'énergie hydraulique, le chauffage solaire actif, l'énergie éolienne, la géothermie, l'énergie photovoltaïque, la biomasse ...etc.

I-2-2. La cellule photovoltaïque

I-2-2-1. Introduction de la cellule photovoltaïque

Les cellules solaires photovoltaïques sont des semi-conducteurs capables de convertir directement la lumière en électricité. Cette conversion, appelée effet photovoltaïque, a été découverte par E. Becquerel en 1839, mais il faudra attendre près d'un siècle pour que les scientifiques approfondissent et exploitent ce phénomène de la physique.

L'utilisation des cellules solaires débute dans les années quarante dans le domaine spatial. Les recherches d'après guerre ont permis d'améliorer leurs performances et leur taille mais il faudra attendre la crise énergétique des années septante pour que les gouvernements et les industries investissent dans la technologie photovoltaïque et ses applications terrestres.

Aujourd'hui, les laboratoires de recherche et les industries travaillent en collaboration pour développer de nouveaux concepts ou de nouveaux procédés susceptibles d'améliorer les performances électriques et de réduire les coûts des cellules solaires. C'est ainsi que les

modules photovoltaïques modernes, composés de cellules interconnectées, ont largement prouvé leur efficacité et leur haute fiabilité. De plus, leur champ d'application ne cesse de s'élargir, du pompage à l'éclairage, en passant par toutes les applications électroniques de poche.

I-2-2-2. Physique de la cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique. Un semi-conducteur est un matériau dont la concentration en charges libres est très faible par rapport aux métaux. Pour qu'un électron lié à son atome (bande de valence) devienne libre dans un semi-conducteur et participe à la conduction du courant, il faut lui fournir une énergie minimum pour qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction). C'est l'énergie du " band gap ", E_g , en électron-volt (eV). Cette valeur seuil est propre à chaque matériau semi-conducteur et va de 1,0 à 1,8 eV pour les applications photovoltaïques. Elle est de 1,1 eV pour le silicium cristallin, et de 1,7 eV pour le silicium amorphe.

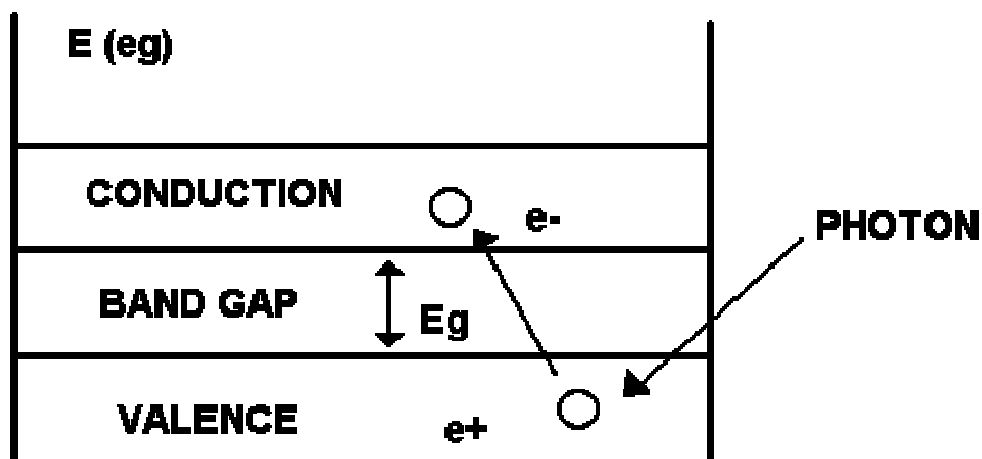


Figure I-2-1. Schéma explicatif du phénomène [2]

Le rayonnement arrivant sur la cellule solaire sera en partie réfléchi, une autre partie sera absorbée et le reste passera au travers de l'épaisseur de la cellule. Les photons absorbés dont l'énergie est supérieure à l'énergie du band gap vont libérer un électron négatif, laissant un " trou " positif derrière lui. Pour séparer cette paire de charges électriques de signes opposés et

recueillir un courant électrique, il faut introduire un champ électrique, E , de part et d'autre de la cellule.

La méthode utilisée pour créer ce champ est celle du dopage par des impuretés.

Deux méthodes de dopage sont possibles :

- Le dopage de type n (négatif), qui consiste à introduire dans la structure cristalline semi-conductrice des atomes étrangers qui ont la propriété de donner chacun un électron excédentaire, libre de se mouvoir dans le cristal (ex : le phosphore)
- Le dopage de type p (positif) utilise des atomes dont l'insertion dans le réseau cristallin donnera un trou excédentaire. (ex : le bore).

Lorsque l'on effectue deux dopages différents (type n et type p) de part et d'autre de la cellule, il en résulte, après recombinaison des charges libres (électrons et trous), un champ électrique constant créé par la présence d'ions fixes positifs et négatifs. Les charges électriques générées par l'absorption du rayonnement pourront contribuer au courant de la cellule photovoltaïque.

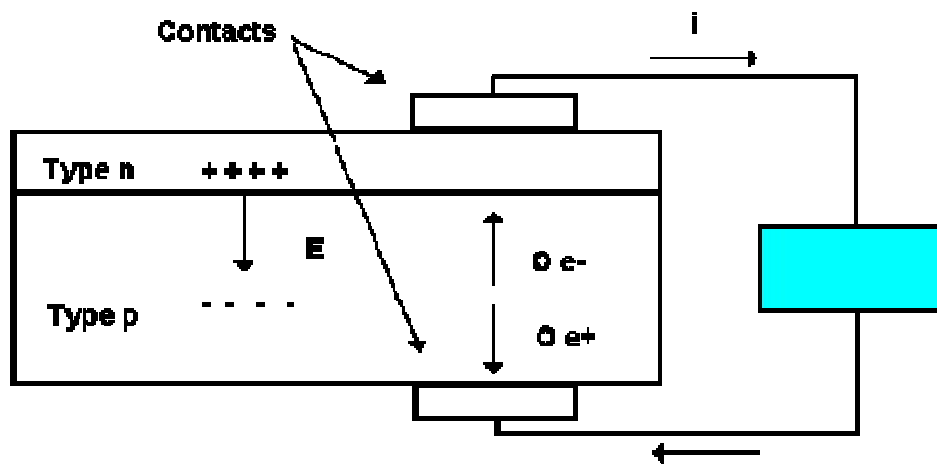


Figure I-2-2. Courant obtenu suite au dopage [2]

Il existe trois types principaux de cellules :

- Les cellules monocristallines
- Première génération de photopiles.

- Un taux de rendement excellent de 15 % et jusqu'à 24 % en labo.
- Méthode de production laborieuse et difficile, et donc, très chère.
- Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur.

➤ Les cellules poly-cristallines

- Coût de production moins élevé.
- Procédé moins gourmand en énergie.
- Rendement de 13 % et jusqu'à 20 % en labo.

➤ Les cellules amorphes

- Coût de production bien plus bas.
- Rendement de seulement 6 % par module et de 14 % en labo.

I-2-2-3. Orientation des panneaux

L'installation des modules peut se faire sur un toit si son orientation et son inclinaison sont bonnes ou à même le sol pour peu que l'endroit soit bien dégagé, aéré (10 cm d'espace sous les modules est vivement conseillé) et protégé. On les place habituellement avec la pente vers l'équateur (vers le sud dans l'hémisphère nord). L'inclinaison des panneaux n'est pas critique. On la prend en général égale à la latitude, avec une tolérance de 15°. La hauteur maximale du soleil variant au cours de l'année, on choisira une inclinaison supérieure ou inférieure à la latitude suivant que les besoins sont les plus importants lorsque la course du soleil est basse (éclairage, besoins importants en hiver dans l'hémisphère nord) ou haute (irrigation...). Toutefois, l'inclinaison des modules devrait rester supérieure à 10° pour assurer une auto nettoyage lors des pluies. Il existe aussi des structures beaucoup plus complexes qui suivent le soleil dans son mouvement quotidien pour augmenter l'énergie captée, mais la présence de pièces mobiles réduit la fiabilité et entraîne des coûts supplémentaires élevés. De plus, les moteurs permettant le suivi du soleil demandent aussi de l'énergie, d'où coûts additionnels. Ces structures sont surtout utilisées pour des systèmes photovoltaïques à concentration où seul le rayonnement direct est concentré sur la surface active. Quelle

Qu'elles soient, ces structures seront solidement ancrées pour résister aux éventuelles tornades, ouragans, cyclones, ... etc.

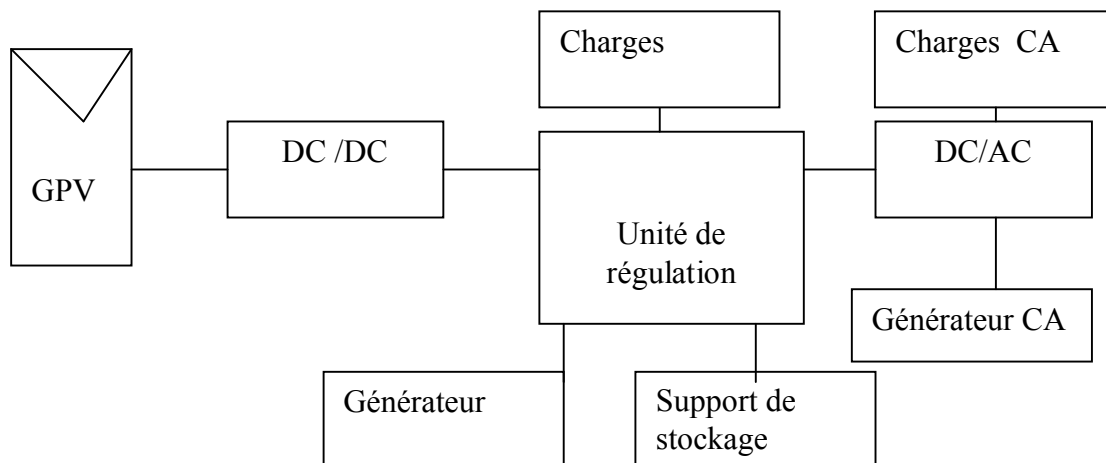
I-2-2-4. Systèmes photovoltaïques

Un panneau photovoltaïque se compose de petites cellules qui produisent une très faible puissance électrique (1 à 3 W) avec une tension continue de moins d'un Volt. Ces cellules sont disposées en série pour former un module ou panneau permettant de produire une puissance plus élevée. Les panneaux sont finalement interconnectés entre eux (en série et/ou en parallèle) pour obtenir un champ photovoltaïque. Il existe 2 types de systèmes photovoltaïques.

I-2-2-4-1. Systèmes photovoltaïques indépendants

C'est un système photovoltaïque qui alimente l'utilisateur en électricité (sans être connecté au réseau électrique). En effet, ces systèmes appelés aussi " autonomes " sont des systèmes qui ne dépendent pas de l'existence d'un réseau d'électricité. C'est bien souvent le seul moyen de s'électrifier lorsque le courant du réseau n'est pas disponible : les maisons en site isolé, sur des îles, en montagne...

A titre d'exemple, il est intéressant de savoir qu'en Europe du Sud, 12.10^5 personnes vivent sans électricité, que si l'on construit une maison en dehors d'une région desservie par le réseau, le particulier doit souvent payer très cher le raccordement à celui-ci. On voit alors que dans certains cas l'énergie photovoltaïque est de loin la solution la moins chère.



FigureI-2-3. Systèmes indépendants

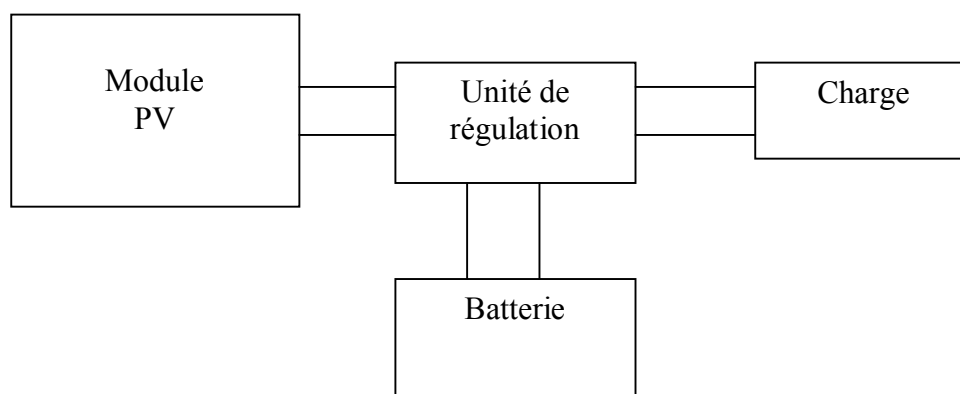
I-2-2-4-1-1. Le système de régulation de charge

Les systèmes de régulation de charge sont des éléments d'un système photovoltaïque qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie. Son rôle principal est de réduire le courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée. Lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complète, de petites bulles commencent à se former sur les électrodes positives. A partir de ce moment, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge complète. Un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur, ce qui pourrait créer un court-circuit.

La durée de vie d'une batterie sera considérablement allongée si l'on évite autant que possible des surcharges importantes et des décharges profondes. Pour ce faire, on sera bien avisé de maintenir la tension par élément de batterie entre 11 V et 14,4 V pour une batterie de 12 V. Les différents types de régulateurs se distinguent essentiellement par la manière dont ils empêchent la surcharge...

On peut citer à titre d'exemple :

- système autoréglant avec diode de blocage
- régulateur parallèle
- régulateur série
- régulateur séquentiel (pour courant fort)



FigureI-2-4. Schéma général d'un système de régulation de charge

Parmi les applications les plus courantes de systèmes de ce genre, on peut citer les applications d'éclairage (bouées marines, éclairage public), capteurs d'environnement, applications de télécommunications (stations relais), navigation électrique, habitations isolées. Dans les pays en développement, de tels systèmes sont souvent la seule possibilité d'amener un minimum d'approvisionnement en énergie à des régions isolées.

I-2-2-4-1-2. Les batteries

Il existe très peu d'installations autonomes qui n'ont pas besoin de stocker de l'énergie, cependant, elles existent.

- L'énergie photovoltaïque peut faire fonctionner une pompe pour les besoins en eau dans une région isolée sans forcément avoir recours à une batterie de stockage.
- Une autre utilisation serait pour pomper l'eau d'une piscine.
- On peut aussi relier des ventilateurs directement sur les panneaux PV si on se contente des heures de soleil pour leur fonctionnement.

Une batterie s'impose, cependant dans la majorité des cas. Cette batterie aura pour rôle de maintenir en service une charge en période de faible ensoleillement ou en l'absence d'ensoleillement. Dans les systèmes nécessitant un stockage de l'énergie électrique, la batterie électrochimique à accumulateur constituera souvent l'option la plus simple et la plus adéquate. En effet, une batterie peut se connecter directement à un module photovoltaïque sans la moindre conversion ni transformation. La capacité nominale, C , d'une batterie s'exprime en ampère-heure (Ah) au régime de $C/10$, c'est-à-dire la capacité pour un temps de décharge de 10 heures. Ainsi une batterie de 100 Ah fournira idéalement un courant de 10 A pendant 10 heures. Cependant, la capacité réellement disponible est en général inférieure à 80 % de la capacité nominale.

Le rendement énergétique d'une batterie se calcule en wattheure (Wh) et se définit comme le rapport de l'énergie de décharge complète à l'énergie de charge complète. Il est de 73 % pour les batteries plomb acide. Le rendement en Ah est le rapport des Ah déchargés sur les Ah chargés. Il atteint des valeurs de 80 à 85 % pour une charge complète.

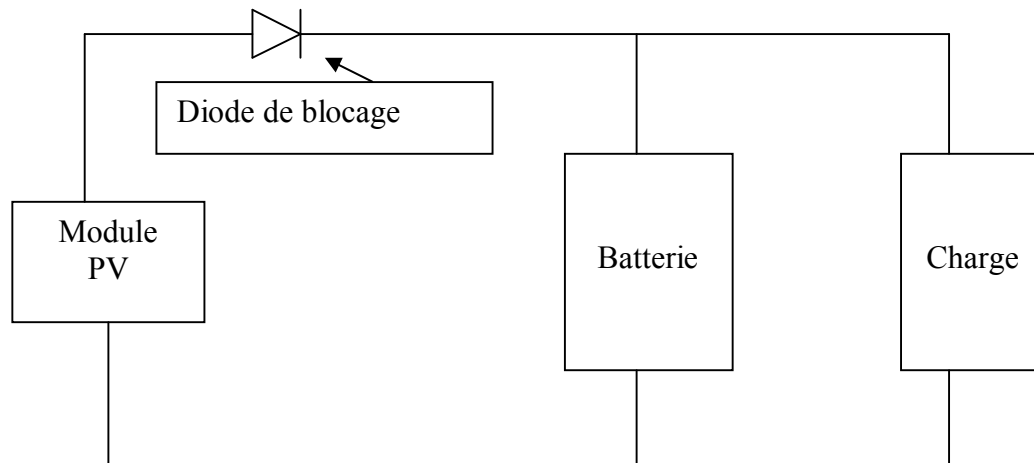


Figure I-2-5 : Modélisation d'un système utilisant les batteries

I-2-2-4-1-3. Système connecté à un réseau local

Dans certains cas, on alimentera un grand utilisateur à partir de cellules photovoltaïques. L'exemple le plus courant est celui d'une petite île où le réseau local servant à l'approvisionnement d'énergie des habitants sera alimenté par l'énergie solaire. De tels systèmes ont souvent une puissance de 10 à 100 kWc (puissance de crête) ou plus.

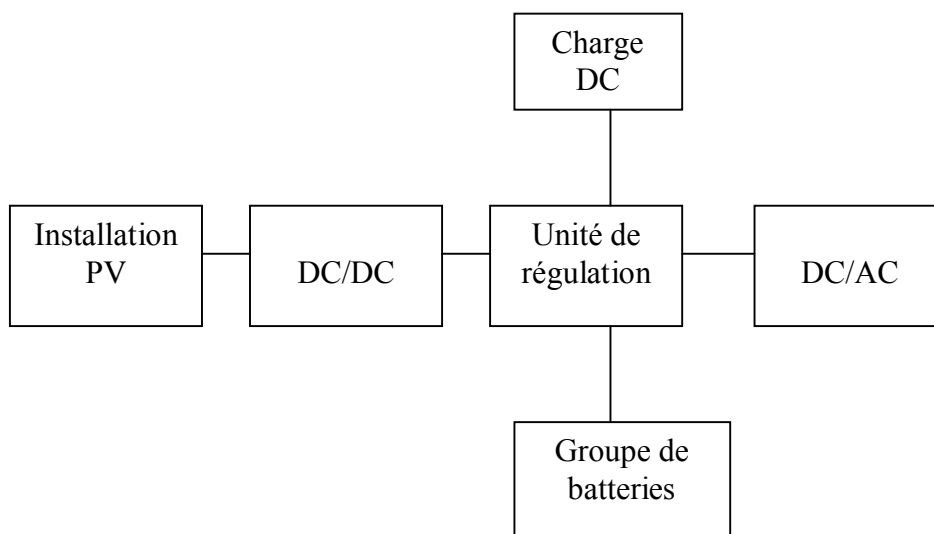


Figure I-2-6. Schéma général d'un système connecté à un réseau local

On remarque que les utilisateurs n'utilisent pas seulement des appareils à courant continu, et c'est pourquoi un convertisseur DC/AC alimentera un réseau à courant alternatif à partir d'un groupe de batteries. Pour obtenir

un meilleur rendement global du système, on n'utilisera pas de système autorégulant comme celui discuté au paragraphe 4.1.1., mais on établira la connexion entre le champ photovoltaïque et la batterie à l'aide d'un convertisseur CC/CC. Ce convertisseur doit faire en sorte que le champ photovoltaïque soit toujours à son point de fonctionnement optimal.

I-2-2-4-2. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau

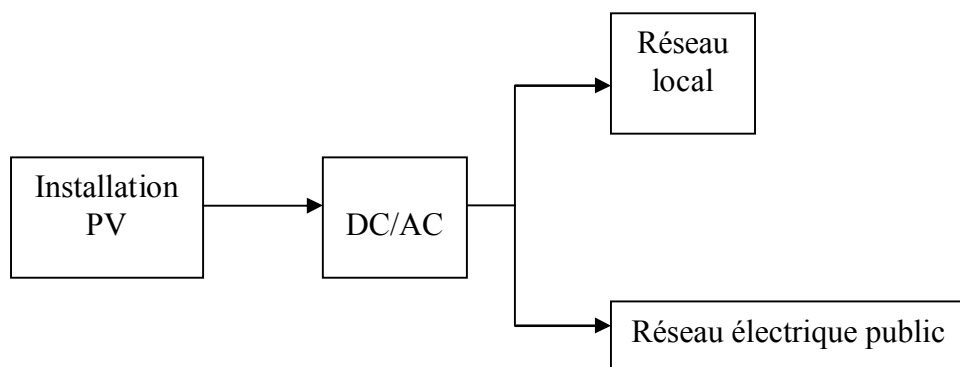
Par système photovoltaïque connecté au réseau, on entend un système dont le champ photovoltaïque est couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un convertisseur courant continu -courant alternatif.

Le convertisseur ou onduleur remplit les fonctions suivantes :

Conversion de courant continu en courant alternatif compatible avec la tension du réseau.

Optimalisation de la tension continue de manière à ce que le champ de modules fonctionne dans des conditions de puissance optimales.

Ce sont habituellement de grandes installations qui sont reliées au réseau (100 kWc à quelques MWc). Cela s'effectuera généralement en moyenne tension et bien souvent, la société d'électricité est impliquée dans le projet. L'énergie est immédiatement envoyée sur le réseau public et n'est donc pas liée à un consommateur local. Mais des systèmes de production d'énergie photovoltaïque nettement plus réduits peuvent être également raccordés au réseau public en raison de leur caractère modulaire. Ces systèmes sont alors disposés de manière décentralisée sur les toitures des habitations, des immeubles de bureau, des murs antibruit le long des autoroutes,...



FigureI-2-7. Système connecté au réseau public

I-2-2-5. Caractéristiques d'un module

Voici la description des paramètres d'un module :

- La puissance de crête, P_c : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).
- La caractéristique $I(V)$: Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- Tension à vide, V_{co} : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".
- Courant de court-circuit, I_{cc} : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".
- Point de fonctionnement optimum, (U_m, I_m) : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, $P_m = U_m * I_m$
- Rendement : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- Facteur de forme : Rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule :

$$V_{co} * I_{cc}$$

I-2-2-6. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque (système fixe)

I-2-2-6-1. Avantages

- D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au MégaWatt.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

I-2-2-6-2. Inconvénients

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % (soit entre 10 et 15 MW/km² par an pour le BENELUX) avec une limite théorique pour une cellule de 28%. · Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.

Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur.

I-2-2-7. Conclusion

Malgré que le soleil nous fournisse une énergie lumineuse colossale, nous ne pouvons actuellement pas en profiter pleinement suite à de nombreux problèmes liés à ce type d'énergie. Citons notamment le faible rendement des cellules dû à la conversion en électricité, les investissements importants, les conditions météorologiques, les problèmes de stockage, la répartition non uniforme du rayonnement solaire tant au point de vue spatial (latitude, présence d'une côte,...) que temporel (jour nuit), ...etc.

Néanmoins, l'énergie photovoltaïque peut être très utile dans certains cas énoncés tout au long de ce chapitre. En effet, elle est de plus en plus employée et sera certainement nécessaire dans l'avenir suite à l'appauvrissement total de nos sources énergétiques traditionnelles.

C'est en vue d'améliorer nos connaissances et les techniques en la matière que des projets sont et seront indispensables.

I-3. L'énergie solaire [3]

I-3-1-1. Introduction

L'augmentation brutale du prix du pétrole survenue en 1973 a conduit une première fois l'homme à s'intéresser à des sources d'énergie renouvelables au premier rang desquelles l'énergie solaire. Les principales caractéristiques de l'énergie solaire ayant suscité l'intérêt qu'on lui a porté à l'époque étaient sa gratuité (nous y reviendrons), sa disponibilité sur une grande partie du globe terrestre et l'absence de risque d'épuisement connu par les sources d'énergie fossile.

On s'est vite aperçu que l'énergie solaire, contrairement à une idée répandue, n'est pas tout à fait gratuite : son utilisation nécessite un investissement de départ souvent plus lourd que pour les sources d'énergie conventionnelles et nombre d'installations solaires sont aujourd'hui à l'arrêt faute d'avoir prévu un budget pour la maintenance des équipements.

Toutefois, sans être totalement gratuite, l'énergie solaire présente des coûts de fonctionnement réduits et offre dans certains cas une alternative économiquement rentable par rapport aux sources d'énergie conventionnelles.

Le développement de l'utilisation de l'énergie solaire sera lié non seulement à ses avantages économiques (qui grandiront au fur et à mesure que les réserves d'énergie fossile diminueront) mais surtout à des considérations liées à la protection de l'environnement : pas de rejets polluants (fumées contenant du CO₂ et des NO_x par les centrales thermiques), pas de danger radioactif et de déchets encombrants (centrales nucléaires), possibilité de limitation de l'emploi des CFC (production de froid solaire par adsorption).

I-3-1-2. Aperçu de la ressource [3]

Le soleil est une sphère gazeuse composée presque totalement d'hydrogène. Son diamètre est de 1 391 000 km (100 fois celui de la Terre), sa masse est de l'ordre de $2 \cdot 10^{27}$ tonnes.

Toute l'énergie du Soleil provient de réactions thermonucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde $564 \cdot 10^6$ tonnes d'hydrogène en $560 \cdot 10^6$ tonnes d'Hélium, la différence de 4 millions de tonnes est dissipée sous forme d'énergie ($E = mc^2$), ce qui représente une énergie totale de $36 \cdot 10^{22}$ kW. La Terre étant à une distance de $150 \cdot 10^6$ km du Soleil, elle reçoit une énergie de $1,8 \cdot 10^{17}$ W.

La valeur du flux de rayonnement solaire E reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (soit à environ 80 km d'altitude) varie au cours de l'année avec la distance Terre/Soleil. Sa valeur moyenne E_0 est

appelée la constante solaire, elle vaut $E_0 = 1353 \text{ W.m}^{-2}$. En première approximation, on peut calculer la valeur de E en fonction du numéro du jour de l'année j par :

$$E = E_0 [1 + 0.033 \cos(0.984 j)] \quad (\text{I-3-1})$$

On trouvera sur la figure I-3-1 la répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère.

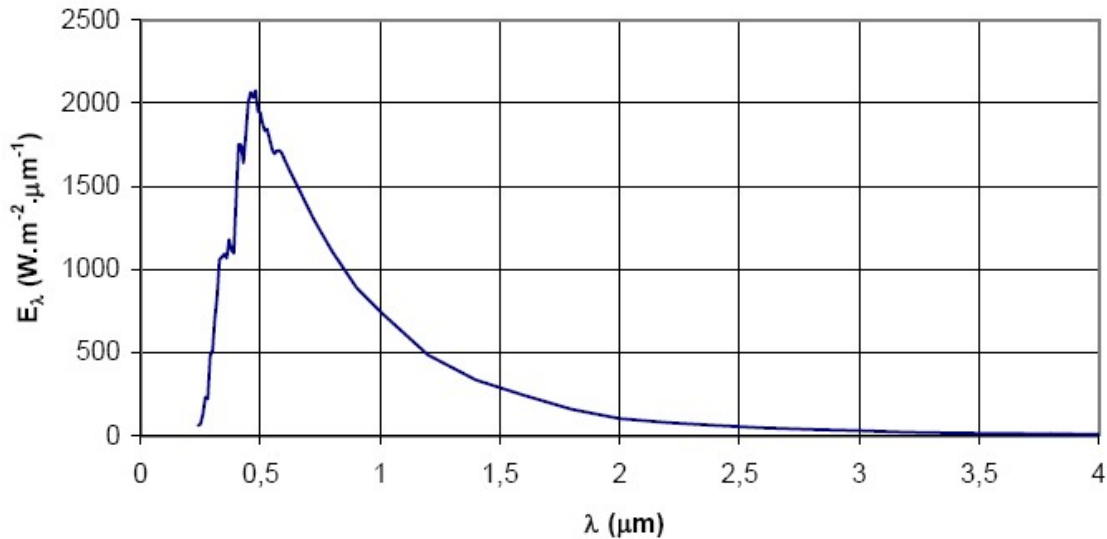


Figure I-3-1. Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère. [3]

On notera que 98% du rayonnement solaire est émis dans des longueurs d'onde inférieures à $4 \mu\text{m}$. En première approximation, le rayonnement solaire peut être assimilé au rayonnement d'un corps noir à une température de 5777°K .

I-3-2. Aspects géométriques

Nous allons nous intéresser ici aux aspects géométriques du rayonnement solaire intercepté par la Terre dans le but ultérieur de calculer le flux reçu par un plan incliné placé à la surface de la Terre et orienté dans une direction fixée. La connaissance de ce flux est la base du dimensionnement de tout système solaire.

I-3-2-1. Mouvements de la Terre

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est une ellipse dont le Soleil est l'un des foyers. Le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique. L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance Terre/Soleil ne varie que de $\pm 1,7\%$ par rapport à la distance moyenne qui est de $149\,675\,106 \text{ km}$.

La Terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la Terre est appelé l'équateur. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique : l'équateur et l'écliptique font entre eux un angle appelé inclinaison et qui vaut $23^{\circ}27'$. Les mouvements de la Terre autour de son axe et autour du Soleil sont schématisés sur la figure I-3-2.

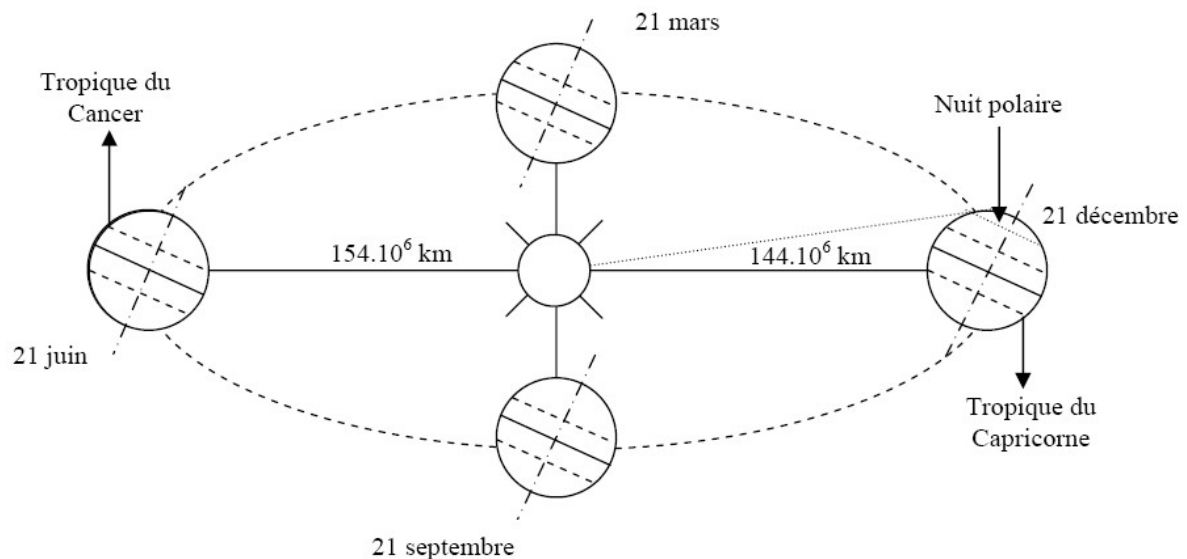


Figure I-3-2. Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil [3]

On appelle déclinaison δ l'angle formé par la direction du Soleil avec le plan équatorial. Elle varie au cours de l'année entre $-23,45^{\circ}$ et $+23,45^{\circ}$. Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation :

$$\delta = 23,45^{\circ} \sin[0,980(j + 284)]$$

Où j est le numéro du jour de l'année.

I-3-2-2. Mouvement apparent du Soleil

Le mouvement apparent du Soleil vu par un observateur fixe en un point de latitude L au nord de l'équateur est représenté sur la figure I-3-3

Au midi solaire, l'angle que fait la direction du Soleil avec la verticale du lieu est égal à $(L - d)$.

La durée du jour est de 12h aux équinoxes, elle est inférieure à 12h entre le 21 septembre et le 21 mars, supérieure à 12h entre le 21 mars et le 21 septembre.

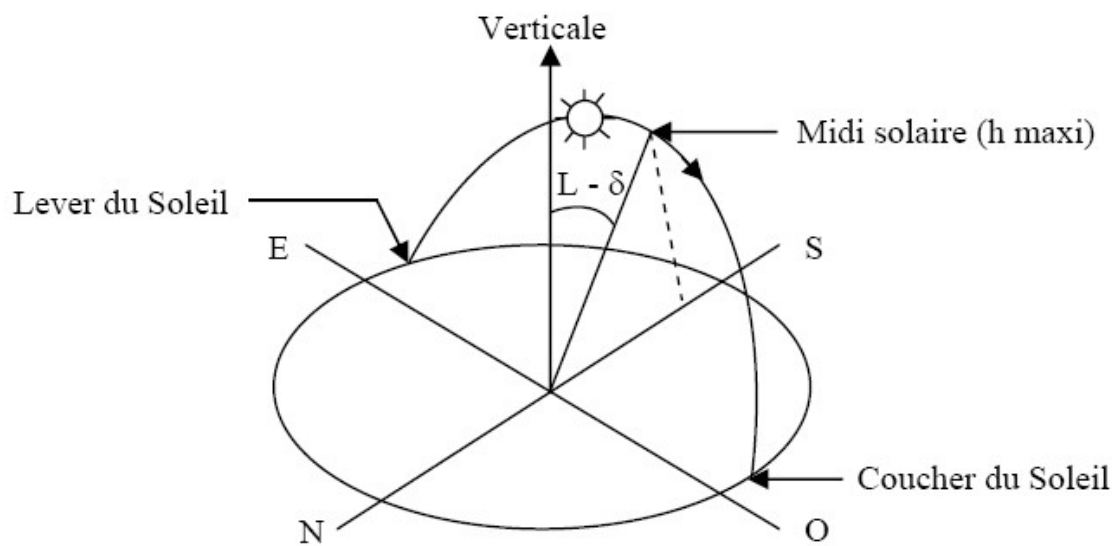


Figure I-3-3. Mouvement apparent du Soleil observé d'un point de latitude [3]

Le repérage du Soleil s'effectue par l'intermédiaire de deux angles :

- L'azimut a : c'est l'angle que fait la direction de la projection du Soleil sur le plan horizontal avec la direction Sud, cet angle étant orienté positivement vers l'Ouest.
- La hauteur h du Soleil : c'est l'angle que fait la direction du Soleil avec sa projection sur un plan horizontal.

Ces deux angles sont représentés sur la figure I-3-4.

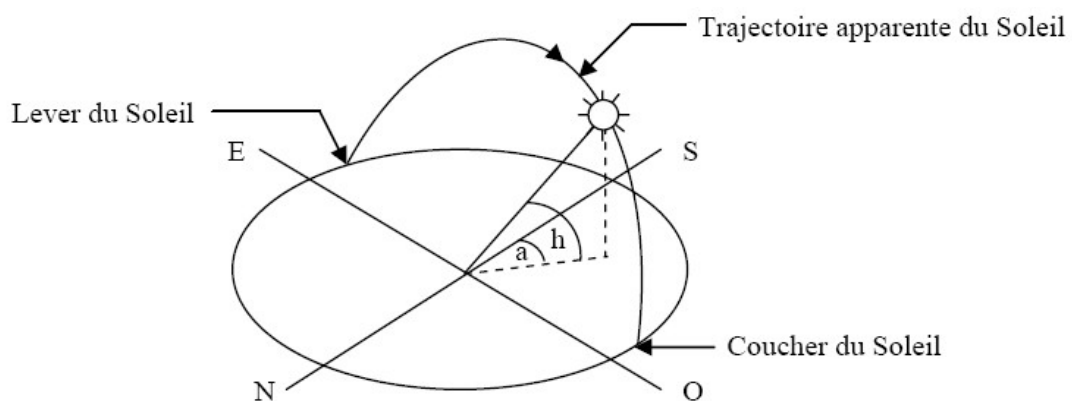


Figure I-3-4. Repérage de la position du Soleil. [3]

Ces deux angles sont fonction de :

- La latitude L du lieu
- La date j (numéro du jour de l'année)

- L'heure solaire TS dans la journée.

La latitude L et la date j servent à déterminer la trajectoire du Soleil dans le ciel et l'heure TS donne la position instantanée sur cette trajectoire.

On définit le jour comme le temps mis par la Terre pour effectuer un tour sur elle-même. Un jour a été divisé en 24h et on a défini l'heure solaire TS en fixant TS = 12h lorsque la hauteur du Soleil est maximale (le Soleil est à son « zénith »).

On définit également l'angle horaire ω par :

$$\omega = 15^\circ (TS - 12)$$

ω est compté positivement l'après-midi.

La hauteur h du Soleil peut alors se déduire de la relation :

$$\sin(h) = \sin(L)\sin(\delta) + \cos(L)\cos(\delta)\cos(\omega) \quad (\text{I-3-2})$$

Et l'azimut a par la relation :

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta)\sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (\text{I-3-3})$$

I-3-2-3. Heures et temps

I-3-2-3-1. Durée du jour

Le module ω_1 de l'angle horaire au lever du Soleil s'obtient en écrivant $\sin(h) = 0$ dans la formule $\sin(h) = \sin(L)\sin(\delta) + \cos(L)\cos(\delta)\cos(\omega)$, ce qui conduit à :

$$\cos(\omega_1) = -\tan(L)\tan(\delta) \quad (\text{I-3-4})$$

L'heure solaire au lever du Soleil a donc pour valeur :

$$(TS)_1 = \frac{\omega_1}{15} + 12 \quad (\text{I-3-5})$$

L'angle horaire ω_c au coucher du Soleil est l'opposé de l'angle horaire à son lever, nous avons donc $\omega_c = -\omega_1$ et la durée du jour vaut :

$$d = 2 \frac{\omega_1}{15}$$

I-3-2-3-2. Relation entre temps légal et temps solaire [3]

Les relations se rapportant au mouvement du Soleil utilisent le temps solaire TS qui diffère généralement du temps légal TL (heure des montres) du lieu considéré. Cette différence est liée à :

- La différence (fixée par chaque pays) entre l'heure légale TL et l'heure civile TCF du fuseau horaire dans lequel il se trouve :

$$c = TL - TCF \quad (I-3-6)$$

L'heure civile TCF du fuseau horaire est égale au temps universel TU (temps solaire du méridien de Greenwich) augmenté de la valeur du décalage horaire.

- La variation de la vitesse de la Terre sur sa trajectoire autour du Soleil qui introduit un terme correctif appelé équation du temps et noté ET :

$$ET = - \left[\begin{array}{l} 0,0002 - 0,4797 \cos(\omega' j) + 3,2265 \cos(2\omega' j) + 0,0903 \cos(3\omega' j) \\ + 7,3509 \sin(\omega' j) + 9,3912 \sin(2\omega' j) + 0,3361 \sin(3\omega' j) \end{array} \right] \quad (I-3-7)$$

Où : j Numéro du jour de l'année

$$\omega' = 0,984$$

ET Equation du temps (terme correctif) en mn ;

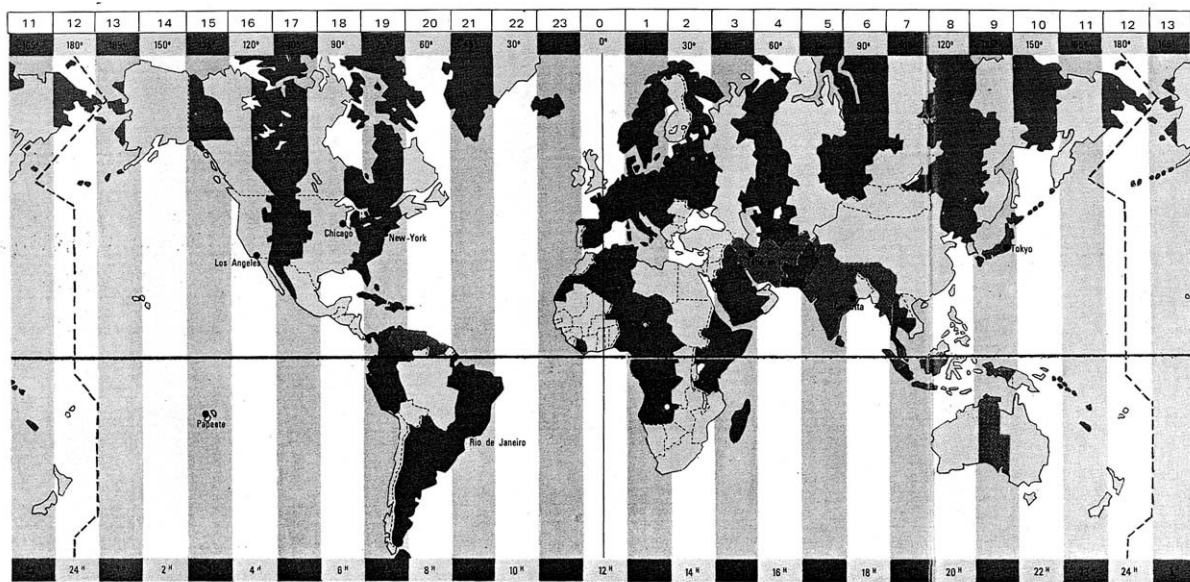


Figure I-3-5. Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich [3]

- La différence de longitude ($l - l_{ref}$) entre le lieu considéré et le lieu servant de référence au temps légal (en général le centre du fuseau).

Le temps solaire TS se calcule finalement par la formule :

$$TS = TL - C + ET + \frac{(l_{ref} - l)}{15} \quad (I-3-8)$$

La correction maximale due à l'équation du temps est de l'ordre de 16 mn, on peut ne pas en tenir compte en première approximation. On trouvera les variations annuelles de la déclinaison et de l'équation du temps sur la figure I-3-6.

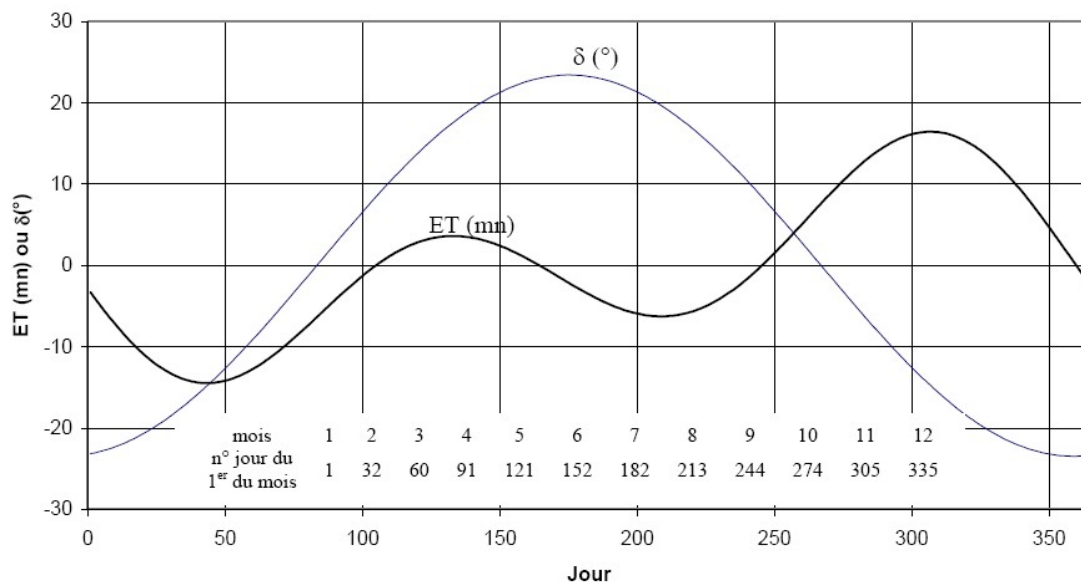


Figure I-3-6. Equation du temps ET et déclinaison δ en fonction du jour de l'année [3].

Le problème est souvent de déterminer la différence C entre TL et TCF en un lieu donné, on peut procéder de la manière suivante :

- Il est possible de connaître TL et TU (écouter une radio internationale...) d'où $(TL - TU)$.
- La différence $(TCF - TU)$.
- On en déduit $C = (TL - TU) - (TCF - TU)$.

(I-3-9)

I-3-2-4. Durée et taux d'ensoleillement**I-3-2-4-1. Durée d'ensoleillement**

Selon les conditions atmosphériques, le ciel peut être plus ou moins couvert de nuages au cours d'une journée.

Ceux-ci occultent le Soleil, totalement ou partiellement, empêchant ainsi le rayonnement d'atteindre directement le sol. On dit que la nébulosité est plus ou moins importante selon qu'il y a beaucoup ou peu de nuages.

On appelle durée effective d'ensoleillement ou insolation SS le temps pendant lequel, au cours d'une journée, le rayonnement solaire direct a atteint le sol du lieu considéré. On appelle rayonnement direct le rayonnement qui atteint la surface terrestre sans avoir subi de déviation depuis son émission par le Soleil.

I-3-2-4-2. Taux d'ensoleillement

Par ciel clair sans nuages, le sol reçoit le rayonnement solaire direct pendant toute la durée du jour, ou plus

Précisément pendant la durée maximale d'ensoleillement SS_0 .

On appelle taux d'ensoleillement ou taux d'insolation le rapport entre la durée effective et la durée maximale d'ensoleillement. :

$$\sigma = \frac{SS}{SS_0} \quad (I-3-10)$$

I-3-3. Aspects énergétiques**I-3-3-1. L'atmosphère terrestre****I-3-3-1-1. Composition**

L'atmosphère est constituée de plusieurs couches de caractéristiques différentes, ce sont :

- La troposphère, entre le sol et 15 km d'altitude.
- La stratosphère entre 15 et 80 km d'altitude.
- L'ionosphère entre 80 et 200km d'altitude.

Les caractéristiques absorbantes de l'atmosphère sont déterminées par la présence de :

- CO_2 (0,03%)
- Vapeur d'eau : en quantité variable caractérisé par l'épaisseur d'eau condensable qui est l'épaisseur d'eau que l'on obtiendrait en condensant toute la vapeur d'eau contenue dans l'atmosphère.

- Ozone O_3 située entre 10 et 30 km d'altitude.
- Aérosols : grains de sable, poussières, fumées...

On trouvera sur la (figure I-3-7) la répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre avec indication des gaz partiellement opaques qui filtrent ce rayonnement selon la longueur d'onde.

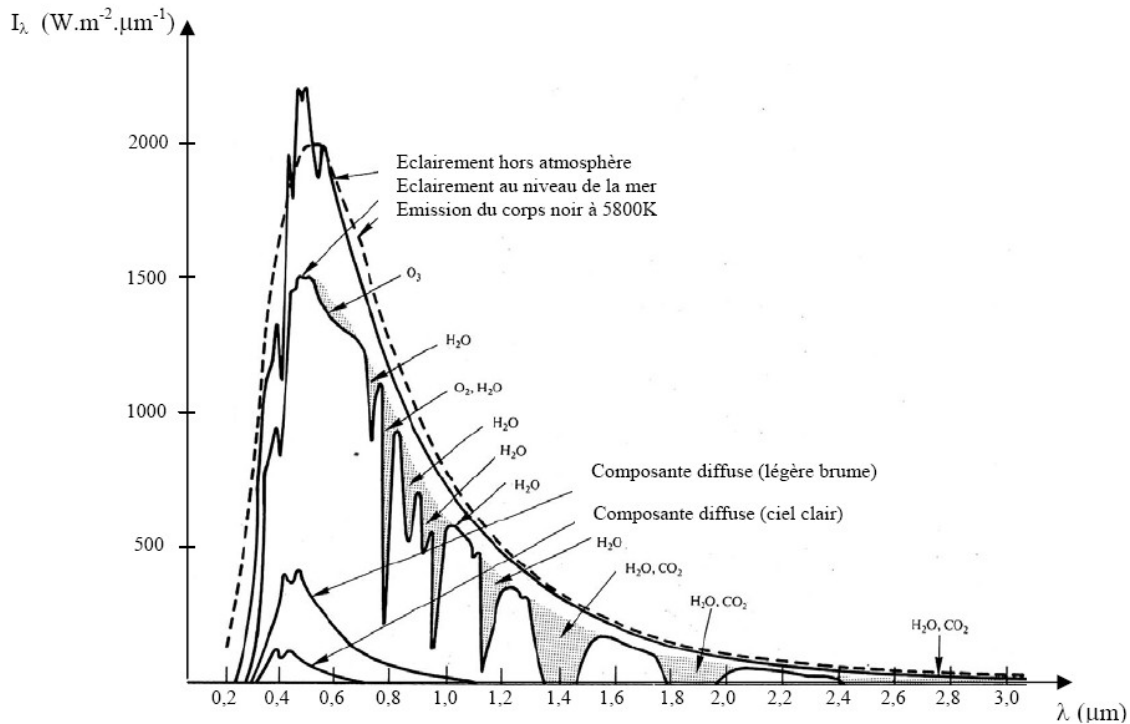


Figure I-3-7. Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre [3].

I-3-3-1-2. Rayonnement du ciel et de l'atmosphère

Les gaz non transparents de l'atmosphère (CO_2 , O_3 , H_2O) émettent vers la Terre un rayonnement dans les principales bandes suivantes :

- vers $14,7 \mu m$ pour le CO_2 .
- Entre 5 et $7 \mu m$ et entre 14 et $20 \mu m$ pour la vapeur d'eau.
- Vers $9,6 \mu m$ pour O_3 .

Ainsi que le montre la figure I-3-7, il s'agit d'un rayonnement émis dans les grandes longueurs d'onde ($> 3 \mu m$) contrairement au rayonnement solaire émis dans des longueurs d'ondes inférieures à $3 \mu m$.

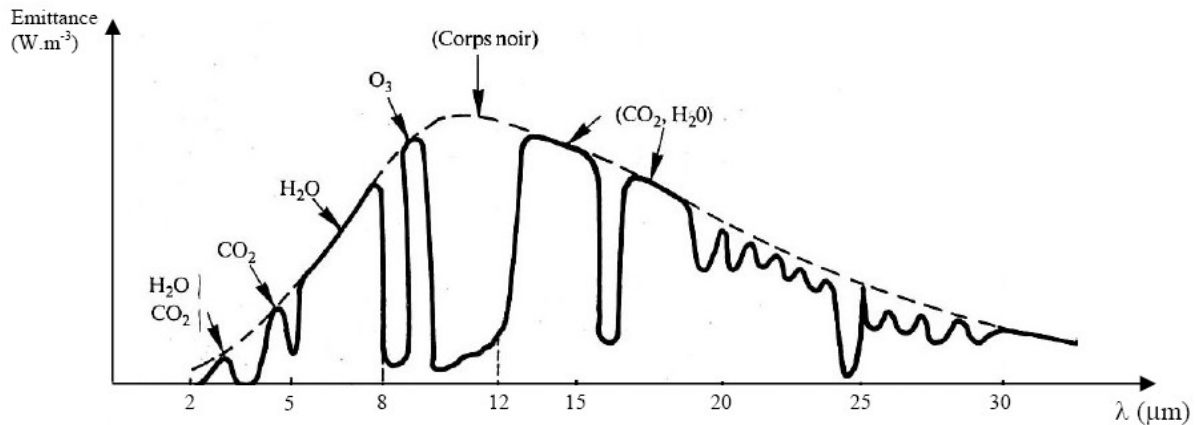


Figure I-3-8. Spectre du rayonnement atmosphérique[3].

Le flux W rayonné par le ciel et l'atmosphère vers la Terre peut être calculé par :

$$W = \sigma T_{ciel}^4 = \sigma \varepsilon_a T_a^4 \quad (I-3-11)$$

Où T_{ciel} ou ε_a sont donnés par l'une des corrélations suivantes

$$T_{ciel} = T_a - 12 \quad (I-3-12)$$

$$\varepsilon_a = 1 - 0,261 \exp \left[-7,77 \cdot 10^{-4} (T_a - 273)^2 \right] \quad (I-3-13)$$

$$\varepsilon_a = 0,787 + 0,764 \ln \left(\frac{T_{ra}}{273} \right) \quad (I-3-14)$$

Où :

T_{ra} Température de rosée de l'air en K

T_a Température de l'air en K

I-3-3-2. Rayonnement solaire au sol

I-3-3-2-1. Notations

Comme nous l'avons évoqué précédemment, l'atmosphère ne transmet pas au sol la totalité du rayonnement solaire qu'elle reçoit :

- Le rayonnement direct est celui qui traverse l'atmosphère sans subir de modifications.
- Le rayonnement diffus est la part du rayonnement solaire diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Il n'a pas de direction privilégiée.
- Le rayonnement global est la somme du rayonnement direct et diffus.

Les notations utilisées pour les composantes du rayonnement solaire sur une surface horizontale sont données dans le tableau I-3-1.

Irradiation solaire Energie reçue pendant une certaine durée $W.m^{-2}.durée^{-1}$ ou $kWh.m^{-2}.durée^{-1}$	Directe	S	$G = S + D$
	Diffuse	D	
	Globale	G	
Eclairement solaire Flux instantané $W.m^{-2}$	Direct	S^*	$G^* = S^* + D^*$
	Diffus	D^*	
	Globale	G^*	

Tableau I-3-1. Rayonnement solaire sur un plan horizontal : notations utilisées [3]

Le rayonnement direct reçu par une surface orientée en permanence vers le Soleil et qui reçoit donc le rayonnement solaire sous une incidence normale est désigné par I. Nous désignerons par :

- I l'énergie reçue (irradiation) en $W.m^{-2}.durée^{-1}$ ou $kWh.m^{-2}.durée^{-1}$
- I^* le flux reçu (éclairement) en $W.m^{-2}$

Nous avons la relation :

$$S^* = I^* \sin(h) \quad (I-3-15)$$

I-3-3-2.2. Rayonnement direct

Eclairement S^*

L'éclairement solaire direct S^* sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

α. Par mesure de G^* et D^* , on en déduit $S^* = G^* - D^*$.

β. A partir de la mesure des irradiances journalières globales G et diffuse D sur un plan horizontal, on en déduit $S = G - D$ et S^* par la fonction de répartition suivante :

$$S^* = \frac{\pi}{24} \left[a + b \cos(\omega) \right] \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_1)}{\sin(\omega_1) - \frac{\pi\omega_1}{180} \cos(\omega_1)} S \quad (I-3-16)$$

Où : $a = 0,409 + 0,502 \sin(\omega_1 - 60^\circ)$

$b = 0,661 - 0,477 \sin(\omega_1 - 60^\circ)$

χ. A partir de la mesure de l'irradiation journalière globale G , on évalue l'irradiation journalière diffuse D par la corrélation de Collares-Pereira et Rabl:

$$\begin{aligned}
 D &= 0,99G \dots\dots\dots K_T \leq 0,17 \\
 D &= (1,188 - 2,272K_T + 9,473K_T^2 - 21,865K_T^3 + 14,648K_T^4)G \dots\dots 0,17 \leq K_T \leq 0,75 \\
 D &= (-0,54K_T + 0,632)G \dots\dots\dots 0,75 \leq K_T \leq 0,80 \\
 D &= 0,2G \dots\dots\dots K_T \geq 0,80
 \end{aligned} \tag{I-3-17}$$

$$K_T = \frac{G}{G_0}$$

G_0 étant l'irradiation journalière sur un plan horizontal placé au-dessus de l'atmosphère calculable par :

$$G_0 = 3,795 \cdot 10^4 \cos(L) \cos(\delta) \left[\sin(\omega_1) - \frac{\pi \omega_1}{180} \cos(\omega_1) \right] \tag{I-3-18}$$

Où ω_1 est en degré et G_0 en $kJ.m^{-2}$

On calcule ensuite $S = G - D$ et on est ramené au cas précédent.

δ. A partir de la connaissance de la moyenne mensuelle de l'irradiation globale journalière G , on calcule l'irradiation diffuse journalière moyenne D par la corrélation de Collares-Pereira et Rabl :

$$D = \left\{ 0,775 + 0,00606(\omega_1 - 90^\circ) - \left[0,505 + 0,00455(\omega_1 - 90^\circ) \right] \cos(115K_T - 103) \right\} G \tag{I-3-19}$$

Et on est ramené au cas précédent.

A partir de la mesure du taux d'ensoleillement σ , on évalue G par :

$$\begin{aligned}
 G &= G_0 [0,29 \cos(L) + 0,52\sigma] \dots\dots\dots \text{Zonetropicale} \\
 G &= G_0 [\sqrt{2\sigma + 1} - 0,72] \dots\dots\dots \text{Algérie}
 \end{aligned} \tag{I-3-20}$$

Et on est ramené au cas précédent.

ε. On ne dispose d'aucune mesure : on peut évaluer le rayonnement direct sur un plan perpendiculaire au rayonnement solaire par la relation :

$$I^* = 1370 \exp \left[-\frac{TL}{0,9 + 9,4 \sin(h)} \right] \tag{I-3-21}$$

Où TL est le facteur de trouble de Linke calculable par :

$$TL = 2,4 + 14,6\beta + 0,4(1 + 2\beta) \ln(p_v) \tag{I-3-22}$$

β est le coefficient de trouble atmosphérique que l'on peut prendre égal à

$\beta = 0,05$ en zone rurale

$\beta = 01$ en zone urbaine

$\beta = 0,2$ en zone industrielle ou polluée

P_v est la pression partielle de vapeur d'eau exprimée en mmHg.

On en déduit $S^* = I^* \sin(h)$

Irradiation directe journalière S

L'irradiation directe journalière S sur un plan horizontal peut être déterminée de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

α . Par mesure directe de G et D on en déduit $S = G - D$.

β . À partir de G , on calcule D par la formule et on est ramené au cas précédent.

χ . À partir de la mesure du taux d'ensoleillement s on évalue G par la formule et on est ramené au cas précédent.

δ . Par intégration sur la journée des valeurs de $S^* = I^* \sin(h)$, I^* étant calculé par la formule (2.24).

I-3-3-2-3. Rayonnement diffus

Eclairement D^*

L'éclairement solaire diffus D^* sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

α . Par mesure directe.

β . À partir de la mesure de l'irradiation journalière diffuse D sur un plan horizontal, on déduit

$$D^* = \frac{\pi}{24} \left[a + b \cos(\omega) \right] \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_1)}{\sin(\omega_1) - \frac{\pi\omega_1}{180} \cos(\omega_1)} D \quad (\text{I-3-23})$$

χ . A partir de la mesure de l'irradiation globale G sur un plan horizontal : on évalue D par la formule (2.22) et on est ramené au cas précédent.

δ . À partir de la mesure du taux d'ensoleillement σ , on évalue G et on est ramené au cas précédent.

ϵ . Par utilisation de la corrélation suivante en l'absence de toute mesure :

$$D^* = 54,8 \sqrt{\sin(h)} \left[TL - 0,5 - \sqrt{\sin(h)} \right] \quad (\text{I-3-24})$$

Où TL est le facteur de trouble de Linke

Irradiation D

L'irradiation diffuse journalière D sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

- α . Par mesure directe.
- β . A partir de la mesure de l'irradiation globale G sur un plan horizontal : on évalue D .
- χ . À partir de la mesure du taux d'ensoleillement σ , on évalue G et on est ramené au cas précédent.
- δ . Par intégration des valeurs de D^* données par la corrélation en l'absence de toute donnée.

I-3-3-3. Variations types du rayonnement

I-3-3-3-1. Annuelle

La valeur de l'irradiation globale annuelle sur un plan horizontal dépend fortement de la latitude comme le montre la carte de l'ensoleillement sur la figure I-3-9.

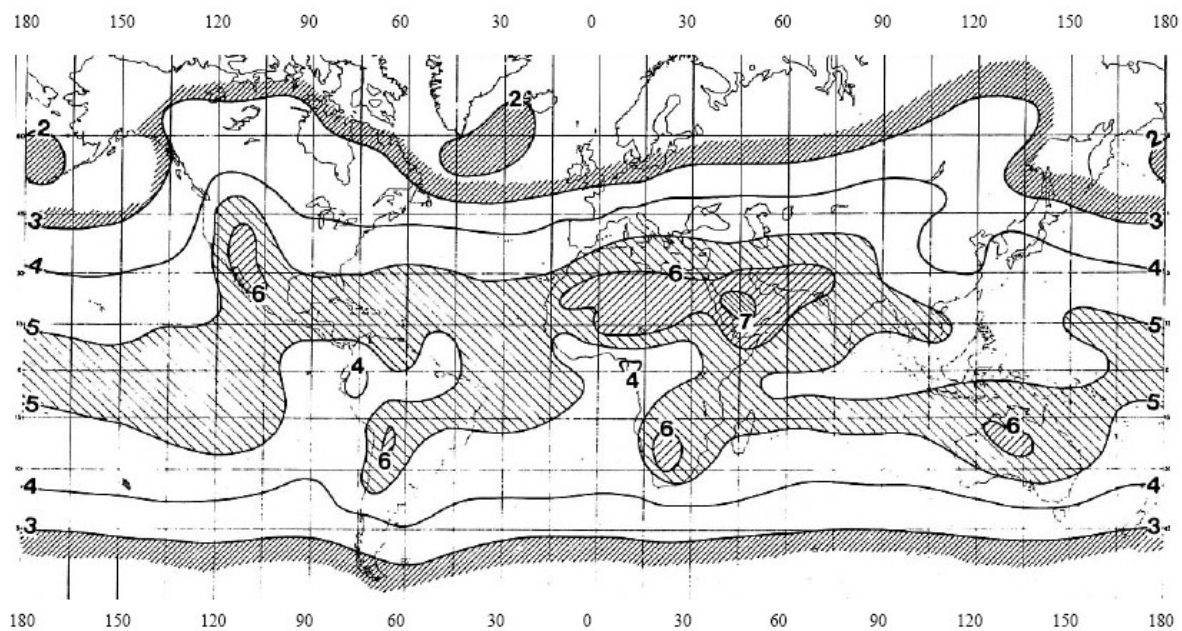


Figure I-3-9. Irradiation globale moyenne en $kWh.m^{-2}.j^{-1}$ [3]

La valeur mensuelle moyenne de l'irradiation globale sur un plan horizontal subit également des variations plus ou moins importantes au cours de l'année ainsi que l'indiquent les données du tableau I-3-2.

	Mois											
Lieu	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Bangui	4,50	5,16	5,81	5,67	5,44	4,76	4,45	4,63	5,08	5,26	4,64	4,35
Dakar	5,20	5,93	6,99	7,02	6,95	6,51	5,78	5,10	5,40	5,50	5,00	4,87
Le Caire	3,36	4,40	5,83	6,76	7,20	7,58	7,43	6,96	6,13	4,86	3,58	3,08
Ouagadougou	5,61	6,36	6,28	6,31	6,22	6,06	5,81	5,47	5,94	5,83	5,75	5,19

Tableau I-3-2. Valeurs mensuelles moyennes des irradiances journalières (en $\text{kWh.m}^{-2}.\text{j}^{-1}$) en différents lieux [3].

La valeur du flux est élevée et sa valeur minimale est relativement importante en zone tropicale ce qui peut permettre d'envisager des systèmes solaires autonomes sans stockage d'énergie sur une longue période. En dehors de la zone tropicale, les écarts de la valeur de l'irradiation entre le mois le plus ensoleillé et le mois le moins ensoleillé sont importants et il faudra prévoir soit un stockage d'énergie soit une énergie d'appoint pour couvrir un besoin énergétique donné (séchage de produits, production d'eau chaude sanitaire, pompage d'eau,...).

I-3-3-2. Mensuelle

En zone tropicale, l'irradiation globale journalière moyenne G sur un plan horizontal varie peu en saison sèche alors qu'elle subit des variations importantes en saison pluvieuse ainsi que le montrent les valeurs de la station de Ouagadougou dans le tableau I-3-3.

Jour	11	12	13	14	15	16	17
$G(\text{kJ.m}^{-2}.\text{j}^{-1})$	9620	21430	16690	17450	9860	17820	19280

Tableau I-3-3. Valeur de $G(\text{kJ.m}^{-2}.\text{j}^{-1})$ à Ouagadougou en août 1987 [3].

Ceci pose le problème de la sécurité de fonctionnement des systèmes solaires : si l'on veut assurer une couverture complète des besoins chaque jour de l'année, il faut un système de stockage d'énergie permettant de pallier à une période de non ensoleillement limitée à 2 jours en zone tropicale sèche. Dans les autres zones où les périodes d'ensoleillement peuvent être de plus longue durée, il faut obligatoirement utiliser une autre source d'énergie en appoint.

Exemple : chauffe-eau électrosolaire où l'eau est chauffée dans un capteur solaire et par une résistance électrique si la température atteinte est insuffisante.

I-3-3-3. Journalière

L'éclairement solaire reçu par un capteur varie typiquement de la manière représentée sur la figure I-3-10 au cours d'une journée non perturbée : nul la nuit, il augmente dès le lever du jour pour atteindre un maximum au midi solaire avant de décroître de nouveau jusqu'à s'annuler à la tombée de la nuit.

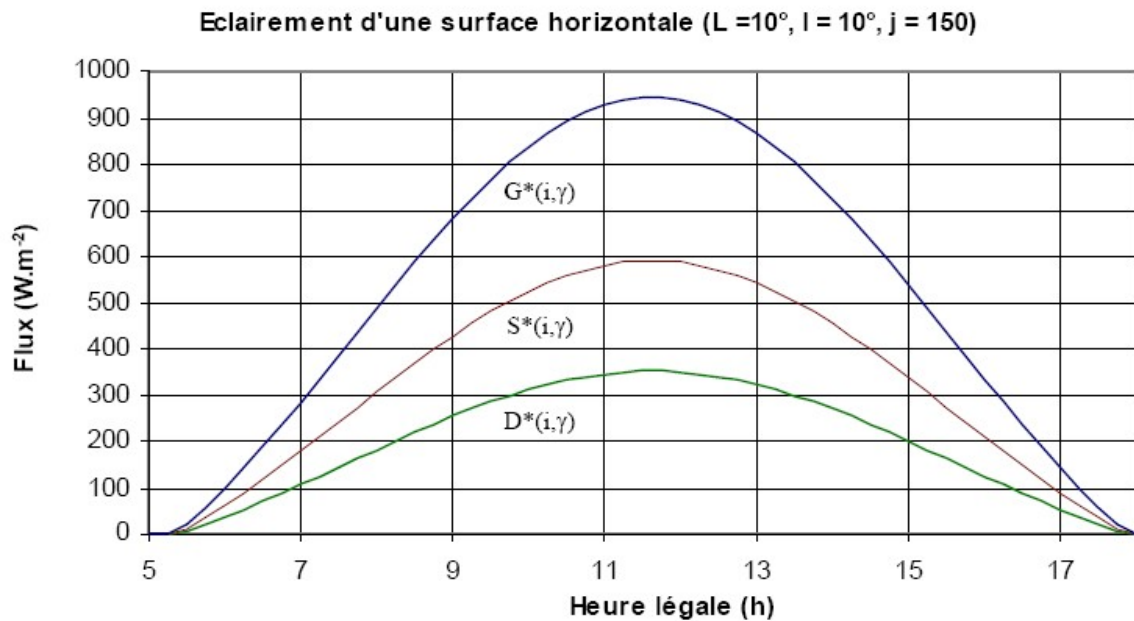


Figure I-3-10. Variation type de l'éclairement solaire au cours d'une journée non perturbée.

L'utilisation de l'énergie solaire est donc bien adaptée aux applications dont les besoins coïncident avec les heures d'ensoleillement maximum. Dans la plupart des cas, il existe un décalage qui nécessite un stockage pour satisfaire les besoins de la période de non ensoleillement : ballon d'eau chaude associée à un capteur solaire pour les besoins en eau chaude en début de matinée, château d'eau associé à une pompe solaire pour les besoins nocturnes en eau.

II.1. Description d'un système photovoltaïque raccordé au réseau

Introduction

La conversion photovoltaïque est la transformation directe d'une énergie électromagnétique (rayonnement) en énergie électrique de type continu et directement utilisable. Le système photovoltaïque est un système énergétique qui utilise cette forme de conversion pour un type d'application [5].

Généralement, un système photovoltaïque se compose de trois parties essentielles comme le montre la figure suivante (figure II.a)

- Le générateur photovoltaïque.
- Le système de stockage d'énergie.
- Le système de conditionnement de puissance

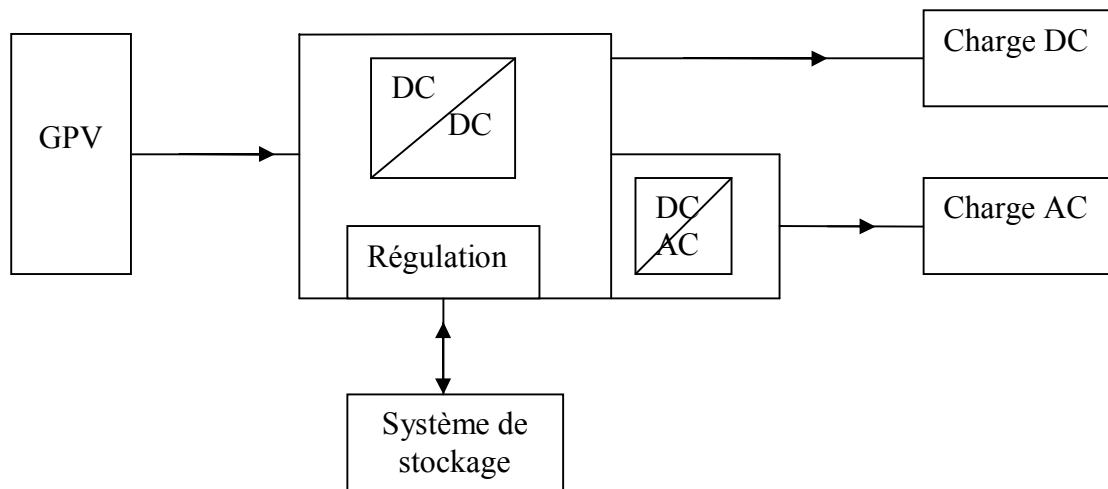


Figure II-a : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque

Principe de fonctionnement [4]

L'effet photovoltaïque permet de transformer directement la lumière solaire en énergie électrique. La production d'électricité par générateur photovoltaïque est liée à l'intensité, à la durée de l'ensoleillement et à l'orientation du panneau par rapport au soleil.

IV.2 Description générale des différents blocs constituant la Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau [4]

Une Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau (CPCR), schématisée en (figure II.b) est constituée de 4 blocs fonctionnels différents :

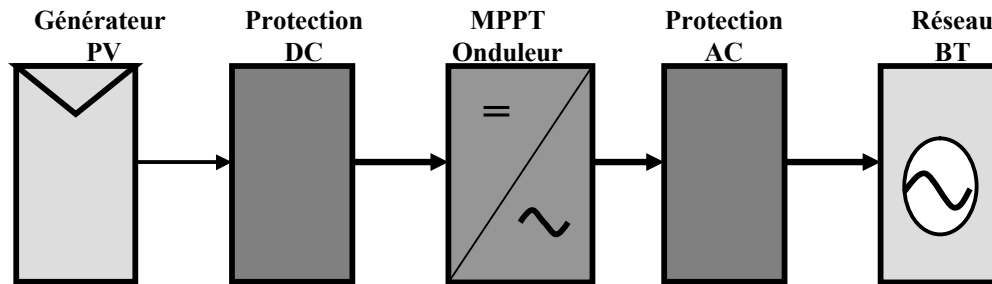


Figure II-b: Schéma d'une Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau

II-2-1 Le générateur photovoltaïque [6]

II-2-1-1 Principe

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule et du vieillissement de la cellule.

La figure II-1 illustre une cellule PV typique où sa constitution est détaillée.

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. A travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{OC}). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit [6]

(I_{CC}) et dépend fortement du niveau d'éclairement. Une cellule PV a, comme nous le voyons sur la figure II-2, une caractéristique $I(V)$ non linéaire avec un PPM.

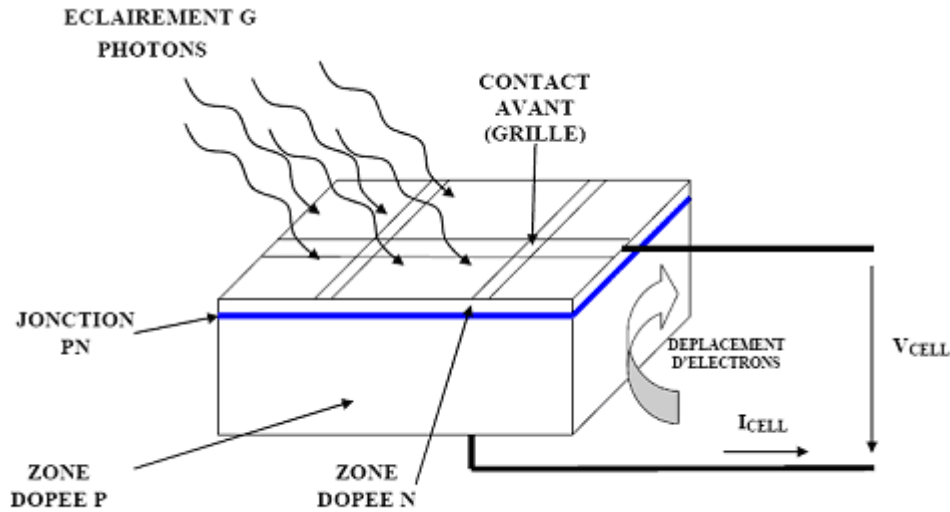


Figure II.1 : coupe transversale d'une cellule PV typique

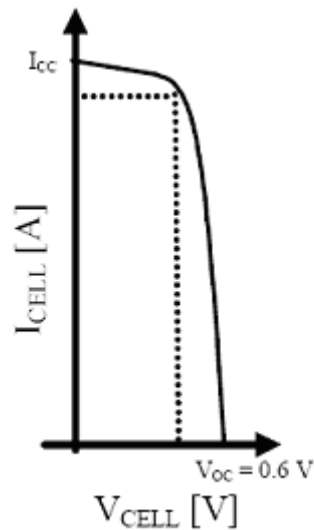


Figure II.2 : caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque.

Une cellule PV peut se modéliser à partir de l'équation définissant le comportement statique de la jonction PN d'une diode classique. Ainsi, la figure II.3 illustre le schéma équivalent électrique d'une cellule PV réelle. Dans cette équation, on prend en compte le courant de court-circuit et les différentes résistances modélisant les pertes dues à la connectique. Ainsi, en statique, le comportement d'une cellule PV constituée d'une jonction

PN à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante:

$$I_{CELL} = I_{CC} - I_{SAT} \left[\exp \left(\frac{V_{CELL} + I_{CELL} R_S}{n V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V_{CELL} + I_{CELL} R_S}{R_P} \quad (II-1)$$

$$\text{avec} \rightarrow V_T = \frac{K_T}{e}$$

Où I_{SAT} est le courant de saturation, V_T , le potentiel thermodynamique, K , la constante de Boltzmann, T , la température effective de la cellule en degré Kelvin, e , la charge de l'électron, n , le facteur de non idéalité de la jonction, I_{CELL} est le courant fourni par la cellule, V_{CELL} la tension à ses bornes, I_{CC} le courant de court-circuit de la cellule dépendant de l'éclairement et la température, R_p , la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction et R_s la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions.

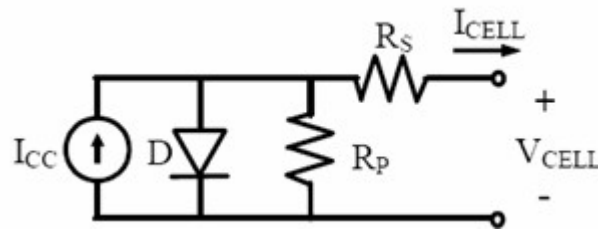


Figure II.3 : schéma équivalent d'une cellule PV

II.2 .1.2. Constitution d'un générateur photovoltaïque (GPV)

L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un GPV. Si les cellules se connectent en série, les tensions de chaque cellule s'additionnent, augmentant la tension totale du générateur. D'une autre part, si les cellules se connectent en parallèle, c'est l'ampérage qui augmentera.

La plupart des panneaux PV commerciaux sont constitués par des sous réseaux de cellules connectés en série. Chacun de ces sous réseaux est lui-même constitué d'un groupe de cellules PV connectés en série. Le nombre de cellules par sous réseaux est le fruit d'un compromis économique entre protection et pertes d'une partie importante du GPV en cas de défaut partiel.

Nous pouvons remarquer que comme pour une cellule, la caractéristique électrique $I(V)$ d'un GPV est non linéaire et présente un point de puissance maximale (PPM). Ce point a également un courant et une tension associés appelés I_{opt} et V_{opt} respectivement. Le point de fonctionnement d'un GPV est fonction de l'impédance de la charge qu'il alimente. Cette charge pourrait être une charge résistive ou un bus de tension continue (par exemple, connecté sur une batterie). Dans le cas d'une batterie, c'est elle qui impose le point de fonctionnement du GPV lors d'une connexion directe.

La figureII-4 montre la schématique classiquement adoptée pour un GPV élémentaire.

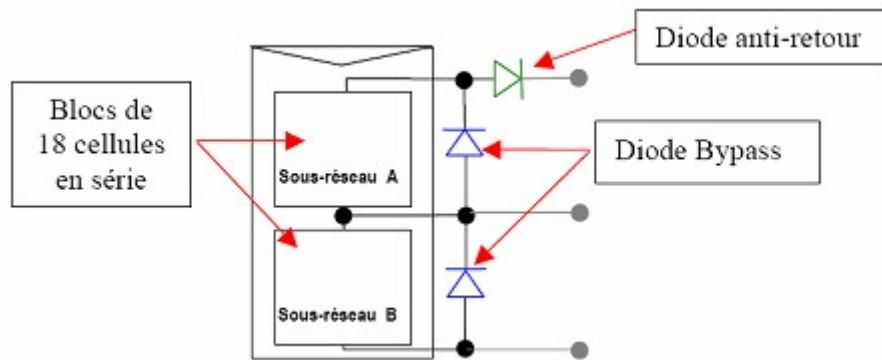


Figure II.4 : schéma d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour

II.2.1.3 Protections classiques d'un GPV

Lorsque nous concevons une installation photovoltaïque, nous devons assurer la protection électrique de cette installation afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leur fonctionnement en cas d'ombrage. Pour cela, deux types de protections sont classiquement utilisées dans les installations actuelles :

- la protection en cas de connexion en parallèle de modules PV pour éviter les courants négatifs dans les GPV (diode anti-retour)
- la protection lors de la mise en série de modules PV permettant de ne pas perdre la totalité de la chaîne (diode by-pass) et éviter les points chauds.

Nous rappelons dans les paragraphes suivants le fonctionnement de ces deux protections.

II.2.1.3.1 Protection lors de la connexion en parallèle de plusieurs GPV

Dans le cas de plusieurs chaînes de cellules mises en parallèle sur une charge, le risque est que des chaînes de cellule éclairées débitent dans des chaînes ombrées ou que la charge ne se recharge à travers le générateur. On dispose pour cela de diodes anti-retour mises en série avec le GPV (de blocage) comme le montre la figure II-4. Cette diode est indispensable quand la charge du module PV est une batterie. En fait, cette diode évite que la batterie ne débite sur le module PV pendant la nuit. La figure II.5 montre les caractéristiques $I(V)$ d'une cellule solaire, ensoleillée, puis dans l'obscurité.

Comme nous pouvons le voir, quand la cellule est dans l'obscurité, une batterie pourrait se décharger à travers la cellule si nous ne disposons pas d'une diode de blocage.

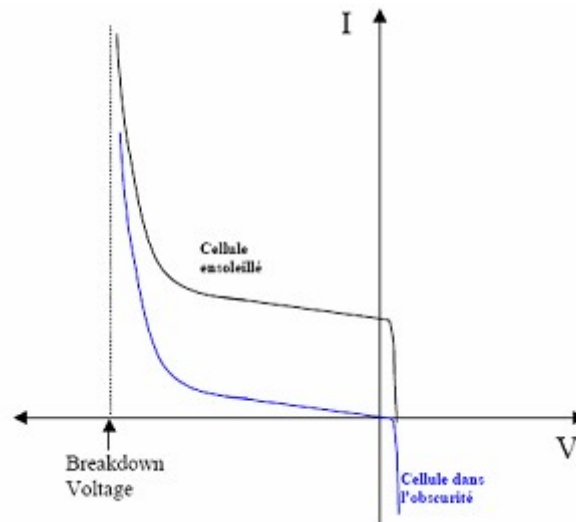


Figure II.5 : caractéristiques I-V d'une cellule solaire ensoleillée et dans l'obscurité

Remarque : la présence d'une diode anti retour entre un GPV et la charge provoque la dissipation d'une certaine quantité d'énergie due à la chute de tension à l'état passant de la diode.

II.2.1.3.2 Protection du GPV constituée de la mise en série d'un grand nombre de cellules PV.

La mise en série de cellules PV implique que le courant traversant chaque cellule soit le même que celui que l'ensemble du GPV associé. Ainsi, quand un GPV ou une partie de ce GPV (par exemple, une cellule) est ombrée, cette partie sous irradiée du module peut se trouver polarisée en inverse et devenir réceptrice, dissipant alors la puissance ne pouvant pas être extraite. Cette dissipation a comme effet immédiat un échauffement de la zone sous irradiée.

Cet échauffement local peut donner lieu à des « points chauds » (hot spot en anglais) qui peuvent endommager la zone affectée et dégrader définitivement les performances du module PV entier. Pour éviter ces effets indésirables, des diodes by-pass sont associées à un sous réseau de cellules comme le montre la figure II.4.

La figure II.6 montre les caractéristiques $I(V)$ du module PV de la figure II-4 divisé en deux demi modules A et B. Nous avons représenté séparément les caractéristiques des sous réseaux

A et B. Le sous réseau A se trouvant sous condition d'irradiation nominale est représenté avec un comportement normal (en rouge). Le sous réseau B a une cellule qui est soumise à un taux d'ensoleillement inférieur aux 17 autres cellules formant ce sous réseau. La caractéristique I-V résultante de ce sous réseau est représentée en couleur bleue. Nous avons représenté en noir les caractéristiques I(V) de la cellule ombrée et des 17 autres cellules qui se trouvent sous condition d'irradiation nominale

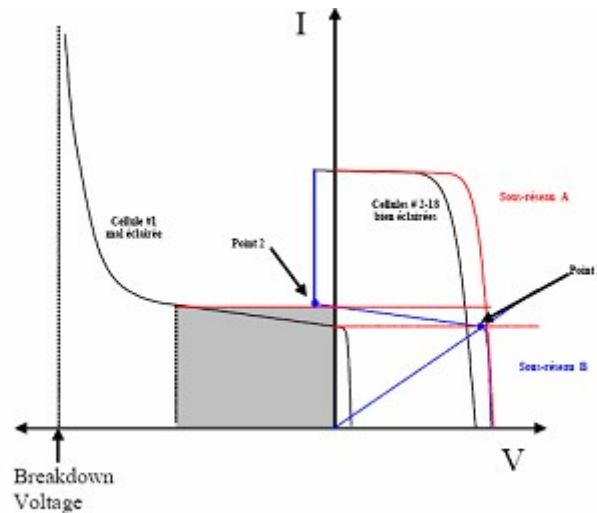


Figure II.6 : caractéristique I-V des sous-réseaux A et B du module PV dans une situation d'irradiation non homogène. (1 cellule sous-irradiée)

La caractéristique résultante d'un réseau de cellules s'obtient de la variation du courant du GPV de sa valeur nulle jusqu'au courant de court-circuit en additionnant les tensions associées aux deux caractéristiques I-V. Quand le courant de la caractéristique I-V du sous réseau

B atteint le courant de court-circuit de la cellule ombrée, il apparaît le point de rupture 1 sur la caractéristique résultante de ce sous réseau et à partir de ce point, la caractéristique résultante suit le comportement de la caractéristique en inverse de la cellule ombrée, comme nous le voyons sur la figure II-6. C'est à ce moment-là que la cellule ombrée dissipe de la puissance et peut être endommagée par la création des « points chauds ».

La caractéristique en inverse d'une cellule dépend fortement de la technologie de fabrication. Dans notre cas, nous avons une diode by-pass sur chaque sous réseau de cellules. Quand la tension du sous réseau B excède la tension en directe de la diode by-pass celle-ci se met en état passant. Ceci implique une limitation de la tension qui peut se voir comme la montée verticale de la caractéristique résultante du sous réseau B à partir du point de rupture 2.

Ainsi nous pouvons limiter la tension inverse maximale aux bornes de la cellule ombrée en protégeant cette cellule de fonctionner en inverse. La figure II.7 montre en vert la caractéristique résultante du module PV de la figure II.4 avec la protection des diodes by-pass.

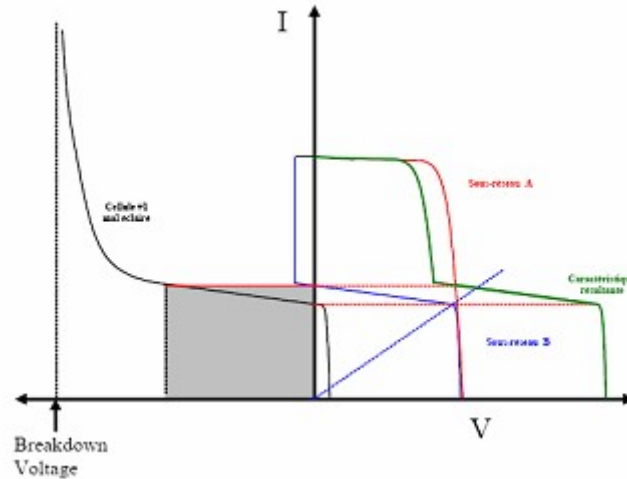


Figure II.7 : caractéristique I-V résultante de la mise en série de deux sous réseaux de cellules avec une cellule du sous-réseau A sous-irradiée et les deux demi-modules protégés par diode by-pass.

De la caractéristique $I(V)$ de la figure II.7, nous pouvons déduire qu'il existe alors deux maximums de puissances quand le module se trouve soumis à une irradiation non homogène.

- **Caractéristique courant tension**

Une cellule PV est souvent présentée comme un générateur de courant électrique dont le comportement est équivalent à une source de courant shuntée par une diode.

$$I = I_{ph} - I_d - I_{Rsh} \quad (\text{II-2})$$

Avec : I_{ph} le courant photo-généré (A)

I_d : Courant de la diode

I_{Rsh} : Courant dans la résistance shunt

I : Courant de charge (A)

Avec : $I_{ph} = K \cdot \phi$

Ou K est une constante et ϕ le flux d'irradiation solaire en (W/m^2)

$$\text{Et } I_d = I_{sat} \left(\exp \left(\frac{q(V + R_s I)}{m K_B T} \right) - 1 \right) \quad (\text{II-3})$$

Où :

I_{sat} : Courant de saturation inverse de la diode

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

K_B : Constante de Boltzmann ($1,3810^{-23} \text{ J / K}$)

T : Température de la jonction ($^{\circ} \text{K}$)

m : facteur d'idéalité de la diode, valeur comprise entre 1 et 2

R_s : Résistance série (Ω)

$$\text{Et } I_{Rsh} = \frac{V + R_s I}{R_{sh}}$$

En remplaçons I_d ; I_{Rsh} et I_{ph} par leurs équations dans (1.1), on obtient :

$$I = K \cdot \phi - I_{sat} \left(\exp \left(\frac{q(V + R_s I)}{m K_B T} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (\text{II-4})$$

• **Courant de court circuit :**

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule du générateur PV est nulle.

$$I_{cc} = I_{ph} - I_{sat} \left(\exp \left(\frac{q R_s I_{cc}}{m K_B T} \right) - 1 \right) - \frac{R_s I_{cc}}{R_{sh}} \quad (\text{II-5})$$

Pour la plus part des cellules (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme

$I_{sat} \left(\exp \left(\frac{q R_s I_{cc}}{m K_B T} \right) - 1 \right)$ devant I_{ph} . L'expression approchée du courant de court-circuit est

alors :

$$I_{cc} \cong \frac{I_{ph}}{\left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right)} \quad (\text{II-6})$$

On sait que $R_s / R_{sh} \approx 0$, ce qui donne $I_{cc} = I_{ph} = K \cdot \phi$

- **Tension de circuit ouvert, V_{co}**

C'est la tension pour laquelle le courant débité par le générateur PV est nul (la tension maximal d'une cellule ou d'un générateur PV).son expression est déduite de l'équation suivante :

$$0 = I_{ph} - I_{sat} \left(\exp \left(\frac{qV_{co}}{mK_B T} \right) - 1 \right) - \frac{V_{co}}{R_{sh}} \quad (II-7)$$

Dans la plus part des cas, la résistance shunt est infinie, ont obtient :

$$V_{co} \approx \frac{mK_B T}{q} \ln \left(1 + \frac{I_{ph}}{I_{sat}} \right) \quad (II-8)$$

- **Le rendement**

C'est le rapport entre la puissance obtenue aux bornes de la cellule (P) et la puissance incidente (P_o).

$$\eta = \frac{P}{P_o} = \frac{V.I}{S.\phi} \quad (II-9)$$

II.2.2.Le dispositif de conditionnement de puissance (DCP) [5]

Le DCP est constitué d'un convertisseur DC/DC ou hacheur, ayant pour fonction la poursuite du point de puissance maximum (MPPT) et d'un convertisseur DC/AC ou onduleur, qui permet d'adapter les caractéristiques de l'énergie produite par le générateur PV (DC) aux besoins du réseau électrique.

- **Le hacheur**

Le hacheur est un convertisseur continu- continu, il a pour rôle de faire varier la valeur moyenne d'une tension continu donné par les panneaux photovoltaïques.

- **L'onduleur**

Il a pour rôle de convertir le courant continu des panneaux photovoltaïques en courant alternatif. C'est un appareil électronique de haute technologie conçu pour répondre à toutes les exigences du réseau, comme la qualité, la sécurité et la fiabilité, et pour permettre un contrôle parfait du fonctionnement. Afin de limiter les pertes, il doit être placé le plus près possible des panneaux photovoltaïques.

L'onduleur connecté au réseau s'arrête automatiquement de fonctionner lorsque le réseau est mis hors tension. Une sécurité est en effet prévue afin de supprimer les risques d'électrocution lorsque des techniciens font une opération de maintenance sur le réseau.

II.2.3 Les protections ou les éléments de mesure [4]

Adaptés pour garantir la qualité de l'onde sinusoïdale injectée au réseau et d'une manière générale la sécurité de la CPCP et du réseau.

II.2.4 Le réseau de distribution électrique basse tension [4]

De tension 220V ou 380V alternative et de fréquence 50 Hz.

II.3 Classifications des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau [4]

Une première classification des CPCP en fonction de leur taille peut être faite de la manière suivante.

II.3.1 De petite taille avec des puissances allant de 1 à 10 kWc

Pour des applications sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings,... Elle est connectée au réseau basse tension.

II.3.2 De taille moyenne avec des puissances allant de 10 kWc à quelques centaines de kWc.

Ce type de système peut se trouver installé et intégré sur un édifice, sur un toit ou une façade. Il peut être connecté à la basse ou à la moyenne tension du réseau de distribution électrique selon sa taille.

II.3.3 De grande taille avec des puissances allant de 500kWc et plus (en générale 1 MWc en PV).

Ce sont des systèmes centralisés et sont propriétés de compagnies d'électricité. On peut également classer ces systèmes selon qu'ils soient munis de batteries de stockage ou non.

II.3.4 Les systèmes PV connectés au réseau sans batterie de stockage

Ces systèmes sont ainsi conçus pour fonctionner en parallèle et en interconnexion avec le réseau public d'électricité (figure II.8).

Le principal composant de ce type de système est l'onduleur. Il convertit la puissance continue (DC) obtenue à partir des modules PV en puissance alternative en respectant les conditions de

qualité de la tension et de la puissance exigées par le réseau, avec une possibilité d'arrêt automatique quand le réseau n'est pas en fonctionnement.

Une interface bidirectionnelle est placée entre la sortie alternative du système PV et le réseau constitué par un panneau de distribution. Cela permet de produire une puissance alternative à partir du système PV soit en alimentant directement toutes les charges électriques, soit en injectant le surplus d'électricité PV dans le réseau lorsque les besoins sont plus importants. La nuit ou par faible ensoleillement durant les périodes où les besoins des consommateurs sont supérieurs à la production PV, le réseau fournit l'appoint nécessaire, l'équilibre énergétique peut être ainsi obtenu.

Lorsque le réseau est à l'arrêt, le système PV est automatiquement coupé et déconnecté du réseau à partir du panneau de distribution. Ce facteur de sécurité supplémentaire est exigé pour s'assurer que la centrale PV est coupée du réseau lorsque celui-ci est hors service pour raison de maintenance ou autre (cette fonction est appelée îlotage ou islanding).

La maintenance des CPCRs fonctionnant sans batterie, est particulièrement facile : Elle se résume à la vérification de l'état de propreté des modules PV.

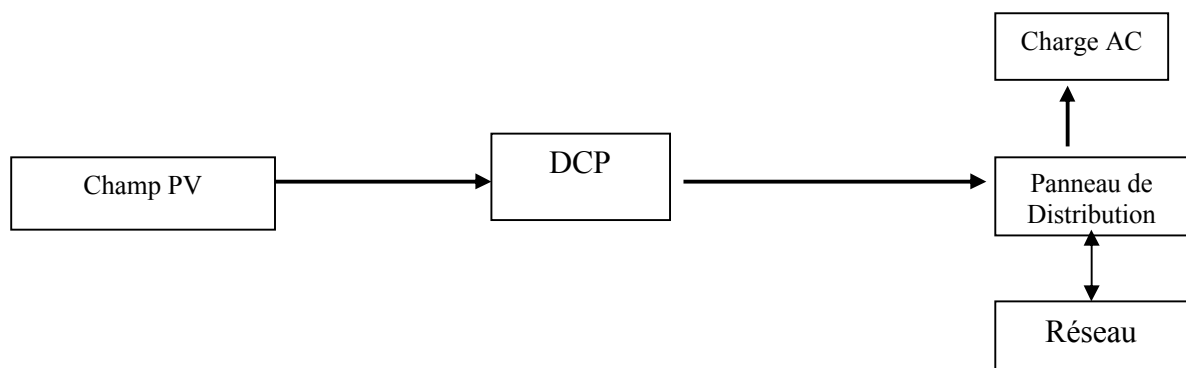


Figure II-8 : Système PV connecté au réseau sans batterie de stockage

II.3.5 Les systèmes PV connectés au réseau avec batterie

Ce type de système est utilisé généralement lorsqu'une puissance supplémentaire est nécessaire pour alimenter des charges critiques telles que la réfrigération, les pompes à eau, l'éclairage ou autres (figure II.9). Dans des circonstances normales, le système fonctionne en mode relié au réseau en alimentant toutes les charges ou en renvoyant la puissance en surplus sur le réseau tout en maintenant la batterie en pleine charge.

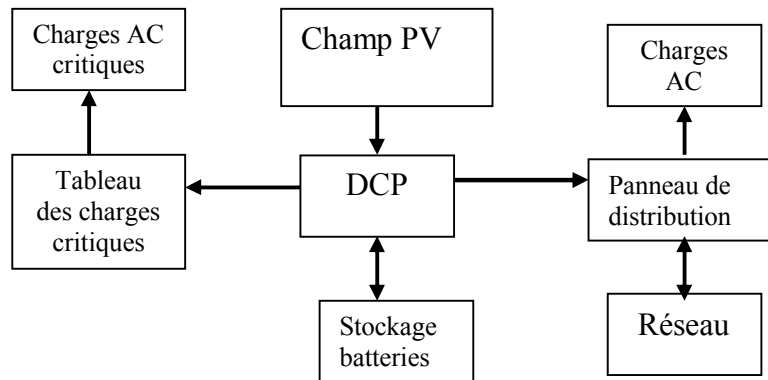


Figure II-9 : Système PV connecté au réseau avec batterie

II.4 Capacité Photovoltaïque Connectée au Réseau dans le monde [4]

La (figure II.10), montre la capacité PV installée en CPCR dans le monde et en centrales autonomes à la fin de l'année 2000, exprimée en pourcentage de la capacité PV totale installée dans les pays mentionnés.

Ces dix dernières années, l'évolution des CPCR révèle une tendance à l'intégration architecturale des modules PV comme matériaux de construction et à l'optimisation du générateur PV en fonction de la puissance et du type d'édifice commerciaux, des industries et édifices institutionnels, etc.

Ainsi, actuellement il existe des modules PV de la forme d'un toit, de tuiles ou de modules vitrés pouvant servir de façades. La puissance unitaire d'une CPCR varie entre 1 et 500kWc et leur lieu d'emplacement peuvent être des logements, des écoles, des centres. Finalement, pour situer les CPCR dans le contexte générale des applications PV, la (figure II.10) montre l'évolution expérimentale dans les principaux pays qui utilisent les applications PV.

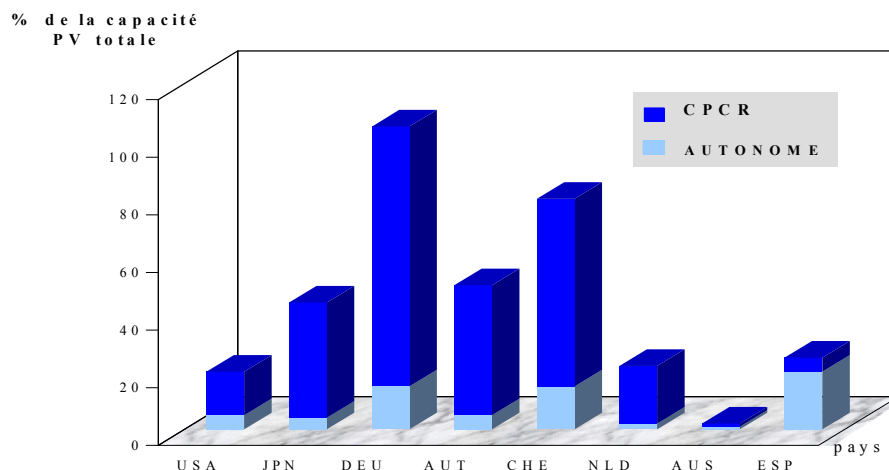


Figure II-10 : Capacité PV installée en CPCR dans le monde

On peut observer que les systèmes autonomes sont suivis majoritairement, 93% du total, par les CPCR, avec un accroissement notable de 29% du total par an.

II.5 Composants des centrales photovoltaïques connectées au réseau

II.5.1 Générateur photovoltaïque [6]

La production d'électricité par conversion de la lumière à l'aide de cellules PV connaît un essor fulgurant à l'aube du 21^{ème} siècle avec un taux de croissance record de plus de 40% depuis 2000. De nouvelles approches technologiques seront toujours nécessaires afin de réaliser des cellules à faible coût et à haut rendement de conversion énergétique afin de permettre au PV d'ici l'an 2010 d'atteindre le seuil de compétitivité des autres sources de production d'électricité.

La réalisation de cellules à base de silicium cristallin reste la filière la plus avancée sur le plan technologique et industriel. En effet, le silicium est l'un des éléments les plus abondants sur terre sous forme de silice, parfaitement stable et non toxique.

La cellule individuelle, unité de base d'un système PV, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt.

Le générateur PV 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.

Le module est un assemblage de cellule élémentaire connectée les unes aux autres pour former des chaînes. Le nombre de cellules connectées en parallèle et en série définissant les caractéristiques du module PV.

Les chaînes de cellules sont encapsulées dans un plastique E.V.A. (Ethylène Vinyle Acétate) pour les protéger des agressions extérieures (rayons U.V., humidité) et les isoler électriquement. L'ensemble est protégé sur la surface avant par un verre trempé à haute transmission et ayant une bonne résistance mécanique, et sur la face arrière par une feuille de Tedlar ou de polyéthylène. Les différents composants sont soudés à haute température en un laminé protégé de la majorité des agressions extérieures.

Le module est placé dans un cadre métallique rigide qui va lui donner une grande rigidité mécanique. Ce cadre est généralement pourvu de moyens de fixation (trous oblongs, barre profilée...). Les modules PV dépourvus de cadre et encapsulés dans une résine sont appelés «lamine».

Pour éviter les problèmes de "Hot Spot" ou encore point chaud, qui se traduit par une surchauffe due à l'occultation d'une ou plusieurs cellules (à l'ombrage ou à leur défaillance), ces dernières deviennent des consommatrices de puissance et non des génératrices ce qui cause des pertes d'énergie. Pour y remédier une diode en parallèle appelée diode by-pass est placée dans la boîte de connexion. Ces diodes éviteront que le courant passe à travers les cellules défaillantes lorsque leur tension tombe au-dessous de la tension de seuil de la diode. Une diode série pour n modules en parallèle, sera montée pour éviter le retour de courant des autres modules montés en parallèle lorsqu'un ou plusieurs modules se retrouvent à l'ombre ou sont défaillants.

La puissance crête (exprimée en W_c) annoncée par les fabricants n'est qu'un point de comparaison. Elle est basée sur les conditions standards, pour un éclairement solaire de 1000 W/m^2 . La puissance utile maximale est en pratique un peu plus faible, et chute en cas de mauvaises conditions.

En outre, comme l'orientation du module est généralement fixe, il n'est que quelques heures par jour orienté de manière optimale vers le soleil. Pour un capteur fixe pour la latitude d'un site dans l'hémisphère nord, l'orientation optimale est plein sud avec une inclinaison de l'ordre de 30° par rapport à l'horizontale.

Le module PV capte non seulement l'éclairement direct du soleil mais aussi le diffus en provenance du reste du ciel. Il importe que le capteur soit bien dégagé des arbres et constructions environnantes. C'est pourquoi il est généralement placé en hauteur.

II.5.2 La poursuite du point de puissance maximale [5]

Pour obtenir un meilleur rendement dans le fonctionnement des générateurs photovoltaïques, la technique appelée la ‘poursuite de la puissance maximale- MPP’ qui consiste à transférer de façon optimale toute la puissance électrique à extraire de cette source de l’énergie photovoltaïque vers la charge à alimenter. Elle doit être utilisée dans toutes applications utilisant ces générateurs, et deviendra nécessaire et même indispensable selon la théorie du transfert optimal de puissance.

Les techniques de contrôle employé pour la poursuite de point de puissance sont :

- La méthode de la dérivée de la puissance
- La méthode de la cellule pilote

II.5.2.1 Méthode de la dérivée de la puissance

Cette méthode est basée sur la recherche de l’extremum de la courbe de puissance $P=f(V)$ obtenu directement de la caractéristique de générateur photovoltaïque $I=f(V)$. Le point de puissance maximale PPM est obtenu lorsque la dérivée de la puissance par rapport à la tension s’annule c'est-à-dire lorsque $\frac{dp}{dv} = 0$.

L’étude du signe de ce gradient de la puissance est directement déterminée à partir du signe de $\frac{dp}{dv}$ et du signe de $\frac{dv}{dt}$. La valeur de la pente donne alors une information précise sur la position du point de fonctionnement par rapport au point maximum.

Deux cas sont à distinguer :

- $\frac{dp}{dv}$ est positif ; dans ce cas le point de fonctionnement se trouve à gauche du ‘PPMT’, alors il faudrait augmenter la tension pour s’approcher de ce point ‘PPM’.
- $\frac{dp}{dv}$ est négatif ; le point de fonctionnement se trouve donc à droite du ‘PPM’, alors il faudrait diminuer la tension pour s’approcher du ‘PPMT’. [4]

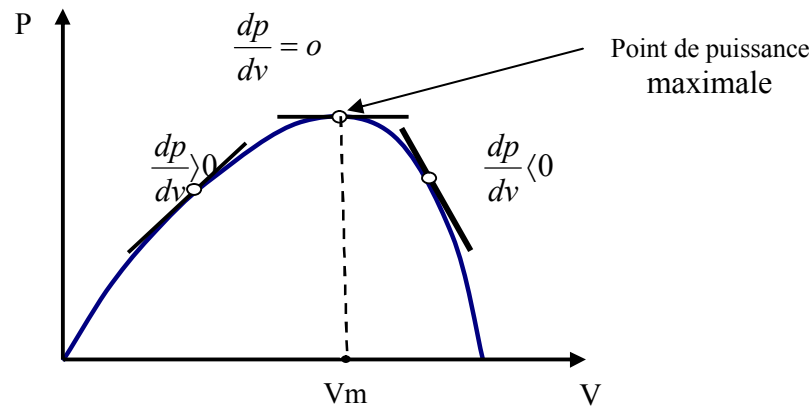


Figure II-11 : Courbe de la puissance en fonction de la tension et position du MPP

II.5.2.2 La méthode de la cellule pilote [5]

Le principe de la cellule pilote est essentiellement basé sur l'utilisation d'une unité photovoltaïque de même nature que le générateur photovoltaïque contrôlé dans le but de le faire fonctionner au point de puissance optimale.

Cette unité est constituée principalement d'une cellule photovoltaïque élémentaire au silicium ou d'un ensemble de cellule de même matériau. Elle est électriquement séparée du champ de modules photovoltaïques principal.

Le point de fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque est atteint lorsqu'on asservit la tension de sortie V_{opt} à la tension de circuit ouvert V_{co} de la cellule pilote, ou lorsqu'on asservit le courant I_{opt} produit par les modules par rapport au courant de court-circuit I_{cc} de la cellule pilote.

Les valeurs de la tension et du courant fournis par le générateur photovoltaïque sont alors respectivement des multiples de la tension de circuit ouvert V_{co} et de courant de court circuit I_{cc} de la cellule pilote.

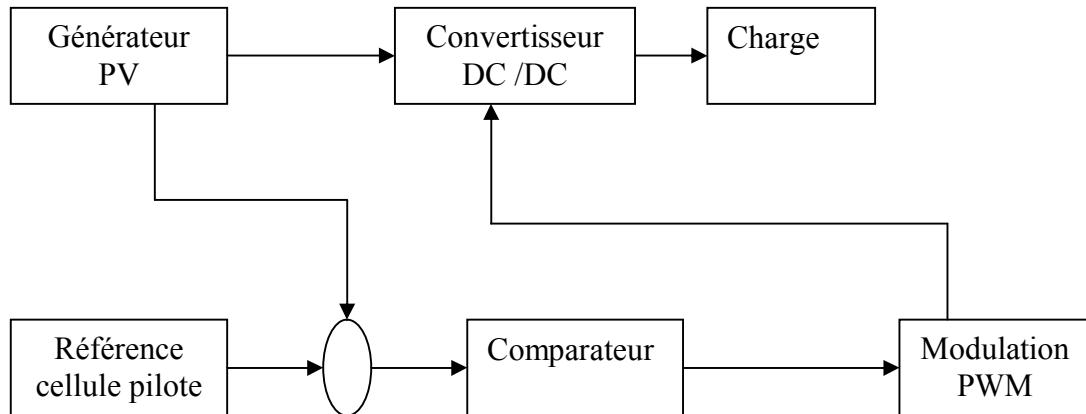


Figure II-12 : Schéma de principe de la méthode de la cellule pilote

L'asservissement le plus utilisé est celui pris par rapport à la tension de circuit ouvert car l'asservissement à l'aide du courant de court circuit entraîne l'échauffement de la cellule qui par conséquent diffère de celle du générateur.

II.5.3 L'onduleur [7]

Les charges alimentées en courant alternatif nécessitent donc un convertisseur de type Continu/alternatif (DC-AC) adapté à leurs caractéristiques. Ce convertisseur transforme en énergie électrique alternative, une énergie de type continu provenant soit de la batterie d'accumulateur, soit directement du générateur photovoltaïque via le dispositif de régulation et de contrôle.

Le convertisseur DC-AC est couramment un onduleur. C'est un dispositif électronique qui utilise les composants de puissance, tels que les **MOSFET**, **BJT**, **IGBT** etc. Il doit délivrer un signal le plus proche possible du signal sinusoïdal et avec une fréquence fixe. En effet pour les fonctionnements de la plus part des charges, la présence de certains harmoniques est néfaste. A cet effet, toute approche de commande doit prendre en compte les contraintes suivantes :

- La distorsion harmonique en régime permanent doit être rigoureusement minimisée.
- Le terme fondamental de la tension de sortie doit être réglé à une valeur de référence.

Si l'établissement, le maintien puis l'ouverture des connexions entre l'entrée et la sortie ne dépend que de la commande des semi-conducteurs, l'onduleur est dit autonome.

Si l'énergie nécessaire à la commande des semi conducteurs est fournie par une autre source d'énergie tel que le réseau alternatif par exemple, l'onduleur sera dit non autonome.

Les trois principaux éléments constituant un onduleur sont les suivants:

- La source de tension continue (dans notre cas le champ photovoltaïque).
- L'onduleur DC/AC.
- Le filtre LC.

II.5.3.1 Les caractéristiques principales d'un onduleur [7]

Les caractéristiques les plus importantes d'un onduleur sont :

❖ Tension d'entrée

C'est la gamme de la tension d'entrée V_e acceptable durant le fonctionnement nominal de l'onduleur.

❖ Puissance de sortie nominale et maximale

C'est la valeur nominale et maximale de la puissance de sortie AC que peut délivrer l'onduleur en fonctionnement continu.

❖ Le rendement

Le rendement de l'onduleur est défini comme le rapport de la valeur efficace de la puissance de sortie sur la valeur de la puissance d'entrée continue et s'écrit :

$$\eta = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (II-10)$$

❖ Le courant maximal :

En fonctionnement continu, il est nécessaire de connaître le courant maximal et celui pouvant être débité pendant un temps très bref qui peut atteindre 2 à 10 fois le courant nominal d'une charge telle que lors du démarrage d'un moteur.

II.6 Synoptique de la Centrale PV du CDER Connectée au Réseau

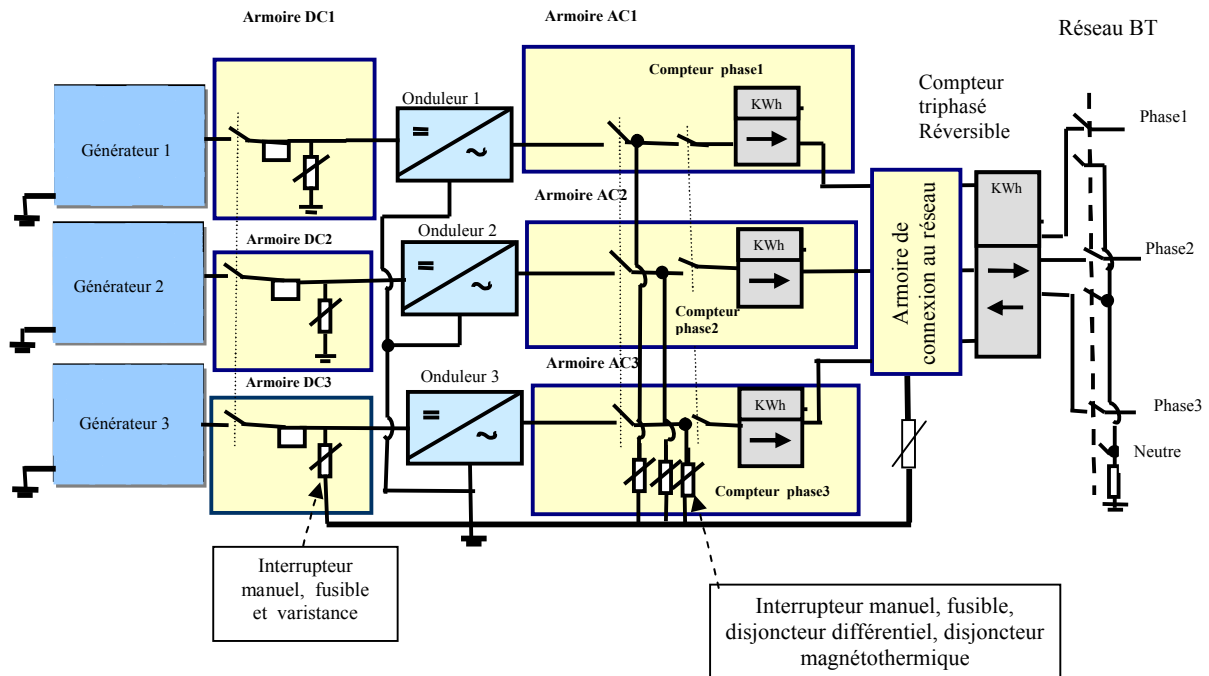


Figure II-13 : Synoptique de la Centrale PV du CDER Connectée au Réseau

II.7 Le réseau de distribution en basse tension [8]

La basse tension est la dernière maille de la chaîne de distribution qui est définie par des réseaux de natures et de structures différentes. La forme du réseau de distribution basse tension dépend du nombre et de la puissance consommée par les abonnés.

La tension réduite à la valeur convenable (BT 380V) alimente des abonnés; soit en monophasé (BT 220V) entre phase et neutre, soit en triphasé (380V) entre phase et phase, (220V) entre phase et neutre avec quatre fils. (Figure II.14).

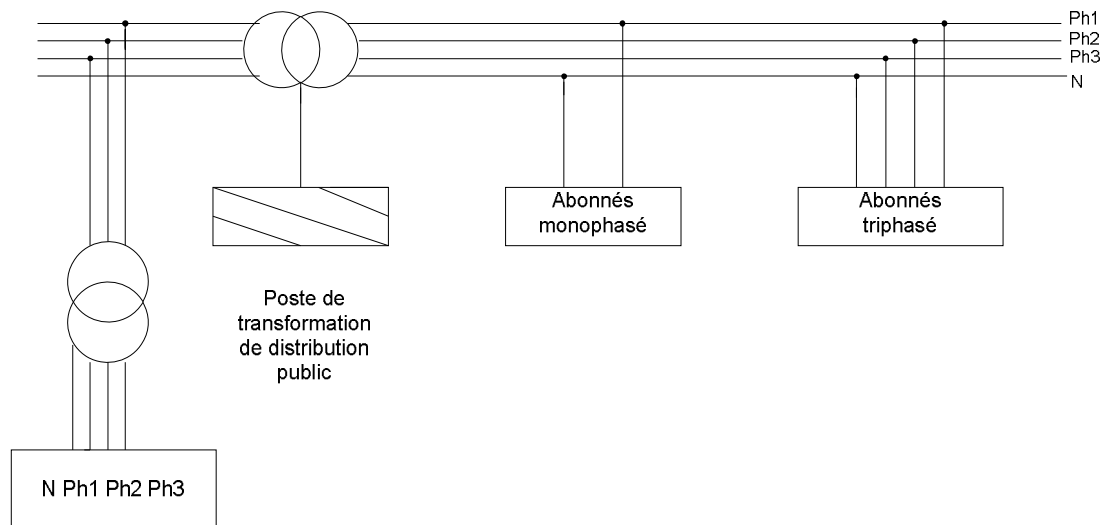


Figure II-14 : réseau de distribution basse tension

II.7.1 Différents réseaux de distribution en basse tension

II.7.1.1 Le réseau radial [8]

Chaque ligne MT alimente certains nombres de postes MT/BT de chacun de ces poste sont issus des basses tensions qui arrivent aux abonnés.

Ce système est simple et économique, il est surtout utilisé dans les réseaux aériens où la durée de la réparation à la suite d'incidents sur une ligne est courte. (Figure II.15).

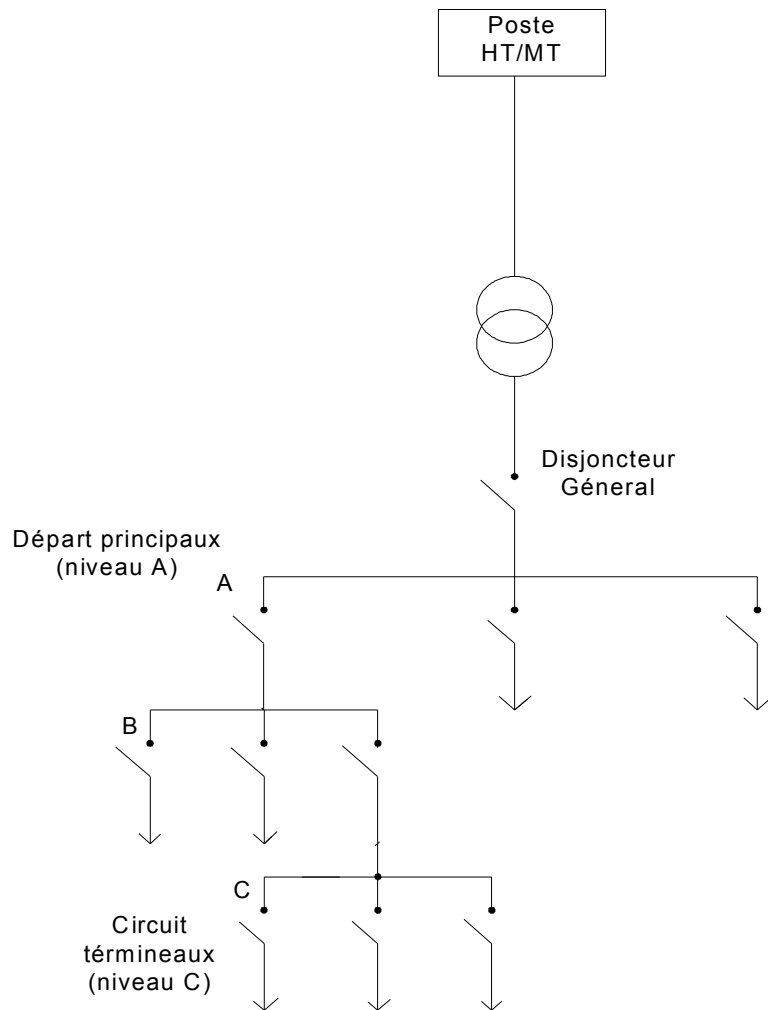


Figure II-15 : Réseau radial

▪ **Avantages**

Ce réseau est facile à étudier et à construire.

- ✓ l'exploitation est extrêmement facile à la suite d'un incident et pour la réparation il suffit d'ouvrir l'appareil de protection placé en tête de ligne (disjoncteur général).
- ✓ faible courant de court circuit.

- **Inconvénients**

- ✓ pour une puissance donnée, cette solution provoque plus de chute de tension que dans le cas des autres dispositions.
- ✓ la mise en hors tension des abonnés à la suite d'un incident.

II.7.1.2 Le réseau peigné [8]

Ce réseau alimente des abonnés consommant des faibles puissances. (Figure II.16).

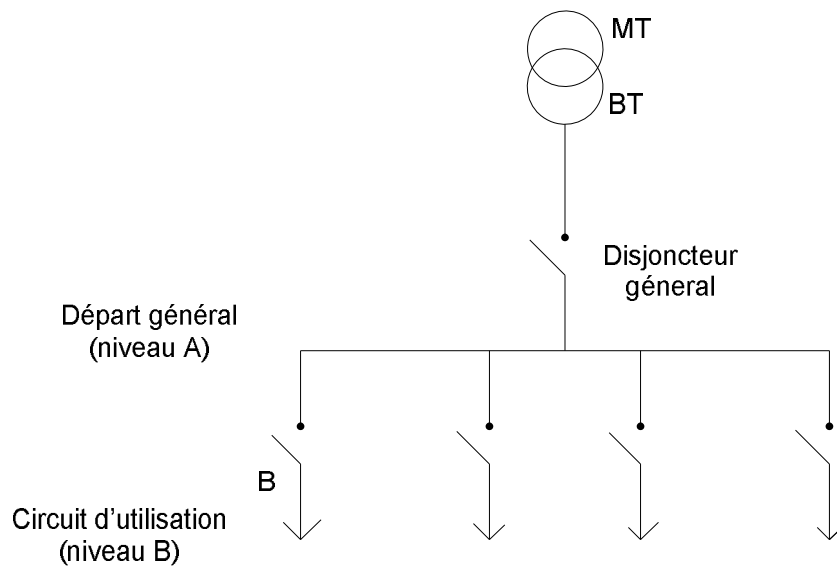


Figure II-16 : Réseau peigné

- **Avantages**

- ✓ chute de tension réduite
- ✓ bonne sécurité.

- **Inconvénients**

- ✓ fort courant de court circuit.
- ✓ appareillages de protections importantes.
- ✓ étude et réalisation coûteuse.

II.7.1.3 Le réseau bouclé [8]

De poste HT/MT, deux lignes réunies par leurs extrémités. Chaque ligne alimente en cascade un certains nombres de postes MT/BT.

Ce réseau nous donne la possibilité d'alimenter les abonnés par un autre poste dans le cas d'une coupure en attendant le dépannage. (Figure II.17).

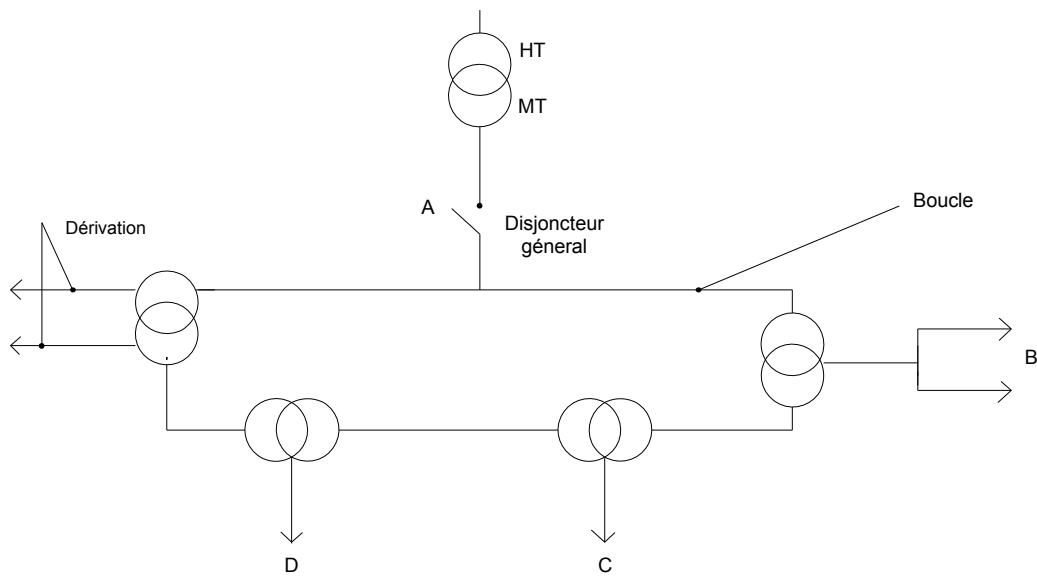


Figure II-17 : Réseau bouclé

▪ **Avantages**

- ✓ grande continuité de service.
- ✓ une faible chute de tension.
- ✓ une seule protection pour toute la boucle.

▪ **Inconvénients**

- ✓ forts courants de court circuit
- ✓ prix de la réalisation élevé à cause de la longueur du câble
- ✓ difficulté d'exploitation

II.7.1.4 Le réseau maillé [8]

Du poste HT/MT, tous les postes débitent en parallèle sur le réseau entièrement bouclé du fait de sa constitution en forme de maille. (Figure II.18).

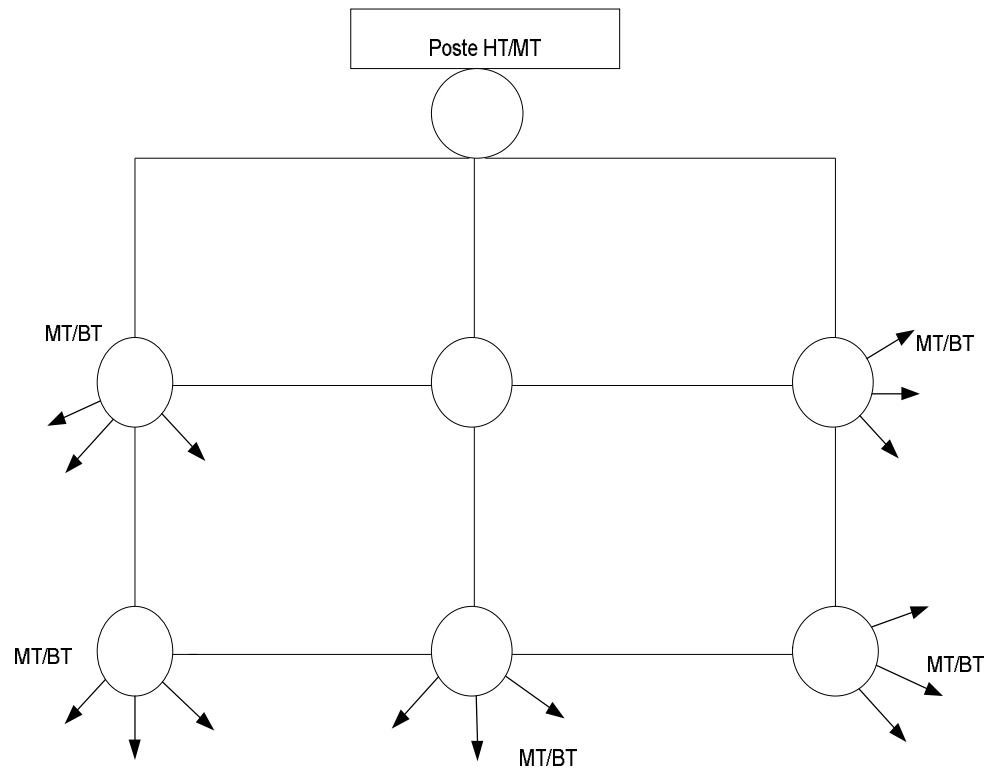


Figure II-18 : Réseau maillé

▪ **Avantages**

- ✓ grande continuité de service.
- ✓ chute de tension réduite (faible écart de tension entre des abonnés placés entre le point extrême du réseau).

▪ **Inconvénients**

- ✓ fort courant de court circuit.
- ✓ réalisation coûteuse.

II.7.2 Topologie de réseau de distribution algérien [4]

La figure ci-dessous, représente la topologie de réseau de distribution algérien.

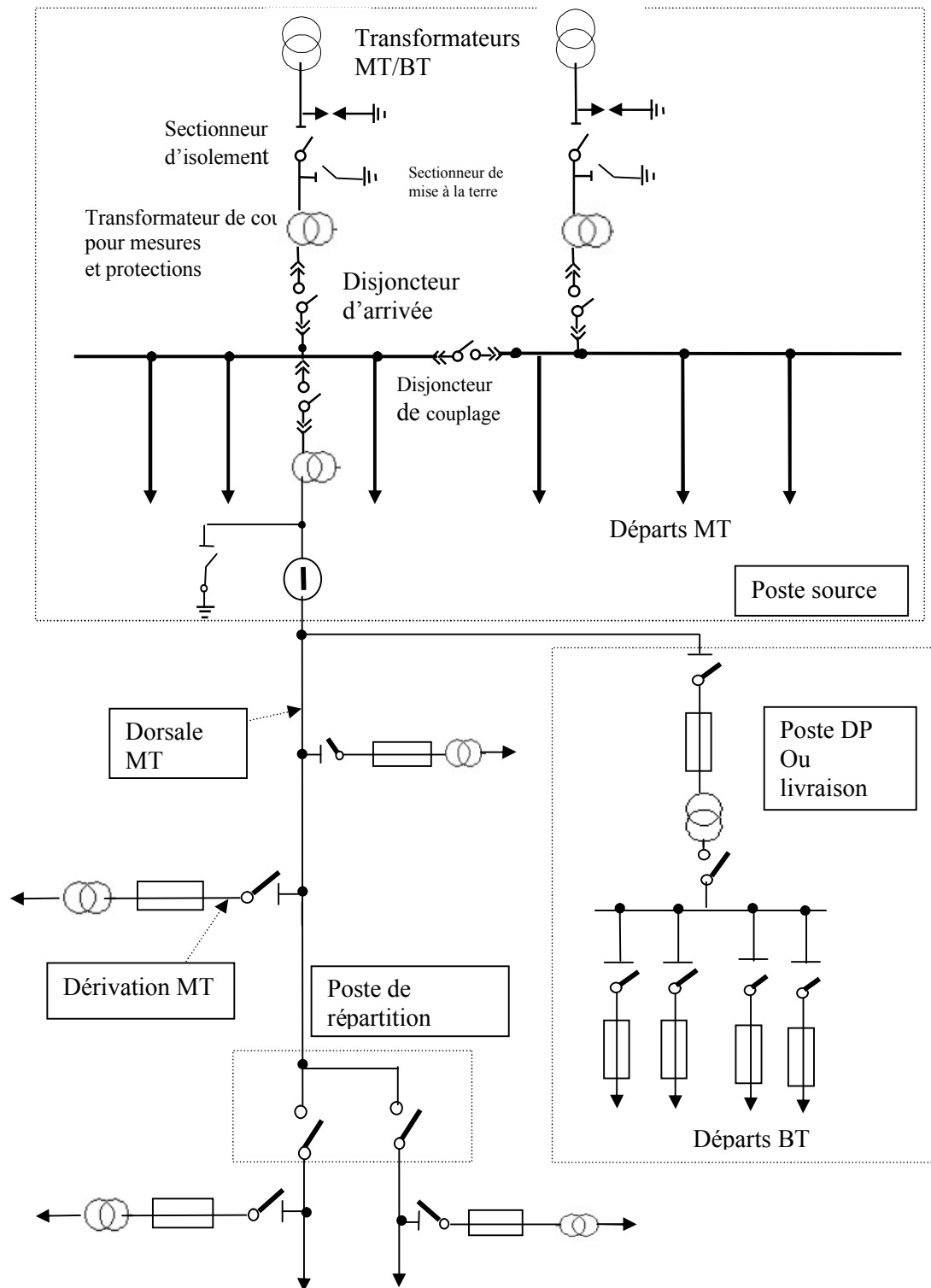


Figure II-19 : Topologie schématisée du réseau algérien

III.Commandes des onduleurs connectés au réseau [9]

III-1.introduction

Le système PV que nous devons étudié est un système sans stockage débitant sur le réseau monophasé alternatif ; c'est ainsi que nous utiliserons un onduleur DC/AC permettant la transformation du courant continu en courant alternatif.

Un onduleur est un convertisseur statique assurant la conversion continue-alternative (DC/AC) grâce à des semi-conducteurs et produit une tension ou un courant alternatif à partir d'une source continue.

Comme tous les convertisseurs statiques, un onduleur est très dépendant des caractéristiques du générateur et du récepteur entre lesquels il est inséré. De ces caractéristiques découlent notamment la nature des commutations à effectuer et, par là, les semi-conducteurs à employer. Si l'établissement, le maintien puis l'ouverture des connexions entre l'entrée et la sortie ne dépend que de la commande des semi-conducteurs, l'onduleur est dit autonome.

Si l'énergie nécessaire à la commande des semi conducteurs est fournie par une autre source d'énergie tel que le réseau alternatif par exemple, l'onduleur sera dit non autonome.

Les trois principaux éléments constituant un onduleur sont les suivants :

- La source de tension continue (dans notre cas le champ photovoltaïque).
- L'onduleur DC/AC.
- Le filtre LC.

Les onduleurs statiques utilisent pour effectuer la commutation , des composants semi-conducteurs de puissance (interrupteurs) pouvant être des thyristors ou des transistors bipolaires, des MOSFET (Métal Oxyde Semi-conducteur Field Effet Semi-conducteur) , des IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) ou des MCT(MOS Controlled Thyristor).

Ces composants fonctionnent uniquement selon deux modes : bloqués et saturés.

III.2.1 Les caractéristiques principales d'un onduleur [10]

Les caractéristiques les plus importantes d'un onduleur sont :

- **Tension d'entrée**

C'est la gamme de la tension d'entrée V_e acceptable durant le fonctionnement nominal de l'onduleur.

- **Puissance de sortie nominale et maximale**

C'est la valeur nominale et maximale de la puissance de sortie AC que peut délivrer l'onduleur en fonctionnement continu. [11]

- **Le rendement**

Le rendement de l'onduleur est défini comme le rapport de la valeur efficace de la puissance de sortie sur la valeur de la puissance d'entrée continue et s'écrit :

$$\eta = \frac{P_{AC}}{P_{DC}}$$

L'onduleur doit avoir le rendement le plus élevé sur la plage du taux de charge ; il existe plusieurs modèles de calcul de la caractéristique du rendement lorsque celle-ci n'est pas donnée par le fabricant ; il est néanmoins nécessaire de disposer de quelques points de mesure afin de déterminer les coefficients des différents modèles.

- **Le courant maximal**

En fonctionnement continu, il est nécessaire de connaître le courant maximal et celui pouvant être débité pendant un laps de temps très bref qui peut atteindre 2 à 10 fois le courant nominal d'une charge tel que lors du démarrage d'un moteur

III.2.2. Paramètres de performances d'un onduleur [9]

- **Les harmoniques**

Nous pouvons brièvement rappeler que toute fonction périodique $f(t)$, de période T , peut se décomposer sous la forme suivante :

$$f(t) = A_0 + A_1 \cos(2\pi t/T + \varphi_1) + A_2 \cos(4\pi t/T + \varphi_2) + \dots + A_n \cos(2n\pi t/T + \varphi_n) + \dots \quad (\text{III-1})$$

Cette fonction est décomposée en série de Fourier, le coefficient A_0 est la valeur moyenne de la fonction, la fonction $[A_1 \cos(2\pi t/T + \varphi_1)]$ est le fondamental et les autres fonctions sont les harmoniques.

Le coefficient A_n est l'amplitude du n ème harmonique et l'angle φ_n est sa phase initiale.

Une grandeur périodique est alternative si sa valeur moyenne A_0 est nulle ; c'est le cas d'une grandeur sinusoïdale. Une onde non sinusoïdale est appelée onde complexe ou composée.

Donc toute grandeur périodique est la somme d'une composante continue et de grandeurs sinusoïdales de fréquences égales à des multiples entiers de l'onde fondamentale.

Les harmoniques présents dans le signal de sortie provoquent des pertes énergétiques et l'échauffement des équipements alimentés, ceci pouvant entraîner leur destruction à long terme.

La qualité de la tension de sortie de l'onduleur n'étant pas purement sinusoïdale amène à définir des paramètres d'évaluation de cette tension qui permettront de quantifier les performances de l'onduleur.

Sachant que le spectre en fréquence de cette tension inclut une onde fondamentale et des ondes harmoniques d'amplitudes plus ou moins importantes, si on compare les performances de chaque type d'onduleur au cas idéal, en calculant le spectre du signal généré, on cherchera à diminuer le plus possible l'amplitude des harmoniques de rang faible car:

- Les harmoniques de rang élevé sont faciles à filtrer : un onduleur est toujours suivi d'un filtre passe-bas.
- Sur charge inductive, ce sont les harmoniques de rang faible qui génèrent les courants les plus importants.

- **Stabilité de la fréquence de l'onde de sortie**

Cette stabilité est importante dans la mesure où certains équipements ne peuvent fonctionner qu'avec une fréquence variant de plus ou moins 10% de la fréquence nominale alors que d'autres ont une tolérance inférieure ou égale à 3%.

- **Distorsion harmonique globale (Total Harmonic Distorsion, THD) [4]**

La distorsion harmonique (THD) est définie comme le rapport de la valeur efficace du signal (Root Mean Square, rms) composé de toutes les harmoniques sauf de la première harmonique

sur la valeur efficace de la première harmonique :
$$\text{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1} \quad (\text{III-2})$$

Où V_1 est la valeur rms de la 1^{ière} harmonique et V_n sont les valeurs efficaces des n autres harmoniques.

Les concepteurs et fabricants d'onduleurs doivent répondre à une réglementation stricte et à des standards des compagnies d'électricité et des associations publiques de sauvegarde du consommateur qui les assignent et les restreignent à des limites de déviations et de distorsions tolérables de fréquence et de tension par rapport aux valeurs nominales.

La qualité de l'onde de tension obtenue sera évaluée par le THD, ou taux d'harmonique ramené au fondamental (THD idéal = 0%).

Actuellement, les meilleurs onduleurs existant sur le marché exhibent des niveaux de distorsions harmoniques inférieures à 3% et un rendement de l'ordre de 90 à 96 %.

Pour commander un onduleur il est nécessaire de satisfaire les deux contraintes suivantes:

- La réduction de la distorsion harmonique globale
- Le réglage du fondamental de la tension de sortie.

Ces dernières années, le développement récent des interrupteurs pouvant fonctionner à des fréquences suffisamment élevées (quelques centaines de kHz) tels que les BJT, MOSFET, IGBT et les MCT ainsi que l'introduction des microprocesseurs et les composants VLSI pour l'élaboration de la commande et le contrôle dans le domaine de l'électronique de puissance , a permis l'essor et l'élaboration de nouvelles stratégies de commande d'onduleurs en vue de l'amélioration de la qualité de l'onde de sortie; c'est à dire la minimisation du taux d'harmonique

III.2.3. Principe de fonctionnement des onduleurs [11]

La configuration du circuit de puissance (la disposition des semi-conducteurs utilisés), peut se réaliser grâce à de multiples types de configurations: en demi pont ou en pont complet monophasé pour de petites puissances ou en pont triphasé pour des puissances moyennes et grandes.

• Configuration monophasée [4]

Ce type d'onduleur délivre à sa sortie une tension alternative monophasée et est généralement destiné aux alimentations de secours ou aux systèmes couplés au réseau conventionnel.

On peut distinguer deux classes d'onduleurs monophasés suivant leur topologie (figure III.1): la configuration en demi pont et la configuration en pont monophasé (pont H)

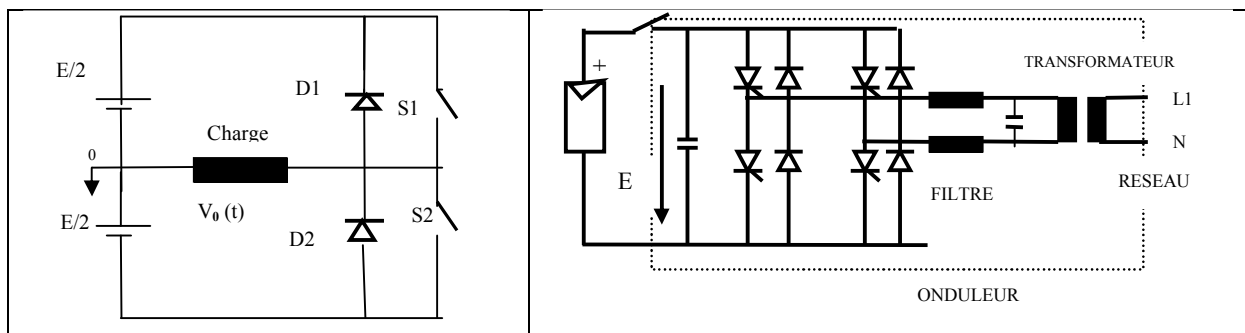
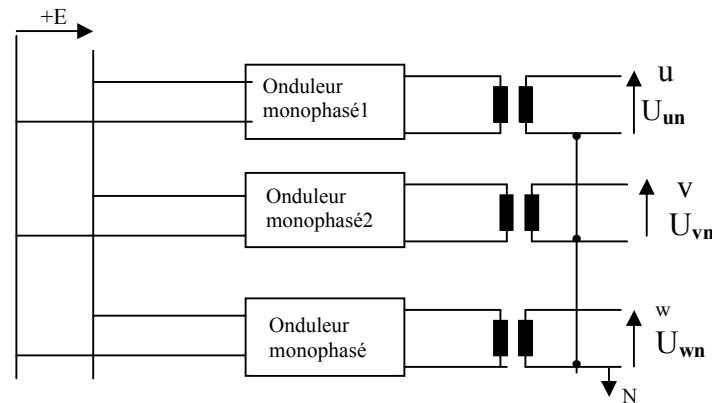


Figure III-1 : Onduleurs en demi-pont et en pont monophasé

- **Configuration en pont triphasé**

La structure d'un tel onduleur est constituée par l'association, en parallèle, de trois onduleurs monophasés en demi pont (ou en pont) donnant ainsi trois tensions de sortie déphasées de 120° , l'une par rapport à l'autre (figureIII-2).



FigureIII-2 : Onduleur triphasé composé de trois onduleurs monophasés

Dans le cas de la figure III-3, le champ PV est directement connecté au réseau de distribution électrique à travers un onduleur et un transformateur.

Ce type d'onduleur est utilisé pour des charges triphasées équilibrées c'est-à-dire dans le cas où les courants de chaque phase ont les mêmes valeurs

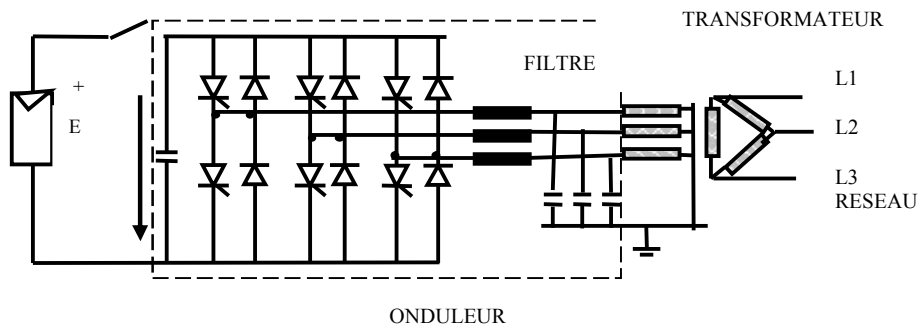


Figure III-3: Système PV connecté au réseau avec onduleur à pont triphasé

- **Configuration triphasée à pont multiples ou multi-niveaux**

Dans la figureIII-4, on peut observer deux configurations d'onduleurs triphasés réalisées par la connexion de trois onduleurs à pont monophasé, un par phase.

Le premier schéma (a) de la figure III-4, représente trois ponts réalisés avec des transistors commandés par une modulation de largeur d'impulsion. En sortie un signal sinusoïdal est obtenu, dépendant de la fréquence de commutation.

Dans le deuxième schéma (b) de la figure III-4, des thyristors sont utilisés comme composants de commutation.

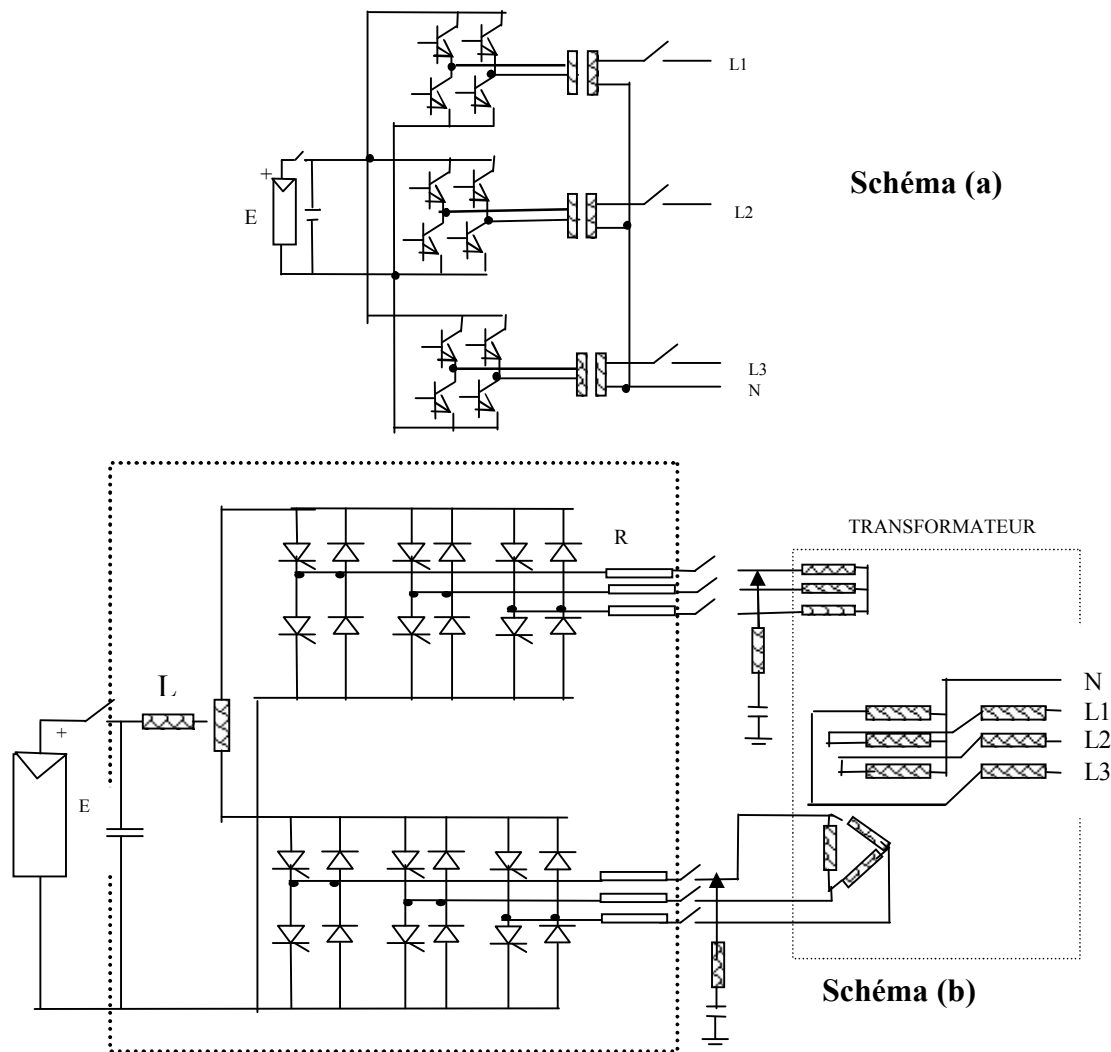


Figure III-4 : Onduleur triphasé avec trois onduleurs monophasés

III.2.4. Commande des onduleurs

Plusieurs stratégies de commande des onduleurs ont été développées dans la littérature dont les principes consistent soit:

- En la génération des signaux de commande des interrupteurs de puissance par l'asservissement de la tension de sortie de l'onduleur à une référence de tension sinusoïdale: c'est la commande dite implicite, technique analogique telle que principalement la PWM, la Modulation Delta
- En la détermination des instants de commutation des composants de puissance formant l'onduleur par le biais du développement en série de Fourier des formes d'onde souhaitées

en sortie répondant à des critères bien définies (taux d'harmoniques, valeur du terme fondamentale,...) : c'est la commande dite explicite où la commande des interrupteurs peut être analogique ou numérique telle que la technique de la Sortie Sinusoïdale Synthétisée ou la Modulation Programmée.

Nous développerons la commande par SPWM car cette technique est la plus utilisée.

- **Modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale (SPWM) [12]**

Dans la modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale (SPWM: Sine Pulse Width Modulation), les instants de fermeture des interrupteurs complémentaires sont déterminés par les intersections de l'onde sinusoïdale $v_r(t)$ dite de référence représentant la tension de sortie désirée de fréquence f_r et avec l'onde de modulation $v_c(t)$ ou porteuse de fréquence f_c (figure III-5).

La tension de sortie $v_0(t)$ de fréquence f sera le résultat de la comparaison de ces deux tensions et est égale en valeur moyenne à la tension de référence.

L'onde de modulation de fréquence f_c nettement supérieure à f , est une onde triangulaire d'amplitude A_{tr} .

La fréquence du terme fondamental et le nombre de commutations par demi-période sont déterminés par la fréquence de l'onde de référence et celle de l'onde porteuse respectivement.

- **Caractéristique de la modulation**

Si la référence est sinusoïdale, deux paramètres caractérisent la commande :

→ L'indice de modulation m_i est égal au rapport des fréquences de modulation et de référence :

$$m_i = f_c / f_r \quad (\text{III-3})$$

→ Le coefficient de réglage en tension r est égal au rapport de l'amplitude de la tension de référence à la valeur de crête de l'onde de modulation : $r = A_r / A_{tr}$ (III-4)

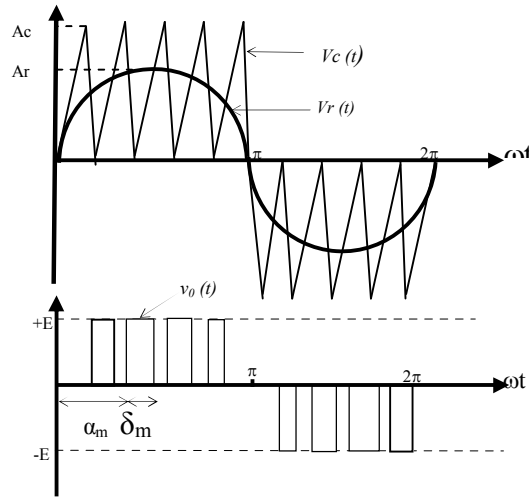


Figure III-5: Forme des ondes de référence, de la porteuse et de la sortie de l'onduleur.

- **Développement en série de Fourier de la tension de sortie**

La tension de sortie $v_0(t)$ est donnée par la série de Fourier:

$$v_0(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1,2,\dots}^{\infty} (a_n \cos n\omega t + b_n \sin n\omega t) \quad (\text{III-5})$$

Où les coefficients a_n et b_n sont donnés par les relations suivantes :

$$a_n = \frac{2E}{n\pi} \sum_{m=1}^p [\sin(\alpha_m + \delta_m) - \sin n\alpha_m] \quad (\text{III-6})$$

$$b_n = \frac{2E}{n\pi} \sum_{m=1}^p [\cos \alpha_m - \cos n(\alpha_m + \delta_m)] \quad (\text{III-7})$$

Où α_m et δ_m sont respectivement le début et la largeur de la $m^{\text{ième}}$ impulsion (figure III-5).

La technique SPWM peut être développée à l'aide de circuits analogiques et présentent principalement les deux inconvénients suivants :

- la sensibilité aux dérives par les interférences électromagnétiques engendrées par les commutations des interrupteurs de puissance. Ce qui nécessite l'adjonction de filtres de plus en plus volumineux en cas de faible fréquence de commutation.
- Le réglage du fondamental a pour conséquence l'augmentation ou la diminution de la fréquence de commutation ce qui a pour conséquence d'importantes pertes par commutation car ces dernières sont proportionnelles à la fréquence de commutation.

III.2.5. Onduleur d'une Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau [4]

L'onduleur d'une CPCR a pour rôle principal la conversion de la puissance continue en puissance alternative en synchronisation avec le réseau, auquel on peut ajouter quelques fonctions supplémentaires de contrôle nécessaires au fonctionnement de l'ensemble de la centrale connectée au réseau qui seront :

- suivi du point de puissance maximale du générateur PV.
- connexion et déconnexion du réseau en fonction des conditions de celui-ci et du rayonnement incident sur le générateur.
- détection des pertes d'isolement.
- mesure d'énergie, etc.

La qualité de l'onduleur connecté au réseau se juge essentiellement sur quatre critères :

1. Degré d'exploitation du générateur PV ou suivi du point de puissance maximale;
2. Rendement de conversion ou pertes introduites par le convertisseur durant le processus;
3. Qualité de l'énergie générée (émission d'harmoniques, facteur de puissance, production des interférences.);
4. Sécurité pour les personnes, le matériel et le réseau électrique.

La majorité des onduleurs de petite ou moyenne puissance utilisés actuellement dans les CPCR sont réalisés à l'aide d' IGBT, avec une fréquence de commutation entre 2 et 20 KHz et de puissance nominale entre 1 et 50 kVA.

Ces dernières années est apparu un nouveau type d'onduleurs, basé sur la commutation de transistors MOSFET et avec une puissance nominale de quelques centaines de watts, conçu pour opérer directement adossé sur la partie postérieure du module photovoltaïque, l'ensemble constituant ainsi ce qui est dénommé "module alternatif ou AC". Son principal avantage réside dans sa simplicité d'installation et son principal inconvénient dans la difficulté de contrôle qui suppose l'installation d'un nombre élevé de convertisseurs en différents endroits difficiles d'accès. Ce type de convertisseurs est de nos jours encore en phase de démonstration.

III.2.5.1 Différents types d'onduleurs couplés au réseau [4]

- **Onduleurs modulaires ou module photovoltaïque AC**

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

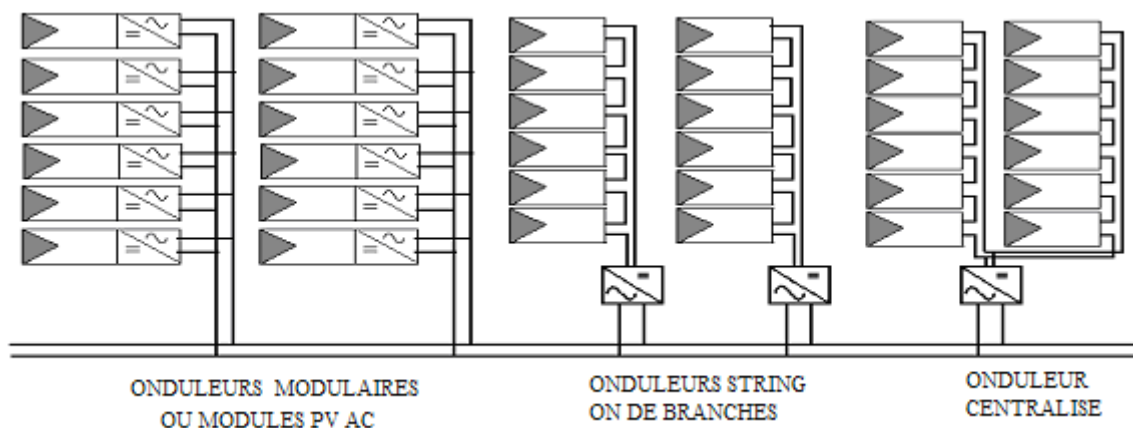
- **Onduleurs centralisés**

Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de modules en courant alternatif. Le champ PV est en règle générale, constitué de plusieurs rangées connectées en parallèle. Chaque rangée est elle-même constituée de plusieurs modules connectés en série. Pour éviter les pertes dans les câbles et obtenir un rendement élevé, on connecte le plus possible de modules en série.

- **Onduleur "String " ou "de branche"**

C'est l'onduleur le plus utilisé. Un certain nombre de modules sont connectés en série, pour chacune des séries de ce genre est connecté un seul onduleur. C'est ainsi qu'en cas d'ombrage partiel des modules, il n'y a de perte que pour la rangée ombragée. L'emploi de diodes by-pass est nécessaire. On peut utiliser un seul et même onduleur string pour des installations jusqu'à 3kW de puissance. Pour des puissances plus importantes, il est parfaitement possible de connecter plusieurs onduleurs string en parallèle, côté courant alternatif.

L'intérêt dans ce concept est d'utiliser un plus grand nombre d'onduleurs du même type. Cela réduit les coûts de production et apporte un intérêt supplémentaire : si un onduleur tombe en panne, la production de la seule rangée concernée est défaillante.



FigureIII-6 : Différents types d'onduleurs couplés au réseau [4]

III.2.5.2. Commandes des onduleurs connectés au réseau [13]

Les onduleurs connectés au réseau peuvent se distinguer par leurs caractéristiques, leurs propriétés et leurs performances mais de manière plus générale ils peuvent être classés de la manière suivante:

- Leur type de sortie : monophasée ou triphasée.
- Leur principe de fonctionnement en commutation : onduleurs auto-commutés et commutés par le réseau.

Les onduleurs commutés par le réseau utilisent comme composants internes de commutation des semi- conducteurs qui sont contrôlés par le réseau

C'est ainsi que si le courant du réseau est déphasé de la tension réseau on obtiendra un mauvais facteur de puissance du système de conversion ; c'est pour cela que les concepteurs d'onduleurs ajoutent des réseaux de compensation pour améliorer le facteur de puissance et des filtres pour réduire la distorsion harmonique.

Nous allons illustrer la commande des onduleurs connectés au réseau par les deux techniques les plus utilisés qui sont celle de la commande par PWM et la commande par hystérésis et citer brièvement d'autres types de commande d'onduleur

- **Commande par une modulation de largeur d'impulsion [13]**

La figure III-7 montre un schéma d'un système PV connecté au réseau à travers un dispositif de conditionnement de puissance constitué du convertisseur DC/DC de poursuite du point de puissance maximale et d'un onduleur DC/AC de tension commandé en PWM. Le contrôle nécessaire à ce dispositif pour convertir l'énergie continue des modules PV en énergie alternative susceptible d'être injectée dans le réseau est aussi présenté dans ce synoptique.

Les commutateurs de ce dispositif de conditionnement de puissance sont des semi-conducteurs tels que des transistors MOSFET ou IGBT.

Les commutateurs supérieurs et inférieurs sont activés et désactivés à haute fréquence pour produire une onde de tension commutée.

Chaque commutateur est muni d'une diode montée en parallèle inverse pour permettre au commutateur d'écouler un courant s'il est négatif, et ne pas avoir à supporter de tension inverse.

L'entrée, aux bornes de la capacité d'entrée C_F de filtrage, est une tension constante et la sortie de l'onduleur est dotée d'un filtre inducteur L_0 pour atténuer les harmoniques haute fréquence.

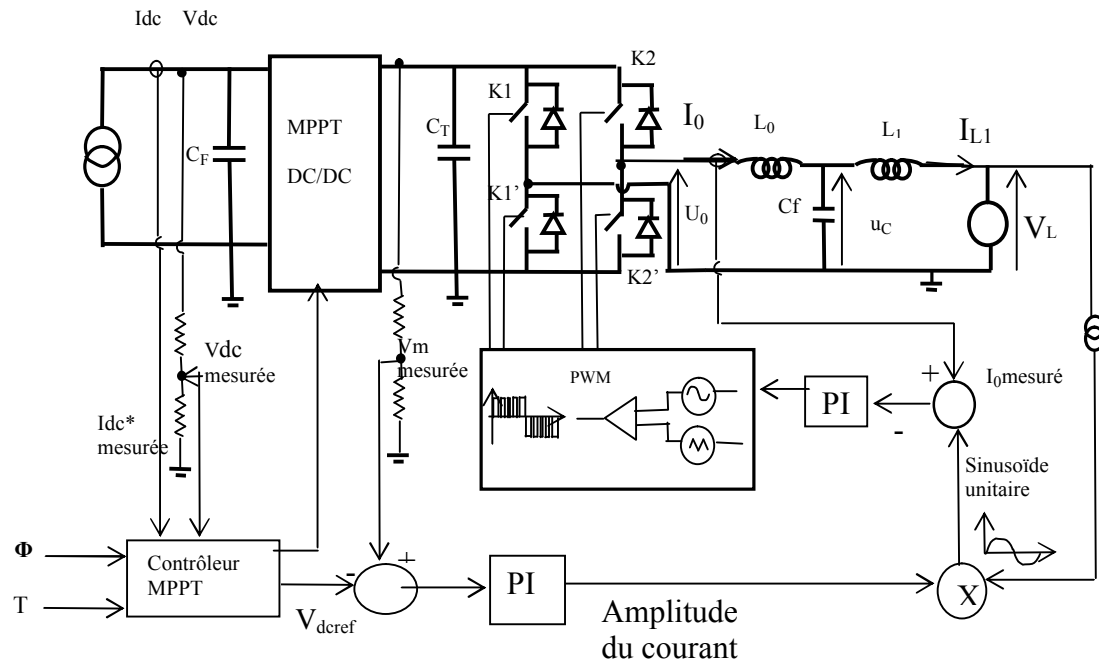


Figure III-7 : Synoptique d'un onduleur connecté au réseau commandé par une PWM [4]

Un transformateur de fréquence de ligne est parfois utilisé pour élever un niveau d'entrée continue inférieur afin qu'il corresponde à la tension du réseau, et également fournir une isolation.

La tension de sortie moyenne de l'onduleur suit l'amplitude et la fréquence du réseau avec un décalage qui entraîne un flux de courant.

L'entrée est une onde de référence sinusoïdale dont l'amplitude est proportionnelle à la sortie souhaitée et dotée de la même fréquence. La sortie est le courant I_{L1} qui est injecté dans le réseau.

Les commutateurs de l'onduleur sont contrôlés par la méthode de modulation en PWM.

Pour l'élaboration de la PWM, la référence est comparée à un signal triangulaire dont la fréquence est plus haute que la référence. Le signal PWM ainsi produit commande les commutateurs dans le premier bras (K1 et K1').

Lorsque la référence est supérieure à la triangulaire, le commutateur supérieur est activé.

Lorsque la référence est inférieure à la porteuse, le commutateur inférieur est activé.

Le signal du second bras est dérivé d'une référence déphasée de 180° et la sortie alternative est la différence entre les deux phases.

L'inductance filtre les harmoniques haute fréquence, ce qui permet d'obtenir une sortie de courant alternative sans distorsion.

Il est également important de disposer d'un contrôle précis de l'amplitude et de la fréquence de l'onde de référence; c'est ainsi qu'une méthode de synchronisation avec le réseau doit être utilisée.

L'entrée de l'onduleur étant un condensateur, pour une tension continue stable, il y a un équilibre entre l'énergie fournie à partir du générateur PV et l'énergie convertie puis injectée dans le réseau .

Le contrôle de la tension continue permet un mode de fonctionnement stable quelque soient les conditions climatiques (éclairage et température). Le contrôle peut être obtenu par un régulateur proportionnel intégral (PI). Des approches plus élaborées permettent un contrôle rapide de la tension avec l'avantage d'un condensateur de plus petite taille.

Ceci est important pour la fiabilité puisque ce composant est souvent un des facteurs limitant la durée de vie de l'onduleur.

Pour fournir un courant sinusoïdal à injecter dans le réseau, il faut veiller à synchroniser l'onde de courant de sortie de l'onduleur avec la tension réseau, et pour cela plusieurs étapes ont été considérées :

- L'amplitude de la fondamentale de la tension de sortie de l'onduleur doit être supérieure à $V_{\max}$ du réseau
- Lorsque la loi de commande des interrupteurs est la modulation de largeur d'impulsion (PWM) comme sur la figure III-8, nous avons vu précédemment que si le signal triangulaire a une amplitude A_{tr} et l'amplitude de l'onde sinusoïdale de référence est A_r , alors le coefficient de réglage r de la modulation peut s'écrire selon l'équation III-8, $r = A_r / A_{tr}$

Pour obtenir une modulation de largeur d'impulsion il faut que:

- La fréquence du signal triangulaire soit très supérieure à la fréquence de la sinusoïde de référence $f_c \gg f_r$ (III-9)
- L'amplitude de la sinusoïde de référence soit inférieure à l'amplitude de la triangulaire
autrement dit $r = \frac{A_{\sin}}{A_{tr}} < 1$ (III-10)

Deux conditions sont nécessaires pour qu'il y ait injection de courant dans le réseau :

1. L'amplitude A_m du courant de sortie de l'onduleur doit être supérieur à l'amplitude de la tension du réseau : $A_m > \text{amplitude de la tension du réseau}$.

Or $A_m = \frac{r \cdot V_{dc}}{\alpha}$ donc $V_{dc} > \text{amplitude de la tension du réseau} \times \frac{\alpha}{r}$ (III-

11)

α Étant le rapport cyclique

2. Il faut qu'il y ait un déphasage entre le courant de sortie de l'onduleur et la tension du réseau

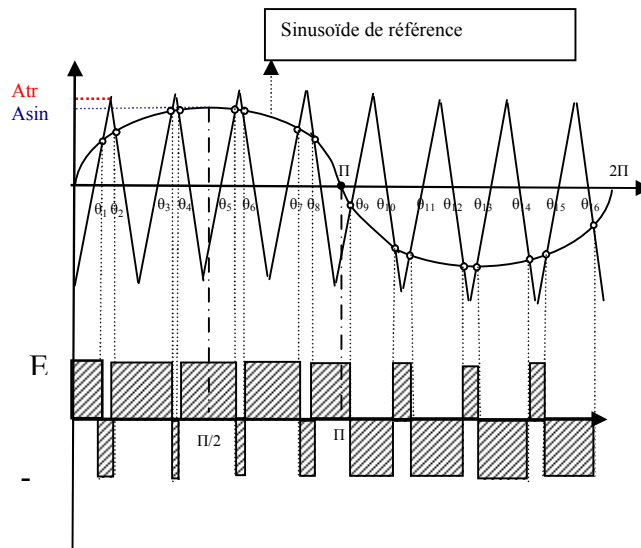


Figure III-8 : Modulation de largeur d'impulsion

- En sortie de l'onduleur, on récupère une image de la tension réseau d'amplitude unitaire (sinusoïdale unitaire).

De plus si on mesure la tension E aux bornes du condensateur $C1$ tampon qui doit être constamment constante, la valeur de cette tension est comparée à une valeur de la tension de référence V_{dcREF} . La différence entre V_{dc} mesurée et V_{dc} de référence donne l'amplitude du courant de référence que l'onduleur doit générer.

- L'amplitude du courant de référence multipliée par la sinusoïde unitaire sera comparée à l'image du courant prélevé en sortie de l'onduleur i_L ; la différence qui en résulte sera considérée comme l'onde de référence qui comparée à un signal triangulaire génère la modulation de largeur d'impulsion qui commandera les interrupteurs.

- Le schéma de l'asservissement est donné dans la figure suivante

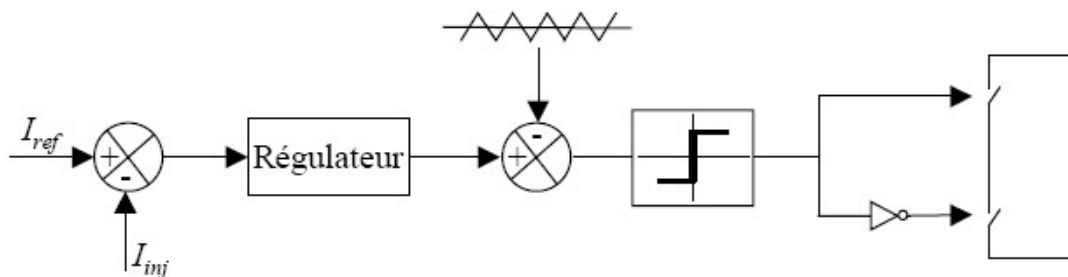


Figure III.9 : Principe de la commande des onduleurs par MLI

- **Commande par hystérésis**

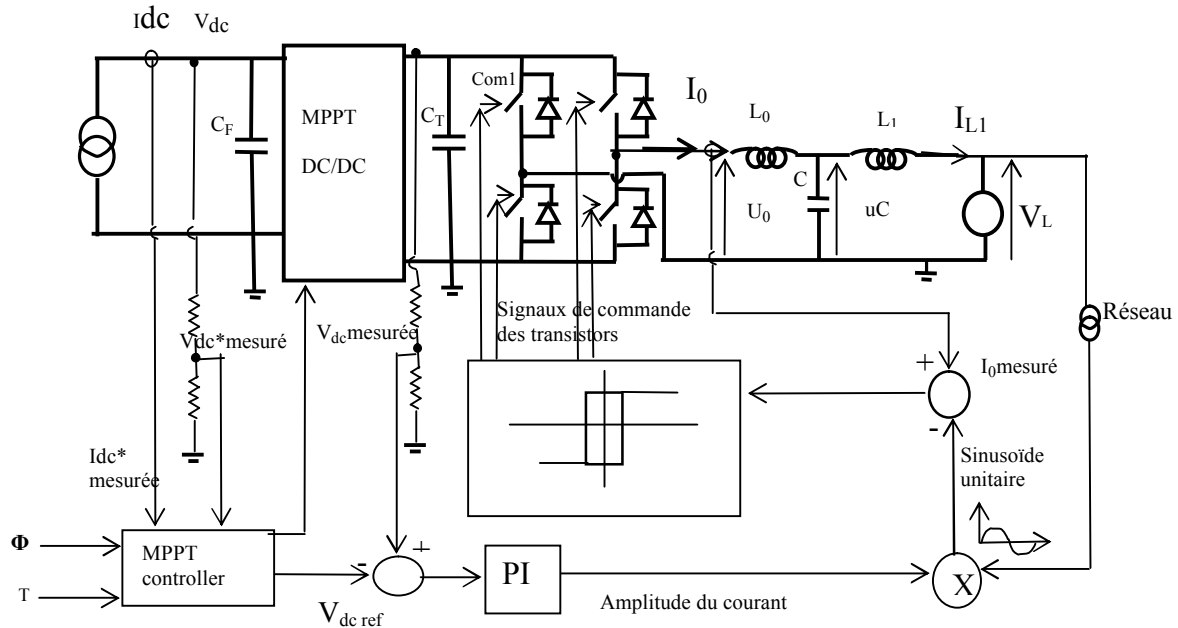


Figure III-10 : Synoptique d'un onduleur connecté au réseau commandé par hystérésis [4].

Pour fournir un courant de ligne d'une phase I_{L1} sinusoïdal, on peut utiliser un contrôle par hystérésis du courant de sortie de l'onduleur.

Cela exige de définir une largeur d'hystérésis H_y autour du courant de référence qui va dépendre de l'inductance du filtre L_0 , de la tension du générateur V_{dc} , de la fréquence de commutation désirée f_s et de la tension de la capacité de filtrage (figure III-8).

La bande d'hystérésis et l'erreur du courant de sortie de l'onduleur sont données par le modèle de contrôle.

La valeur fixée du courant de sortie de l'onduleur I_0 est donnée par un contrôleur avec une boucle de retour pour améliorer le comportement dynamique. Pour assurer l'adaptation de la puissance du modèle de contrôle, on détermine des valeurs fixes convenables pour la puissance DC disponible qui est donnée par un contrôleur de tension; ce contrôle dépend de la poursuite du point de puissance maximale.

Le schéma de l'asservissement est donné par la figure suivante

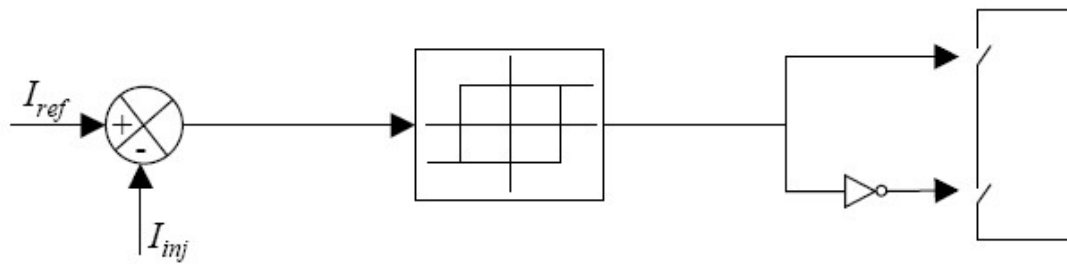


Figure III.11 : Principe de la commande des onduleurs par hystérésis

- Autre type de commandes

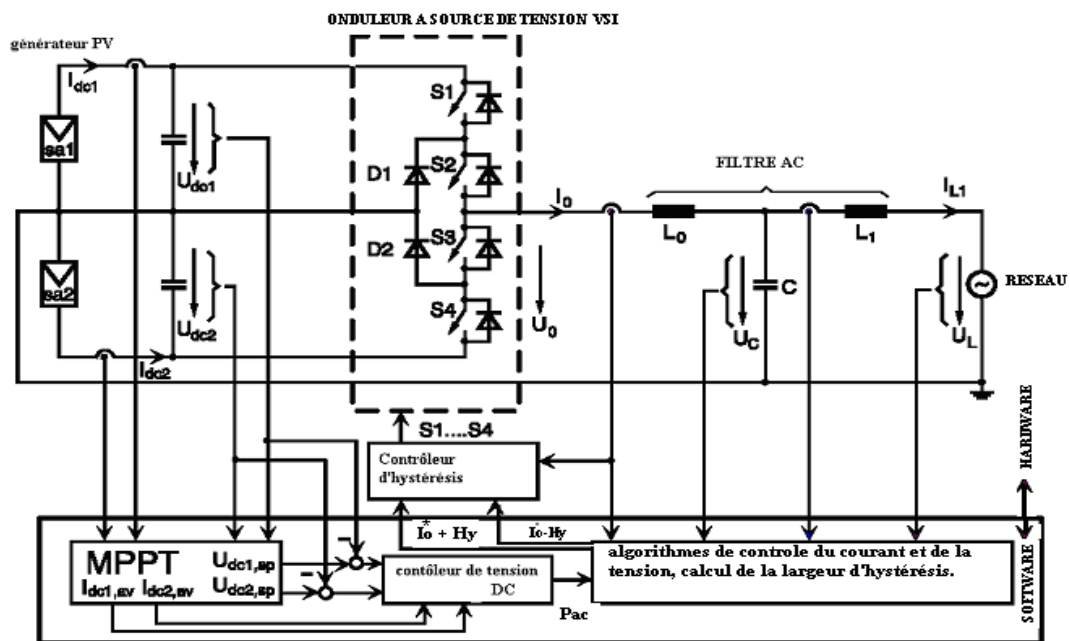


Figure III-12: Commande de l'onduleur par des algorithmes de contrôle de la tension et du courant.

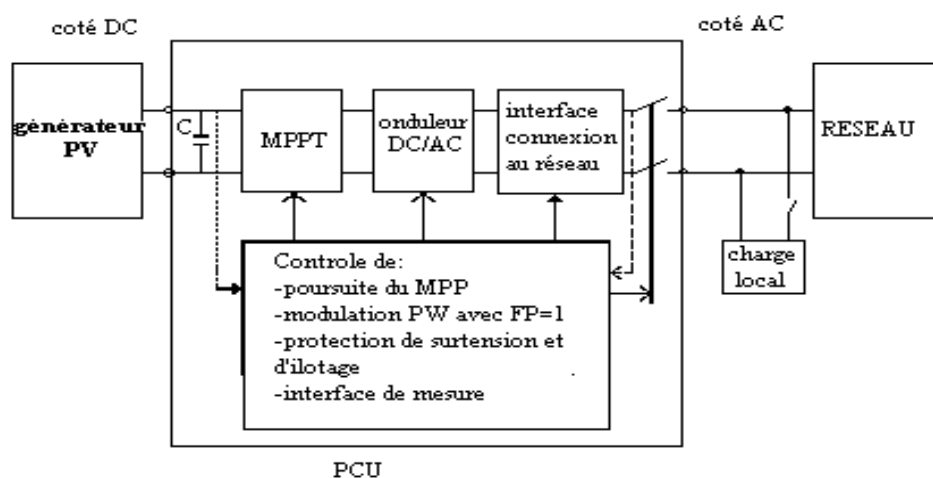


Figure III-13 : Onduleur contrôlé à l'aide d'un DSP.

Les onduleurs les plus récents mis sur le marché intègrent un certain nombre de couche de contrôle, telle que utilisée entre autre dans les deux exemples précédents, qui doivent être mises en oeuvre dans une combinaison de circuits analogiques et numériques.

Etant donné le coût élevé des modules PV, il est important de mettre en place une conversion optimale d'énergie afin d'en tirer le meilleur parti possible. C'est pour cette raison que des algorithmes de conversion optimale d'énergie sont développés. Ces algorithmes se basent généralement sur la connaissance des performances des cellules PV. C'est ainsi que le MPP fournit une référence à la boucle de régulation de la tension continue, qui à son tour fournit une référence à la boucle de régulation de puissance, qui enfin fournit une référence à la comparaison sinus-triangle dans le cas de la commande par PWM.

Dans le cas des deux onduleurs de la figure III-12 et III-13, des algorithmes de contrôle sont mis en œuvre pour extraire une énergie maximale du générateur et injecter celle-ci dans le réseau sans distorsion indésirable susceptible d'interférer avec d'autres équipements connectés à proximité. Des fonctionnalités sophistiquées de surveillance et de protection sont également intégrées. Ces différents algorithmes sont en général implémentés sur un DSP (Digital Signal Processor) qui est un microprocesseur destiné au traitement de signaux numériques, dont la vitesse de traitement permet l'exécution de ces algorithmes et des calculs complexes grâce à un langage de haut niveau tel que le langage C.

L'étage de puissance de ces onduleurs est en général constitué de transistors de puissance IGBT.

III.4.3 La commande par la boucle à verrouillage de phase [4]

Les PLL sont des circuits intégrés très utilisés en électronique, il s'agit d'un asservissement de phase c'est à dire (asservir la phase d'un oscillateur local à celle d'un signal extérieur).

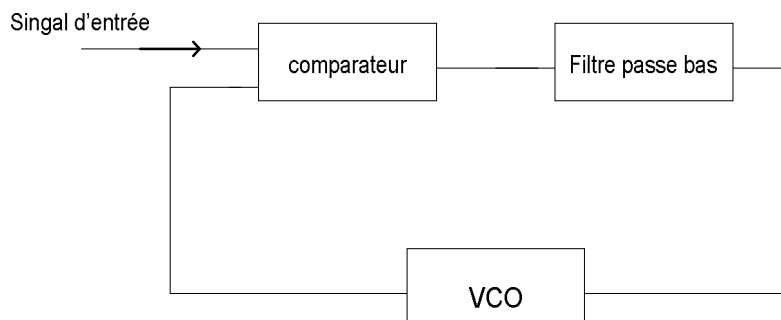


Figure III.14 : Schéma de commande d'une PLL

Principe de fonctionnement :

Un oscillateur commandé en tension (VCO) (Voltage Controlled Oscillator) délivre une fréquence F_s dont la valeur dépend de la tension appliquée V_c sur son entrée de commande. Cette fréquence est comparée à la fréquence de référence F_e en passant par l'intermédiaire des phases instantanées des signaux ϕ_e et ϕ_s .

Le comparateur de phase donne en temps réel l'écart (erreur) ε de phase entre la source de référence et le VCO.

Cette information est filtrée puis appliquée à l'entrée V_c de commande VCO. Ainsi, la fréquence F_s est en permanence corrigée pour rester égale à celle de la référence.

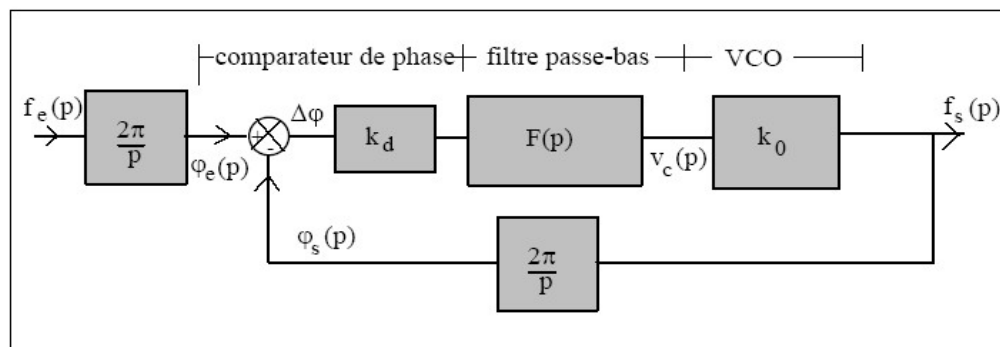


Figure III.15 : Principe de fonctionnement de La commande par la boucle à verrouillage de phase

III.3. Protections et considérations techniques de la connexion au réseau de la centrale photovoltaïque [4]

Avant de décider d'installer une CPCR, il faut recueillir les exigences techniques de raccordement au réseau, faire une demande de contrat standard pour l'achat de l'électricité produite par photovoltaïque et signer un contrat.

Des prescriptions techniques s'appliquant aux installations PV à raccorder sur le réseau BT doivent être rédigées par le gestionnaire de réseau. Ce dernier établit les dispositions de raccordement au réseau.

Pour pallier au vide technique et juridique en la matière et en s'inspirant de documents rédigés par les pays de l'union Européenne, plus particulièrement par la France, la Belgique et l'Espagne, nous avons synthétisé tous ces documents en les adaptant au cas de l'Algérie afin d'en donner un canevas.

Les prescriptions sont établies dans le but de protéger le réseau mais elles n'englobent pas les nécessités propres de l'installation de production. En outre elles tiennent compte de la sécurité des agents.

Des dispositifs de protections sont nécessaires pour prévenir les dommages pouvant survenir au niveau de la centrale PV et pour éviter la détérioration de la qualité de l'électricité PV injectée dans le réseau.

Nous nous sommes restreint à étudier uniquement les prescriptions techniques de branchement d'installations photovoltaïques de production décentralisée ≤ 15 kW fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution BT.

Parmi les procédures d'installations électriques, il est nécessaire de tenir compte des interférences électriques entre le réseau et le système PV telles que les interférences électromagnétiques (EMI) et les problèmes d'harmoniques.

Des programmes de standardisation et de recommandations sont lancés dans les pays où des centrales PV connectées au réseau fonctionnent déjà depuis plus d'une quinzaine d'années (Etats-Unis, Japon, Angleterre, Australie, Allemagne, Belgique) où ont été développés par différents organismes nationaux et internationaux de normalisation.

A titre d'exemple, nous pouvons citer deux standards développés aux Etats-Unis et en Europe:

- ANSI / IEEE std 929 – 1988 : guide pratique à l'usage des installateurs de systèmes PV connectés au réseau et des utilisateurs de ces systèmes
- IEEE std 929-2000 : IEEE recommandations pratiques à l'usage des utilisateurs des systèmes PV connectés au réseau.

Nous allons passer en revue les problèmes les plus importants relatifs à l'interconnexion des systèmes PV au réseau de distribution d'électricité conventionnelle.

III.3.1. Protection différentielle [6]

Lorsque le raccordement au réseau est effectué en basse tension, l'installation est protégée par des dispositifs de protection à courant différentiel résiduel (disjoncteur).

III.3.2. Protection générale du raccordement

Comme pour tout autre branchement, les installations sont munies en tête de leur raccordement au réseau de distribution d'un appareil assurant la coupure des phases en cas de défaut interne occasionnant le dépassement d'un courant fixé pendant un temps donné.

Les valeurs du courant et de la temporisation sont données par le gestionnaire de réseau.

III.3.3. Protection d'îlotage [4]

Lorsque le réseau ou une portion du réseau est en délestage, il ne délivre plus d'électricité. L'onduleur doit alors assurer l'arrêt de l'injection de l'énergie PV, c'est ce que l'on appelle le mode d'îlotage ou islanding.

L'îlotage peut fortement affecter les équipements ou charges connectés au réseau et surtout peut causer des chocs électriques mortels aux personnes et aux intervenants assurant la maintenance et le dépannage du réseau.

Pour cette raison, les onduleurs connectés au réseau doivent pouvoir identifier les défauts sur le réseau, les délestages et doivent rapidement déconnecter leur sortie.

De multiples recherches développées ont été menées et le sont encore pour aider à prévenir au mieux le problème d'îlotage et actuellement la plupart des onduleurs commercialisés sont capable de prévenir l'islanding grâce à la combinaison d'algorithme de contrôle.

Si la partie du réseau de distribution, sur laquelle est raccordé le producteur, n'est plus alimentée en tension par le gestionnaire de réseau ou que la tension n'est plus normale, le système PV doit pouvoir se découpler automatiquement du réseau dans les plus courts délais.

Si le système ne répond pas aux essais testant les limites en tension et en fréquence imposée par le gestionnaire de réseau, des sécurités externes adaptées sont requises. L'ouverture du circuit doit se passer, par mesure de sécurité, avec l'aide d'un relais qui provoque une ouverture physique des contacts.

La tension d'essai doit répondre à la norme EN 50160. Dans ce cas, le découplage doit agir en moins de 5 secondes.

III.3.4. Perturbations en tension [9]

Des niveaux de tensions convenables doivent être maintenus au niveau du point de connexion du système PV au réseau.

Différentes limites des niveaux de tensions ont été établis dans divers pays en tenant compte de la capacité des systèmes PV connectés au réseau à contribuer à la variation de la distribution de la tension de la ligne.

Les onduleurs doivent détecter la variation de tension du point de connexion au réseau et certains onduleurs intègrent aussi la possibilité de déconnexion et reconnexion automatique du rétablissement de la stabilité du réseau.

III.3.5. Perturbations en fréquence [9]

Les onduleurs doivent généralement être muni de dispositif interne de fermeture en cas de surtensions ou de chutes de tension et en cas de fluctuations importantes de fréquences.

La fermeture interne devra se produire si, après quelques cycles, la fréquence sort en dehors des bornes prédéterminées par les normes établies par les compagnies d'électricité qui sont de l'ordre de ± 0.2 à ± 5 Hz autour de la fréquence nominale du réseau.

III.3.6. Déconnexion [9]

En redondance aux protections automatiques décrites ci-dessus que l'onduleur doit intégrer, il est prévu un disjoncteur manuel centralisé au niveau du compteur électronique réversible devant servir à déconnecter le réseau et un coffret de branchement constitué de disjoncteurs et de fusibles, spécialement prévu pour assurer la sécurité du personnel de maintenance du réseau.

III.3.7. Reconnexion après les défaillances [4]

Il est important de s'assurer du fonctionnement correct du réseau pendant un certain intervalle de temps avant la reconnexion de l'onduleur.

Cette tâche est implémentée systématiquement par tous les onduleurs actuellement commercialisés au moyen d'un détecteur de la présence actif du réseau.

Une fonction de reconnexion automatique est intégrée par l'onduleur après observation d'un certain nombre de cycles de fonctionnement du réseau jusqu'à obtention des valeurs correctes de la tension et de la fréquence.

III.3.8. Protection contre l'injection de la composante continue dans le réseau [4]

Les onduleurs, qui sont équipés d'un transformateur, n'injectent pas de courant continu dans le réseau de distribution et ne nécessitent par conséquent pas de mesures de sécurité complémentaires.

Les onduleurs avec une technologie sans transformateur sont également acceptés pour autant qu'ils disposent d'un système de protection contre injection de courant continu.

Celui-ci débranche l'onduleur en moins de 0,2 s au cas où le courant continu dépasse la valeur de seuil établie à 1 % de la puissance nominale.

Eviter l'injection de cette composante continue dans le réseau permet d'améliorer non seulement la sécurité des personnes mais aussi la protection de la perturbation du réseau et les effets de saturation du transformateur de distribution locale et finalement la perturbation de la saturation des charges inductive.

Il y a lieu cependant de constater que le nombre d'onduleurs sans transformateur proposé sur le marché est important du fait qu'il sont moins chers car dans certain pays, l'isolation par transformateur n'est pas exigée pour les petits systèmes mais il est obligatoire pour les systèmes de taille moyenne et grande.

De même il est important de vérifier le degré de pollution du réseau lui-même car les effets des harmoniques indésirables du réseau viendront s'ajouter aux harmoniques générées par le courant de sortie de l'onduleur.

III.3.9. Mise à la terre [4]

Afin de prendre toutes mesures nécessaires au bon fonctionnement de son installation, le producteur d'énergie PV s'informe auprès du gestionnaire du réseau du type de réseau de distribution (TT ou IT) sur lequel il sera raccordé.

Pour un réseau IT, la mise à la terre du neutre éventuel de la centrale n'est pas permise, puisque par définition, un tel réseau ne peut être mis à la terre. Le réseau algérien étant un réseau TT, le problème de la mise à la terre ne se pose pas.

Tous les composants du système PV doivent être mis à la terre en accord avec les normes exigées par les compagnies d'électricité.

Les conducteurs de mise à la terre sont nécessaires pour conduire le courant lorsqu'il y a une mise à la terre accidentelle, ceci minimise les chocs électriques et la dégradation des charges et des équipements.

III.3.10. Interférences électromagnétiques [4]

Une interférence électromagnétique dont l'acronyme anglais est EMI (Electro Magnetic Interference), est un phénomène qui touche des groupes de composants électriques ou des circuits haute fréquence.

Le couplage électromagnétique entre les réseaux électriques et de communication peut provoquer des interférences. Le courant circulant dans le réseau électrique engendre un champ magnétique qui induit un courant dans les conducteurs des réseaux de communication.

L'importance des interférences est fonction de l'amplitude et de la fréquence des courants électriques ainsi que de l'importance du couplage électromagnétique entre les réseaux.

Les composants du système PV spécialement l'onduleur sont sujet à la variation de la haute fréquence, émission de bruit et exigences d'immunité qui limite le spectre de radiation permis dans l'échelle des fréquences normalisées à 150kHz et 30MHZ .

III.3.11. Facteur de puissance [9]

Un facteur de puissance de un est désiré à la fois au niveau du point de connexion au réseau qu'à la sortie de l'onduleur.

En général, l'exigence minimum demandée est le fonctionnement de l'onduleur avec un facteur de puissance supérieur à 0,85 chaque fois que sa sortie excède 10% de la valeur nominale exigée.

Les caractéristiques les plus importantes de l'onduleur sont la gamme de la tension d'entrée, la puissance de sortie nominale et maximale, la distorsion harmonique THD, le rendement de l'onduleur.

III.3.12. Normes en vigueur et caractéristiques de quelques onduleurs [4]

Au niveau international, les normes 1000 de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI) définissent le niveau des courants et des tensions harmoniques à ne pas dépasser.

La norme CEI-1000-3-2 fixe la limitation des courants injectés dans le réseau public pour des équipements dont le courant par phase est inférieur à 16 A.

Les normes CEI-1000-2-2 et CEI-1000-2-4 précisent le niveau des harmoniques en courant et en tension à respecter au point de raccordement sur les réseaux de distribution basse tension.

La large gamme des onduleurs actuellement disponible sur le marché auprès de nombreux fabricants est donnée dans le tableau III.1

Onduleur	Fabricant	Puissance Nominale	THD (%)	Fréquence de sortie	Tension de sortie	Rendement Maximum
INGECON	Ingeteam	2500	< 5	50	220/230	94
TAURO	Atersa	700-3000	< 4	$50 \pm 5 \%$	$220 \pm 7 \%$	93
SUNMASTER	Mastervolt	1500-5000	< 3	50	230	94
SUNNY BOY	SMA	700-2600	< 4	50	180-265	93.6

Tableau III-1: Caractéristiques de quelques onduleurs PV connectés au réseau commercialisés.

III-4.conclusion

Il existe un grand nombre de définitions de la qualité de l'électricité mais d'une façon générale, on peut distinguer deux aspects : la fiabilité de l'alimentation et la qualité de tension.

- La fiabilité de l'alimentation se caractérise principalement par le nombre et la durée des coupures.
- La qualité de la tension, quant à elle, est liée aux distorsions de la forme d'onde, autrement dit à l'écart par rapport à la forme sinusoïdale idéale de la tension (variations de tension, creux de tension, harmoniques, flicker (papillotement) et transitoires) ainsi qu'au déséquilibre et à la fréquence.

Le fournisseur d'énergie électrique doit assurer une tension toujours voisine de la tension nominale avec une variation tolérable (10% d'amplitude), et de (1%) de la fréquence.

IV.1. Simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau monophasé sous PSIM

Nous allons dans ce paragraphe donner une simulation du système photovoltaïque connecté au réseau basse tension

Le modèle comporte un générateur photovoltaïque, un onduleur monophasé qui sert la connexion au réseau du GPV, le réseau basse tension modèle.

Les objectifs

Simuler et comparer les résultats de différentes stratégies de commande d'un onduleur connecté au réseau.

Utiliser un logiciel de simulation PSIM.

Les simulations

Simuler le fonctionnement d'un onduleur de tension monophasé à commande MLI dont la description en langage PSIM est rappelée figure IV-1. Le générateur photovoltaïque alimente un onduleur de tension/redresseur de courant dont la commande MLI, définie par sa loi de commande. L'asservissement de ce courant à une consigne $(I_1)_{ref} = 10 \sin(100 \pi t)$ permet un prélèvement de courant sur le réseau.

Paramètres de simulation : total time = 0.02 sec. ; Time step = 20 μ sec. ; Time print = 0 puis 0.18 sec.

IV-1.1. Introduction au PSIM

Le logiciel PSIM (Power Simulation) est un programme de simulation de l'Electronique de Puissance. Il permet d'étudier le circuit de puissance (le Convertisseur) et sa commande. Ce logiciel est simple d'utilisation est très convivial.

Le programme est constitué de deux parties:

- Simcad : Un éditeur de schéma de circuit du système à simuler.
- Simview : Un traceur des courbes graphiques.

Pour lancer le programme PSIM, il faut cliquer sur l'icône Simcad dans le répertoire PSIM

IV-1.2.Saisie du schéma

Une fois l'éditeur de schéma SIMCAD est lancé, il faut créer une nouvelle page.

Il suffit de cliquer sur : File – New et vous avez alors une page principale. C'est sur cette page que vous rentrerez vos schémas pour la simulation.

IV-1.3.la simulation :

- **Vérifications finales :**
 - Avant de lancer toute simulation, il est nécessaire de vérifier les valeurs des composants, les connections (lorsque un point est visible sur l'intersection de plusieurs fils, ce là voudrait dire qu'ils sont au même potentiel).
 - N'oubliez pas la masse du montage.
- **Comment régler le temps de simulation :** Avant de lancer toute simulation, il faut régler correctement la durée et le temps de départ de la simulation. Pour ce faire : sélectionner le menu SIMULATION puis sous ce menu cliquer sur SIMULATION CONTROL : une horloge apparaît alors sur l'écran. Positionner cette horloge sur votre page puis un double clic sur le bouton gauche de la souris vous permet d'entrer les valeurs.
- **Comment lancer la simulation :** Pour lancer la simulation cliquer sur le menu SIMULATE puis sélectionner RUN PSIM sinon vous pouvez taper directement F8
- **Visualisation des résultats :** Pour visualiser les résultats de la simulation cliquer sur SUMULATE puis aller sur RUN SIMVIEW ou taper tout simplement Ctrl+F8. Une fenêtre s'ouvre alors pour vous inviter à sélectionner les courbes à afficher sur l'écran. Pour sélectionner ces courbes, il vous suffit d'un double clic sur le(s) nom(s) de(s) l'appareil(s) de mesure. Si non sélectionner la courbe, appuyer sur 'Add' pour ajouter, et 'Remove' pour supprimer une courbe.
- Le courant à la sortie de l'onduleur (courant injecté dans le réseau) doit être synchronisé avec la tension du réseau

IV-2.Bloc de simulation

La figure suivante représente le schéma bloc du montage

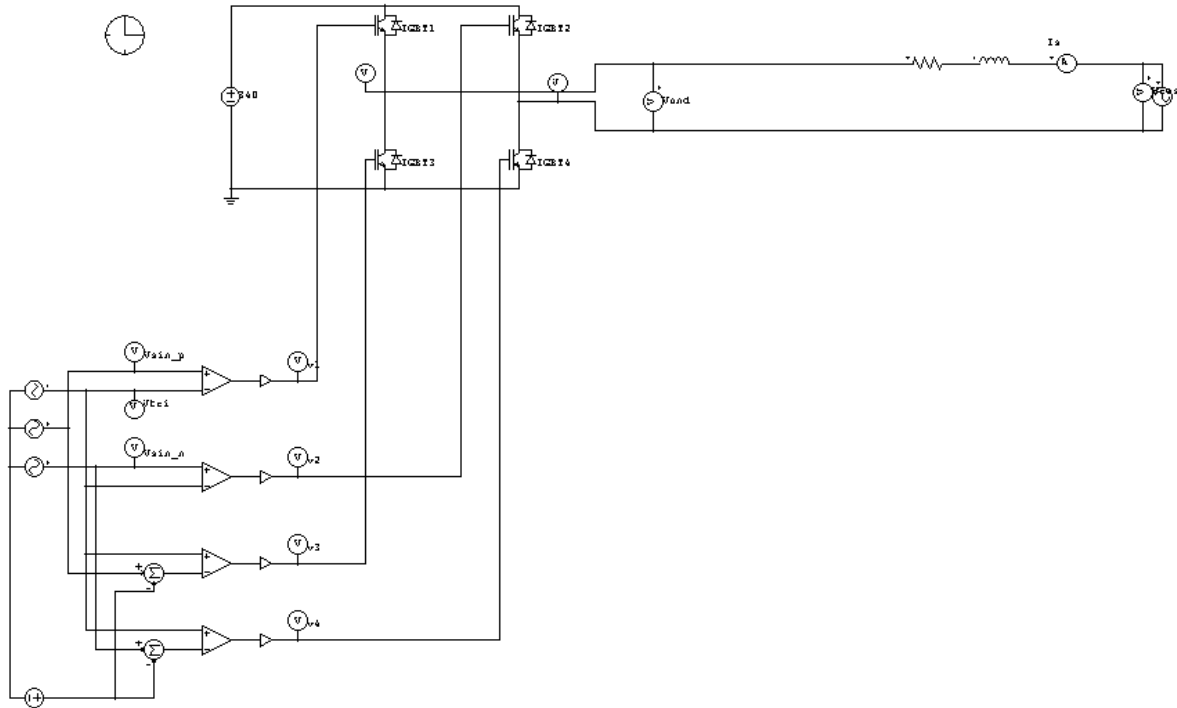


Figure IV-1 schéma bloc d'un onduleur connecté réseau

Paramètres de la simulation

Générateur de courant: le générateur de courant pour notre système est le générateur photovoltaïque

Tension: 340 V

Onduleur: un onduleur monophasé en pont complet, il est conçu à l'aide de transistor de puissance IGBT de fréquence de commutation qui varie entre 2 et 50 kHz

Paramètre de la commande:

La commande utilisée est une commande MLI unipolaire qui a les paramètres suivants

Triangulaire :

Amplitude $V_{tri} = 2 \text{ V}$

Fréquence $f=1500 \text{ Hz}$

Référence :

Amplitude $V_1 = 0,8 \text{ V}$

Fréquence $f = 50 \text{ Hz}$

Réseau basse tension :

Amplitude $V_{red} = 230 \text{ V}$

Fréquence $f = 50 \text{ Hz}$

Inductance de lissage $L = 20 \text{ mH}$

Résistance symbolisant les pertes $R = 0,1 \text{ Ohm}$

IV-3. Résultats des simulations sous PSIM

On obtient les différentes courbes suivantes

La figure suivante représente le courant injecté dans le réseau

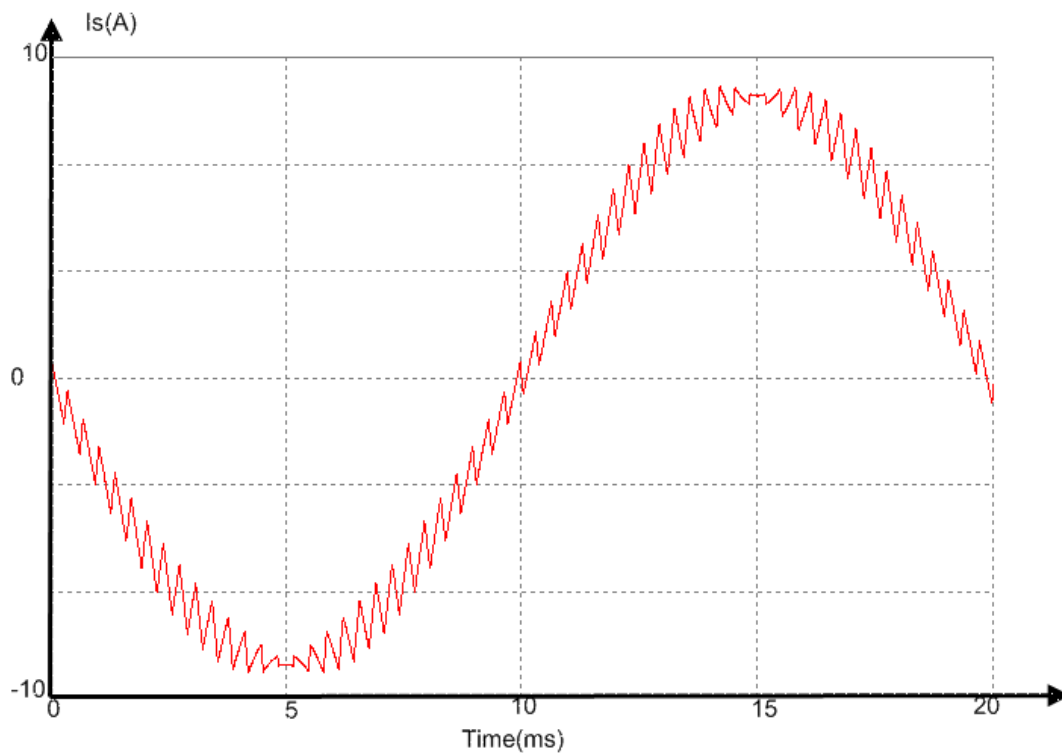
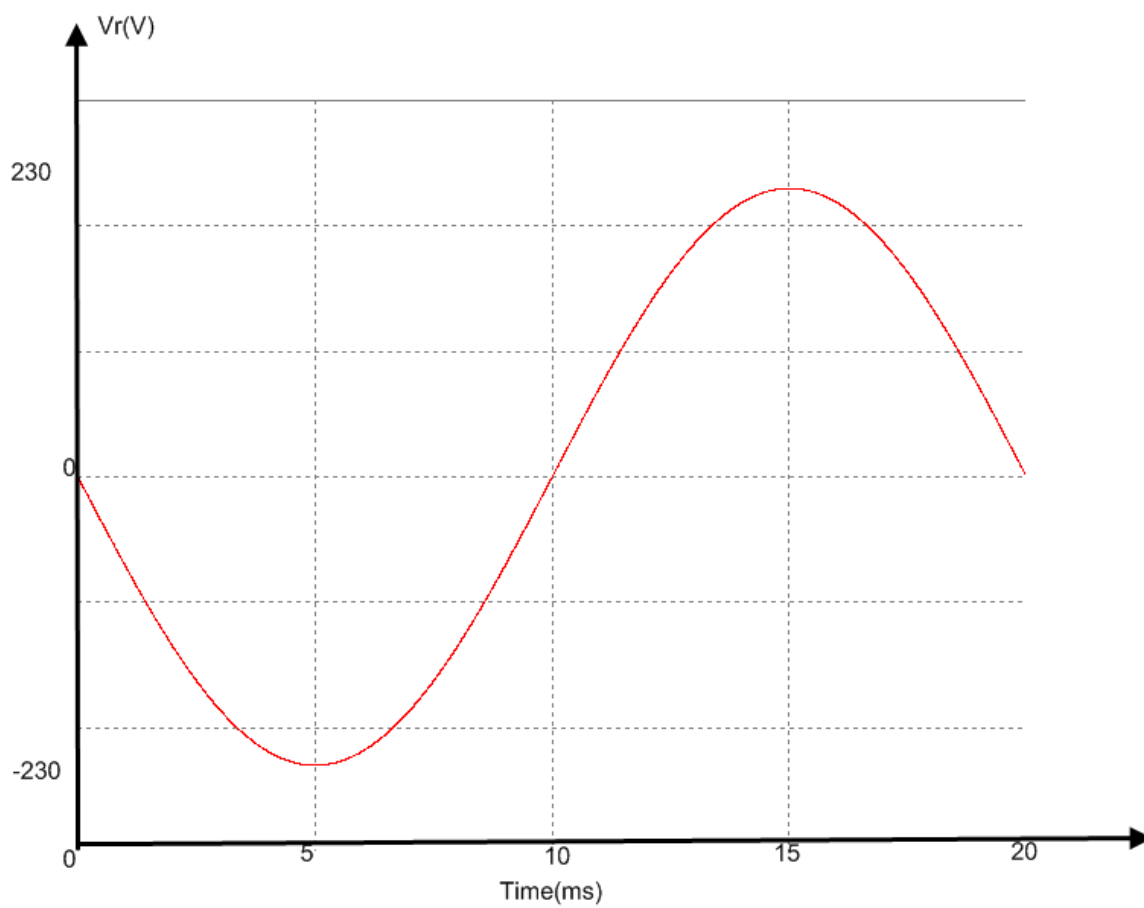


Figure IV-2 courant I_s injecté dans le réseau

La figure suivante représente la tension du réseau



FigureIV-3 : tension du réseau V_s

La figure suivante représente la tension à la sortie de l'onduleur

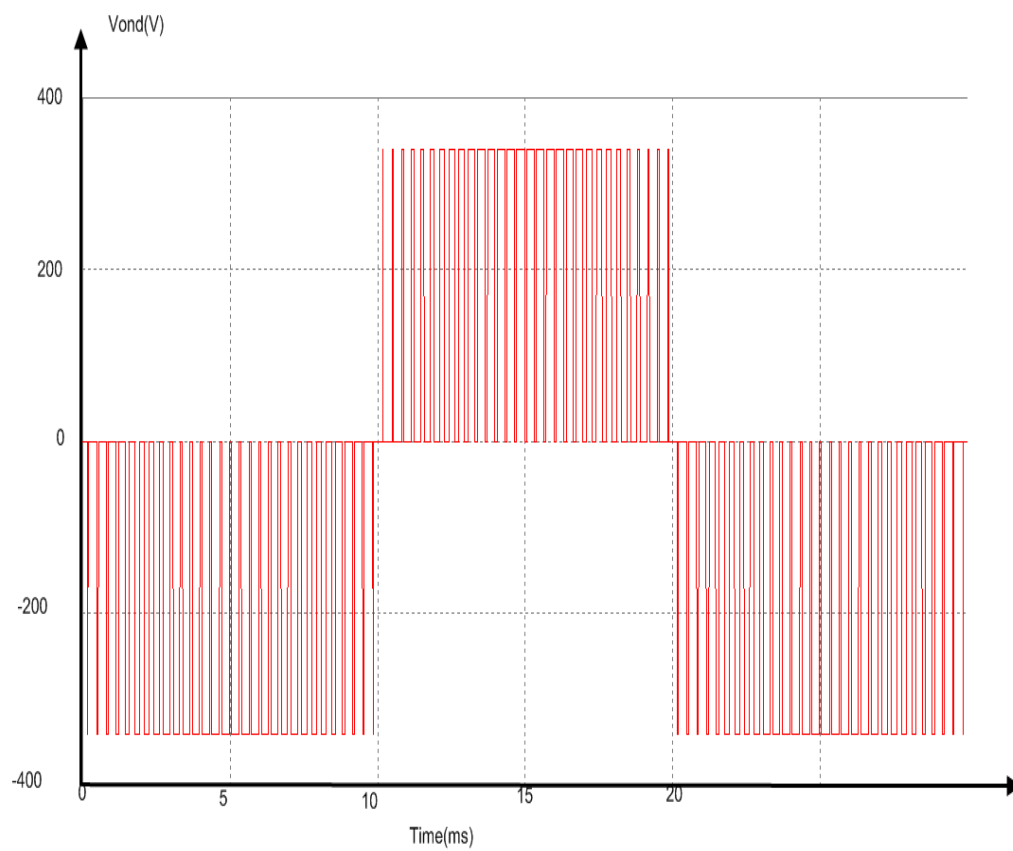


Figure IV-4 : tension à la sortie de l'onduleur V_{ON}

La figure suivante représente la superposition de la tension réseau /tension à la sortie de l'onduleur

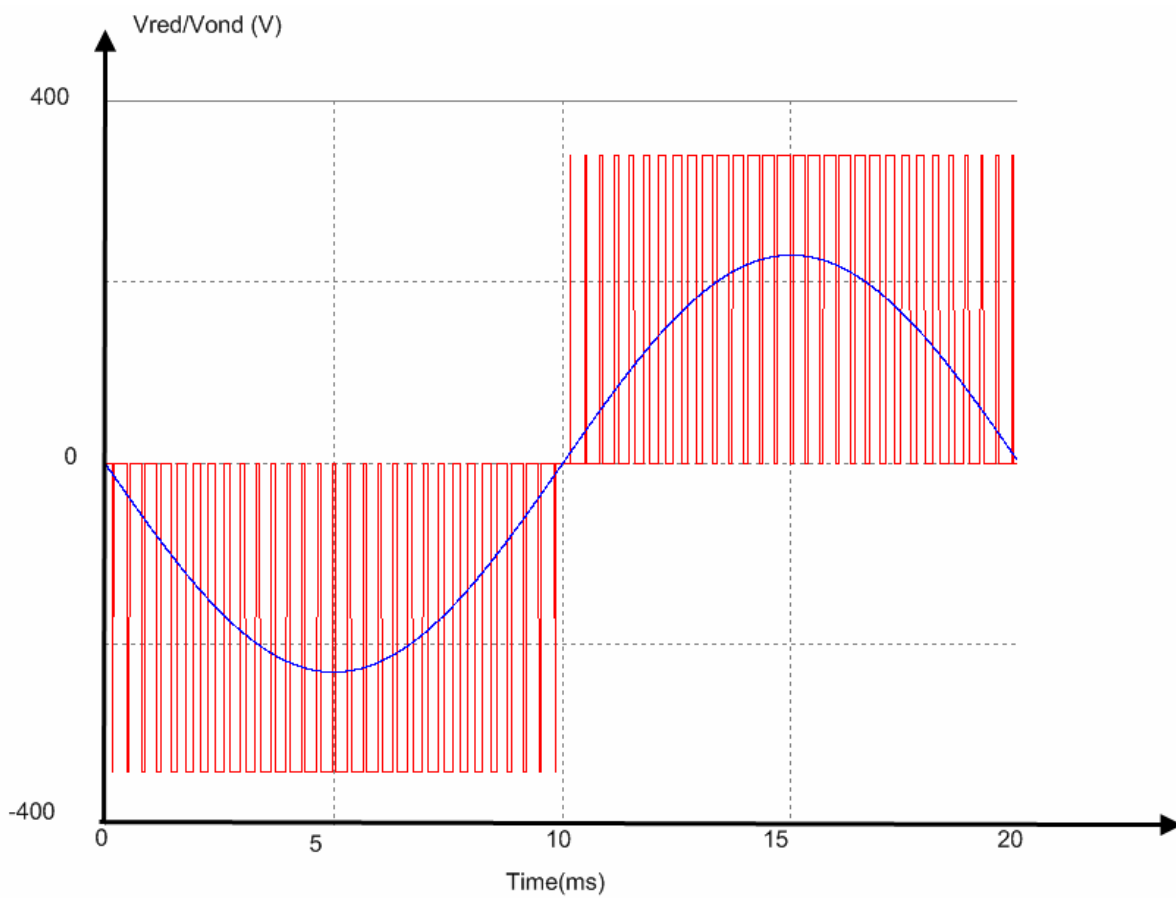


Figure IV-5 : tension réseau /tension à la sortie de l'onduleur

IV-4.interpretation des résultats

Pour connecter deux sources différentes, Les deux sources doivent être en synchronisations

On remarque d'après les courbes que le courant est sinusoïdal donc il est susceptible a injecté dans le réseau

La tension à la sortie de l'onduleur est une tension complexe donc décomposable en série de Fourier pour avoir une tension sinusoïdale comme celle du réseau

Le courant injecté au réseau est en synchronisation avec la tension du réseau donc le courant est injecté dans la source de tension

IV-5.Conclusion

- La simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau sous PSIM est compatible avec la plupart des applications.
- Le logiciel PSIM est un outil facile à manipuler et à simuler est qui donne les résultats attendus.

Conclusion générale

L'intérêt porté aux énergies renouvelables ces dernières années dans le monde, nous a amené à nous intéresser aux systèmes photovoltaïques comme centrale de production d'une énergie décentralisée. Ces systèmes sont connectés au réseau grâce à des convertisseurs de puissances qui en plus de leur fonction de conversion, sont spécifiquement conçus pour assurer des conditions de protection et de sécurité drastiques, des charges couplées au réseau et du personnel de maintenance lorsque ce dernier est en délestage. Ces convertisseurs implémentent toutes les conditions de sécurité et de protection du réseau.

Cette étude nous a permis de mieux comprendre le principe de la conversion photovoltaïque, les problèmes qui peuvent surgir lors de la connexion de ce type de centrale au réseau de distribution électrique BT et comment une centrale PV connectée au réseau peut améliorer la qualité du signal de ce dernier lorsque celui-ci est très pollué. La manipulation d'un système connecté au réseau sous PSIM est une bonne opportunité d'apprentissage qui nous a permis de mesurer tous les paramètres nécessaires à notre étude.

Le générateur photovoltaïque possède deux convertisseurs ; un hacheur survolteur qui permet la recherche du point de fonctionnement maximal et un onduleur qui assure la conversion de l'énergie continue en énergie alternative. La connexion au réseau du GPV permet d'injecter toute la puissance délivrée par ce dernier. L'énergie produite par la centrale photovoltaïque et injectée dans le réseau dépend fortement des conditions climatiques (rayonnement solaire et température)

La connexion des deux sources (Le GPV et le Réseau) doit être synchronisée. L'énergie injectée doit être en matière d'harmonique la plus propre possible pour ne pas polluer et détruire les équipements.

Les résultats obtenus lors de la simulation en terme de la qualité de la tension, sont acceptables et inférieurs aux normes internationale **CEI 2002-2-2 ; CEI 2002-2-3** ; ce qui permet d'injecter cette énergie non seulement sans danger sur l'équipement mais aussi nous a permis de constater que :

- La présence de la centrale améliore la qualité de la tension du réseau BT.
- La centrale photovoltaïque améliore la forme de l'onde du courant du réseau.

[1] : Maëla JAOUEN

«Les énergies renouvelables Etat des lieux et perspectives en Italie». Chargée de Mission Cathy RACAULT, Attachée Scientifique ; Juin 2005

[2] CERDECAM Centre de recherche et de développement de l'ECAM, Travail fait au CERDECAM. Site web : www.cerdecam.be/rubrique728e.html

[3] Yves JANNOT

«L'ENERGIE SOLAIRE, Thermique solaire». Livre, Octobre 2003

[4] :F.BOUKHTOUCHE.CHERFA

«Etude et réalisation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau de distribution BT».Mémoire de magister d'école nationale polytechnique, Alger 2005.

[5] :L.HASSAINE

«Modélisation et simulation d'un système de conditionnement de puissance pour la poursuite de MPPT dans les systèmes photovoltaïques». Mémoire de magister d'école nationale polytechnique, Alger 2002.

[6] :Y.PANKOW

«Eude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension».

«Application au générateur photovoltaïque»Thèse Doctorat de l'école nationale supérieur d'Arts et Métiers, Paris 2004.

[7] : C.GLAISE

«Introduction à l'électrotechnique et à l'électronique de puissance».Médiathèque ; Université Montpellier 2, 2004.

[8] : K FERHANI, M ADENE, D AMRENDI

« Restructuration du réseau électrique moyenne tension 30kV du centre de Tizi Ouzou». Mémoire d'Ingénieur de l'UMMTO ,1999.

[9] : S.IOUDARENE, A.KHALFOUNI

« Influence de la génération décentralise sur la qualité du réseau basse tension». Mémoire d'Ingénieur de l'UMMTO ,2007.

[10] :V.LEGER, A.JAMEAU

«Conversion d'énergie électrotechnique électronique de puissance». Edition ellipses marketing S.A., 2001

[11] :CYRILW.LANDER

«Power electronics second édition ». McGraw-hill Book Company, 1991

[12] : SORIN GUSIA

«Modélisation des systèmes électroniques de puissance à commande MLI Application aux actionnements électriques». Thèse de doctorat, Université catholique de Louvain, 2005

[13] :G.SEGUIER

«Les convertisseurs de l'électronique de puissance». 2^{ème} édition : La conversion
Continu-Alternatif. Lavoisier, 1995.