REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITEYAHIA FARES DE MEDEA

Faculté de **T**echnologie

Département du **G**énie **E**lectrique

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Électrotechnique

Spécialité : Energies renouvelables en Electrotechnique

Etude technique et économique d'un système photovoltaïque relié au réseau électrique par Homer pour l'alimentation électrique d'un centre de dialysea Ksar Boukhari

---

Réalisé par :

Chergui Soheib

Mestouri Imad Eddine

Proposé et Dirigé par :

Mr Ferrai Ahmed

Promotion 2022

Remerciements :::;

Avant tout et tout le monde, je remercie le grand et bon Dieu qui ma donné le courage, la patience et la force d'être arrivée jusqu'à ce point.

Je remercie encore tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin dans l'élaboration de cette étude, particulièrement mes parents C'est avec un grand plaisir que j'exprime ma profonde gratitude et mes sincères remerciements à mon promoteur : Mr Ferrai Ahmed. Je lui exprime ma reconnaissance pour ses précieux conseils qui m'ont permis de bénéficier de son expérience et d'acquérir de nombreuses connaissances tout le long de ce travail.

Je tiens à remercier l'ensemble des enseignants de département de Génie électriquequi m'ont suivi durant mon cycle d'étude.

Par cette occasion, je remercie le président et les membres du jury qui vont me faire l'honneur de juger mon travail.

Merci pour belkacem cherifi et ilyes meskin pour leur soutien.

DÉDICACES

je dédie ce travail aux êtres les plus chers dans ma vie,« A toi maman sans toi je ne serai jamais arrivé là et pour toi et avec tes prières je sais que je peux aller très loin, A toi papa, tes prières et ton soutien a fait de moi ce que je suis,
Je voudrais aussi dédier ce travail à toute la famille Mestouri et ma sœur soumia et cousin boubaker Et dédicaces a toutes la famille chergui mes sœurs et ma 2eme maman fatima Touts mes amie surtouts kerrouche et dzo et amine.

الملخص

تقدم هذه الدراسة تحليلاً لنظام الخلايا الكهروضوئية المتصل بالشبكة (GCPV) لمبنى مركز غسيل الكلى في قصر البخاري في الجزائر. تنقسم الدراسة إلى قسمين: التحليل الفني والتحليل الاقتصادي. يشير تحليل التكلفة إلى التكلفة الإجمالية للنظام، والتي تشمل التكاليف الأولية وتكاليف الصيانة. تم حساب التكلفة السنوية لتحديد تكلفة دورة الحياة وفترة الاسترداد. استندت جميع التكاليف إلى الأسعار الحقيقية المستخدمة في تطوير محطة الطاقة الشمسية.

تم التأكيد على مناقشة التحليل الاقتصادي على أساس التكلفة المستوية للطاقة (LCOE) وإجمالي صافي البريد الحالي (TNPC) فيما يتعلق بمعدل الفائدة السنوي. يتم إجراء التحليل الاقتصادي التقني للنظام المقترح باستخدام محاكاة HOMERالبرمجيات.

تشير النتائج المحاكاة إلى أن النموذج المقترح يلبي طلب الأحمال بتكلفة تنافسية للطاقة.

الكلمات المفتاحية:شبكة متصلة،Homer,الكهروضوئية،التكلفة المعيارية للطاقة،صافي التكلفة الحالية

Summary

This studypresents an analysis of a grid-connected photovoltaïque (GCPV) system for the dialysis center building at KsarBoukhari in Algeria.The study is divided into two parts: The technical analysis and the economic analysis. Cost analysis refers to the total system cost, which includes initial and maintenance costs. The annual cost was calculated to determine the life cycle cost and payback period. All costs were based on real prices used in the development of the solar power plant.

A discussion is emphasized on the economic analysis based on Level zed Cost of Energy (LCOE) and total Net Present Post (TNPC) in regard to the annual interest rate.The techno-economic analysis of the proposed system is performed by using HOMER simulation

Software. Simulated results indicate that the proposed model meets the load demand with a competitive cost of energy.

Keywords: grid-connected, homer,photovoltaic,Levelized cost ofenergy,net present cost

Résumé

Cette étude présente une analyse d'un système photovoltaïque connecté au réseau (GCPV) pour alimenterons centre de dialyse à Ksar Bokhari en Algérie. L'étude est divisée en deux parties : l'analyse technique et l'analyse économique. L'analyse des coûts fait référence au coût total du système, qui comprend les coûts initiaux et de maintenance. Le coût annuel a été calculé pour déterminer le coût du cycle de vie et la période de récupération. Tous les coûts étaient basés sur les prix réels utilisés dans le développement de la centrale solaire.

Une discussion est soulignée sur l'analyse économique basée sur le coût actualisé de l'énergie (LCOE) et le coût net actuel total (TNPC) en ce qui concerne le taux d'intérêt annuel. L'analyse technico-économique du système proposé est réalisée en utilisant le logiciel HOMER. Les résultats simulés indiquent que le modèle proposé répond à la demande de charge avec un coût énergétique compétitif.

Mots-clés : connecté au réseau,Homer,photovoltaïque,Coût actualisé de l'énergie,coût actualise net

Table des matières

Chapitre1 10

1 Gisement solaire 12

1.2 Le soleil 12

1.2.1 Calcul de l'énergie solaire 12

2.1 Irradiation solaire directe totale sur une surface inclinée 15

2.2 Irradiation solaire réfléchie absorbée par une surface inclinée 16

2.3 Irradiation solaire diffuse totale absorbée par une surface inclinée 16

2.3.1 Modèle de Liu et Jordan. 16

2.3.2 Modèle de Hay et Davies 17

2.3.3 Modèle de Perez 17

2.3.4 Modèle de Reindl 18

2.3.5 Modèle de HDKR (Hay et Davies, Klein, Reindl) 18

2 Cellule solaire 19

2.1 Principe de fonctionnement 19

2.1.1 Effet photovoltaïque et la jonction P-N 19

2.1.2Générateur photovoltaïque 21

Chapitre2 22

Introduction 22

2-1 Généralités sur les systèmes PV: 22

2-2 Système hybride PV/génératrice. 22

2-2-1Catégories de systèmes hybrides PV/Diesel 23

2-1-1-1 Systèmes hybrides PV/Diesel série: 23

2-1-1-2 Système hybride PV/Diesel avec interrupteur 23

2-1-1-3 Système hybride PV/Diesel parallèle. 24

2-3 Système Hybride PV/Diesel/Eolien: 24

2-3-1 Description D'un Système Hybride : 25

2-3-2 Composants d'un système PV 26

2-3-2-1 Générateur photovoltaïque 26

2-3-2-2 Onduleur 30

2-3-2-3 Régulateur de charge 30

2.3.2.4Batterie 32

Chapitre3 34

1- Introduction 34

Architecture de simulation 35

2-Description du système 37
2-1Solaire PV 38
2.2 Onduleur 38
2.3 Réseaux 39
3 Paramètres d'entrée pour la simulation 39
3.1 Profil de charge 40
3.2 Rayonnement solaire 40
4 Stratégie opérationnelle 41
5.1 Délai de récupération 42
5.2Optimization results 42
5.3 Analyse de sensibilité 43
6. Conclusion 46

Liste Des Tableaux et Figures :

Chapitre 1 :

Figure 1-1 variation annuelle de la déclinaison solaire ……11

Figure 1-2 composent du rayonnement solaire au sol……13

Figure 1-3 L'effet Cosinus ……13

Figure 1-4 Schéma d'une cellule Solaire ……18

Figure 1-5 Caractéristique (V) d'une cellule photovoltaïque ……19

Figure 1-6 Schéma équivalant électrique d'une cellule PV ……20

Figure 1-7 Influence du niveau d'éclairement……20

Figure 1-8 Influence de la température de la cellule (rayonnement solaire de 1KW/m²)……20

Chapitre 2 :

Figure 2-1 Système hybride PV/Diesel série……22

Figure 2-2 System hybride PV/Diesel avec interrupteur ……23

Figure 2-3 System hybride PV/Diesel parallel ……23

Figure 2-4 Modèle générale d'un system hybride PV/Diesel/éolien ……24

Tableau 2-1 Orientation Optimale en fonction de la latitude ……28

Figure 2-5 Schéma du régulateur shunt…… 30

Figure 2-6 Schéma du régulateur série ……30

Figure 2-7 Schéma du régulateur à sectionnement base tension automatique ……31

Chapitre 3 :

Figure 3-1 Relations conceptuelles entre simulation optimisation et analyse de sensibilité ……34

Figure 3-2 Système PV connecté au réseau ……37

Tableau 3-1 Données économique de PV et de l'onduleur ……38

Figure 3-3 Profile de change horaire ……39

Figure 3-4 Profile de change mensuel ……39

Figure 3-5 Irradiation solaire pour la zone étudiée ……40

Figure 3-6 Production mensuelle moyenne d'électricité ……42

Tableau 3-2 Résultat Optimale d'un point de vue économique ……42

Introduction générale

L'utilisation du photovoltaïque au début était pour alimenter en électricité des zones rurales et isolées, cependant, dans ces dernières années, l'électricité photovoltaïque a pris sérieusement sa place à travers des stations de production géantes et actuellement, la course mondiale vise les systèmes connectés au réseau.

Raccorder le photovoltaïque au réseau, est, aujourd'hui, une solution plus rentable qu'une utilisation directe de l'électricité. Ceci est valable dans la mesure où le prix de vente du kWh est supérieur au prix d'achat.

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)

Pour effectuer un raccordement au réseau de distribution d'électricité, il est nécessaire d'adapter la tension continue à la sortie des panneaux photovoltaïques à la tension alternative du réseau de distribution. Il faut donc utiliser un onduleur.

Les systèmes PV, connectés au réseau sont utilisés le plus souvent pour vendre la totalité de l'énergie produite. Dans le cas d'une installation PV domestique, l'électricité, issue du générateur PV peut être autoconsommée et le surplus est vendu à l'opérateur du réseau. Dans ce cas, le réseau est utilisé pour l'alimentation en manque d'énergie PV. Dans la plupart des pays industrialisés, de nombreuses possibilités d'exploitation sont étudiées puis expérimentées dans l'espoir d'une commercialisation future qui viserait à agir en complémentarité avec les énergies conventionnelles. En outre, au regard des objectifs gouvernementaux, les énergies renouvelables satisfont leurs principales priorités que ce soit en matière de sécurité des approvisionnements, d'environnement, d'indépendance nationale ou de respect des engagements internationaux, notamment du protocole de Kyoto.

Parallèlement, les coûts de l'énergie PV ont été réduits par 8 depuis 20 ans, cela en raison de la hausse de la production, de l'évolution des technologies, de l'augmentation des capacités de production mais également grâce à la multiplication des programmes de développement et des politiques incitatives en Europe. Malgré tout, la complexité des procédés de fabrication des modules photovoltaïques et les rendements de production trop faibles entraînent des coûts élevés qui freinent le volume des ventes. On peut espérer que, dans les années à venir, la technologie photovoltaïque arrive à "maturité" (procédés simplifiés, meilleurs rendements de production) et que l'augmentation du volume de production réduise enfin le coût des modules.

A cet effet le travail proposé consiste à l'analyse d'un système photovoltaïque connecté au réseau (GCPV) pour alimenter un centre de dialyse à Ksar Bokhari en Algérie. L'étude est divisée en deux parties : l'analyse technique et l'analyse économique.

Le chapitre 1 donne un aperçu sur la modélisation l'énergie solaire photovoltaïque, l'aspect théorique et définition de grandeurs physiques utilisées dans la modélisation.

Le chapitre 2 présente les différentes configurations de systèmes photovoltaïques.

Le chapitre 3 présente les résultats de simulation et la discussion des principaux résultats obtenus.

Chapitre1 Généralités sur l'Energie solaire photovoltaïque

1 Gisement solaire

1.1 Le soleil

Le soleil est une étoile composée essentiellement de 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et une minorité de 1% de carbone, d'azote et d'autres éléments. Le soleil est une source naturelle, gratuite, non polluante et quasiment inépuisable d'énergie. L'énergie solaire pour son utilisation exige un système de captation solaire de deux types :

— Capteur solaire photo thermique

— Capteur solaire photovoltaïque

1.1.1 Calcul de l'énergie solaire

a) L'altitude est l'élévation d'un lieu par rapport au niveau de la mer, mesurée en mètre (m).

b) La latitude (ψ) C'est l'angle formé par le plan équatorial et la direction reliant le lieu considéré, au centre de la terre. Les latitudes de l'hémisphère Nord sont affectées d'un signe positif et celles de l'hémisphère Sud d'un signe négatif [8].

c) La longitude (l) Représente l'angle formé par le plan méridien de lieu considéré et le plan méridien origine nommé la ligne de Greenwich. Les longitudes situées à l'est du Greenwich sont positives et celles situées à l'Ouest négatives.

d) La déclinaison (δ) C'est l'angle entre la direction du soleil et le plan équatorial. La déclinaison varie entre -23,45˚ (le 21 décembre) et +23,45˚ (le 21 juin).

δ = 23, 45sin [(284 + n).360/365]

Où : n est le numéro de jour dans l'année.

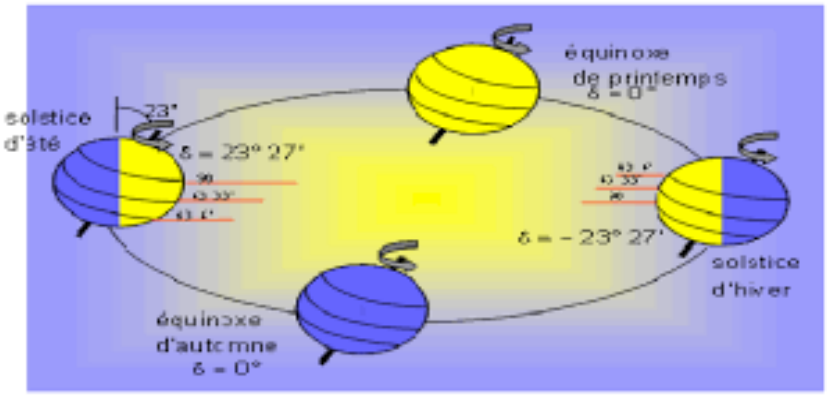


Figure 1.1 – Variation annuelle de la déclinaison solaire

e) La durée d'insolation La durée d'insolation (durée d'ensoleillement) pendant la journée S0 commence avec le lever du soleil jusqu'au coucher, mais la durée effective d'insolation d'une journée ordinaire est inférieure à cette durée maximale. Le taux d'insolation est donné par l'expression :

δ = S S0 (1.2)

La durée maximale S0 est calculée par l'expression suivante :

L'énergie solaire est produite par les réactions de fusion thermonucléaires : les noyaux d'hydrogène (protons) s'assemblent en noyaux d'hélium (2 protons+2neutrons). Cette énergie est émise dans l'espace par la surface du Soleil, notamment sous forme d'onde électromagnétique (lumière).

Cette énergie lumineuse dite extraterrestre a été évalué avec précision par la NASA et vaut 1367 W/m^2.il s'agit de l'irradiantereçue, ou rayonnement solaire instantané, à un instant donné au dessus de l'atmosphère terrestre sur un plan perpendiculaire à la direction du Soleil. On appelle cette valeur constante solaire, mais elle ne l'est pas tout à fait à cause des légères variations de la distance Terre-Soleil.

Cette énergie qui descend en ligne droite vers notre planète ne peut pas nous parvenir sur la Terre en intégralité car elle va subir des transformations en traversant l'atmosphère : par absorption et par diffusion.

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

- ✓ *Le rayonnement direct* est reçu directement du Soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par les miroirs.
- ✓ *Le rayonnement diffus* est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols).La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions. Dans le ciel, ce sont à la fois les molécules d'air, les gouttelettes d'eau (nuages) et les poussières qui produisent cet éclatement des rayons du Soleil. Cela dépend donc avant tout des conditions météorologiques. Par temps couvert, on admet que le rayonnement diffus est isotrope, c'est-à-dire que l'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste. Par temps clair ou voilé, outre le ciel bleu relativement isotrope (diffusion sur l'air), on a une couronne plus brillante autour du Soleil (composante appelée circum-solaire) et souvent un renforcement sur l'horizon, la bande horizon.
- ✓ *L'albédo* est la partie réfléchie par le sol. Il dépend de l'environnement du site. La neige, par exemple, renvoie énormément de rayons lumineux alors qu'un asphalte n'en renvoie pratiquement aucun. Il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés.

Le *rayonnement global* est tout simplement la somme de ces diverses contributions comme le montre la figure (1.2).

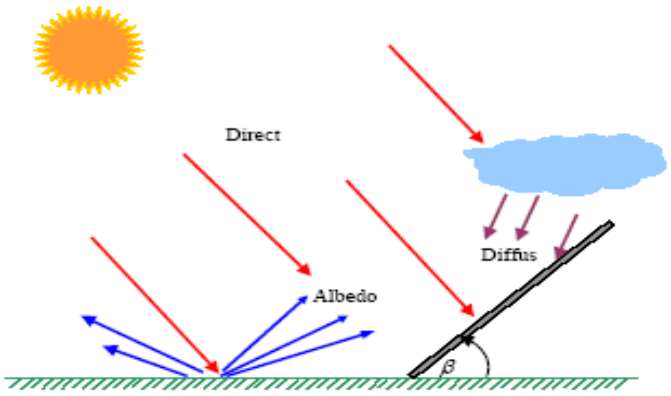


Figure (1.2) – Composantes du rayonnement solaire au sol

Lorsque l'on considère le rayonnement direct, on appelle rayonnement direct normal le rayonnement direct mesuré perpendiculairement aux rayons du Soleil. Mesuré selon un plan non perpendiculaire, le même rayonnement irradie une plus grande surface, il est donc moins intense, c'est ce que l'on appelle *l'effet cosinus*.

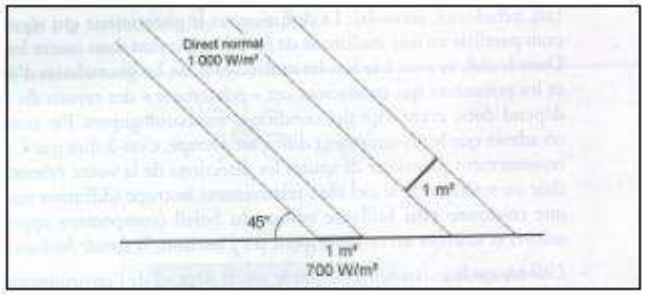


Figure (1.3) L'effet cosinus

C'est ce qui fait notamment que le rayonnement direct sur un plan horizontal est toujours inférieur au rayonnement dans le plan perpendiculaire au Soleil. En revanche, le rayonnement diffus peut être supérieur car le plan horizontal voit une plus grande part de la voûte céleste.

Ce phénomène conduit notamment les concepteurs d'alimentations solaires à installer à l'horizontale des panneaux solaires performants sous rayonnement diffus sur les sites géographiques qui ont très souvent un ciel couvert. En effet, lorsque le Soleil est rarement visible, cela signifie que le rayonnement direct est peu intense, il vaut mieux regarder toute la voûte céleste pour récupérer un maximum de rayonnement diffus.

1.1.2Modélisation de l'irradiation solaire global sur un plan incliné

Avant d'entrer dans les détails certains principes de base méritent d'être rappelés, notamment la définition de plusieurs variables.

- ✓ **Déclinaison**

La *déclinaison* est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Sa valeur en degrés, est donnée par l'équation de Cooper :

$$\delta = 23{,}45\,\mathrm{Sin}\left(2\pi\frac{284 + \mathrm{n}}{365}\right) \qquad (1.1)$$

où *n* est le jour de l'année (c.-à-d. *n* =1 pour le 1er janvier, *n* = 32 pour le 1er février, etc.). La déclinaison varie entre -23,45° le 21 décembre et +23,45° le 21 juin.

- ✓ **Angle horaire du soleil et angle horaire du soleil à son coucher**

*L'ang*le *horaire du soleil* est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local. La valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après-midi et augmente de 15° par heure (un tour de 360° en 24 heures). Ainsi, à 7 h 00 du matin (heure solaire), l'angle horaire du soleil vaut –75° (7 h 00 du matin est 5 h avant midi; cinq fois 15º égal 75º, avec un signe négatif puisque c'est le matin).

*L'ang*le *horaire du soleil* à son coucher $\omega_s$est l'angle horaire du soleil à l'heure de son coucher. Il est donné par l'équation suivante :

$$\mathrm{Cos}\,\omega_s = -\mathrm{Tan}\,\varphi\,\mathrm{Tan}\,\delta \qquad (1.2)$$

où δ est la déclinaison calculée d'après l'équation (1-1) et φ la latitude du lieu.

En général l'irradiation solaire totale sur une surface inclinée est calculée par estimation et addition des composantes directes, diffuse et réfléchie de l'irradiation totale sur une surface inclinée et l'irradiation solaire horaire totale sur une surface inclinée est décrite par l'équation :

$$G_{in} = B_{in} + D_{in} + R_{in} \qquad (1.3)$$

Avec G_{in} est l'irradiation solaire totale sur une surface inclinée, W/m^2/heure, B_{in} est l'irradiation solaire directe absorbée par la surface inclinée,W/m^2/heure ; D_{in} est l'irradiation solaire diffuse absorbée par la surface inclinée,W/m^2/heure ; et R_{in} est l'irradiation solaire totale réfléchie par la surface inclinée.

1.1.3 Irradiation solaire directe totale sur une surface inclinée

La partie directe peut être décrite par l'équation :

$$B_{in} = B_h \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} = B_h . R_b \qquad (1.4)$$

Ou B_h est l'irradiation solaire sur une surface horizontale ;θ est l'angle d'incidence,l'angle que fait l'irradiation directe sur une surface et la normale à cette surface,θz est l'angle zénithal du soleil ;R_b est le facteur géométrique.

Pour le calcul de l'angle d'incidence on utilise les équations suivantes :

$$\mathrm{Cos}\,\theta = \mathrm{Sin}\,\delta\mathrm{Sin}\,\varphi\mathrm{Cos}\,\beta - \mathrm{Sin}\,\delta\mathrm{Cos}\,\varphi\mathrm{Sin}\,\beta\mathrm{Cos}\,\gamma + \mathrm{Cos}\,\delta\mathrm{Cos}\,\varphi\mathrm{Cos}\,\beta\mathrm{Cos}\,\omega_s + \mathrm{Cos}\,\delta\mathrm{Sin}\,\varphi\mathrm{Sin}\,\beta\mathrm{Cos}\,\gamma\mathrm{Cos}\,\omega_s$$

$$+ \mathrm{Cos}\,\delta\mathrm{Sin}\,\beta\mathrm{Sin}\,\gamma\mathrm{Sin}\,\omega_s \qquad (1.5)$$

Et $$\mathrm{Cos}\,\theta z = \mathrm{Cos}\,\delta\mathrm{Cos}\,\varphi\mathrm{Cos}\,\omega_s + \mathrm{Sin}\,\delta\mathrm{Sin}\,\varphi \qquad (1.6)$$

Ou δ est la déclinaison solaire ;ϕ la latitude du lieu ;β est l'angle d'inclinaison de la surface du plan ;γ est l'angle azimutal de la surface.

1.1.4 Irradiation solaire réfléchie absorbée par une surface inclinée.

La partie réfléchie peut être décrite par l'équation suivante :

$$R_{in} = \frac{\rho}{2} G_h (1 - \mathrm{Cos}\,\beta) \qquad (1.7)$$

Ou G_h est l'irradiation solaire totale sur une surface horizontale et ρ est l'albédo du sol.

1.1.5 Irradiation solaire diffuse totale absorbée par une surface inclinée

Il existe plusieurs modèles pour l'estimation de l'irradiation diffuse totale sur une surface inclinée. On va introduire et expliquer les modèles les plus populaires.

1.1.5.1 Modèle de Liu et Jordan.

Le modèle de Liu et Jordan considère une distribution isotropique de l'irradiation diffuse de l'hémisphère. Cette considération permet une dérivation analytique de l'équation de base pour calculer le rapport entre l'irradiation diffuse sur une surface inclinée et sur une surface horizontale.

$$D_{in} = D_h \left[\frac{1 + \mathrm{Cos}\,\beta}{2}\right] = D_h . \mathrm{Cos}^2\left(\frac{\beta}{2}\right) \qquad (1.8)$$

Où D_h est l'irradiation diffuse sur une surface horizontale.

1.1.5.2 Modèle de Hay et Davies

Le modèle de Hay et Davies tient compte des irradiations diffuses isotropique et de la circum-solaire. Sous les conditions d'un ciel clair, il existe une augmentation de l'irradiation diffuse autour du soleil. Hay et Davies estiment la quantité diffuse de la circumsolaire en utilisant un indice anisotropique A_i.

L'irradiation diffuse sur une surface inclinée est donnée par :

$$D_{in} = D_h.\mathrm{Cos}^2\left(\frac{\beta}{2}\right)(1 - A_i) + D_h.A_i.R_b \qquad (1.9)$$

Où $\quad Ai = \frac{B_h}{G_0}$

G_0 est la valeur horaire sur un jour pris comme jour moyen et eut être calculé comme suit :

$$G_0 = \frac{24}{\pi} G_{sc}\left[1 + 0.33\cos\frac{360}{365}n\right]\left[\cos\varphi\cos\delta\sin\omega_s + \frac{\pi\omega_s}{180}\sin\varphi\sin\delta\right] \qquad (1.10)$$

Où Gsc est la constante solaire gale à 1376 W/m^2

1.1.5.3Modèle de Perez

La dernière version améliorée du modèle de Perez (Perez et al, 1990) offre des céfficients recommandés qui sont issus à partie des données climatiques dans plusieurs endroits. Le modèle tient comte, pour les irradiations diffuses de la circum-solar et isotopiques, des cœfficients empiriques F_1 et F_2 (cœfficient d'éclaircissements réduits). Les cœfficients d'éclaircissement F1 et F2 sont fonction de la clarté du ciel, ε, et les paramètres d'éclaircissement du ciel, Δ :

$$\varepsilon = \frac{\left[\frac{(D_h + D_n)}{D_h + 1{,}04\theta_z^{\,3}}\right]}{1 + 1{,}041\theta_z^{\,3}}$$

(1.11)

Où m est la masse d'air.

L'irradiation solaire diffuse sur une surface inclinée est estimée par :

$$D_{in} = D_h.\mathrm{Cos}\,2\left(\frac{\beta}{2}\right)(1 - F_1) + D_h\left(\frac{a}{c}\right) + D_h.F_2.\mathrm{Sin}\,\beta \qquad (1.12)$$

Avec $\quad \frac{a}{c} = \frac{\max\left[0, \mathrm{Cos}\,\theta\right]}{\max\left[\mathrm{Cos}\,85, \mathrm{Cos}\,\theta_z\right]}$

1.1.5.4Modèle de Reindl

Le modèle de Reindl ajoute un terme ded'éclaircissement diffus du ciel au modèle de Hay et Davies. Le modèle de l'irradiation diffuse sur une surface inclinée est donnée par :

$$D_{in} = D_h.\text{Cos}^2\left(\frac{\beta}{2}\right).(1-A_i)\left[1+f.\text{Sin}^3\left(\frac{\beta}{2}\right)\right] + G_h.A_i.R_b \quad (1.13)$$

$$\text{Avec } f = \sqrt{\frac{B_h}{G_h}}$$

1.1.5.4 Modèle de HDKR (Hay et Davies, Klein, Reindl)

L'irradiation solaire sur une surface inclinée est donnée par :

$$G_{in} = (B_h + D_h.A_i)R_b + D_h(1-A_i)\left(\frac{1+\text{Cos}\,\beta}{2}\right)\left[1+f\text{Sin}^3\left(\frac{\beta}{2}\right)\right] + G_h\rho\left(\frac{1-\text{Cos}\,\beta}{2}\right)$$

(1.14)

1.2 Potentiel solaire en Algérie

L'Algérie possède un gisement solaire parmi les plus élevé dans le monde, la durée moyenne d'ensoleillement dans le Sahara algérien est de 3500 heures, ce potentiel peut constituer un facteur important de développement durable dans cette région, s'il est exploité de manière économique, le tableau suivant indique le taux d'ensoleillement pour chaque région de l'Algérie.

1.3.1 L'énergie photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque est obtenue directement à partir du rayonnement du soleil. Les panneaux photovoltaïques composés des cellules photovoltaïques à base de silicium ont la capacité de transformer les photons en électrons. L'énergie sous forme de courant continu est ainsi directement utilisable. Les panneaux solaires actuels sont relativement onéreux à la fabrication malgré la matière première peu coûteuse et abondante (silice) car une énergie significative est nécessaire à la production des cellules. Des progrès technologiques sont en cours pour rendre l'énergie photovoltaïque plus compétitive.

Les panneaux solaires sont très pratiques d'utilisation. L'intégration dans le bâtiment est facile et devient même esthétique. Pour les sites isolés et dispersés qui demandent peu d'énergie, c'est une solution idéale.

La technique photovoltaïque malgré sa complexité est aussi en très forte croissance.

1.3.2Cellule solaire

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie durayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque basée sur un phénomène physique appelé effetphotovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cettecellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisépour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèledonne lieu à un générateur photovoltaïque.

1.3.2.1Principe de fonctionnement

La cellule solaire est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique. Le principe de fonctionnement de cette cellule fait appel aux propriétés du rayonnement et celles de semi-conducteurs.

1.3.2.1.1 Effet photovoltaïque et la jonction P-N

L'effet photovoltaïque est le phénomène physique qui permet de convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique.

Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque est illustré sur la figure (1.5). Un photon d'énergie suffisante qui heurte un atome peut arracher un électron et lui communiquer une certaine vitesse.

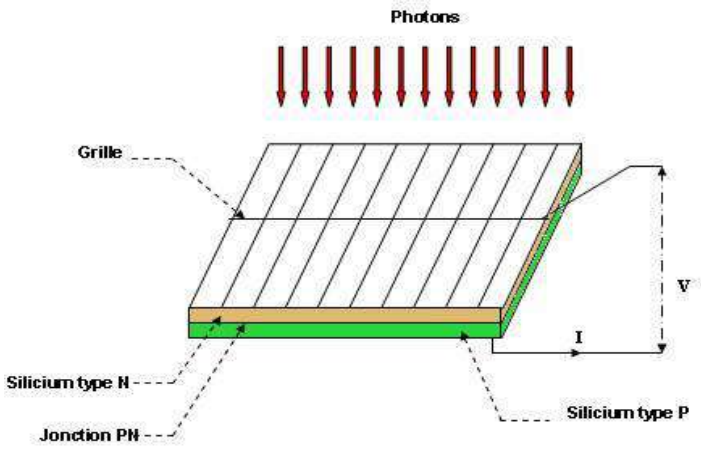


Figure (1.5) Schéma d'une cellule solaire

Ces charges électriques crées ont toute une chance de se recombiner. En constituant une jonction de deux zones de types opposés (jonction P-N), un champ électrique apparaît au voisinage de cette jonction qui maintient la séparation de charges positives et négatives.

L'électron arraché sera accéléré par le champ électrique et parviendra éventuellement dans la zone de type N, de même la charge positive acquise par l'atome se propagera vers la zone de type P.

Ainsi, une tension électrique apparaît entre les deux phases de la jonction et si elles sont reliées par un circuit extérieur, un courant s'y écoulera. L'énergie des photons est ainsi convertie en énergie électrique. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{OC}). Le courant maximalse produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit(I_{CC}) et dépend fortement du niveau d'éclairement. Une cellule PV a, comme nous levoyons sur la figure (1.6), une caractéristique I (V) non linéaire avec un point de puissance maximale.

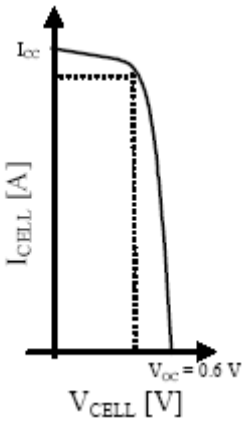


Figure (1.6) Caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque

Une cellule PV peut se modéliser à partir de l'équation définissant le comportementstatique de la jonction PN d'une diode classique. Ainsi, la figure (1.19) illustre le schémaéquivalent électrique d'une cellule PV réelle. Dans cette équation, on prend en compte lecourant de court-circuit et les différentes résistances modélisant les pertes dues à laconnectique. Ainsi, en statique, le comportement d'une cellule PV constituée d'une jonctionPN à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante :

$$I_{CELL} = I_{CC} - I_s\left[\exp\left(\frac{V_{cell} + I_{CELL}R_s}{nV_T}\right) - 1\right] - \frac{V_c + I_{CELL}R_s}{R_p} \qquad (1.15)$$

Avec $$V_T = \frac{KT}{e}$$

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

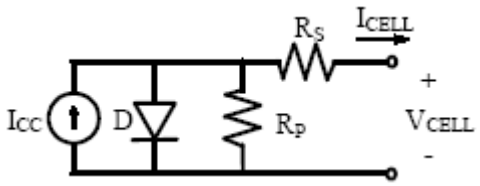


Figure (1.7) Schéma équivalent électrique d'une cellule PV

1.3.3 Générateur photovoltaïque

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

Nous pouvons remarquer que comme pour une cellule, la caractéristique électrique I (V)d'un générateur photovoltaïque est non linéaire et présente un point de puissance maximale. Le point defonctionnement d'un générateur photovoltaïque est fonction de l'impédance de la charge qu'il alimente et dépend du niveau d'éclairement et de température (Voir figures (1.8) et (1.9)).

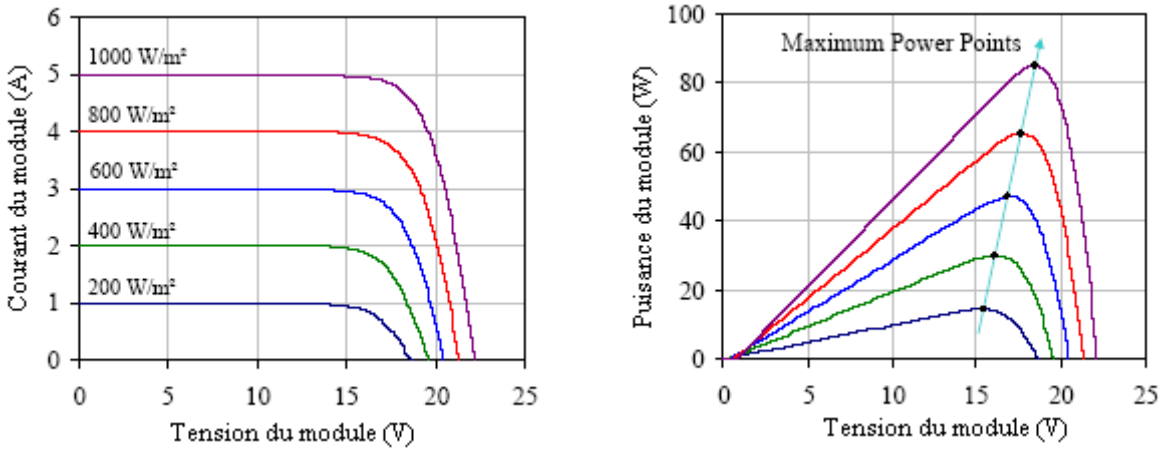


Figure (1.8) Influence du niveau d'éclairement

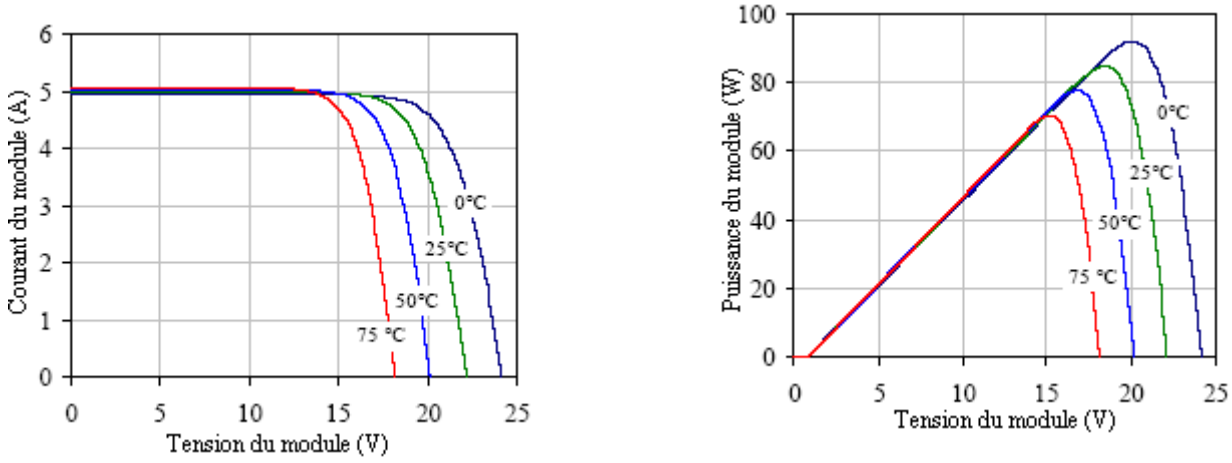


Figure (1.9) Influence de la température de la cellule (Rayonnement solaire de 1KW/m^2

Chapitre2SystèmesPhotovoltaïques

Introduction

2-1 Généralités sur les systèmes PV:

Le générateur PV convertit la radiation solaire incidente en puissance électrique et en général, on distingue deux types d'installations:

- non autonomes ou (grid- connecte) c'est-à-dire rattachées au réseau de distribution électrique. Dans les systèmes reliés au réseaux, les consommateurs standard de puissance AC sont connectés au générateur via un onduleur (convertisseur DC/AC) parfois bidirectionnel (redresseur -onduleur), lequel est souvent équipé d'un circuit suiveur (MPPT)pour récupérer la puissance maximale. Le surplus d'énergie du générateur PV est injecté au réseau public et les demandes de puissance qui excèdent la capacité de production du générateur PV sont achetées sur le réseau.
- autonomes ou (stand-alone)qui sont le propos de cette étude. Ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la demande de la charge en tout temps. La puissance à la sortie du PV n'est pas toujours suffisante pour satisfaire la demande, aussi l'autonomie du système est- elle assurée par un système de stockage d'énergie. Dans certains cas un backup compensera la différence entre la capacité totale disponible et la demande, tout en chargeant les batteries.

Généralement les batteries sont à l'acide-plomb, et les backups sont des génératrices fonctionnant au diesel ou à l'essence. En pratique ces derniers sont intégrés aux systèmes PV autonomes formant ainsi des installations hybrides.

2-2 Système hybride PV/génératrice.

Pour les applications hors réseau, il est possible d'avoir un système PV fonctionnant en parallèle avec une génératrice diesel. Les systèmes sont alors complémentaires : le système PV permet de réduire la consommation en combustible fossile et les coûts d'entretien de la génératrice; l'utilisation de la génératrice permet d'éviter le surdimensionnement du système PV (modules PV et batteries d'accumulateurs) qui serait nécessaire pour répondre à la demande en tout temps.

Le système photovoltaïque fournit une énergie intermittente mais souvent moins coûteuse en régions éloignées. La génératrice sert d'énergie d'appoint, selon la demande. Ce type de système s'applique particulièrement bien à des sites éloignés où il est important d'avoir de l'électricité à tout moment, où les coûts de transport du carburant sont élevés et où il n'est pas encore rentable d'utiliser le système photovoltaïque seul avec les batteries.

Les génératrices peuvent utiliser plusieurs types de combustibles fossiles : essence, mazout #2 (diesel), propane ou gaz naturel

2-2-1Catégories de systèmes hybrides PV/Diesel

Ces systèmes génèrent de l'électricité en combinant un champ PV avec un générateur Diesel. Ils peuvent être catégorisés selon leur configuration.

2-1-1-1 Systèmes hybrides PV/Diesel série:

Dans ce système (voir figure (2-1)), l'énergie issue du générateur Diesel et du champ PV est utilisée pour charger un parc de batteries. Le générateur diesel est connecté en série avec l'onduleur pour alimenter la charge. Le générateur Diesel ne peut pas alimenter directement la charge. L'onduleur convertit la tension continue du parc de batteries à une tension alternative pour alimenter la charge. La capacité du parc de batteries et 'onduleur devrait être capable de délivrer une puissance supérieure au pic de la charge. La capacité du générateur Diesel devrait, également, être capable de délivrer une puissance supérieure au pic de la charge et charger le parc de batterie simultanément.

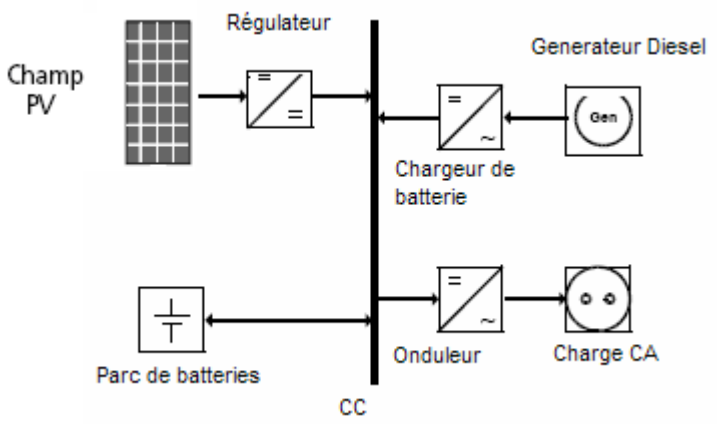


Figure (2-1) Système hybride PV/Diesel série

2-1-1-2 Système hybride PV/Diesel avec interrupteur

Dans ce système (voir figure (2-2)), le parc de batteries peut être chargé par le générateur Diesel et le champ PV. La charge peut être alimentée directement par le générateur Diesel. Si la puissance délivrée par le générateur Diesel excède la charge, l'excès d'énergie sera utilisé pour recharger le parc de batteries. Durant la période de faible demande d'énergie,le générateur Diesel est interrompu et la charge est alimentée par le champ PV et l'énergie stockée par le parc de batteries. En comparant l'efficacité de conversion globale, le système avec interrupteur est plus efficace que le système série.

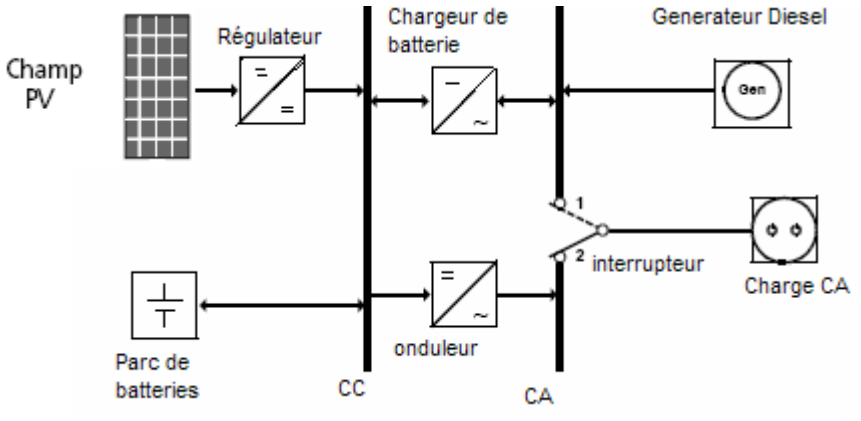


Figure (2-2) Système hybride PV/Diesel avec interrupteur

2-1-1-3 Systèmehybride PV/Diesel parallèle.

Le système hybride parallèle est illustré dans la figure (2-3) .Le générateur Diesel peut alimenter la charge directement .Le champ PV et le parc de batteries sont connectés en série avec le convertisseur bidirectionnel pour alimenter la charge. Durant la période de faible demande d'énergie, l'énergie en excès issue du champ PV est utilisée pour recharger le parc de batteries .Le convertisseur bidirectionnel peut charger le parc de batteries quandl'excès d'énergie est disponible à partir du générateur Diesel**.**

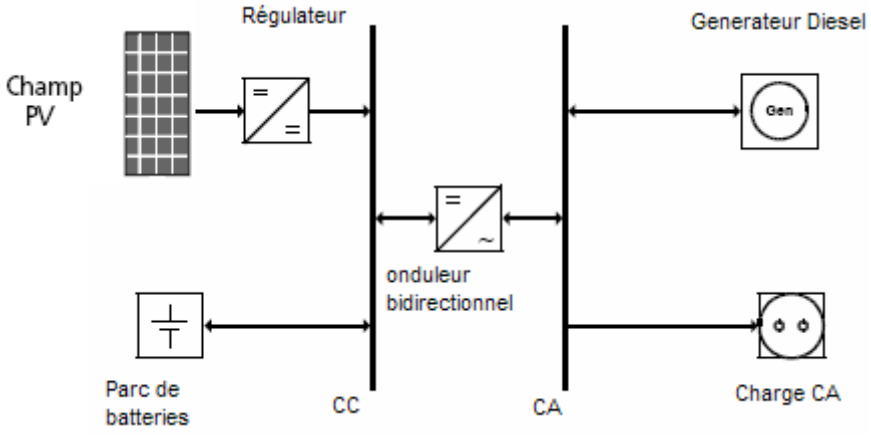


Figure (2-3) Système hybride PV/Diesel parallèle

2-3Système Hybride PV/Diesel/Eolien:

Les systèmes PV/Dieselpeuvent également être couplés avec d'autres sources d'énergie telles les turbines éoliennes et les microcentrales hydrauliques, lorsqu'il y a une complémentarité des productions électriques. Dans les régions ensoleillées en été avec des vents forts en hiver, les systèmes PV/Eoliens/Diesel permettent d'exploiter en plus l'énergie éolienne pour couvrir une partie des exigences de la charge qui autrement serait alimentée par un groupe diesel.

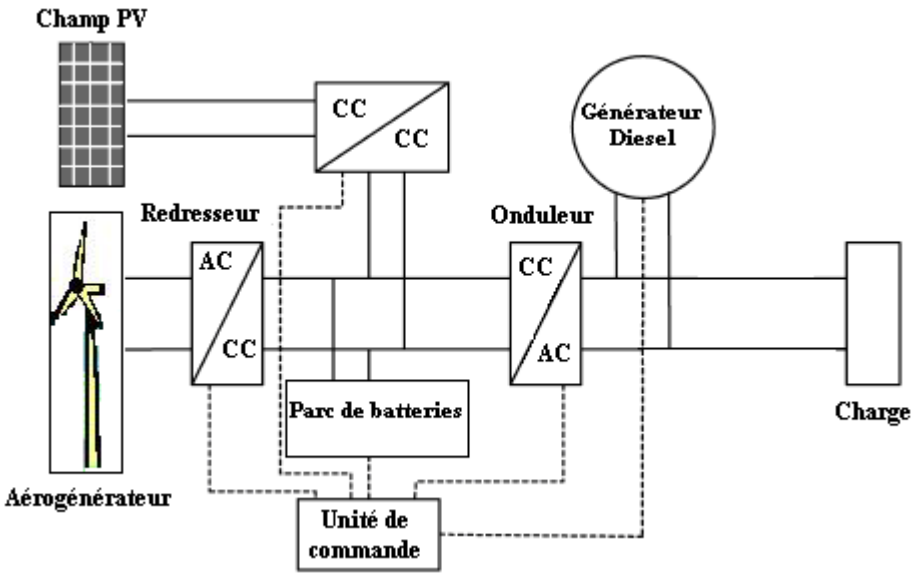


Figure (2-4) Modèle général d'un système hybride PV/Diesel/éolien

2-3-1 Description D'un Système Hybride :

Le terme système hybride s'applique à tout système de production d'énergie utilisant des sources de natures différentes ; soient une source passive ou renouvelable (hydraulique, solaire ou éolienne) et une source active(Générateur thermique). Plusspécifiquement, les systèmes hybrides autonomes visés dans cette étude sont une combinaison des éléments suivants :

- ✓ un champ de panneaux PV
- ✓ une ouplusieurs turbines éoliennes.
- ✓ une ou plusieurs génératrices.
- ✓ un banc de batteries pour stocker l'énergie produite
- ✓ une unité de contrôle de charge de la batterie
- ✓ un onduleur pour adapter l'alimentation DC aux charges AC. II s'agit le plus souvent d'un onduleur bidirectionnel pouvant aussi assurer la fonction de redresseur lorsque la génératrice doit recharger les accumulateurs.
- ✓ et parfois une station de monitoring pour mesurer les paramètres (courant, tension, insolation, température).

Le principe de fonctionnement est basé sur un phénomène physique : l'effet photovoltaïque, éolien ou hydraulique sont captés puis transformés en électricité (courant continu) respectivement par le panneau photovoltaïque, l'aérogénérateur, la turbine hydroélectrique. Cette électricité est stockée dans les batteries par l'intermédiaire d'un régulateur assurant l'équilibre instantané entre production et consommation, elle peut ensuite être utilisée directement sous forme de courant continu ou sous forme de courant alternatif après transformation par un onduleur et un automate programmable gère les transitions entre les différents modes d'exploitation du système : diesel, et le mode hybride

2-3-2 Composants d'un système PV

2-3-2-1 Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque, comme on l'a vu au chapitre 1, est un assemblage de cellules photovoltaïques. Dans ce qui suit on va présenter la modélisation de l'ensemble cellule/module/champ. Les étapes du calcul du courant sortant du module photovoltaïque, sous certaines conditions d'opération, sont présentées ci-dessous:

$$P^{c}_{max,\,o} = \frac{P^{M}_{max,\,o}}{(N_{MS}.N_{MP})} \qquad (2.1)$$

$$V^{c}_{oc,o} = \frac{V^{M}_{oc,o}}{N_{MS}} \qquad (2.2)$$

$$I^{c}_{sc,o} = \frac{I^{M}_{sc,o}}{N_{PM}} \qquad (2.3)$$

$$V^{c}_{t,o} = \frac{mkT_{0}{}^{c}}{e} \qquad (2.4)$$

$$Voc\,,o = \frac{V^{c}_{oc,o}}{V^{c}_{t,o}} \qquad (2.5)$$

$$f = \frac{\left(V_{oc,o} - Ln\left(V_{oc,o} + 0{,}72\right)\right)}{\left(V_{oc,o} + 1\right)} \qquad (2.6)$$

$$f_0 = \frac{P^{c}_{max,\,o}}{\left(V^{c}_{oc,o} I^{c}_{sc,o}\right)} \qquad (2.7)$$

$$r_s = 1 - \frac{f}{f_0} \qquad (2.8)$$

$$R^{c}_{s} = \frac{r_s V^{c}_{oc,o}}{I^{c}_{sc,o}} \qquad (2.9)$$

Où

$P^{c}_{max,\,o}$ **:** Puissance maximale de la cellule

$P^{M}_{max,o}$ **:** Puissance maximale du module

$V^{c}_{oc,o}$ **:** Tension du circuit ouvert de la cellule

$V^{M}_{oc,o}$ **:**Tension du circuit ouvertdu module

$I^{c}_{sc,o}$ **:** Courant de court-circuit de la cellule

$I^{M}_{sc,o}$ **:** Courant de court-circuit du module

N_{MS} **:** Nombre de cellules en série

N_{MP} **:** Nombre de cellules en parallèle

$V^{c}_{t,o}$ **:** Tension thermique du semi-conducteur d'une seule cellule

m**:** Facteur idéal

k**:** Constante de Boltzmann**,** k=1,381.10^{-21} J/K

T^{c}_{o} **:** Température de la cellule aux conditions standard =25°C

e**:** Charge de l'électron e=1,602.10^{-19} C

$V_{OC,0}$ **:** Tension de circuit ouvert

f **:** Facteur de remplissage

f_0**:** Facteur de remplissage aux conditions standard

r_s **:** Résistance série

R^{c}_{s} **:** Résistance équivalente de la cellule

Les paramètres de la cellule aux conditions standard:

$$C_1 = \frac{I^{c}_{sc,o}}{G_{a,o}} \qquad (2.10)$$

$$I^{c}_{sc} = C_1.G_a \qquad (2.11)$$

$$T^{c} = T_a + C_2.G_a \qquad (2.12)$$

$$V^{c}_{oc} = V^{c}_{oc,o} + C_3\left(T^{c} - T^{c}_{o}\right) \quad (2.13)$$

$$V^{c}_{t} = \frac{mk\left(273 + T^{c}\right)}{e} \quad (2.14)$$

Où

C_2**:** Constante,C_2=0,03Cm2/W

C_3**:** Constante, généralement considéréC_3=-2,3mV/C°

$G_{a,o}$**:** Rayonnement, W/m^2

G_a**:** Rayonnement ambiant, W/m^2

T_a**:**Température ambiante, C°

T^c**:** Température de travail de la cellule

Le courant du module aux conditions d'opération est donné par:

$$I^{M} = N_{MP} I^{c}_{sc}\left[1 - \exp\left(\frac{V^{M} - N_{MS} V^{c}_{oc} + I^{M} R^{c}_{s} \frac{N_{MS}}{N_{MP}}}{N_{MS} V^{c}_{t}}\right)\right] \quad (2.15)$$

Où

I^M **:** Courant total généré par le module

V^M **:** Tension appliquée aux bornes des cellules

Le courant du champ aux conditions d'opération est donné par

$$I^{A} = \sum_{i=1}^{M_P} I_i \quad (2.16)$$

Où

$$I^{A} = M_P . I^{M} \quad (2.17)$$

I^A **:** Courant total du champ

M_P **:** Nombre de modules en parallèle

La puissance générée par le champ PV est :

$$P^A = I^A.V^A \qquad (2.18)$$

Où

P^A **:** Puissance générée par le champ PV

I^A **:** Courant total généré par le champ PV

V^A **:** Tension appliquée au champ PV

- **Orientation optimale**

Le plan du capteur doit être parallèle à l'équateur (plein Sud dans l'hémisphère Nord, et plein Norddans l'hémisphère Sud). Une adaptation sera éventuellement nécessaire en fonction du terrain(présence de masques), il faudra alors choisir l'orientation qui permet le maximum d'ensoleillementjournalier et il sera nécessaire d'adapter la taille du générateur.

- **Inclinaison (par rapport à l'horizontale)**

Elle va être fixée par :

- ✓ La **latitude du site:**

Tableau (2-1) Orientation optimale en fonction de la latitude

Pour une utilisation à l'année	
.Latitude φ	.Inclinaison α
.φ <10°	.α =10°
.10°< φ<30°	.α = φ
.30°< φ<40°	.α = φ+10°
.φ >40°	.α = φ+15°

- ✓ la **périodicité d'utilisation** (permanente, été seulement...).

Elle est choisie pour que l'angle d'incidence des rayons solaires soit le plus proche de laperpendiculaire au plan du capteur le plus longtemps possible. Cette inclinaison sera sensiblementégale à la latitude ou légèrement supérieure pour les sites les plus éloignés de l'équateur.

2-3-2-2 Onduleur

L'onduleur est un convertisseur statique DC/AC de haute performance, il convertit la tension continue en tension alternative contrôlée de façon très précise. Les onduleurs peuvent être à transistor de puissance ou à thyristors.

Les onduleurs peuvent être classés en générateurs produisant soit une onde sinusoïdale, soit une onde carrée ou encore dite pseudo-sinusoïdale. Le choix de l'onduleur va dépendre des appareils qu'il devra faire fonctionner. Les onduleurs modernes utilisent des techniques à base de microprocesseurs pour générer une tension sinusoïdale à l'aide d'impulsions variables en largeur (PWM). Ces impulsions commandent des transistors MOS de puissance à faibles pertes alimentant un transformateur. A la sortie du transformateur, un filtre éventuel coupe les harmoniques provenant de la commande digitale. Cette technique est largement répandue et les coûts de tels appareils ont tendance à baisser.

L'onduleur est caractérisé par son rendement de puissance (η_{ond}).

L'énergie à la sortie de l'onduleur est:

$$E_{ond}=E_{PV}.\eta_{ond} \qquad (2.19)$$

Où

E_{ond} **:** Energie à la sortie de l'onduleur**,** en KWh

E_{PV} **:** Energie généré par le champ PV, en KWh

η_{ond} : Rendement de l'onduleur

2-3-2-3 Régulateur de charge

L'énergie solaire est de nature intermittente et les besoins en électricité ne correspondent pas souvent aux heures d'ensoleillement où nécessite une intensité régulière. On équipe alors le système de batteries d'accumulateurs qui permettent de stocker l'électricité et de la restituer en temps voulu.Ainsi, quand l'énergie produite est supérieure à l'énergie consommée, l'excédent d'électricité est stocké dans les batteries jusqu'à ce que la limite de charge des batteries soit atteinte.Inversement, quand l'énergie produite est inférieure à l'énergie consommée,les batteries fournissent la quantité d'énergie manquante jusqu'à ce que la limite de décharge des batteries soit atteinte. Un régulateur est alors indispensable pour protéger la batterie contre les surcharges ou les décharges profondes nocives à sa durée de vie.L'objectif d'un régulateur de charge est donc de protéger la batterie pour assurer une meilleure durée de vie. En effet, c'est presque toujours la batterie qui dure le moins longtemps dans une application solaire si l'on n'y prend pas garde. Améliorer la durée de vie d'une batterie, c'est empêcher :

La surcharge : éviter que latension dépasse un certain seuil.

La décharge profonde :éviter que la batterie soit vidée de lus de 60 à 70 % de sa charge.

On réalise ces deux fonctions avec un régulateur de charge-décharge connecté avec les panneaux,la batterie et la charge électrique.

Les principaux régulateurs sont :

- ✓ Régulateur de charge Shunt :
- ✓ Régulateur de charge Série:
- ✓ Régulateur à sectionnement :

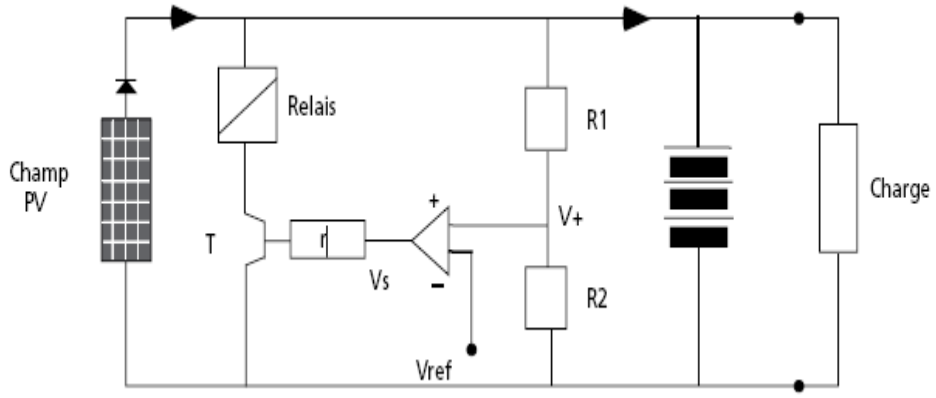
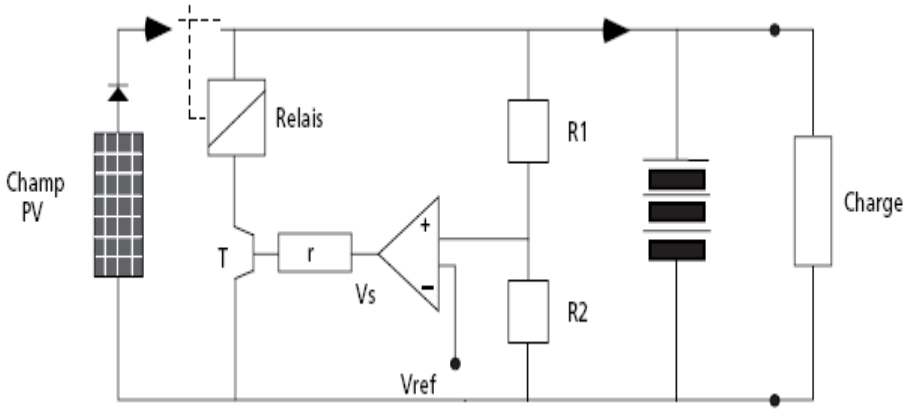


Figure (2-5) Schéma du régulateur shunt



Figure(2-6)Schéma du régulateur série

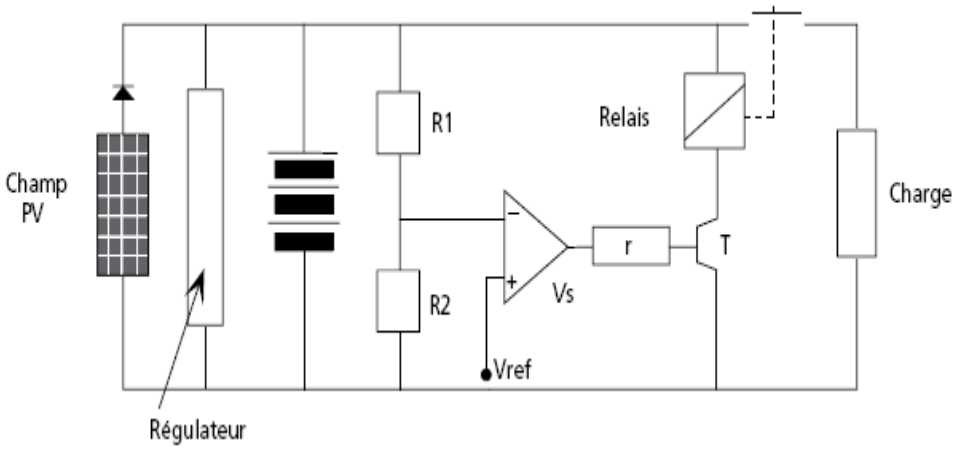


Figure (2-7) Schéma du régulateur à sectionnement basse tension automatique

2.3.2.4Batterie

La batterie sert à stocker l'énergie produite par le champ de modules PV. Il y a nécessité de stockage chaque fois que la demande énergétique est décalée dans le temps vis-à-vis de l'apport énergétique solaire. En effet :

• La demande énergétique est fonction de la charge à alimenter, les appareils utilisés fonctionnent soit en continu, soit à la demande ;

• L'apport énergétique solaire est périodique (alternance jour/nuit, été/hiver) et aléatoire (conditions

Météorologiques). Ce décalage entre la demande et l'apport énergétique nécessite un stockage d'électricité. Le système tampon utilisé le plus couramment pour les systèmes photovoltaïques est la batterie d'accumulateurs électrochimiques.

A cause de la nature variable des radiations solaires, les accumulateurs doivent pouvoir résister sans dommage à de nombreux cycles de charge et de décharge. La profondeur de décharge auquel un accumulateur peut être soumis dépend de son type. Ainsi, les accumulateurs plomb-calcium sont utilisés pour des applications où la décharge est inférieure à 20 % par cycle (décharge faible). Les accumulateurs nickel-cadmium et quelques types d'accumulateurs plomb-antimoine, peuvent être utilisés pour des applications ou la décharge pourrait excéder 80 % (décharge profonde).

Dans un système photovoltaïque, la batterie remplit trois fonctions importantes :

• **Autonomie**. Une batterie permet de répondre aux besoins de la charge en tout temps, même la nuit ou par temps nuageux.Selon les conditions du site et la présence d'une génératrice d'appoint, les batteries d'accumulateurs sont dimensionnées pour permettre une période d'autonomie du système de quelques jours à quelques semaines.

• **Courant de surcharge**. Une batterie permet de fournir un courant de surcharge pendant quelques instants, c'est-à-dire un courant plus élevé que celui que peut fournir le champ PV. Ceci est nécessaire pour faire

démarrer les moteurs et les autres appareils requérant un courant de démarrage de 3 à 5 fois supérieur au courant d'utilisation.

• **Stabilisation de la tension**. Une batterie permet de fournir une tension constante, en éliminant les écarts de tension du champ PV et en permettant aux appareils un fonctionnement à une tension optimisée. Les deux types de batteries utilisés le plus couramment dans les systèmes photovoltaïques sont les batteries avec accumulateurs au plomb-acide (Pb acide) et les batteries avec accumulateurs au nickel-cadmium (Ni-Cd).

Chacune a ses propres particularités et, selon les méthodes de construction, elles auront des caractéristiques de fonctionnement très différentes. La batterie au plomb-acide est la plus connue, étant utilisée depuis plus de 150 ans pour fournir le courant de démarrage des voitures, l'électricité des systèmes d'urgence et la force de traction des véhicules électriques.

La batterie au nickel-cadmium a été conçue pour répondre à un besoin prolongé de stockage d'énergie dans des conditions de fonctionnement extrême et de maintenance minimale. Il existe également quelques types de batteries au nickel-cadmium. Néanmoins, une des différences les plus importantes entre les batteries au plomb-acide et celles au nickel-cadmium se trouve au niveau de leur tension de fonctionnement. Alors qu'une cellule au plomb-acide fournit une tension nominale de 2,0 volts, la cellule au nickel-cadmium fournit une tension nominale de 1,2 volt.

Dimensionner la batterie, c'est choisir un stockage tampon permettant de s'affranchir de variations climatiques temporaires, à l'échelle de l'heure, de la journée et de quelques jours d'autonomie.

La capacité de la batterie exigée pour supporter l'énergie de la charge à alimenter est calculée par l'expression suivante:

$$C_{bat} = \frac{E_{bat}}{\eta_{dech}\left[N_{cel}.V_{dech}\right]P_D.N_{bat}} \qquad (2.20)$$

Ou E_{bat} : Energie exigée de la batterie par décharge

η_{dech} : rendement de décharge

N_{cel} nombre de cellules en série dans une batterie

V_{dech} tension moyenne d'une cellule durant la décharge

P_D : profondeur de décharge

N_{bat}: Nombre de batteries en parallèle

Chapitre3 Optimisation et Résultat

1- Introduction

Le modèle d'optimisation de micro-alimentation HOMER est un modèle informatique développé par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) des États-Unis pour aider à la conception de systèmes de micro-alimentation et pour faciliter la comparaison des technologies de production d'énergie dans un large éventail d'applications. HOMER modélise le comportement physique d'un système électrique et son coût du cycle de vie, qui est le coût total d'installation et d'exploitation du système sur sa durée de vie. HOMER permet au modélisateur de comparer de nombreuses options de conception différentes en fonction de leurs mérites techniques et économiques. Il aide également à comprendre et à quantifier les effets de l'incertitude ou des changements dans les intrants. Un microsystème électrique est un système qui génère de l'électricité, et éventuellement de la chaleur, pour desservir une charge à proximité. Un tel système peut utiliser n'importe quelle combinaison de technologies de production et de stockage d'électricité et peut être connecté au réseau ou autonome, c'est-à-dire séparé de tout réseau de transmission. Quelques exemples de systèmes de micro-énergie sont un système de batterie solaire desservant une charge à distance, un système éolien-diesel desservant un village isolé et une microturbine au gaz naturel connecté au réseau fournissant de l'électricité et de la chaleur à une usine. Les centrales électriques qui fournissent de l'électricité à un système de transmission à haute tension ne sont pas considérées comme des microsystèmes car elles ne sont pas dédiées à une charge particulière. HOMER peut modéliser des microsystèmes connectés au réseau et hors réseau desservant des charges électriques et thermiques, et comprenant toute combinaison de modules photovoltaïques (PV), d'éoliennes, de petites centrales hydroélectriques, d'énergie biomasse, de générateurs à moteur alternatif, de micro turbines, de piles à combustible, de batteries et stockage d'hydrogène. L'analyse et la conception de microsystèmes électriques peuvent être difficiles, en raison du grand nombre d'options de conception et de l'incertitude des paramètres clés, tels que la taille de la charge et le prix futur du carburant. Les sources d'énergie renouvelables ajoutent une complexité supplémentaire car leur production d'énergie peut être intermittente, saisonnière et non acheminable, et la disponibilité des ressources renouvelables peut être incertaine. HOMER a été conçu pour surmonter ces défis. 56 HOMER effectue trois tâches principales : la simulation, l'optimisation et l'analyse de sensibilité. Dans le processus de simulation, HOMER modélise les performances d'une configuration de système de micropuissance particulière à chaque heure de l'année pour déterminer sa faisabilité technique et son coût du cycle de vie. Dans le processus d'optimisation, HOMER simule de nombreuses configurations de système différentes à la recherche de celle qui satisfait aux contraintes techniques au coût du cycle de vie le plus bas. Dans

le processus d'analyse de sensibilité, HOMER effectue plusieurs optimisations sous une gamme d'hypothèses d'entrée pour évaluer les effets de l'incertitude ou des changements dans les entrées du modèle. L'optimisation détermine la valeur optimale des variables sur lesquelles le concepteur du système a le contrôle, telles que la combinaison de composants qui composent le système et la taille ou la quantité de chacun. L'analyse de sensibilité aide à évaluer les effets de l'incertitude ou des changements dans les variables sur lesquelles le concepteur n'a aucun contrôle, telles que la vitesse moyenne du vent ou le prix futur du carburant. La figure 1 illustre la relation entre la simulation, l'optimisation et l'analyse de sensibilité. L'ovale d'optimisation entoure l'ovale de simulation pour représenter le fait qu'une seule optimisation se compose de plusieurs simulations. De même, l'ovale d'analyse de sensibilité englobe l'ovale d'optimisation car une seule analyse de sensibilité se compose de plusieurs optimisations.

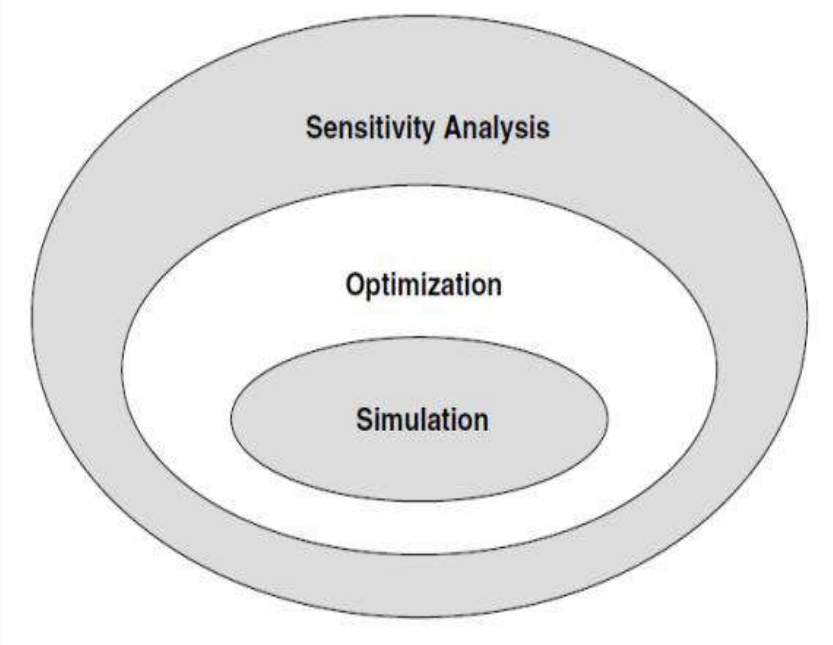
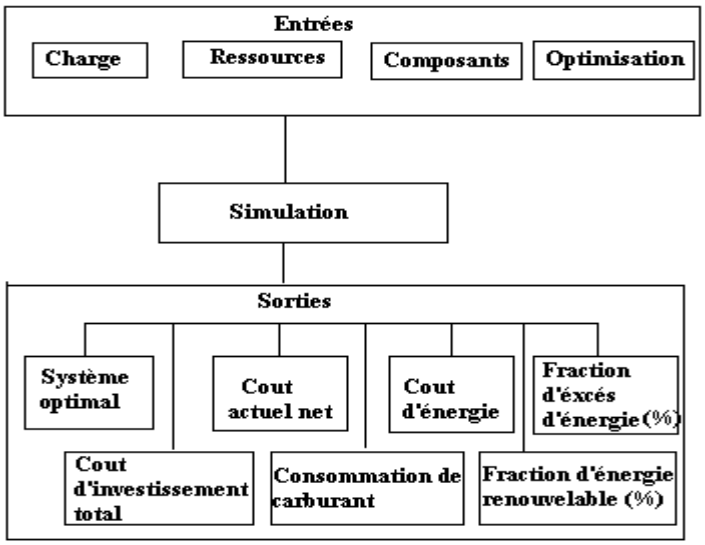


Figure 1 : Relation conceptuelle entre simulation, optimisation et analyse de sensibilité.

Architecture de simulation

On peut schématiser l'architecture de simulation de Homer dans la figure

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 et la consommation de carburant.

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

Homer est utilisé pour déterminer les dimensions de chaque composant du système. 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 et de la vitesse du vent journalières ainsi que les caractéristiques géographiques de chaque site.
- ✓ Les capacités et le nombre de chaque composant (Champ PV, Onduleur).

Les coûts de référence de chaque composant.

Critères d'évaluation pour l'optimisation

Dans cette étude, les critères d'évaluation tels que le coût actuel net, le coût actualisé de l'énergie,

Le coût d'exploitation et le coût d'investissement initial sont pris en compte lors de la phase d'optimisation. La description détaillée de chaque critère est définie dans les sous-rubriques ci-dessous.

- ✓ **Coût actuel net (DA)**

Le terme de coût "NPC" est défini par le programme HOMER comme suit. "Le coût actuel net (ou coût du cycle de vie) d'un composant est la valeur actuelle de tous les coûts d'installation et d'exploitation du composant pendant la durée de vie du projet, moins la valeur actuelle de tous les

revenus générés pendant la durée de vie du projet. HOMER calcule le coût actuel net de chaque composant du système et du système dans son ensemble.

- ✓ **Coût actualisé de l'énergie (COE) (DA/kWh)**

COE est défini par le programme HOMER comme suit. « Pour calculer le COE, HOMER divise le coût annualisé de production d'électricité (le coût total annualisé moins le coût de desserte de la charge thermique) par la charge électrique totale desservie ». COE est calculé par l'équation 1

COE=(Cann,tot)/Réservé

où:

$C_{ann,tot}$:est le coût total annualisé du système (DA/an),

Eserveest la charge électrique totale desservie (kWh/an)

- ✓ **Le coût d'exploitation**

Le coût d'exploitation est défini par le programme HOMER comme suit. « Le coût d'exploitation est la valeur annualisée de tous les coûts et revenus autres que les coûts d'investissement initiaux. Le coût d'exploitation est calculé à l'aide de l'équation 2

$$C_{operating} = C_{ann,tot} - C_{ann,cap}$$

Où :

• $C_{operating}$ est le coût total annualisé du système (DA/an),

• $C_{ann,cap}$est le coût total annualisé du capital (DA/an).

- ✓ Coût en capital initial

Le coût en capital initial d'un composant est le coût total installé de ce composant au début du projet.

2-Description du système

Un système PV connecté au réseau dans le cadre de cette étude composé d'un panneau PV et d'un onduleur est présenté dans Figure 1. Dans ce système de conception, le système de batterie est exclu donc le coût de l'ensemble du système elle diminue d'environ 40 à 50 %, selon le type de piles utilisées et la capacité requise. En outre, étant donné que le système conçu est pris en charge par le réseau, il améliore non seulement les conditions de fiabilité, mais présente également des avantages économiques en réduisant le coût du système. La sous-section suivante décrira la configuration des paramètres technico-économiques pour chaque élément utilisé dans le système, y compris le PV panneau, onduleur et réseau électrique.

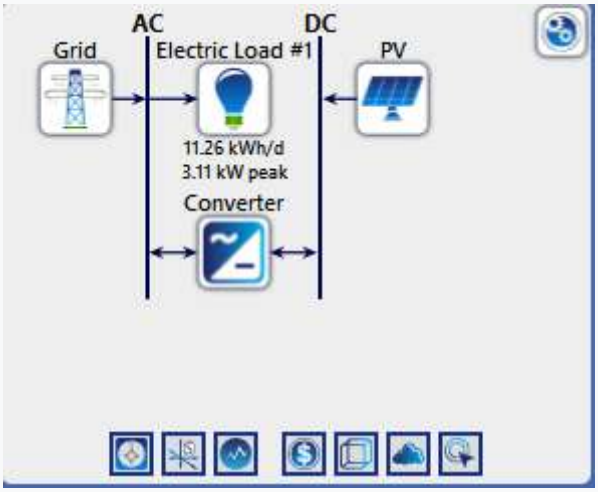


Figure 1 : Système PV connecté au réseau

2-1Solaire PV

Afin d'utiliser le panneau PV, la taille du composant est importante, la taille du PV dépend de la disponibilité du rayonnement solaire, du profil de charge et de la fraction renouvelable requise. La fraction renouvelable est définie comme l'énergie dérivée de ressources renouvelables et utilisée dans le cadre d'alimentation à la charge. Ici, la fraction renouvelable est liée à la production PV. La taille du générateur photovoltaïque peut être augmenté ou diminué en fonction de la quantité de charge électrique non satisfaite et renouvelable fraction d'énergie définie dans la conception. Les données de coût pour le panneau PV sont fournies dans le tableau 1. La durée de vie du PV est définie être de 25 ans tant que les panneaux photovoltaïques ont généralement leur meilleure performance dans les 25 ans et leur la production se dégradera continuellement après 25 ans. Un facteur de déclassement est supposé être de 90 %. La première les coûts d'investissement, de remplacement et d'exploitation et de maintenance (O&M) du PV pris en compte dans cette étude sont RM2500 par kW, RM2500 par kW et 10 RM/kW/an respectivement pour un panneau de 500 kW. L'exploitation et la maintenance le coût comprend le coût d'élimination de la saleté et de la poussière sur le panneau PV et le réglage de la direction du panneau PV.

2.2 Onduleur

Les générateurs photovoltaïques qui produisent du courant continu (CC) à une tension qui dépend de la conception spécifique et l'irradiation solaire doit être convertie en courant alternatif (CA) avant de pouvoir être injectée dans le réseau.

Onduleurs couramment utilisés pour effectuer un processus de conversion. La taille de l'onduleur dépend du courant continu maximal la puissance d'entrée (c'est-à-dire la taille du générateur photovoltaïque en watt de crête) ainsi que la puissance de sortie maximale spécifiée (c'est-à-dire la puissance CA fournie au réseau). La taille appropriée de l'onduleur est capable de maximiser la quantité de l'énergie récoltée à partir des panneaux photovoltaïques en plus de minimiser le coût de l'onduleur. Cependant, l'ensemble les performances du système ne seront ni affectées ni réduites. Dans ce projet, le prix moyen de l'onduleur PV est fixé à 400 RM par kW et le coût O&M est estimé à 5 % de l'investissement total par an. le coût de remplacement de l'onduleur est de 375 RM

par kW. L'efficacité de l'onduleur est de 90% pendant 10 ans durée de vie. Les données de coût de l'onduleur sont présentées dans le tableau 1.

2.3 Réseau Électrique

Lorsque le système PV est connecté au réseau et interconnecté avec d'autres générateurs d'électricité équipements, le coût du capital du réseau est égal à la redevance d'interconnexion. Sinon, le coût en capital du réseau est maintenu à zéro. Dans HOMER, le coût de remplacement de la grille est toujours nul. Le coût d'O&M du réseau est égal au coût annuel d'achat de l'électricité du réseau (c'est-à-dire le coût de l'énergie plus le coût de la demande) moins tout revenu provenant de l'électricité vendue au réseau. Le coût d'exploitation et de maintenance du réseau pour le PV connecté au réseau systèmes comprend également les frais d'attente.

Tableau 1 : Données économiques du PV et de l'onduleur

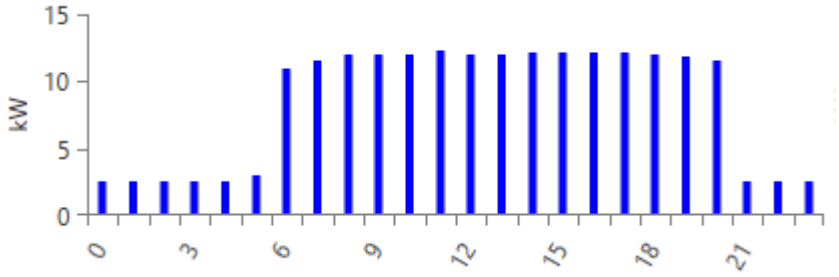
1-Panneau photovoltaïque	**Valeur**
Rated power (kW)	1
Durée de vie (ans)	25
Facteur de déclassement	80%
Coût en capital par kW (DA)	29 ,000.60
Coût de remplacement par kw (DA)	22,320.00
Coût O&M (DA/kW/an)	1,426.82
2-Onduleur	**valeur**
Puissance nominale (kW)	
Durée de vie (ans)	15
Efficacité	95
Coût en capital par kW (DA)	118,400.00
Coût de remplacement par kw(DA)	118,400.00
Coût O&M par kW par an (DA)	1,427.91

3 Paramètres d'entrée pour la simulation

Le centre de dialyse est situé à site de coordonnées géographiques de 35°52.7’ N et 2°44.9’E et est choisi comme étude de cas. La superficie de centre de dialyse de 178 061,68 m2 avec 10 blocs de clinique et 24 quartiers. La zone allouer 5975,90 m2 pour les services où l'hôpital compte 650 lits et 13 unités de salle d'opération. La superficie de la cuisine et de la cantine et de l'espace public est de 2001,42 m2 et 16206.79 m2 , respectivement. Cependant, dans l'analyse, utilisez uniquement les profils de charge des blocs 1 et 2 à des fins de simulation.

3.1 Profil de charge

Le profil de charge du bâtiment est généré dans le logiciel HOMER à partir des données mensuelles ainsi que des données de charge quotidienne provenant de la même source. Le profil de charge quotidienne pour les blocs 1 et 2, Le centre de dialyse est présenté dans Figure 2, et la variation du profil de charge mensuel est illustrée à la Figure 3. La charge la plus élevée la consommation de cet hôpital est de 922 kW par jour en heure de pointe pendant près de 24 heures. Cela est dû à l'activité de la routine hospitalière dans la clinique et le bloc sanitaire. La consommation de charge moyenne est de 374.15 kWh/jour distribués en charge de pointe de 11.26 kW, avec un facteur de charge de 0,15



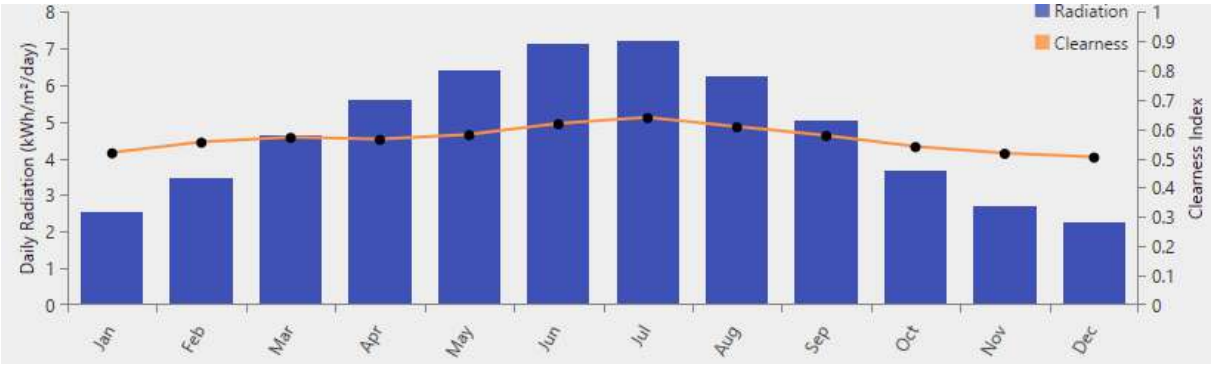
Figuer 2 :Profil de charge horaire



Figuer 3 : Profil de charge mensuel

3.2 Rayonnement solaire

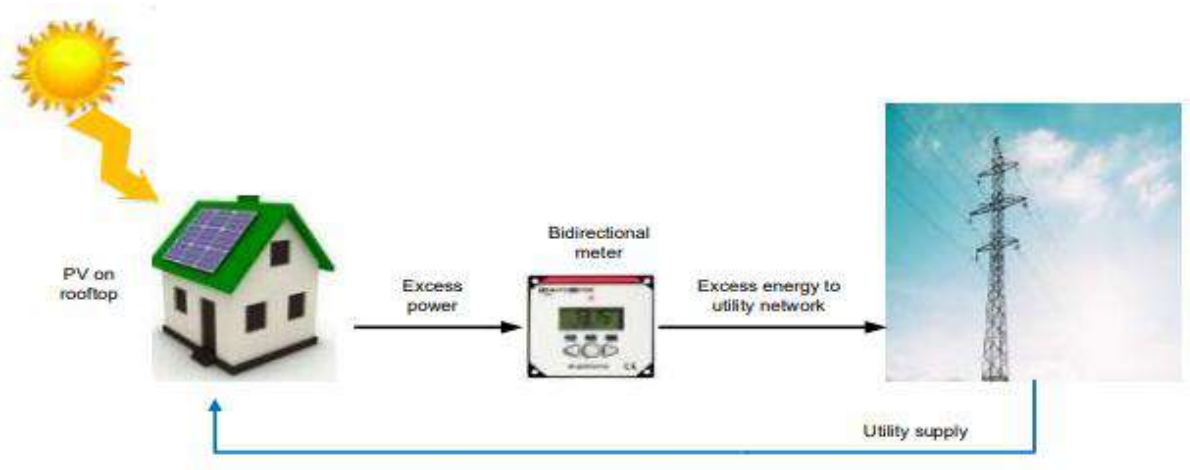
Dans HOMER, l'apport de ressources solaires peut être représenté soit par les données de rayonnement solaire, soit par les indice de clarté. Les données de rayonnement solaire ont été obtenues auprès de National Aeronautics and Space Administratif, NASA [33]. Les données sont des données de rayonnement solaire mensuel moyen sur 22 ans de l'emplacement. La latitude et la longitude, 35.75 N et 2.75 E ont été pris en compte dans le logiciel HOMER, à partir de lequel il a reçu les données de rayonnement. La figure 4 montre les données de rayonnement solaire pour le lieu étudié. L'irradiante varie de 2.270 kWh/m2 /jour à 7.190 kWh/m2 /jour et la moyenne annuelle d'ensoleillement l'irradiante est estimée à 4.7325 kWh/m2 /journée. On remarque que l'irradiante solaire est élevée en février, mars, avril, septembre et octobre, et faible en mai et novembre. La raison du faible ensoleillement l'irradiation est due à la saison de la mousson du sud-ouest pendant cette période.



Figuere 4 : Irradiation solaire pour la zone étudiée

4 Stratégie opérationnelle

Le système conçu fonctionne sur la base d'un système connecté au réseau et d'un mécanisme de facturation nette (NeM). La facturation nette est un mécanisme de facturation qui donnera des crédits aux propriétaires de systèmes d'énergie solaire pour le l'électricité qu'ils ajoutent au réseau. NeM permet aux clients résidentiels et commerciaux qui génèrent leur propre électricité à partir de l'énergie solaire pour réinjecter l'électricité qu'ils n'utilisent pas dans le réseau. En tant que Par exemple, si le client résidentiel a un système PV sur son toit, il peut générer plus d'électricité que la maison n'en demande pendant la journée. Si la maison est facturée au net, l'électricité le compteur fonctionnera à l'envers pour fournir un crédit sur la consommation d'électricité la nuit ou à d'autres périodes où la consommation d'électricité de la maison dépasse la production du système. Dans NeM, les clients ne sont facturés que pour leur consommation d'énergie « nette ». Dans cette étude, la puissance générée par le PV sera utilisée pour répondre à la demande de charge dans le bâtiment. Ici, l'électricité produite par un tel système réduira la facture d'électricité et le producteur peut être en mesure de vendre l'électricité excédentaire produite à l'électricité locale fournisseur. Lorsque les ressources renouvelables et le système de stockage sont insuffisants pour satisfaire la demande de charge, l'électricité du réseau fournirait la puissance déficitaire. Dans une centrale photovoltaïque connectée au réseau centrale, l'utilisation d'un dispositif de stockage peut véritablement permettre au système électrique de répondre pleinement à la demande de puissance et augmenter la fiabilité du système électrique. Le réseau lui-même agit comme un magasin virtuel d'électricité, lorsque l'électricité produite par le PV est revendue au réseau. En Malaisie, l'énergie durable DevelopmentAuthority (SEDA) gérera l'enregistrement et l'installation de toute énergie renouvelable sources. La disposition du compteur dans le mécanisme NeM est illustrée à la figure 5.



5.1 Période de récupération

La période de récupération peut être définie comme le nombre prévu d'années nécessaires pour récupérer l'original investissement. L'analyse économique de la période de récupération du module PV est appelée énergie délai d'amortissement (EPBT). la formule pour calculer l'EPBT est comme dans le (1):

$EPBT = kWhe \ldots\ldots E$ (1)

Où $kWhe$ est l'énergie grise et E est le taux de génération d'énergie du générateur photovoltaïque. Dans cette étude, l'énergie grise est égale à 5600, la puissance nominale du générateur photovoltaïque à 50 kW et E tirée de HOMER

simulation égale à 60000 kWh/an. Ainsi, l'EPBT est

Par conséquent, $EPBT$ = 5600 X 50 ……60000 (2)

EPBT = 4,67 ≈ 5 ans.

Ainsi, le délai de récupération de ce système est de 5 ans.

5.2Résultats d'optimisation

onduleur kW, pour remplir complètement le profil de charge moyen de 0,922 MW. Cette taille optimale a permis au panneau photovoltaïque de produire 108 169 616 kWh/an et n'a besoin d'acheter que 3 795 915 kWh/an sur le réseau, ce qui aide le propriétaire du bâtiment à réduire sa facture énergétique. L'électricité produite par le solaire photovoltaïque est illustrée à la figure 6. L'électricité excédentaire est de 98 866 640 kWh/an qui peut être revendue au réseau. Dans ce GCPV, la charge non satisfaite est de 247 376 kWh et la fraction renouvelable est de 0,96. Les émissions causées de dioxyde de carbone, de dioxyde de soufre et de dioxyde d'azote sont respectivement de 318 746 kg/an, 1 382 kg/an et 672 kg/an. Par rapport à la production d'électricité conventionnelle, les émissions causées par ces gaz ont été réduites de près de 50 %. Le coût optimal nécessaire pour cette conception d'optimisation est de 153 200 $ (22302917,28 DA) et 165 489 $ (24091954,82 DA) par an pour le coût d'investissement initial et le coût d'exploitation, respectivement. Le coût actuel net total (TNPC) et le coût actualisé de l'énergie (LCOE) nécessitent respectivement 2 615 252 $ (380729432,26 DA) et 0,022 $ (3,20 DA) par kWh. Ce système a une

fraction renouvelable de 0,97 et la pénurie de capacité n'est que de 0,022. En outre, le résultat optimal sur les dépenses économiques pour ce GCPV est présenté dans le tableau 3.

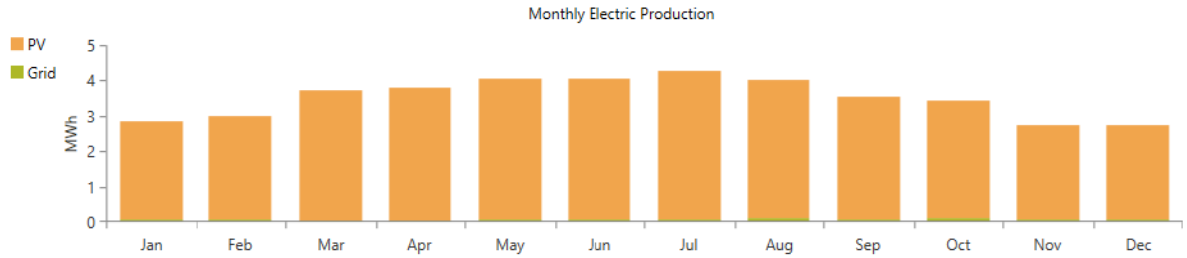


Figure 6 : Production mensuelle moyenne d'électricité

Tableau 3 : Résultat optimal d'un point de vue économique

Composant	Capital (DA)	Remplacement (DA)	O&M (DA)	Total (DA)
PV	29,000.60	22,320.00	1,426.82	52,747.42
Reseaux	30.00	0	0	30
Onduleur	118,400.00	118,400.00	1,427.91	238,227.91
systeme	147,430.6	140,720	2,854.73	291,005.33

5.3 Analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité est effectuée sur les paramètres incertains qui devraient avoir un effet significatif sur le TNPC. Dans le logiciel HOMER, la variable peut être déterminée dans une certaine valeur. La variable sera mesurer sur la façon dont il va changer la variable d'entrée peut être spécifié. Dans cette analyse de simulation du point de vue économique, un taux d'intérêt annuel est retenu comme variable de sensibilité. La raison est parce que les taux d'inflation qui fluctuent chaque année peuvent avoir un impact sur le taux d'intérêt annuel. Selon Bank Negara Malaysia (BNM) [38] [39], le taux d'intérêt annuel varie de 1 % à 3,25 % (actuel). Néanmoins, dans cette analyse de sensibilité, le taux d'intérêt annuel est supposé de 1% à 4 % pendant 25 ans de durée de vie. Les paramètres de sensibilité sont réglés afin d'observer l'effet sur le NPC total et LCOE. L'augmentation du taux d'intérêt annuel n'affecte pas la capacité du générateur photovoltaïque mais cela aura un impact significatif sur le LCOE, comme le montre la figure 7. Le résultat montre que bien que le taux d'intérêt annuel augmente jusqu'à 4% dans les 25 prochaines années, le TNPC pour GCPV est diminuer. Cela signifie que le coût du cycle de vie du GCPV est toujours considéré comme bon marché par rapport au système conventionnel système. Cependant, le LCOE a montré une augmentation significative lorsqu'il y a des changements dans les taux d'intérêt de 1 % à 4 % pour une durée de vie de 25 ans, comme le montre la figure 8.

Billant énergétique :

La donnée initiale dans la mise en œuvre d'un système de production à source d'énergie renouvelable comme pour tout autre système énergique est la demande, qui va être déterminé par rapport à la charge 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 tache bien difficile.

La valeur du nombre d'heures de consommation est déterminée en fonction des consommations :

- L'éclairage qui dépend :

a - De l'heure du lever et du coucher du soleil qui est fonction de :

- la situation géographique du site ; *
- la correction due au décalage horaire par rapport au temps universel ;
- la correction due au décalage du faisceau de longitude du lieu (3 [mn/1) ;
- la
- . Ainsi connaissant les heures du lever et du coucher de centre , nous pouvons déterminer correction due à la variation saisonnière de l'équation du temps.

b - Des heures du lever et du coucher des membres de la famille.

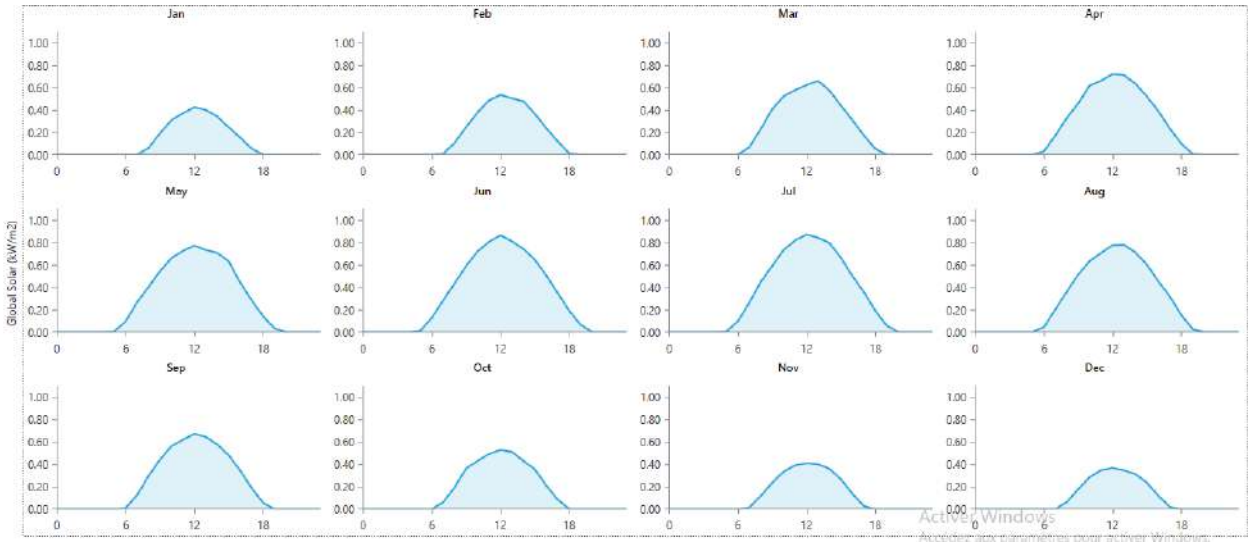
- Les horaires relatifs au lever et au coucher du soleil en heure locale varient d'une saison à l'autrefacilement le nombre d'heures de consommation relatif à l'éclairage de centre de dialyse sur le lieu considéré.

Puissance (kw)	equipement	nombre	P.Toltale (kw)	D'urèedutilisation (heur)	Consommation journalière maximale (kwh)
0.028	èclairage	60	1.68	14	32.52
3.5	climatisation	13	45.5	5 (ètè)	227.5
0.0094	tv	5	0.047	6	0.282
0.075	ordinateur	8	0.6	13	7.8
0.012	imprimante	3	0.036	8	0.288
0.05	refrigèrateur	5	0.25	24	6
0.64	Pompe d'eau	1	0.64	24	15.36
1.2	Detecteur de fuite de song	1	1.2	14	14.8

0.95	Machine de dialise	8	7.6	10	76
0.011	Micro onde	2	0.022	2	0.044
0.075	Autre utilisation	1	0.075	1	0.075
		Totale			381.065 (ètè)

- Equipements Le réfrigérateur pris comme exemple, le nombre d'heures de fonctionnement du compresseur dépend de la température du milieu environnante. C'est pour cette raison que cette durée diffère en fonction des diverses saisons.

Les graphes suivants donnent Le profil de consomation journaliere ,suivant les saisons:



System convertisseur :

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	14.3	14.3	kW
Mean Output	4.47	0	kW
Minimum Output	0	0	kW
Maximum Output	14.3	0	kW
Capacity Factor	31.2	0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of Operation	4,381	0	hrs/yr
Energy Out	39,159	0	kWh/yr
Energy In	41,220	0	kWh/yr
Losses	2,061	0	kWh/yr

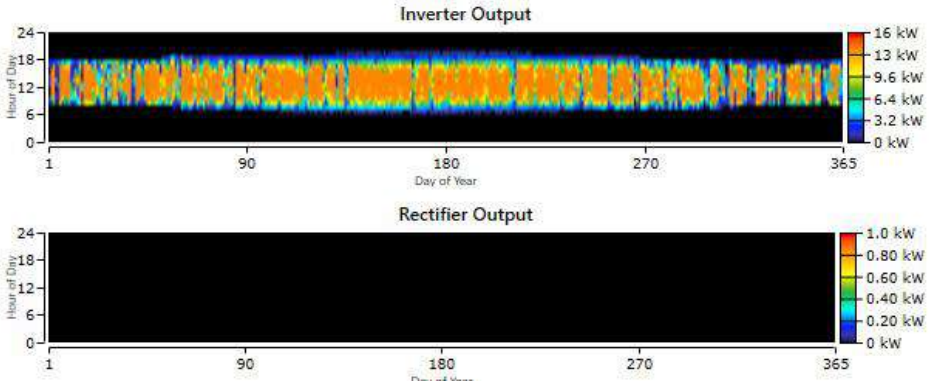


Figure 1

Component	Capital (DA)	Replacement (DA)	O&M (DA)	Fuel (DA)	Salvage (DA)	Total (DA)
Generic flat plat	DA1,044,021.60	DA0.00	DA734,628.70	DA0.00	DA0.00	DA1,778,650.30
Grid	DA0.00	DA0.00	-DA9,889,190.11	DA0.00	DA0.00	-DA9,889,190.11
Other	DA50,000.00	DA0.00	DA4,290.59	DA0.00	DA0.00	DA54,290.59
PV Dedicated Converter	DA710,526.32	DA348,965.27	DA376,367.93	DA0.00	-DA72,409.52	DA1,363,450.00
System Converter	DA112,973.33	DA55,485.31	DA19,485.99	DA0.00	-DA11,513.08	DA176,431.55
System	DA1,917,521.25	DA404,450.57	-DA8,754,416.89	DA0.00	-DA83,922.59	-DA6,516,367.66

6. Conclusion

Une conception optimale basée sur un point de vue économique et un dimensionnement technique pour le système PV connecté au réseau système est présenté dans cette étude. La configuration du système connecté au réseau est installée au centre de dialyse qui a une charge moyenne de 0,922 MW, situé à Ksar Elk Boukhari, en Algérie. Pour générer l'énergie PV suffisante, la taille du panneau PV et de l'onduleur doit être optimisée. Donc dans cette simulation via le logiciel HOMER, un panneau PV de 60 000 kW et un onduleur de 4 000 kW sont nécessaires à installer sur une surface de 182m2 . L'installation du système GCPV au centre donnera une réduction du coût de l'énergie alors que le montant pour TNPC et LCOE sur une période de 20 ans sont respectivement de 2 615 253 $ (339982890DA) et 0,022 $ (2,865 DA) par kWh. Une analyse de la sensibilité est effectuée pour observer l'impact à la fois sur le TNPC et le LCOE en raison des changements dans le taux d'intérêt. Étant donné que le centre de Dialyse est un bâtiment de santé et d'espoir, l'installation de GCPV devrait donner un environnement plus propre à la communauté à l'intérieur du centre. Comme une conclusion, bien que le coût initial pour développer le GCPV, il donnera une valeur de bénéfices à la politique les décideurs, les propriétaires de bâtiments et la société en termes de diminution des polluants pour l'environnement.

Conclusion générale

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

Cette étude présentel'analyse de la faisabilité technico-économiquedes systèmesphotovoltaïques connectés au réseau électrique pour une alimentation décentralisée en Algérie HOMERa été utilisé pour l'analyse, et la viabilité a été déterminée sur la base du taux de retour interne, du coût actuel net et du coût d'énergie.

La production de l'électricité en base des centrales PV à grande échelle est prometteuse en raison de sa propreté ça caractéristique respectueuse de l'environnement, à noter un certain nombre d'effets indésirables sur les systèmes électriques, en particulier la stabilité du système Pour dépasser ces limitations, il faut faire appel à des solutions à la fois matérielles et algorithmiques. C'est-à-dire qu'il faut concevoir une architecture physique qui puisse absorber autant que ce peut ce caractère intermittent/aléatoire et par ailleurs réfléchir à des lois de contrôles/commande et de supervision (des techniques de prédiction par exemple) à même de faire dialoguer au mieux les éléments de cette architecture. Quelle architecture peut comprendre en sus des générateurs à base d'EnR, des systèmes de soutien et de réglage tels que les systèmes de stockage, de compensation, de réglage de tension, de charges pilotables et enfin, de générateurs classiques

Bibliographie

[1]A.Labouret, Energie solaire photovoltaïque,Dunod, France.

[2] PV hybrid systems for rural electrification in Thailand N.Phuangpornpitak, S. Kumar November 2005 ,Disponible au site www.sciencedierct.com

[3] Türkay BE, Telli AY. Economic analysis of standalone and grid connected hybrid energy systems. Renew Energy 2011

[4]M.Nurunnabi and N. K. Roy, "Grid connected hybrid power system design using HOMER", in Proc. of 3rd ICAEE, Dhaka, Bangladesh, pp. 18-21, December, 2015.

[6] Utilisation rationnelle de l'énergie et énergies renouvelables, des alliés incontestables : application à une production décentralisée d'électricité photovoltaïque Par Gilles Notton et Marc Muselli Université de Corse - Centre de Recherches (Energie et Systèmes) France

[7]Hybrid Energy Systems" J. F. MANWELL University of Massachusetts Amherst, Massachusetts, United States.

[8] Luque, A and Hegedus, S. 2002. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, S. John Wiley & Sons, London.

[9] Reconstitution des irradiations globales et diffuse en fonction de quelques paramètres météorologiques pour un ciel quelconque, M.Koussa, M,Haddadi et A,Malek. CDER Alger.

[10] Modélisation d'un générateur photovoltaïque dans l'environnement Matlab ,D.SahebKoussa et M.Haddadi.

[11] Renewable energy systems for rural health clinics in Algeria: Homer application; Malika Amini.

[12] Etude technico-économique d'un système hybride (aérogénérateur et moteur diesel) pour la production d'électricité ;Laarej MERAD, Boumédiène BENYOUCEF et Jean Pierre CHARLES.

[13] Dimensionnement et Optimisation Technico-économique d'un Système d'énergie Hybride Photovoltaïque - Eolien avec Système de StockageA. El Khadimi , L. Bchir et A. Zeroual

Rev. Energ. Ren. Vol. 7 (2004) 73-83

[14] Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque. Thèse de doctorat, Décembre 2004 par Yann Pankow, ENSAM de Lille.

[15] Off-grid renewable energy options for rural electrification western China, by the Center for Energy and Environmental Policy of University of Delaware, Juin2001

[16] Modelling and Simulation of a Photovoltaic Fuel Cell Hybrid System, These de doctorat par MSc. Eng. Abou El-MaatyMetwallyMetwally Aly Abd El-Aal, University of Kassel

[17] Photovoltaic Hybrid Systems for Rural Electrification in the Mekong Countries, M.Sc. NiponKetjoy, Doctorate thesis, University of Kassel, August2005.

[18] Micropower system modeling with Homer, TOM LAMBERT Mistaya Engineering Inc.PAUL GILMAN and PETER LILIENTHAL, National Renewable Energy Laboratory

[19] Economics of demand side management and hybrid renewable energy system for remote village electrification in northern Thailand; N.Kanoksing et W.Tayati Chang Mai university Mai 2005

[20] Economic analysis of photovoltaic systems for local governments in California.KateD.Latham Master of science thesis Mai 2004

[21] Hybrid electric power systems in remote arctic villages: Economic and environmental analysis for monitoring, optimization and control, These de Doctorat par Ashish N. Agrawal, M.S.Aout 2006

[22]www.nrel.gov