République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Yahia Farés Médéa

Faculté de la technologie

Département de Génie électrique

Spécialité : Energies renouvelables en électrotechnique

Mémoire de projet de fin d'études pour l'obtention du diplôme de Master

Thème

Analyse technico économique basée sur le mode du tarif de rachat d'énergie d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique pour une habitation résidentielle

Réalisé par :

IMESSAOUDENE Youcef

SILOUNIS Amar

Encadré par :

Mr. FERRAIHamid

Année universitaire 2022 /2023

Remerciements

Louange à notre seigneur ALLAH qui a dotés de ma merveilleuse faculté de raisonnement. Louange à notre créateur qui nous a incités à acquérir la savoir. C'est à lui que nous adressons toute gratitude en premier lieu.

Nous tenons à exprimer gratitude et nos sincères remerciements, à notre encadreur Monsieur Ferrai Hamid.

Merci de nous avoir encadrés, soutenus et si bien orientés tout au long de ce projet. Nous avons énormément appris de vos remarques, compétences et expériences respectives. Votre confiance en nos capacités était pour nous une grande source de motivation.

Nos remerciements vont, aussi à tous ceux qui ont contribués, de prés ou de loin, à la réalisation de ce modeste travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à ma chère mère qui m'a toujours soutenu et encouragé pendant toute ma vie, qui a sacrifié ce qu'elle avait de cher pour me voir, qui a sacrifié ce qu'elle avait de cher pour me voir réussir, pour faire de moi un homme modèle.

A la mémoire de mon cher père

A mon frère Ramadhane et mes sœurs Sabrina et Linda et Liza et mes nièces Eline & Eline

A mes chers oncles Boubakeur et Rabeh

A toute la famille

A Mon binôme Amar

Ainsi que tous mes amis.

Youcef

Dédicaces

Je dédie ce travail

A ma chère mère, qui m'as toujours soutenu et encouragé pendant toute ma vie.

A mes chers enfants

Arezki, Wissem et Mohamed

A mon binôme Youcef

Ainsi que tous mes amis.

Amar

Résumé

Ce travail étudie la rentabilité d'utiliser un système photovoltaïque (PV) connecté au réseau pour une habitation résidentielle. Les performances du système photovoltaïque sont évaluées du point de vue énergétique et économique. Les caractéristiques du système PV relie au réseau électrique et les coûts sont modélisés selon les schémas algériens de tarif de rachat garanti (Feed in tariff FIT). La configuration optimale a été obtenue sur la base de la contrainte de fraction renouvelable (renewable fraction RF), du coût actualisé de l'énergie (the Levelized cost of energy LCOE), du coût actuel net (net present value NPV) et du retour sur investissement simple. L'analyse est effectuée à l'aide du logiciel Homer. Le tarif de l'électricité pour l'Algérie est utilisé pour comparer le FIT et le NEM en termes d'avantages financiers pour les consommateurs. Les résultats comparatifs ont indiqué que le NEM offre un meilleur rendement financier par rapport au FIT pour le consommateur résidentiel en Algérie site prix de vente d'énergie du réseau est supérieur au prix de revente d'énergie.

Mots clés : Systèmes photovoltaïques Connectés au réseau, Net metering et Feed-in tariff, VAN, cout d'énergie et Homer pro.

Abstract

This work studies the feasibility of using a grid connected photovoltaic (PV) system for a residential habitation. The performance of the photovoltaic system is evaluated in terms of energy and economics perspectives. The characteristics of grid PV system and costs are modelled according to the Algerian feed-in-tariff (FIT) schemes. The optimal configuration was found based on the renewable fraction constraint (RF) the Levelized cost of energy (LCOE), net present value (NPV) and simple payback. The analysis is performed by using Homer software. The electricity tariff for Algeria is used to compare the FIT and NEM interms of financial benefit to consumers. The comparative results indicated that FIT provides better financial return as compared to NEM for residential consumer in Algeria.

Keywords: grid connected PV system, FIT scheme, Net metering system, RF, COE, NPV, Homer pro.

ملخص

يهدف هذا البحث إلى دراسة كفاءة استخدام النظام الكهروضوئي للشبكة للمنازل والمساكن.حيث يتم تقييم أداء النظام الكهروضوئي بشكل عام من حيث الطاقة والتوقعات الاقتصادية. كما تتماشى نمذجة خصائص وتكاليف الشبكة الكهروضوئية مع مخططات التعريفات الجزائرية(FIT). تم الحصول على التكوين الأمثل بناءاً على القيد القابل للتجديد (RF) والتكلفة المستوية للطاقة (LCOE) وصافي القيمة الحالية (NPV) وكذلك المردود البسيط. كما أجريت التحاليل باستخدام برنامج هومر. تستخدم تعريفة الكهرباء للجزائر لمقارنة الفوائد المالية التي تعود على المستهلكين من FIT و NEM. وأشارت نتائج هذا العمل بعد عملية التحليل و المقارنة إلى أفضلية FITإذ يوفر عائدا ماليا أفضل بكثير للمستهلكين أصحاب المنازل السكنية في الجزائر.

الكلمات المفتاحية : النظام الكهروضوئي المتصل بالشبكة , مخطط FIT , نظام القياس الصافي , القيد القابل للتجديد, والتكلفة المستوية للطاقة, وصافي القيمة الحالية, برنامج هومر.

Nomenclatures

PV	photovoltaïque
P	La puissance [W]
Iph	Photo courant, ou courant généré par l'éclairement, Courant du générateur photovoltaïque (A).
ID	Courant circulant dans la diode(A).
Io	Courant de saturation inverse de la diode(A).
Ip	courant traversant Rp (A).
Is	courant de saturation il dépend de la température de la jonction, courant du générateur photovoltaïque (A)
Vs	Tension du générateur photovoltaïque (V).
Rs	Résistance série (Ω).
Rp	Résistance parallèle (Shunt) (Ω)
T	température effective de la cellule en Kelvin (K)
K	Constante de Boltzmann (k=1.381×10-23 J/K).
q	Charge de l'électron (q =1.602×10-19 C).
n	coefficients d'idéalité de la jonction PN.
E	Eclairement solaire en (1 kW / $m2$)
Icc	Courant de Court- Circuit
Iop	Courant optimal du générateur photovoltaïque (A)
Vop	Tension optimal du générateur photovoltaïque (V)
Voc	Tension du circuit ouvert du générateur photovoltaïque (V)
I cc	Intensité de court –circuit)
Vco	Tension de circuit ouvert.
I mp	Le courant maximal sous conditions standards (A).
V mp	La tension maximale du module sous conditions standards (V)
MPP	Maximum power point

MPPT:	Poursuite du Point de Puissance Maximale, 'Maximum Power Point Tracking' .)W
Popt	La puissance maximale utile)W
P max:	Puissance maximale aux bornes de la cellule PV.
Pm:	La puissance maximale produite PV (W).
F	Facteur de forme.
S	La surface du module (m2).
µ :	Rendement énergétique.
DC	Courant continu [A]
AC	Courant alternatif [A]
E	Les besoins électriques [Wh/j]
Ei	L'énergie journalière consommée d'un équipement [Wh]
Pi	La puissance crête d'un équipement [W]
Ti	Le temps d'utilisation [h]
Ec	Energie consommée [Wh]
K	Le Coefficient correcteur
Nm	Le nombre des modules photovoltaïques
Pch	Puissance crête de l'installation. [W]
Nm, s	Le nombre de modules connectés en série
Vch	Tension de générateur PV. [V]
Vn	Tension nominal unitaire. [V]
Nm, p	Le nombre de modules connectés en parallèle
Umax	La tension maximale [V]
Uco	Tension à vide d'un module [V]
Ec	énergie consommée par jour [Wh/j]
D	Décharges maximales admissibles (0,8 pour les batteries au plomb)
Cmod	Coût des modules PV [DA]

Nmod	Le nombre des modules
Pmod	La puissance d'un module. [W]
Cond	Le coût des onduleurs [DA]
Nbranche	Le nombre des onduleurs
Pond	La puissance d'un onduleur [W]
Ctot	Le coût global de la centrale PV [DA]
Cbatt	Coût des batteries [DA]
BOS	Les coûts annexes [DA]
Cvie	Le coût sur la durée de vie [DA]
Cent/main	Coût annuel d'entretien et de maintenance. [DA]
Cremp	Coût de remplacement éventuel de certains soussystèmes [DA]

Introduction Générale……1

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque

Introduction……..……..……3

I.1 L'énergie solaire……...3

I.1.1 Rayonnement…….5

I.1.1.1 Rayonnement direct……...……5

I.1.1.2 Rayonnement diffus……...5

I.1.1.3 Rayonnement réfléchi ou l'albédo du sol…...……...5

I.1.1.4 Rayonnement global……...……...5

I.1.2 Potentiel solaire Algérien…….....6

I.2 Energie photovoltaïque…….7

I.2.1 Historique……...7

I.2.2 Cellules photovoltaïques……7

I.2.2.1 Fonctionnement des cellules photovoltaïques……...8

I.2.2.2 Différents types des cellules photovoltaïques……...9

I.2.2.3 Rendement d'une cellule……10

I.2.3 Générateur photovoltaïque……...10

I.2.3.1 Module photovoltaïque……10

I.2.3.2 Panneau photovoltaïque……11

I.2.3.3 Protections classiques d'un générateur photovoltaïque……11

I.2.4 Caractéristiques électriques de la cellule photovoltaïque……12

I.2.4.1 Caractéristique courant - tension (I-V)……12

I.2.4.2 Caractéristique puissance - tension (P-V)……12

I.2.5 Influence de l'éclairement et de la température……...13

I.2.5.1 Influence de l'éclairement……13

I.2.5.2 Influence de la température……...15

I.2.6 Modèle d'une cellule photovoltaïque……...15

I.2.6.1 Cas d'une cellule idéale……15

I.2.6.2 Cas d'une cellule photovoltaïque réelle……16

I.3 Système PV……18

I.3.1 Types des systèmes PV……18

I.3.1.1 Installations photovoltaïques autonomes……..18

I.3.1.2 Installations photovoltaïques raccordées au réseau……..19

I.3.1.3 Installations photovoltaïques hybride……...20

I.3.2 Dimensionnement d'un système solaire PV……21

I.3.2.1 Définition……..21

I.3.3 Avantages et inconvénients de la technologie photovoltaïque……24

Conclusion……24

Chapitre II : Systèmes Photovoltaïques Connectés au Réseau

Introduction……..25

II.1 Type des installations photovoltaïques connectées au réseau……...26

II.1.1 Centrale de production d'énergie photovoltaïque……..26

II.1.2 Générateurs photovoltaïques Dans Les Constructions (installations décentralisées)….27

II.2 Étude des composants d'un système photovoltaïques connecté au réseau……29

II.2.1 Le champ photovoltaïque……...29

II.2.1.1 Regroupement des cellules……..29

II.2.1.2 Regroupement en série……30

II.2.1.3 Regroupement en parallèle……..30

II.2.1.4 Regroupement en série et parallèle……..31

II.2.2 Protection d'un générateur photovoltaïque……32

II.2.2.1 Protection lors de la connexion en parallèle de plusieurs GPV……...32

II.2.2.2 Protection lors de la connexion en série de plusieurs GPV……32

II.2.3 Coffret de raccordement……33

II.2.4 Câblages……..34

II.2.5 Compteur photovoltaïque……...34

II.2.5.1 Injection total……...34

II.2.5.2 Injection de surplus……..35

II.2.6 Le régulateur……...36

II.2.7 Onduleur…….37

II.2.7.1 Type d'onduleurs…….37

II.2.7.1.1 Onduleur Monophasé……...37

II.2.7.1.2 Onduleur triphasé…….38

II.2.7.2 Technologies des onduleurs couplés au réseau……...39

II.2.7.2.1 Onduleurs modulaires (module inverter)……..39

II.2.7.2.2Onduleurs centralisés (central inverter)…….39

II.2.7.2.3 Onduleurs de Rangée (String)……..40

II.2.7.3 Classification des onduleurs……40

II.3 Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau……42

II.3.1 Système PV connecté directement au réseau……..42

II.3.2 Systèmes à bus continu intermédiaire……42

II.3.3Options de raccordement…….43

II.3.3.1 Injection de la totalité de la production……...43

II.3.3.2 Injection du surplus de production…….. ...44

II.4 Avantages et inconvénients des systèmes connectés au réseau…….45

Conclusion……. ……. 46

Chapitre III : Les modes de comptage d'énergie

Introduction……. …47

III.1 Modes de comptage……..…47

III.1.1Comptage différentiel "net-metering" …….……..…47

III.1.1.2 Le mécanisme de *net-metering*.....48

III.1.2 Comptage de rachat "Feed-in tariff"…….49

III.1.3 Les systèmes de comptage d'énergie……49

III.2 Analyse économique……53

III.2.1 Evaluation du coût d'investissement initial……...53

III.2.1.1 Le Coût total……...53

III.2.1.2 Investissement initial……..54

III.2.1.2.1 Coût sur la durée de vie……...54

III.2.1.2.2 Coût de maintenance et remplacement des sous-systèmes…….54

III.2.2 Évaluation économique du système PV en tenant compte de différents schémas……55

III.2.2.1Valeur actuel net VAT……55

III.2.2.2 Cout d'énergie LCOE……55

III.2.2.3 Temps de retour sur investissement TRI……55

III.2.3Choix des critères d'évaluation financière de projet électrique…….56

III.2.4 Evaluation économique d'un système de production électrique……...57

Conclusion……...…….58

Chapitre IV : Simulation du système PV raccordé au réseau Par HOMER Pro

Introduction……..59

IV.1 Architecture de simulation……...59

IV.2 Simulations d'un système PV connecté au réseau……...60

IV.2.1 Position de Site……..60

IV.2.2 Configuration du Système……61

IV.2.2.1 Paramètres techniques et économiques de la simulation……...62

IV.2.3 Configuration Des Eléments Du Système……62

IV.2.3.1 Le module PV……62

IV.2.3.2 Caractéristique de l'onduleur……..65

IV.2.3.3Le Réseau de Site Etudie……66

IV.2.3.4 Profil de charge……..66

IV.3 Analyse économique……67

IV.4 Résultats de simulation et discussion……...68

IV.4.1 Bilan énergétique du système optimal……..72

IV.4.2 Résultats de l'évaluation économique……...72

IV.4.3 Comparaison entre les Systèmes de facturation nette et le tarif de rachat……74

Conclusion…….……...75

Conclusion général……..76

Références bibliographiques

Liste des figures

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque

Figure I.1 : Le soleil source de l'énergie solaire…… …….3

Figure I.2: Utilisations d'énergie solaire……..4

Figure I.3: Les deux moyens de convertir d'énergie solaire……5

Figure I.4 : Types de rayonnements solaires reçus au sol.……6

Figure I.5 : Potentiel solaire en Algérie……..6

Figure I.6 : Structure d'une cellule photovoltaïque……8

Figure I.7 : Les images de différents types de la cellule photovoltaïque……9

Figure I.8 : Configuration des cellules photovoltaïque……...11

Figure I.9 : Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour11

Figure I.10 : Caractéristique courant - tension (I-V)……..12

Figure I.11 : Caractéristique puissance - tension (P-V)……..13

Figure I.12 : Courbes P(V) d'un panneau à divers ensoleillements à T=25°C……...14

Figure I.13 : Courbes I(V) d'un panneau à divers ensoleillements à T=25°C……14

Figure I.14 : a) Caractéristique 1-V en fonction de la température; b) Caractéristique p-V en fonction de la température……15

Figure I.15 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale……16

Figure I.16 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale……17

Figure I.17 : Le circuit équivalent du module PV……...17

Figure I.18 : Schéma synoptique global d'une installation photovoltaïque…….……...18

Figure I.19 : schéma typique d'une installation photovoltaïque autonome……19

Figure I.20 : installation photovoltaïque raccordée au réseau……20

Figure I.21 : installations photovoltaïques hybride……20

Figure I.22 : Organigramme principal de dimensionnement du système PV…….23

Chapitre II : Systèmes Photovoltaïques Connectés au Réseau

Figure II.1 *:* Système connecté au réseau……...25

Figure II.2 : Configuration d'un système PV…….27

Figure II.3 *:* Toit solaire raccordé au réseau……...28

Figure II.4 : Champ photovoltaïque……29

Figure II.5 *:* caractéristique d'un groupement de n cellules identiques en série…….30

Figure II.6 *:* caractéristique d'un groupement de n cellules identiques en parallèle……..31

Figure II.7 *:* caractéristique résultante d'un groupement hybride de cellules identiques…...31

Figure II.8 *:* schématisations d'une association de deux générateurs PV en parallèle avec leurs diodes de protection (by-pass et anti-retour)……...33

Figure II.9 *:* coffret de raccordement avec coupe-circuit DC, fusibles et surveillance de chaîne……...33

Figure II.10 *:* câble solaire photovoltaïque…….34

Figure II.11 *:* installation avec injection totale de la production photovoltaïque……...35

Figure II.12 *:* installation avec injection du surplus de la production photovoltaïque……36

Figure II.13 *:* schéma de principe d'un onduleur monophasé en demi-pont……..38

Figure II.14 *:* schéma de Principe d'un Onduleur Triphasé En Pont……..39

Figure II.15 *:* onduleurs photovoltaïques connectés au réseau……...40

Figure II.16 *:* fonctionnement général d'une centrale photovoltaïque……41

Figure II.17 : système photovoltaïque connecté directement au réseau…….42

Figure II.18 *:* système photovoltaïque connecté via un bus continu-continu…….43

Figure II.19 *:* Injection de la totalité de production sur le réseau……...43

Figure II.20 *:* Injection du surplus de production sur le réseau……..44

Chapitre III : Les modes de comptage d'énergie

Figure III.1 : PV connecté au réseau avec net metering…….48

Figure III.2 : PV connecté au réseau avec Feed-in Tariff……..49

Figure III.3 : Ce qui se produit quand le réseau alimente la maison (ceci concerne tous les abonnés électriques)…….50

Figure III.4 : Le compteur numérique ajoute l'électricité consommée à celle que le système solaire de la maison envoie dans le réseau……...…50

Figure III.5 : 4 Le compteur électromécanique irréversible ignore l'électricité que le système solaire de la maison envoie dans le réseau……...51

Figure III.6 : Le compteur électromécanique réversible retranche l'électricité que le système solaire de la maison envoie dans le réseau……...51

Figure III.7 : Le compteur irréversible "out" ajouté à l'intérieur compte l'énergie sortante...52

Figure III.8 : Le compteur irréversible "out" compte l'énergie solaire entièrement injectée sur le réseau……..52

Chapitre IV : Simulation du système PV raccordé au réseau Par HOMER Pro

Figure IV.1 : Architecture de simulation du logiciel Homer……..……59

Figure IV.2 : Coordonnée Géographique Ouezra (Médéa)…….61

Figure IV.3 : Architecture du système……61

Figure IV.4 : Le module PV……62

Figure IV.5 : La variation de l'irradiation solaire moyenne et journalière…….63

Figure IV.6 : L'évolution des températures mensuelles moyennes de la région……64

Figure IV.7 : Données météorologiques du site d'Ouezra……..65

Figure IV.8 : Caractéristique de l'onduleur (converter)……..66

Figure IV.9 : Le réseau de site (Grid)…….66

Figure IV.10 : Le profil de charge journalier période……..……...67

Figure IV.11 : Répartition journalière de l'irradiation solaire incidente sur plan incliné et la puissance photovoltaïque…….69

Figure IV.12 : L'évolution horaire de la puissance injectée au réseau électrique, la puissance soutirée du réseau électrique ainsi que le profil horaire de la charge (20 juillet)…….70

Figure IV.13 : l'évolution horaire de la puissance injectée au réseau électrique, la puissance soutirée du réseau électrique ainsi que le profil horaire de la de la charge (23 janvier)……..71

Figure IV.14 : Production d'énergie pour chaque mois de l'année……72

Figure IV.15 : Le résume des coûts de composantes du système……...73

Figure IV.16 : Les coûts économiques et les flux de trésoreries des composants……..74

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Potentiel solaire en Algérie……..7

Tableau I.2 : Type des cellules photovoltaïques……...9

Tableau I.3 : Besoins de l'utilisateur……...21

Tableau I.4 : Puissance et tension du système PV……..22

Tableau IV.1 : paramètres de la simulation……62

Tableau IV.2 : l'irradiation solaire moyenne……..63

Tableau IV.3 : Les températures mensuelles……...64

Tableau IV.4 : Bilan énergétique de la production……..72

Tableau IV.5 : Bilan énergétique de la consommation……...72

Tableau IV.6 : Performances technique et économiques du système optimal……73

Tableau IV.7: Comparaison entre les Systèmes de facturation nette et le tarif de rachat…...74

Introduction générale

De nos jours, l'accès à l'énergie et particulièrement à l'électricité est un facteur incontournable pour le développement social et économique de tout pays. Elle permet l'amélioration des conditions de vie surtout dans les pays en développement où l'accès à l'énergie reste un défi.

La production d'électricité consomme actuellement environ le tiers de l'énergie primaire mondiale et la part des énergies renouvelables n'est que de 20% environ. Il apparaît donc de façon flagrante que l'électricité, bien qu'énergie finale propre par excellence, contribue très largement à la dégradation de l'environnement ainsi qu'à l'épuisement de ressources non renouvelables (combustibles fossiles et uranium). C'est pourquoi, l'une des mesures pour préparer un développement réellement durable consiste à accroître la part des ressources renouvelables pour la production d'électricité.

Au cours des dernières années, le nombre de foyers alimentés à l'énergie solaire connectés au réseau électrique local a augmenté de façon spectaculaire. Ces systèmes photovoltaïques connectés au réseau ont des panneaux solaires qui fournissent une partie ou même la plupart de leurs besoins en énergie pendant la journée, tout en restant connectés au réseau électrique local pendant la nuit.

Les systèmes photovoltaïques à énergie solaire peuvent parfois produire plus d'électricité que ce qui est réellement nécessaire ou consommé, surtout pendant les longs mois chauds de l'été. Cette électricité supplémentaire ou excédentaire est stockée dans des batteries ou, comme dans la plupart des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau, est acheminée directement dans le réseau électrique.

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau sont toujours raccordés au réseau électrique public via un onduleur approprié. Le courant introduit doit avoir une forme d'onde sinusoïdale et synchronisée avec la fréquence de réseau et, dans le cas où le réseau venait à être coupé, même pendant de brèves périodes de temps, l'onduleur doit être capable de se déconnecter rapidement. Par ailleurs, une caractéristique fondamentale pour un onduleur est d'optimiser la production effective d'énergie de l'installation par rapport au rayonnement solaire incident, au moyen du réglage du point de puissance maximum (MPP).

Au cours des dernières années, l'Algérie a connu une augmentation de la consommation finale totale d'électricité de 40,9 TWh en2013 à 70,3 TWh en 2017, et devrait se situer entre130-150 TWh en 2030.Les besoins en électricité augmenteront a un taux de annuel moyen de 6 %. Cependant, l'approvisionnement et l'utilisation actuels de l'électricité est tributaire des techniques ne sont toujours pas durables. Par ailleurs, l'Algérie est le troisième pays émetteur de CO2 d'Afrique. Ainsi, pour surmonter ces contraintes, l'Algérie a été l'un des premiers pays à s'engager à réduire les émissions de CO2 en soumettant sa contribution prévue au niveau national. Dans ce contexte, l'Algérie a besoin de transiter vers des modes de développement plus propres.

Pour remplir ces objectifs, le gouvernement algérien montre un grand intérêt pour l'intégration des énergies renouvelables surtout que la situation géographie stratégique de l'Algérie stimule et soutient l'utilisation à grande échelle des sources d'énergie renouvelables et stimuler le développement économique notamment dans le secteur industriel et l'habitat.

Les générateurs photovoltaïques captent le rayonnement du soleil pendant la journée et le convertissent en énergie électrique pour alimenter une certaine charge électrique. L'énergie excédentaire peut être stockée dans des batteries pour une utilisation nocturne ou peut être injectée dans le réseau électrique de la ville (si autorisé) dans le cadre de différents programmes tels que les tarifs de rachat qui offrent certains avantages pour l'électricité produite à partir de ressources renouvelables par le consommateur, même si elle a été utilisée par soi même et une prime pour tout excédent d'électricité exporté vers le réseau. Un autre schéma de raccordement au réseau est la facturation nette qui permet aux consommateurs de recevoir des crédits pour tout excédent d'électricité produit au-delà de leur demande quotidienne et injecté dans le réseau de la ville, ce qui leur permet d'être facturés uniquement pour leurs achats nets mensuels ou annuels sur le réseau.

Cette étude présente une analyse de faisabilité technico-économique pour un système PV raccord é au réseau électrique national selon le schéma du tarif de rachat pour une habitation située dans la commune de Ouezra dans la wilaya de Médéa.

Chapitre I

Généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque

Introduction

Le soleil est une source quasiment inépuisable d'énergie qui envoie à la surface de la terre un rayonnement qui représente chaque année environ 8400 fois la consommation énergétique. Cela correspond à une puissance instantanée reçue de 1 kilowatt crête par mètre carré (kWc/m2) répartie sur tout le spectre, de l'ultraviolet à l'infrarouge. Les déserts de notre planète reçoivent en 6 heures plus d'énergie du soleil que n'en consomme l'humanité en une année. L'énergie solaire est produite et utilisée selon plusieurs procédés:

- L'énergie solaire thermique: qui consiste tout simplement à produire de la chaleur grâce à des panneaux sombres. On peut aussi produire avec de la vapeur à partir de la chaleur du soleil puis convertir la vapeur en électricité.
- L'énergie solaire photovoltaïque: qui consiste à produire directement de l'électricité à partir de la lumière à l'aide de panneaux solaires. Cette forme d'énergie est déjà exploitée dans de nombreux pays, surtout dans les pays où les régions ne disposant pas de ressources énergétiques conventionnelles telles que les hydrocarbures ou le charbon [1].

I.1 L'énergie solaire

L'énergie solaire vient de la fusion nucléaire qui se produit au centre du soleil. Elle se propage dans le système solaire et dans l'univers essentiellement sous forme d'un rayonnement électromagnétique de photons et de rayonnement infrarouge.

L'énergie solaire reçue en un point du globe dépend de :

- La latitude, la saison et l'heure, qui influent sur la hauteur du soleil et donc sur l'énergie reçue au sol par unité de surface, ainsi que sur la nébulosité en fonction du climat local.

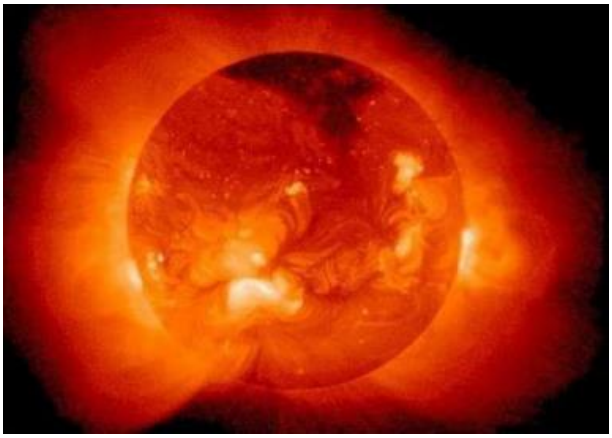


Figure I.1 : Le soleil source de l'énergie solaire.

L'énergie solaire est l'énergie dont la matière première est le soleil. Bien que ce dernier soit distant de plus de 150 millions de kilomètres de nous, et la vitesse de la lumière est d'un peu plus de 300000 km/h, les rayons du soleil mettent donc environ 8 minutes à nous parvenir. La constante solaire est la densité d'énergie solaire qui atteint la frontière externe de l'atmosphère faisant face au soleil. Sa valeur est communément prise égale à 1360W/m2 [2].

Actuellement, l'énergie solaire est utilisée par l'homme pour :

- Eclairer (fenêtres, puits de lumière) ;
- Chauffer (four solaire, chauffe-eau solaire) ;
- Produire de l'électricité via des panneaux photovoltaïques ou des centrales solaires thermiques (figure I.2).

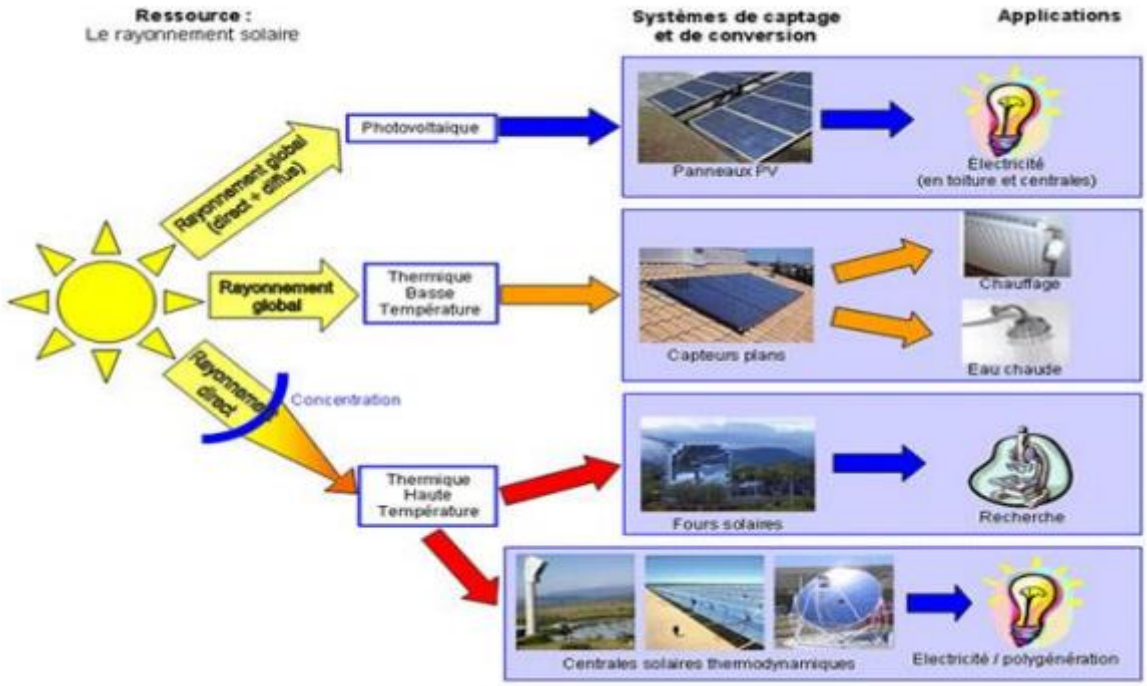


Figure I.2: Utilisations d'énergie solaire.

On distingue deux moyens principaux de convertir l'énergie solaire :

- Conversion en électricité : énergie solaire photovoltaïque (PV).
- Conversion en chaleur : énergie solaire thermique (figure I.3).

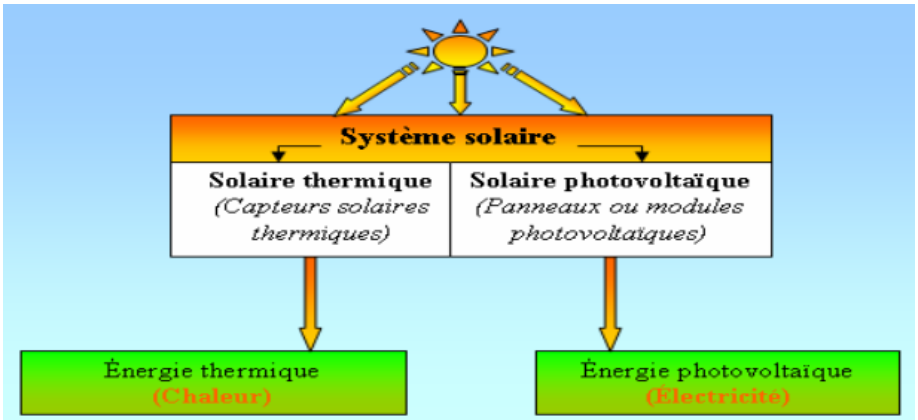


Figure I.3: Les deux moyens de convertir d'énergie solaire.

I.1.1 Rayonnement

Notre soleil est une étoile naine qui se compose de 74% d'hydrogène, 25% d'hélium et d'une fraction d'éléments plus lourds, sa température à la surface est d'environ 5530°C.

I.1.1.1 Rayonnement direct

Le rayonnement direct est la différence entre le rayonnement global et le rayonnement diffus.

I.1.1.2 Rayonnement diffus

C'est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire global par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages et les aérosols.

I.1.1.3 Rayonnement réfléchi ou l'albédo du sol

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

I.1.1.4 Rayonnement global

Le rayonnement global est subdivisé en rayonnements directs, diffus et reflété par le sol). Dans la figure ci-dessous est schématisé l'ensemble des rayonnements solaires reçus sur une surface terrestre.

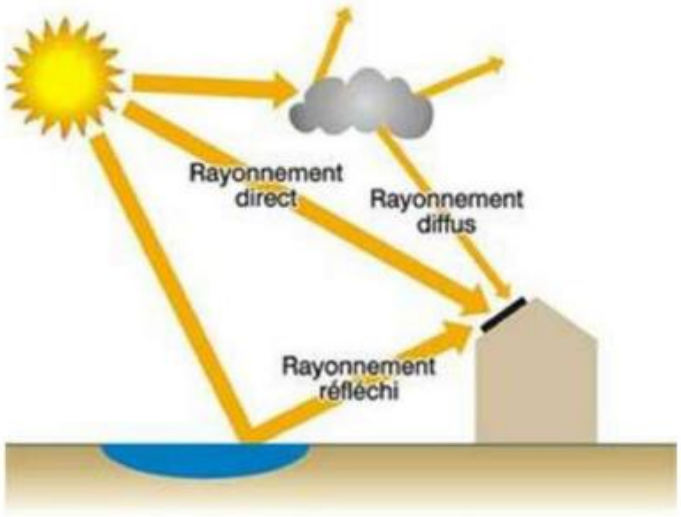


Figure I.4 : Types de rayonnements solaires reçus au sol.

I.1.2 Potentiel solaire Algérien

L'Algérie reçoit annuellement sur l'ensemble de son territoire une énergie solaire des plus importantes du monde (figure I.5). Elle s'élève à environ 5,2 millions de milliards de K/W/h/an, soit l'équivalent de 430 fois les réserves algériennes prouvées en hydrocarbures et 4,8 fois les réserves mondiales prouvées en pétrole [3].

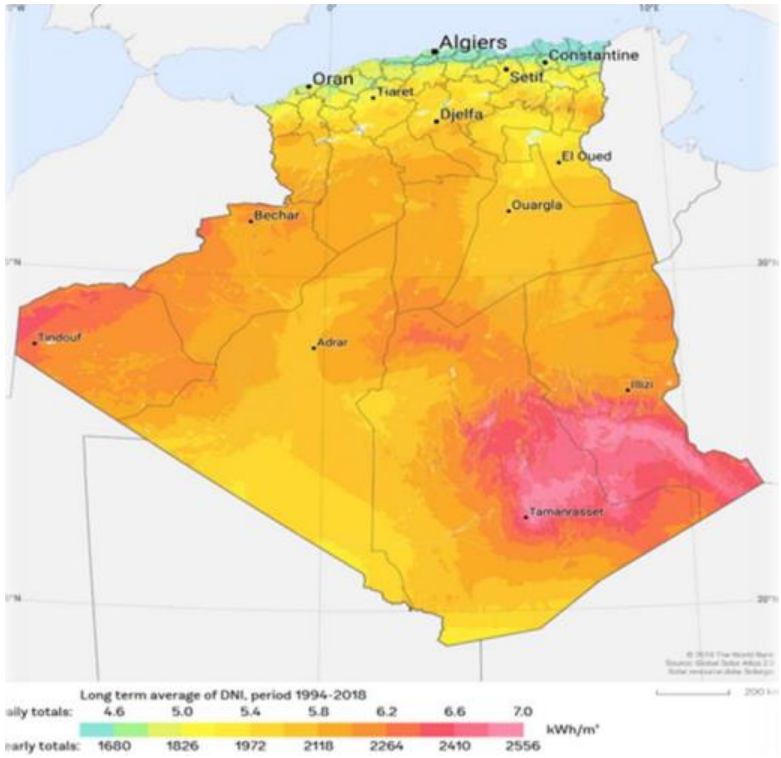


Figure I.5 : Potentiel solaire en Algérie [4].

Le solaire est le potentiel le plus important en énergies renouvelables en Algérie. Il représente 169,44 TWh/an [7], soit 5000 fois la consommation algérienne en électricité. Ainsi, avec plus de 2 000 heures d'insolation par an et jusqu'à 3 900 heures sur les hauts plateaux et au Sahara, l'énergie solaire reçue quotidiennement sur le territoire algérien est de l'ordre de 1 700 KWh/m2/an au Nord et 2 263 KWh/m2/an au Sud. Soit une moyenne de plus de 2200 KWh/m2/an (tableau I.1) [4].

Tableau I.1 : Potentiel solaire en Algérie [4].

Régions	**Région côtière**	**Hauts plateaux**	**Sahara**
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue (KWh/m2/an)	1700	1900	2650

L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale d'un mètre cube est de l'ordre de 5 KWh/m2/an sur la majeure partie du territoire algérien, soit près de 1700 KWh/m2/an au Nord et 2650 KWh/m2/an au Sud du pays [5].

I.2 Energie photovoltaïque

I.2.1 Historique

L'hélio-électricité, qui traite de la transformation directe de l'énergie solaire en énergie électrique est apparue en 1930 avec les cellules à oxydes cuivreux puis au sélénium, mais ce n'est qu'en 1954, avec la réalisation de premières cellules photovoltaïques au sélénium dans les laboratoires de la compagnie Bell téléphone, que l'on entrevoit la possibilité de fournir de l'énergie. Très rapidement utilisées pour l'alimentation des véhicules spatiaux, leur développement et de rapides progrès ont été motivés par la conquête de l'espace. Au cours des années 80, la technologie photovoltaïque terrestre à progresser régulièrement par la mise en place de plusieurs centrales de quelques mégawatts, et même devenue familière des consommateurs à travers de nombreux produits de faibles puissances y faisant appel : montres, calculatrices, balises radio et météorologique, pompes et réfrigérateurs solaires. Des évènements tels que les courses de véhicules solaires offrant une image de haute technologie futuriste et écologique y ont également contribué [6].

I.2.2 Cellules photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques (photon: grain de lumière et volt: unité de tension) sont des composants électroniques à semi-conducteurs (généralement faits de silicium sous ses différentes formes). Elles convertissent directement l'énergie lumineuse en électricité courant continu basse tension (effet photovoltaïque). Comme l'énergie lumineuse est le soleil, on parle alors de cellules solaires.

I.2.2.1 Fonctionnement des cellules photovoltaïques

Une cellule photovoltaïque est un dispositif semi-conducteur généralement a base silicium. Elle est réalisée à partir de deux couches, une dopée P et l'autre dopée N 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 [7].

La structure d'une cellule photovoltaïque est illustrée dans la figure (1-6) ci-dessous :

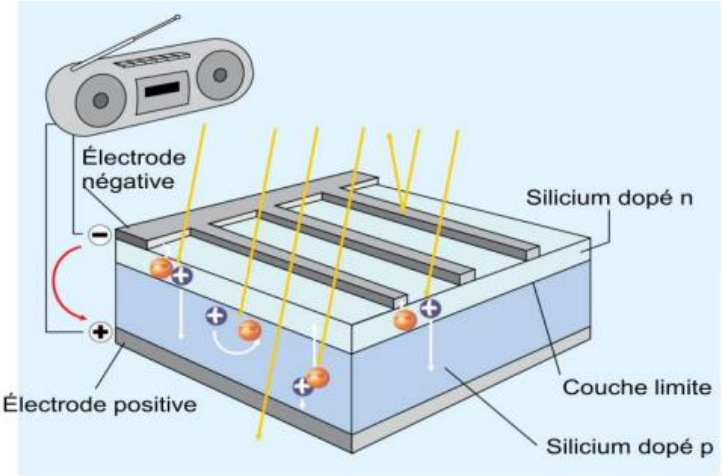


Figure I.6 : Structure d'une cellule photovoltaïque [7].

I.2.2.2 Différents types des cellules photovoltaïques

Les cellules solaires sont faites de divers matériaux et différentes structures afin de réduire le coût et d'obtenir une efficacité optimale, le (tableau I.2) résume les différents types des cellules photovoltaïques et leurs caractéristiques [8].

Tableau I.2 : Type des cellules photovoltaïques [8].

Matériau	Rendement	Longévité	Caractéristique	Principales Utilisations
Silicium monocristallin	12 à 18% (24,7% en laboratoire)	20 à 30 ans	* Très performant * Stabilité de production. * Méthode de production coûteuse et laborieuse.	Aérospatiale, modules pour toits, façades,…
Silicium poly-cristallin	11 à 15% (19,8%en laboratoire)	20 à 30 ans	* Adapté à la production à grande échelle. * Stabilité de production, Plus de 50% du marché mondial.	
Amorphe	5 à 8% (13% en laboratoire)		* Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. * Fonctionnement si faible luminosité. * Fonctionnement par temps couvert. * Fonctionnement si ombrage partiel * La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20% supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois.	Appareils électroniques (montres, calculatrices…), intégration dans le bâtiment.

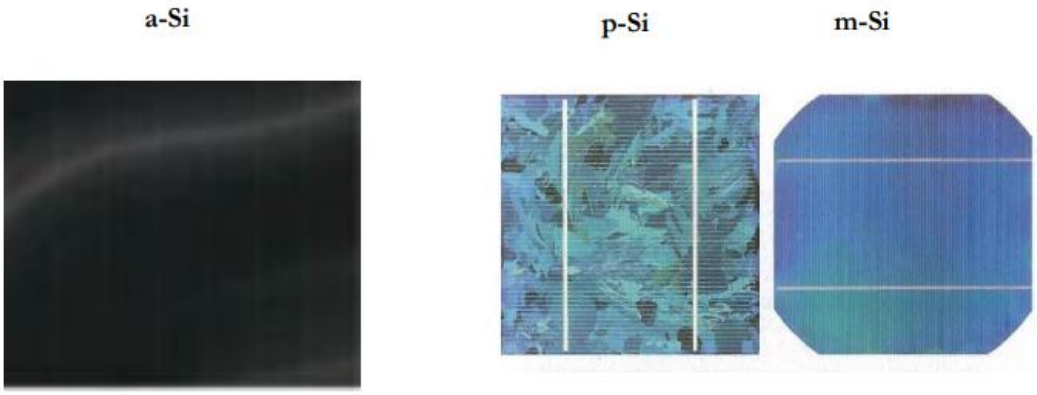


Figure I.7 : Les images de différents types de la cellule photovoltaïque.

I.2.2.3 Rendement d'une cellule

$$\eta_{STC} = \frac{P_m}{E_{STC} \times S_{cellule}}$$

η_{STC}: Le rendement de la cellule photovoltaïque ;

P_m : La puissance produite par le générateur PV ;

E_{STC} : L'éclairement absorbé par la cellule ;

$S_{cellule}$: La surface de la cellule [m²].

- Ce rendement dépend plusieurs facteurs [9]:
  - Réflexion à la surface.
  - Température de jonction des cellules.
  - Type de matériau utilisé et technique de fabrication.
  - La résistance série et parallèle responsables des pertes par effet Joule.
  - Absorption incomplète et excès d'énergie des photons absorbés.

I.2.3 Générateur photovoltaïque

La puissance disponible aux bornes d'une cellule est très faible. Il est donc nécessaire d'associer en série et en parallèle de telles cellules pour obtenir des modules de puissance compatible avec le matériel usuel. Les modules sont ensuite connectés en série pour former une chaine. Enfin, les chaines sont connectées en parallèle pour former un générateur photovoltaïque. Le nombre de modules dans chaque chaine est spécifié selon le besoin du niveau de tension du générateur.

I.2.3.1 Module photovoltaïque

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur de très faible puissance vis-à-vis des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés, délivre au maximum, quelques watts sous une tension inférieure au volt (tension de jonction PN). Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module ou un panneau photovoltaïque. En effet, les modules PV sont composés d'un ensemble de cellules mises en série, réalisant la conversion proprement dite de la lumière du soleil en électricité. Ils sont eux-mêmes associés en série et parallèle pour former un champ photovoltaïque d'une puissance crête définie selon des conditions spécifiques d'éclairement, de température et de spectre solaire. La plupart des modules commercialisés sont constitués de deux à quatre réseaux de cellules en silicium cristallins connectés en série [10].

I.2.3.2 Panneau photovoltaïque

Le panneau photovoltaïque (ou champ solaire) est constitué de modules connectés en série et en parallèle pour obtenir la puissance souhaitée. Chaque module est lui-même composé de cellules.



Figure I.8 : Configuration des cellules photovoltaïque [11].

I.2.3.3 Protections classiques d'un générateur photovoltaïque

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 utilisés dans les installations actuelles [12] :

- 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.

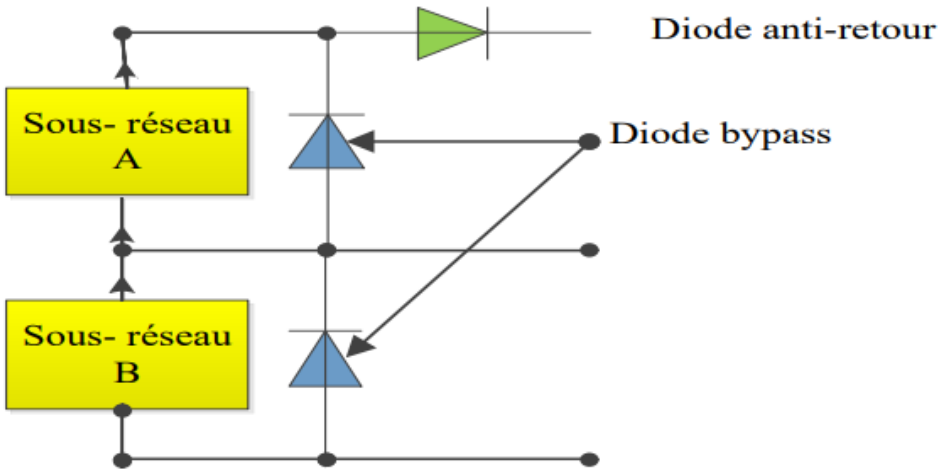


Figure I.9 : Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour.

I.2.4 Caractéristiques électriques de la cellule photovoltaïque

I.2.4.1 Caractéristique courant - tension (I-V)

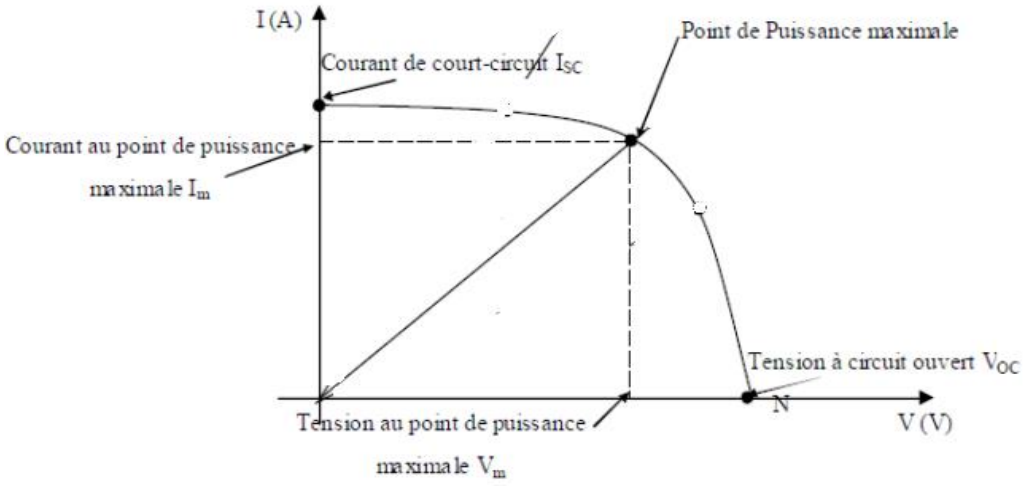


Figure I.10 : Caractéristique courant - tension (I-V).

Sous un éclairement donné, toute cellule photovoltaïque est caractérisée par une courbe courant-tension (I-V) représentant l'ensemble des configurations électriques que peut prendre la cellule. Trois grandeurs physiques définissent cette courbe:

- Sa tension à vide : Vco. Cette valeur représenterait la tension générée par une cellule éclairée non raccordée.

- Son courant court-circuit: Icc. Cette valeur représenterait le courant généré par une cellule éclairée raccordée à elle-même.

- Son point de puissance maximal: MPP (en anglais : *maximal power point*) obtenu pour une tension et un courant Maximaux : Vm, Im (parfois appelés aussi Vmpp, Impp).

I.2.4.2 Caractéristique puissance - tension (P-V)

La caractéristique puissance-tension (P-V) d'une cellule PV est obtenue à partir de sa caractéristique courant-tension (I-V).

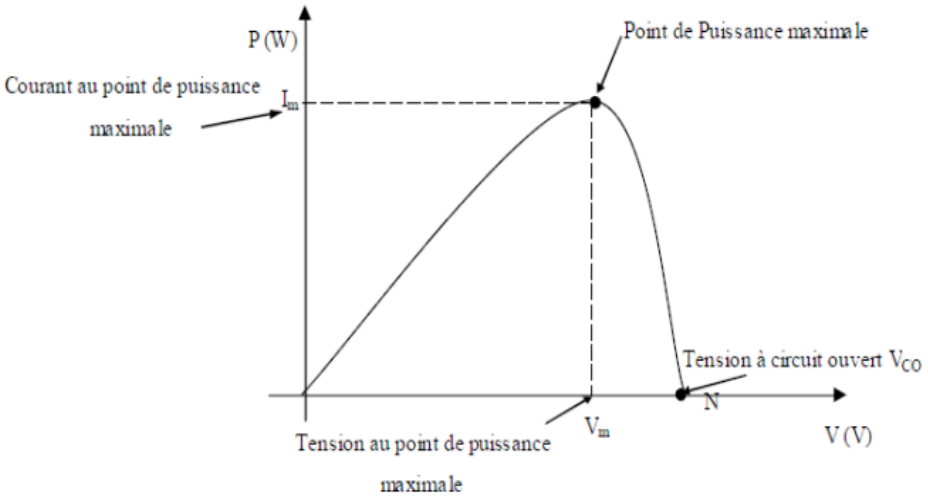


Figure I.11 : Caractéristique puissance - tension (P-V).

La puissance générée par une cellule PV est donnée par :

$$P = V.I \qquad \textbf{(I.1)}$$

La puissance maximale Pm est obtenue lorsque :

$$dP/\,dV = 0 \qquad \textbf{(I.2)}$$

On désigne par Im, Vm respectivement le courant et la tension avec lesquels la puissance produite est maximale.

I.2.5 Influence de l'éclairement et de la température

I.2.5.1 Influence de l'éclairement

Une baisse de l'éclairement provoque une diminution de la création de paires électron/trou avec un courant changé à l'obscurité. Le courant du panneau solaire étant égal à la soustraction du photo-courant et du courant de diode à l'obscurité, il y a une baisse du courant solaire Icc proportionnelle à la variation de l'éclairement accompagnée d'une très légère diminution de la tension Vm et donc un décalage du point Pm du panneau solaire vers les puissances inférieures.

Les graphes suivants représentent les caractéristiques P(V) et I(V) respectivement d'un générateur photovoltaïque pour une température constante (T=25°C) et un ensoleillement variable.

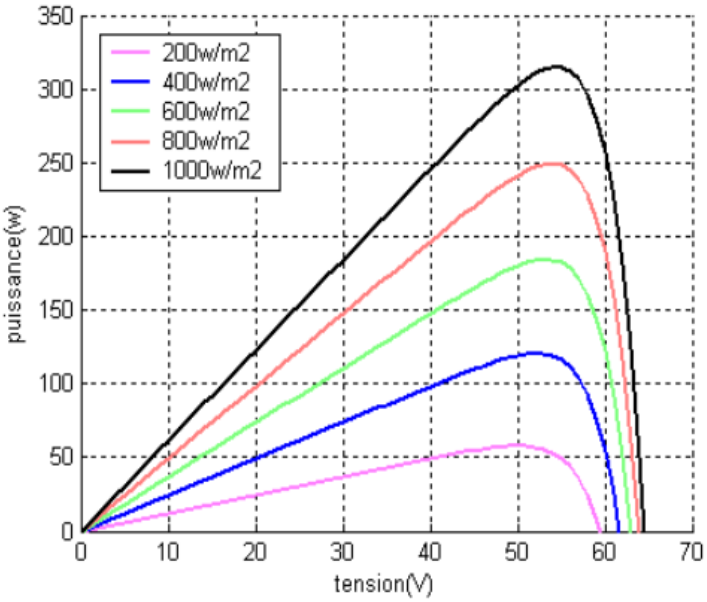


Figure I.12 : Courbes P(V) d'un panneau à divers ensoleillements à T=25°C.

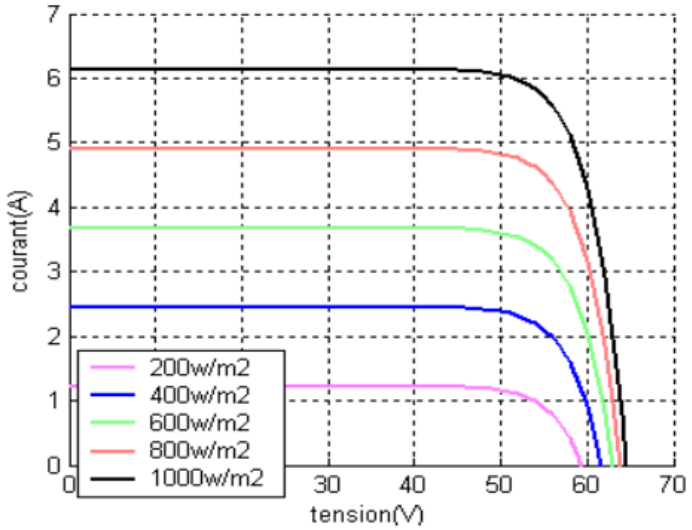


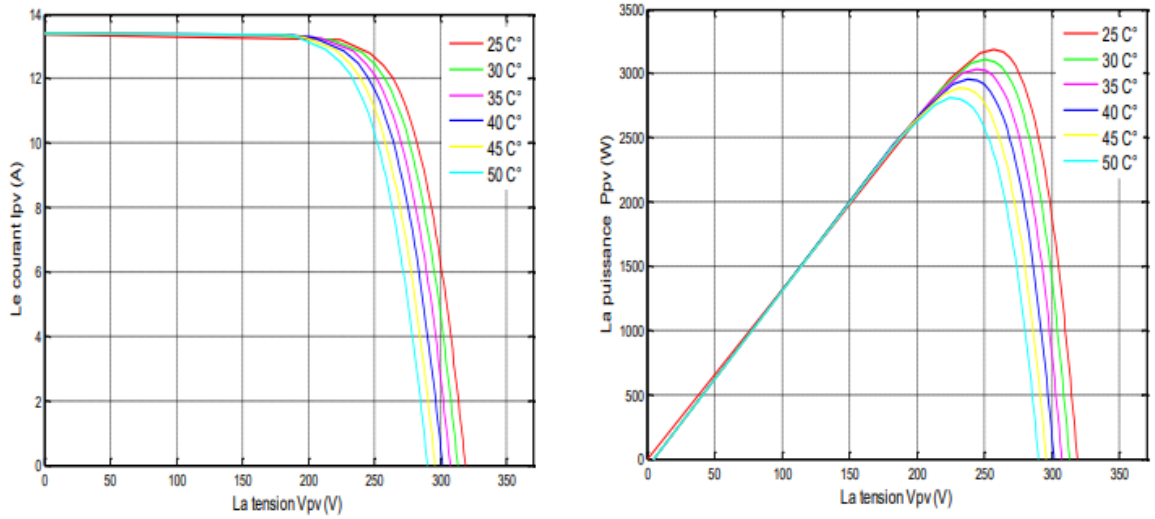
Figure I.13 : Courbes I(V) d'un panneau à divers ensoleillements à T=25°C.

Il est clair que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, mais reste quasiment identique même à faible éclairement. Ceci implique donc que :

- La puissance optimale de la cellule (Pm) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement.
- Les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension [13].

I.2.5.2 Influence de la température

La température est un paramètre très important dans le comportement d'un module PV. Nous constatons à la (figure I.13 a), qui représente la caractéristique I-V - 10- pour un éclairement constant et pour diverses valeurs de la température, que le courant de court-circuit Icc varie peu en fonction de température. Par contre, l'augmentation de la température engendre une diminution de la tension en circuit ouvert et se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible dans les modules PV (figure I.13 b). D'où l'influence de la température sur le comportement du module PV [14].



a) **b)**

Figure I.14 : a) Caractéristique 1-V en fonction de la température; b) Caractéristique p-V en fonction de la température.

I.2.6 Modèle d'une cellule photovoltaïque

I.2.6.1 Cas d'une cellule idéale

Dans le cas idéal, la jonction PN soumise à l'éclairement photovoltaïque connectée à une charge peut être schématisée par un générateur de courant Iph en parallèle avec une diode, délivrant un courant selon la figure (I.14), qui représente le circuit équivalent d'une cellule solaire idéale.

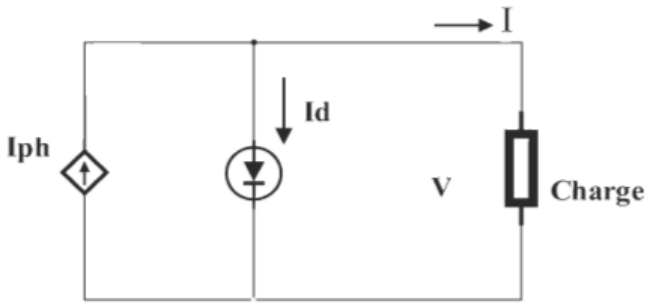


Figure I.15 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale [15].

Après la loi de nœud : $$I = I_{ph} - I_d \qquad (I.3)$$

Où 1 est le courant délivré par la cellule PV, I_{ph} est le photo-courant et Id est le courant de la diode. La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique courant-tension est donnée par la relation:

$$I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{Vd}{Vt}\right) - 1\right] \qquad (I.4)$$

Où la est le courant de saturation inverse de la diode, V d est la tension aux bornes de la diode, $V_t = AkT/q$ est la tension thermique, T est la température de la jonction en Kelvin, q est la charge de l'électron (1.6 x 10^{-19} C), k est la constante de Boltzmann (1.38 x 10^{-23}J/K) et A est un facteur de qualité de la diode (normalement compris entre 1 et 2). Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode: $$V = V_d$$

Donc la relation (1.1) sera:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{AkT}\right) - 1\right] \qquad (I.5)$$

En circuit ouvert, la charge tend vers l'infini et V→ V_{co}, qui est la tension en circuit ouvert.

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{qVco}{AkT}\right) - 1\right] = 0;\ Soit\ V_{co} = \frac{AkT}{q} Log\left(\frac{Iph}{I0} + 1\right) \qquad (I.6)$$

Le courant I_{ph} est assimilé au courant I cc avec V = 0, courant de court-circuit obtenu en court cuitant la charge.

I.2.6.2 Cas d'une cellule photovoltaïque réelle

Le modèle photovoltaïque précédent ne rendait pas compte de tous les phénomènes présents lors de la conversion d'énergie lumineuse. En effet, dans le cas réel, on observe une perte de tension en sortie ainsi que des courants de fuite. On modélise donc cette perte de tension par une résistance en série R_S et les courants de fuite par une résistance en parallèle R_P [15]. Le schéma équivalent de la cellule photovoltaïque réelle tient compte d'effets résistifs parasites dues la fabrication et représenté sur (figure I.16).

Le courant de sortie d'une cellule photovoltaïque se met sous la forme mathématique suivante: $I = I_{ph} - I_d - I_p$

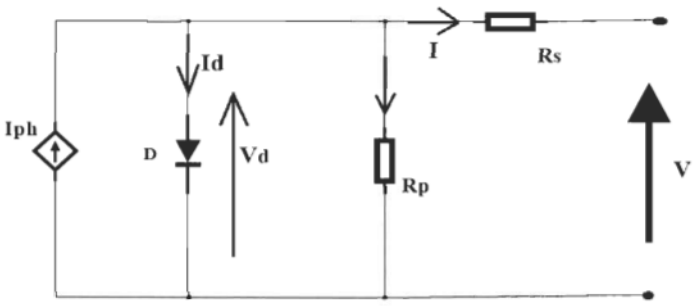


Figure I.16 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale [15].

Et : $$I_p = \left(\frac{V + Rs\, I}{Rp}\right) \qquad (I.7)$$

$$I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{V+Rs\, I}{V}\right) - 1\right. \qquad (I.8)$$

Ou : $I_{ph} = I_{cc}\left(\frac{G}{Gref}\right)$ est le photon-courant dépendant de l'éclairement G et Gref est l'éclairement de référence (1000w/m^2).

En substituant les équations (6) et (7) dans l'équation (5) le courant 1 devient donc:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V+Rs\, I)}{AkT}\right) - 1\right] - \frac{V+Rs\, I}{Rp} \qquad (I.9)$$

Les cellules PV, généralement considérées comme ayant les mêmes caractéristiques, sont disposées en série et en parallèle pour former les modules PV Le circuit équivalent du module PV peut être décrit comme illustré sur (figure I.17).

Donc l'expression du courant fourni par le module décrit:

$$I = N_p\, I_{ph} - N_p\, I0 \left[\exp\left(\frac{q}{AkT}\left(\frac{V}{Ns} + \frac{Rs\, I}{Np}\right)\right) - 1\right] - \frac{Np}{Rp}\left(\frac{V}{Ns} + \frac{RS\, I}{Np}\right) \qquad (I.10)$$

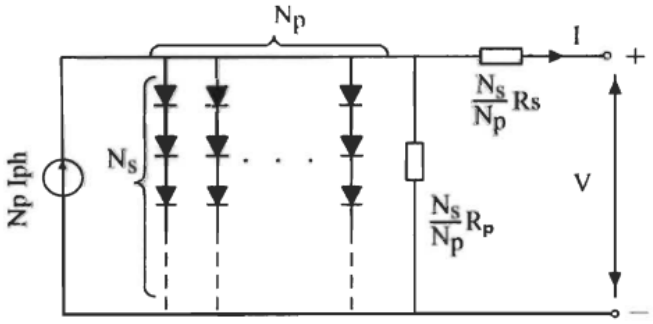


Figure I.17 : Le circuit équivalent du module PV [l6].

Où, N_S et N_P sont respectivement les nombres des cellules connectées en séries et en parallèles.

I.3 Système PV

Généralement une installation photovoltaïque comprend les éléments suivants :

- Un générateur photovoltaïque ;
- Un convertisseur statique continu / continu (DC/DC) ;
- Un convertisseur statique continu / alternatif (DC/AC) ;
- Un système de régulation et de stockage ;
- Une source auxiliaire d'appoints.

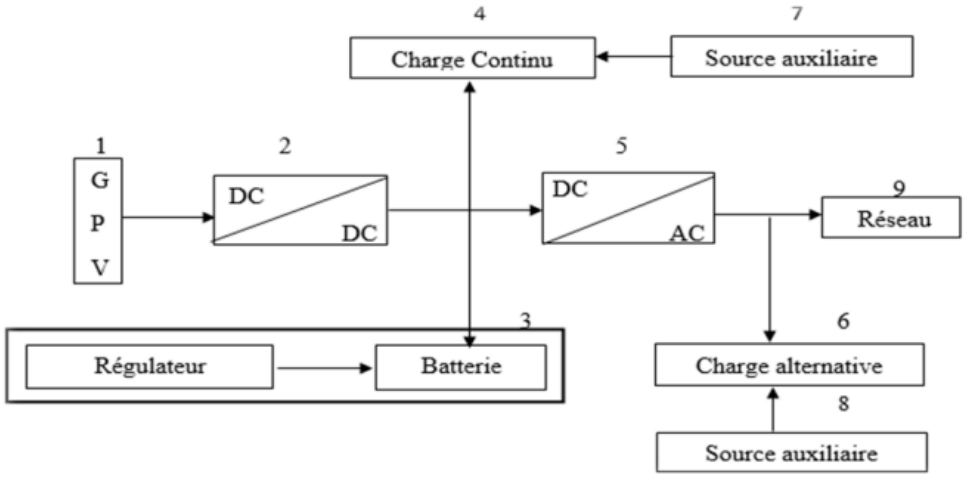


Figure I.18 : Schéma synoptique global d'une installation photovoltaïque [17].

I.3.1 Types des systèmes PV

I.3.1.1 Installations photovoltaïques autonomes

Le rôle des systèmes autonomes est d'alimenter un ou plusieurs consommateurs situés dans une zone isolée du réseau électrique.

Le champ photovoltaïque voir figure (I.19) peut fournir directement l'énergie électrique nécessaire pour faire fonctionner les récepteurs (éclairage et équipement domestique).

Un système de régulation et une batterie d'accumulateurs permettent de stocker l'énergie électrique qui sera ensuite utilisé en l'absence du Soleil.

Les batteries sont utilisées pour stocker l'énergie électrique sous forme chimique. Elles restituent l'énergie électrique au besoin selon ses caractéristiques.

Le régulateur de charge a pour fonction principale de protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes. Il est un élément essentiel pour la durée de vie de la batterie.

En site isolé, on peut aussi utiliser des récepteurs fonctionnant en courant alternatif. Dans ce cas, l'installation comprendra un onduleur.

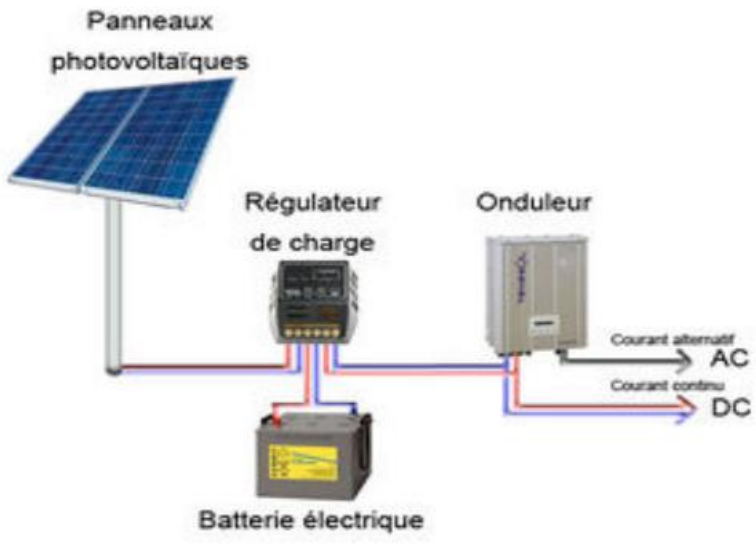


Figure I.19 : schéma typique d'une installation photovoltaïque autonome.

I.3.1.2 Installations photovoltaïques raccordées au réseau

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

Un générateur photovoltaïque connecté au réseau n'a pas besoin de stockage d'énergie et élimine donc le maillon le plus problématique (et le plus cher).

C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie.

Il y'a deux formes d'injection du courant photovoltaïque :

- Soit injecter la totalité de la production photovoltaïque au réseau.
- Soit injecter le surplus de la production photovoltaïque au réseau.

Deux compteurs d'énergie sont nécessaires :

Un compteur comptabilise l'énergie achetée au fournisseur d'énergie (consommation) et un autre compteur mesure l'énergie renvoyée sur le réseau électrique lorsque la production dépasse la consommation.

Un troisième compteur est ajouté dans le cas où l'énergie produite est injectée en intégralité dans le réseau (compteur de non-consommation).

Un onduleur pour la conversion du courant continu des panneaux en alternatif, et ce dernier doit être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir ce courant. Afin de s'assurer sur sa qualité « sinusoïdale ».

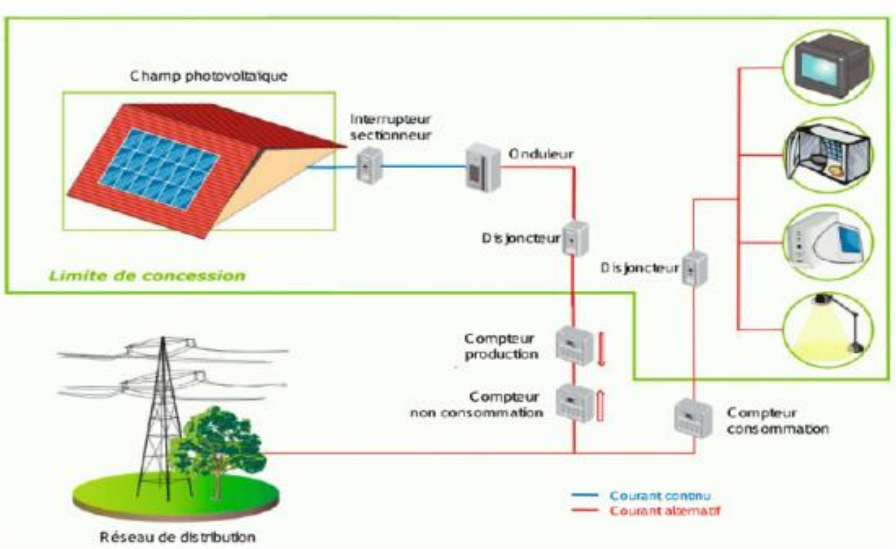


Figure I.20 : installation photovoltaïque raccordée au réseau.

I.3.1.3 Installations photovoltaïques hybride

Il s'agit de systèmes qui regroupent des sources d'énergie de nature différentes telle une installation éolienne, un générateur diesel ou une centrale de cogénération en plus du générateur photovoltaïque.

Ce type d'installation est utilisé lorsque le générateur photovoltaïque seul ne couvre pas toute l'énergie requise [18].

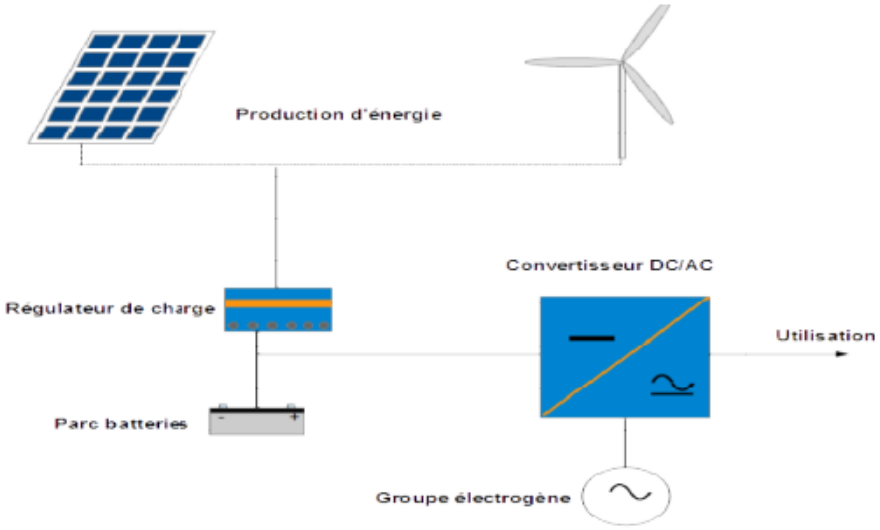


Figure I.21 : installations photovoltaïques hybride.

I.3.2 Dimensionnement d'un système solaire PV

I.3.2.1 Définition

Dimensionner c'est fixer "la taille ", les caractéristiques optimale de chaque élément d'un système dont on connait la configuration. La méthode de dimensionnement consiste à déterminer d'abord la puissance qui fournit l'énergie électrique nécessaire pendant le mois le moins ensoleillé selon les étapes suivante :

Étape 1 : Détermination des besoins de l'utilisateur

Il est nécessaire de connaître ses besoins en énergie, afin d'obtenir un système bien adapté, il faut remarquer que chaque exigence supplémentaire entraînera une augmentation de la puissance à mettre en œuvre, soit plus de panneaux, soit plus de batterie. Le (tableau I.3) représente le canevas à remplir concernant le bilan de puissance a consommée, et qui nécessite de connaître les caractéristiques de consommation de quelques appareils que vous souhaitez utiliser [18].

Tableau I.3 : Besoins de l'utilisateur.

Appareils	**Puissance indicative(w)**	**Quantité**	**Temps de fonctionnement journaliers(H)**	**Besoin journalier (Wh)**
Appareil 1	A1	B1	C1	E1=A1*B1*C1
Appareil 2	A2	B2	C2	E2 =A2*B2*C2
Appareil 3	A3	B3	C3	E3 = A3*B3*C3

Étape 2 : Chiffrage de l'énergie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique

La quantité de rayonnement captée par les panneaux solaires dépend inévitablement des conditions météorologiques (température ambiante, humidité relative…). Le dimensionnement du générateur PV est dicté par les conditions relatives au site. Pour adopter les capacités générateur PV / batterie, aux conditions de charge, il est indispensable de connaître les caractéristiques de l'irradiation solaire par jour ou par mois, soit l'énergie moyenne reçue sur un plan donné, à l'endroit même où sera situé le générateur PV. Les données doivent être connues pour chaque mois de l'année. Elles peuvent être obtenues par des organismes nationaux de météorologie ou par des calculs (outil informatique), qui exigent les paramètres d'entrées suivants : - Latitude. - Altitude. - Réflectivité du sol ou albédo. - Irradiation moyenne journalière la plus défavorable dans l'année, soit mesurée ou calculée [19].

Étape 3 : Dimensionnement du générateur solaire ; Tension de fonctionnement et la puissance crête à installer

Calcul du nombre de panneaux photovoltaïques. Un panneau solaire produit de l'électricité de manière intermittent à cause des variations d'éclairement du soleil. La puissance électrique qu'il fournit exprimée en watts, varie donc suivant les heures de la journée et des saisons. Pour pouvoir comparer la puissance entre panneaux, on utilise le Watt crête, une mesure qui correspond à la puissance maximale que pourra débiter le panneau dans les conditions d'éclairement optimal STC (Standard Test Condition). Ces conditions sont (1000W/m² ; 25°C ; AM1.5).

Pour déterminer le nombre de panneaux, on s'intéressera d'abords à deux paramètres qui sont: la consommation moyenne journalière et l'irradiation incidente moyenne journalière reçue. On effectue le calcul sur la période la plus défavorable avec une inclinaison raisonnable des modules ou panneaux, on démarre par le calcul du nombre d'heures d'ensoleillement (Ne) maximal (h/j).

Ne=Ensoleillement (Wh/m²/j) (du pire mois)/ 1000

Calcul de la puissance crête Pc du générateur photovoltaïque.

La puissance crête Pc de modules (en W) est donnée par la formule suivante :

Puissance crête = la moyenne de consommation journalière (kWh/j)/(nombres d'heures d'ensoleillement*facteur d'efficacité).

$$P_c = \frac{Econ}{Ne \times Cp} \qquad (I.11)$$

Détermination de la tension du système : Le choix de tension maximale d'un système dépend de la disponibilité du matériel, dépend encore de la puissance et l'énergie nécessaire.

Tableau I.4 : Puissance et tension du système PV.

Puissance du champ	0-500 Wc	500 Wc -2 KWc	2KWc-10 KWc	Plus de 10 KWc
Tension suggérée	12V DC	12V DC	12V DC	Plus de 48V DC

A partir de la puissance crête du panneau et la tension du système on peut déterminer le nombre des panneaux :

- Nombres de panneaux en série : Tension du système / tension maximale du panneau ;
- Nombre de panneaux en parallèle NPP = Pc / (Ns*P module).

Étape 4 : choix de l'onduleur

L'onduleur choisi doit accomplir les conditions suivantes :

- Tension d'entrée nominale (12V ; 24V ; 48V) avec une plage de variations admissibles tolérées par le constructeur ;
- Tension de sortie (220V ; 380V) ;
- Fréquence 50hz ;
- Le choix d'un onduleur photovoltaïque doit être d'une puissance supérieure à celle du système.

Étape 5 : choix du régulateur de charge

Le choix du régulateur doit être basé sur ces conditions :

- La tension du régulateur est celle donné par le système PV ;
- Le courant doit satisfaire celui donné par le système.

Étape 6 : Dimensionnement des batteries

Le dimensionnement des batteries (capacité) dépend de la consommation journalière, du nombre de jours d'autonomie, de la tension et du type de batterie, il s'exprime en Ah (Ah : Unité de mesure de capacité). L'utilisation des batteries va permettre de régler les problèmes de coupure due aux changements climatiques.

Capacité = (la consommation (Wh /j)*nombres de jours d'autonomie) / (tension de système*décharge maximale admissible *efficacité).

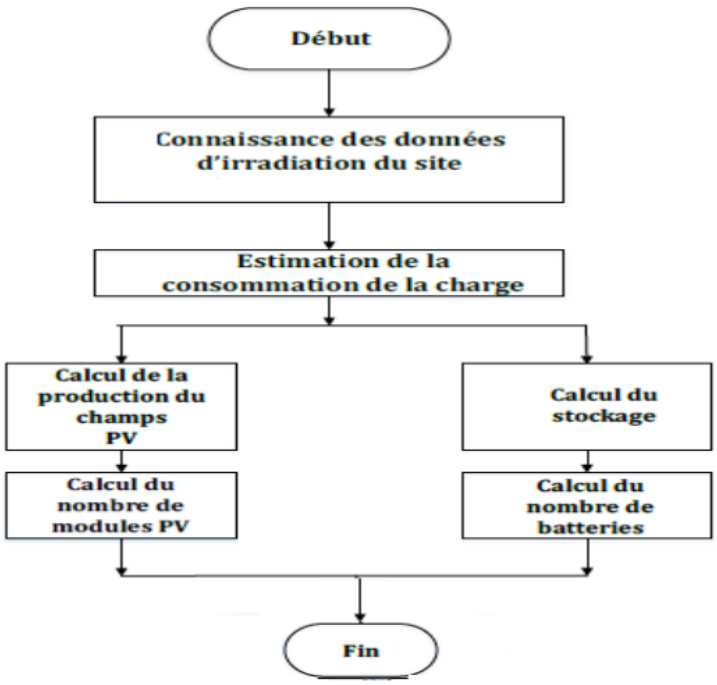


Figure I.22 : Organigramme principal de dimensionnement du système PV [20].

I.3.3 Avantages et inconvénients de la technologie photovoltaïque

Avantages

- La production de cette électricité renouvelable est propre. Elle n'est pas toxique.
- Les systèmes photovoltaïques sont extrêmement fiables.
- L'énergie photovoltaïque est particulièrement attractive pour les sites urbains, dus à leur petite taille, et leur opération silencieuse.
- La lumière du soleil étant disponible partout, l'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montage dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville.
- L'électricité photovoltaïque est produite au plus près de son lieu de consommation, de manière décentralisée, directement chez utilisateur.
- La durée de vie des panneaux photovoltaïque est très longue. Certains producteurs garantissent les panneaux solaires pour une durée de 25 ans.

Inconvénients

- Production d'énergie qui dépend de l'ensoleillement, toujours variable.
- Le coût très élevé.
- Faible rendement de conversion.
- S'il faut stocker l'énergie avec des batteries, le coût de l'installation augmente.

Malgré ces inconvénients, le marché photovoltaïque ne cesse de trouver des applications et de s'agrandir. En plus, la technologie photovoltaïque est dans un processus de maturation dans laquelle les inconvénients pourraient s'attendrir, surtout en ce qui concerne les coûts de fabrication [21].

Conclusion

Ce chapitre nous a permis de donner un aperçu général sur les systèmes photovoltaïques. D'abord on a donné une description de la cellule PV et son modèle mathématique, l'influence de température et l'éclairement sur leur caractéristique « I-V et P-V ». Puis est consacrée à la classification des systèmes solaires photovoltaïques soit système autonome ou connecté au réseau électrique et on conclure avec les Avantages et inconvénients de la technologie photovoltaïque.

Dans le deuxième chapitre on va donner les différents types de systèmes photovoltaïques couplés au réseau électrique ainsi que leurs composantes.

Chapitre II

Les systèmes Photovoltaïques Connectés au Réseau

Introduction

Les systèmes connectés au réseau sont aujourd'hui prisent sérieusement pour compléter la génération conventionnelle d'énergie dans plusieurs pays industrialisés [8, 10]. Il y a certainement plusieurs projets de démonstrations connectés aux réseaux qui étudient cette possibilité. Bien qu'ils sont devenus viables dans le développement économique, la participation des Photovoltaïques dans la génération d'énergie de grande échelle est augmentée à cause des effets environnementaux défavorables des sources conventionnelles d'énergie.

Les installations photovoltaïques peuvent être raccordées au réseau, ce qui représente une économie importante en investissement et en fonctionnement. Elles utilisent le réseau comme un stock, et transforment la totalité de l'électricité produite en courant alternatif de 220 V ou 380V, ainsi que le photovoltaïque est la seule filière qui peut être installée n'importe où. On distinct deux types d'installations connectées au réseau :

- Installation centralisée : génération de la puissance Photovoltaïque à grand - échelle centralisée dans les stations de puissance Photovoltaïque.
- Installation décentralisée : forme alternative de génération de puissance distribuée dans les unités situées directement dans le lieu du consommateur.

De jour, les installations photovoltaïques couplées au réseau injectent de l'énergie dans le réseau à travers le convertisseur. Au contraire, pendant la nuit le propriétaire de l'installation peut "récupérer" cette énergie, dans le cas des installations décentralisées, et travaillent en cas de charges de pic avec le réseau, dans le cas des installations centralisées. Comme la consommation électrique est importante de jour, cette manière de procéder est très raisonnable [22].

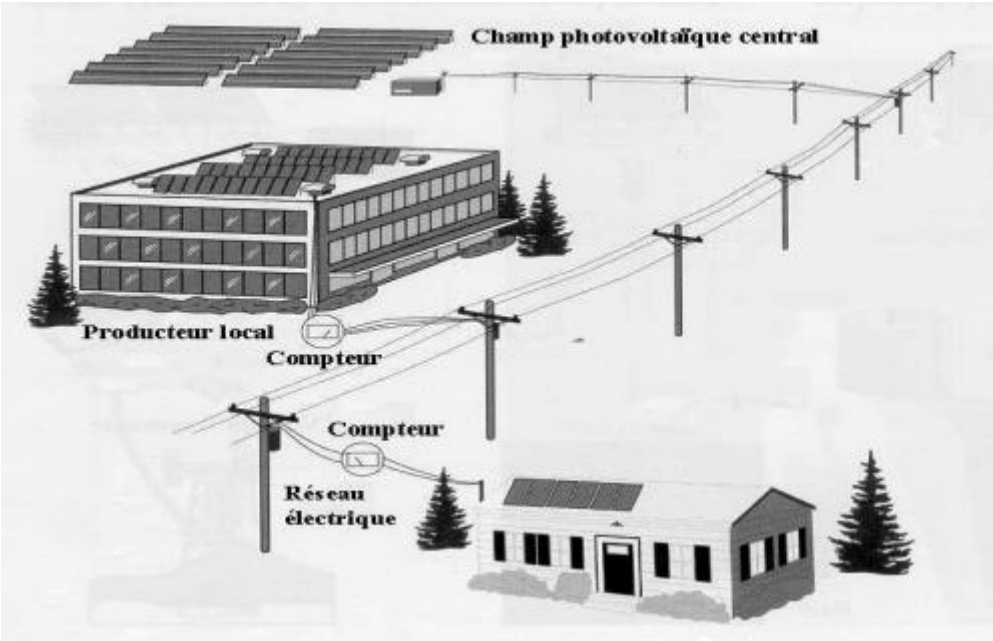


Figure II.1 *:* Système connecté au réseau.

Éléments constitutifs d'une installation connectée au réseau

Elle est constituée de trois éléments essentiels:

- ✓ Le champ photovoltaïque.
- ✓ Un onduleur synchrone qui transforme le courant pour qu'il soit compatible avec les caractéristiques du réseau. C'est "l'interface" entre l'installation et la compagnie d'électricité.
- ✓ Un compteur d'énergie (en fait, en général, deux compteurs dans le cas des installations décentralisées).
- ✓ Accessoires.
- ✓

II.1 Type des installations photovoltaïques connectées au réseau

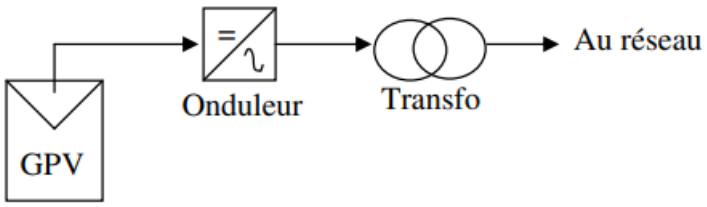
II.1.1 Centrale de production d'énergie photovoltaïque

Avec les applications photovoltaïques connectées au réseau d'électricité national, il y a un fort potentiel de diffusion dans les pays industrialisés. Des centrales de production photovoltaïque sont expérimentées depuis quelques années en Europe, aux États-Unis et au Japon, mais elles sont encore au stade pilote. Seules les centrales photovoltaïques de moyenne et faible puissances (0,1 à 0,5 MW) semblent avoir une rentabilité économique. Elles seront vraisemblablement destinées à compléter le réseau en différents points critiques.

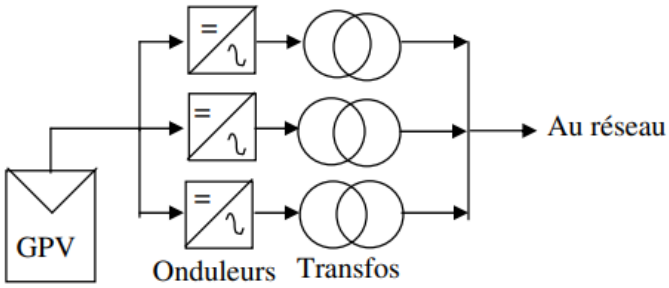
Un système de puissance PV qui génère la puissance instantanément alimente le réseau à travers un ou plusieurs onduleurs et transformateurs. La plupart des systèmes utilisent des redresseurs qui fonctionnent en régime onduleur équipés par un poursuiveur de point de puissance maximale comme il est montré sur la (Fig. II.2.a, II.2.b).

A cause de tous ça il peut être économique de placer un système PV pour assister avec un réseau local durant les périodes de demande de pic pour fonctionner en parallèle, plus au moins que construire une nouvelle station de puissance.

Aux extrémités d'un réseau, la qualité de la puissance se détériore lorsque la demande en électricité augmente. Une centrale photovoltaïque placée en bout de ligne permet de redresser la tension et d'améliorer la puissance [22].



a)



b)

Figure II.2 : Configuration d'un système PV avec :

a) un onduleur. b) plusieurs onduleurs.

II.1.2 Générateurs photovoltaïques Dans Les Constructions (installations décentralisées)

L'alimentation en électricité d'un site éloigné du réseau électrique par un câble est une opération coûteuse, lorsque les besoins en énergie sont relativement faibles. A cause de ce problème il apparaît un nouveau modèle qui est probablement basé sur une décentralisation poussée du système électrique, où la production et la consommation seront à proximité l'une de l'autre. Plusieurs arguments plaident en faveur de cette hypothèse : la réduction des pertes en ligne, la limitation des lignes à très haute tension, inesthétique et à la pollution électrique mal maîtrisée, la libération du marché d'électricité qui offrira de nouvelles possibilités de ventes et d'achats libre d'électricité, comme la plupart des autres biens et aussi Il n'y a pas de coût de vendre de la région et de la préparation du site.

Dans ce contexte, il est fort probable que la production d'électricité photovoltaïque par petites unités dispersées et raccordés au réseau de distribution aura un rôle important à jouer. En effet la meilleur façon de produire sur site les modestes quantités nécessaire au consommateur est de convertir l'énergie solaire en électricité grâce à de simples capteurs fixés sur son toit, son mur sa façade. L'installation étant reliée au réseau, celui-ci absorbe le surplus d'énergie fournie, ou apporte le complément. Il est possible aussi d'augmenter sa production, en raccordant de nouveaux panneaux [22].

1) Toit solaire

Un toit solaire photovoltaïque raccordé au réseau est un générateur photovoltaïque installer chez l'utilisateur, et qui est raccordé au réseau de distribution de la compagnie électrique par l'intermédiaire de l'installation électrique intérieure. Il est composé d'un ou plusieurs champs des panneaux produisant du courant continu. Ce courant est ensuite transformé par un ou plusieurs onduleurs en courant alternatif compatible avec les exigences de qualité, de fiabilité et de sécurité du réseau.

2) Fonctionnement

Le courant produit est utilisé par le ou les appareils électriques en service les plus proches, évitant ainsi d'acheter de l'électricité au réseau. Si la production est plus élevée que la consommation de l'instant, l'électricité excédentaire est injectée dans le réseau. Inversement lorsque la consommation dépasse la production (nuit, ciel couvert, brouillard), le courant est comme d'habitude acheté au réseau. Le passage d'une situation à l'autre se fait d'une manière entièrement automatique. Donc le principe de fonctionnement de ces installations est très simple :

- Les panneaux produiront idéalement plus ou moins la quantité d'électricité requise par les habitants de la maison.
- Lorsque l'énergie générée par les panneaux est inférieur à la consommation, l'énergie supplémentaire est fournie par le réseau et est enregistré par le compteur. Le réseau remplace la batterie en quelque sorte.
- Lorsque les panneaux produisent un excédent, lors d'une absence des occupants, par exemple, l'énergie "en trop" est mise à la disposition des autres utilisateurs, et le compteur marchera "à l'envers". Mais dans la plupart des cas, ce sera un deuxième compteur qui enregistrera l'opération dans l'autre sens. Le propriétaire des panneaux se fait rembourser sa contribution au réseau [22].

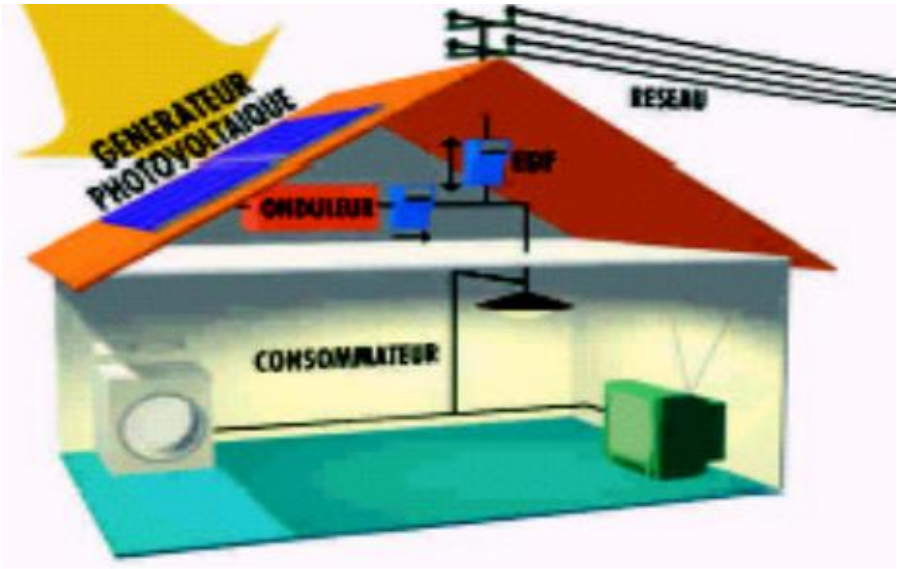


Figure II.3 *:* Toit solaire raccordé au réseau.

II.2 Étude des composants d'un système photovoltaïques connecté au réseau

II.2.1 Le champ photovoltaïque

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur de très faible puissance vis-à-vis des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés délivré au maximum, quelques watts sous une tension inférieure au volt typiquement liée à une tension de jonction PN.

Pour produire d'avantage de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module photovoltaïque complet (générateur d'énergie).



Figure II.4 : Champ photovoltaïque.

II.2.1.1 Regroupement des cellules

Dans les conditions d'ensoleillement standard (1000 W/m2 ; 25°C ; AM 1,5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150cm 2 est d'environ 2,3 Wc sous une tension de 0,5 V. Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur photovoltaïque de faible puissance insuffisante en tant que telle pour la plus part des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait réalisés par association, en série et /ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires.

II.2.1.2 Regroupement en série

Une association de (Ns) cellule en série (figure I.4) permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenues par addition des tensions élémentaires de chaque cellule. L'équation résume les caractéristique électriques d'une association série de (Ns) cellules.

$$\mathbf{VcoNs=Ns\times Vco} \qquad \mathbf{(II.1)}$$

$$\mathbf{IccNs=Icc} \qquad \mathbf{(II.2)}$$

VcoNs: la somme des tensions en circuit ouvert de Ns cellules en série.

IccNs: courant de court-circuit de Ns cellules en série.

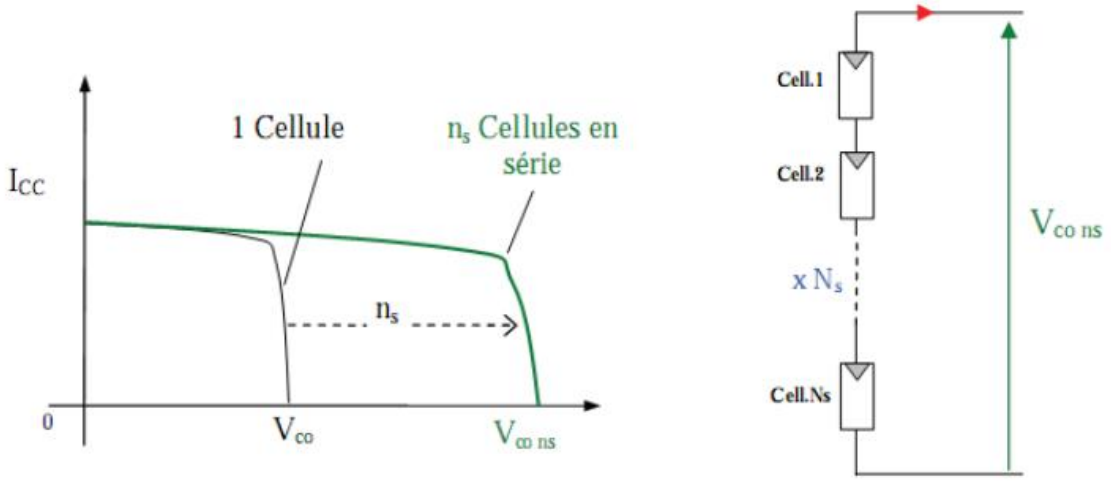


Figure II.5 : caractéristique d'un groupement de n cellules identiques en série.

II.2.1.3 Regroupement en parallèle

Une association parallèle de (Np) cellule voir figure (I.5) est possible et permet d'accroitre le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants. Avec :

$$\mathbf{Icc\ Np= Icc \times Np} \qquad \mathbf{(I.3)}$$

$$\mathbf{Vco = Vco\ Np} \qquad \mathbf{(II.4)}$$

IccNp: la somme des courants de cout circuit de (Np) cellule en parallèle.

VcoNp: tension du circuit ouvert de (Np) cellules en parallèle.

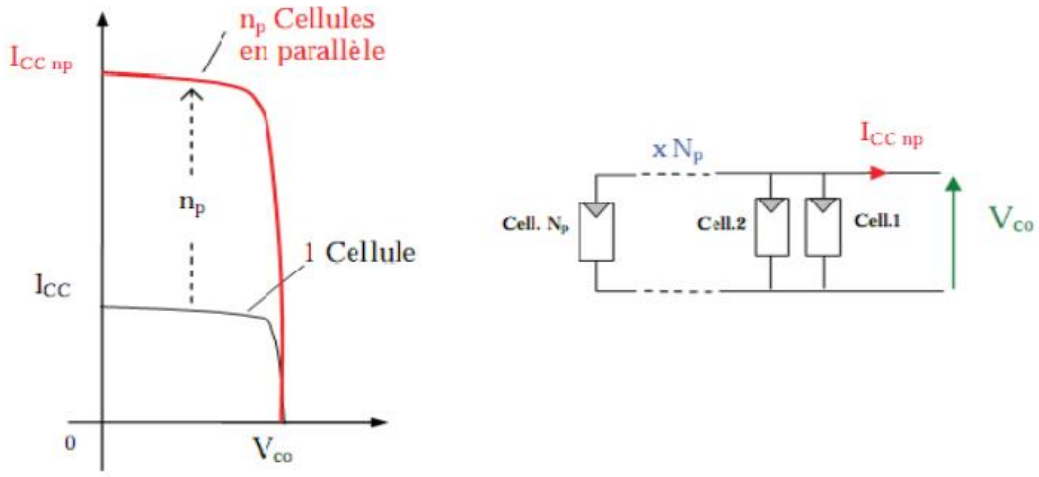


Figure II.6 *:* caractéristique d'un groupement de n cellules identiques en parallèle.

II.2.1.4 Regroupement en série et parallèle

On utilise généralement ce type d'association pour en tirer une tension importante puisque l'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule. La caractéristique d'un groupement de deux modules solaires est représentée ci-dessous, ce qui peut être généralisé sur une gamme de Ns modules solaires en série. Ce genre de groupement augmente le courant.

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de monter les panneaux en rangées de panneaux série et parallèle pour former ce que l'on appelle un générateur photovoltaïque.

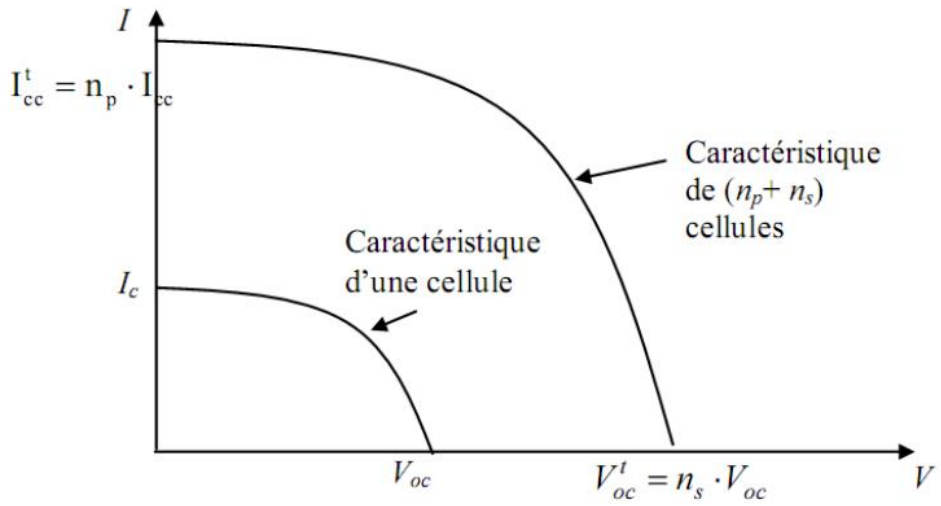


Figure II.7 *:* caractéristique résultante d'un groupement hybride de cellules identiques.

II.2.2 Protection d'un générateur photovoltaïque

Pour garantir la durée de vie d'une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules PV afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association de cellules en série et de panneaux en parallèle. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles (figure II.8).

- La diode anti-retour empêchant un courant négatif dans les GPV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit.
- Les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées. La mise en conduction de ces diodes affecte la caractéristique de sortie du générateur, par la perte d'une partie de la production d'énergie et par la présence de deux maximums de puissance [23].

II.2.2.1 Protection lors de la connexion en parallèle de plusieurs GPV

Dans le cas de plusieurs chaînes de cellules mises en parallèle sur une charge de type batterie par exemple, le risque est que les chaînes de cellule éclairées débitent dans des chaînes ombrées ou que la batterie se décharge 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 2.8. 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. Quand la cellule est non éclairée, une batterie pourrait se décharger à travers la cellule si nous ne disposons pas d'une diode de blocage [23].

II.2.2.2 Protection lors de la connexion en série de plusieurs GPV

Sous l'effet d'un ombrage ou de la chaleur, toutes les cellules placées en série n'ont pas les mêmes caractéristiques, créant ainsi des déséquilibres. Lors d'un assemblage de cellules PV en série, il est nécessaire de mettre une diode by-pass pour empêcher le fonctionnement (en inverse) d'une cellule ombrée et ainsi empêcher la destruction de celle-ci.

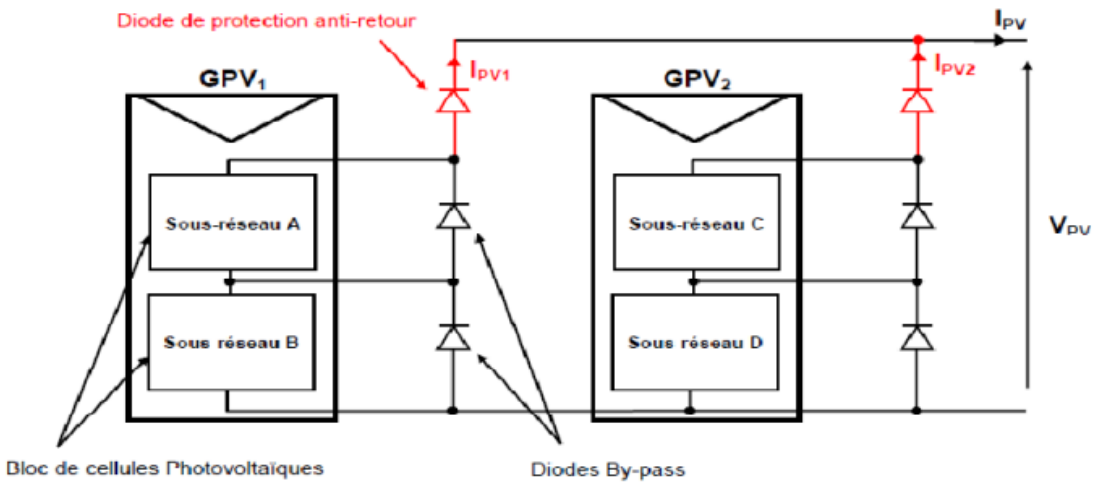


Figure II.8 : schématisations d'une association de deux générateurs PV en parallèle avec leurs diodes de protection (by-pass et anti-retour) [23].

II.2.3 Coffret de raccordement

Dans les installations comportant plusieurs chaînes, chaque chaîne est conduite au coffret de raccordement du générateur.

Le coffret de raccordement contient les bornes de raccordement, les coupe-circuit et en option les fusibles de chaîne. On monte également dans le coffret de raccordement des dispositifs de protection contre les surtensions ainsi qu'un interrupteur général DC.

Il a été introduit plus récemment dans la plupart des grandes installations des éléments de surveillance de chaîne signalant les dérangements éventuels à l'exploitant [24].



Figure II.9 : coffret de raccordement avec coupe-circuit DC, fusibles et surveillance de chaîne.

II.2.4 Câblages

Le câblage du module et de la chaîne (string) est effectué au moyen de câbles solaires. Ils sont doublement isolés, résistants aux UV, flexibles (câble de cuivre généralement étamé) et résistent aux conditions atmosphériques extrêmes (- 40 °C à + 120 °C).Une grande section de câble est choisie afin d'éviter les pertes de puissance.

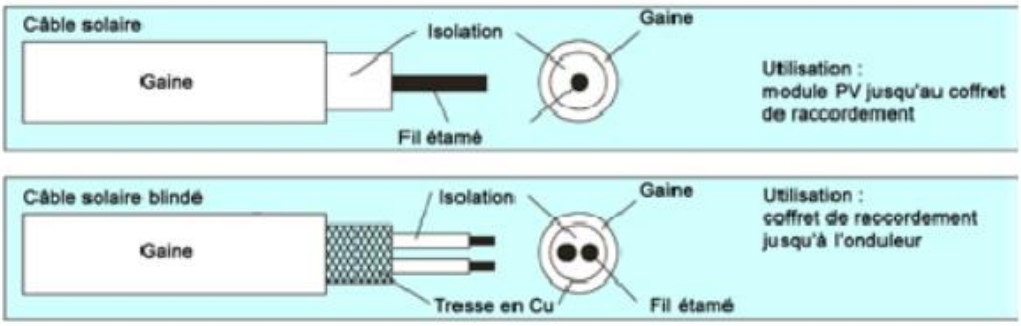


Figure II.10 : câble solaire photovoltaïque.

Pour installations standard, on utilise une grande section : jusqu'à 4 A →2.5 mm 2, jusqu'à 8 A → 4 mm2.

On utilise des câbles de couleur pour un meilleur repérage :

- Rouge pour le conducteur positif ;
- Bleu pour le conducteur négatif ;
- Noir pour les autres raccordements.

Un cordon unipolaire est utilisé pour le câblage du module et de la chaîne. Les sections les plus utilisées sont 2.5, 4 et 6 mm2.

Un câble spécial bipolaire avec de bonnes caractéristiques mécaniques est tiré entre le coffret de raccordement et l'onduleur. Fréquemment ce câble possède un blindage de cuivre de 10 mm2. Cette tresse de Cu est utilisée comme conducteur de compensation de potentiel. Sans blindage, il faut protéger le câble dans un tube métallique [24].

II.2.5 Compteur photovoltaïque

II.2.5.1 Injection total

Toute l'énergie électrique produite par les capteurs photovoltaïques est envoyée pour être revendue sur le réseau de distribution.

Cette solution est réalisée avec le raccordement au réseau public en deux points :

- Le raccordement du consommateur qui reste identique avec son compteur de consommation (on ne peut pas utiliser sa propre production).
- Le nouveau branchement permettant d'injecter l'intégralité de la production dans le réseau, dispose de deux compteurs :

- L'un pour la production ;
- L'autre pour la non-consommation (permet de vérifier qu'aucun soutirage frauduleux n'est réalisé).

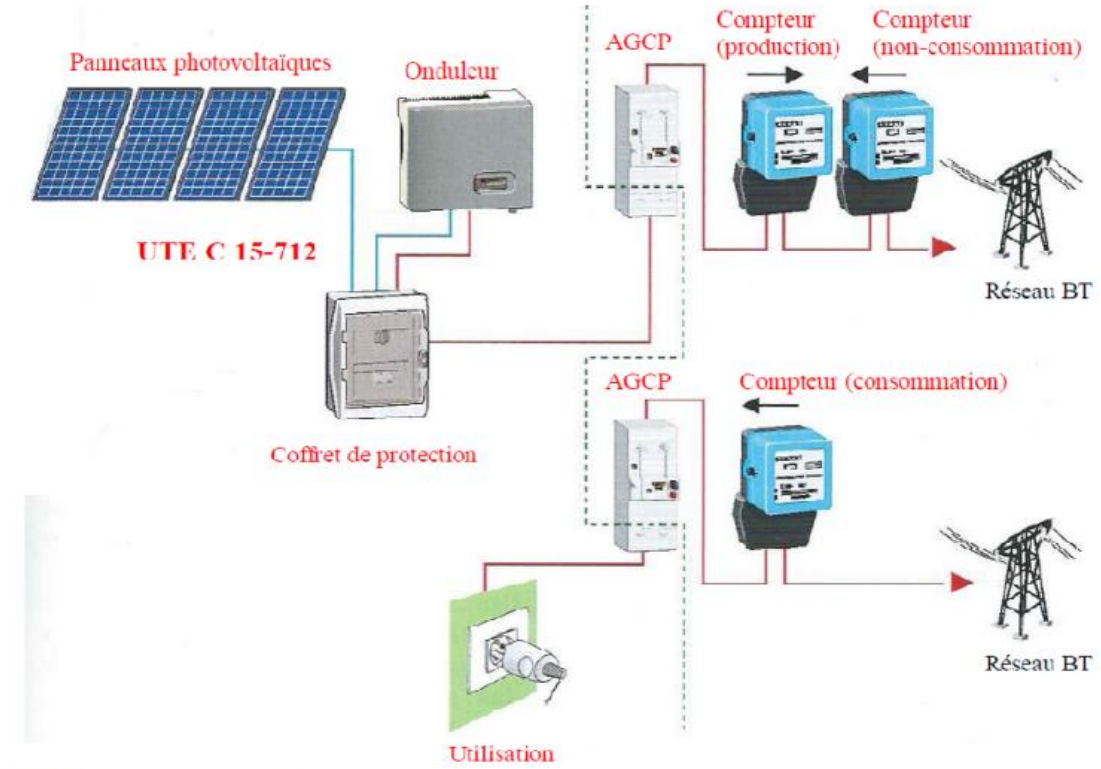


Figure II.11 *:* installation avec injection totale de la production photovoltaïque [24].

II.2.5.2 Injection de surplus

Cette solution est réalisée avec le raccordement au réseau public en un point, l'utilisateur consomme l'énergie qu'il produit avec le système solaire et l'excédent est injecté dans le réseau. Quand la production photovoltaïque est insuffisante, le réseau fournit l'énergie nécessaire. Un seul compteur supplémentaire est ajouté au compteur existant.

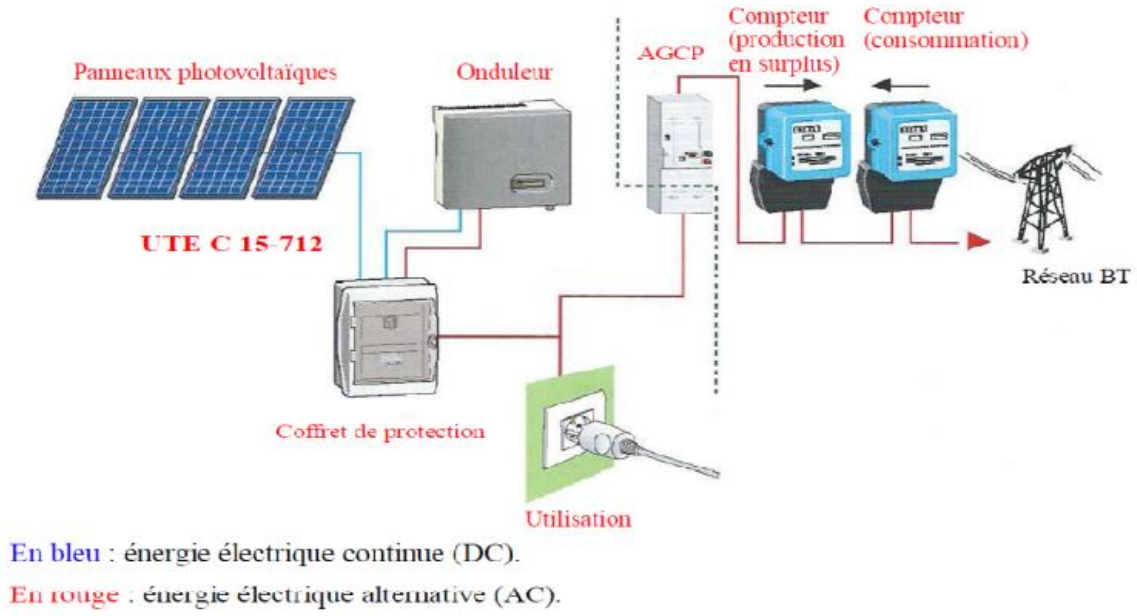


Figure II.12 : installation avec injection du surplus de la production photovoltaïque.

II.2.6 Le régulateur

Le rôle du régulateur solaire est d'assurer et réguler la charge des batteries. Il optimise la puissance des panneaux et empêche les décharges/surcharges profondes nuisibles à la bonne durée de vie des batteries. Il y a actuellement sur le marché 2 types de régulateur solaire :

- Régulateur PWM : Les régulateurs solaires PWM (Pulse Wide Management) possèdent un bon rendement et permettent d'optimiser la charge de la batterie. C'est à l'heure actuelle les régulateurs présentant le meilleur rapport prix/performance.
- Régulateurs MPPT : Les régulateurs solaires MPPT (Maximum Power point Tracking) quant à eux exploitent au maximum l'énergie fournie par les panneaux en faisant varier leurs tensions en fonction de la luminosité. Selon les conditions, ils peuvent être jusqu'à 35% plus performants que les régulateurs PWM.

Les régulateurs PWM (Pulse With Modulation) sont les plus utilisés dans les installations photovoltaïques autonomes. Ils permettent d'améliorer la recharge des batteries.

Pour compléter la recharge complète, ils séparent le courant fournis par les panneaux et l'envoie vers les batteries sous forme d'impulsions. Ces impulsions sont modulées (+ou- longues, +ou- fréquentes) par la lecture précise du régulateur aux bornes de la batterie. Cela lui permet de connaitre son niveau de charge. Le rôle des régulateurs PWM ne se limite pas seulement à la recharge complète de la batterie, ils permettent aussi de limiter la sulfatation des plaques des batteries grâce aux impulsions hautes fréquences. Il existe plusieurs sortes de régulateurs PWM, certains ont des fonctions de base et d'autres plus complexes, sont équipés de logiciels qui gèrent en permanence l'état de la batterie.

Les régulateurs MPPT (Maximum Power Point Tracking) possèdent une technologie avancée qui recherche en permanence le point de puissance maximum. Ce qui permet de tirer les meilleures performances des panneaux photovoltaïques. En plus de fournir une augmentation d'énergie à une installation, ils optimisent la charge de la batterie et prolonge leur durée de vie. Les régulateurs MPPT balayent la tension du panneau pour trouver le point de sortie de puissance maximum. Ils sont capables d'adapter la tension fournie par le panneau pour l'aligner à la tension que la batterie peut recevoir [24].

II.2.7 Onduleur

Les convertisseurs sont des appareils servant à transformer la tension continue fournie par les panneaux ou les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant en une tension continue différente ou une tension alternative.

L'étude du convertisseur est intéressante dans la mesure où il est utilisé dans la plupart des nouveaux types de sources de production d'énergie dispersée connectée au réseau (éolienne, photovoltaïque, pile à combustible…etc.).

Parmi c'est convertisseurs on cite l'onduleur.

Les onduleurs pour la connexion au réseau ont une puissance nominale d'environ 100 W à plusieurs centaines de kW. Jusqu'à 5 kW, ils fonctionnent en général en 230 V monophasé, alors qu'au-dessus, ils doivent être triphasés (basse ou moyenne tension).

Etant connecté directement sur le champ PV, leur tension et leur courant d'entrée sont donc très variables avec les conditions d'ensoleillement et de température ambiante. L'une des fonctions importantes de l'onduleur réseau est donc la recherche du point de puissance maximum (souvent notée MPPT pour « Maximum Power Point Tracking »), c'est-à-dire adaptation permanente de l'impédance d'entrée afin d'optimiser, à chaque instant, le produit P = U. I sur la caractéristique du champ PV. L'onduleur doit ensuite construire une (ou trois) tension(s) sinusoïdale(s) correspondant aux normes requises par le réseau [25].

II.2.7.1 Type d'onduleurs

Deux types d'onduleurs sont donc utilisés pour assurer une telle conversion :

- Onduleur Monophasé ;
- Onduleur Triphasé.

II.2.7.1.1 Onduleur Monophasé

Ce type d'onduleur délivrant en sa sortie une tension alternative monophasée. Deux classes d'onduleurs monophasés sont à distinguer, suivant leur topologie.

- **Onduleur monophasé en demi-pont**

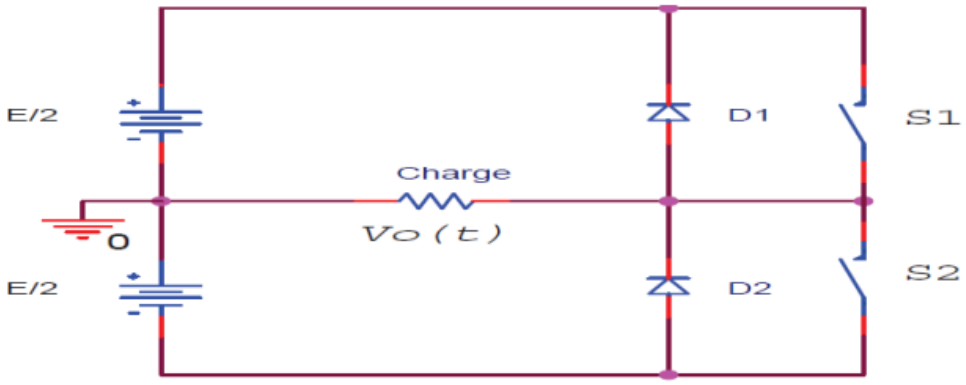


Figure II.13 *:* schéma de principe d'un onduleur monophasé en demi-pont.

Il est constitué principalement de deux interrupteurs de puissance notés S1 et S2 à commande complémentaire .La durée de conduction de chacun des interrupteurs est alors d'un demi cycle (180°) correspondant à la fréquence du signal de sortie requis.

Lors de la fermeture de l'interrupteur S1, la tension aux bornes de la charge serait donc de - E/2, et prend la valeur + E/2 quand le second interrupteur, S2 est fermé. La conduction simultanée des deux interrupteurs est évitée par l'élaboration d'une commande adéquate qui tient compte des différentes caractéristiques des imperfections de ces interrupteurs de puissance (temps de montée tr, temps de descente tf et temps de stockage ts).

Les diodes D1. D2, dites de récupération, assurent la conduction d'un courant négatif en cas de déphasage de ce dernier par rapport à la tension aux bornes de la charge [25].

II.2.7.1.2 Onduleur triphasé

Ce type d'onduleur est généralement recommandé pour des applications de grande puissance. La structure de tel convertisseur se fait par l'association, en parallèle, de trois onduleurs monophasés en demi pont (ou en pont) donnant trois tensions de sortie déphasées de 120° degrés, l'une par rapport à l'autre.

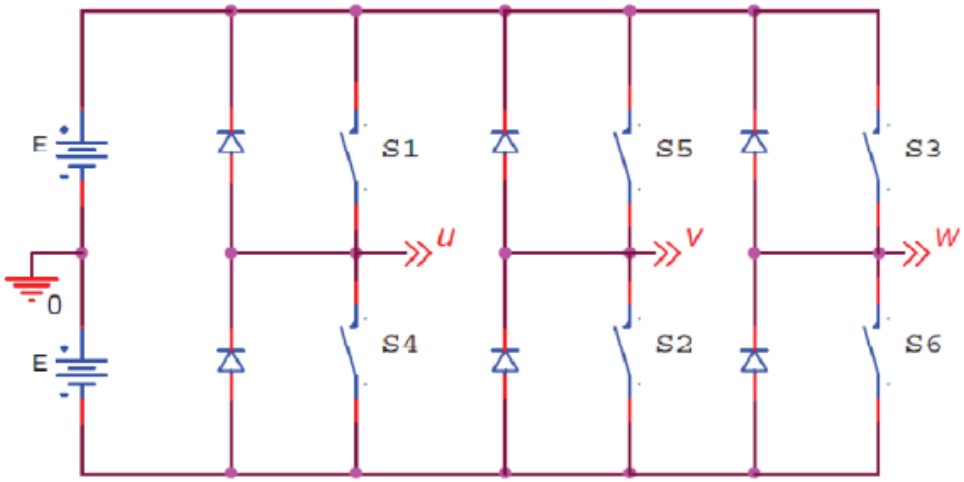


Figure II.14 *:* schéma de Principe d'un Onduleur Triphasé En Pont.

Les onduleurs triphasés sont constitués de trois bras chaque bras se compose de deux interrupteurs.

Les interrupteurs choisis, constituent bien une cellule de commutation. Leur fonctionnement doit être complémentaire afin de ne jamais court-circuiter la source continue. Donc les interrupteurs doivent être bidirectionnels en courant.et se compose soit d'un thyristor et une diode en antiparallèle ou bien un transistor avec une diode en antiparallèle [25].

II.2.7.2 Technologies des onduleurs couplés au réseau

II.2.7.2.1 Onduleurs modulaires (module inverter)

Suivant ce concept, chaque module solaire disposé d'un onduleur individuel, pour les installations plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module solaire correspondant [26].

II.2.7.2.2Onduleurs centralisés (central inverter)

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

Chaque rangée est elle-même constituée de plusieurs modules solaires connectés en série. Pour éviter les pertes dans les câbles et obtenir un rendement élevé, on connecte le plus possible de modules en série [26].

II.2.7.2.3 Onduleurs de Rangée (String)

L'onduleur String est le plus utilisé. Le plus souvent, huit (ou plus) modules solaires sont connectés en série. Comme une seule connexion série est nécessaire, les coûts d'installation sont réduits. Il est important de noter qu'en cas d'ombrage partiel des modules solaires, il n'y a pas de perte, l'emploi de diodes de by-pass est fortement recommandé. Les installations jusqu'à 3 Kilowatt de puissance sont fréquemment réalisées avec un onduleur String. Pour une puissance plus élevée, il est possible de connecter plusieurs onduleurs String en parallèle, 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, seule la production de la rangée concernée est défaillante.

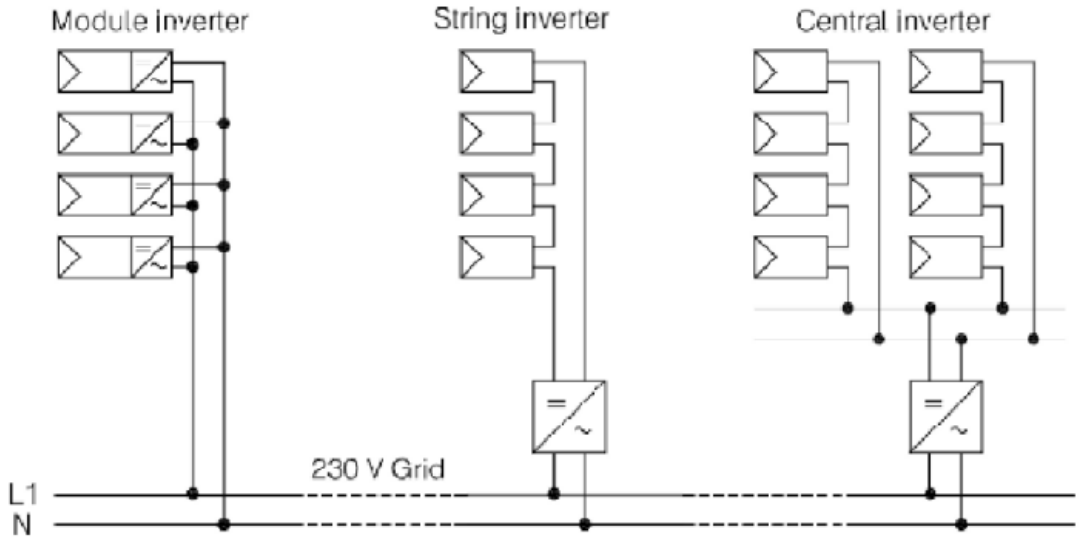


Figure II.15 *:* onduleurs photovoltaïques connectés au réseau [25].

II.2.7.3 Classification des onduleurs

Les onduleurs sont classés:

- selon le mode de commutation :

✓ Les onduleurs autonomes qui génèrent leur propre fréquence et leur propre tension alternative. Dans ces onduleurs la commutation est forcée.

✓ Les onduleurs non autonomes dont la fréquence et la tension alternative sont imposées par le réseau qu'ils alimentent. Dans ces onduleurs la commutation est naturelle. Elle est naturelle en ce sens que ce sont les tensions alternatives du réseau qui effectuent le transfert du courant d'un thyristor à l'autre.

- Selon la nature de la source continue :

✓ **Onduleur de tension** : la source DC impose la tension, la charge AC impose le courant sinusoïdal.

✓ **Onduleur de courant** : la source DC impose le courant, la charge AC impose la tension sinusoïdale.

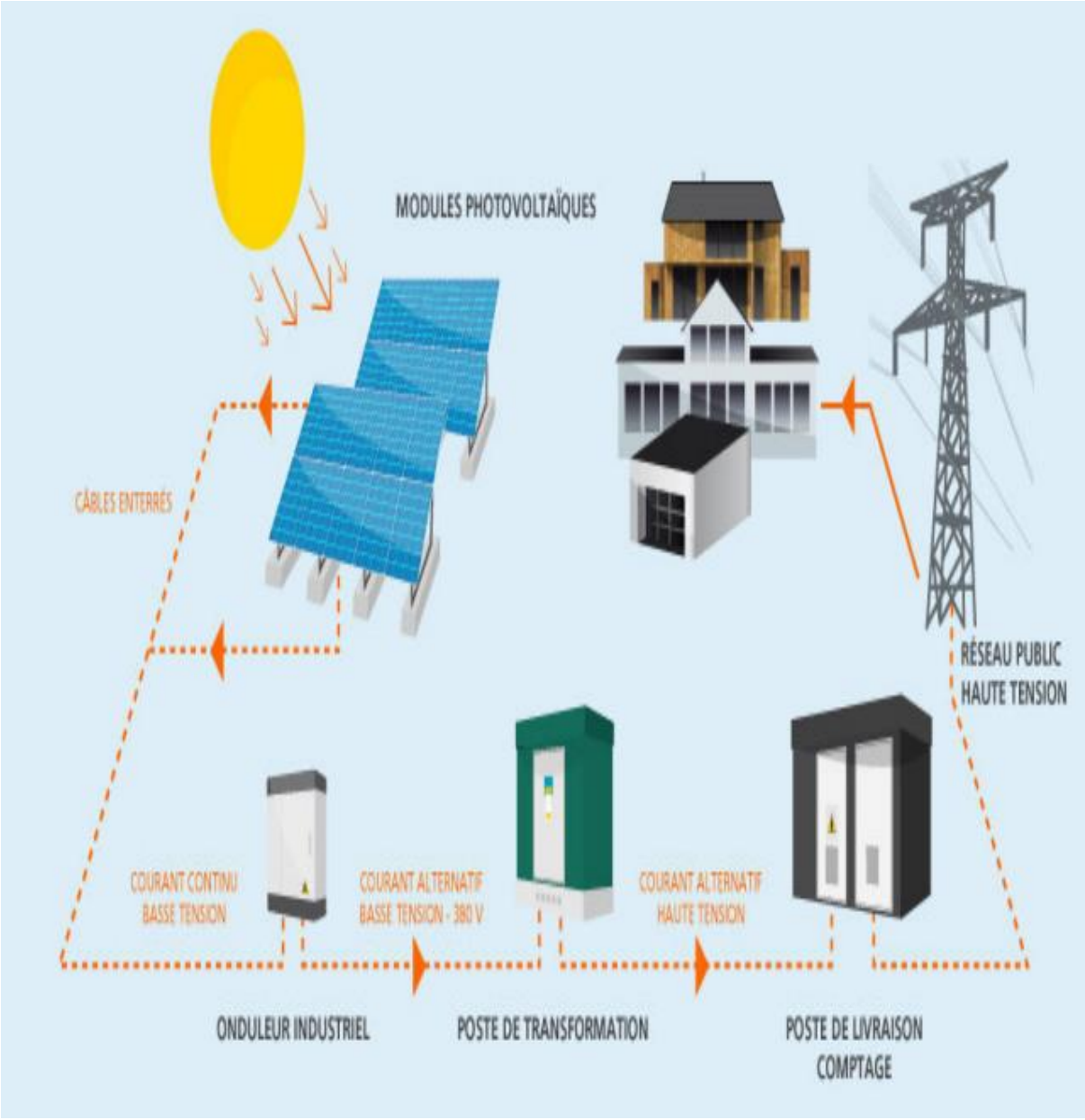


Figure II.16 : fonctionnement général d'une centrale photovoltaïque [26].

II.3 Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau

Il existe deux types de structures de système photovoltaïque [27] :

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

II.3.1 Système PV connecté directement au réseau

Cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque connecté directement, à l'aide d'un onduleur au réseau électrique.

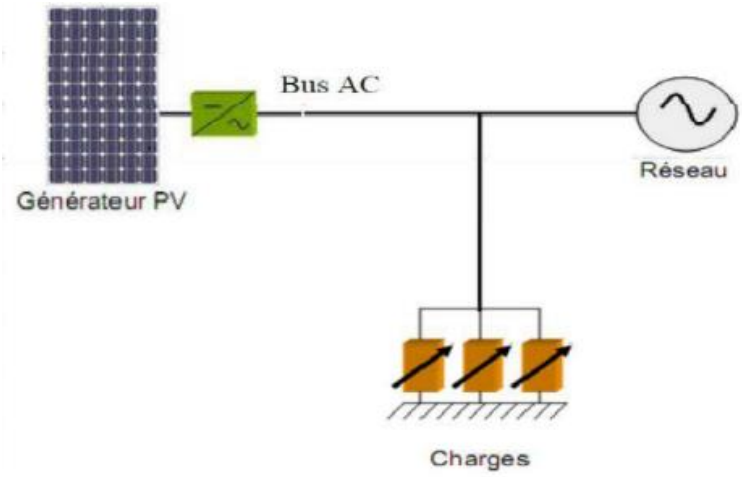


Figure II.17 : système photovoltaïque connecté directement au réseau [28].

II.3.2 Systèmes à bus continu intermédiaire

Le générateur photovoltaïque est connecté par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu. Un onduleur délivre une tension modulée, celle-ci est filtrée pour réduire le taux d'harmonique, on obtient alors en sortie de ce dispositif une tension pouvant être injectée dans le réseau.



Figure II.18 : système photovoltaïque connecté via un bus continu-continu [28].

II.3.3 Options de raccordement

Les systèmes photovoltaïques couplés au réseau injectent l'énergie issue des modules sur le réseau de distribution.

II.3.3.1 Injection de la totalité de la production

L'énergie produite par les modules est directement injectée sur le réseau électrique. Les périodes d'injections sur le réseau correspondent aux périodes de production photovoltaïque.

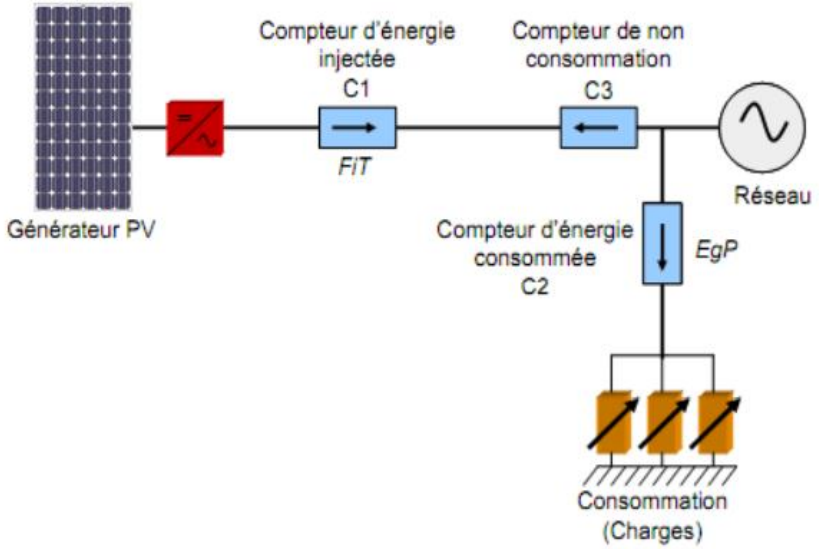


Figure II.19 : Injection de la totalité de production sur le réseau [28].

Le compteur C3 permet de vérifier qu'il n'y pas de consommation d'énergie par le système PV pour éviter les fraudes par l'ajout d'un élément de stockage. En effet, sans ce compteur il serait possible de mettre un élément de stockage que l'on chargerait au prix « EGP » et que l'on chargerait sur le réseau au tarif « FIT ». Le compteur C3 doit donc toujours être égal à zéro.

Avec :

« FIT » : le tarif d'achat d'énergie PV. (Feed in Tarif).

« EGP » : le prix de vente de l'électricité sur le réseau (Electricity grid Price).

II.3.3.2 Injection du surplus de production

L'énergie produite par les modules est directement consommée sur place par les charges. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté sur le réseau.

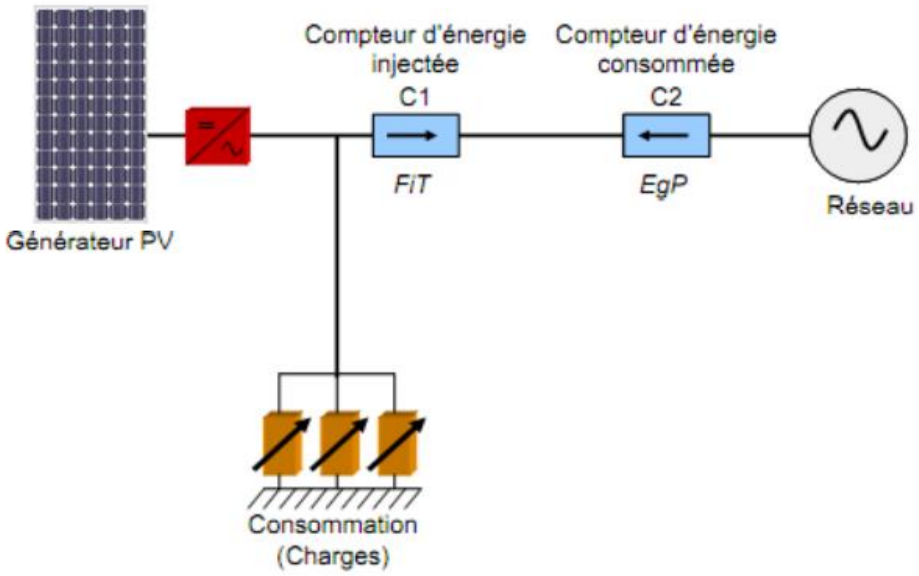


Figure II.20 : Injection du surplus de production sur le réseau [28].

Pour la conversion de puissance, il est essentiel que le rendement soit maintenu élevé pour éviter la dissipation de la puissance et pour éviter les échauffements excessifs dans les composants électroniques. Pour cette raison toute la conversion de puissance échangée doit être réalisée autour des composants de stockage d'énergie (inductance et condensateurs) et les commutateurs.

Les commutateurs de puissance utilisés dépendent du niveau de la puissance à convertir ou à commander. Les MOSFETS (transistors à effet de champ d'oxyde de métal) sont habituellement utilisés à la puissance relativement basse (quelques kW) et les IGBTS (transistors bipolaires à gâchette isolée) à des puissances plus élevées. Les thyristors ont été généralement utilisés et acceptés dans les plus hauts niveaux de puissance [28].

II.4 Avantages et inconvénients des systèmes connectes au réseau

Avantages

- ✓ N'ont pas besoin de stockage d'énergie et éliminent donc le maillon le plus problématique (et plus cher) d'une installation autonome. C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie.
- ✓ Pas de gaspillage - tout excédent est livré au réseau - particulièrement intéressant pendant les périodes d'absence de son domicile, pendant le week-end, pendant les vacances quand les modules continuent à travailler. On évite les pertes d'énergie associées au stockage en batterie lorsque la batterie est complètement chargée par exemple.
- ✓ On n'est pas obligé de calculer méticuleusement ses besoins en électricité, et de prévoir des niveaux de demande exceptionnellement très élevés, même si très rares.
- ✓ On peut commencer petit et agrandir par la suite sans problèmes de dimensionnement compliqués.
- ✓ On peut satisfaire à une partie ou à la totalité de ses besoins [22].

Inconvénients

C'est vraiment la voie royale qui permettra au photovoltaïque de faire sa percée dans nos vies. Cependant...

- ✓ La consommation risque de redevenir relativement "invisible," et on pourrait retomber dans le piège de la consommation irréfléchie.
- ✓ Les contraintes électriques imposées par les sociétés d'électricité peuvent être rigoureuses, et les onduleurs synchrones doivent répondre aux exigences techniques des compagnies de production et de transport d'énergie. Par exemple, il faut un mécanisme de coupure automatique du courant au réseau dans l'éventualité d'une panne pour éliminer tout risque à ceux qui font les travaux de réparation.

Mais le plus important, c'est la question du prix payé pour les kWh livrés au réseau...

Il est difficile de dire combien de temps il faudra pour atteindre un niveau de prix où le KWh photovoltaïque sera compétitif avec le KWh conventionnel, issu de combustibles fossiles (pétrole, gaz ou charbon) ou fissile (nucléaire). Il est évident que ce choix n'est aujourd'hui économiquement viable qu'avec un soutien de fonds publics significatifs, et c'est ce que ce passe dans la plupart des pays européens. Mais ce concept est tellement séduisant que de plus en plus de personnes sont intéressés et souhaitant participer à la démonstration qu'il est possible de produire soi-même d'électricité.

Au delà des arguments rationnels, l'envie de devenir son propre producteur d'électricité et une motivation forte. Avec notre toit solaire, nous pourrons subvenir à une partie de nos besoins en ayant recourt au soleil, une source d 'énergie abondante et renouvelable [22].

Conclusion

L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie renouvelable qui provient de la conversion de la lumière du soleil en électricité, rendue possible par un système PV.

Dans ce chapitre on a mis en évidence les différents types de systèmes photovoltaïques couplés au réseau électrique ainsi que leurs composantes, et le prochain chapitre nous allons présentés les modes de comptages d'énergie électrique.

Chapitre III

Les modes de comptage d'énergie électrique

Introduction

Les modules photovoltaïques (PV) produisent un courant électrique continu proportionnellement au rayonnement solaire qu'ils reçoivent. On les caractérise par la puissance électrique maximale qu'ils délivrent dans des conditions idéales de laboratoire, dites "STC". La puissance obtenue dans ces conditions STC est alors exprimée en Watt-crête (Wc) et ce Wc est devenu l'unité de vente dans le marché des modules solaires photovoltaïques. Si l'on souhaite injecter de l'électricité dans un réseau électrique (depuis chez soi, avant un compteur d'énergie électrique), on connecte modules PV au dit réseau à travers un onduleur dit "accorder" qui assure la conversion du courant continu en courant alternatif proportionnel au rayonnement solaire reçu. Ainsi, le système solaire devient une mini-centrale électrique qui peut avoir n'importe quelle puissance du moment qu'elle est multiple de la puissance unitaire des modules. Le courant injecté à l'intérieur de la maison interdira à autant de courant d'entrer par le compteur.

En Algérie, les installations connectées au réseau électrique n'ont commencé pas, mais leur part de marché devient dominante grâce à la réduction des temps d'amortissement induits par la forte baisse simultanée des prix des modules solaires PV et des onduleurs synchrones [29].

III.1 Modes de comptage

Il existe deux (02) modes de comptages d'énergie électrique à base des énergies renouvelables sont :

- Les compteurs bidirectionnels "net-metering".
- Les compteurs unidirectionnels "feed-in tariff".

III.1.1Comptage différentiel "net-metering"

La facturation nette est un système qui permet aux petites installations d'énergies renouvelables de stocker l'énergie excédentaire qu'elles produisent dans le réseau électrique national, et de compenser leur consommation du réseau avec cette énergie stockée quand leur production est faible, par exemple quand il y a des nuages ou la nuit pour l'énergie solaire. En Palestine, les clients qui ont des panneaux solaires doivent avoir un compteur bidirectionnel qui mesure la quantité d'énergie qu'ils consomment du réseau et celle qu'ils injectent sur le réseau [30]. Avec la facturation nette, les clients ne paient que la différence entre leur consommation et leur production d'électricité sur la période de facturation, au tarif habituel. La facturation nette est aussi avantageuse pour les fournisseurs, car elle augmente le facteur de charge du système quand les clients produisent de l'électricité pendant les heures de pointe [31].

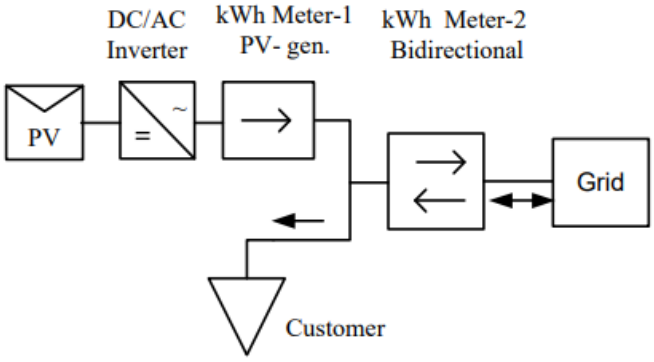


Figure III.1 : PV connecté au réseau avec net metering.

III.1.1.2 Le mécanisme de *net-metering*

On appelle souvent ce système "le compteur qui tourne à l'envers". Il concerne uniquement les petits producteurs d'électricité solaire. En pratique, la compensation est la différence entre l'électricité que le producteur injecte sur le réseau et celle qu'il consomme du réseau, sur une période donnée (entre deux relevés de compteur successifs), généralement 1 an. Ce système présent deux intérêts pour les consommateurs :

- Ils peuvent utiliser le réseau comme une batterie gratuite et illimitée, où ils stockent ou récupèrent de l'électricité. Ils ne paient au fournisseur que la différence entre leur consommation et leur production d'électricité sur la période donnée. Si la production est supérieure à la consommation, la différence n'est pas rémunérée. Le producteur n'a pas le droit de vendre l'électricité qu'il produit. On peut voir cela comme la contrepartie du bénéfice qu'il tire de l'absence de coût de stockage sur le réseau.
- Ce système leur permet aussi de ne pas payer les frais d'utilisation des réseaux de distribution et de transport qui leur seraient normalement facturés. Ils paient des frais de réseau basés seulement sur la différence positive entre leur consommation totale et leur production totale d'électricité, et non sur la quantité totale d'électricité qu'ils prélèvent du réseau. Techniquement, le calcul des frais réels n'est possible que si le producteur dispose d'un compteur bidirectionnel. La suppression de ce système de compensation pourrait avoir comme conséquences, entre autres :
- La fin de l'utilisation du réseau comme une batterie gratuite. Par contre, le producteur devrait alors pouvoir vendre l'électricité qu'il met sur le réseau, mais cela reste à confirmer. Il serait ainsi incité à augmenter son taux d'autoconsommation simultanée.
- Une contribution plus juste aux frais d'utilisation du réseau par les consommateurs. Ceci peut être réalisé soit par l'instauration d'une redevance réseau (la taxe consommateur capacitaire), soit par l'installation du compteur spécifique bidirectionnel, qui permet de mesurer séparément l'électricité injectée et prélevée (taxe consommateur proportionnelle) [32].

III.1.2 Comptage de rachat "Feed-in tariff"

Dans le système de tarifs de rachat garantis, le client a deux compteurs d'énergie comme indiqué à (Figure III.2), un compteur d'énergie en kWh mesure l'électricité produite par le système PV et le mesure ensuite la consommation d'énergie de la maison.

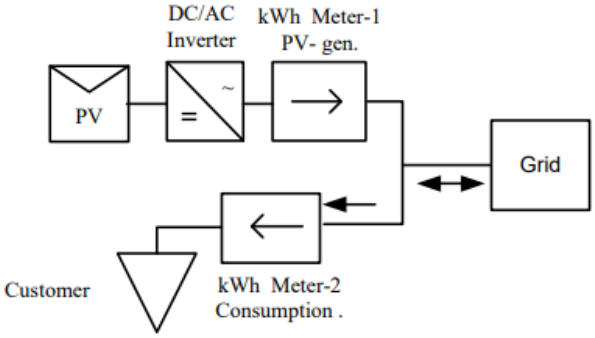


Figure III.2 : PV connecté au réseau avec Feed-in Tariff.

Dans le schéma du tarif de rachat, l'énergie produite le système PV est vendu au réseau indépendamment de la consommation de la maison.

Les générations entières des systèmes PV de toit sont alimentées directement sur le réseau à des taux définis par l'électricien société de distribution alors que l'électricité consommée est comptabilisées comme normales [33].

III.1.3 Les systèmes de comptage d'énergie

Il existe plusieurs systèmes de comptage à utiliser sont :

1) **Lorsque l'installation solaire ne produit pas ou pas assez pour satisfaire la demande de la maison :**

La Figure (III.3) montre que la nuit, ou bien lorsque l'éventuelle puissance de l'électricité solaire produite ne couvre pas les besoins de la maison, quel que soit le compteur électrique, l'index de comptage va augmenter pour donner au distributeur l'énergie électrique consommée (en kWh) qui sera relevée mensuellement.

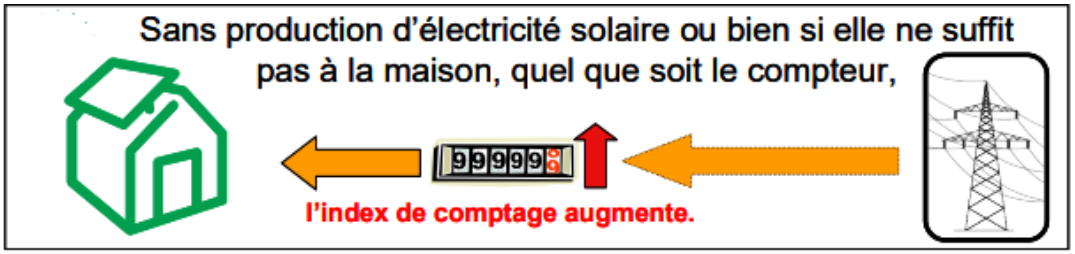


Figure III.3 : Ce qui se produit quand le réseau alimente la maison (ceci concerne tous les abonnés électriques) [34].

2) Lorsque l'installation solaire produit plus que la puissance demandée par la maison

Tant que la maison, équipée d'une installation solaire électrique conçue pour injecter dans le réseau, produit moins qu'elle ne consomme, mais la puissance électrique solaire dépasse les besoins de la maison, ce qui est difficilement évitable, le sens de circulation de l'énergie (en orange ci-dessus) s'inverse (en bleu ci-dessous) et 3 situations de comptage se présentent :

A) Excédent de puissance produite avec un compteur numérique : La Figure (III.4) indique que l'index de comptage des compteurs numériques (aussi appelés électroniques ou digitaux) augmente, comme si la maison avait consommé les kWh qui ont en fait été injectés dans le réseau !

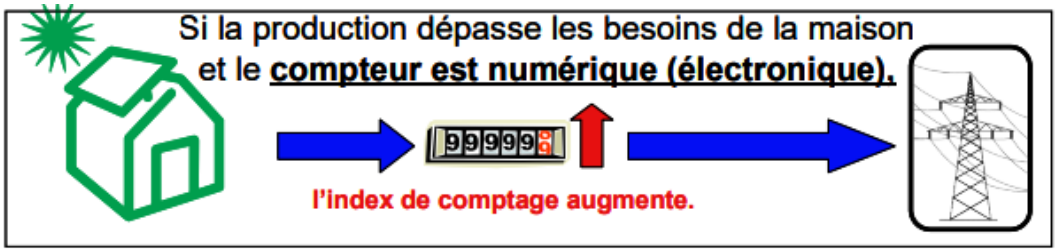


Figure III.4 : Le compteur numérique ajoute l'électricité consommée à celle que le système solaire de la maison envoie dans le réseau.

Mais il existe un palliatif technique : certains onduleurs de grande marque permettent d'interdire l'injection vers l'extérieur de la maison. Même si cette interdiction est imparfaite au moment des variations de puissance, nous verrons que moins de 6% de l'énergie mise en jeu est finalement injectée. C'est en tous cas mieux que de devoir payer l'électricité injectée dans le réseau après avoir financé l'installation solaire qui la produit.

B) Excédent de puissance produite avec un compteur électromécanique irréversible : indique que l'index de comptage des compteurs électromécaniques (ou analogiques) irréversibles (anti-retour) ne va pas changer car la rotation du disque en sens contraire est interdite par un système cliquet-rochet (indiqué par le symbole de cliquet-rochet en façade du compteur).

Le surplus d'électricité qui est alors envoyé dans le réseau est consommé dans le voisinage sans contrepartie.



Figure III.5 : 4 Le compteur électromécanique irréversible ignore l'électricité que le système solaire de la maison envoie dans le réseau.

Bien qu'encore minoritaires chez les abonnés de basse tension, les compteurs électromécaniques irréversibles, reconnaissables au symbole sur leur façade, remplacent progressivement les compteurs électromécanique réversibles.

C) Excédent de puissance produite avec un compteur électromécanique réversible : La Figure 5 indique que l'index des compteurs électromécaniques "classiques" va décompter l'énergie injectée car la rotation du disque en sens contraire est permise. L'électricité injectée dans le réseau décomptée par le compteur peut alors être récupérée lorsque la maison aura besoin d'alimentation externe (comme en A).

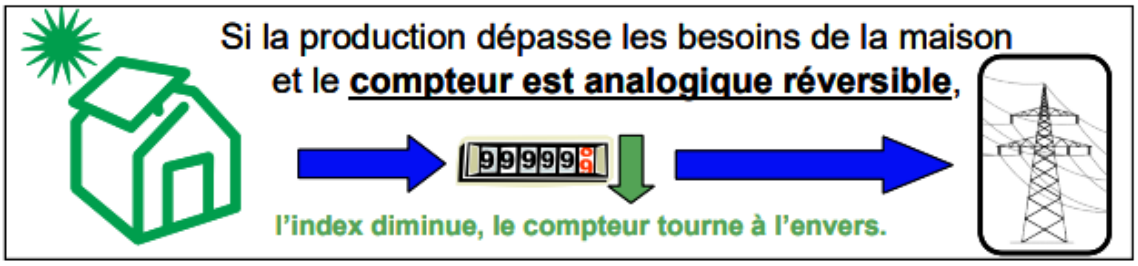


Figure III.6 : Le compteur électromécanique réversible retranche l'électricité que le système solaire de la maison envoie dans le réseau.

Les compteurs électromécaniques réversibles sont tellement courants chez les abonnés de basse tension de tout le pays qu'ils sont désignés par "classiques". Ces compteurs sont de loin les plus favorables à l'abonné qui investit en solaire photovoltaïque puisque ce sont les seuls qui permettent un comptage différentiel équitable (un kWh donné pour un kWh rendu). Mais les distributeurs ne l'entendent pas de cette oreille car lorsque les agents chargés des relevés découvrent un compteur tournant en sens contraire sans fraude, les distributeurs le font aussitôt remplacer par un compteur électromécanique irréversible (comme en B). Face à l'acte désormais légal d'injecter de l'électricité, le distributeur n'a plus que la réponse de changer le compteur réversible. Toutefois, une question continue à me tarauder : "Dans les contrats actuellement en vigueur, le distributeur a-t-il réellement le droit de remplacer un compteur sans aucun accord préalable de l'abonné concerné ?".

D) **Deux compteurs électromécaniques irréversibles :** La Figure (III.7) indique comment on peut, du côté "maison", placer un compteur irréversible qui comptera l'énergie électrique sortante pendant que celui du distributeur compte l'entrante.

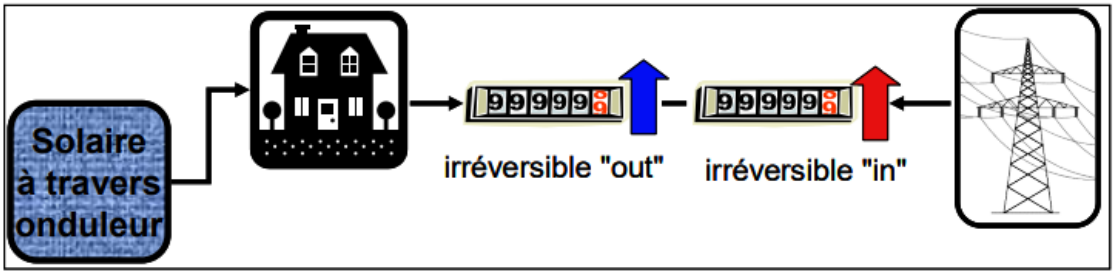


Figure III.7 : Le compteur irréversible "out" ajouté à l'intérieur compte l'énergie sortante.

La solution de double comptage préconisée par la Figure (III.7) peut être mise en œuvre dès aujourd'hui en toute légalité, à condition de bien placer le compteur irréversible "out" du côté de la maison. Elle permet certes de connaître d'énergie cédée en plus de celle prise au réseau, mais elle ne permet pas de connaître les besoins réels de la maison. Certains compteurs numériques dits "double flux" permettent de fournir les mêmes informations.

Toute solution qui sera retenue dans le futur ne pourra se contenter de la méconnaissance de l'énergie nette injectée par les installations solaires connectées au réseau car cela contribuerait à une sous évaluation des "pertes non-techniques" indésirables à éliminer. Ainsi, la Figure (III.8) montre une solution encore non-réglementaire aujourd'hui mais qui permettrait, à terme, de mesurer séparément l'énergie électrique solaire produite et injectée dans le réseau ainsi que l'énergie électrique consommée par la maison. En fait la maison est entièrement approvisionnée de l'extérieur (réseau) et toute la production est injectée directement dans le réseau.

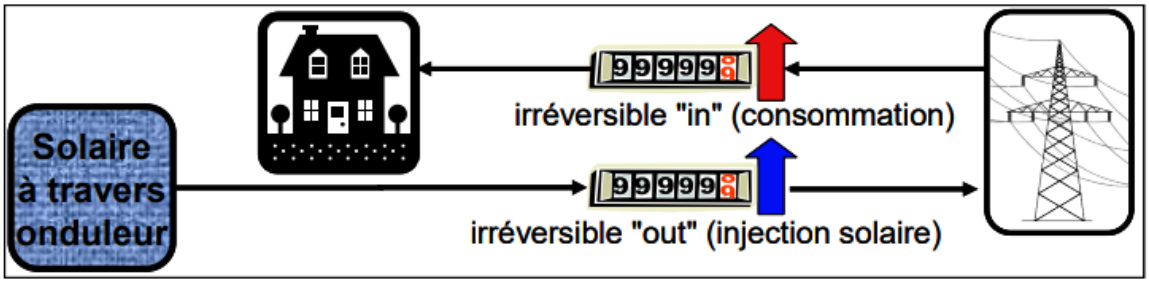


Figure III.8 : Le compteur irréversible "out" compte l'énergie solaire entièrement injectée sur le réseau.

Le seul inconvénient de la Figure (III.8) réside dans la nécessité d'amener la sortie de l'onduleur jusqu'à l'extérieur de la maison (pour que le compteur "out" puisse être relevé par le distributeur) [34].

III.2 Analyse économique

Tout investisseur dans un projet d'énergie solaire est confronté à des risques multiples qui peuvent être liés à l'intermittence de la ressource, aux incertitudes réglementaires ou encore à l'acceptation des populations. Ses choix d'investissement dont la dimension financière contribuera à l'accroissement ou, parfois, à la réduction de la valeur du projet doivent de ce fait être réalisés avec une connaissance pleine et entière des risques. L'objet de cette section consiste à présenter les critères de quantification de valeur d'un ou de plusieurs projets d'investissement énergétiques afin d'établir un ordre de préférence économique ou financière.

III.2.1 Evaluation du coût d'investissement initial

Pour calculer le prix de revient de l'installation, il faut calculer la somme des prix équipements ou accessoires utilisés, lorsque la mise à l'échelle du système est terminée, connaître le nombre d'unités, le nombre de batteries, ainsi que les différents appareils utilisés participation à la préparation de l'installation.

III.2.1.1 Le Coût total

1) Coût des modules PV

Le coût total des modules est donné par :

$$C_{mod} = N_{mod} \times P_{mod} \times \text{coût de Wc} \qquad \textbf{(III.1)}$$

Où :

N_{mod} : Le nombre des modules.

P_{mod} : La puissance d'un module.

2) Coût des onduleurs

Le coût total des onduleurs est donné par :

$$C_{ond} = N_{branche} \times P_{mod} \times \text{coût de Wc} \qquad \textbf{(III.2)}$$

Où :

$N_{branche}$: est le nombre des onduleurs.

P_{mod} : est la puissance d'un onduleur.

3) Coût total de la centrale

Le coût global de la centrale PV, est la somme de tous les coûts fixes mentionnés précédemment :

$$C_{tot} = C_{mod} \times C_{ond} \times C_{batt} \times BOS \qquad \text{(III.3)}$$

C*mod :* Coût des modules PV.

C*ond :* Coût des onduleurs.

C*batt :* Coût des batteries.

BOS : Les coûts annexes (comme par exemple transport, la planification, aux études d'ingénierie et au montage de l'installation...).

L'analyse économique qui permettra de déterminer le coût total du projet et le temps de retour sur investissement est faite sur la base des hypothèses suivantes :

- ✓ Coût de maintenance et d'exploitation est pris égal à 5% de l'investissement initial.
- ✓ La main d'œuvre est pris égale à 10% de l'investissement initial.
- ✓ Coût d'investissement initial.
- ✓ Le coût de remplacement des équipements.

Coût total = l'investissement initial + Coût d'Exp et maintenance + Main d'œuvre +Coût de replacement (III.4)

III.2.1.2 Investissement initial

Autres informations très importantes

Doute critères de sélection :

- ✓ Le coût du système photovoltaïque sur sa durée de vie.
- ✓ Le coût de l'énergie consommée par l'usager sur toute sa durée.

III.2.1.2.1 Coût sur la durée de vie

Pour assurer le bon fonctionnement du système, nous devons entretenir les composants photovoltaïques

III.2.1.2.2 Coût de maintenance et remplacement des sous-systèmes

Le coût sur la durée de vie du système est fonction de l'investissement initial, du coût annuel d'entretien et de maintenance et du coût de remplacement éventuel de certains sous-systèmes.

$$C_{vie} = C_{initial} + C_{ent/main} + C_{rempl} \qquad \text{(III.5)}$$

Avec :

C*ent/main :* Coût annuel d'entretien et de maintenance.

C*rempl :* Coût de remplacement éventuel de certains sous-systèmes.

Le principal critère pour investir dans le PV est le coût d'installation des panneaux solaires. Ce coût a diminué ces dernières années.

III.2.2 Évaluation économique du système PV en tenant compte de différents schémas

Il existe (03) trois facteurs économiques sont utilisés pour évaluer les systèmes PV :

- Valeur actuel net « Net present value» (VAT).
- Cout d'énergie «The levelized cost of energy» (LCOE).
- Temps de retour sur investissement «Payback» (TRI).

Ces facteurs sont utilisés pour évaluer le système PV résidentiel pour net-metering et feed-in tariff.

III.2.2.1Valeur actuel net VAT

La VAN d'un projet d'investissement au moment t=0 est la somme des valeurs actuelles de toutes les entrées et sorties de trésorerie liées aux investissements.

$$VAT = -I0 + \sum_{t=0}^{T}(Rt - It)q^{-t} + LT \times q^{-T} \qquad (III.6)$$

$$q^{-t} = (1 + \frac{i}{100})^{-t} \qquad (III.7)$$

I0 est le coût d'investissement au début (t=0), T est la durée de vie du projet en années, Rt est le retour en période t, c'est l'investissement dans la période t, q-t est le facteur d'actualisation, i est le taux d'actualisation et LT est la récupération valeur [36].

Un projet est rentable lorsque la VAN > 0, plus la VAN la plus rentable. Par contre quand la VAN est négatif cela signifie indique le taux d'intérêt fixe ne sera pas respecté [35].

III.2.2.2 Cout d'énergie LCOE

LCOE représente une mesure du coût d'un système de production d'électricité. Il intègre l'investissement initial, les coûts de fonctionnement ainsi que les coûts de combustible et de maintenance [37].

$$LCOE = \frac{Couts\ totaux}{Electricité\ totale\ produite\ (KWh)} \qquad (III.8)$$

III.2.2.3 Temps de retour sur investissement TRI

Le Taux retour d'investissement est exprimé en années et représente le nombre d'années nécessaires pour récupérer le cout initial d'investissement. Plus le TRI est court, plus l'investissement est rentable [37].

$$TRI = \frac{Investissement\ initial}{Flux\ de\ trésorerie\ annuel} \qquad (III.9)$$

III.2.3Choix des critères d'évaluation financière de projet électrique

Dans le cadre d'un projet d'investissement, l'évaluation est une étape indispensable du processus de décision. Basée sur des critères tels que la Valeur Actuelle Nette et le Taux de Rentabilité Interne, elle permet aux investisseurs d'apprécier la rentabilité économique et financière des projets. Ces outils, couramment utilisés dans de nombreux domaines, reposent pour la plupart sur la méthode dite des flux de trésorerie actualisés (Discounted Cash Flows). Cette dernière utilise la technique de l'actualisation pour prendre en compte la valeur de l'argent et déduire la valeur actuelle d'une valeur future prévisionnelle :

$$\textit{Valeur actuelle} = \frac{\textit{Valeur future}}{(1+\textit{Taux d'actuallisation})} \qquad \textit{(III.10)}$$

Le choix du taux d'actualisation est essentiel car reflétant le profil de risque du projet. Généralement tenu égal au coût du capital, il s'obtient par la moyenne pondérée du coût des actions et des dettes corrigée des effets fiscaux.

- La Valeur Actuelle Nette (VAN) mesure la rentabilité financière d'un investissement. Elle représente la somme des flux de trésorerie (CFj) actualisés engendrés par le projet du début à sa fin. Selon un taux d'actualisation (noté i) convenablement choisit, on dira que le projet d'investissement est financièrement rentable si la VAN est positive. Mathématiquement, la VAN s'écrit :

$$\textbf{VAN} = -\textit{Inv}_0 + \sum_{j=1}^{n} \frac{CFj}{(1+j)^j} \qquad \textit{(III.11)}$$

Où *Inv0* représente le montant investi à date initiale t = 0, CFj représente le flux de trésorerie net disponible dégagé pour la période j, i représente le taux d'actualisation et n représente la durée de vie du projet (souvent en années).

- Le Taux de Rentabilité Interne (TRI) représente le taux d'actualisation pour lequel la VAN est nulle. Il indique qu'un projet est financièrement viable, si le TRI de ce projet est supérieur au coût du capital. Le TRI est ainsi la racine de l'équation suivante :

$$-\ \textit{Inv0} + \sum_{j=1}^{n} \frac{CFj}{(1+TRI)^j} = 0 \qquad \textit{(III.12)}$$

Le calcul du TRI n'est pas toujours facile à obtenir car en effet il s'agit souvent de trouver la ou les racines d'un polynôme de degré n. Pour n > 3, on peut avoir recours à une méthode itérative telle que celle de Newton-Raphson.

- Le délai de récupération actualisé est le temps nécessaire pour que le cumul des flux de trésorerie actualisés soit égal au montant investi. Il s'agit de trouver la plus petite valeur de la durée t, telle que :

$$\sum_{j=1}^{n} \frac{CFj}{(1+j)^j} \geq Inv0 \qquad (III.13)$$

Souvent interprété comme un indicateur de risque, il permet, par exemple, entre deux investissements de déterminer celui dont le délai de récupération est le plus court, étant entendu que plus ce délai est long et plus le risque encouru par l'entreprise l'est.

Il existe, par ailleurs, d'autres critères spécifiques pour l'évaluation économique des systèmes de production électrique [36].

III.2.4 Evaluation économique d'un système de production électrique

La réalisation des systèmes de production électrique nécessite de nombreux coûts qui diffèrent d'une technologie à l'autre. Ainsi, afin de juger de la viabilité financière d'un projet électrique comparé à d'autres, les investisseurs et leurs partenaires (actionnaires, banques, collectivités, fournisseurs, etc.) ont besoin d'un critère d'évaluation économique qui renseigne sur ces aspects de coûts de production. Un des critères les plus usités dans la littérature est le « coût actualisé de l'énergie » en anglais ''Levelized Cost of Energy'' (LCOE). Généralement exprimé en unité monétaire par MWh, il correspond à une mesure du coût d'un système de production d'électricité. Il intègre l'investissement initial, les coûts de fonctionnement ainsi que les coûts de combustible et de maintenance. Afin de prendre en compte la répartition temporelle de l'investissement initial et des coûts, on y applique également la technique de l'actualisation.

Il s'agit, en somme, d'une quantification économique du coût d'un projet de production d'électricité, que l'on définit pour un projet PV par :

$$LCOE = \frac{Couts\ totaux}{Electricité\ totale\ produite\ (KWh)} = \frac{Inv0 + \sum_{j=1}^{n} \frac{Mt}{(1+inom)^j}}{\sum_{j=1}^{n} \frac{Et}{(1+iréel)^j}} \qquad (III.14)$$

Avec :

Inv0 : les coûts d'investissement effectués pendant l'année 0 ;

Mt : les coûts d'exploitation et de maintenance pendant l'année j ;

Et : l'énergie produite pendant l'année j ;

i : le taux d'actualisation ;

n : la durée de vie du système.

La relation entre *inom* et *iréel* est exprimée avec la formule ci-dessous :

$$Iréel = \left[\frac{1+inom}{1+Inf}\right] - 1 \qquad (III.15)$$

Où *inom* et iréel correspondent respectivement au taux d'actualisation nominal et réel et *Inf.* est le taux d'inflation annuel.

Ces dernières années, de nombreuses études ont montré que les coûts des modules PV ont significativement diminué. Induisant une baisse accrue du LCOE, le PV est devenu une technologie compétitive comparé aux moyens de production conventionnels (Figure 6). Aussi, les perspectives d'amélioration technologique suggèrent que la filière pourrait encore connaître un développement important. D'après Eicke Weber, directeur du Fraunhofer ISE, entre 2030 et 2050, 10 à 30% de la demande mondiale d'énergie sera couverte par le solaire PV [37].

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les modes de comptage d'énergie électrique (Net-metering & Feed-in tariff), avec l'analyse et l'évaluation économique d'un projet du champ photovoltaïque.

Dans le dernier chapitre nous allons simulés et avoir les résultats nécessaires pour les deux modes de comptage.

Chapitre IV

Simulation du système PV raccordé au réseau Par HOMER Pro

Introduction

Dans cette étude on aborde les aspects techniques et économiques d'un système photovoltaïque relie au réseau électrique pour l'alimentation électrique d'une habitation résidentielle selon le mode du tarif de rachat. L'analyse de ces aspects sera faite en utilisant le logiciel Homer.

IV.1 Architecture de simulation

On peut schématiser l'architecture de simulation d'Homer dans la figure (IV.1) :

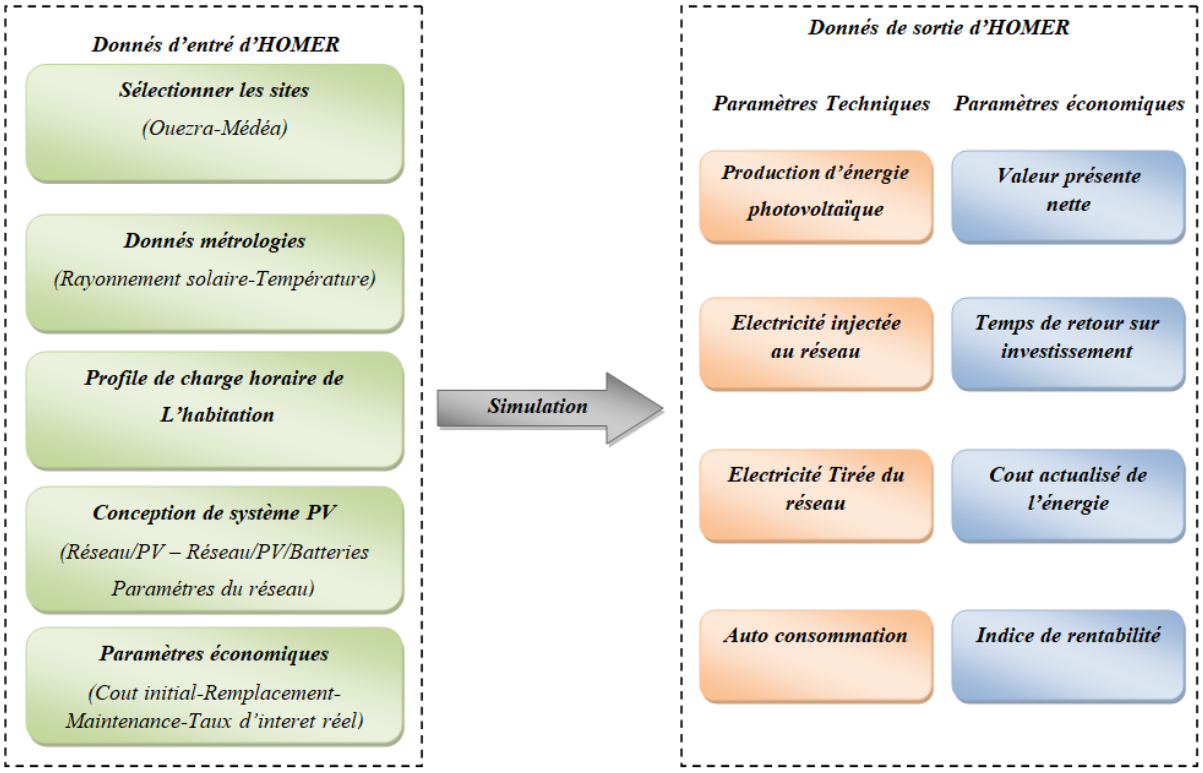


Figure IV.1 : Architecture de simulation du logiciel Homer.

Les données météorologiques, les profils de charge et les données technico-économiques et les spécifications des composants du système sont requises pour simuler le système dans HOMER.

Le bloc des entrées englobe les données de la charge, des ressources météorologiques locales du site et les composants qui constituent le système.

Les résultats techniques mettent en évidence l'évaluation énergétique du système optimal en calculant la fraction d'énergie renouvelable.

Les résultats économiques mettent en évidence le coût sur la dure de vie du système, le coût d'énergie et Le temps de retour sur investissement.

Les données d'entrée du programme sont :

- Les coordonnées géographiques du site.
- Les données horaires de la charge pendant toute l'année.
- Les moyennes mensuelles de l'irradiation solaire sur un plan horizontal ainsi que les caractéristiques géographiques du site.
- Les capacités et le nombre de chaque composant du système (Champ PV, Onduleur, Réseau électrique).
- Les coûts de référence de chaque composant du système.

IV.2 Simulations d'un système PV connecté au réseau

Un système photovoltaïque connecté au réseau comporte un ensemble de sous systèmes distincts en relation entre eux, représentant un processus énergétique complexe. A savoir la structure porteuse rigide des composants du champ PV, qui est fixe ou mobile, le câblage, boîte de jonction, les éléments de protection, la batterie en cas nécessitant un stockage d'énergie et son régulateur, des convertisseurs DC/DC (Hacheurs) et des convertisseurs DC/AC (L'onduleur) dans la majorité des cas les systèmes photovoltaïques ne contiennent aucune pièce mobile. Ils sont fiables, nécessitent peu d'entretien, silencieux, ne produisent aucune émission de polluants et ce sont des systèmes modulaires, Il existe plusieurs types de systèmes photovoltaïques.

Notre système peuvent être étude est de type d'une centrale connectée au réseau, l'ensemble de cette installation est injectée de réseau de transport sans stockage au site ***Oueza – Médéa.*** Sur l'environnement HOMER, nous avons défini chaque élément de notre installation, en se basant sur toutes les données et les caractéristiques fournis. En amont de l'installation, on définit le potentiel renouvelable disponible (solaire) en utilisant les données fournies. D'autres données sont notamment nécessaires tel que :

- Les coordonnées du site (longitude, latitude, le temps).
- Les durés de vie des composants, ainsi que leurs coûts.
- La durée de vie du projet.
- Les paramètres du réseau de connexion.

Afin de répondre à des objectifs définis dans la proposition du sujet et de démonter la faisabilité de la mise en œuvre de la configuration choisie [42].

IV.2.1 Position de Site

Nous présentons sur l'interface du logiciel comme illustre la figure «IV.2», qui nous permet de positionner le site de travail sur la carte géographique pour vérifier les coordonnées relatives au site Ouezra De Wilaya Médéa, et choisir les composants de l'installation et leurs caractéristiques techniques.

À la première, on définir le système a partir le nom du projet, l'auteur et la localisation du système avec des donnée géographique :

Latitude : 36 degrés 15.2 minutes Nord, Longitude : 2 degrés 50.7 minutes Est.

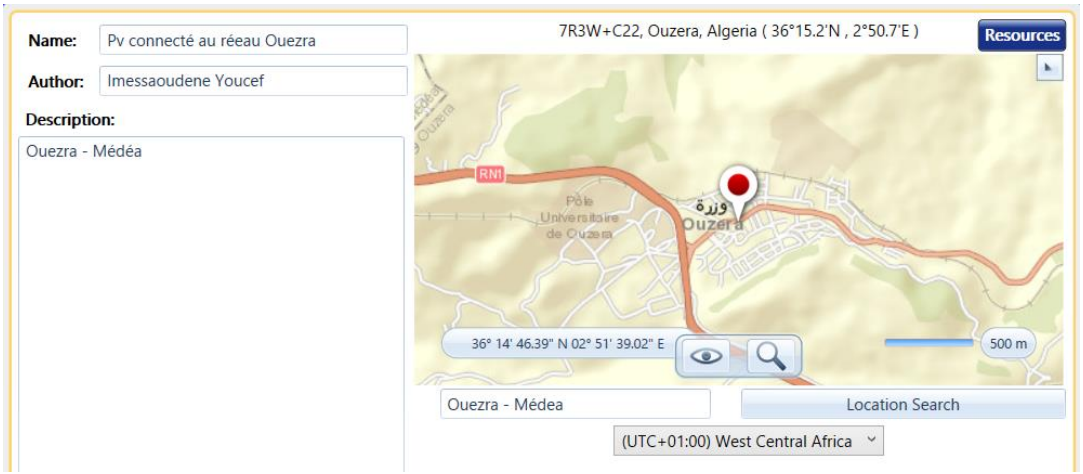


Figure IV.2 : Coordonnée Géographique Ouezra (Médéa).

IV.2.2 Configuration du Système

L'installation montrée dans la figure est une installation photovoltaïque raccordée au réseau et comporte principalement Un champ photovoltaïque de puissance crête de 4 kWc. Un onduleur de 2,5 KW. Le prix du KWh acheté du réseau est de 6.5 DA et du KWh vendu au réseau est de 10 DA. On suppose que l'excès d'énergie photovoltaïque produite non utilisé est vendu et injectée au réseau. Les données des prix d'achat et de vente de l'électricité sont prises du journal officiel de la république algérienne.

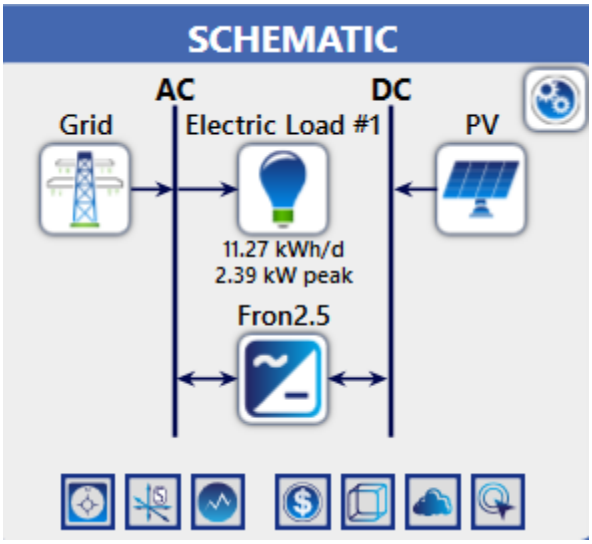


Figure IV.3 : Architecture du système.

IV.2.2.1 Paramètres techniques et économiques de la simulation

Tableau IV.1 : paramètres de la simulation.

Paramètres	Valeur
Durée de vie du champ PV	25
Durée de vie de l'onduleur (année)	10
Rendement de l'onduleur (année)	96
Taux d'intérêt annuel(%)	7
Cout du module photovoltaïque (DA)	85000
Cout de l'onduleur	30000

IV.2.3 Configuration Des Eléments Du Système

IV.2.3.1 Le module PV

Un système photovoltaïque se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. La puissance crête des modules PV représente la puissance que peut fournir un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale (optimale), sous les conditions standards de fonctionnement.

La puissance désiré par le modules photovoltaïques peuvent être la même puissance absorbé à partir le réseau, Nous pouvons choisir la puissance nécessaires produite des panneaux photovoltaïques dans notre système connecté au réseau est de 0.35 KW de type LONGI Solar LR6_72 avec une efficacité de 18.1, comme l'indique dans la figure «IV.4».

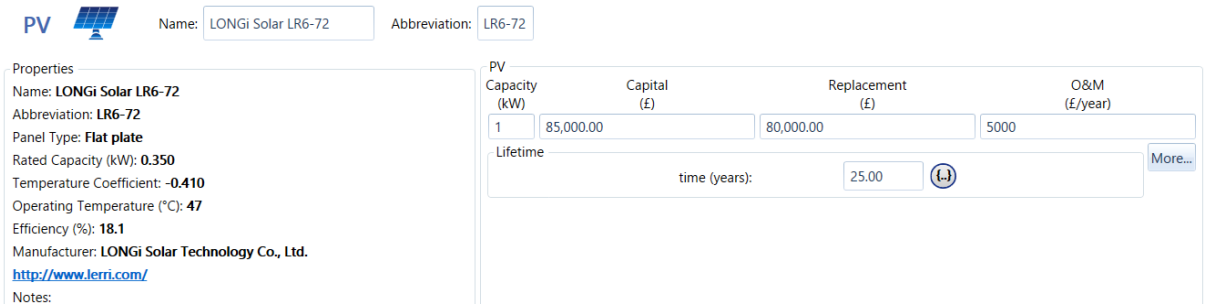


Figure IV.4 : Le module PV.

- **L'irradiation solaire**

L'étape essentielle dans la conception d'un système photovoltaïque est la détermination de sa taille optimale qui dépend principalement des données climatiques du site.

Le graphe dans la figure «IV.5»et le Tableau (IV.2) sont les données du profile de la variation de l'irradiation solaire moyenne et journalière à télécharger sur HOMER.

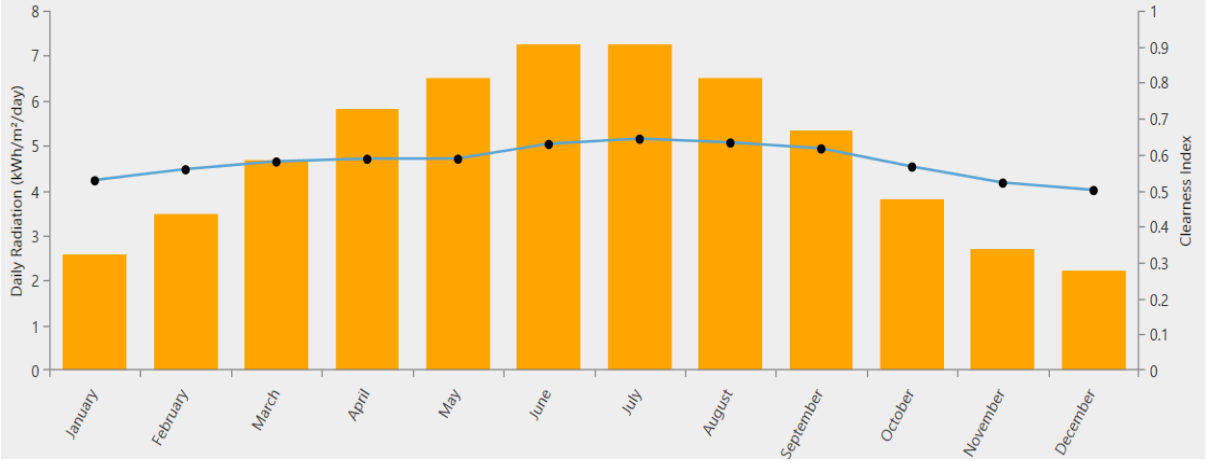


Figure IV.5 : La variation de l'irradiation solaire moyenne et journalière.

Tableau IV.2 : l'irradiation solaire moyenne.

Mois	***Indice de clarté***	***Irradiation journalière (kWh/m²/jour)***
Jan	0.527	2.570
Fev	0.588	3.470
Mars	0.579	4.680
Avril	0.587	5.800
Mai	0.587	6.510
Jui	0.628	7.260
Juillet	0.643	7.260
Aout	0.632	6.510
Sept	0.616	5.340
Oct	0.565	3.382
Nov	0.521	2.690
Déc	0.500	2.230

Cependant ces données on confirme une excellente compatibilité avec le changement des saisons de la région et nous constatons :

Le d'irradiation pendant l'été et le pendant l'hiver.

- ✓ Les mois juin et juillet sont les mois les maximums ensoleillés avec une irradiation journalière moyenne de 7,2650 [kWh/m2 /jours].
- ✓ Le mois de décembre est le minimum ensoleillé avec 2.230 [kWh/m2 /jours]. Nous pouvons aussi diviser les irradiations en trois périodes :
  - ➢ **Période 1 (faible ensoleillement) :**

    Elle correspond à des irradiations journalières moyennes ≤ de 3.5 [kWh/m2 /jours].

    Elle concerne les mois : novembre, décembre, janvier et février.

  - ➢ **Période 2 (ensoleillement moyen) :**

Elle correspond à : 3.5 [kWh/m2 /jours] ≤ irradiations journalières ≤ 5.5 3 [kWh/m2 /jours].

Elle concerne les mois : mars, avril, septembre et octobre.

- **Période 3 (ensoleillement élevé) :**

Elle correspond à des irradiations journalières ≥ 5.5 [kWh/m2 /jours]. Elle concerne les mois: mai, juin, juillet et août.

La définition de ces périodes nous permettra de calculer différentes puissances de PV que nous pouvons simuler sur Homer Pro. Elles permettront d'optimiser le mieux notre système.

- **La température**

Le fonctionnement des cellules est affecté considérablement par la température donc il est nécessaire de vérifier la variation de cette dernière pour maîtriser son impact sur le rendement des panneaux photovoltaïques [43].

Le graphe de la figure «IV.6» et Tableau (IV.3) indique clairement que la température maximum pendent les mois d'été ne dépassera jamais la température influente sur le rendement des cellules.

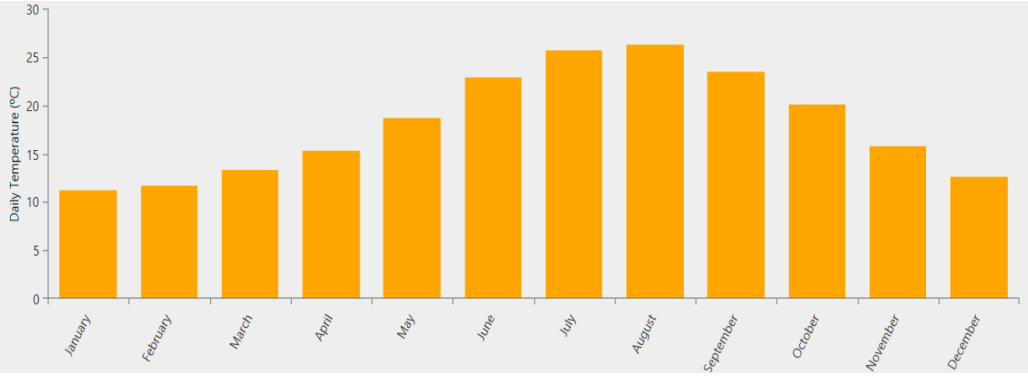


Figure IV.6 : L'évolution des températures mensuelles moyennes de la région.

Tableau IV.3 : Les températures mensuelles.

Mois	Températures (ºC)
Jan	11.16
Fév	11.62
Mars	13.30
Avril	13.35
Mai	18.63
Juin	22.88
Juillet	25.71
Aout	26.23
Sept	23.49
Oct	20.06
Nov	15.17
Déc	12.60

- **Données météorologiques**

Le dimensionnement ou la simulation d'un système d'énergie renouvelable nécessite une acquisition préalable de certaines données météorologiques telles que le rayonnement solaire et la température ambiante du site étudié.

La base de données météorologique du logiciel HOMER est exploitée pour estimer les données d'irradiation solaire. De plus, les données de température ambiante sont extraites du logiciel Métronome. La figure (IV.7) illustre les caractéristiques météorologiques du site choisi. L'intensité solaire globale moyenne est estimée à 4,84 kWh/m2/j et l'indice de clarté à 0,58. Ces valeurs encourager le déploiement de l'énergie photovoltaïque dans la région.

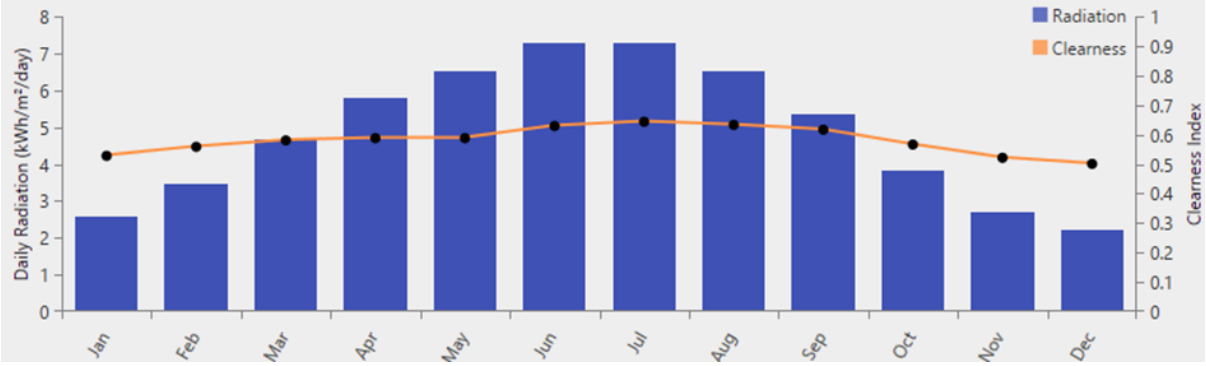


Figure IV.7 : Données météorologiques du site d'Ouezra.

IV.2.3.2 Caractéristique de l'onduleur

L'onduleur couplé au réseau est utilisé pour les installations photovoltaïques, Il permet de transformer le courant continu produit par les modules solaires PV en un courant ondulé conforme à celui du réseau. Il adapte également le courant produit à la fréquence et à la tension du réseau. L'installation d'un onduleur couplé au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur d'énergie électrique. Pour des raisons de sécurité, cet onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ces perturbations et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau.

HOMER simule chaque système avec la puissance commutée entre l'inverseur et le générateur PV, Pour L'onduleur on choisie l'onduleur de type Fronious 2.5-1 et la capacité de 2.5 kW comme illustre la figure «IV.8», on note que les coûts associée HOMER a 30000DA.

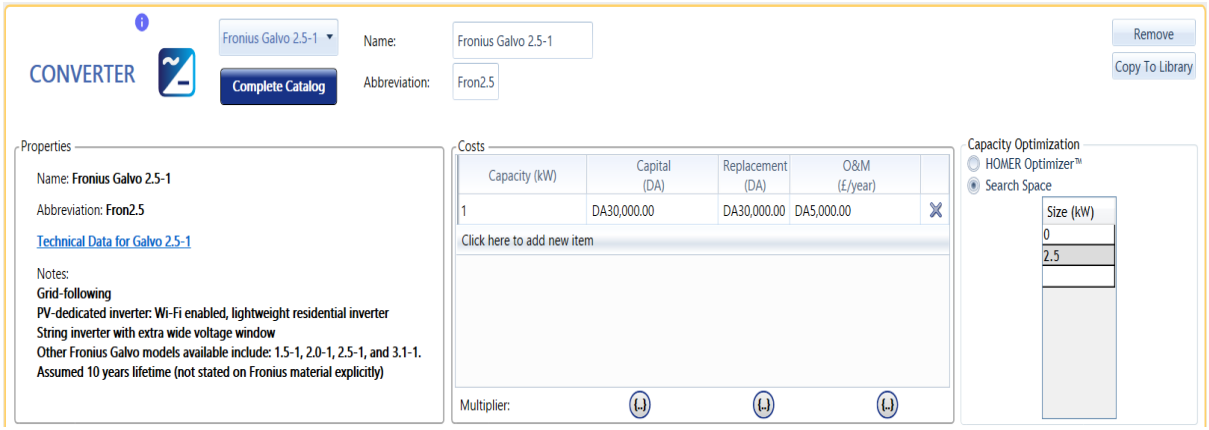


Figure IV.8 : Caractéristique de l'onduleur (converter).

IV.2.3.3Le Réseau de Site Etudie

Pour des rôles principaux des gestionnaires du réseau électrique, qu'il est d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation de l'électricité, on choisie L'énergie produite fournie par notre source photovoltaïque est centralisée sur un bus à CC comme illustre la Figure « IV.9 ». Ainsi, choisir l'énergie absorbée par le réseau de 4[kW] Qui est concerne à le post d'évacuation 220 [V] vers l'injecteur 220/380 [V].

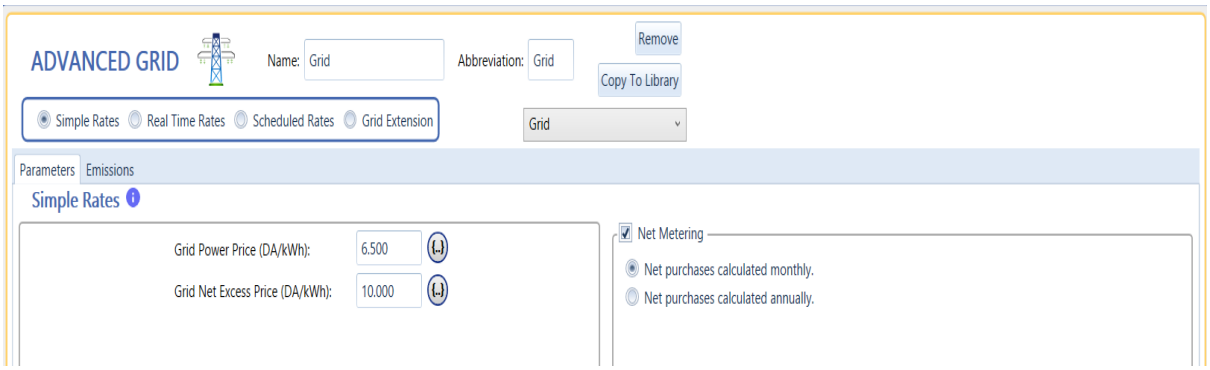


Figure IV.9 : Le réseau de site (Grid).

IV.2.3.4 Profil de charge

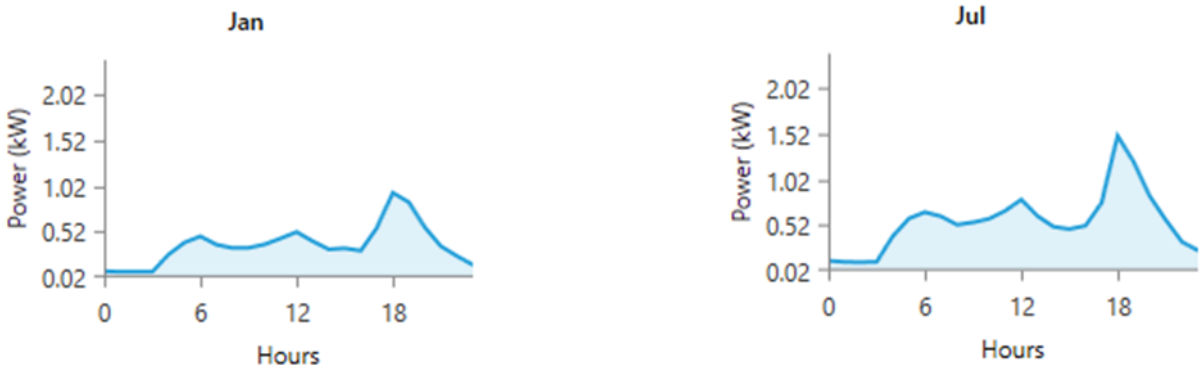
La donnée initiale dans la mise en œuvre d'un système de production à source renouvelable d'énergie comme pour tout autre système énergétique est la demande, qui va être déterminée par rapport à la et/ou les charges à alimenter. Cette demande doit être estimée aussi précisément que possible tant d'un point de vue des puissances appelées que de sa répartition temporelle, même si son caractère souvent aléatoire rend cette tâche bien difficile.

La consommation d'énergie dans les habitations dépend principalement des appareils utilisés, y compris les lampes d'éclairage, ordinateurs, machines à laver, chauffage, systèmes de refroidissement, TV et autres petits électroménagers.

L'éclairage et la production de froid représentent sans aucun doute les deux besoins essentiels d'une habitation ; l'information et les loisirs sont de nos jours indissociables d'une

vie en société. Même dans les régions les plus éloignées du globe, une télévision (ou au moins une radio) fait souvent partie des appareils traditionnels d'une habitation. Le ventilateur, quant à lui, n'est sollicité que durant la période estivale (juin–Août). Le profil de charge est basé hypothétiquement sur une maison individuelle.

Deux modèles de profils de charge saisonniers pour l'hiver et l'été ont été élaborés. On représente dans les figures suivantes les profils de charge journaliers pour respectivement la période hivernale (Octobre Mars) et la période estivale (Avril septembre).



a) **b)**

Figure IV.10 : Le profil de charge journalier période.

a : hivernale **b** : estivale

Ce qui est le plus important de noter dans ces graphes est la présence de la pointe d'énergie située entre 18h et 19h et une charge de base (réfrigérateur), présente tout le long de la journée. Les figures (a) et (b) indiquent qu'il y a des pointes d'énergie de 1,02 kW et 1,52 kW pour respectivement la période hivernale et la période estivale.

IV.3 Analyse économique

Toute étude de dimensionnement d'installations photovoltaïque, doit être menée de manière à approcher au mieux la solution optimale du compromis : coût -satisfaction du besoin. La méthode d'analyse suggérée dans le cadre de ce projet et utilisée par le logiciel Homer est celle du coût global sur le cycle de vie (Life Cycle Cost).

Il y a de bonnes raisons de croire que le coût des énergies conventionnelles va augmenter dans les décennies à venir. Partout à travers le monde, le taux de découverte des nouvelles réserves de pétrole est en déclin, tandis qu'en même temps la demande augmente. Les réserves conventionnelles restantes, bien que vastes, sont concentrées dans un petit nombre de pays. Les technologies d'énergies renouvelables ont généralement un coût d'investissement supérieur (c.-à-d. les coûts initiaux du projet) vis-à-vis des technologies conventionnelles concurrentes. Ceci a conduit certaines personnes à la conclusion que les technologies d'énergies renouvelables sont trop dispendieuses. Malheureusement, ce point de vue ignore les coûts très réels induits par l'exploitation et l'entretien de tous systèmes d'énergies, peu importe qu'ils soient renouvelables ou conventionnels. Les technologies

d'énergies renouvelables ont généralement des coûts d'exploitation inférieurs à ceux des technologies conventionnelles. En effet, les mesures d'efficacité énergétiques réduisent les besoins énergétiques, et les technologies d'énergies renouvelables utilisent des sources d'énergies renouvelables disponibles à un coût marginal minimal ou nul.

Alors, comment les coûts d'investissement élevés et les coûts d'exploitation faibles des technologies d'énergies propres peuvent-ils se comparer aux coûts d'investissement faibles et coûts d'exploitation élevés des technologies conventionnelles ? La réponse consiste à considérer tous les coûts sur toute la durée de vie d'un projet. Ceux-ci incluent non seulement les coûts initiaux (analyse de faisabilité, ingénierie, développement, achat d'équipements et installation) mais également :

- Les coûts pour les remises en état majeures et les remplacements d'équipements.
- Les couts de financement du projet, comme les frais d'intérêt.

L'ensemble de ces coûts doit être additionné, en prenant en compte la valeur temporelle de l'argent, pour déterminer tous les coûts du « cycle de vie » d'un projet. Malgré leurs coûts d'investissement plus élevés, elles sont souvent rentables vis-à-vis des technologies conventionnelles lorsque comparées sur la base du coût sur le cycle de vie.

Les principaux coûts financiers en investissement qui sont liés à la réalisation et l'installation d'un système hybride peuvent être décomposés selon certaines rubriques à savoir:

- Coût relatif aux études de conception.
- Coût relatif aux équipements solaires et éoliens (modules photovoltaïques, onduleurs, diverses fournitures).
- Coût de l'installation du système sur site.
- Coût des travaux de génie civil.
- Installation et mise en fonctionnement de la centrale.

Le calcul du coût d'un tel système requiert la connaissance des éléments suivants :

- La durée de vie
- L'investissement initial.
- Les coûts de maintenance annuels relatifs aux systèmes (photovoltaïque, éolien, diesel)
- Les coûts de remplacements des différents sous-systèmes.
- Les profits réalisés.

IV.4 Résultats de simulation et discussion

Homer prend les données d'entrée pour les différents composants du système.

Le système est simulé pour trouver le système optimal avec une fraction renouvelable (FR) supérieure à 40 %.

On représente sur la figure (IV.11) les répartitions journalières de l'irradiation solaire incidente sur plan incliné et de la puissance photovoltaïque pour le site de Ouezra.

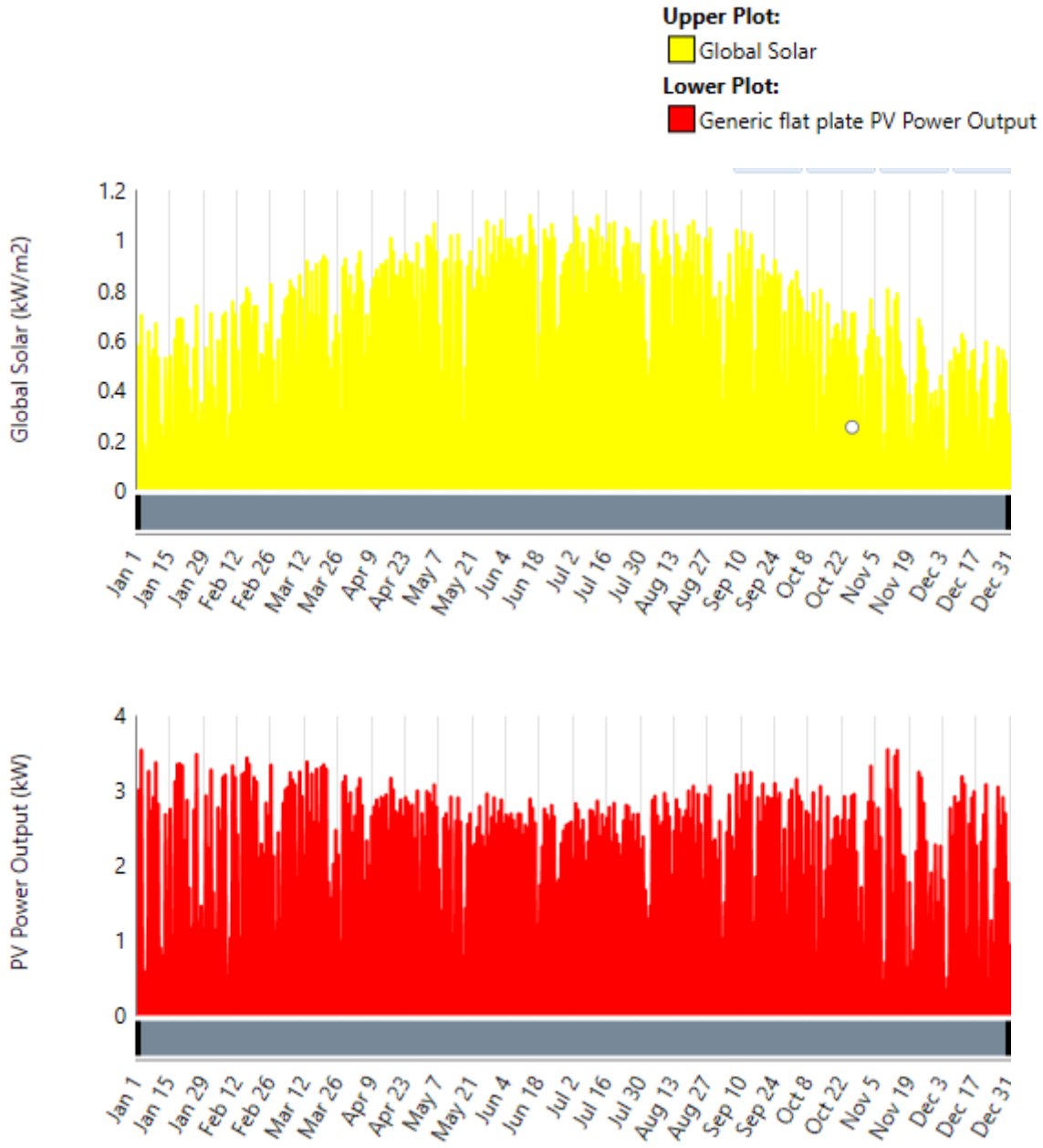


Figure IV.11 : Répartition journalière de l'irradiation solaire incidente sur plan incliné et la puissance photovoltaïque.

On remarque d'après cette figure qu'il y a une parfaite corrélation entre l'irradiation solaire incidente sur le plan du champ photovoltaïque et la puissance photovoltaïque produite.

Les figures (IV.12 et IV.13) représentent l'évolution horaire de la puissance injectée au réseau électrique, la puissance soutirée du réseau électrique ainsi que le profil horaire de la puissance de la charge pour deux journées typiques (les 23 janvier et 20 juillet).

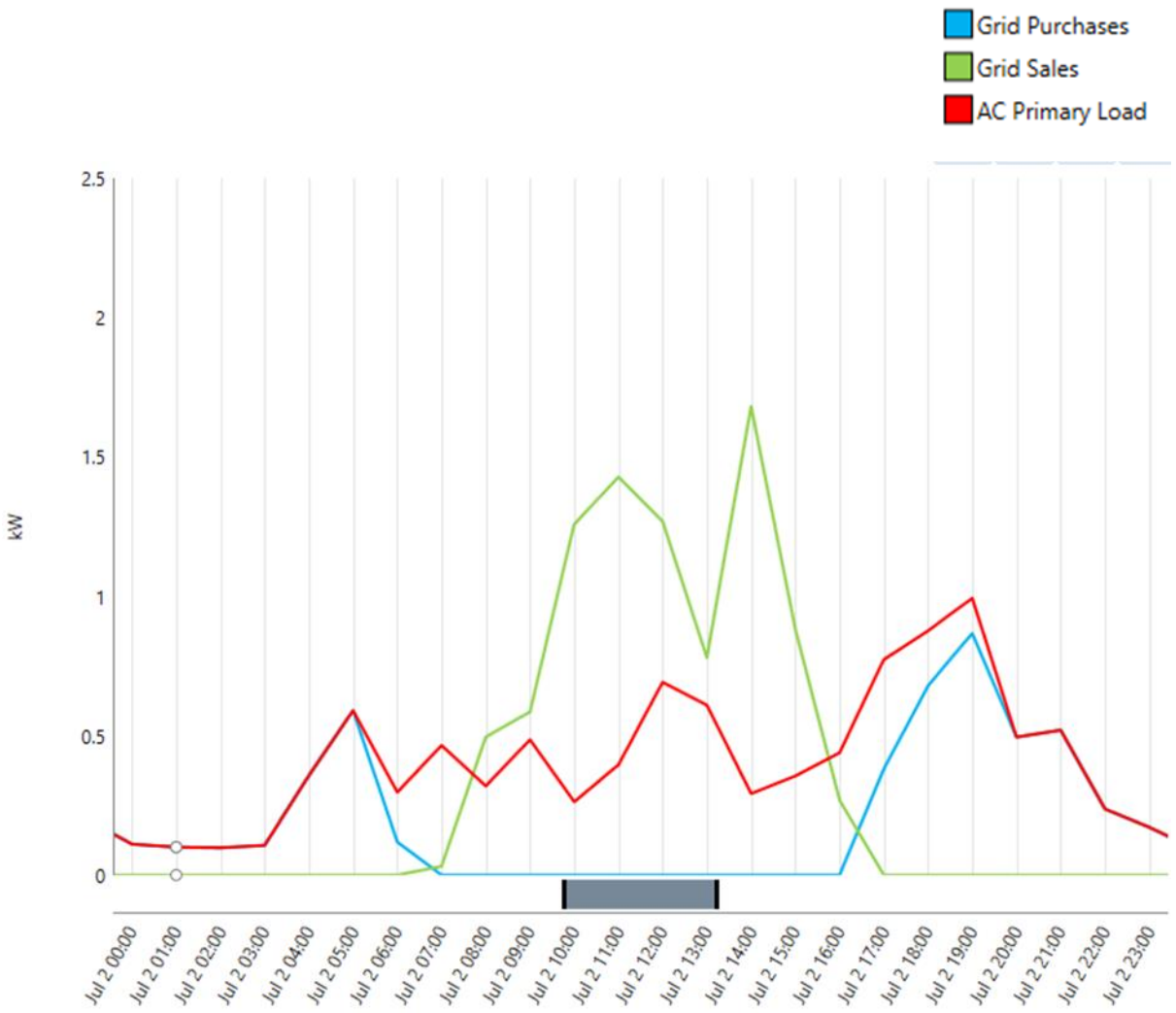


Figure IV.12 : L'évolution horaire de la puissance injectée au réseau électrique, la puissance soutirée du réseau électrique ainsi que le profil horaire de la charge (20 juillet).

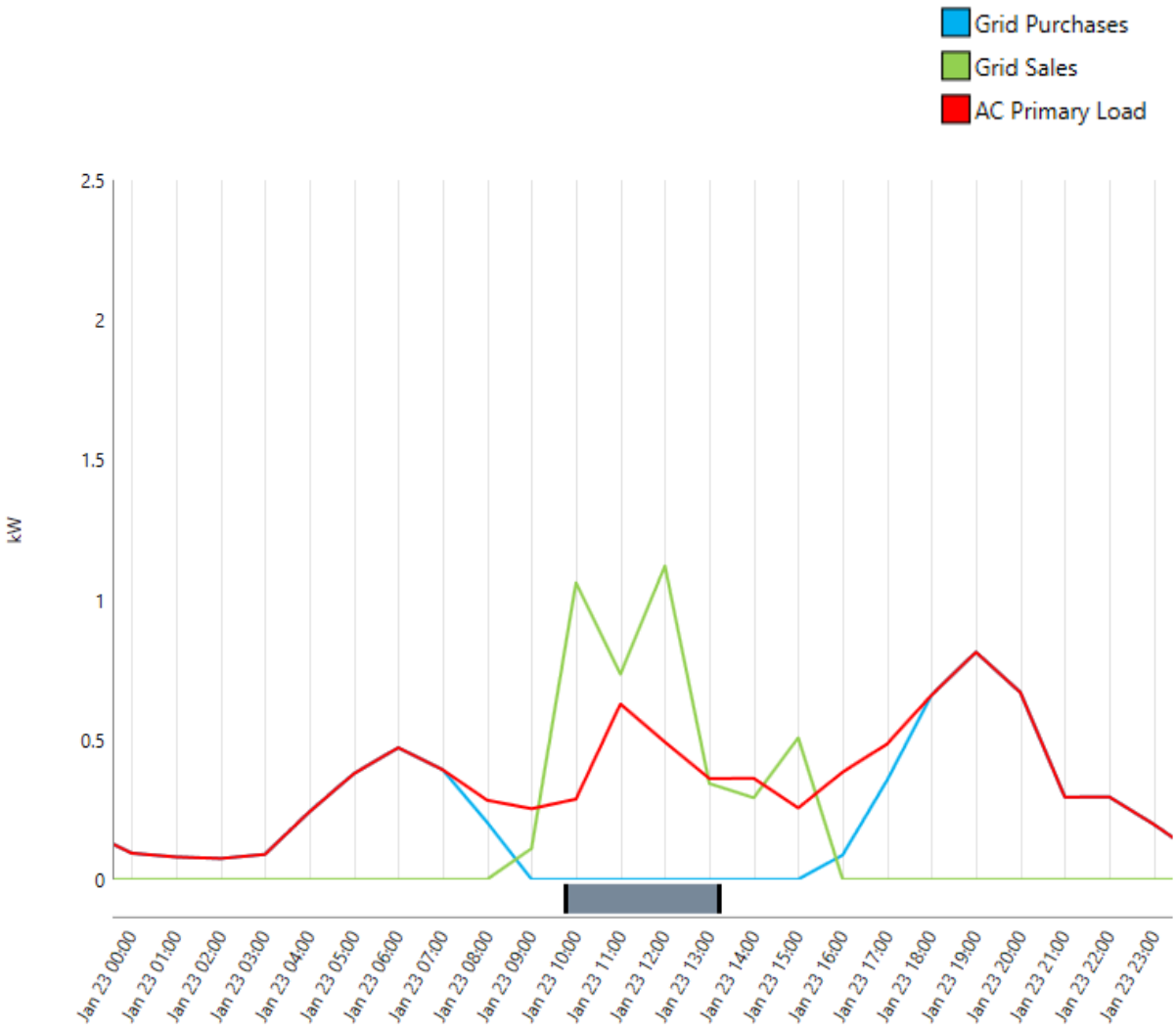


Figure IV.13 : l'évolution horaire de la puissance injectée au réseau électrique, la puissance soutirée du réseau électrique ainsi que le profil horaire de la de la charge (23 janvier).

IV.4.1 Bilan énergétique du système optimal

La figure (IV.14) et les tableaux (IV.4 et IV.5) montrent la production et la consommation électrique pour chaque mois de l'année du système PV optimal.

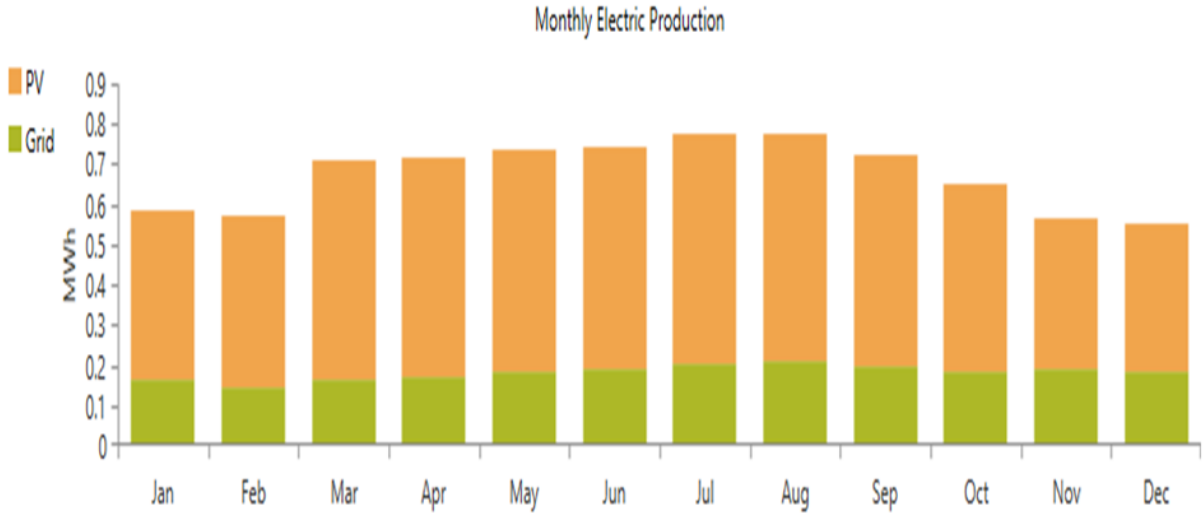


Figure IV.14 : Production d'énergie pour chaque mois de l'année.

Tableau IV.4 : Bilan énergétique de la production.

Production	Unité (kWh/an)	Taux (%)
PV	6357	74.3
Energie soutirée du réseau	2195	25.7
Total	8552	100

Tableau IV.5 : Bilan énergétique de la consommation.

Consommation	Unité (kWh/an)	Taux (%)
Charge	4113	52
Energie injecté au réseau	3802	48
Total	7915	100

D'après les tableaux (IV.4 et IV.5), nous pouvons voir que la production et consommation annuelles d'électricité sont respectivement de 8552 kWh et 7915 kWh. Le système PV contribue à la production avec 74.3 % de l'énergie totale produite et le réseau électrique avec 25.7 %. L'utilisateur consomme 52 % de l'énergie totale consommée et le réseau électrique bénéficie de 48 % qui y sont injectée. L'excès d'énergie présente 3.92% de la production PV.

IV.4.2 Résultats de l'évaluation économique

La performance économique du système d'énergie renouvelable a été analysée. Les couts de fonctionnement du système et l'investissement initial et les coûts de remplacement

devraient être inclus dans le calcul des avantages économiques du projet. Tous les coûts qui surviennent au cours de la durée de vie du système sont inclus dans cette analyse.

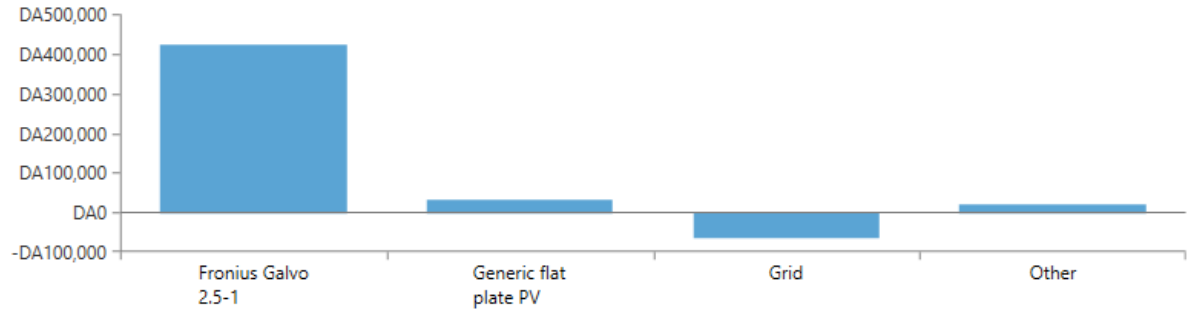
Le prix du KWh acheté du réseau est de 7 DA et du KWh vendu au réseau est de 5 DA.

Le coût d'énergie actualisé, la valeur actuelle nette (VAN) et le temps de retour sur investissement pour la configuration optimale pour répondre à la charge électrique annuelle de l'habitation de 4113kWh et le bilan énergétique annuel sont représentés dans le tableau (IV.6).

Tableau IV.6 : Performances technique et économiques du système optimal.

Puissance champ PV (kW)	**Puissance de l'onduleur (kW)**	**Energie soutirée du réseau (kWh/an)**	**Energie injecté au réseau (kWh/an)**	**Coût d'énergie actualisé (DA/kWh)**	**Valeur actuelle nette (DA)**	**Temps de retour sur investissement (Année)**
4	2,5	2195	3802	3,03	423214,1	6,74

Le résumé des coûts des composantes du projet est présenté à la Figure (IV.15) :



Component	Capital (DA)	Replacement (DA)	O&M (DA)	Fuel (DA)	Salvage (DA)	Total (DA)
Fronius Galvo 2.5-1	DA100,000.00	DA131,870.90	DA220,489.47	DA0.00	-DA24,558.91	DA427,801.46
Generic flat plate PV	DA34,000.00	DA0.00	DA705.57	DA0.00	DA0.00	DA34,705.57
Grid	DA0.00	DA0.00	-DA64,292.93	DA0.00	DA0.00	-DA64,292.93
Other	DA25,000.00	DA0.00	DA0.00	DA0.00	DA0.00	DA25,000.00
System	DA159,000.00	DA131,870.90	DA156,902.10	DA0.00	-DA24,558.91	DA423,214.10

Figure IV.15 : Le résume des coûts de composantes du système.

Les coûts économiques et le flux de trésoreries des composants pour les 25 ans de la durée de vie du projet sont représentés sur la Figure (IV.16). On peut voir que la majeure partie du coût est le coût d'investissement suivi du coût de remplacement.

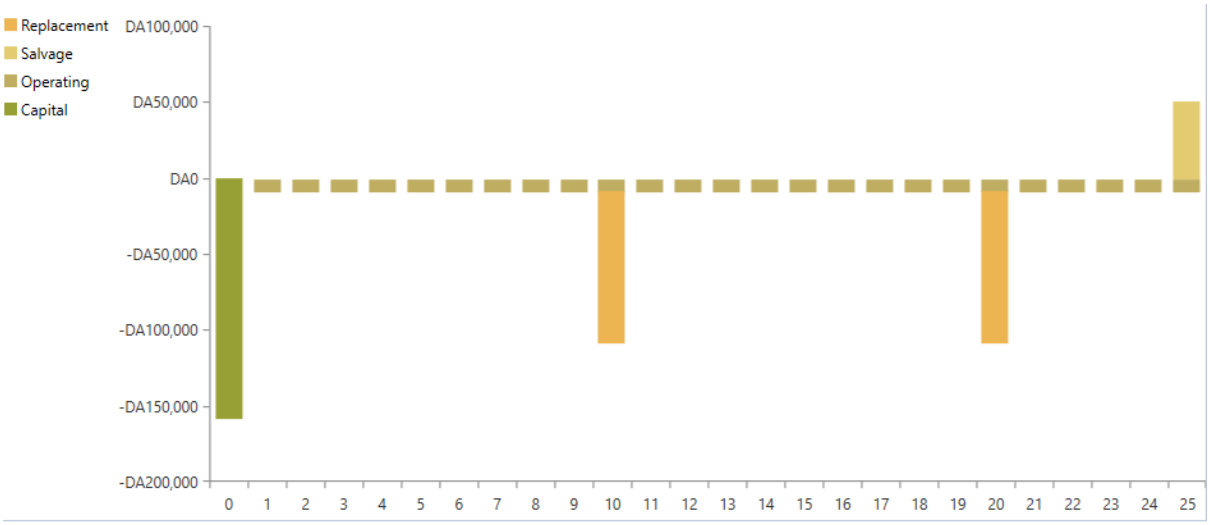


Figure IV.16 : Les coûts économiques et les flux de trésoreries des composants.

IV.4.3 Comparaison entre les Systèmes de facturation nette et le tarif de rachat

Dans ce paragraphe, une évaluation comparative entre les Systèmes de facturation nette et le tarif de rachat pour le système photovoltaïque résidentiel. La comparaison est faite sur la base du bilan énergétique et des paramètres économiques tels que le coût d'énergie actualisé, la valeur actuelle nette (VAN) et le temps de retour sur investissement. Les résultats sont représentés dans le tableau.

TableauIV.7 : Comparaison entre les Systèmes de facturation nette et le tarif de rachat.

	Energie soutirée du réseau (kWh/an)	**Energie injecté au réseau (kWh/an)**	**Coût d'énergie actualisé (DA/ kWh)**	**Valeur actuelle nette (DA)**	**Temps de retour sur investissement (Année)**	**L'excès d'énergie**
Tarif de rachat	2195	3802	3,03	423214,1	6,74	3,92
Facturation nette	2195	3802	2,48	345769,1	5,52	3,92

Les résultats montrent que pour le système du tarif de rachat la valeur actuelle nette de l'investissement, le coût d'énergie actualisé et le temps de retour sur investissement sont respectivement 423214,1DA , 3,03DA/kWh et 6,74 années tandis que pour le système de facturation nette rachat la valeur actuelle nette de l'investissement, le coût d'énergie actualisé et le temps de retour sur investissement sont respectivement 345769,1DA, 2,48DA/ kWh et 5,52 années.

On peut conclure que pour l'utilisateur le système de facturation nette est préférable par rapport au système du tarif de rachat. Ceci est du au fait que le prix de vente d'énergie du réseau est supérieur au prix de revente d'énergie.

Conclusion

Cette étude a montré la rentabilité de l'utilisation du système photovoltaïque relie au réseau électrique dans le cadre du système du tarif de rachat qui a été adopté par L'Algérie. La connexion au réseau dans n'importe quel mode de comptage est d'un grand avantage pour les systèmes d'énergie solaire photovoltaïque. Le système du tarif de rachat va être attractif pour les clients résidentiels en Algérie une fois le cout d'énergie du système PV est relativement inférieur au cout d'énergie du réseau comme dans de nombreux pays européens.

Conclusion générale

Dans ce travail, une analyse de rentabilité a été réalisée d'un système photovoltaïque relie au réseau électrique pour une habitation résidentielle

Le raccordement au réseau électrique dans n'importe quel mode de comptage est d'un grand avantage pour les systèmes d'énergie renouvelable. Il peut réduire le coût initial et les coûts d'exploitation et de maintenance puisque les batteries et les génératrices ne sont pas inclues dans les composants du système. Bien que le raccordement au réseau soit bénéfique pour les consommateurs, elle peut également être très avantageuse pour la compagnie d'électricité pour surmonter les pénuries dues à des demandes plus élevées et/ou aux heures de pointe.

Cette étude a montré la rentabilité de l'utilisation du système photovoltaïque relie au réseau électrique dans le cadre du système du tarif de rachat qui a été adopté par L'Algérie.

Une étude comparative a été faite entre deux modes de comptage d'énergie FIT et NEM pour le cas d'une habitation résidentielle en utilisant le Logiciel Homer.

Pour l'utilisateur le système de facturation nette est préférable par rapport au système du tarif de rachat. Ceci est dû au fait que le prix de vente d'énergie du réseau est supérieur au prix de revente d'énergie

Le système du tarif de rachat va être attractif pour les clients résidentiels en Algérie une fois Le cout d'énergie du système PV est relativement inférieur au cout d'énergie du réseau comme dans de nombreux pays européens.

Références bibliographiques

[1] Belakehal Soltane, "Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Énergies Renouvelables," Thèse de Doctorat, université de Constantine, 10/06/2010.

[2] BOUDEN A. « Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque» Mémoire de magistère, Université de Constantine, Algérie 2008, pp.31-32-33.

[3] MEKIDECHE M, « Énergies renouvelables, quels bouquet énergétique pour l'Algérie », In NOOR, Revue trimestrielle du Groupe SONELGAZ, N°7, Algérie, Décembre 2008.

[4] «Produire plus propre », Centre National des Technologies de Production plus Propre, Ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement, N°08, Mai-Juin 2011.

[5] «HYDROPLUS», Environnement magazine, Victoires Édition, Hors-série pays arabes, Mai 2010, P 54.

[6] https://terresolaire.com/comprendre-le-solaire/photovoltaique/histoire-du photovoltaïque/.3 implantations en France : Vernon (Ouest) - Lyon (Sud Est) - Montpellier (Sud) © Terre Solaire 2020.

[7] S. NAOUAL, « Modélisation et Extraction Automatique des Paramètres d'un Générateur», Université Ferhat Abbas de Sétif Mémoire de Magister, Département d'électrotechnique 2010.

[8] cours dimensionnement des installations PV ,2017/2018, 3éme année licence université de Biskra. pp.13-15.MOKHTARI.N & OURRAD.A «Dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque-biomasse connecté au réseau pour alimenter la ferme agricole d'élevage de l'université de Mostaganem», Université de Mostaganem Mémoire de Master, Département d'électrotechnique 2020.

[9] B. Mohammed, "Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque autonome," Centre Universitaire De Bechar Mémoire de Magister, 2007-2008.

[10] Mechalikh M N et Hamada C E, "Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau, " Université Kasdi Merbah de Ouargla, 2013.

[11] Belaid Lalouni Sofia, "Cours Energie Solaire Photovoltaïque," Université A. MIRA de BEJAIA, Année universitaire 2014/2015.

[12] A. C. Pastor, "Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques," Institut National de Science Appliquée de Toulouse Thèse de doctorat.

[13] FPGA en utilisant la carte ML605 ‘’, Université Mohamed Boudiaf M'sila, 2018.

[14] Tafticht T, "Analyse et commande d'un système hybride photovoltaïque éolien," Université du Québec à Trois-Rivières, 2006.

[15] Zerhouni F Z, Zegrar M, Brahim S K, et Stambouli A B, "Optimisation d'un système à énergie verte avec validation pratique," Revue des énergies renouvelables, 2008.

[16] Benkhelil E, Gherbi A, "Modelling and simulation of grid-connected photovoltaic generation system," Revue des Energies Renouvelables SIENR, 2012, 12: 295-306.

[17] Chadefaux S. Service Energies Renouvelable Miel Vert – 11 janvier 2017.pp.8-27.

[18] M. BOUKLI-HACENE Omar. Conception et réalisation d'un générateur photovoltaïque muni d'un convertisseur MPPT pour une meilleure gestion énergétique. Mémoire de magister. Université ABOU BAKR BELKAID de Tlemcen, 2011.

[19] cours dimensionnement des installations PV ,2017/2018, 3éme année licence université de Biskra. pp.13-15.

[20] PETIBON S. Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques. Thèse de Doctorat de l'Université de Toulouse France 2009.pp.15-17.

[21] Hellali K, "Modélisation d'une cellule photovoltaïque: étude comparative, " Master in Electrotechnique, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2012.

[22] Tkouti N, "Optimisation des Systèmes Photovoltaïques Connectés au Réseau par la Logique Floue," Université Mohamed Khaider-Biskra, 2004.

[23] M. Jean-François REYNAUD. Recherches d'optimums d'´energie pour charge/décharge d'une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques. Thèse de Doctorat. Université de TOULOUSE, 2011.

[24] MODULE ELECTRICITE SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE M 41.1, Edition 2009.

[25] M. BENSEDDIK Othmane. Etude et optimisation du fonctionnement d'un système photovoltaïque. Mémoire de Master. Université KASDI MERBAH OUARGLA, 2012.

[26] M .ABBASEN Lyes. Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque. Mémoire de magistère. Université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou, 2011.

[27] Yann Pankow, Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque, Ecole National Supérieur d'Arts et Métiers, France 2004.

[28] YANN RIFFONNEAU, Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecté au réseau, Université Joseph Fourier 2009.

[29] Amin BENNOUNA, "Trois décennies d'énergie solaire photovoltaïque au Maroc", Eco Actu 03 Octobre 2019, https://www.ecoactu.ma/trois-decennies-denergie-solaire-photovoltaique-au-maroc/.

[30] Christoforidis, G. C., Chrysochos, A., Papagiannis, G., Hatzipanayi, M., & Georghiou, G. E. (2013, October). Promoting PV energy through net metering optimization: The PV-NET project. In Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2013 International Conference on (pp. 1117-1122), IEEE.

[31] Campoccia, A., et al. "Feed-in tariffs for grid-connected PV systems: The situation in the European community." Power Tech, 2007 IEEE Lausanne. IEEE, 2007.

[32] http://www.ufenm.be/spip.php?rubrique271.

[33] An-Najah National University, Electrical Engineering Department, Nablus, P.O.Box7, West Bank, Palestine.

[34] Amin BENNOUNA, "Les “pertes non-techniques” dans le réseau électrique de l’ONEE engloutissent plus que l’électricité solaire produite à Ouarzazate !", EcoActu 28 Février 2020, https://www.ecoactu.ma/les-pertes-non-techniques-dans-le-reseauelectrique-de-lonee/.

[35] Mahmoud MM, Ibrik, I H. “Techno-economic feasibility of energy supply of remote villages in Palestine by PV-systems, diesel generators and electric grid”. Renewable & Sustainable Energy Reviews 10 (2006).

[36] IRENA, Letting in the Light: How solar photovoltaics will revolutionise the electricity system. 2016, « Analyse économique d'une centrale photovoltaïque raccordée au réseau : une étude de cas en Guyane» Wilna Lesperance, Jules Sadefo Kamdem, Laurent Linguet, University of French Guiana.

[37] Moien Ali Omar, Marwan M. Mahmoud « Economic Evaluation of Residential Grid Connected PV Systems Based on Net- Metering and Feed-inTariff Schemes in Palestine» An-Najah National University, Electrical Engineering Department, Nablus, P.O.Box7, West Bank, Palestine.

[38] AMMARI Chouaib: Modélisation, simulation et optimisation d’un system hybride autonome en trois sources, Thèse de Doctorat en physique énergétique, Université Ahmed Draia Adrar, Faculté des Sciences et de la technologie, Département d’hydrocarbures et énergies renouvelables.

[39] MEBROUKI Abdallah et DJAAFRI Abdelkrim : Etude d'un système Hybride cas des Centrales KABERTENE, Mémoire de MASTER en Physique énergétique, Université d'Adrar, Faculté des sciences de la matière, Département sciences de la matière.

[40] M. KARA Abdelfattah: Dimensionnement et analyse du coût d’un système hybride de production d’énergie renouvelable pour des sites isolés en Algérie, Mémoire de

Master, UNIVERSITE FERHAT ABBAS –SETIF1, Faculté de Technologie Département d'Electrotechnique.

[41] Ismaïl SEMAOUI: Etude de l'électrification d'un village avec de l'énergie solaire photovoltaïque, Mémoire MAGISTER en Science physique, université de Ouargla, faculté des sciences ET sciences de l'ingénieur, département des sciences physiques.

[42] BOUTLILIS Fatima: Modélisation et simulation des sources de production décentralisée Application à l'intégration d'un générateur PV à stockage dans un réseau électrique, Thèse de Doctorat EN GENIE ELECTRIQUE, Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem, Faculté des Sciences et de la Technologie UNITE DE RECHERCHE ENERGIES RENOUVELABLES.

[43] ABBASSEN Lyes: étude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque, mémoire de magister, université MOULOUD MEMMERY DE TIZY OUZOU, Faculté des Sciences et de la technologie, département Génie électrique.