



Département: Energie Renouvelables

OPTION : Conversion Photovoltaïque



Mémoire de master

**Contribution à la gestion d'énergie dans une maison
alimentée par énergie solaire photovoltaïque**

Réalisé par :
OUARIDHENE Yacine

Encadré par :
Mme CHEKIRED.Fathia (UES)

Soutenu publiquement le/2016

Devant le jury composé de :

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et le patient d'accomplir cette mémoire.

En second lieu, nous tenons à remercier notre promotrice Mne : « CHEKIRED Fathai » ; son précieux conseil et son aide durant toute la période du travail.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail et de l'enrichir par leur propositions.

A Mr Marzouk, chef de département des Energie Renouvelables dont nous sommes heureux de souligner ses qualités, scientifiques, sa disponibilité et son dévouement pour le travail bien fait.

Nous remercions toute nos famille, nos amis, tous les enseignants et les étudiants du département des Energie Renouvelables de l'université de Blida-1- et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'établissement de ce travail.

Nous remercions aussi celles et ceux qui n'ont soutenu moralement pendant la réalisation de ce travail et qui ont eu la patience de nos courage.

Enfin, j'adresse mes vives reconnaissances à tous les membres de l'«UDES» sans oublier les étudiants



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

قال تعالى : "وقل ربي ارحمهما كما ربياني صغيرا " صدق الله العظيم

A mes très chers parents que j'aime beaucoup, ma mère « Djemaa » qui a été près de moi durant tout le long chemin d'étude, et mon père « Azzoume » qui m'a encouragé pour finir mes études, que ce travail soit pour eux le témoignage de ma plus profonde reconnaissance pour leur souffrance et leur sacrifice.

A mon promoteur Mme Chekired Fathia.

Je dédie ce modeste travail avec tout mon profond respect :

A mes chers frère : Abd El-satare, Bilal et Med Abdallah

A mes chères sœurs Zineb, Assema et Fatima Z, Oumelkhaire

A toute ma grande famille de proche ou de loin.

A Mes meilleurs amis : Malik, Mahmoud, Sid Ahmed, Erezaghe, Hamouda, Hamid, Azize,

Snoci, et le club de Handball 6mars -TAM,

A Tous mes amis et étudiants de ma promotion

A mes chers collègues.

A tous Mes Ancles.

A mon Cher fiancée M.Safai,

O. Yacine

ملخص: تقدر الإحصاءات الرسمية أن ما يقارب ملياري شخص في العالم لا يستفيدون من الربط المباشر بشبكة توزيع الكهرباء. لهذا الغرض نقترح عليكم نظام التحويل الفوطوضوئي مستقل (SPVA) هو من بين الحلول التكنولوجية الذي يمكن ان يعالج هذه الاشكالية . للاستفادة المثلى من هذا النظام يجب مراعات قدرة المولد الكهروضوئي بحيث تكون هناك حلول وسطية بين الطاقة الكهروضوئية المنتجة والمستهلكة في نفس الوقت . في هذا العمل، نقوم بتقديم استراتيجية لإدارة الطاقة في نظام الفوطوضوئي مستقل مع بطاريات التخزين. دور الإدارة هو ضمان وجود توازن بين إنتاج واستهلاك الطاقة لتلبية احتياجات الطاقة في المنزل المدروس. لهذا الغرض حددنا عدة ملامح للمستهلك في المنزل ونقوم باستخدام بيانات فعلية مرفقة من الأرصاد الجوية لمدة موسمين مختلفين لتطوير خوارزمية إدارة الطاقة في نظام PV المقترحة. تم إجراء محاكاة لـ PV وإدارة الطاقة النظام في إطار برنامج MATLAB / SIMULINK.

كلمات الدالة: النظام فوطو طوئي , التحجيم, أنماط الاستهلاك, وإدارة الطاقة.

Résumé : Les statistiques officielles estiment qu'environ deux milliards de personnes dans le monde n'ont pas accès direct aux réseaux électriques. A cet effet, un système photovoltaïque (PV) autonome est parmi les solutions technologiques qui peuvent répondre à ce manque. L'optimisation de ces systèmes est indispensable pour avoir un compromis entre le coût de leurs installations et l'énergie PV produite et consommée par la suite. Dans ce travail, nous présentons une stratégie de gestion d'énergie dans un système photovoltaïque autonome avec stockage alimentant une maison. Le rôle de cette gestion est d'assurer un équilibre entre la production et la consommation d'énergie dans le but de satisfaire les besoins énergétiques dans la maison traitée. Nous avons défini plusieurs profils de consommation de la maison et utilisé des données météorologiques réelles pendant deux saisons différentes afin d'élaborer un algorithme de gestion de l'énergie dans le système PV proposé. Une simulation du système PV avec gestion d'énergie a été faite sous le logiciel MATLAB / Simulink.

Mots Clés : Système PV, dimensionnement, profils de consommation, gestion de l'énergie.

Abstract Official statistics estimate that about two billion people worldwide do not have direct access to electricity grids. For this purpose, a photovoltaic (PV) is a technology solutions that can meet this need. The optimization of these systems is essential in order to have a compromise between the cost of their facilities and the PV energy produced and consumed later. In this work, we present an energy management strategy in a standalone photovoltaic system with storage to feed a house. The role of this management is to ensure a balancing between production and consumption of energy in order to meet the energy needs in the treated house. We have defined several consumption profiles of the house and we have used real meteorological data for two different seasons to develop our energy management algorithm in the proposed PV system. A simulation of the proposed system with energy management algorithm has been made under the MATLAB / Simulink software.

Keywords : PV System, sizing, consumption profiles, energy management.

1.1. Introduction

Dans ce chapitre nous présenterons, tout d'abord, un état sur l'art de la situation énergétique actuelle en montrant la contribution des différentes sources d'énergies utilisées pour satisfaire la demande énergétique mondiale. Puis nous aborderons l'évolution des différents types de sources en énergies renouvelables et nous indiquerons aussi la place qu'elles occupent durant cette dernière décennie dans le bilan énergétique global. Nous nous focaliserons par la suite sur l'énergie solaire photovoltaïque en détaillant les constituants d'un système photovoltaïque et en mettant l'accent sur les éléments à prendre en compte et les moyens et techniques à mettre en œuvre pour l'optimisation de sa production énergétique. A ce titre, nous nous intéresserons dans ce chapitre à la problématique de la recherche du point de puissance maximale du générateur photovoltaïque en utilisant les commandes MPPT.

1.2. Etat des sources de production de l'électricité dans le monde

L'électricité dans le monde est produite essentiellement à partir de sources d'énergies dites conventionnelles telles que le pétrole, le gaz, le charbon et le nucléaire. Si l'on évalue l'apport des différentes sources d'énergie dans la production totale d'électricité (Figure.1.1) nous constatons que les énergies fossiles représentent environ les deux tiers de la production (68%) [20]. L'épuisement des ressources fossiles et fissiles, d'une part, et le réchauffement climatique par le rejet des gaz à effet de serre dans l'atmosphère, d'autre part, ont incité la communauté internationale à développer d'autres moyens de production d'énergie en ayant recours, par exemple, aux énergies renouvelables (ER). Nous avons constaté durant cette dernière décennie que l'électricité d'origine renouvelable a connu une croissance annuelle moyenne de 4.7% qui est supérieure à celle des combustibles fossiles (+3.9%) et à celle de l'électricité conventionnelle d'origine nucléaire (+3.9%) [3]. L'électricité renouvelable a ainsi consolidé sa position sur le marché de l'électricité mondial en passant de 17.9% en 2003 à 20.8% en 2012. Cette croissance constante est due principalement à la forte augmentation de la production hydroélectrique en Asie mais aussi au développement à l'échelle mondiale des filières renouvelables telles que l'éolien, le solaire et la biomasse.

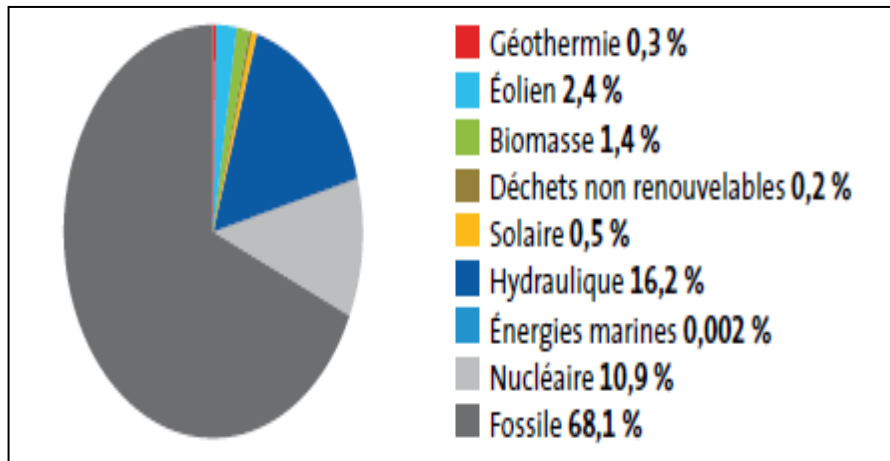


Figure 1.1. Contribution des différentes sources d'énergies dans la production d'électricité dans le monde [20].

1.3. Production de l'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables

L'électricité d'origine renouvelable provient principalement de six sources distinctes. L'hydroélectricité qui représente la contribution la plus importante en 2012 et qui est de 78%. L'énergie éolienne qui est la deuxième source d'ER représentant près de 11.4% de l'apport total des énergies renouvelables dans la production totale d'électricité. Elle est suivie de la filière biomasse qui renferme la biomasse solide et liquide, le biogaz et les déchets renouvelables (6.9%). Viennent ensuite le solaire (2.2%) qui comprend les centrales photovoltaïques et thermiques, la géothermie (1.5%) et les énergies marines (0.01%) qui sont encore en phase de démonstration (Figure 1.2)

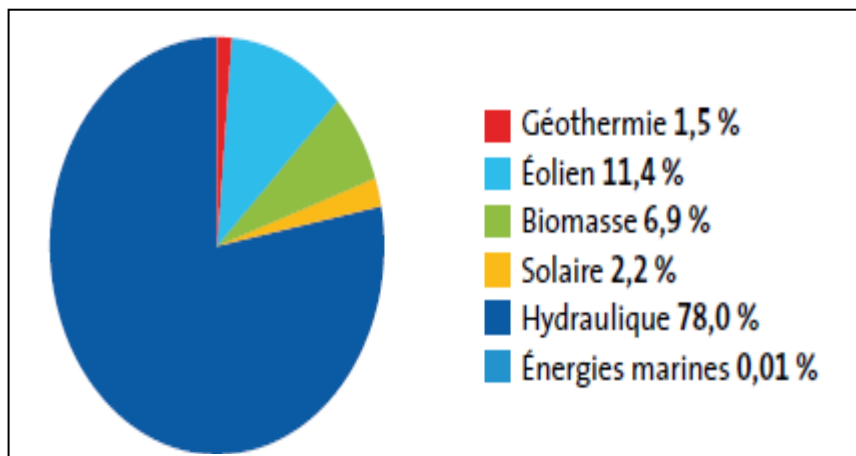


Figure 1.2. Sources de production d'électricité d'origine renouvelable-2012 [20].

L'hydraulique qui a longtemps été la seule source d'ER contribuant au bilan énergétique global voit aujourd'hui l'arrivée en 'force' de nouvelles technologies de production d'électricité

renouvelable. Sur la période 2002 – 2012, la croissance de la production des filières renouvelables hors hydraulique a été cinq fois plus rapide soit une moyenne annuelle de 15.1% contre 3.1% pour l’hydraulique [20].

La figure 1.3 représente le taux de croissance annuel moyen pour chacune des filières contribuant dans la production d’électricité. Nous constatons que durant la période 2002 – 2012, c’est la production d’électricité solaire qui présente un taux de croissance annuel moyen le plus élevé (+50,6%) et qui est tout de même inférieur à celui enregistré pour 2011–2012 (65,5%) [20]. Sur la même période, la croissance de la filière éolienne demeure importante elle est de +26,1% en moyenne par an. La croissance de la filière biomasse est plus modérée elle est de +8,3%. Ces chiffres montrent que ces filières s’inscrivent dans la durée et se consolident au cours des années par leur développement à travers le monde.

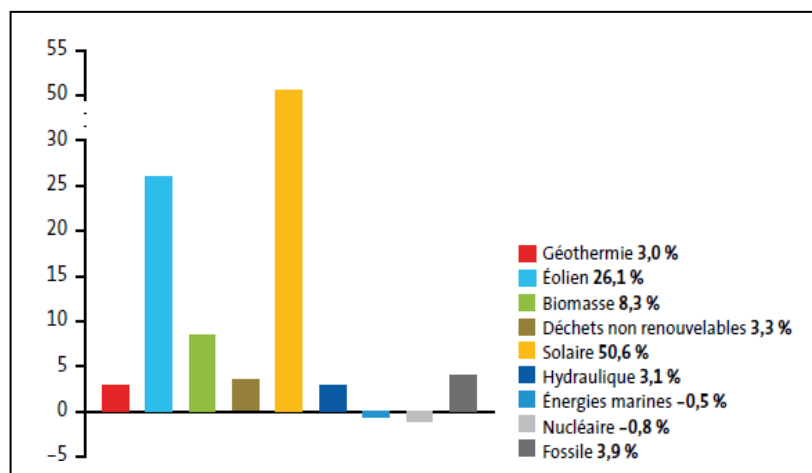


Figure 1.3. Taux de croissance annuel moyen des différentes filières dans la production d’électricité dans le monde sur la période 2002 - 2012 [20].

1.4. Energie renouvelable en Algérie: Potentiel et Perspectives

Qu’en est-il de l’Algérie dans ce contexte énergétique en pleine mutation? A l’instar de la majorité des pays dans le monde, l’Algérie a signé le protocole de Kyoto et s’est donc engagé à apporter sa contribution pour la sauvegarde de la planète en réduisant ses rejets de gaz à effet de serre mais aussi à préserver autant que faire ses ressources naturelles pour les générations futures. L’Algérie a clairement montré sa volonté politique pour la diversification des sources d’énergie notamment en lançant, en 2011 par le biais du Ministère de l’Energie et des Mines (MEM) un ambitieux programme de développement des énergies renouvelables (ER) et de l’efficacité énergétique [21].

1.4.1 Potentiel national en énergies renouvelables

1.4.1.1. Energie Solaire

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700\text{ kWh/m}^2/\text{an}$ au Nord et $2263\text{ kWh/m}^2/\text{an}$ au Sud du pays. Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh par an [22]

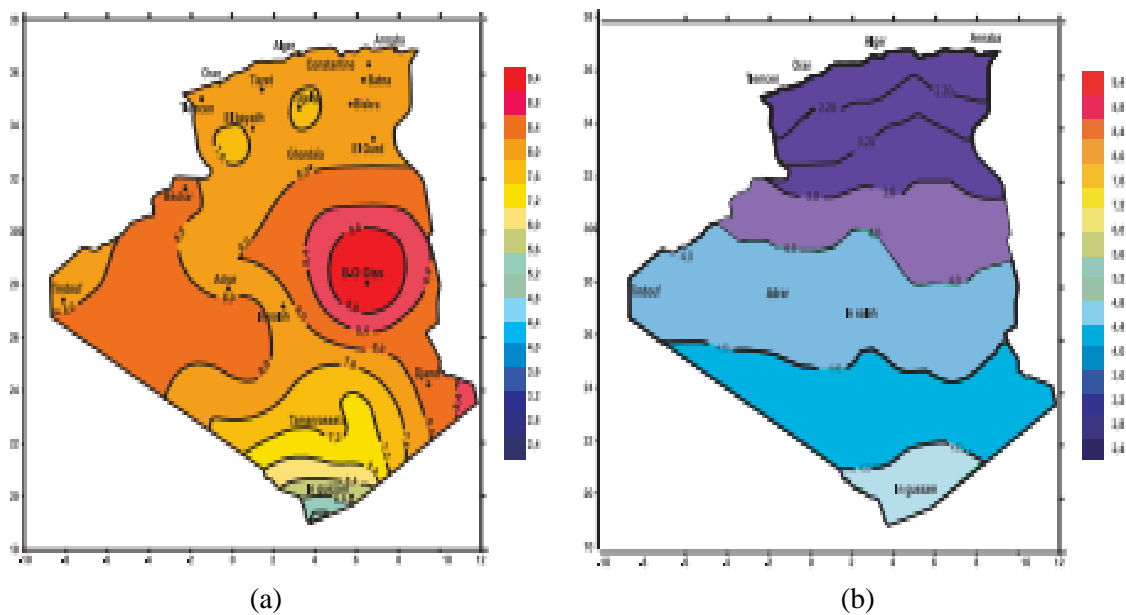


Figure 1.4. Irradiations globales journalière reçues en Algérie sur un plan horizontal pour les mois de juillet (a) et décembre (b) [21].

Tableau 1.1: Potentiel solaire en Algérie [21]

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée Moyenne d'Ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie Moyenne Reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

1.4.1.2. Energie éolienne

L'Algérie a un régime de vent modéré (2 à 6 m/s) (Figure 1.5). Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau particulièrement dans les hauts plateaux [22].

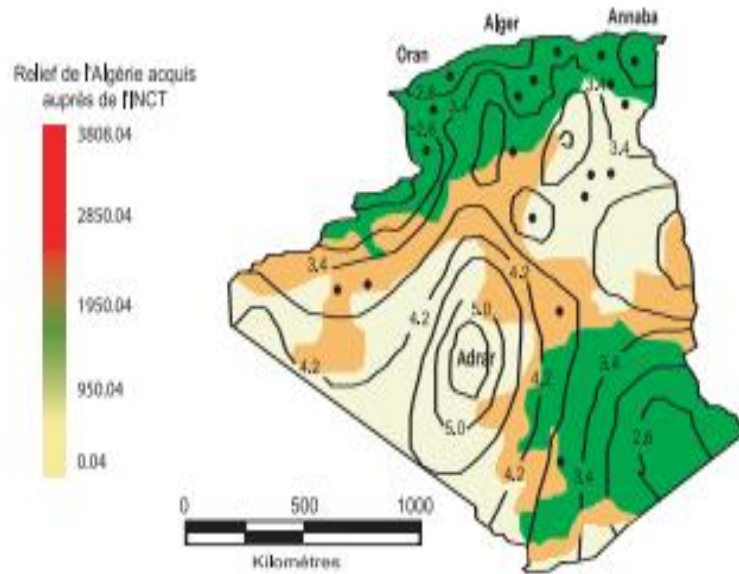


Figure 1.5. Tracé des vitesses moyennes du vent à 10 m du sol en Algérie [21].

1.4.1.3. Energie Géothermique

Plus de deux cent (200) sources chaudes ont été inventoriées dans la partie nord du pays. Un tiers environ (33%) d'entre elles ont des températures supérieures à 45°C. Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre 118°C (Biskra) [22]. La figure 1.6 montre la location des sources chaudes en Algérie.

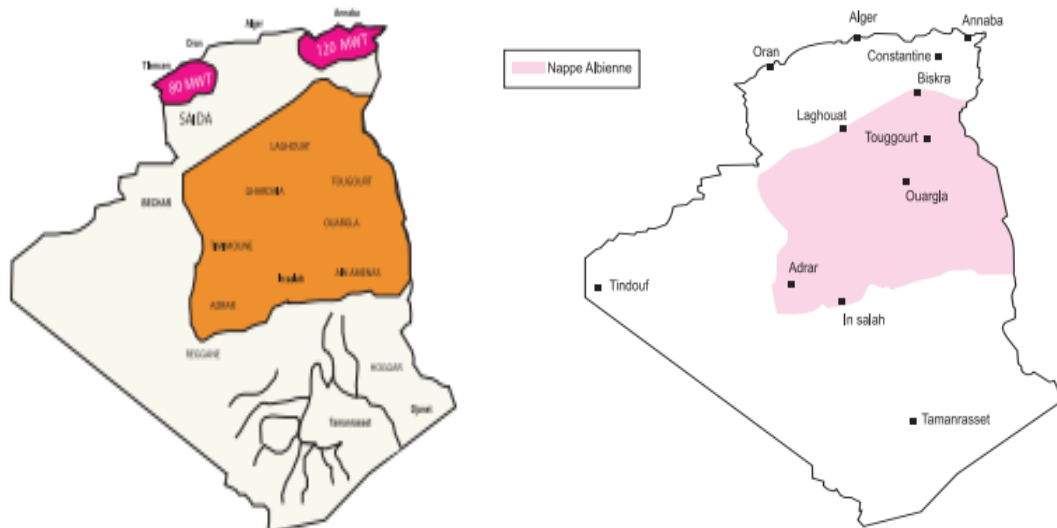


Figure 1.6. Localisation des sources chaudes et de la nappe albienne en Algérie [21].

1.4.1.4. Energie hydroélectrique

Les quantités globales d'eau tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m³, mais qui finalement ne profitent que très peu au pays : nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer. Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud. On évalue

actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m³, dont environ 2/3 pour les ressources en surface. 103 sites de barrages ont été recensés. Plus de 50 barrages sont actuellement en exploitation [22].

1.4.1.5. Biomasse

En matière de forêts, le potentiel actuel est évalué à environ 37 Millions de TEP (Tonnes Equivalent Pétrole). Le potentiel récupérable est de l'ordre de 3,7 Millions de TEP. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10%. Concernant les déchets urbains et agricoles, cinq millions de tonnes ne sont pas recyclés. Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1.33 millions de TEP/an [22].

1.4.2. Le programme national des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique en matière de production d'électricité

La vision du gouvernement algérien en matière de politique énergétique s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources renouvelables 'inépuisables' dont elle dispose tel que le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Ce programme prévoit, entre autre, l'installation d'une puissance d'origine renouvelable de près de 22000 MW entre 2011 et 2030 dont 12000MW seront dédiés à couvrir la demande nationale de l'électricité et 10 000 MW destinés à l'exportation. A la faveur de ce programme, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétiques et économiques menées par l'Algérie. Ainsi, d'ici 2030, environ 40 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable. Ce programme s'appuie principalement sur l'énergie solaire (photovoltaïque et thermique) et l'éolien.

Pour *le solaire photovoltaïque*, qui consiste à transformer directement le rayonnement solaire en énergie électrique par le biais de cellules solaires, outre les avantages liés au fait qu'il soit non polluant et qu'il présente un faible coût de maintenance des systèmes photovoltaïques, cette énergie répond parfaitement aux besoins des sites isolés et dont le raccordement au réseau électrique est trop onéreux. Par ailleurs, comme la tendance est aussi au connecté au réseau, l'aspect modulaire de ses composants se prêtent bien à une utilisation innovante et esthétique en architecture. Le plan prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 MWc d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MWc par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030.

Concernant *le solaire thermique*, qui consiste à transformer le rayonnement solaire en énergie thermique qui ensuite peut être utilisée directement pour chauffer un bâtiment par exemple ou indirectement pour la production de vapeur d'eau qui va entraîner des turboalternateurs et ainsi obtenir de l'énergie électrique. Plus connu sous le nom de 'Concentrating Solar Power' (CSP),

le solaire thermique peut répondre à la demande en électricité de jour comme de nuit en étant couplé à des moyens de stockage thermique ou hybridé avec d'autres énergies comme le gaz. Plusieurs projets en solaire thermique sont ou seront lancés dans le cadre du programme. Nous citerons notamment deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW sur la période 2011-2013. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel d'une puissance de 150 MW, dont 25 MW en solaire [22]. Sur la période 2016-2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1200 MW devraient être mises en service. Le programme de la phase 2021-2030 prévoit l'installation de 500 MW par an jusqu'en 2023, puis 600 MW par an jusqu'en 2030.

Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas *l'éolien* qui constitue le second axe de développement des ER. Ainsi, sur la période 2011-2013, l'installation de la première ferme éolienne d'une puissance de 10 MW a vu le jour à Adrar. Entre 2014 et 2015, deux fermes éoliennes de 20 MW chacune devraient être réalisées. Des études seront menées pour détecter les emplacements favorables afin de réaliser d'autres projets sur la période 2016-2030 pour une puissance d'environ 1700 MW. La contribution de l'énergie éolienne devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030.

L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités de taille expérimentale afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergie renouvelable.

Le programme des ER et de l'efficacité énergétique évoluera selon les trois phases principales suivantes:

- À l'horizon 2015, une puissance totale de près de 650 MW devrait être installée.
- D'ici 2020, il est attendu l'installation d'une puissance totale d'environ 2600 MW pour le marché national et une possibilité d'exportation de l'ordre de 2000 MW.
- D'ici 2030, il est prévu l'installation d'une puissance de près de 12000 MW pour le marché national ainsi qu'une possibilité d'exportation allant jusqu'à 10 000 MW.

Les figures 1.7 et 1.8 montrent respectivement les prévisions attendues pour le taux de pénétration des énergies renouvelables dans la production nationale d'électricité et l'évolution progressive de la puissance installée d'origine renouvelable. Ainsi, il est prévu qu'à l'horizon 2030, la production nationale d'électricité à partir du solaire (photovoltaïque et thermique) devrait atteindre les 37% de la production globale d'électricité.

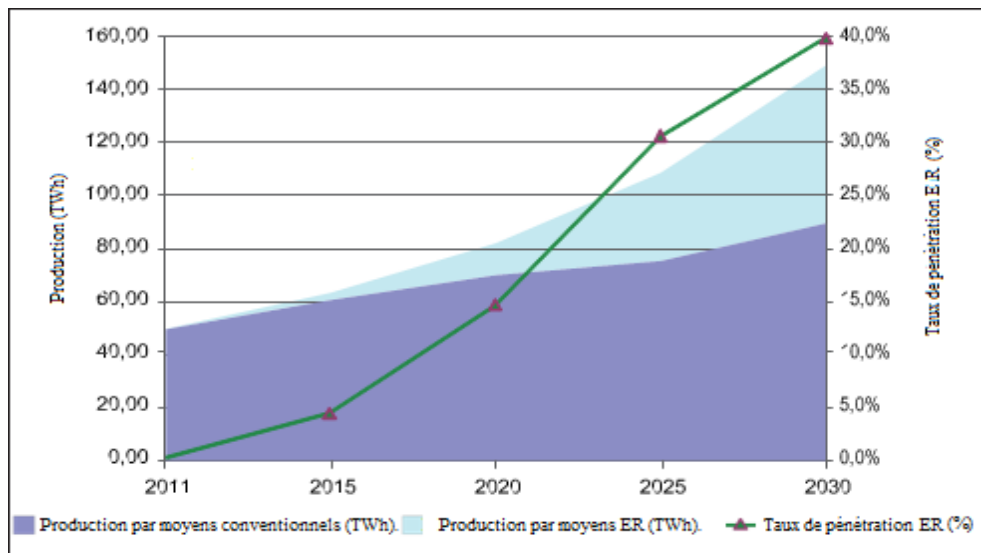


Figure 1.7. Pénétration des ER dans la production nationale en TWh [22]

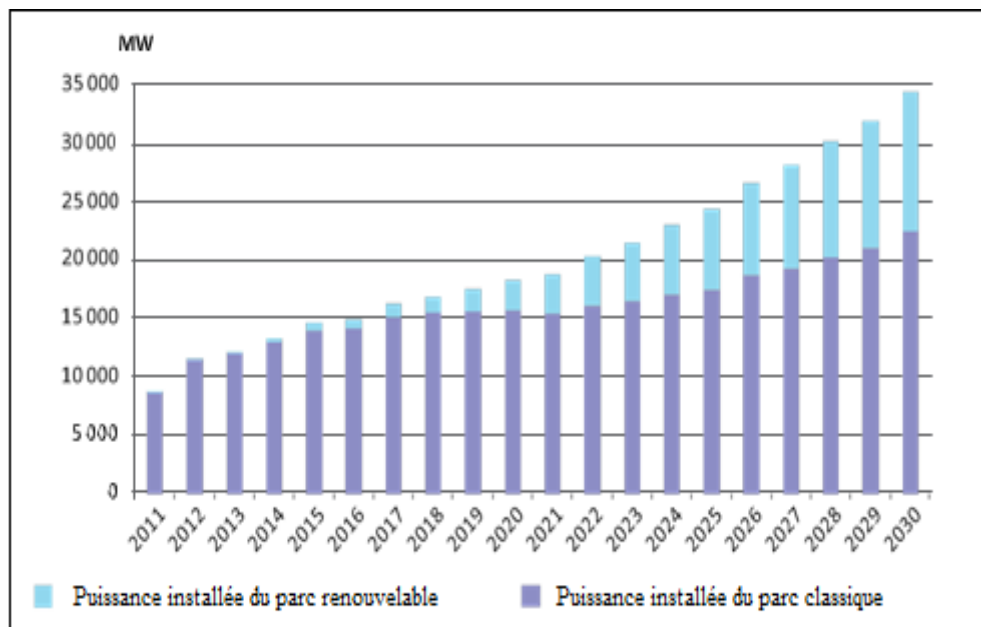


Figure 1.8. Structure du parc de la production nationale en MW [22].

A la lumière des données indiquées dans le programme des Energies Renouvelables [22], la répartition des installations à ER par type de sources d'ER sera comme indiquée par la figure 1.9:

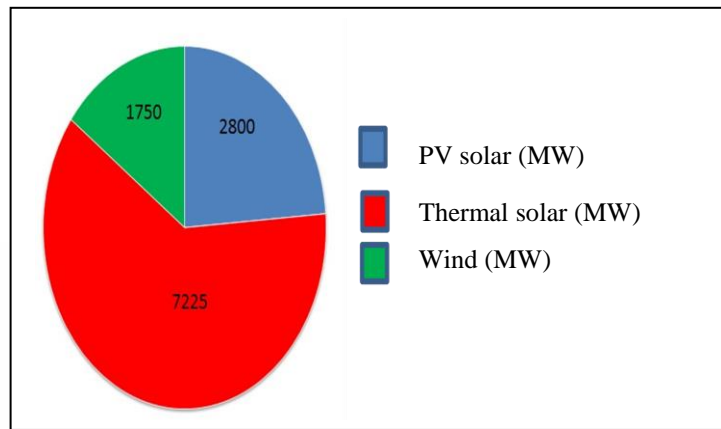


Figure 1.9. Répartition de la puissance en MW des installations prévues à réaliser par type de sources à ER dans le programme national des ER [22].

Compte tenu du programme national des ER, 2800MW d’installations photovoltaïques (PV) seront réalisées en Algérie d’ici 2030 (Figure 1.9). Il est de ce fait important d’apporter le plus grand soin dans le choix des technologies à utiliser mais aussi dans leur configuration afin d’obtenir des installations PV optimisées. Nous pouvons distinguer deux types de systèmes PV ceux dits ‘autonomes’ destinés pour des sites isolés et ceux qui seront connectés au réseau notamment dans les milieux urbains. Jusqu’ici le programme n’indique pas de manière précise quels types d’installations PV (centrale au sol, BIPV, BAPV) connectées ou non au réseau, seront réalisées et dans quelles proportions. Si l’on tient compte de l’expérience de plusieurs pays dans ce domaine (Figure 1.10), il apparait de manière claire que les choix ont été faits en tenant compte des besoins énergétiques, du potentiel solaire et des moyens financiers mobilisés.

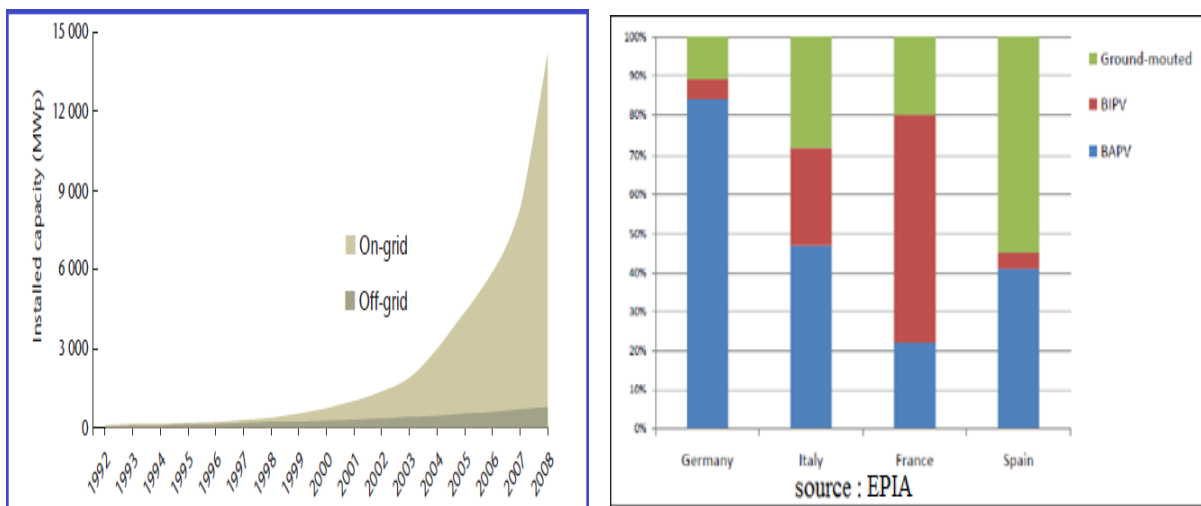


Figure 1.10. Répartition de la puissance en MW des installations PV prévues à réaliser [23]

Certes ces dernières décennies a vu le prix du module baisser et ses performances améliorées, mais il n’en demeure pas moins que de nombreux travaux de recherche sont consacrés pour

l'amélioration des performances des systèmes photovoltaïques dans son ensemble afin d'assurer, d'une part, une bonne rentabilité des investissements consentis et pour arriver, d'autre part, à la parité avec le coût de l'électricité produite à partir des sources d'énergie conventionnelles.

Quelque soit le type de système PV considéré, autonome ou connecté au réseau, l'optimisation de ses performances passe par l'amélioration du fonctionnement de chacun des étages qui le constituent. Il nous paraît opportun à ce stade, et avant d'aborder la thématique de notre thèse, de présenter tout d'abord le système PV dans son entité en détaillant ensuite chacun de ses composants.

1.5. La chaîne de conversion photovoltaïque

Un système photovoltaïque (PV), qui est en fait un système de 'production' d'énergie électrique, est constitué principalement d'un générateur photovoltaïque composé d'un seul ou plusieurs modules photovoltaïques, d'un ensemble de batteries pour le stockage d'énergie électrique, indispensable pour le cas des systèmes autonomes, d'un ou plusieurs convertisseurs continu-continu pour fournir les tensions d'alimentation adéquates pour les batteries et les charges continues et un convertisseur continu-alternatif pour l'alimentation des appareils à courant alternatif (Figure 1.11).

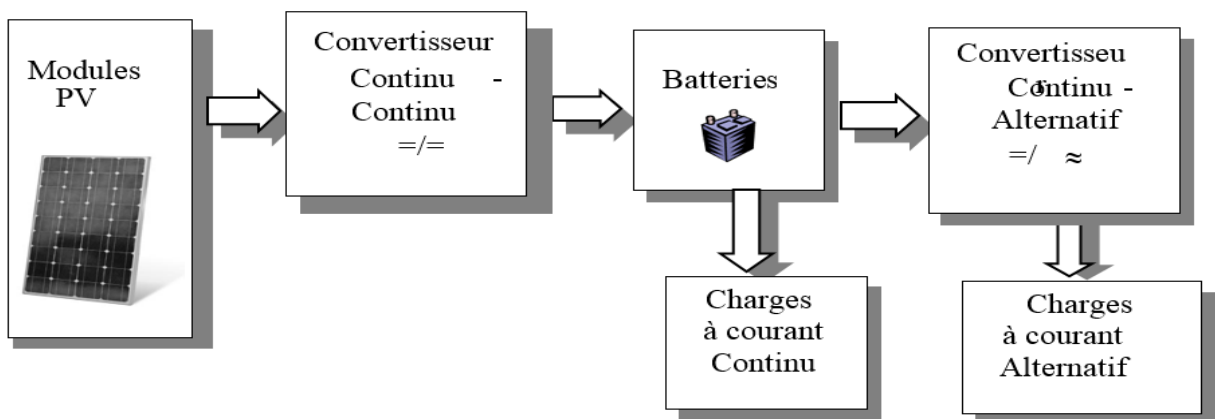


Figure 1.11. Composantes principales d'une chaîne photovoltaïque

L'étude des performances d'un système photovoltaïque en tenant compte des variations, entre autre, des paramètres environnementaux tels que l'éclairement et la température, nécessite l'utilisation d'un outil de simulation. Ce dernier est basé principalement sur des modèles électriques de chacun des blocs du système PV. Nous décrivons dans ce qui suit chacun des étages en précisant sa fonction et en présentant le modèle sur lequel nous nous appuyons pour le simuler.

1.5.1. Le générateur PV

1.5.1.1. Principe de la conversion photoélectrique

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont "bombardés" par les photons constituant la lumière. Les électrons des couches électroniques supérieures (appelés électrons des couches de valence) ont tendance à être "arrachés": si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique. Par contre, comme c'est le cas pour les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons "arrachés" créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique: c'est l'effet photovoltaïque.

Toutefois, ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie Bell Telephone, aux Etats-Unis, parvinrent à fabriquer la première photopile (cellule solaire), qui constitue l'élément de base d'un système photovoltaïque [24].

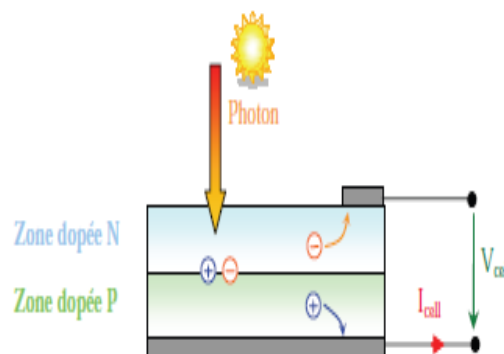


Figure 1.12. Schéma de principe de la conversion photoélectrique [24]

©1.5.1.2. Technologies des modules photovoltaïques

Plusieurs technologies sont disponibles aujourd'hui pour la fabrication de modules photovoltaïques. Pour l'heure, la majorité des modules disponibles sur le marché (85% à 90%) sont à base de cellules en silicium cristallin et les prévisions montrent que cela durera ainsi au moins jusqu'à 2020 [25]. Les modules en Si sont soit monocristallin c-Si ou multicristallin m-Si. Les modules c-Si présentent un rendement élevé qui se situe autour de 14 à 20% quant aux modules m-Si, ils ont certes un rendement moins élevé, qui est de l'ordre de 17%, mais ils sont par contre moins chers.

Nous citerons le silicium sous toutes ses formes (monocristallin, polycristallin, amorphe), le CdTe, le CIS, CIGS, etc. Le choix d'une technologie relève d'un compromis entre rendement

énergétique, encombrement associé et coût. Il est possible de distinguer plusieurs grandes familles de cellules PV selon les technologies utilisées:

a) La filière Silicium: actuellement c'est la filière la plus utilisée et ce depuis les années 50. Elle offre, à l'heure actuelle, l'un des meilleurs compromis rendement énergétique/coût. On peut distinguer diverses technologies de modules selon la synthèse du matériau silicium.

- *Le silicium mono-cristallin* : le silicium sous cette forme présente une très grande pureté. Les rendements de conversion obtenus sont parmi les meilleurs par rapport à la filière silicium. Ils sont de l'ordre de 14% à 20%. Leur rendement est estimé autour de 23% en 2020 et autour de 25% à long terme. [26].
- *Le silicium polycristallin*: la pureté du réseau polycristallin est moindre par rapport au silicium monocristallin. Les rendements de conversion obtenus sont plus faibles mais le coût de fabrication de ces cellules est moins élevé. Leur rendement est estimé autour de 21% à long terme [26].
- *Le silicium Amorphe (a-Si)*: son utilisation en couches minces permet de réaliser des générateurs à moindre coût concurrençant les filières silicium cristallines. Un coût de revient faible, une fabrication peu énergivore, et une performance accrue dans des conditions d'ensoleillement faible peuvent compenser les faibles rendements obtenus avec cette technologie, qui, en conséquence, est adaptée aux régions nuageuses.

b) Le Tellure de Cadmium (CdTe): possède un rendement de 10%, légèrement supérieur à celui du silicium amorphe. C'est une technologie peu onéreuse et facile à synthétiser mais dont le potentiel d'amélioration du rendement semble limité. Contrairement au silicium, le tellure est rare, ce qui peut entraver le développement commercial du produit, et le cadmium n'existe pas à l'état natif sur Terre et est potentiellement toxique [27].

c) La filière Cuivre-Indium-Sélénium (CIS) :

Cette filière est plus complexe à maîtriser, elle présente un fort potentiel de développement dans le futur. Cependant, les matériaux nécessaires à la fabrication de ce type de cellule ne sont pas disponibles en grande quantité.

Les cellules photovoltaïques de troisième génération, encore en phase d'amélioration, sont composées de polymères dont la fabrication est peu énergivore et peu onéreuse. Cependant, la durée de vie de tels modules solaires n'est pour l'instant que de cinq ans, avec des rendements inférieurs à 5%.

Les systèmes à concentration, installés sur des dispositifs mécaniques permettant de suivre la course du soleil, permet de concentrer la lumière solaire sur une surface restreinte de cellules photovoltaïques, permettant ainsi d'obtenir des rendements élevés.

Le tableau 1.2 présente les rendements actuels de différentes technologies des modules PV

Tableau 1.2. Rendements actuels de différentes technologies des modules PV commercialisés [26]

Wafer-based c-Si		Thin films		
Sc-Si	mc-Si	a-Si, a-Si/ μ c-Si	CDTe	CIS/CIGS
14-20%	13-15%	6-9%	9-11%	10-12%

1.5.1.3. Les performances du générateur photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est caractérisée par ses courbes I-V et P-V comme celles représentées par la figure 1.13.

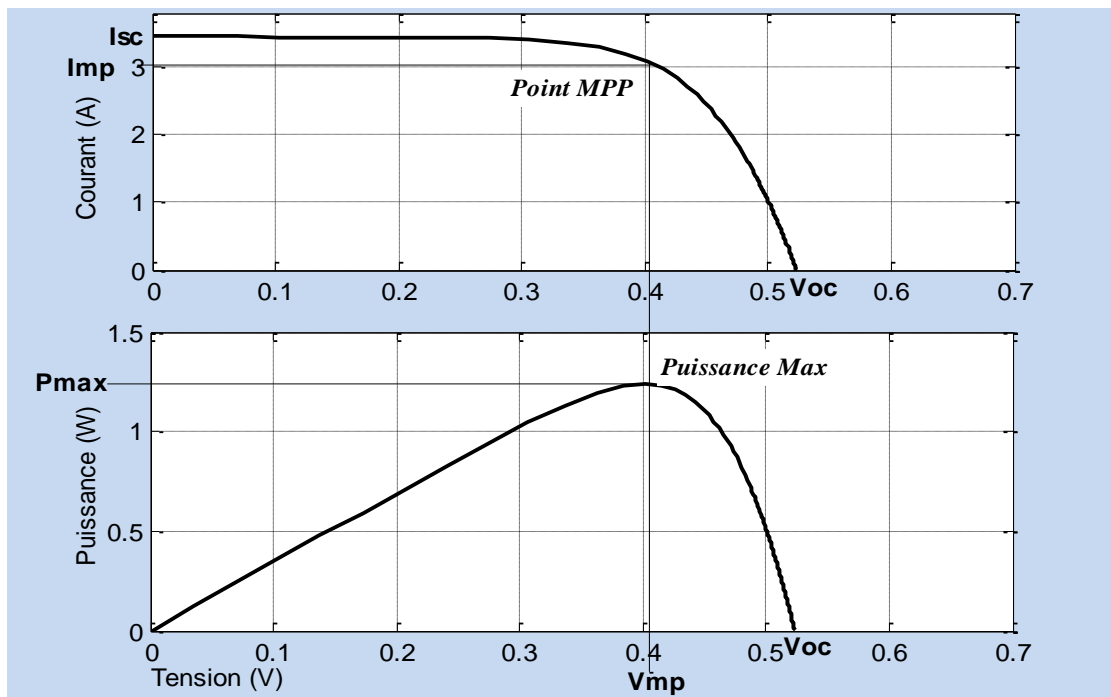


Figure 1.13. Caractéristiques I-V et P-V d'une cellule photovoltaïque dans des conditions standards (un éclairement de $1000\text{W}/\text{m}^2$ et une température de 25°C) [28].

Les différents paramètres apparaissant sur la figure sont définis dans ce qui suit :

- A. Courant de court-circuit I_{sc} , c'est le courant maximal généré par la cellule, il est produit lorsqu'elle est soumise à un court circuit ($V = 0$), puisque $R_s \ll R_p$ on peut supposer que $I_{sc} \approx I_{ph}$.
- B. Tension en circuit ouvert V_{oc} , c'est la tension aux bornes de la cellule sans charge où le courant généré $I = 0$, elle reflète la tension de seuil de la jonction PN.
- C. Point de puissance maximale, c'est le point de fonctionnement (V_{mp}, I_{mp}) où la cellule solaire génère sa puissance maximale $P_{max} = V_{mp} \cdot I_{mp}$.
- D. Facteur de remplissage FF (Fill Factor), il correspond au rapport de puissance maximale sur le produit de V_{oc} et I_{sc} , $FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}}$ il reflète la qualité de la cellule par rapport à une cellule idéale ($FF = 1$).
- E. Le rendement de la cellule η , c'est le rapport de conversion de l'énergie lumineuse vers l'énergie électrique, qui égale au rapport de la puissance maximale de sortie sur la puissance des radiations lumineuses (équation 1.7).

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{P_{in}} = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF}{P_{in}} \quad (1.7)$$

Comme le montre la figure 1.13, une cellule PV ne peut délivrer, au maximum, que quelques watts, il est de ce fait indispensable, pour satisfaire les besoins des applications domestiques ou industrielles, d'assembler plusieurs cellules en série ou/et parallèle sous forme de module ou de panneau photovoltaïque. La connexion en série des cellules permet d'augmenter la tension de l'ensemble, tandis que la mise en parallèle permet d'accroître le courant. Le câblage série/parallèle est donc utilisé pour obtenir globalement un générateur PV aux caractéristiques (puissance, courant de court-circuit, tension en circuit ouvert, ..) souhaitées.

1.5.1.4. Influence des paramètres externes sur la caractéristique d'un GPV

Comme indiqué au paragraphe précédent la caractéristique électrique courant-tension I-V d'un générateur PV est non linéaire et présente un point de puissance maximale (PPM) caractérisé par un courant et une tension nommés I_m et V_m . ce point n'est pas fixe mais variable en fonction de plusieurs paramètres tels que la charge et les conditions météorologiques (l'éclairement solaire et la température).

La figure 1.14 présente l'évolution du PPM d'un module commercial typique de 120W crêtes (BP-MSX-120), constitué de 72 cellules monocristallines en série, en fonction de plusieurs valeurs de la température et de l'éclairement.

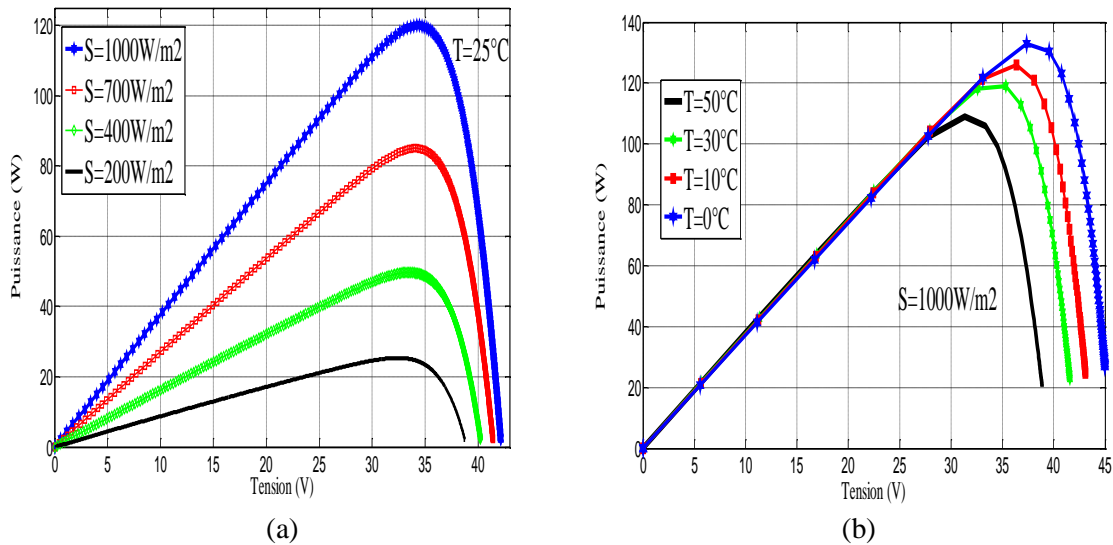


Figure 1.14. Les caractéristiques P-V d'un module PV (BP-MSX-120), (a): en fonction de différents éclairements à $T=25^{\circ}\text{C}$, (b) : en fonction de différentes températures à $S=1000\text{W}/\text{m}^2$

- ✓ La caractéristique puissance-tension dépend directement du rayonnement incident. Quand on double l'éclairement, le courant de court-circuit double aussi. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, c'est est donc proportionnel à l'éclairement. Ceci implique donc que la puissance optimale de la cellule (P_M) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement et les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension (figure 1.14).
- ✓ La production d'un module photovoltaïque dépend aussi de la température des cellules. Plus la température augmente, plus le rendement diminue. Une augmentation de la température entraîne une chute importante de la tension, une légère augmentation du courant et globalement une perte non négligeable de puissance (figure 1.14).

1.5.1.5. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Afin de pouvoir étudier et de prévoir les performances d'un système PV dans des conditions environnementales spécifiques, nous faisons appel à des modèles de la cellule PV.

De nombreux modèles de la cellule sont proposés dans la littérature [29, 30]. La figure 1.15, montre le schéma équivalent électrique d'une cellule solaire en silicium cristallin basée sur le modèle à sept paramètres [31], qui est l'un des modèles les plus utilisés qui tient compte des pertes résistives par le biais de la résistance série R_s et des pertes par recombinaison par le biais de la résistance en dérivation ou shunt R_p . Ces résistances ont une certaine influence sur la caractéristique $I = f(V)$ de la cellule.

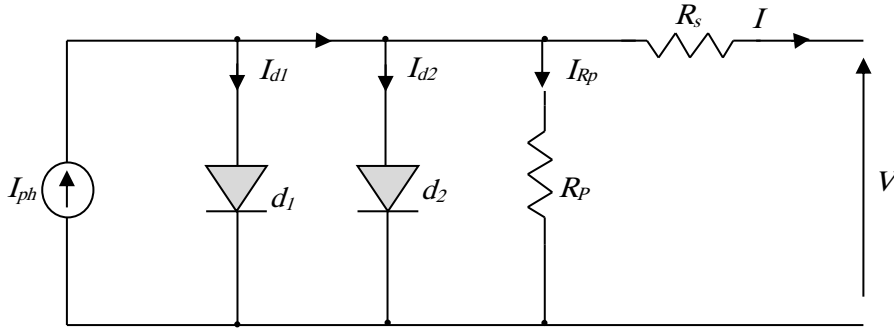


Figure 1.15. Circuit équivalent d'une cellule solaire

L'expression mathématique de la caractéristique courant-tension (I-V) d'une cellule solaire en se référant au schéma équivalent de la figure 1.15 est donnée par [31]:

$$I = I_{ph} - I_{d1} \left[e^{\frac{q(V+I.R_s)}{n_1 k T}} - 1 \right] - I_{d2} \left[e^{\frac{q(V+I.R_s)}{n_2 k T}} - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_p} \quad (1.1)$$

Où I_{d1} et I_{d2} sont les courants de saturation des diodes; n_1 et n_2 les facteurs de pureté de la diode; R_s et R_p sont respectivement la résistance série et la résistance parallèle, et T est la température absolue en Kelvin. L'équation contient également la charge élémentaire constante q ($1,602 \cdot 10^{-19} C$) et la constante de Boltzmann k ($1,380 \cdot 10^{-23} J/K$). Le photo-courant I_{ph} et les courants de saturation inverse des diodes sont donnés par [30]:

$$I_{ph}(T) = I_{ph}|_{(T=298.K)} \left[1 + (T - 298.K) \cdot (5 \cdot 10^{-4}) \right] \quad (1.2)$$

$$I_{d1} = K_1 T^3 e^{-\frac{E_g}{kT}} \quad (1.3)$$

$$I_{d2} = K_2 T^2 e^{-\frac{5}{kT} \frac{E_g}{kT}} \quad (1.4)$$

$$K_1 = 1,2 A/cm^2.K^3 \quad (1.5)$$

$$K_2 = 2,9 \cdot 10^5 A/cm^2.K^{5/2} \quad (1.6)$$

1.5.2. Les convertisseurs statiques DC-DC (Les hacheurs)

Le champ PV génère une puissance électrique qui varie selon les fluctuations notamment de l'éclairement et de la température. Afin de pouvoir utiliser cette puissance variable, nous faisons appel à des convertisseurs qui ont pour tâche de générer les tensions et les courants souhaités ainsi que d'assurer l'adaptation des modules solaires avec les différentes charges.

L'utilisation des convertisseurs DC-DC permet le contrôle de la puissance électrique dans les circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé qui dans notre cas va nous permettre de poursuivre le point de fonctionnement optimum. Aussi nous allons essayer d'illustrer quelques détails des circuits de ces convertisseurs.

Nous allons voir les principes de fonctionnement des hacheurs qui sont des convertisseurs directs du type continu-continu, dont le rôle primordial est de transformer une puissance d'entrée $P_e = V_e I_e$ en une puissance de sortie $P_s = V_s I_s$ ($V_s \neq V_e$) avec un rendement de conversion $\eta = \frac{P_s}{P_e} = \frac{V_s I_s}{V_e I_e}$ très grand (proche de 100%). En effet, contrairement aux alimentations classiques (linéaires) qui utilisent un transistor ballast, les alimentations à découpage mettent en œuvre un commutateur qui travaille en tout ou rien. Dans cette partie nous présentons le principe des trois types des convertisseurs à découpage (Buck, Boost et Buck-Boost). Ces structures sont largement utilisées dans les systèmes photovoltaïques autonomes [32].

Ce type de convertisseurs n'est constitué que par des éléments réactifs (selfs, capacités, commutateur) et qui, dans le cas idéal, ne consomment aucune énergie, c'est pour cette raison qu'ils sont caractérisés par un rendement élevé. [32, 33].

Le commutateur est réalisé avec un dispositif semi-conducteur, habituellement un transistor MOSFET ou un IGBT. Pendant le fonctionnement du convertisseur, son transistor est attaqué par un signal PWM (*Pulse Width Modulation*), avec une fréquence F_s fixe et un rapport cyclique D variable pour commander le convertisseur (figure 1.16). Le transistor sera commuté à la fréquence constante F_s avec un temps de fermeture égal à $(D.T_s)$ et un temps d'ouverture égal à $(1-D) T_s$.

- T_s représente la période de commutation qui est égale à $1/ F_s$.
- D représente le rapport cyclique du commutateur ($D \in [0,1]$).

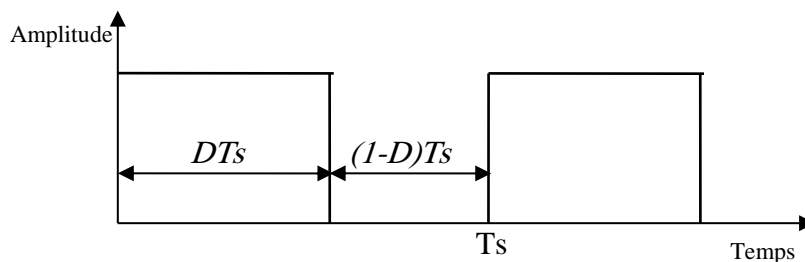


Figure 1.16. Tension PWM pour la commande du commutateur

1.5.2.1. Le convertisseur Buck

Dans les applications PV, la topologie «Buck» est communément utilisée pour la charge des batteries de stockage. Cette topologie est aussi employée dans les systèmes PV de pompage d'eau car elle permet de fournir un courant de démarrage élevé. La structure « Buck » est la

plus simple des structures utilisables dans les systèmes PV, cependant elle présente la caractéristique de destruction de l'interrupteur de puissance (transistor) la plus sévère de toutes les configurations [34]. Un autre inconvénient réside dans le courant d'entrée qui est discontinu car l'interrupteur de puissance est situé à l'entrée, ce qui nécessite une conception minutieuse du filtre d'entrée. La topologie du convertisseur «Buck» est donnée par la figure 1.17. Les composants clés sont l'inductance (L), le commutateur (S), la diode (D) et les condensateurs C1 et C2.

Figure 1.17. Circuit électrique d'un convertisseur DC-DC de type Buck

La tension de la source doit être plus grande que la tension aux bornes de la charge.

Le processus de commutation est décrit par la position de l'interrupteur (S). Dans le premier laps de temps (DT) l'interrupteur (S) est dans un état de saturation, alors l'inductance (L) se charge d'énergie avec une augmentation du courant I_L . Dans le deuxième laps de temps (1-D)T, l'inductance (L) libère cette énergie à la charge avec une diminution de courant I_L . La tension aux bornes de la charge:

$$V_{ch} = \frac{t_{on}}{T} V_{pv} = DV_{pv} \quad (1.7)$$

Avec

D: Rapport cyclique du convertisseur.

t_{on} : Temps de fermeture de l'interrupteur.

T: Période de commutation de l'interrupteur.

V_{ch} : Tension de sortie du convertisseur (tension de la charge).

V_{pv} : Tension d'entrée du convertisseur (tension du générateur PV).

1.5.2.2. Le convertisseur Boost

Le convertisseur «Boost» est connu par le nom d'élévateur de tension. Le schéma de la figure 1.18 représente le circuit électrique du «Boost». Au premier temps (DT), l'interrupteur (S) est fermé, le courant dans l'inductance croît progressivement, et au fur et à mesure, elle emmagasine de l'énergie, jusqu'à la fin de la première période. L'interrupteur (S) s'ouvre et l'inductance (L) s'oppose à la diminution du courant (I_L), générant une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge (Z) à travers la diode (D). La tension de charge du convertisseur «Boost» est donnée par l'équation 1.8:

$$V_{ch} = \frac{1}{1-D} V_{pv} \quad (1.8)$$

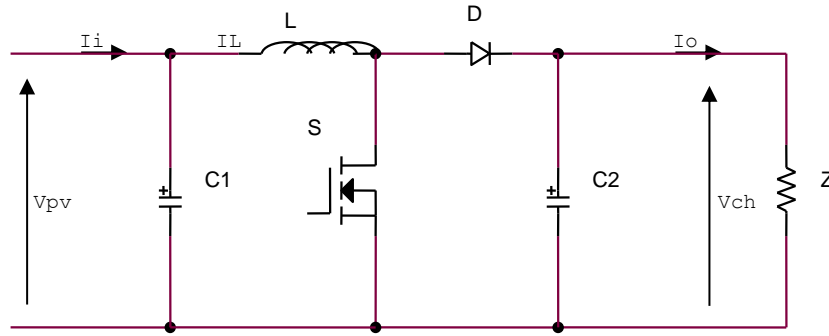


Figure 1.18. Circuit électrique d'un convertisseur DC-DC de type Boost

1.5.2. 3 Le convertisseur Buck-Boost

Le convertisseur Buck-Boost combine les propriétés des deux convertisseurs précédents, il est utilisé comme un transformateur idéal de n'importe quelle tension d'entrée pour n'importe quelle tension de sortie désirée [33]. La figure 1.19 représente le circuit électrique du «Buck-Boost».

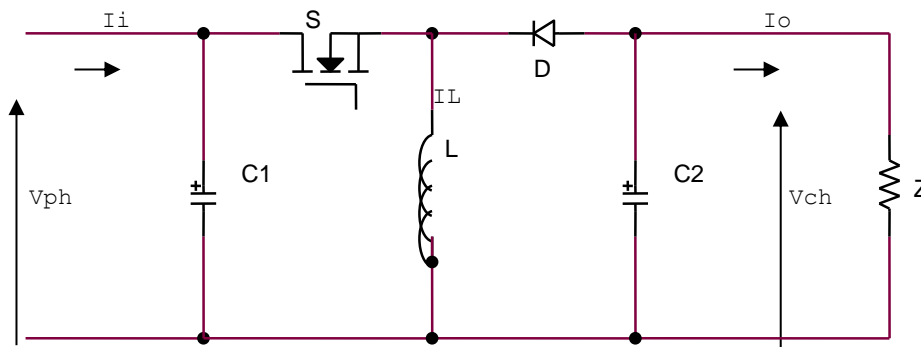


Figure 1.19. Circuit électrique d'un convertisseur DC-DC de type Buck-Boost

La tension de charge du convertisseur «Buck-Boost» est donnée par l'équation 1.9:

$$V_{ch} = -\frac{D}{1-D} V_{pv} \quad (1.9)$$

Dans cette partie nous avons exposé brièvement quelques topologies de base de convertisseurs continus/continus. Ces dispositifs constituent une alternative aux anciennes alimentations stabilisées, où l'on aurait cherché à minimiser les défauts des alimentations stabilisées en terme de taille, d'encombrement, et de mauvais rendement en puissance, d'une part, et un apport de nouvelles fonctionnalités à la structure en terme d'adaptation et de poursuite, d'autre part. Cela est possible par l'incorporation d'un paramètre de commande adapté à la structure de ce type de convertisseurs et qui leur confère une particularité intéressante dans la poursuite des consignes désirées.

Malgré le rendement élevé du convertisseur Buck, le convertisseur Boost peut être plus approprié aux systèmes photovoltaïques associés à une commande de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) puisque le convertisseur fonctionne en mode de courant continu extrayant autant de puissance que possible à partir des cellules solaires. Par conséquent le rendement énergétique du convertisseur Boost peut être plus grand que le convertisseur Buck. Le convertisseur Boost est généralement employé pour obtenir une tension plus élevée de sortie, tandis que le convertisseur Buck est employé pour abaisser la tension de sortie [35]. Pour ces raisons, le convertisseur Boost sera utilisé comme un étage d'adaptation entre le GPV et la charge dans la suite de notre travail.

1.5. 3. Le stockage de l'énergie dans les systèmes photovoltaïques

L'apparition de nouveaux concepts de production décentralisée d'électricité et le développement des sources renouvelables suscitent un vif intérêt pour les techniques de stockage de l'énergie. Le stockage contribue à stabiliser l'offre et la demande, à améliorer les conditions d'utilisation des réseaux de transport et de distribution. L'aspect intermittent de l'énergie solaire, pour diverses raisons (météorologiques, moment dans la journée, saisons, ..) requiert l'utilisation d'accumulateurs comme étage tampon ou '*Buffer*' d'énergie pour garantir une disponibilité permanente et constante de l'énergie quelles que soient les conditions atmosphériques et aussi bien le jour que la nuit.

1.5.3.1. Les batteries

Les deux principaux types de batteries utilisés actuellement dans les systèmes photovoltaïques sont: les batteries au plomb-acide et celles à base de nickel-cadmium (Ni-Cd). Le choix de la technologie d'accumulateur dépend principalement du coût d'investissement et de la durée de vie des batteries dans les conditions de fonctionnement correspondant à l'application choisie. Les batteries de technologie plomb-acide sont actuellement les plus utilisées pour les applications photovoltaïques. Elles sont principalement avantageées par leurs faibles coûts et par leur rendement satisfaisant. Leur inconvénient majeur réside dans leur durée de vie qui est la plus courte comparativement aux autres technologies.

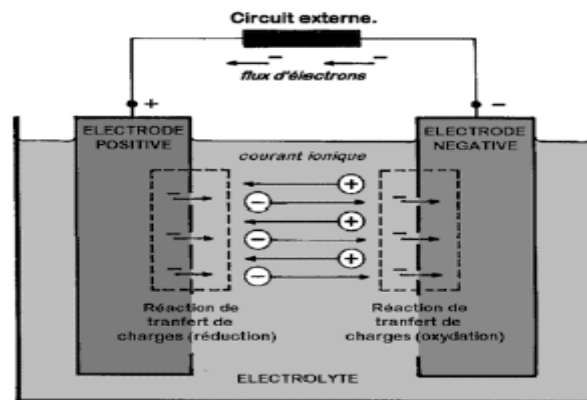


Figure 1.20. Batterie au plomb-acide [35].

1.5.3.2. Principales caractéristiques des batteries solaires

Une batterie solaire appelée aussi batterie stationnaire est caractérisée par un certain nombre de paramètres:

- a) Capacité en Ampère-heure: les Ampères-heures d'une batterie sont simplement le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule le courant. Théoriquement, par exemple, une batterie de 200 Ah peut fournir 200 A pendant une heure.
- b) Rapports de charge et de décharge: si la batterie est chargée ou déchargée à un rythme différent que celui spécifié, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer. Généralement, si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.
- c) Température: la variation de température influence le rendement de la batterie. Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27°C. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement. Des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie [36].
- d) Durée de vie: un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ces caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quelque soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année (ou en nombre de cycles) [37].
- e) Profondeur de décharge: la profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge.

1.5.3.3. Modélisation électrique de la batterie

Le comportement de la batterie a été largement décrit dans la littérature par de nombreux auteurs tels que Pasteur, Monegon, Mayer, Hymam, et Copetti [38-40]. Lu, Liu et Wu [41] ont utilisé un modèle qui est représenté sur la figure 1.21. Le modèle décrit le comportement primaire d'une batterie correctement, mais n'explique pas les propriétés lentement changeantes d'une batterie telles que l'augmentation et la diminution de la tension de fonctionnement provoquée par le processus de la charge et de la décharge. La simplicité de son implémentation nous a poussé à l'utiliser comme modèle de batterie dans ce travail.

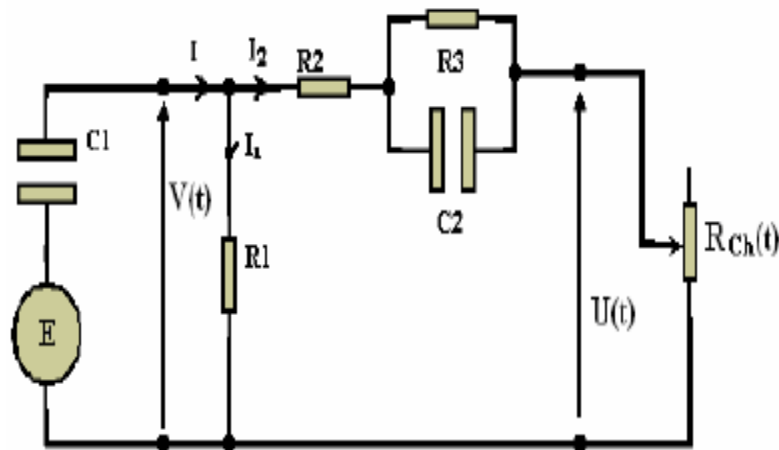


Figure 1.21. Schéma électrique équivalent d'une batterie

La capacité électrochimique de la batterie est représentée par le condensateur C_1 ayant une tension $V(t)$ à ses bornes qui est donnée par:

$$V(t) = \frac{q(t)}{C_1} + E \quad (1.10)$$

Avec:

$q(t)$ est la charge électrique du condensateur C_1 au temps t , son énergie est donnée par l'équation :

$$W_c = \frac{1}{2} C_1 V^2(t) \quad (1.11)$$

Cependant le comportement de la capacité d'une batterie est autre que le comportement de la capacité d'un simple condensateur. Cela se concrétise au niveau de l'équation (1.10), à

$t=0 \Rightarrow V_c = \frac{q(0)}{c} = 0$, or celle de la batterie ne vaut pas zéro à son plus bas état de charge, $V(0) = E$ c'est équivalent à un condensateur ayant un niveau minimum de charge, qui est modélisé par une source de tension E en série avec le condensateur C_1 , et qui est équivalent à une énergie minimale $W_{C1, \min}$

R_1 est une résistance de fuite, c'est à travers elle que s'effectue la décharge d'une batterie en circuit ouvert. R_2 résistance du bloc d'électrolyte et de plaque et R_3 résistance de la diffusion d'électrolyte. Ce sont des résistances internes de valeurs faibles de quelques Ohms. $U(t)$ est la tension mesurée au niveau des bornes externes de la batterie.

Lorsque la capacité de la batterie C_1 est entièrement chargée, cet état est représenté par un niveau maximum de son énergie $W_{C, \max}$.

$$W_{bat} = W_{c1,max} - W_{c1,min} = \frac{1}{2} C_1 V_{max}^2(t) - \frac{1}{2} C_1 V_{min}^2(t) = \frac{1}{2} C_1 (V_{max}^2(t) - V_{min}^2(t)) \quad (1.12)$$

L'énergie W_{bat} est donnée en (KWh).

On peut à ce moment exprimer la tension de la batterie $U(t)$ en fonction de la tension de la batterie en circuit ouvert et les autres composants R_2 , R_3 et C_2 avec la constante de temps

$$\tau = R_3 C_2 .$$

$$U + U_{OC} + R_3 \left(1 - \exp\left(\frac{-t}{\tau}\right)\right) I_2 + R_2 I_2 \quad (1.13)$$

Le circuit présenté sur la figure 1.21 exprime l'impédance équivalente d'entrée d'une batterie plomb-acide par:

$$Z(s) = R_2 + R_3 (C_2 + R_1) C_1 = R_2 + \frac{R_3}{R_3 C_2 s + 1} + \frac{R_1}{R_1 C_1 s + 1} \quad (1.14)$$

Pour une utilisation dans le modèle mathématique du système, l'équation (1.14) peut être transformée sous la forme suivante :

$$Z(s) = \frac{a_2 s^2 + a_1 s + a_0}{b_2 s^2 + b_1 s + b_0} \quad (1.15)$$

Les coefficients a_i et b_j sont employés pour représenter les différents composants:

$$\begin{aligned} a_2 &= R_1 R_2 R_3 C_1 C_2, \\ a_1 &= R_1 R_2 C_1 + R_1 R_3 C_1 + R_1 R_3 C_2 + R_2 R_3 C_2, \\ a_0 &= R_1 + R_2 + R_3, \\ b_2 &= R_1 R_3 C_1 C_2, \\ b_1 &= R_1 C_1 + R_3 C_2, \\ b_0 &= 1. \end{aligned} \quad (1.16)$$

C'est la forme finale du modèle mathématique de la batterie qui sera employé dans les simulations.

1.5.4. Connexion générateur-charge

1.5.4.1. Connexion directe entre le GPV et la charge

Initialement, l'utilisation terrestre la plus répandue de l'énergie solaire photovoltaïque se faisait en connexion directe. Dans cette configuration, le point de fonctionnement du GPV dépendait

de l'impédance de la charge à laquelle il est connecté. En d'autres termes le champ photovoltaïque a une tension V_{OPT} fixée par la tension nominale de l'application. Ce choix est principalement lié à la simplicité, la fiabilité et le faible coût (figure 1.22). La présence de la diode anti retour est indispensable pour empêcher la circulation d'un courant négatif vers les modules PV.

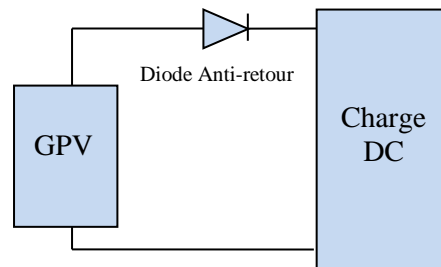


Figure 1.22. Connexion directe GPV-Charge via une diode anti-retour.

Cependant, cette configuration n'offre aucun type de limitation et/ou de réglage de la tension de la charge. Ce qui la restreint à des applications nécessitant une tension fixe ou faiblement variable. Par exemple, le cas de batteries de stockage dans les systèmes isolés. Toutefois, un examen plus approfondi de ces applications montre que même dans ce cas, le transfert d'énergie électrique disponible aux bornes du GPV vers la charge dépend fortement de l'état de la batterie ayant une tension à ses bornes variant d'un pourcentage non négligeable. Ainsi, la puissance extraite d'un GPV connecté directement à une application est souvent très éloignée du maximum de puissance que peut délivrer le GPV.

1.5.4.2. La connexion GPV-charge via un étage d'adaptation continu-continu

Afin d'éviter les problèmes évoqués dans le paragraphe précédent, les premiers modules solaires étaient généralement dimensionnés pour que leurs PPM correspondent à la tension nominale des batteries de 12 ou 24Volts. Grâce à cette configuration, une simple connexion directe via une diode anti-retour suffit à effectuer le transfert d'énergie du GPV à la charge. Cependant, les caractéristiques non-linéaires du module photovoltaïque et sa sensibilité aux conditions extérieures, comme l'éclairement et la température, induisent des pertes énergétiques. Ainsi, l'utilisation d'un étage d'adaptation pour optimiser la production d'énergie à tout moment est de plus en plus préconisée (figure 1.23) [24]. Cet étage joue le rôle d'interface entre le GPV et la charge en assurant à travers une action de contrôle le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de P_{MAX} disponible.

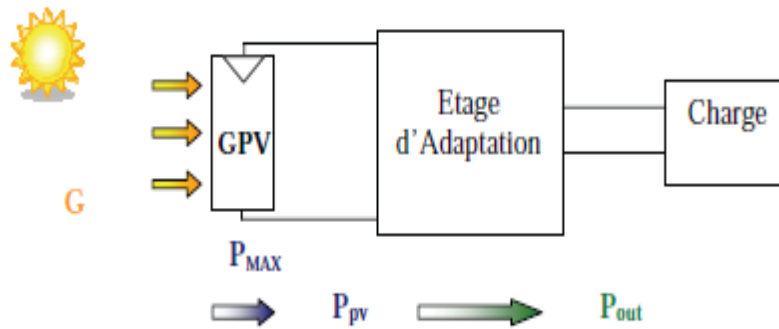


Figure 1.23. Chaîne de conversion photovoltaïque via un étage d'adaptation [24].

L'introduction d'un étage d'adaptation permettant de fixer le point de fonctionnement du GPV indépendamment de celui de la charge, conduit à l'extraction de la puissance optimale. L'ensemble peut fonctionner de façon idéale, si diverses boucles de contrôle en entrée et en sortie de l'étage d'adaptation sont prévues. En entrée, elles garantissent l'extraction à chaque instant, du maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et en sortie, elles permettent un fonctionnement optimal de chaque application dans son mode le plus approprié. Les techniques habituellement utilisées pour les boucles de contrôle en entrée consistent à associer à l'étage d'adaptation une commande appelée MPPT ou Maximum Power Point Tracking, qui effectue une recherche permanente du MPP.

1.6. Principe de la recherche du point de puissance maximale

1.6.1 Généralités

Des lois de commandes spécifiques existent pour amener des dispositifs à fonctionner à des points maximums de leurs caractéristiques sans qu'à priori ces points ne soient connus à l'avance, ni sans que l'on sache à quel moment ils ont été modifiés, ni qu'elles sont les raisons de ce changement. Pour le cas de sources énergétiques, cela se traduit par des points de puissance maximums. Ce type de commandes est souvent désigné dans la littérature par 'Recherche (Ou Poursuite) du Point de Puissance Maximale' ou bien 'Maximum Power Point Tracking'-(MPPT). Le principe de ces commandes consiste à effectuer une recherche du point de puissance maximale (PPM) tout en assurant une parfaite adaptation entre le générateur et sa charge de façon à transférer le maximum de puissance. La figure 1.24 présente une chaîne de conversion PV pourvue d'une commande MPPT.

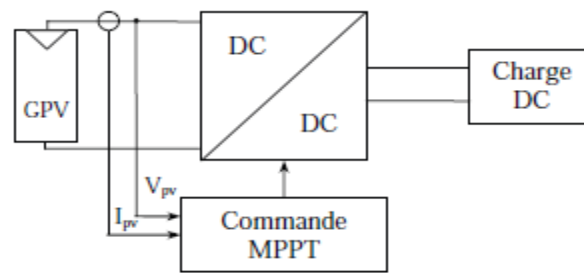


Figure 1.24. Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur DC/DC contrôlé par une commande MPPT sur charge DC.

1.6.2. Synthèse des commandes MPPT-classiques rencontrées dans la littérature

Diverses publications sur les commandes assurant un fonctionnement de type MPPT apparaissent régulièrement dans la littérature depuis 1968, date de la publication de la première loi de commande de ce genre, adaptée à une source d'énergie renouvelable du type photovoltaïque [42]. De nombreux algorithmes classiques ont été développés pour commander la poursuite du PPM. Les plus populaires sont:

- La méthode Bêta [43]: la méthode bêta est une approximation du point de la puissance maximale par l'équation d'une variable intermédiaire β :

$$\beta = \ln\left(\frac{I_{pv}}{V_{pv}}\right) - c_{Vpv} \quad (1.17)$$

où $c = q/(k.T.N_s)$ est une constante qui dépend de la charge d'électron, du facteur de qualité de la jonction du module PV, de la constante de Boltzmann, de la température et du nombre de cellules photovoltaïques montées en série [43]. Comme les conditions de fonctionnement changent, la valeur de β au point optimal demeure presque constante. Ainsi, β peut être calculé continuellement en utilisant la tension et le courant du module et être inséré sur une boucle fermée conventionnelle avec des références constantes.

- Méthode à tension de référence fixe [44]: cette méthode est basée sur une simple comparaison entre la tension de sortie du GPV avec une tension de référence prédéfinie, pour ajuster continuellement le rapport cyclique du convertisseur DC-DC. Cette tension correspond à la tension moyenne de l'intervalle des points des puissances maximales, relevées par des tests sous différentes conditions de l'éclairement et de la température en agissant simplement sur les différents facteurs de pondération lors de la mise au point afin de générer le maximum de puissance. A cause de la dépendance de la tension du GPV de l'éclairement et de la température, la tension de puissance maximale est déviée, alors la tension de référence doit être corrigée pour différents éclaircissements et températures le long des périodes de l'année.

- Méthode MPPT avec cellule pilote [43]: la cellule pilote est une cellule photovoltaïque simple qui est électriquement indépendante du reste de la rangée photovoltaïque. Sa tension V_{oc} est constamment mesurée, elle fournit donc l'information implicite du reste des conditions de fonctionnement courantes du panneau. La tension de la cellule pilote est multipliée par un certain facteur constant pour être comparée à la tension de référence de la boucle de contre réaction.

- Incrémentation de conductance (Incremental Conductance) [5,6]: Dans cet algorithme la dérivée de la puissance de sortie du panneau est calculée en fonction de la tension V , sa différence dV , du courant I et sa différence dI . Cette dérivée est nulle au point de puissance maximale, positive à gauche du point MPP et négative à droite.

Nous citons aussi la méthode la plus utilisée actuellement dans les applications PV qui est la méthode perturber et observer (P&O) surtout dans la pratique en raison de sa facilité d'implémentation [45]. On présentera dans ce qui suit le principe de fonctionnement de cette technique.

- *La méthode Perturber et observer (P&O)*

La méthode P&O est une approche largement répandue dans le domaine de la commande MPPT. Comme son nom l'indique, la méthode P&O fonctionne par la perturbation de la tension V_{PV} et l'observation de son impact sur le changement de la puissance de sortie du GPV. La forme la plus classique de l'algorithme P&O est donnée par l'organigramme de la figure 1.25. Supposons que nous avons la caractéristique P-V d'un panneau PV, sous une irradiation uniforme et une température constante. Assumons que le GPV fonctionne à un point quelconque de la caractéristique $P(V)$; on perturbe la tension de fonctionnement du GPV par une petite incrémentation et on mesure le changement de puissance résultant ΔP qui est donné par la différence entre la puissance actuelle et à l'instant passé:

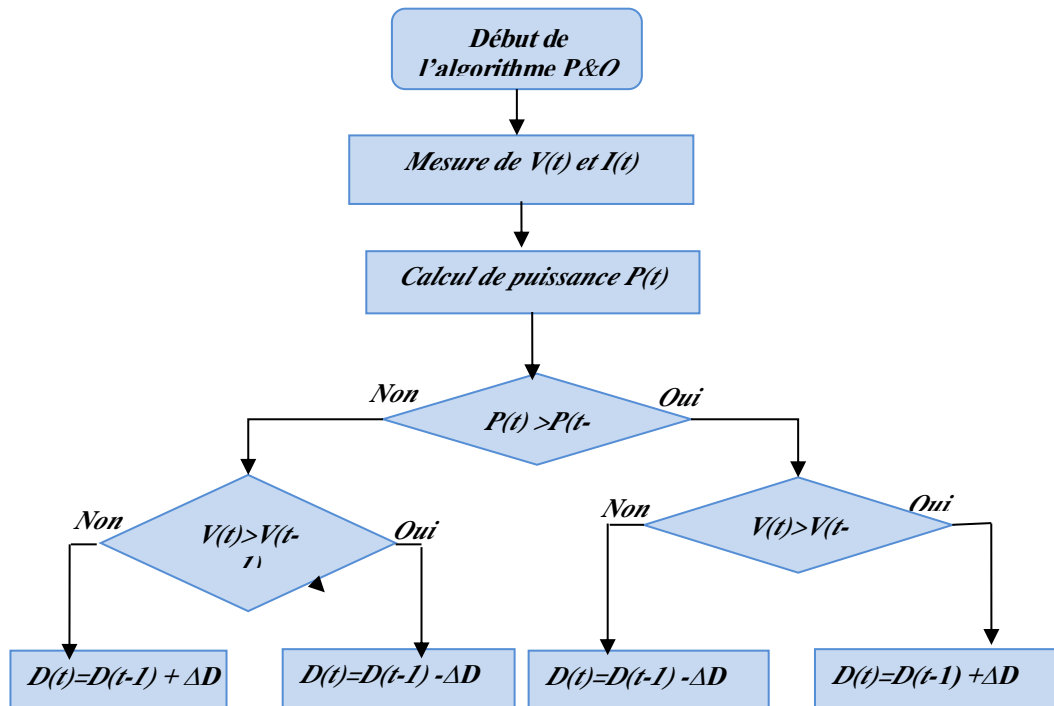


Figure 1.25. Organigramme de la méthode P&O.

1. Si ΔP est positive (la puissance croit) donc le point de puissance maximale (MPP) n'est pas atteint, dans ce cas on garde la même direction de perturbation de la tension de fonctionnement du GPV.
2. Si ΔP est égale à zéro donc le maximum est atteint.
3. Si ΔP est négative (la puissance diminue), donc le point de puissance maximale est dépassé, dans ce cas on inverse le sens de perturbation.

D'une manière générale cet algorithme de commande peut prendre quatre décisions différentes selon la position du point de fonctionnement du GPV et le changement de puissance de sortie résultant après chaque perturbation. Ces quatre états sont résumés dans le tableau 1.3.

Tableau 1.3. Résumé de l'algorithme P&O [46].

<i>Perturbation</i>	<i>Changement de puissance</i>	<i>Prochaine perturbation</i>
<i>Positive</i>	<i>Positif</i>	<i>Positive</i>
<i>Positive</i>	<i>Négatif</i>	<i>Négative</i>
<i>Négative</i>	<i>Positif</i>	<i>Négative</i>
<i>Négative</i>	<i>Négatif</i>	<i>Positive</i>

Ces méthodes varient dans de nombreux aspects, tels que le nombre de capteurs nécessaires, le coût, la complexité d'implémentation, le rendement, la vitesse de convergence, la robustesse... etc.

Eltawil et Zhao [42] et ESRAM et al. [46] ont détaillé les différentes techniques MPPT rencontrées dans la littérature, en précisant leurs caractéristiques majeures. En se référant à leurs travaux, le tableau 1.4 illustre quelques techniques MPPT classiques accompagnées avec leurs caractéristiques qui peuvent être utilisées pour les applications PV.

La majorité de ces techniques sont largement utilisées pour la poursuite de point de puissance maximale notamment la technique P&O [42]. Leur avantage réside dans le fait qu'elles sont faciles à implémenter [45], néanmoins, elles présentent plusieurs inconvénients tels que leur lenteur de convergence donc des pertes de rendements. Les résultats des travaux de Fangrui et al [47] et Marcelo et al [48] ont montré les limites des techniques conventionnelles, à titre d'exemple: la commande P&O, présente un inconvénient majeur qui est sa réponse dynamique lente en cas de variation rapide des conditions atmosphériques [47].

Pour contourner les problèmes liés à ces commandes, de nouvelles techniques intelligentes sont mise en œuvre pour la commande MPPT tels que les algorithmes génétiques, les réseaux de neurones artificiels et la logique floue dont le but d'une tentative de prédiction d'une meilleure commande qui conduira à mieux appréhender les variations du système PV vis-à-vis les variations des conditions climatiques.

Tableau 1.4. Caractéristiques majeures de quelques techniques MPPT classiques.

Technique MPPT	Dépendance du panneau PV	Analogique ou digitale	Réglage de période	Vitesse de convergence	Complexité d'implémentation	Paramètres sensibles
Contre réaction de tension	Non	Les deux	Oui	Rapide	Moyenne	Tension
Méthode à tension de référence fixe	Non	Les deux	Oui	Moyenne	Moyenne	Tension
MPPT avec mesure de V_{OC} du panneau	Oui	Les deux	Oui	Moyenne	Moyenne	Tension
MPPT avec cellule pilote	Oui	Les deux	Oui	Moyenne	Moyenne	Tension
P&O	Non	Les deux	Non	Variable	Faible	Tension / courant
Incréméntation d'inductance	Non	Digitale	Non	Variable	Moyenne	Tension/ courant
Contre réaction de courant	Non	Digitale	Non	Rapide	Moyenne	courant
Méthode B	Non	Digitale	Oui	Lente	Elevée	Tension/ courant

1.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons positionné l'énergie solaire photovoltaïque dans le mixe énergétique national. Nous avons présenté par la suite les différentes composantes d'une chaîne PV ainsi que la problématique de la production de puissance maximale du GPV.

Dans ce contexte, une solution permettant d'optimiser la puissance fournie par le GPV a été présentée, consistant à introduire un étage d'adaptation associé à une commande de poursuite du point de puissance maximale. Ces étages d'adaptation doivent assurer un fonctionnement aux puissances maximales (fonctionnement à P_{\max}) et doivent aussi fonctionner de façon optimale quels que soient les comportements aléatoires de la source et de la charge, avec toujours des hauts rendements de conversion. Nous avons présenté des techniques classiques couramment utilisées dans le domaine de la poursuite du point de puissance maximale en insistant avons basé sur la technique P&O qui sera utilisée dans l'élaboration de notre travail. Pour remédier aux problèmes liés à ces commandes, nous nous intéresserons par la suite de ce travail, sur d'autres commandes-MPPT basées sur l'intelligence artificielle. Nous prenons le temps de détailler ces commandes intelligentes en mettant en évidence leurs performances dans le chapitre suivant.

II. 1. Introduction

L'idée forte de ce travail est de faire intégrer le photovoltaïque dans une maison solaire et surtout d'exploiter de manière idéale cette ressource solaire pour satisfaire les besoins énergétiques de cette maison.

Comme la gestion de l'énergie est au cœur de ce mémoire, pour optimiser la production-consommation d'énergie électrique dans la maison solaire proposée, nous avons développé un algorithme de gestion d'énergie en prenant en compte des données concernant la production de l'énergie, le profil de consommation, l'état de charge des batteries de stockage...etc.

Avant d'élaborer cet algorithme de gestion, les étapes suivantes qui sont indispensables, seront présentées dans ce chapitre qui se base essentiellement sur la modélisation et le dimensionnement du système PV autonome étudié :

1. Configuration de la maison solaire proposée (site, superficie) et évaluation de ses besoins énergétiques (profil de consommation).
2. Modélisation et dimensionnement du système PV proposé pour alimenter la maison s (nombre de panneaux photovoltaïques, batteries, régulateurs, convertisseurs DC-DC et onduleurs).

II .2. Modélisation du système photovoltaïque

Dans cette section, nous présentons les modèles électriques des blocs constituant le système photovoltaïque étudié.

II .2.1. Modélisation du module photovoltaïque

Le modèle choisi pour la simulation du module PV est celui d'une seule diode [1]. Le circuit électrique du modèle utilisé est représenté sur la figure 1.

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\left(\frac{V + IR_s}{V_t} \right)} - 1 \right) - \left(\frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right) \quad (\text{II .1})$$

Où I_{ph} est le photo-courant généré dans les conditions de test standard (STC), I_0 est le courant de saturation aux STC, R_s est la résistance série du module, R_{sh} est la résistance parallèle, V_t est la tension thermique qui est donnée par:

$$V_t = \frac{m K T_{STC}}{q} \quad (\text{II .2})$$

Où K est la constante de Boltzmann, q est la charge de l'électron, $T_{STC} (^{\circ}K)$ est la température aux STC, et m est le facteur d'idéalité de la diode. Ces cinq paramètres sont déterminés par la résolution de l'équation transcendante (II .1) en utilisant l'algorithme de Newton Raphson basé uniquement sur la fiche technique des paramètres disponibles.

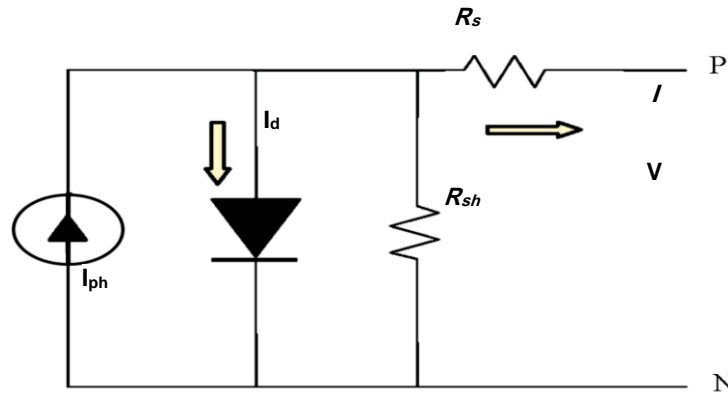


Figure II. 1. Le circuit électrique équivalent du modèle utilisé

II .2.2.Modélisation du Convertisseur DC-DC

Le circuit électrique équivalent du convertisseur DC-DC est illustré sur la figure II.2.

Les valeurs calculées des différents composants du convertisseur sont:

$L=3.5mH$, $C_1=5.6mF$, $C_2=5.6mF$, $Frequency=20kHz$, $Switch(S)=IRFP360$, $Diode (D)=UF5402$.

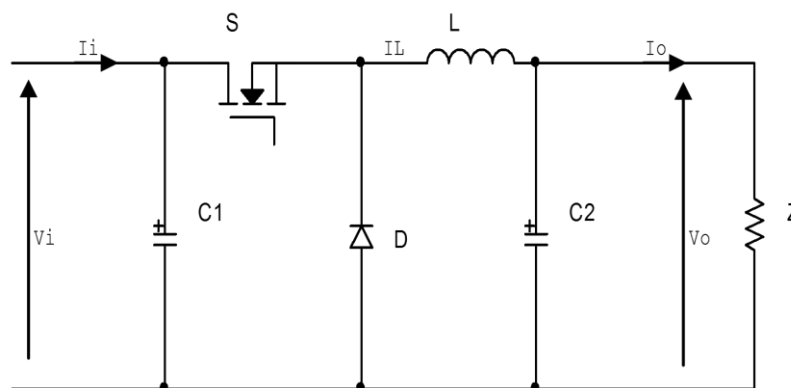


Figure.II.2 : Circuit électrique du convertisseur Buck

II .2.3.Modèle mathématique de la batterie (Coppeti's model)

A cause de non disponibilité permanente de l'énergie solaire, pour diverses raisons: Météo, temps dans la journée, saisons etc., l'utilisation des batteries pour le stockage d'énergie est nécessaire pour garantir une disponibilité permanente et constante de l'énergie quelles que soient les conditions atmosphériques ou l'horaire du moment.

La batterie est un ensemble de cellules électrochimiques capables de stocker de l'énergie électrique sous forme chimique (pendant la charge), puis de la restituer par la suite (pendant la décharge) grâce à la réversibilité des réactions mises en jeu. Ces réactions consistent en des oxydations et des réductions (oxydoréductions en abrégé, soit perte ou gain d'un ou plusieurs électrons) au niveau des électrodes, le courant circulant sous forme d'ions dans l'électrolyte et sous forme d'électrons dans le circuit raccordé à la batterie.

Afin d'étudier le fonctionnement de la batterie, nous avons utilisé le modèle de Copetti qui est le plus fiable. Ce modèle est applicable pour les batteries plomb-acide, en particulier pour les batteries solaires. Il simule le comportement dynamique de la batterie en tenant compte de l'ensemble des processus qui résultent: la décharge, la charge et la surcharge tout en tenant compte du changement de la température de la batterie. Dans ce qui suit, nous présentons le modèle de Copetti pour la description de la batterie à travers l'expression de sa décharge et sa charge.

II .2.3.1Equation de la tension de charge de batterie

La tension aux bornes de la batterie au cours du processus de décharge est donnée par l'équation :

$$[2.085 - 0.12(1 - SOC)] - \frac{I}{C_{10}} \left(\frac{4}{1 + I^{1.3}} + \frac{0.27}{SOC^{1.5}} + 0.02 \right) (1 - 0.007\Delta T) \quad (\text{II .3})$$

Ou ΔT Représente la différence entre la température ambiante de la batterie et la température de référence ($T_{ref} = 25^\circ \text{C}$)

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (\text{II .4})$$

L'état de charge de la batterie SOC quantité d'électricité emmagasinée pendant la charge à l'instant t donné et (1-SOC) est la profondeur de décharge. Ils sont donnés par les relations suivantes :

$$SOC = 1 - \frac{Q}{C} \quad (II.5)$$

$$DOD = \frac{Q}{C} = \frac{It}{C} \quad (II.6)$$

Ou Q représente les ampères-heures emmagasinés dans la batterie pendant un temps t avec un courant de charge I.

L'efficacité de la batterie pendant la décharge est supposée égale à 100% ; cependant, la capacité totale utile pendant la décharge est limitée par l'intensité de courant et la température. Cette dernière est normalisée par rapport la capacité nominale C10 au courant nominal I10. Elle est donnée par la formule suivante

$$\frac{C}{C_{10}} = \frac{1.67}{1 + 0.67(I/I_{10})^{0.9}} (1 + 0.005\Delta T) \quad (II.7)$$

II .2.3.2. Equation de tension de charge

L'équation de charge de la batterie est donnée par :

$$V_c = [2 - 0.16SOC] + \frac{I}{C_{10}} \left(\frac{6}{1 + I^{0.86}} + \frac{0.48}{(1 - SOC)^{1.2}} + 0.036 \right) (1 - 0.025\Delta T) \quad (II.8)$$

II.2.3.3. Equation de la tension de surcharge

L'équation de tension de surcharge est donnée par la relation:

$$V = [V_g + (V_{ec} - V_g) \left[1 - \exp\left(\frac{0.95C - AH_{restored}}{I\tau}\right) \right]] \quad (II.9)$$

Vg et Vec représente la tension de gassification ainsi que la tension de charge finale respectivement.

$$V_g = \left[2.24 + 1.97 \ln\left(1 + \frac{I}{C_{10}}\right) \right] (1 - 0.002\Delta T) \quad (\text{II .10})$$

$$V_{ec} = \left[2.45 + 2.011 \ln\left(1 + \frac{I}{C_{10}}\right) \right] (1 - 0.002\Delta T) \quad (\text{II .11})$$

AHrestored représente les ampères-heures stockées dans la batterie par rapport à sa capacité C pour un courant de charge I au cours de cette heure. Il est supposé que 95% de la capacité est déjà restauré au début de la charge. La constante de temps τ est inversement proportionnelle à l'intensité du courant et, en tant qu'une approximation, on peut écrire :

$$\tau = \frac{17.3}{1 + 852(I / C_{10})^{1.67}} \quad (\text{II .12})$$

II. 3. Dimensionnement du système PV photovoltaïque

Pour faire le dimensionnement du système PV proposé, nous allons suivre les six étapes suivantes

II. 3.1. Détermination des besoins de l'utilisateur :

La première des 6 étapes consiste à déterminer le moment où vous avez besoin d'électricité, et à mesurer votre consommation. Cette étape comporte peu de calculs, mais demande relativement beaucoup de réflexion car une erreur à ce stade faussera vos résultats jusqu'à la fin. Par exemple, si la consommation est sous-estimée, l'installation risque d'être trop grande et vous coûtera cher. En revanche, si vous la sous-estimez, le matériel ne sera pas adapté et s'usera plus vite. N'hésitez pas non plus à changer vos habitudes pour vous adapter aux contraintes d'une installation électrique autonome. L'idéal est encore de consommer le moins possible, et de façon régulière. Concrètement, il ne s'agit pas de se priver, mais de faire appel à son bon sens.

II. 3.1.1. Périodicité

Ce que l'on appelle la périodicité est en fait le rythme de la consommation d'électricité. Elle peut être « continue » (chaque jour de l'année) ou « périodique » (pendant les vacances, le weekend, ...). On distingue ensuite les utilisations périodiques "régulières" et "irrégulières". Ce qui différencie ces utilisations c'est la complexité des calculs à réaliser pour dimensionner l'installation. Plus on s'éloigne d'une utilisation continue, plus il y a de calculs ...

Cette périodicité détermine le rapport qu'il doit y avoir entre la quantité de modules et la quantité de batteries. Si, par exemple, production et consommation ont lieu au même instant, les batteries ne sont pas nécessaires étant donné que l'électricité est directement utilisée. Cette coïncidence n'est malheureusement pas possible dans la plupart des cas. Il faut malgré tout essayer de la provoquer au maximum. Parmi nos exemples précédents, nous vous avons conseillé d'utiliser un minuteur afin que l'utilisation des appareils se fasse dans la journée et que production et consommation coïncident.

Il faut donc déterminer la durée des périodes de charge et de décharge, c'est à dire la durée pendant laquelle on va produire et stocker l'électricité, et la durée pendant laquelle on va l'utiliser. Ces périodes peuvent être légèrement sous évaluées (durée de charge plus courte et décharge plus longue) afin de conserver une certaine souplesse. Cependant, plus vos calculs seront précis et plus votre matériel sera adapté. Cela vous assurera une réduction du coût de l'installation mais aussi une durée de vie plus grande.

La facture d'électricité est encore le moyen le plus simple de connaître sa consommation, mais on n'en possède pas dans tous les cas. Il faut alors se renseigner sur la consommation de chaque appareil, ou se contenter d'une estimation la plus précise possible.

Pour calculer votre consommation, vous devez multiplier la durée d'utilisation moyenne de vos appareils par leur puissance, et additionner l'ensemble :

$$E(wh) = \sum_{i=1}^n E_i(w) * t(h) \quad (II .13)$$

E=L'énergie de consommation.

i=L'appareil utilisé.

T= temps des fonctionnements des appareils utilisés.

N= Nbr des appareils utilisés.

Lorsque la consommation n'est pas continue, il faut encore multiplier ce résultat quotidien par le nombre de jour de décharge. Si votre consommation a lieu le weekend pendant deux jours en multiplier la consommation fois 2, et pendant deux semaines de vacances vous aurez besoin fois 15.

Finalement, nous avons maintenant fini de calculer vos besoins en électricité, et vous disposez de deux résultats importants pour les étapes suivantes :

- les durées de charge et de décharge.
- la quantité d'électricité consommée.

II. 3.2. Parc des modules solaires photovoltaïques :

Nous connaissons maintenant la quantité d'électricité nécessaire, et le temps dont nous disposons pour la produire. L'étape suivante consiste à calculer la quantité de modules photovoltaïques que l'on devra posséder pour couvrir ces besoins. Il faut pour cela calculer l'énergie que les modules doivent produire chaque jour, connaître l'ensoleillement de la région où se trouve l'installation, et adapter ces données à sa situation.

II. 3.2.1. Production journalière des modules

Les modules vont produire de l'électricité dès qu'ils recevront de la lumière, et pas forcément au moment où vous en aurez besoin. L'énergie inutilisée sera donc stockée dans les batteries pour une utilisation future, et c'est ce que l'on appelle la période de charge.

Lorsque vous aurez besoin d'électricité, celle-ci proviendra à la fois des batteries (période de décharge), mais également des modules qui seront toujours en train d'en produire. Au final, le temps dont on dispose pour produire toute l'électricité est donc égal à la somme des deux périodes (charge et décharge). En reprenant nos exemples de la première étape : charge/décharge en 1 jour, charge/décharge en 7 jours, ou charge/décharge en 60 jours pour le cycle 1, charge/décharge en 120 jours pour le cycle 2, etc. Pour savoir ce que doivent produire les modules, il faut donc diviser vos besoins en énergie par la durée du cycle charge/décharge.

$$(E_p)(Wh) = \frac{E}{\text{Durée charge/décharge}} \quad (\text{II .14})$$

(E_p) = production journaliere

II. 3.2.2. L'ensoleillement

L'ensoleillement varie selon la région et l'époque de l'année. Vous devez localiser votre installation sur les cartes suivantes afin de savoir quelle quantité d'électricité vos modules peuvent produire. Une fois localisée, il suffit de relever le coefficient d'ensoleillement

correspondant. Si votre système photovoltaïque est utilisé toute l'année (notamment l'hiver), vous devez utiliser la carte du mois de janvier, car c'est la période de l'année à laquelle vous aurez le moins de soleil et d'électricité.

Dans les deux cas (utilisation continue et périodique), le coefficient peut être affiné en tenant compte de l'inclinaison et de l'orientation des modules, ainsi que des pertes engendrées par la chaleur et le matériel. Les cartes précédentes sont valables pour des modules orientés plein sud, avec une inclinaison de 30° et un ratio de performance de 65% (le coefficient prend donc déjà en compte les pertes liés aux systèmes soit 35% de la production)

$$E_{pg} = \frac{(E_p)}{(P_r)} = Wh \tag{II .15}$$

$$(P_c) = \frac{\text{Production journalair}(E_p)}{Q_{irr}} = W_{cr} \tag{II .15}$$

D'une façon générale on a l'équation suivante :

$$P_c(W_{crite}) = \frac{E(wh)*Q_{std}}{Q_{irr}*P_r} \tag{II .16}$$

Q_{irr} = Ensoleillement du site d'installation en $Kwh/m^2 * j$

Q_{std} = Ensoleillement a la conditions standars ($1K wh/m^2$)

P_r : (Ratio de performance) Facteur de conversion appliqué pour tenir compte de différentes pertes (modules, batteries, convertisseur) Déterminé expérimentalement, ce facteur de conversion a pour valeur en général 0,65.

N.B. Il faut tenir compte du rendement de l'onduleur pour les systèmes à courant alternatif :

P_c (courant alternatif)= P_c (courant continu)/Rendement onduleur.

(Rendement onduleur ~ 0.8 à 0,9)

II. 3.3.: Définition de la capacité de la batterie :

Cette étape est la troisième car il faut d'abord connaître sa consommation d'électricité, et avoir calculé la production des modules que l'on installera. Pour dimensionner ses batteries, il ne reste plus qu'à se poser trois questions : quelle est la quantité d'énergie que je dois stocker au minimum pour couvrir mes besoins, quelle est la durée d'autonomie que je vais choisir en cas de problème avec mon installation, et à quel point vais-je solliciter les batteries (choisir la

profondeur de décharge) ? En fonction de tous ces critères, il sera alors possible de calculer la capacité des batteries.

La mission d'une batterie solaire dans une installation solaire sera de stockée l'énergie produite par les panneaux solaires afin de redistribuer cette énergie lorsque vous en aurez besoin.

La capacité d'une batterie est toujours indiquée sur la batterie, exemple : 50 Ah, de même que sa tension : exemple 12v et sa durée de décharge : exemple C20. La capacité de la batterie est donc connue puisqu'indiquée directement sur la batterie néanmoins pour connaître l'énergie correspondante qu'elle peut vous apporter, il vous suffit de multiplier ces 2 nombres. Dans notre exemple : $50 \text{ Ah} \times 12\text{v} = 600 \text{ Wh}$, nous disposons donc de 600Wh au total.

La capacité d'une batterie solaire correspond donc à ce que la batterie peut fournir comme quantité de courant sur une durée précisée au bout de laquelle la batterie est déchargée mais cette capacité peut varier en fonction de sa durée de décharge 87C (nombre d'heure) dans notre exemple C20.

II. 3.3.1. Quantité d'énergie théorique à stocker

Les batteries servent à stocker l'énergie car il est rare que l'électricité soit produite en même temps que l'on en a besoin. Dans ce paragraphe, on parle de quantité théorique d'énergie à stocker car il s'agit du minimum nécessaire pour couvrir les besoins définis à la première étape (Calculer ses besoins en électricité). En réalité, la capacité de la batterie est toujours supérieure (nous verrons pourquoi dans les paragraphes "autonomie" et "profondeur de décharge").

A certaines périodes de l'année, l'hiver en général, les modules ne peuvent pas produire autant d'énergie qu'il en est consommé. Il faut donc stocker leur production excédentaire antérieure. Pour connaître la quantité d'énergie à stocker, il existe deux méthodes en fonction de la situation : une méthode simple et rapide lorsque les cycles de consommation sont parfaitement réguliers, et une méthode générale, plus longue à appliquer, mais utilisable dans n'importe quelle situation.

II. 3.3.2. Autonomie (pour les utilisations continues)

L'autonomie d'une installation photovoltaïque est le nombre de jours pendant lesquels les batteries initialement chargées peuvent assurer les besoins en électricité sans que les modules ne fonctionnent. Autrement dit, lorsque les modules ne produisent plus (nuit, panne, mauvais temps ...), les batteries peuvent continuer de restituer de l'électricité pendant quelques jours. Il faut donc se demander combien de temps on souhaite avoir de l'énergie en cas de problèmes. En général, on peut partir sur une base de quatre jours d'autonomie. Bien entendu, cela dépend fortement de l'usage que l'on a de son installation et des conditions météorologiques. Cependant, même lorsque le soleil est caché, les modules continuent de produire de l'électricité grâce au peu de lumière qu'ils reçoivent. Avec quatre jours d'autonomie en réserve, on peut donc affronter deux semaines de mauvais temps.

Cet exemple illustre l'utilité de l'autonomie. Comme on peut le voir, à la fin du 6ème jour, les modules cessent brusquement de produire de l'énergie. Ils peuvent être tombés en panne, être recouvert de feuilles ou de neige... Malgré tout, avec leur quatre jours d'autonomie, les batteries vont continuer d'assurer le fonctionnement du système en attendant qu'une solution soit trouvée.

Dans ce cas, les modules fonctionnent toujours mais de grosses intempéries réduisent leur production à partir du 3ème jour. L'autonomie des batteries va permettre de compenser cette chute de production jusqu'au retour à la normale.

II. 3.3.3. Profondeur de décharge (pour les utilisations périodiques)

Pour déterminer la profondeur de décharge que l'on veut imposer à sa batterie, il faut arbitrer entre deux facteurs :

Tout d'abord, plus on permet aux batteries de se décharger profondément, plus on réduit le nombre de batteries nécessaires. En effet, une batterie que l'on décharge à 100% fournit autant d'énergie que deux batteries identiques que l'on décharge à 50%. On économise donc sur le coût initial de l'installation.

Cependant, la durée de vie d'une batterie est directement proportionnelle à sa profondeur de décharge. Ainsi, une batterie que l'on décharge à 100% vivra deux fois moins longtemps qu'une batterie que l'on décharge à 50%.

L'autonomie et la profondeur de décharge n'ont pas vraiment la même fonction, mais elles permettent toutes les deux d'avoir une marge de sécurité en cas de gros imprévu. Il n'est donc pas nécessaire de les cumuler. Par exemple, si on choisit une autonomie de 4 jours dans le cadre d'une utilisation continue, la profondeur de décharge ne dépassera jamais 20% étant donné qu'il y aura toujours 4 jours d'énergie stockée d'avance. En cas de problèmes, il n'est pas dramatique de vider entièrement les batteries à condition que cela reste relativement rare et qu'elles puissent se recharger rapidement. Pour les installations dont l'utilisation sera périodique (weekend, vacances), la profondeur de décharge peut également servir de réserve d'urgence et remplacer l'autonomie. En effet, rien n'empêche la batterie de se vider complètement : la profondeur de décharge n'est qu'un seuil que l'on choisit de ne pas dépasser dans le cadre d'une utilisation normale.

On utilise donc plutôt l'autonomie dans les utilisations continues, et la profondeur de décharge dans les utilisations périodiques. Dans les formules que nous allons vous présenter nous utilisons les deux, mais vous avez la possibilité de n'utiliser que l'une ou l'autre de ces sécurité.

II. 3.3.4. Capacité de la batterie

Jusqu'à présent nous avons utilisé le Wh comme unité dans nos calculs, mais la capacité d'une batterie s'exprime davantage en Ampère-heure (Ah). Pour convertir vos résultats, il suffit de les diviser par la tension des batteries. Pour une charge donnée, la capacité de stockage s'obtient selon la formule suivante :

$$C = \frac{E(\text{wh}) * N}{\text{DoD} * U_{\text{sys}}} \quad (\text{II.17})$$

N = nombre de jour autonomie

DoD= Profondeur de décharge ~ 0.6 à 0,8 sa dépend la nature de batterie.

II. 3.4. Choix du Régulateur DC-DC:

Après avoir calculé sa consommation d'électricité, la surface de modules photovoltaïques nécessaires pour la produire, et le nombre de batteries essentielles au stockage de cette énergie, il faut maintenant définir le régulateur de charge/décharge dont on a besoin pour optimiser la durée de vie de son équipement et permettre une charge adéquate. Le dimensionnement du régulateur se fait en fonction de la tension des modules solaires et des

batteries, ainsi que l'intensité maximale qu'ils peuvent générer. Une fois ces données recueillies, on pourra choisir une des technologies de régulation (shunt, série, PWM ou MPPT) et pour finir, on étudiera les options proposées telles qu'un écran LCD, une sonde de température autonome, etc.

Il existe deux types de régulateurs : les régulateurs de charge, et les régulateurs de charge/décharge. Les premiers sont les plus simples et les moins chers car ils ne contrôlent que la charge de la batterie. Les surcharges sont donc évitées, mais ils n'ont pas d'autre fonction. Ils peuvent toutefois convenir à une installation pour laquelle on est sûr de ne jamais épuiser complètement les batteries. Dans le cas contraire, les régulateurs de charge/décharge sont plus adaptés car ils permettent également d'éviter les décharges profondes en coupant l'alimentation de tout ou partie des appareils électriques.

II. 3.4. 1. Tension et intensité

a-Tension d'entrée : La tension du régulateur est imposée par celle des modules. Ceux-ci produisent l'électricité avec une tension de 12Vdc, 24Vdc et même jusqu'à 48Vdc. La "tension d'entrée" du régulateur doit donc être identique. Remarque : lorsque les modules sont connectés en série, c'est la tension obtenue qui nous intéresse. Avec deux modules de 12Vdc en série, la tension d'entrée du régulateur sera donc de 24Vdc.

b-Tension de sortie : Il est rare que la tension de sortie soit différente de la tension d'entrée, mais certains régulateurs haut de gamme peuvent proposer ce choix. Si ce n'est pas le cas, la tension de sortie du régulateur, les batteries, le convertisseur de courant ou les appareils électriques devront tous avoir la même tension que les modules, à savoir 12Vdc, 24Vdc ou 48Vdc.

c-Intensité d'entrée : Pour la connaître, il faut consulter la fiche technique des modules photovoltaïques. Il y est indiqué l'intensité maximale qu'ils sont capables de produire. Quand ils sont en parallèle, en faisant la somme de toutes les I_{max} de chaque module, on obtiendra l'intensité d'entrée que le régulateur doit pouvoir supporter. Quand ils sont en série, l'intensité d'entrée du régulateur est la plus petite de celle délivrée par les modules.

$$I_e = N_{PV_p} * I_{max-PV} \quad (II.18)$$

N_{PV_p} : nbr de module PV en parallèle

d- Intensité de sortie : Cela ne concerne que les régulateurs contrôlant la décharge. La démarche est la même que pour l'intensité d'entrée, sauf qu'il faut additionner les intensités maximum que chaque appareil peut consommer.

$$I_s = \frac{\text{puissance consommée}(E)}{\text{tension de system}(U)} \quad (\text{II}.19)$$

II. 3.5. Convertisseur de courant (onduleur)

Le convertisseur de courant se dimensionne en fonction de plusieurs critères :

a. La tension d'entrée : c'est la même que la tension des batteries ou du régulateur (12, 24 ou 48V DC).

b. La tension de sortie : en Alger nous utilisons du 220/230 VAC, 50Hz

c. La puissance nominale : c'est la puissance dont les appareils qui consomment votre électricité ont besoin pour fonctionner de façon "normale". Pour connaître cette puissance nominale, il suffit de faire la somme des puissances des appareils électriques. Il faut toujours choisir un convertisseur dont la puissance est légèrement supérieure à celle des appareils.

d. La puissance maximale : l'onduleur est capable de fournir une grande puissance sur un court laps de temps (généralement 2 ou 3 fois la puissance nominale). Cette particularité est utile pour les appareils qui possèdent un moteur (réfrigérateur, micro-onde, lave-linge, ...), car leur consommation augmente très fortement lors du démarrage. En général, si vous avez correctement dimensionné la puissance nominale, la puissance maximale est suffisante.

e. La forme du signal : la sinusoïde (l'onde) produite par le convertisseur peut avoir plusieurs formes (de la plus coûteuse à la moins chère : pur sinus, pseudo sinus ou carré). Certains appareils supportent très bien les ondes carrés, mais d'autres non. En revanche, n'importe quel appareil peut fonctionner avec une onde pur sinus.

II. 3.6. Choix des câbles :

Pour assurer le transport de l'énergie des modules jusqu'au régulateur de charge, on ne peut pas utiliser n'importe quel câble électrique. Les câbles solaires sont étudiés pour résister aux conditions spéciales liées à leur utilisation. Ils sont les seuls à pouvoir assurer une longue durée de vie (supérieure à 30 ans) tout en minimisant les pertes d'énergie. Les câbles

ordinaires, même s'ils sont conçus pour un usage extérieur, ne supportent pas aussi bien les variations de température (pouvant aller de -20°C à 80°C à proximité des modules), ainsi que l'exposition aux rayons ultra-violet et à l'ozone. Tout cela en restant souples et maniables. Ils sont équipés dans la majorité des cas d'une double isolation et ne possèdent pas de substances inflammables ou toxiques (halogène) ce qui accroît leur sécurité.

a. La liaison électrique panneau-batterie

Il s'agit de calculer la section de câble permettant de limiter à 0.48 V (4% de la tension nominale) la chute de tension maximale dans le câble de liaison, le panneau et la batterie étant distant de 15 mètres environ.

Le courant maximal qui sera délivré à la batterie est donc de l'ordre de 10A (160 W maximal) sous une tension optimale de 14 V environ. La résistivité du cuivre est de $1.810^{-8}\Omega/\text{m}$. Si on appelle ΔU_{max} la chute de tension maximale, elle s'écrit en fonction du courant I_{max} :

$$\Delta U_{\text{max}} = R * I_{\text{max}} \quad (\text{II .20})$$

b. Résistance d'un câble électrique

La résistance d'un câble électrique ne dépend ni de la tension ni de l'intensité du courant qui le traverse, mais dépend de la résistivité (ρ) des matériaux utilisés (cuivre, argent, fer, ...), de la longueur du câble, de sa section, et de la température. Le cuivre est de loin le conducteur le plus utilisé, et sa résistivité oscille entre 16×10^{-9} à 0°C et 17×10^{-9} à 25°C . L'équation permettant de connaître la résistance est la suivante :

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad (\text{II .20})$$

Avec la résistance R en ohm (Ω)

La résistivité ρ en ohm mètre ($\Omega.\text{m}$), La longueur du câble L en mètre (m), et la section du câble s en mètre-carré (m^2)

La résistance est essentiellement proportionnelle à la longueur et à la section du câble (une longueur 2 fois plus grande multiplie par 2 la résistance, et une section 2 fois plus grande la divise par 2)

D'où :

$$R = \frac{\Delta U_{\max}}{I_{\max}} = \rho \frac{L}{S} \quad (\text{II .21})$$

Qui permet de tirer la section du câble S :

$$S = \rho L * \frac{I_{\max}}{\Delta U_{\max}} \quad (\text{II .22})$$

La section du câble devient vite très importante et donc son prix aussi. Il est par conséquent, nécessaire de faire un compromis entre un coût raisonnable du câble, et les pertes en ligne (afin de ne pas sur-dimensionner le panneau).

c. Réduire les pertes et la chute de tension dans un câble électrique.

Pour conserver une efficacité optimale, nous essayons en général de limiter la perte à 3%, par conséquent il existe plusieurs solutions pour y parvenir.

- Limiter la distance parcourue par le courant, la solution la plus économique.
- Augmenter la section des câbles électriques, néanmoins cela représente un cout à prendre en compte.
- Réduire l'intensité dans les câbles électriques en augmentant la tension.
- Limiter la chaleur dans les câbles mais le gain est minime.

➤ Limiter la distance parcourue par le courant.

Ici rien de bien compliqué, il vous suffit de réduire au maximum la distance entre votre source d'énergie et la consommation de cette énergie. Dans le cadre d'une utilisation sur batterie, la batterie devra être placée le plus près possible des éléments qui vont consommer le courant.

➤ Augmenter la section des câbles électriques.

L'avantage énorme de cette solution est qu'il est possible de considérablement réduire la perte de courant dès lors qu'on augmente la section des câbles électrique néanmoins le cout peut s'avérer important si l'intensité consommée est élevée ou si la distance est importante. A réserver pour des distances moyennes de 10m maximum selon nos calculs.

- Réduire l'intensité dans les câbles électriques.

Il existe 2 solutions très simples :

La première consiste à mettre autant que possible vos appareils en parallèle depuis la source d'énergie car au lieu d'avoir une consommation de 100w sur un câble électrique vous pouvez passer par exemple à 4 X 25 watts sur 4 câbles différents. Cela entraîne un surcout au niveau de la longueur des câbles puisqu'il vous faudra 4 X plus de longueur, il faut donc faire un calcul de cout entre section supérieure ou longueur supérieure.

La seconde solution consiste à augmenter la tension (le voltage) en amont, c'est à dire qu'au lieu de partir sur du 12v on partira par exemple en 48v et il ne vous reste plus qu'à mettre vos appareils en série pour atteindre cette tension soit 4 appareils 12v en série sur un départ en 48v. L'inconvénient étant que via un système solaire + batterie il est assez difficile de trouver des panneaux et batteries fonctionnant en 48v et encore faut-il que vos appareils acceptent la mise en série. A réserver à ceux qui ont des notions en électricité.

II .4. Les calculs effectués pour réaliser le système étudié :

Les calculs suivants sont indispensables pour une conception optimale du système étudié. Le tableau II. 1 présente un profil de charge proposé de la maison étudiée. Nous allons baser sur ce profil, pour effectuer ces calculs.

Tableau II.1 : profil de charge de la maison proposée.

Maison	Equipements	Puissance de l'équipement (w)	Les heures de Fonctionnement (h)
Séjour	Climatiseur	2500	6
	Télé + démo	120	6
	lampe	26	5
	Minichaine	10	2
Chambre 01	Lampe	26	5
	PC	60	3
	Four électrique	1500	5
Cuisine	Machine à laver	2500	0,5
	Réfrigérateur	80	12
	Lampe	26	4
Salle de bain	02 Lampes	26	3
Hall	Lampe	26	3

II .4.1.Calcul Des besoins énergétiques :

$$E(wh) = \sum_{i=1}^n E_i(w) * t(h) = 26.228 \text{ kWh} \tag{II .23}$$

II .4.2.Calcul de la taille des modules PV installés:

➤ **Production journalière des modules**

La production journalière des modules PV est donnée par l'équation II. 24.

$$(E_p) = \frac{\text{Besoin en énergie}(E)}{\text{Durée charge/décharge}} = 26228Wh \tag{II .24}$$

$$(P_c) = \frac{\text{Production journalair}(E_p)}{\text{coefficient d'ensoleillement} * \text{ratio de performance}(P_r)} = 8.070kW_{cr} \tag{II .25}$$

Si nous utilisons un panneau PV (Elysun : Monocristallin 280 Wc) a nous avons besoins de 29 modules.

$$N_s = \frac{\text{tension de systeme installe}}{\text{tension de module}} = \frac{48}{24} = 2(\text{module en serie}) \quad (\text{II .26})$$

$$N_p = \frac{N_{sys}}{N_s} = \frac{29}{2} = 15(\text{branche module en parallel}) \quad (\text{II .27})$$

Tableau II.2 : caractéristique d'Elysun : Monocristallin 280 Wc

Données techniques	280 Wc
Rendement maximum (Pmax) pour STC	280W±3%
MPP voltage (Vmpp)	35,95 V
MPP courant (Impp)	7,79 A
Voltage à charge vide (Voc)	44,31 V
Courant coupe-circuit (Isc)	8,26 A



Figure II.3 : caractéristique d'Elysun : Monocristallin 280 Wc
(Annex-1-)

II .4.3.Calculer la capacité de batterie :

$$C = \frac{E(\text{wh}) * N}{\text{DoD} * U_{\text{sys}}} = \frac{26228 * 3}{0.8 * 48} = 2049,063Ah \quad (\text{II .28})$$

Donc en a besoin de 32 batterie de type TMS12-260 plomb-acide ($V_b=12v$ et de $C_{\text{bat}}=260Ah$) montrée de 8 branches, chaque branche portée de 4 batteries.



Figure II.4 : Batterie plomb-acide TMS12-260 (Annex-2)

II .4.4. Calcul de la taille des câbles :

- Le câble entre les modules PV et le régulateur:

Pour le système PV en tarif "Bleu/puissance surveillée" la section ne peut être inférieure à 10 mm². Le calcul de la longueur du câble qui relie les panneaux et la chambre de régulation est donné par l'équation suivante:

$$L = s * \frac{\Delta U_{max}}{I_{max} * \rho} = 8.75m \quad (II .29)$$

- Le câble entre la régulation et l'onduleur:

Nous répétons le même calcul du 1^{er} cas.

II .4.5. Le régulateur choisi :

Intensité d'entrée: Pour la connaître, il faut consulter la fiche technique des modules photovoltaïques (Elysun : Monocristallin 280 Wc).

$$I_e = N_{PV_p} * I_{CC-PV} = 15 * 8.26 = 123.9 A \quad (II .30)$$

N_{PV_p} : nbr de module PV en parallel

Intensité de sortie :

$$I_s = \frac{\text{puissance consouméé}(E)}{\text{tension de system}(U)} = \frac{2622}{48} = 54.6 A \quad (II .31)$$

Donc en choisir un régulateur de courant \geq de 124 A avec une tension de 48 VDC.

Par exemple en nous utilisons un régulateur (Blue Solar MPPT 150/70 et 150/130)



FigureII.5 : Régulateur Blue Solar. (Annex-3-)

II .4.6. L'onduleur choisi :

$$P_{nominal} = \sum_{i=1}^n E_i = 6926 \text{ wh} \quad (\text{II .32})$$

Donc nous avons choisi un onduleur qui supporte une puissance supérieure à 7 Kwh.



FigureII.6 : onduleur solaire Centrosolar Powerstoc Excellent (Annex-4-)

II. 5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons tout d'abord présenter la modélisation des composants constituant le système PV utilisé dans notre travail, nous avons exposé par la suite les différentes étapes de dimensionnement de ce système afin d'élaborer notre algorithme de gestion de l'énergie qui sera le but du chapitre suivant.

III.1. Introduction

Dans ce chapitre, le cas d'une maison alimentée par un système photovoltaïque avec stockage d'énergie sera présenté. Un algorithme de gestion de flux d'énergie a été développé. Il gère le flux d'énergie disponible dans la maison par le biais d'une combinaison de commutateurs pour satisfaire la demande d'énergie de manière optimale en utilisant l'énergie produite par le générateur photovoltaïque et/ou de l'énergie stockée dans les batteries. Le but est de minimiser les pertes en énergie et, finalement, atteindre le mode d'auto-consommation. Deux semaines particulières ainsi que deux jours particuliers ont été choisis, en été et en hiver, afin de tester l'algorithme de gestion d'énergie dans le système étudié.

Afin de gérer l'énergie dans la maison solaire proposée d'une façon optimale, les étapes suivantes seront présentées:

- Proposition d'un algorithme de gestion de l'énergie qui tient en compte toutes les entrées introduites dans cette gestion à savoir: le profil de consommation, la production de la puissance maximale issue des panneaux PV, la régulation de l'état de charge et de décharge des éléments de stockage d'énergie.

- Programmation de l'algorithme de gestion de l'énergie dans le système PV proposé.

Les résultats de simulation obtenus, en utilisant l'environnement MATLAB-Simulink, seront présentés et interprétés.

III.2. Gestion d'énergie dans le système PV étudié alimentant la maison

III.2.1. Description du système PV étudié:

Le système considéré dans la présente étude se compose d'un générateur photovoltaïque de 8 kW_c (en utilisant des panneaux BP solaires d'une puissance nominale de 135 w), un ensemble des batteries plomb-acide ($V_{b \text{ batterie}} = 48V / C_b = 2049,063Ah$).

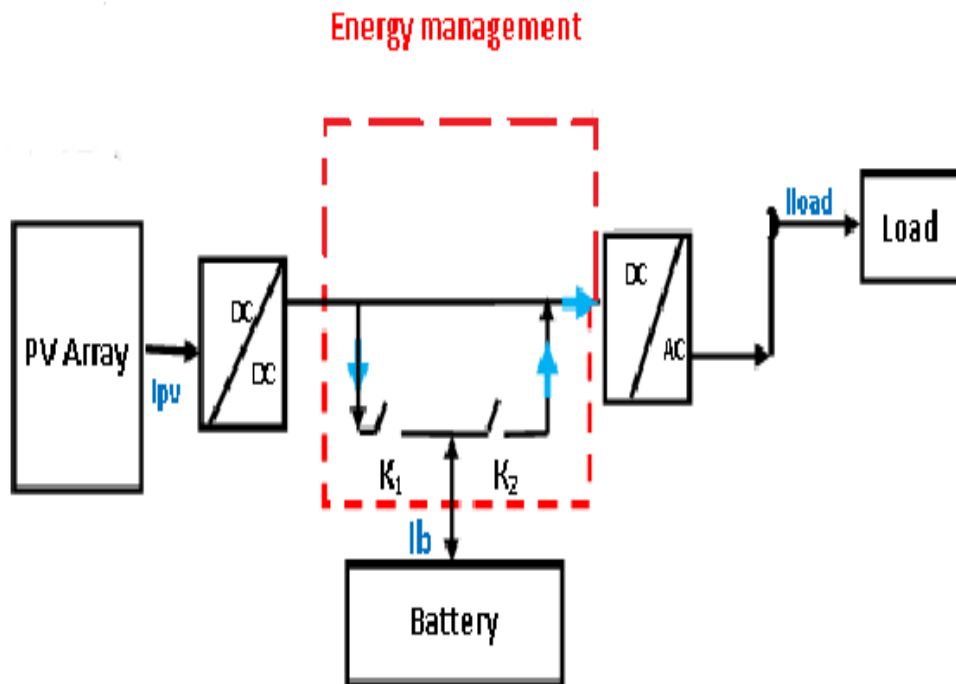


Figure III.1 : système PV autonome étudié

III.2.2. La demande énergétique de la maison solaire

Le cas traité dans le présent chapitre est une maison d'une surface de $57m^2$ située dans la région côtière de Bou-Ismaïl (Latitude: $36^\circ 38' 33''$ North et Longitude: $36^\circ 38' 33''$ North) occupée par une famille de trois membres. La demande d'énergie d'un foyer dépend de nombreux facteurs tels que le nombre d'appareils utilisés, la puissance électrique consommée par chaque appareil et la quantité d'utilisation d'appareils déterminés par le comportement des occupants de la maison.

III.2.2.1. Appareils Électroménagers utilisés

Les appareils ménagers considérés dans ce travail sont énumérés dans le tableau III.1 avec leurs estimations de puissance et de temps de fonctionnement par jour.

Maison	Equipment's	Puissance de l'équipement (w)	CONSOMMATION EN KWh (Profil d'hiver)																							
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Séjour	Radiateur	1500							1,5	1,5														1,5	1,5	1,5
	Télé + démo	90+30														0,12	0,12	0,12			0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	lampe	26								0,026	0,026	0,026										0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Minichaine	10																				0,01	0,01	0,01		
Chambre 01	Lampe	26								0,03	0,03	0,03										0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	PC	60																				0,06	0,06	0,06	0,06	
Cuisine	Four électrique	1500									1,5				1,5	1,5				1,5			1,5	1,5		
	Machine à laver	2500																			2,5					
	Réfrigérateur	80	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	Lampe	26									0,03	0,03											0,03	0,03	0,03	
Salle da bain	02 Lampes	26								0,03	0,03											0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Hall	Lampe	26								0,03	0,03												0,03	0,03	0,03	0,03
TOTAL			0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	1,54	1,686	1,686	0,096	0,04	0,04	1,54	1,54	0,16	0,16	0,16	1,54	0,04	2,66	1,88	1,88	1,88	1,84	1,75

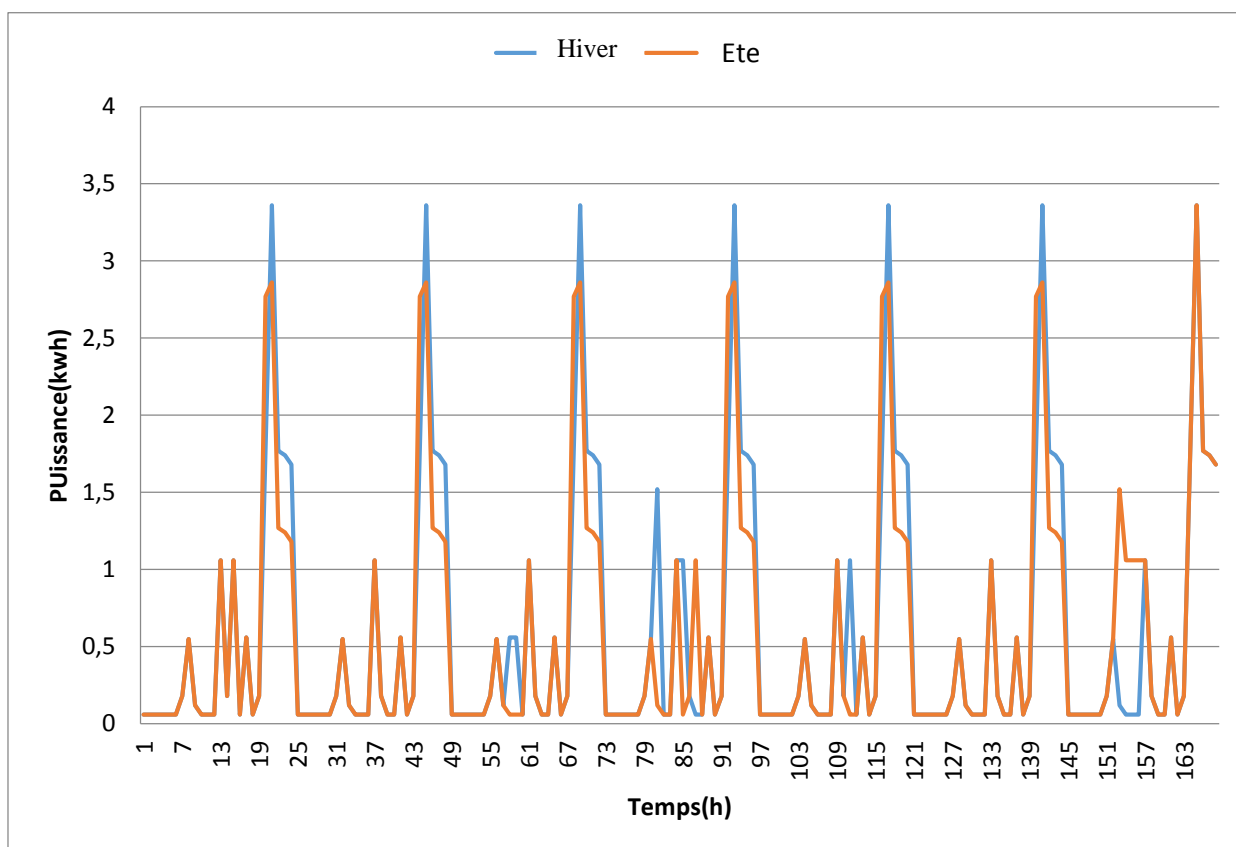
Tableaux III.1. Appareils électroménagers de la maison et leurs puissances journalières en hiver.

Maison	Equipment	Puissance de l'équipement (w)	CONSOMMATION EN KWh (Profil d'été)																							
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Séjour	Climatiseur	2500													2,5	2,5	2,5	2,5						2,5	2,5	2,5
	Télé + démo	90+30														0,12	0,12	0,12			0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	lampe	26						0,03	0,026	0,026												0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Minichaine	10																				0,01	0,01	0,01		
Chambre 01	Lampe	26						0,03	0,03	0,03												0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	PC	60																				0,06	0,06	0,06	0,06	
Cuisine	Four électrique	1500								1,5				1,5	1,5				1,5				1,5	1,5		
	Machine à laver	2500																	2,5							
	Réfrigérateur	80	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	Lampe	26						0,03	0,03													0,03	0,03	0,03		
Salle da bain	02 Lampes	26						0,03	0,03													0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Hall	Lampe	26						0,03	0,03													0,03	0,03	0,03	0,03	
TOTAL			0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,19	0,186	1,596	0,04	0,04	0,04	1,54	4,04	2,66	2,66	2,66	1,54	2,54	0,16	0,38	1,88	4,38	2,84	2,75

Tableaux III.2. Appareils électroménagers de la maison et leurs puissances journalières en été.

III.2.2.2. Le profil de consommation de la maison

Pour concevoir un système PV optimal pour alimenter la maison, l'énergie PV produite et la consommation d'énergie des appareils électroménagers devraient être connues. Malheureusement, la quantité d'électricité consommée est rarement disponible, de sorte que le profil de consommation quotidien doit être généré. Dans le cas étudié, le profil de consommation de la maison a été déterminé en tenant compte la consommation quotidienne de chaque appareil, leur puissance nominale et leur heure de fonctionnement par jour, la sommation de différentes consommations conduit au profil quotidien global de la consommation. Pour avoir un profil de charge réaliste, la consommation électrique de la maison pendant une semaine donnée en hiver et une autre en été a été réalisée comme le montre la figure III. 2. La figure III. 3 présente un autre profil de consommation pendant une journée en hiver et une autre en



été.

Figure III.2. Profil de consommation élaboré de la maison pendant une semaine en hiver et une autre en été.

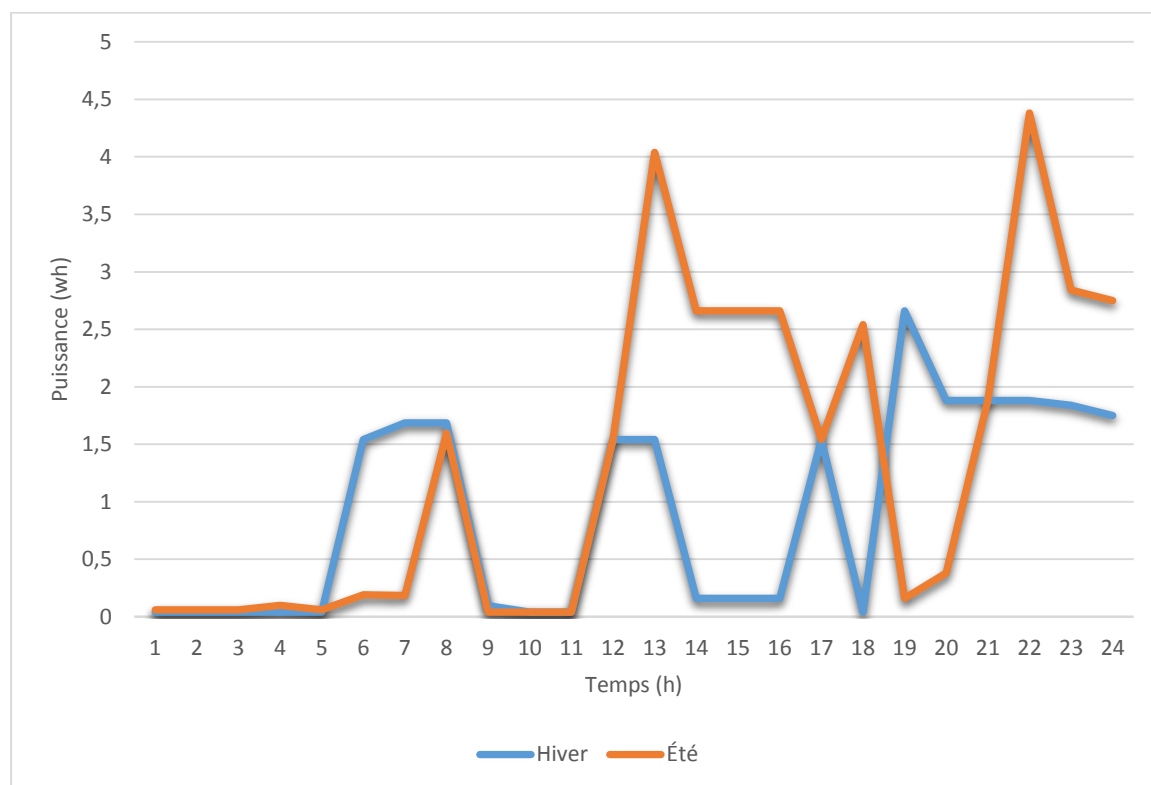


Figure III.3. Profil de consommation élaboré de la maison pendant une journée en Hiver et une autre en Eté

Tableaux III.3: La demande énergétique de la maison pendant les deux semaines d'été et d'hiver

Saison	Valeur minimale (kWh)	Valeur maximale (kWh)	Moyenne journalière (kWh)
Hiver	12.30	18.30	13.92
Ete	13.87	16.27	14.64

Le tableau III.3 résume les valeurs du profil de consommation pour chaque saison (hiver et été). Pour l'été, la demande énergétique quotidienne varie entre 13.87kWh et 16.27kWh. Pour l'hiver, la demande énergétique quotidienne varie entre 12.03kWh et 18.30kWh. Pour ces deux saisons, la forte demande d'énergie est expliquée par l'utilisation des équipements à forte intensité d'énergie pour le chauffage et la climatisation.

III.3. La stratégie de gestion des flux d'énergie proposée pour la maison PV

Pour améliorer les performances du système PV alimentant la maison, un algorithme de gestion de l'énergie doit être mis en œuvre afin de:

- Produire une puissance maximale du générateur photovoltaïque.
- Protéger les batteries contre les surcharges et les décharges profondes.
- Satisfaire l'énergie besoins de l'utilisateur en évitant la pénurie d'énergie.

III.3.1. Modes de fonctionnement du système PV:

Pour répondre à la priorité de gestion de l'énergie fixée pour alimenter la maison, l'électricité produite par l'installation photovoltaïque doit d'abord alimenter les appareils électriques, en cas de surplus d'énergie, elle sera stockée dans les batteries. Le flux d'énergie disponible dans la maison a été mené sous un algorithme de contrôle des interrupteurs K1 et K2 (figure III.1) selon l'un des modes de fonctionnement suivants:

- Mode1: Les modules photovoltaïques génèrent suffisamment d'énergie pour alimenter les appareils électroménagers et charger les batteries.
- Mode 2: Dans ce mode, l'énergie photovoltaïque disponible ne suffit pas pour alimenter la charge, les batteries complètent l'énergie requise par la charge.

Le tableau III. 4 présente les états des deux interrupteurs K1 et K2.

Tableau III. 4. Mode de Fonctionnement des interrupteurs K1 et K2

commutateurs	K1	K2	Status
Mode 1	On	Off	Les appareils électroménagers sont alimentés par le PV.
Mode 2	Off	On	Les appareils électroménagers sont alimentés par les batteries.

III.3.2. Algorithme de gestion de l'énergie du système PV:

La figure III.4 représente l'organigramme détaillé de l'algorithme de gestion de l'énergie. L'idée principale est que la production PV devrait être utilisée autant que possible pour atteindre l'auto-consommation. La première priorité est donnée à

l'alimentation des appareils électroménagers de la maison, puis la charge des batteries. Le fonctionnement de l'algorithme est basé principalement sur la production PV, l'état de charge des batteries (SOC) ainsi le courant I_{bat} qui indique si la batterie est en charge ou en décharge. Selon l'état de ces paramètres, l'un des modes indiqués dans le paragraphe précédent est utilisé.

➤ Le premier interrupteur K1, (côté du modules PV) est fermé si la puissance PV générée P_{PV} est plus grande que la puissance de la consommation P_{Load} et restera à son état de fermeture jusqu'à ce que la puissance P_{PV} sera inférieure a P_{Load} ($P_{PV} \ll P_{Load}$).

➤ Le deuxième interrupteur K2, (côté Load), est fermé si la puissance des batteries est plus grande que celle produite P_{PV} . En regardant toujours l'état de SOC. Si le SOC est entre les deux seuils ($SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$) , l'interrupteur K2 reste fermé jusqu'à le SOC= SOCmin(30%).

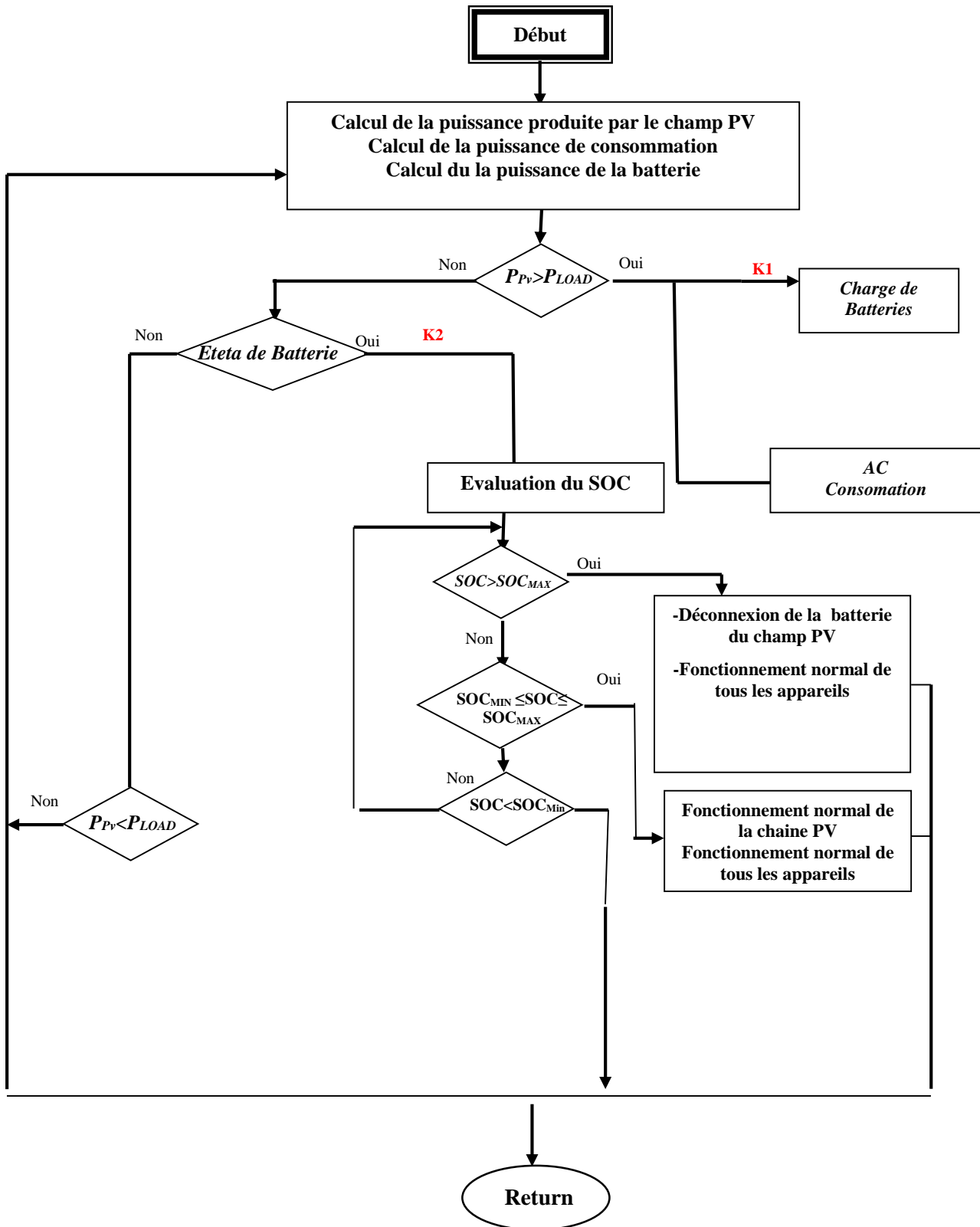


Figure III.4. Stratégie de gestion d'énergie dans le système PV.

III.4. Simulation du système PV avec gestion d'énergie

Afin de tester l'efficacité de l'algorithme de gestion de l'énergie, la satisfaction de la demande d'énergie de la maison solaire alimentée par le système photovoltaïque, a été évalué dans deux cas choisis.

➤ Le premier cas est «une semaine favorable» de la production PV en été relativement liée aux conditions météorologiques pendant cette période.

➤ Le second cas est «une semaine défavorable» en hiver.

Pour chaque cas, en fonction de la puissance PV produite et la puissance consommée, une combinaison des commutateurs, dirige le flux d'énergie vers l'élément désiré.

Les simulations ont été effectuées en utilisant les données d'irradiation et de température acquises par la station météorologique du site de Bou-Ismaïl (Unité de développement des équipements solaires -UDES).

La production PV d'électricité a été calculée en utilisant le modèle du système de PV présenté dans le chapitre II. L'algorithme a été réalisé en utilisant le profil de consommation approprié pour chaque saison (figure III. 3 et figure III. 4).

III.4.1. Système PV étudié avec l'algorithme de gestion d'énergie sous Matlab/Simulink

La figure III. 5 présentes le bloc Simulink du système PV avec gestion d'énergie.

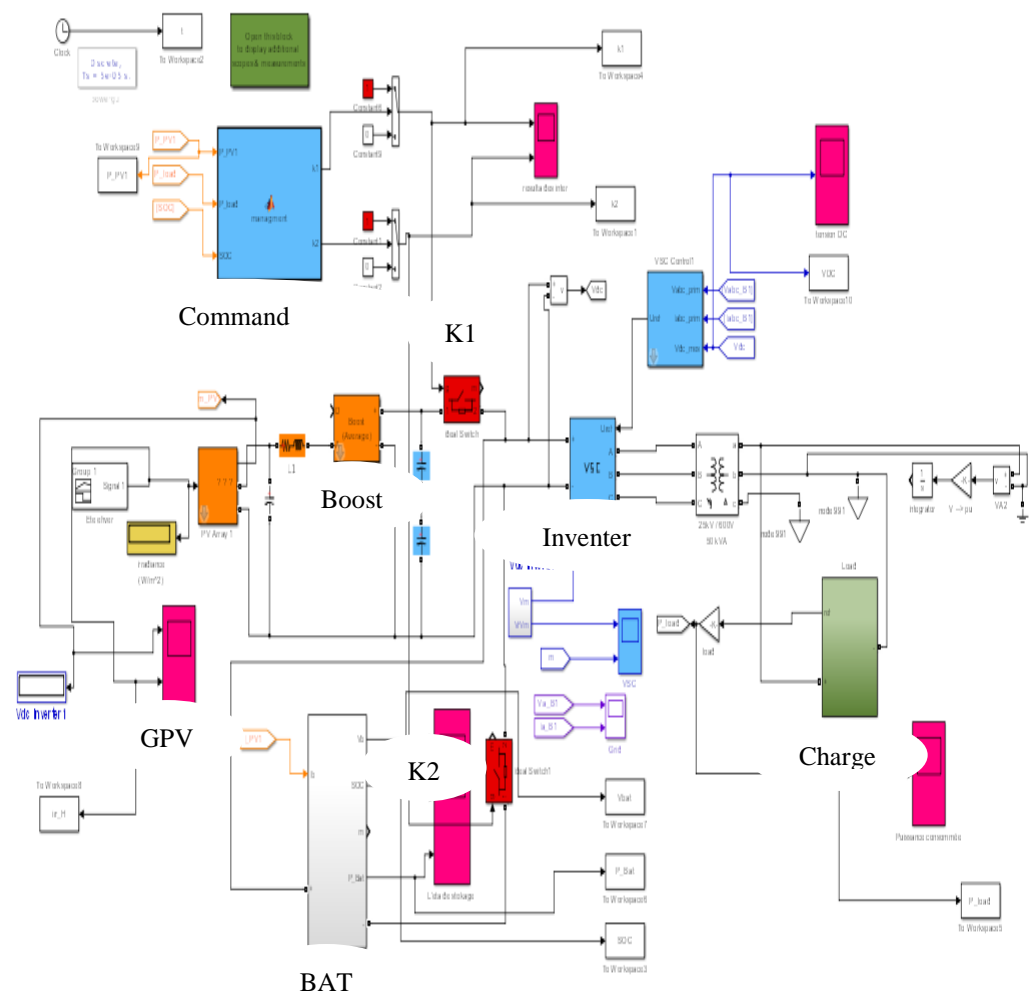


Figure III.5: Le bloc Simulink du système PV avec gestion d'énergie

III.4.2. Résultats de simulation et discussion

III.4.2.1. Résultats de simulation pendant une semaine favorable en été (21/08/2015-28/08/2015)

Les simulations ont été effectuées en utilisant une base de données d'irradiation et de température acquise par la station météorologique au site de Bou-Ismaïl, W. Tipaza. Les figures III.6-III.9 présentent l'irradiation disponible, la puissance PV générée, la puissance PV consommée, la puissance des batteries pendant une semaine favorable en été respectivement. Tandis que les figures III.10, III.11 montrent la tension et l'état de charge (SOC) des batteries.

Les figures III. 12 et III.13 présentent l'état des deux interrupteurs K1 et K2

respectivement.

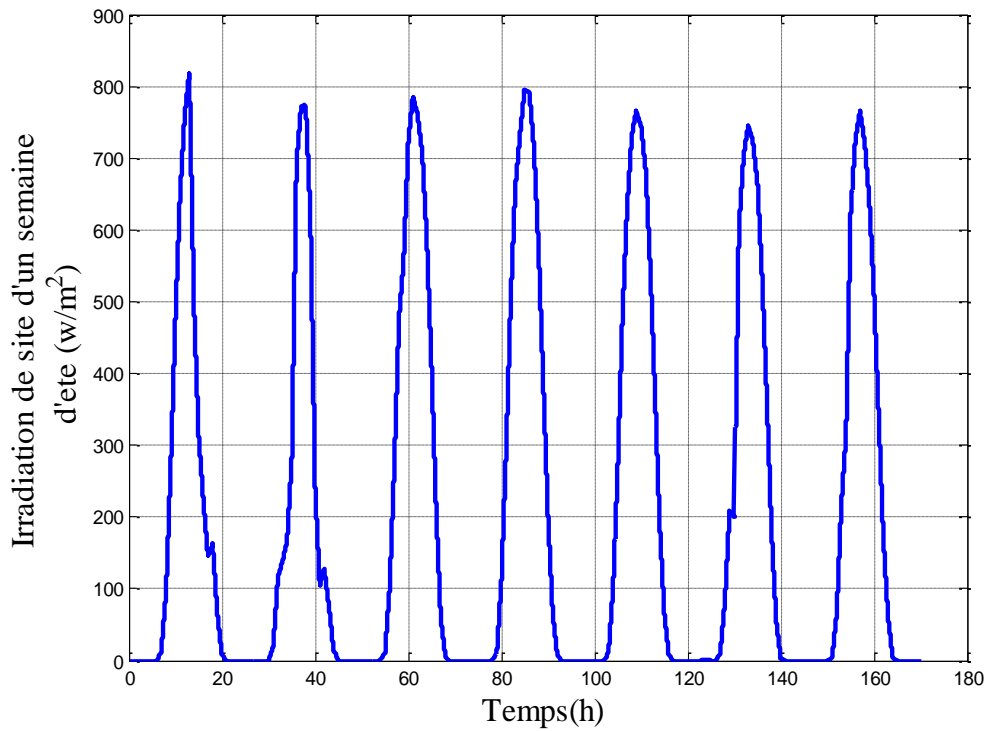


Figure III.6. L'irradiation disponible pendant une semaine favorable en été

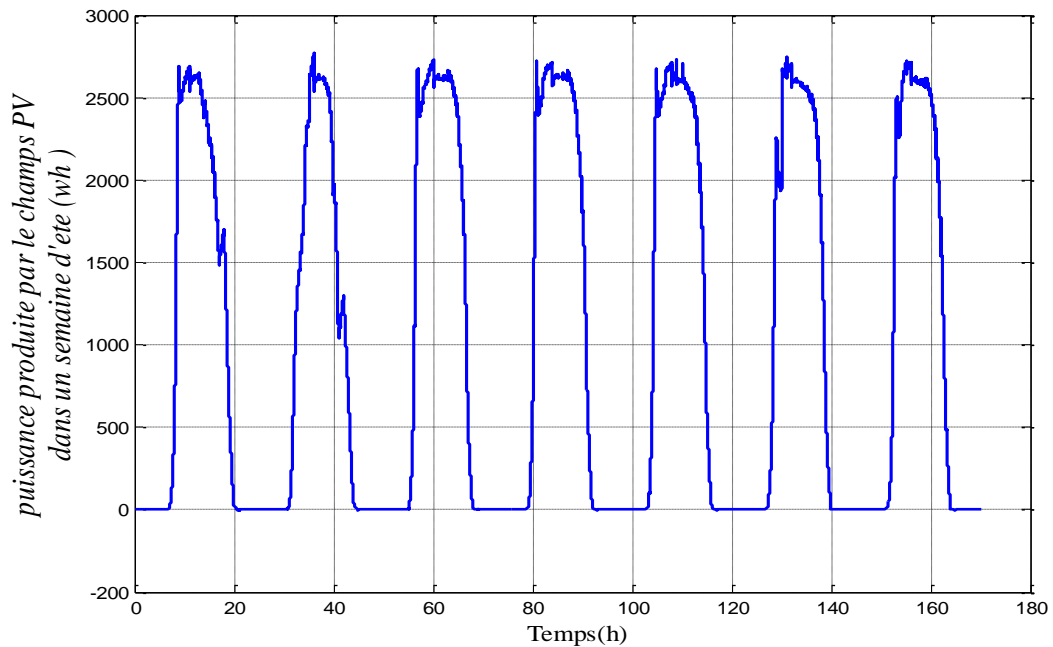


Figure III.7. Puissance produite par le champ PV pendant une semaine favorable en été.

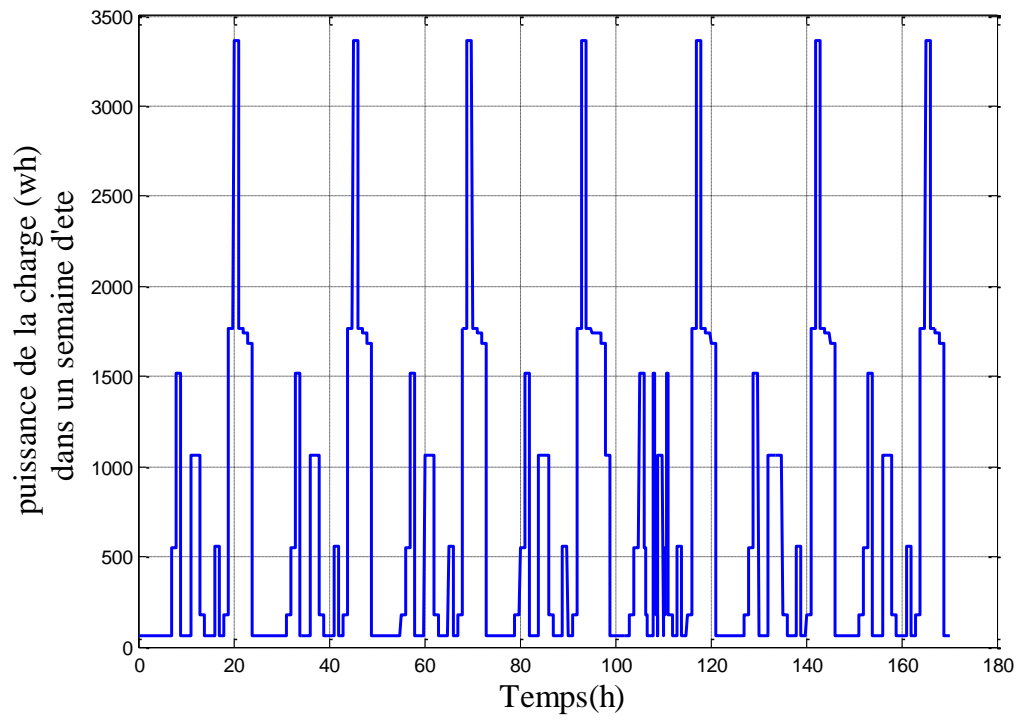


Figure III.8. Puissance consommée pendant une semaine favorable en été

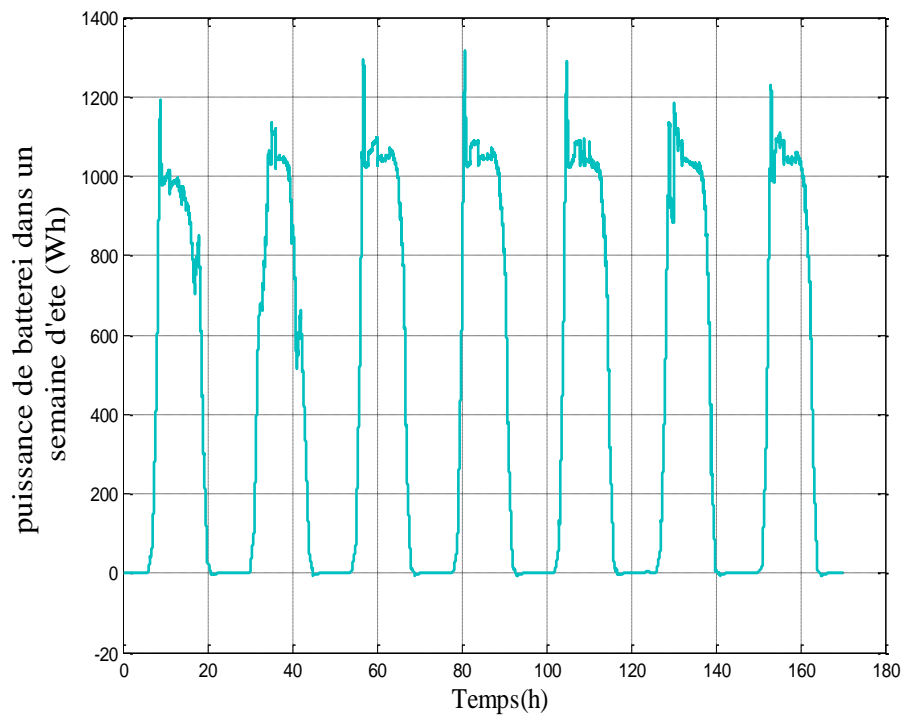


Figure III.9. Puissance des batteries de stockage pendant une semaine favorable en été.

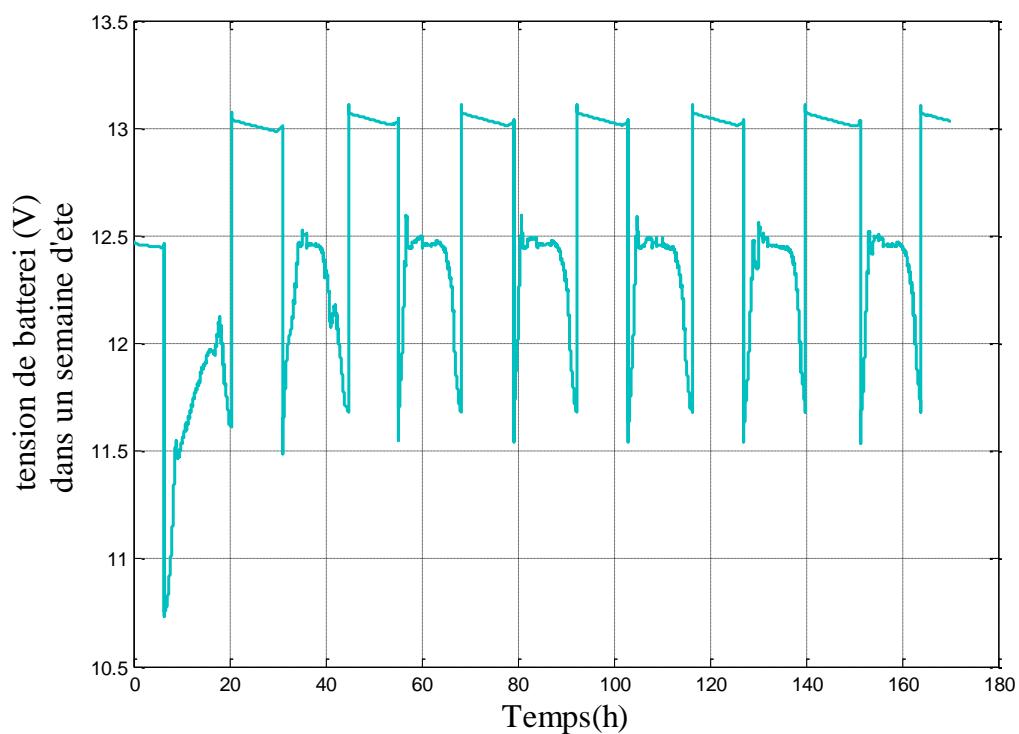


Figure III.10. La tension de charge des batteries pendant une semaine favorable en été.

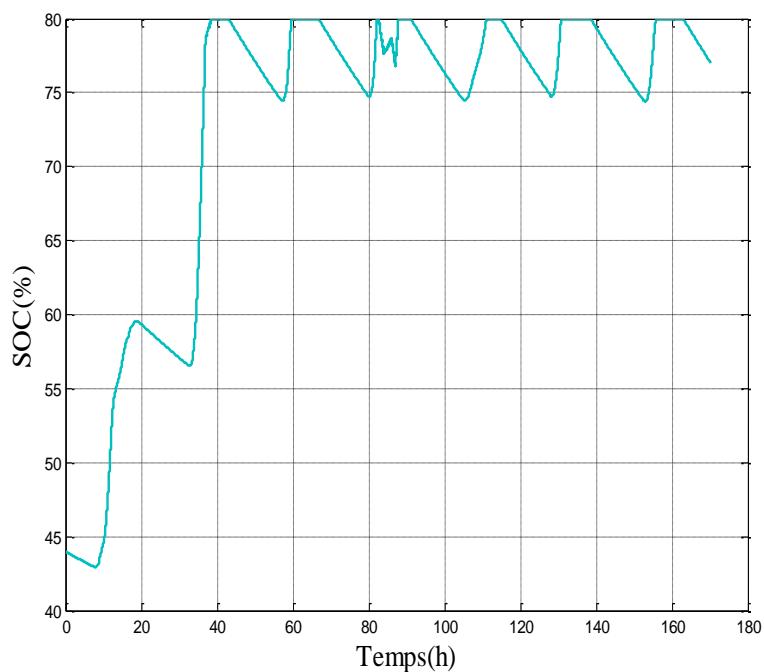


Figure III.11. Etat de charge des batteries (SOC) pendant une semaine favorable en été.

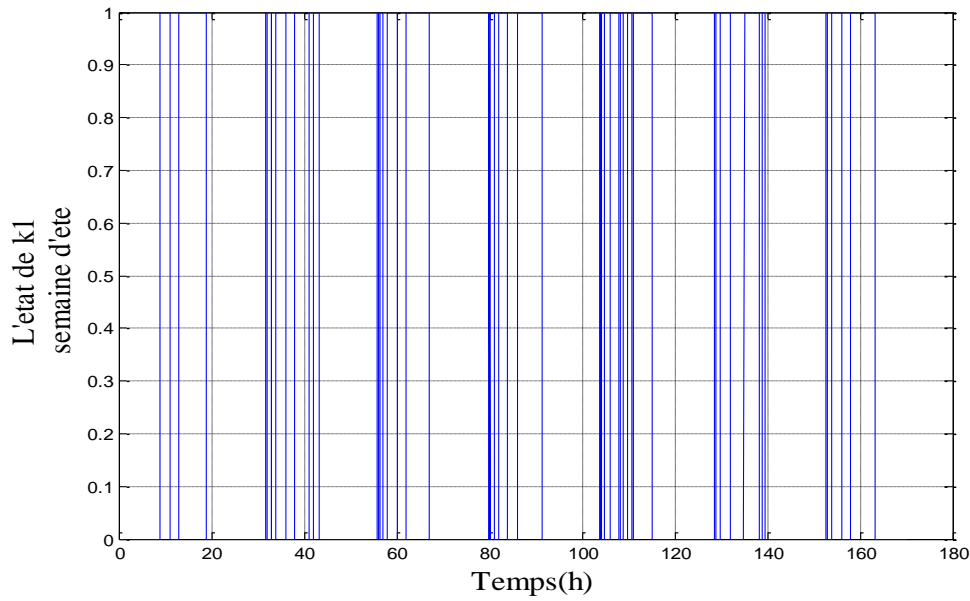


Figure III.12: Etat de l'interrupteur k1 pendant une semaine favorable en été.

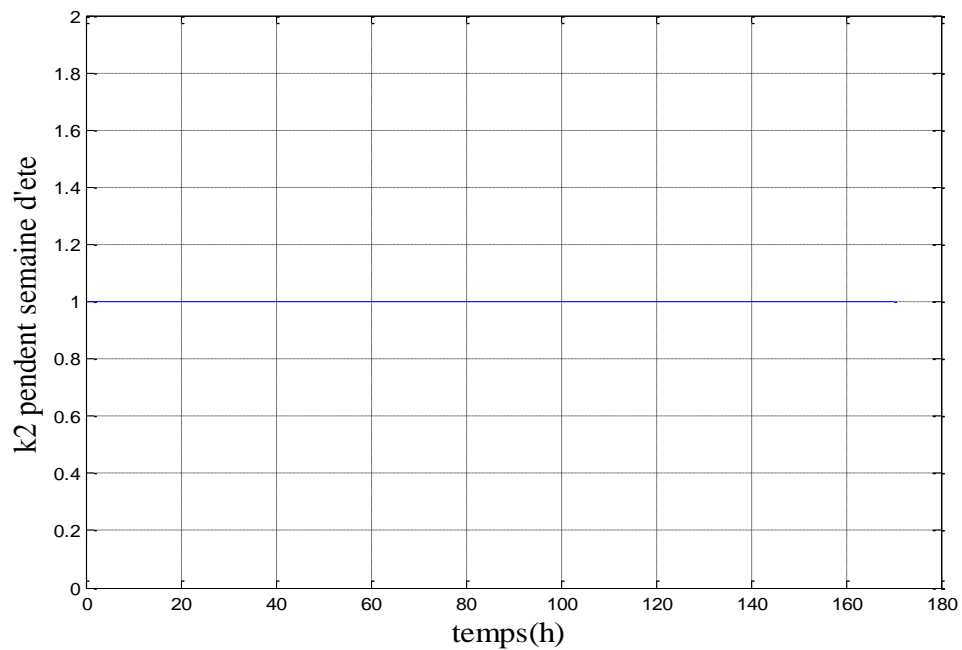


Figure III.13. L'état de k2 pendant une semaine favorable en été.

III.4.2.2. Résultats de simulation pendant une journée favorable en Été :

Afin de voir clairement les variations de différentes puissances obtenues par l'algorithme de gestion de l'énergie, nous allons présenter ces puissances pendant une journée favorable en été (25/08/2015).

Les figures III.14-III.17 présentent l'irradiation disponible, la puissance PV générée, la puissance PV consommée, la puissance des batteries pendant une journée favorable en été respectivement. Tandis que les figures III.18, III.19 montrent la tension et l'état de charge (SOC) des batteries.

Les figures III. 20 et III.21 présentent l'état des deux interrupteurs K1 et K2 respectivement.

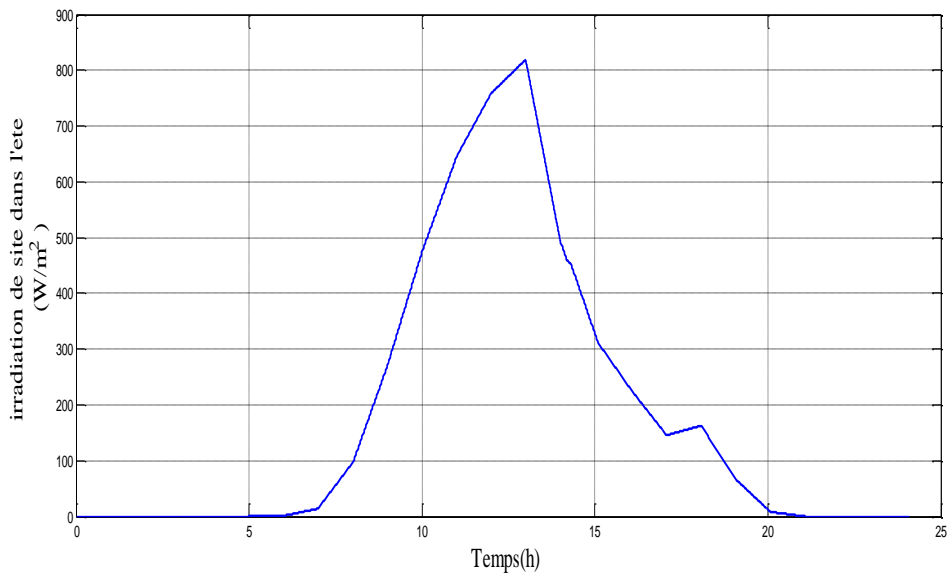


Figure III.14. Irradiation disponible pendant une journée favorable en été

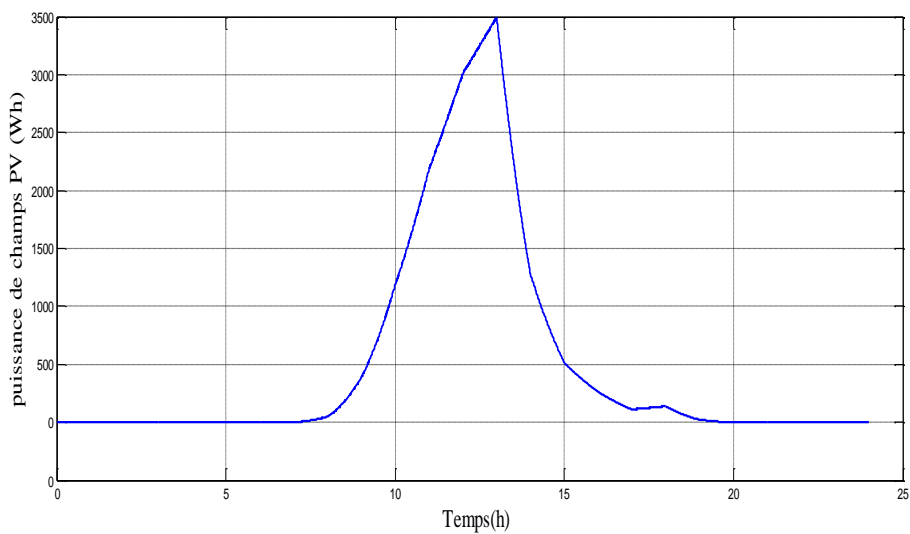


Figure III.15. Puissance PV produite pendant une journée favorable en été.

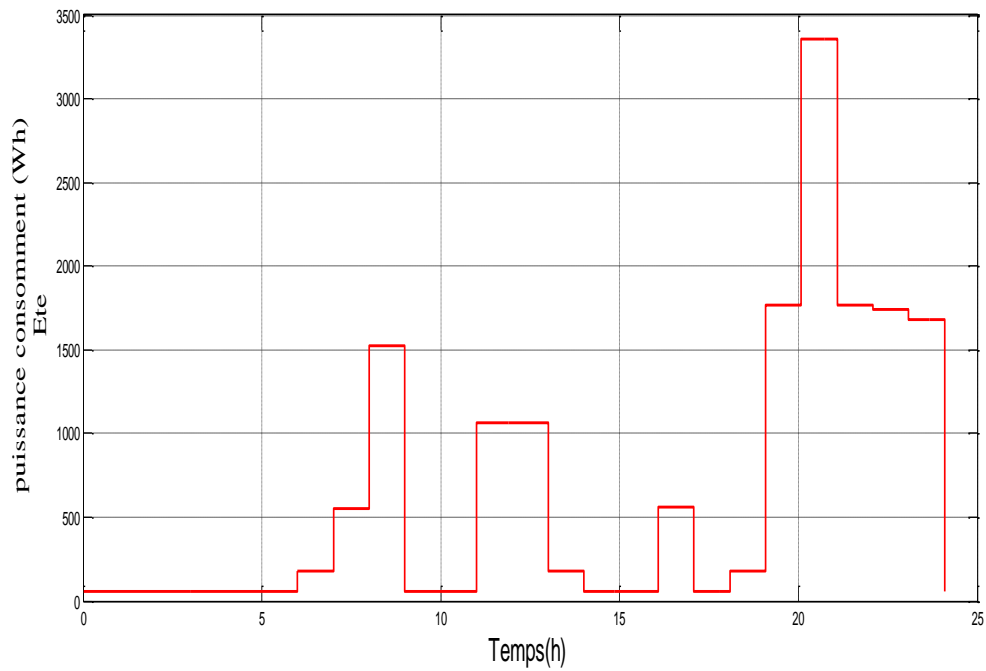


Figure III.16. Puissance consommée pendant une journée favorable en été

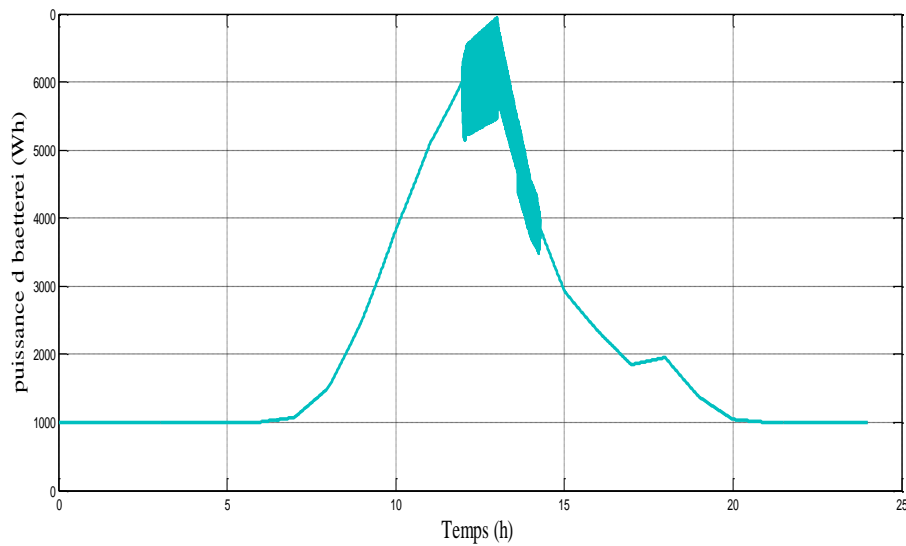


Figure III.17. Puissance des batteries pendant une journée favorable en été

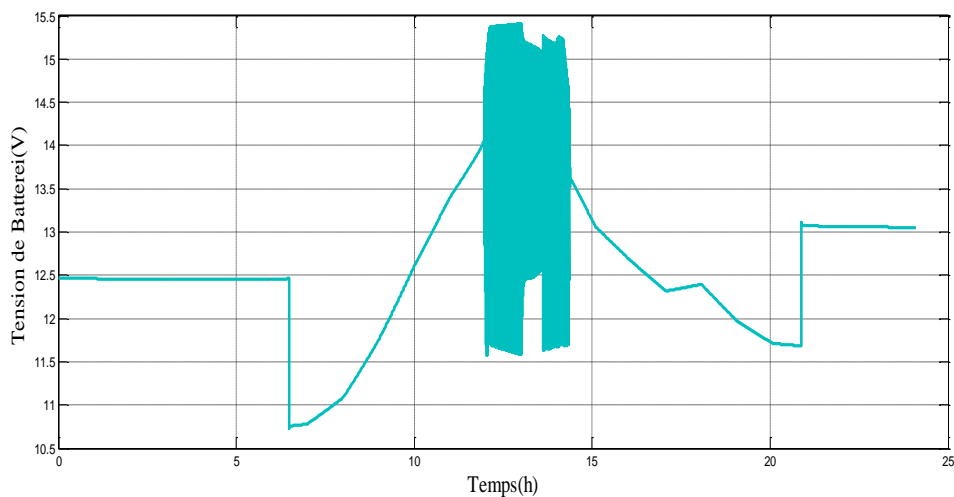


Figure III.18. La tension des batteries pendant une journée favorable en été

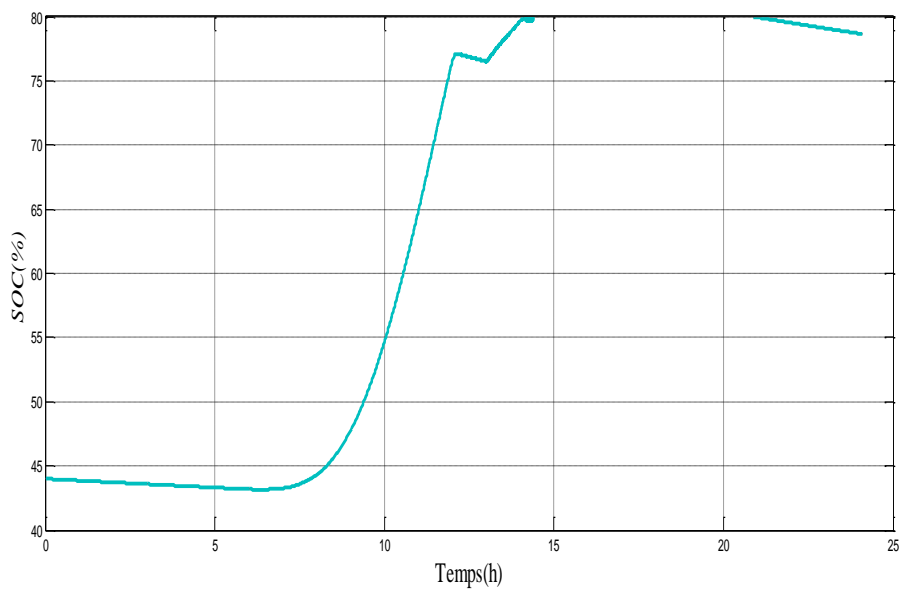


Figure III.19. L'état du SOC (%) pendant une journée favorable en été

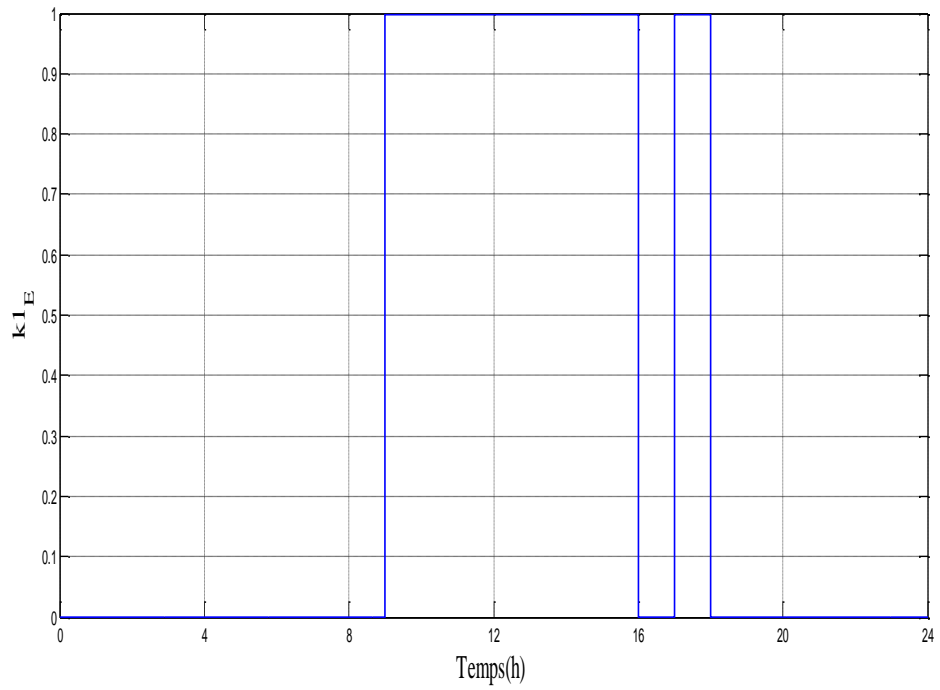


Figure III.20. L'état de l'interrupteur $k1$ pendant une journée favorable en été

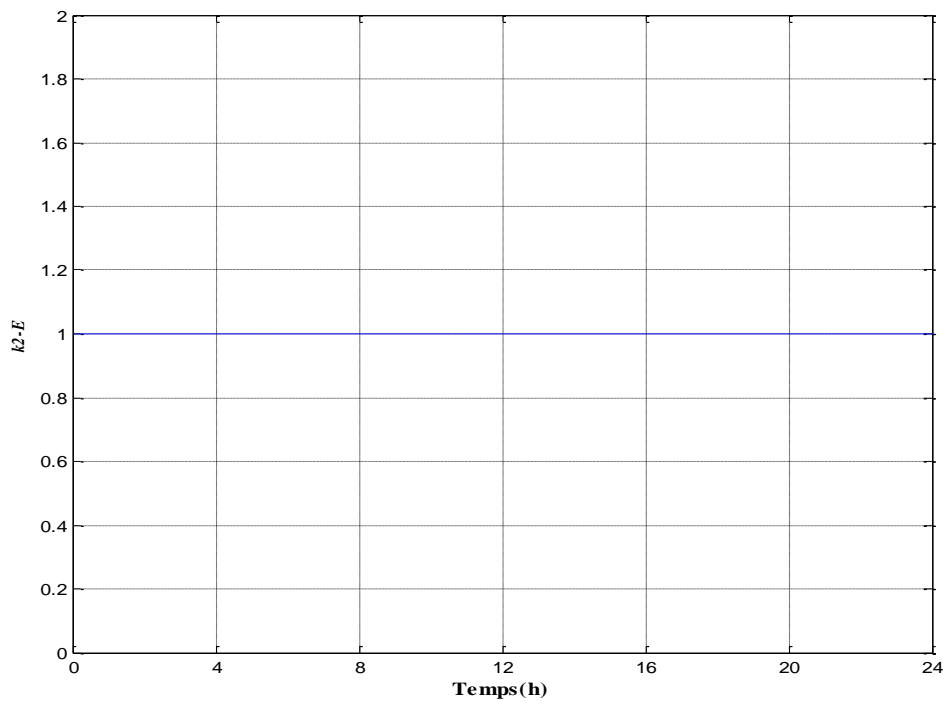


Figure III.21. L'état de l'interrupteur $k2$ pendant une journée favorable en été

III.4.2.3. Résultats de simulation pendant une semaine défavorable en Hiver

(31/01/2015-06/02/2015).

Les figures III.22-III.25 présentent l'irradiation disponible, la puissance PV générée, la puissance PV consommée, la puissance des batteries pendant une semaine défavorable en hiver respectivement. Tandis que les figures III.26, III.27 montrent la tension et l'état de charge (SOC) des batteries.

Les figures III. 28 et III.29 présentent l'état des deux interrupteurs K1 et K2 respectivement.

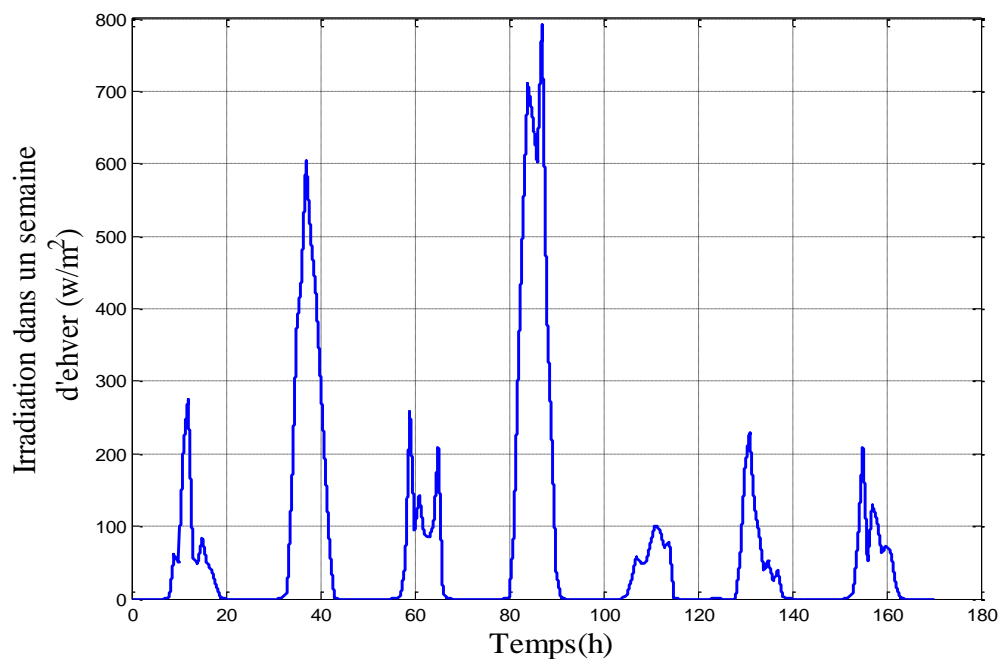


Figure III.22. L'irradiation disponible pendant une semaine défavorable en hiver.

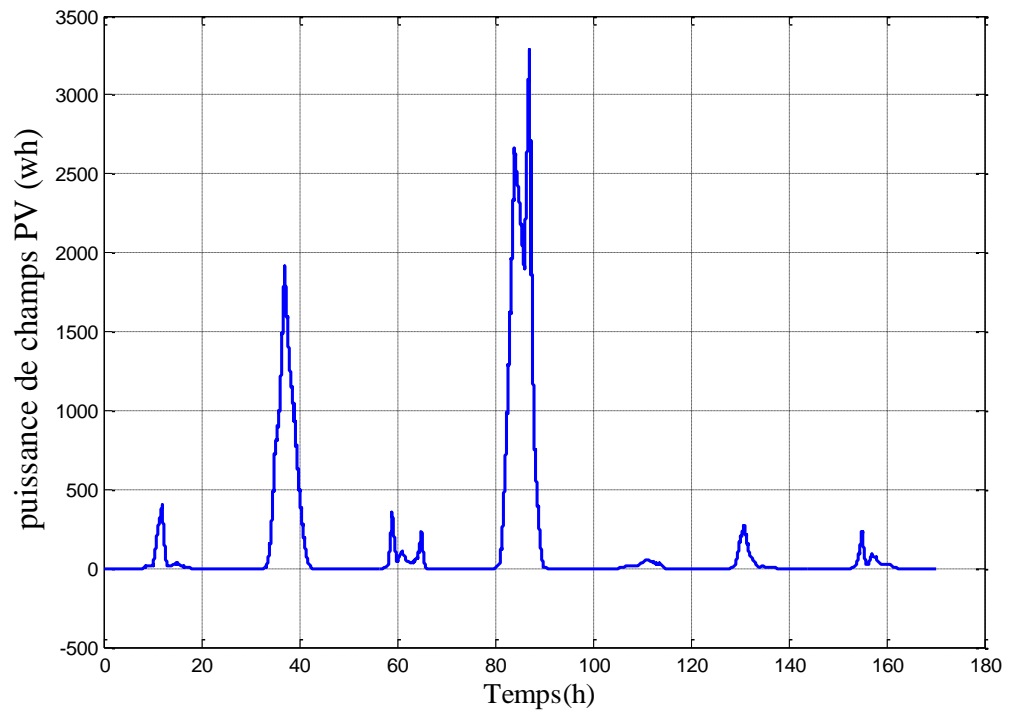


Figure III.23. Puissance PV produite pendant une semaine défavorable en hiver.

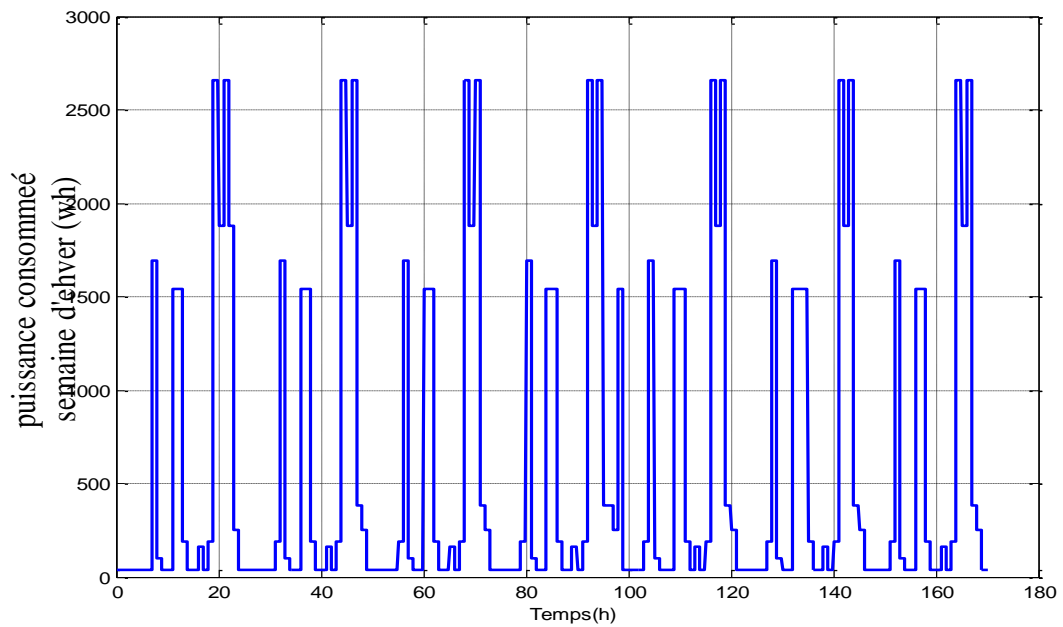


Figure III.24. Puissance consommée pendant une semaine défavorable en hiver.

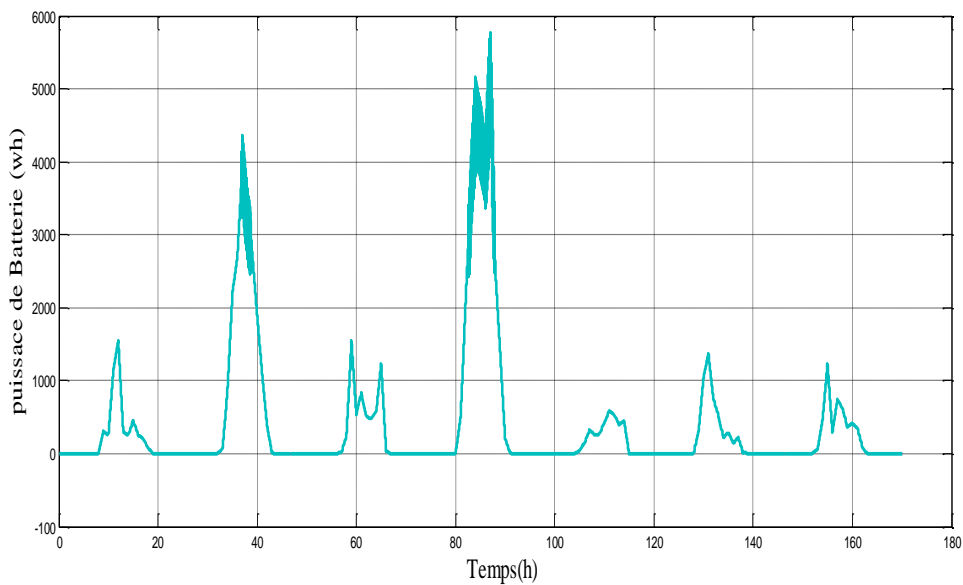


Figure III.25. Puissance des batteries pendant une semaine défavorable en hiver

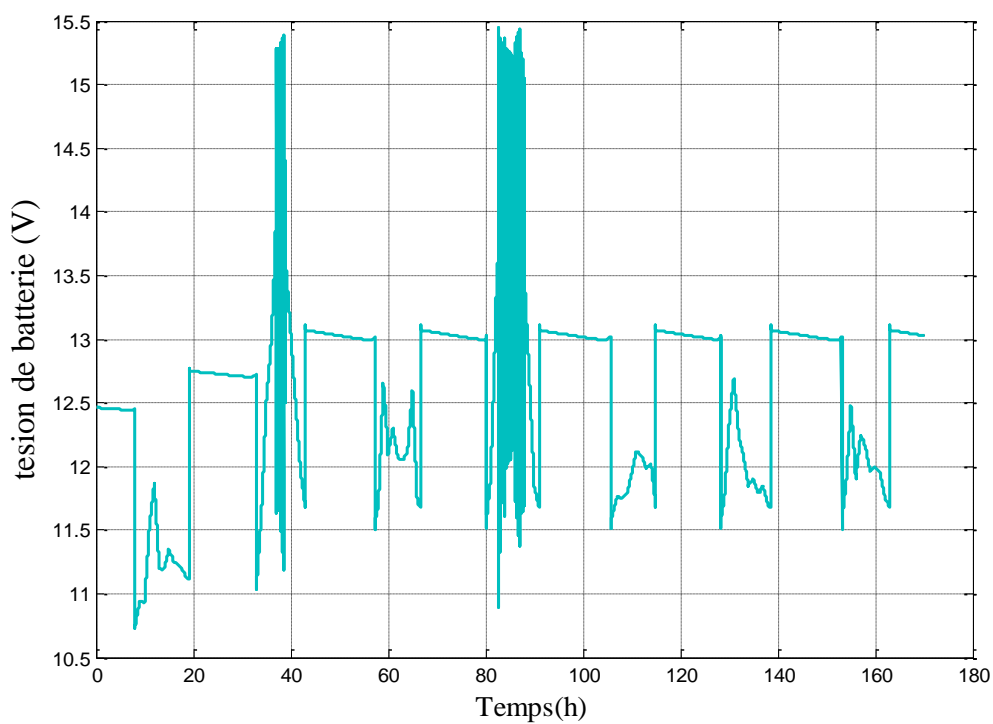


Figure III.26. Tension des batteries pendant une semaine défavorable en hiver.

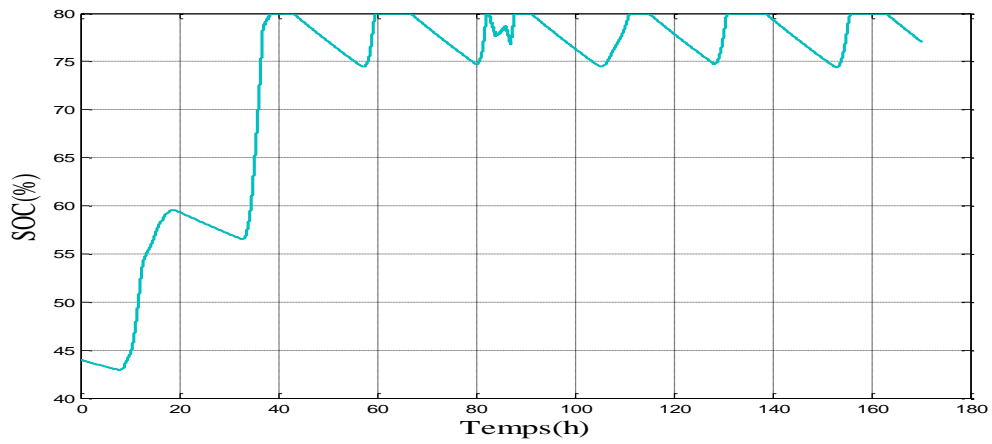


Figure III.27. Etat de charge des batteries (SOC) pendant une semaine défavorable en hiver.

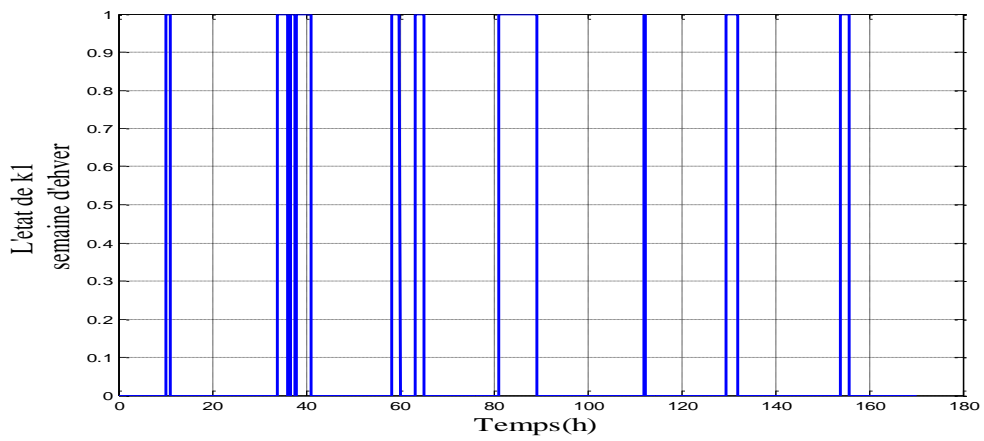


Figure III.28. État de l'interrupteur k1 pendant une semaine défavorable en hiver

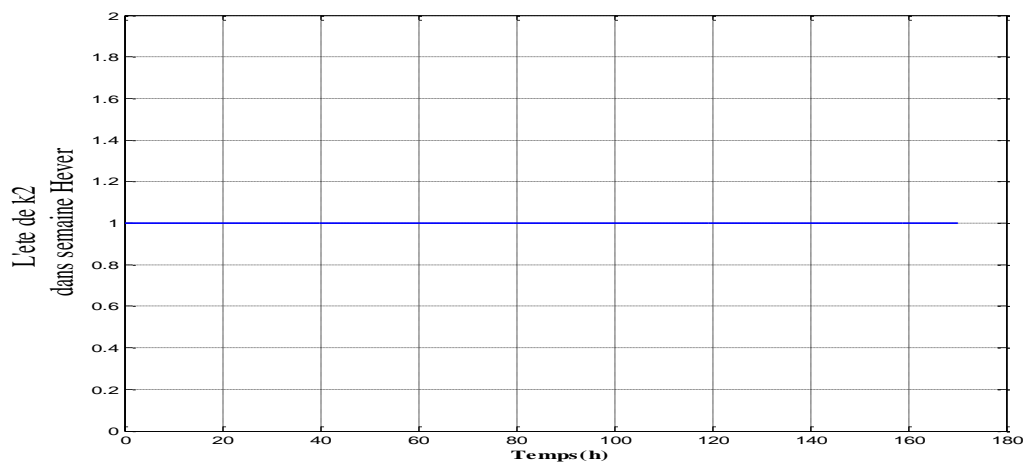


Figure III.29. État de l'interrupteur k2 pendant une semaine défavorable en hiver

III.4.2.3. Résultats de simulation pendant une journée défavorable en hiver :

Comme nous avons cité auparavant, pour voir clairement les variations de différentes puissances obtenues par l'algorithme de gestion de l'énergie, nous allons présenter ces puissances pendant une journée défavorable en hiver (**03/02/2015**).

Les figures III.30-III.33 présentent l'irradiation disponible, la puissance PV générée, la puissance consommée, la puissance des batteries pendant une journée défavorable en hiver respectivement. Tandis que les figures III.34, III.35 montrent la tension et l'état de charge (SOC) des batteries.

Les figures III. 36 et III.37 présentent l'état des deux interrupteurs K1 et K2 respectivement.

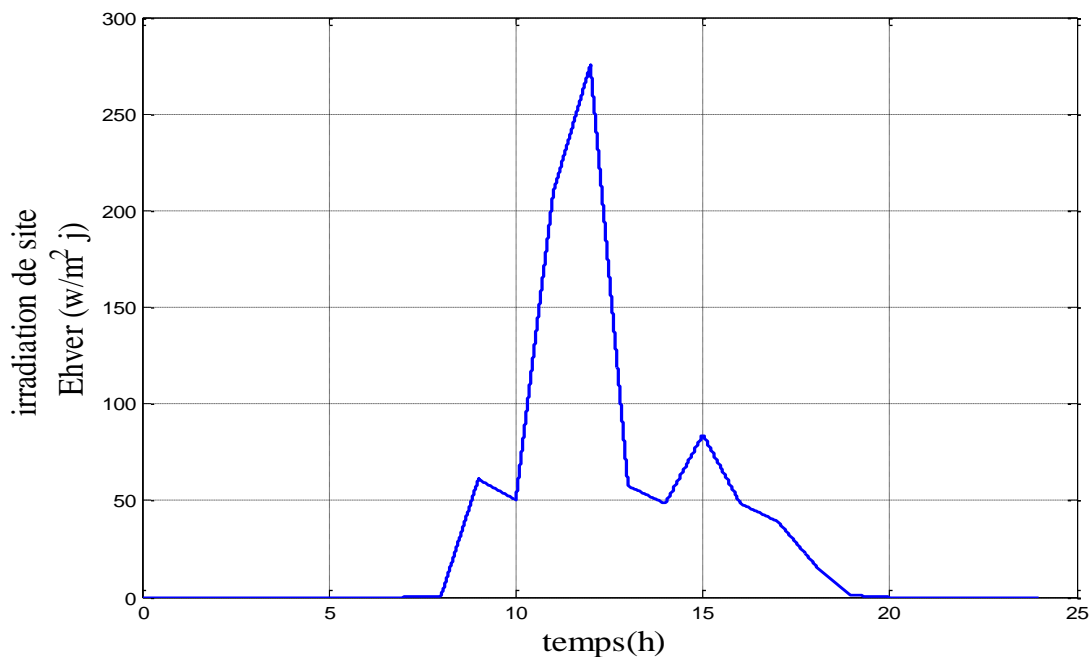


Figure III.30. Irradiation d'une journée défavorable d'hiver.

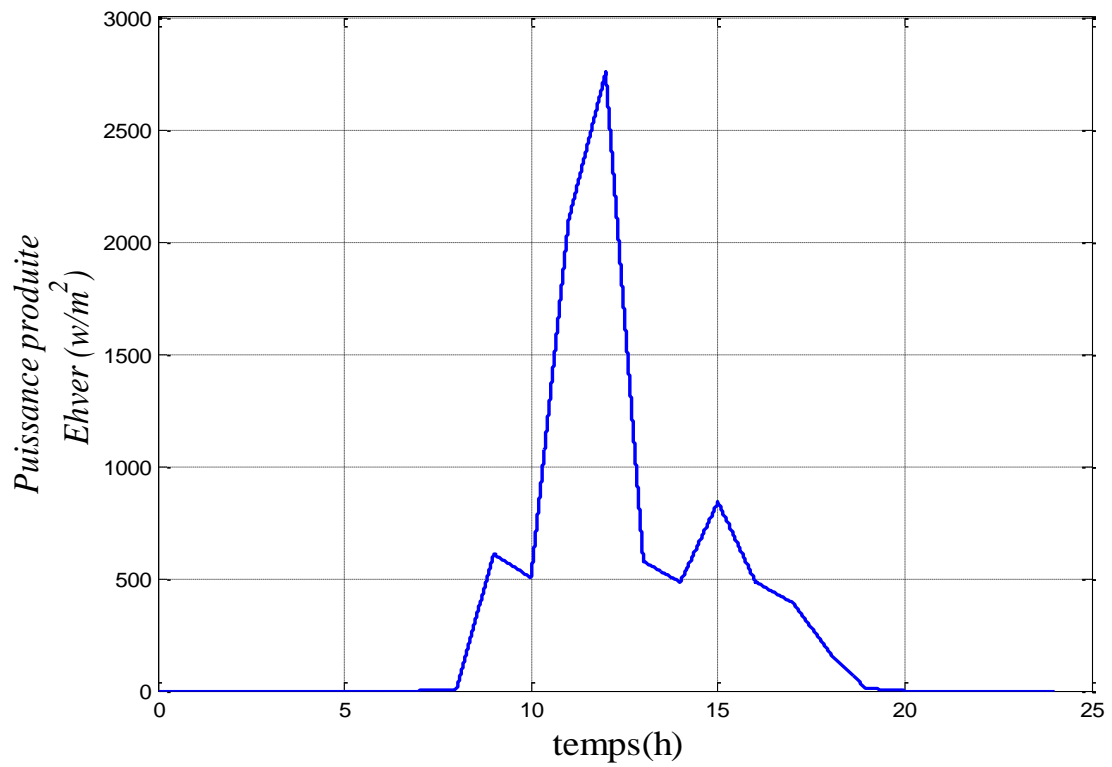


Figure III.31. Puissance PV produite pendant une journée défavorable en hiver.

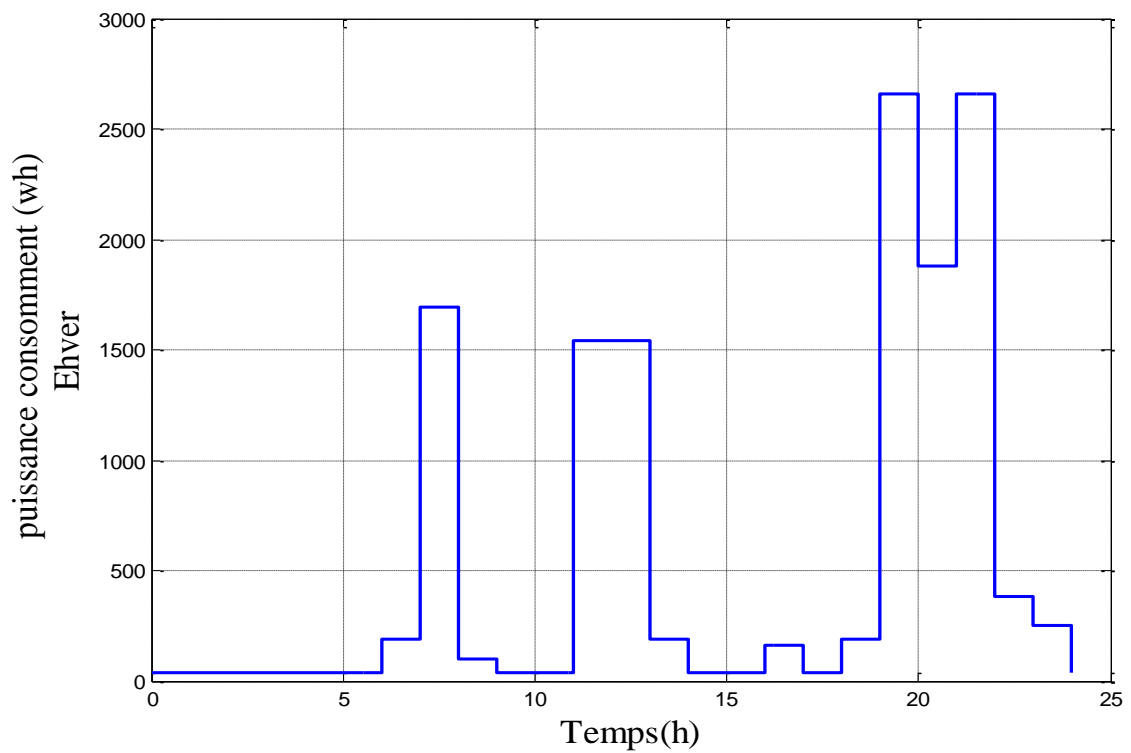


Figure III.32. Puissance consommée pendant une journée défavorable en hiver.

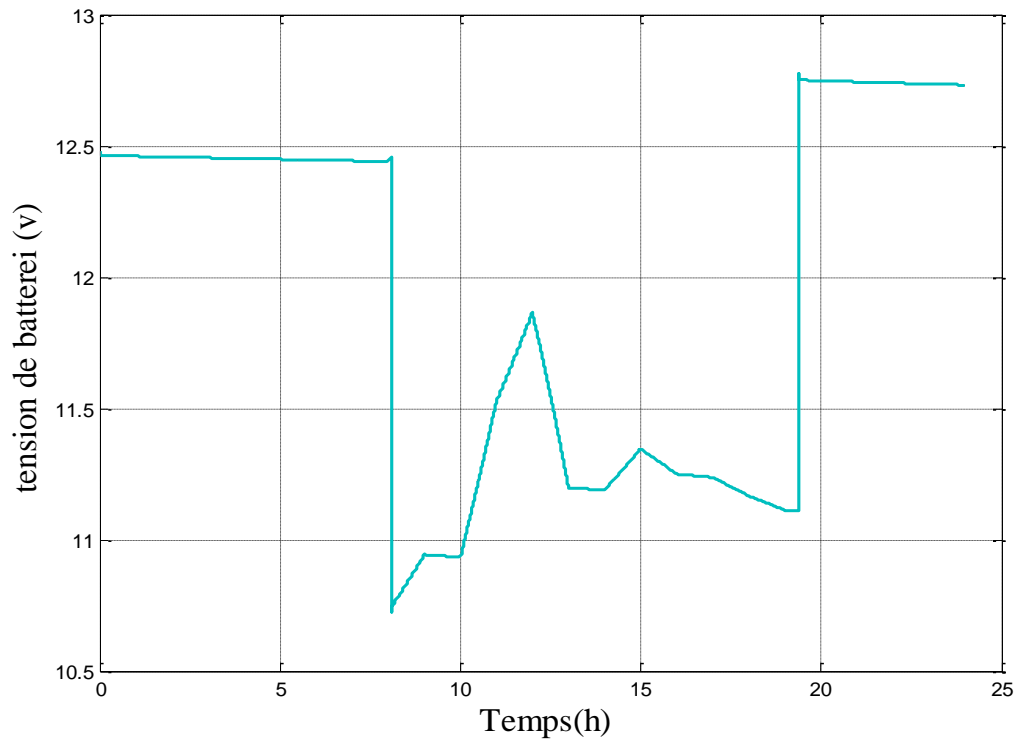


Figure III.34. Tension de la batterie pendant une journée défavorable en

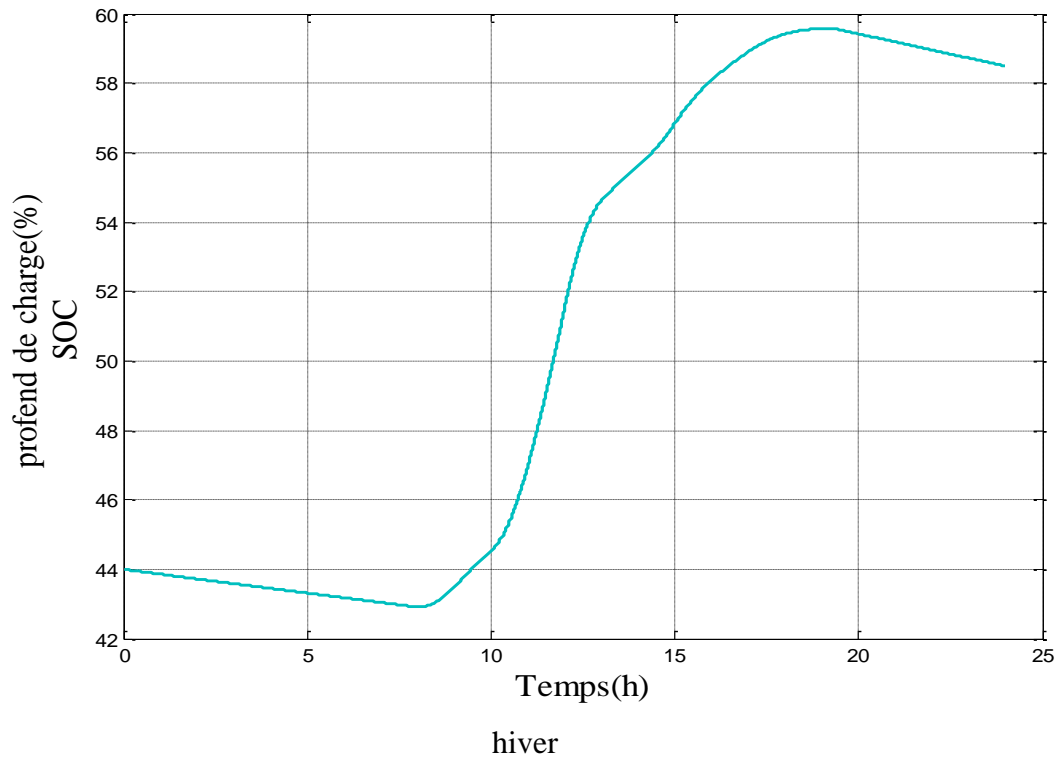


Figure III.35. L'état du SOC (%) pendant une journée défavorable en hiver.

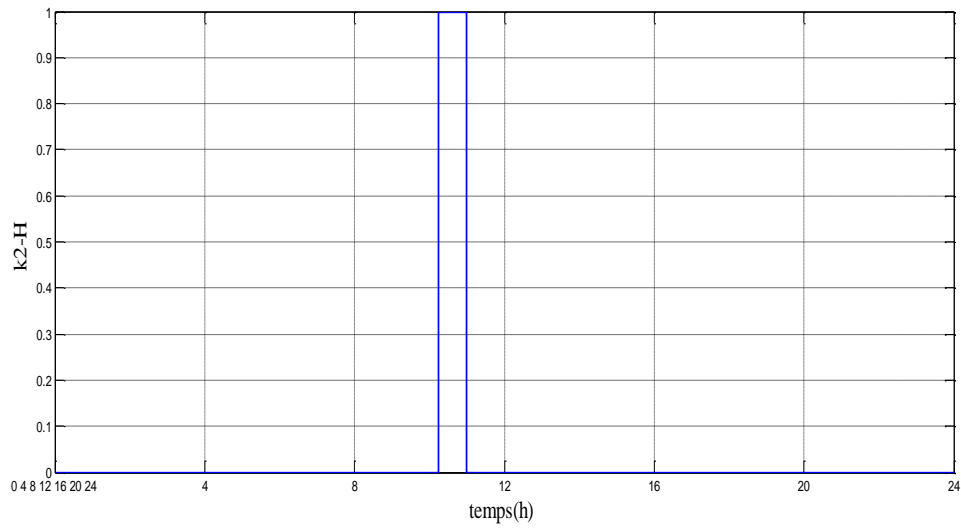


Figure III.36. Etat de l'interrupteur $k1$ pendant une journée défavorable en hiver.

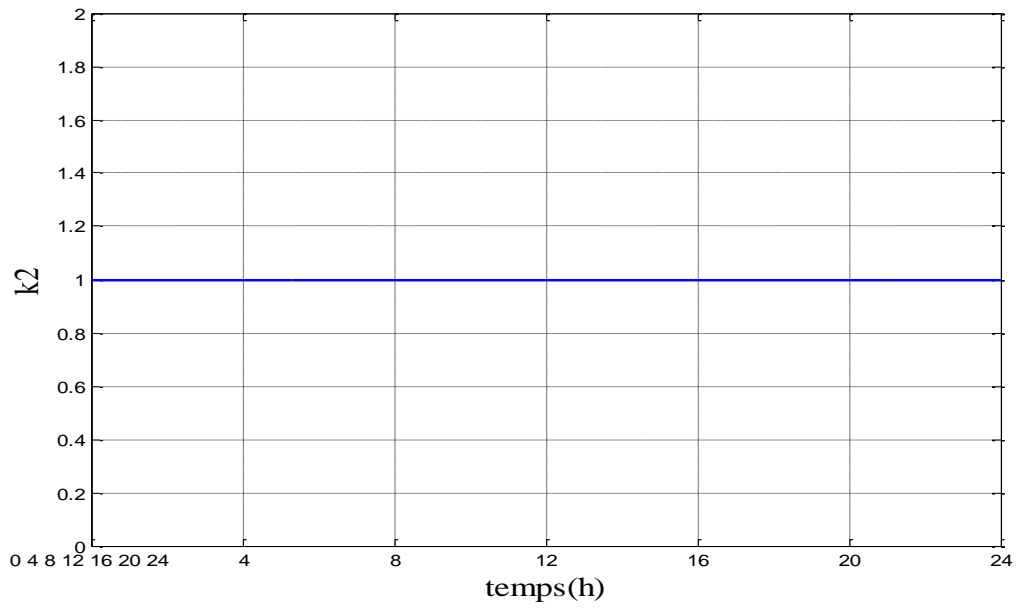


Figure III.37. Etat de l'interrupteur $k2$ pendant une journée défavorable en hiver.

A partir des résultats présentés sur les figures précédentes, et notamment les résultats trouvés pour les deux journées choisies en été et en hiver (plus clairs), nous pouvons retirer les conclusions suivantes :

- pendant la journée la plus favorable en été (25/08/2015), une augmentation de puissance PV produite a été remarquée ou la production atteint 3500W vers midi (figure III. 15) ou l'insolation atteint 800W/m² (figure III.14). Cette production électrique est si élevée qu'il peut en même temps satisfaire la demande d'énergie et charger la batterie (la batterie se charge jusqu'à 15 V : figure III.18). Après 17h, où la production photovoltaïque est faible, la batterie garantit une partie de l'énergie à la demande. Après 20h, la batterie continue de se décharger considérablement puisque elle est responsable de l'alimentation de la maison. La demande d'énergie la plus élevée est située 19 h-21 h (figure III.16).
- Pour la journée moins ensoleillée en hiver (03/02/2015), nous remarquons que l'irradiation est au niveau bas toute la journée (figure III.30, figure III.31) et cela conduit à une faible production PV la production PV est faible et devenue insuffisante pour alimenter les équipements de la maison, donc la batterie est la source d'énergie. la batterie est toute la journée près de son niveau le plus bas, elle peut descendre jusqu'à 11V (figure III. 34). La demande d'énergie la plus élevée est située 19 h-21 h (figure III.32).
- Nous concluons que selon les différents états de production et de consommation de l'énergie disponible, les deux interrupteurs se ferment et s'ouvrent simultanément afin de gérer d'une façon optimale le flux d'énergie circule dans le système PV proposé.

III.5. Conclusion

Ce chapitre présente les différents résultats de simulation pour plusieurs profils de consommation élaborés pendant plusieurs périodes de l'année afin de voir l'influence de ces profils ainsi que ces périodes sur la production photovoltaïque et la

consommation énergétique de la maison étudiée. Les états d'ouverture et de fermeture des interrupteurs agissent directement sur le flux d'énergie circule dans le système PV proposé. Le but est de gérer d'une façon optimale l'énergie produite, stockée et consommée.

Annex-1-



Module photovoltaïque Monocristallin 280 Wc

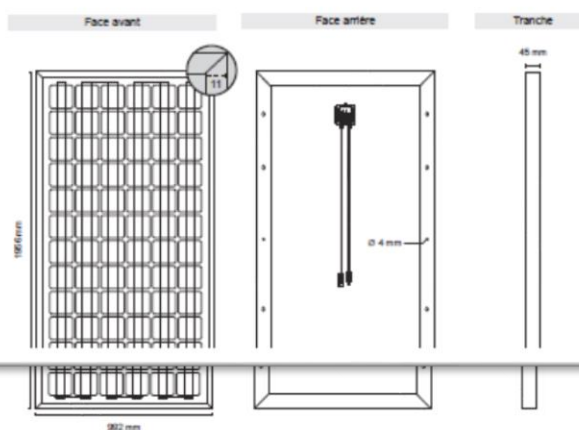


Les performances électriques des modules Elysun permettent d'obtenir un rendement optimal. Ces modules sont applicables aux systèmes solaires photovoltaïques dans chaque gamme d'exécution.

Données techniques	280 Wc
Rendement maximum (P _{max}) pour STC *	230W±3%
MPP voltage (V _{mpp})	36,86 V
MPP courant (I _{mpp})	7,79 A
Voltage à charge vide (V _{oc})	44,31 V
Courant coupe-circuit (I _{sc})	8,28 A
Coefficient de température (P _{mpp})	-0,5% / °C
Coefficient de température (V _{oc})	-0,36% / °C
Coefficient de température (I _{sc})	+0,04% / °C
Voltage du système maximum	1000 V
Cellules monocristallines	72
Dimensions des cellules	168 x 168 mm
Cellules	CEEG / JA Solar
Type de connecteur	MC4
Dimensions du module L x l x h	1968 x 992 x 46 mm
Poids	28 Kg
Rendement du module	14,43%

Les données électriques sont fournies selon les conditions standards de test (STC): ensoleillement de 1000 W/m², température de cellule de 25°C, spectre AM=1,5.

Schéma technique



Une large gamme d'applications
Installation photovoltaïque raccordée au réseau électrique dont les puissances sont comprises entre 1 et 100 KW.

Une durée de vie accrue
Cellules enrobées dans l'EVA (Éthylène Vinyle Acétate)
Vitrage de protection sur la face avant
Face arrière résistante à l'eau et aux conditions climatiques
Modules équipés de diodes By-Pass - 3 diodes

Un encadrement résistant
Encadrement entièrement en aluminium
Cadre vissé de chaque côté

Une installation simple
Prise faciemment connectable

Une finition de qualité
Optique, mécanique et module électrique testés
Production automatisée assurant une haute qualité

Garantie & Certificats
10 ans de garantie pour un rendement de 90%
25 ans de garantie pour un rendement de 80%
5 ans de garantie matérielle
IEC 61215, TÜV Safety Class II, CE, ISO

Besoin de plus d'informations ?
Contactez-nous dès maintenant !

Internet : <http://www.elysun.fr>
E-mail : contact@elysun.fr
Tél : 0970 447 464

Copyright Elysun 2010 © Tous droits réservés - Données techniques sous réserve de modifications

Fiche technique de module Elysun 280 w

Annex-2-

Batterie solaire 12 V - 260 Ah / TMS12-260 ACEDIS

LIVRÉE AVEC ACIDE

La batterie vous est présentée en version «prête à l'emploi» (c'est à dire batterie remplie d'acide).

Marque : **ACEDIS**

Fabriquée en Union Européenne

Garantie 1 an (voir nos C.G.V)

Durée de vie pour une application de stockage d'énergie renouvelable : 3 à 5 ans.

La durée de vie est prolongée si la température ambiante est inférieure à 20°C et surtout si la profondeur de charge reste faible (< à 20 % de la capacité de la batterie).

Batterie solaire possédant une grande durée de vie :

- 1800 cycles à 20 % de décharge
- 700 cycles à 50 % de décharge
- 400 cycles à 80 % de décharge

- * Ensembles monoblocs à plaques positives et négatives planes.
- * Très faible taux d'autodécharge.
- * Grand nombre de cycles de charge et décharge.
- * Livrée prête à l'utilisation **avec acide**
- * Le montage en plaques planes épaisses, assure une excellente aptitude aux cyclages et prolonge la vie des batteries.
- * L'utilisation pour les grilles d'alliage spécifique à très faible taux d'antimoine limite la consommation d'eau et l'autodécharge, simplifie la maintenance et améliore la longévité des batteries, même en atmosphère chaude.

Caractéristiques Techniques

Tension nominale : 12 V

Capacité Nominale C100 : 260 Ah

Capacité nominale C20 : 230 Ah

Capacité nominale C5 : 188,6 Ah

L x l x H : 518 x 273 x 240 mm

Poids : 61 kg

Autodécharge : < à 25 % après 6 mois (stockage à 20 °C)

Épaisseur des grilles : > à 2,5 mm Grilles Pb 1,7 % Sb

Plaques : Oxyde Friction – Pb 99,99

Séparateurs : Pochette Polyéthylène

Bornes : Auto

Poignées de transport

Avantages

- Le montage en plaques planes épaisses, assure une excellente aptitude aux cyclages et prolonge la vie des batteries.
- L'utilisation pour les grilles d'alliage spécifique à très faible taux d'antimoine limite la consommation d'eau et l'autodécharge, simplifie la maintenance et améliore la longévité des batteries, même en atmosphère chaude.
- La présentation en bac polypropylène translucide permet un contrôle visuel rapide du niveau d'électrolyte.
- Les poignées de transport assure un confort de manipulation.
- Toutes ces caractéristiques font de la gamme la solution appropriée, propre et sûre pour tous vos besoins domestiques ou professionnels

Quelques conseils pratiques

- Avant toute période de stockage prolongé, rechargez la batterie, puis répétez tous les 4 mois.
- Évitez de décharger une batterie au-delà de 80 % de sa capacité nominale en 20 h. Sinon mettre immédiatement la batterie en charge.
- Pour une longévité optimum de la batterie, dimensionnez-la pour que les décharges journalières ne dépassent pas 16% de la capacité nominale 100 h (20% de la capacité en 20 h).

Annex-3-

Contrôleur de charge BlueSolar	MPPT 150/70
Tension de batterie nominale	12 / 24 / 36 / 48 V Sélection automatique
Courant de charge nominal	70A @ 40 °C (104°F)
Puissance d'entrée maximale du générateur solaire	12 V : 1000 W / 24 V : 2000 W / 36 V : 3000 W / 48 V : 4000 W
Tension PV maximale de circuit ouvert	150 V
Tension PV minimale	Tension de batterie + 7 Volt pour démarrer Tension de batterie + 2 Volt en fonctionnement
Consommation de l'alimentation de secours	12 V : 0,55 W / 24 V : 0,75 W / 36 V : 0,90 W / 48 V : 1,00 W
Efficacité à pleine charge	12 V : 95 % / 24 V : 96,5 % / 36 V : 97 % / 48 V : 97,5%
Charge d'absorption	14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V
Charge float	13,7 / 27,4 / 41,1 / 54,8 V
Charge d'égalisation	15,0 / 30,0 / 45 / 60 V
Sonde de température de batterie à distance	Oui
Configuration par défaut de la compensation de température	-2,7 mV/°C par cellule de batterie de 2 V
Relais programmable	DPST Puissance nominale CA : 240 VCA/4 A Puissance nominale : 4 A jusqu'à 35 VCC, 1 A jusqu'à 60 VCC
Port de communication bus CAN	Deux connecteurs RJ45, protocole NMEA2000
Température de fonctionnement	-40 °C à 60 °C avec réduction de courant de sortie au-dessus de 40 °C
Refroidissement	Convection naturelle
Humidité (sans condensation)	Max. 95 %
Taille de la borne	35 mm ² / AWG10
Matériel et Couleur	Aluminium, bleu RAL 5012
Classe de protection	IP20
Poids	4,2 kg
Dimensions (h x l x p)	350 x 160 x 135 mm
Montage	Montage mural verticalSeulement à l'intérieur
Sécurité	EN60335-1
EMC	EN61000-6-1, EN61000-6-3

Fiche technique de BleuSolar MPPT150/70

Annex-4-

	Unité	Powerstocc Excellent					
		3.0	3.6	4.2	5.5	8.3	10.1
Côté entrée (partie CC)							
Puissance max. CC	W	3200	3800	4400	5800	8700	11000
Puissance nominale CC	W	2950	3450	4000	5250	8000	9650
Tension d'entrée min. $U_{OC\ min}$	V	180					
Tension d'entrée max. $U_{OC\ max}$	V	950					
Tension MPP min. $U_{MPP\ min}$ pour la puissance nominale CC en fonctionnement multistring, à 2 trackers ou parallèle	V	380	340	360	360	400	420
Tension MPP min. $U_{MPP\ min}$ pour la puissance nominale CC en fonctionnement à 1 tracker	V	380	440	500	660	N/A	N/A
Tension MPP max. $U_{MPP\ max}$ pour la puissance nominale CC	V	850					
Plage de tension MPP étendue pour la puissance partielle de l'onduleur en fonction du mode de fonctionnement	V	180 à $U_{MPP\ min}$					
Part de la puissance max. à reporter dans la plage de tension MPP étendue ¹⁾	%	env. 70					
Tension d'entrée mesurée $U_{OC,r}$ (tension nominale CC)	V	600	600	680	680	680	680
Tension d'entrée de démarrage $U_{OC\ dém}$	V	180					
Courant nominal CC	A	8	8	8	8	11,5	11,5
Courant nominal CC en cas d'interconnexion des entrées CC	A	impossible	12	12	impossible	23	23
Courant d'entrée max. $I_{OC\ max}$	A	9	9	9	9	12,5	12,5
Courant d'entrée max. en cas d'interconnexion des entrées CC	A	impossible	13	13	impossible	25	25
Nombre d'entrées CC	p.	1	2	2	3	2	3
Nombre de régulateurs MPP	p.	1	2	2	3	2	3

Fiche technique de l'onduleur Centrosolar Powerstocc Excellent

Annex-5-

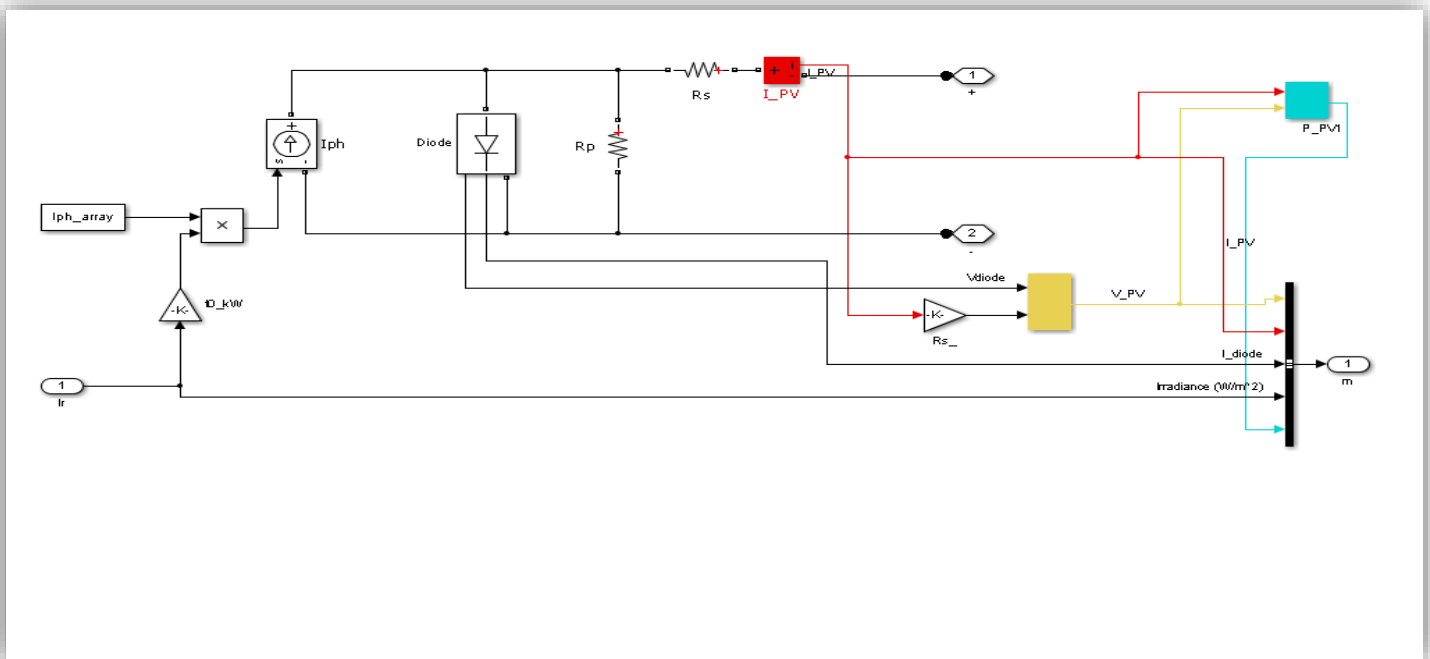
1 jour	2 jours	3 jours	4jour	5jour	6jour	7jour
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
13,9503658	17,8288155	11,2613068	9,80123677	10,7586484	10,2506253	3,01131268
95,9908179	114,958485	100,361936	110,961521	104,294999	82,3931512	65,6017909
270,335781	137,247704	269,423079	289,521949	272,496595	209,729358	217,931605
474,668294	167,649147	474,667632	501,718091	479,529037	201,576371	314,693193
647,378703	282,291063	555,074298	659,876585	631,688253	600,503007	622,899395
758,065961	692,652457	720,750618	733,103375	730,836977	701,567132	724,093334
818,84037	771,576775	785,300866	795,033884	766,161171	745,942241	765,781311
493,270704	774,444082	762,141284	792,871887	745,035658	724,514462	723,233687
313,299263	615,297049	707,804432	714,873703	683,352991	664,714866	642,199126
224,913361	242,00027	584,607334	570,411361	543,26549	530,943246	509,550394
145,672091	105,375767	409,532759	385,296607	367,862596	364,877386	341,353162
162,776284	127,828501	209,49294	202,932661	186,890235	180,787514	173,700958
66,6995749	74,6708247	57,9067822	68,8320216	65,4578243	56,8788485	63,2056622
8,91684975	13,3574203	6,01483138	7,71442754	5,99906308	4,06805059	4,81254637
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0

Les données d'une semaine d'été (21/08/2015-28/08/2015)

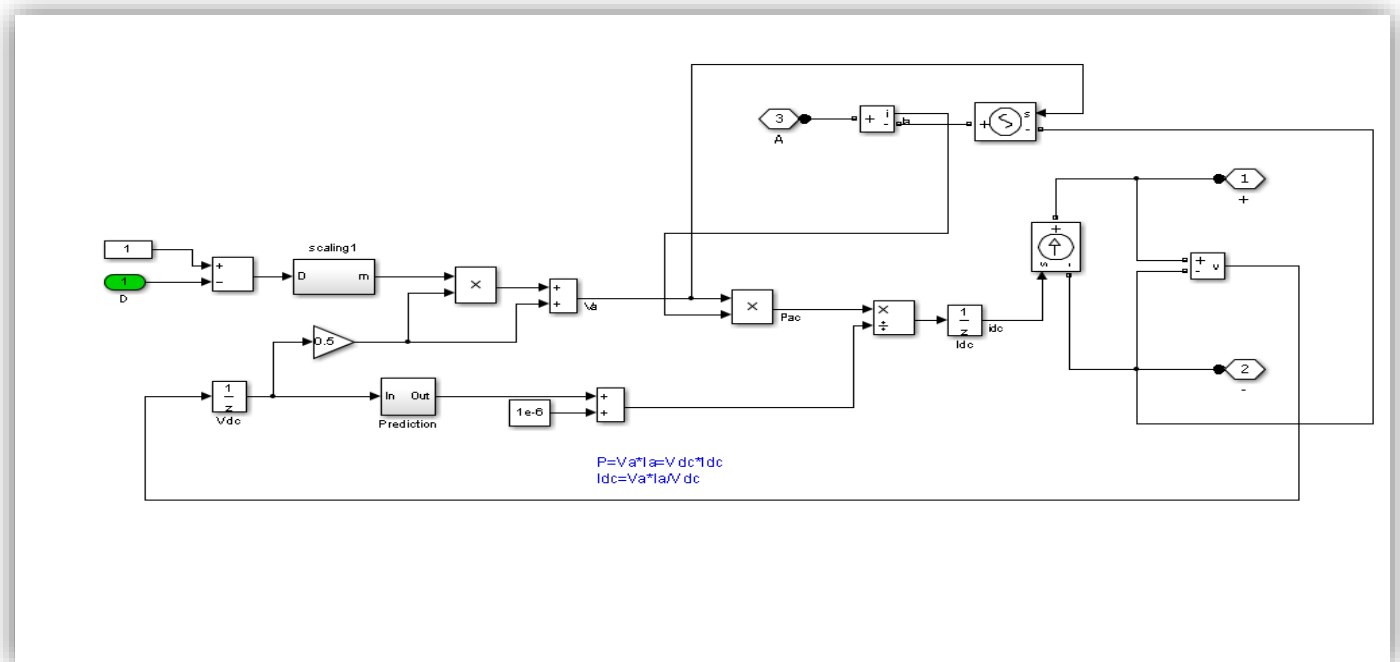
1 jour	2 jours	3 jours	4jour	5jour	6jour	7jour
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	55,4476599	0,63725352
0,32620575	0	0	0	0	179,666698	9,32289277
61,0329341	0,04829076	0,13789073	0,3182882	5,32754827	228,121128	83,578813
50,5686599	9,65232098	2,63592882	87,0484208	26,7832802	129,289651	209,12953
209,278543	156,602124	45,5396419	331,608299	58,8176398	91,1791471	52,524089
275,466363	371,695451	259,128208	532,860641	48,1394832	39,5765072	129,12865
57,7671035	439,383293	94,0319709	710,645328	48,0329362	51,6795053	110,153113
48,5141778	604,181356	143,343744	655,224314	75,4455347	25,1469405	63,7169772
84,0855277	497,410739	90,4973549	601,442727	102,843245	39,0463531	73,1895887
48,6887059	428,790723	83,7936675	792,447282	94,583818	3,60303591	63,3578646
39,3539521	308,31757	100,388334	399,647242	70,8615724	0,2716672	18,5787767
16,8158288	186,136835	208,371938	231,211396	78,41175	0	1,2599549
0,76984409	68,1341204	7,29594558	38,3665931	0,52563919	0	0
0	1,59263593	0,20166793	1,88929405	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0

Les données d'une semaine d'hiver

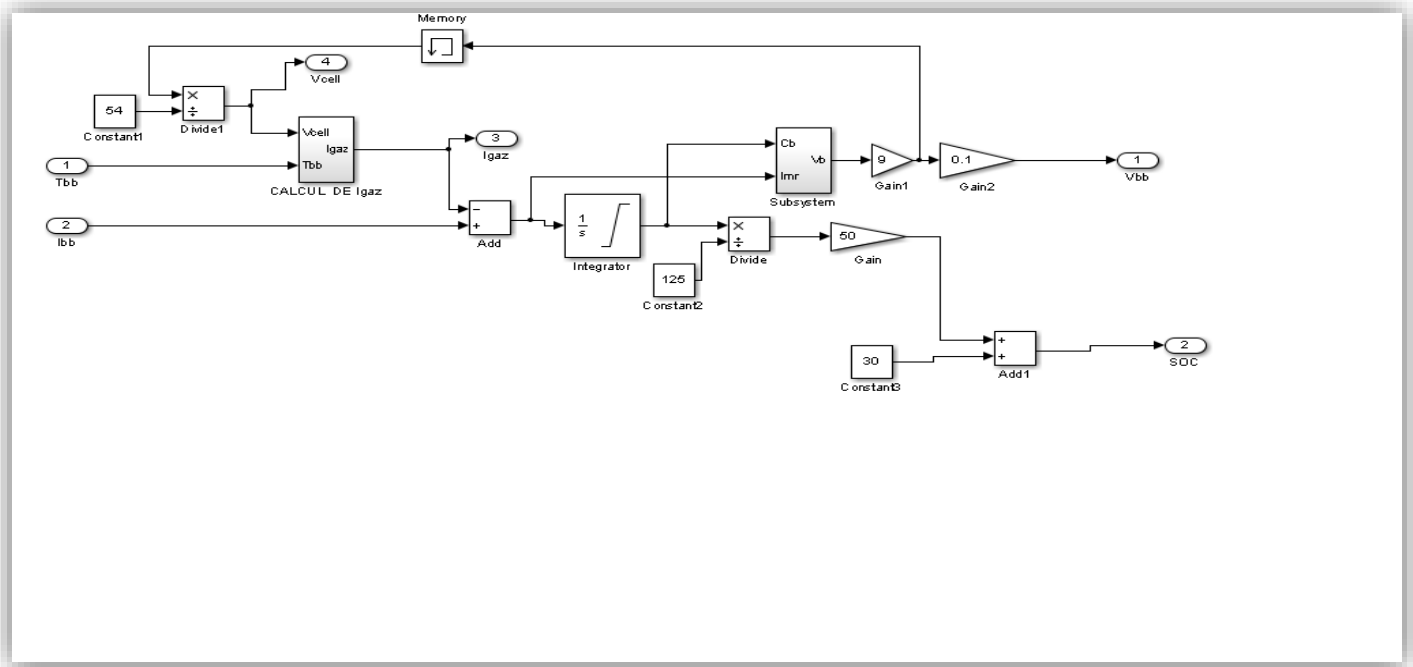
Annex-6-



Module de panneaux PV sur Simulink



Module de convertisseur Boost sur Simulink



Module de Batterie sur Simulink

Liste de tableau.

Tableau 1.1: Potentiel solaire en Algérie

Tableau 1.2. Rendements actuels de différentes technologies des modules PV commercialisés

Tableau 1.3. Résumé de l'algorithme P&O.

Tableau 1.4. Caractéristiques majeures de quelques techniques MPPT classiques.

Tableau 2.1 : profil de charge du notre maison.

Tableau 2.2 : caractéristique d'Elysun : Monocristallin 280 Wc.

Tableaux-3.1- : profil de consommation dans l'hiver

Tableaux-3.2- : profil de consommation dans l'été.

Tableaux 3.3: demande énergies seasonal

Tableau3.4 : Commutateurs mode de Fonctionnement

Nomenclature

- A** : Le facteur d'idéalité de la jonction. **I_D** : Courant de diode (A).
- I_{ph}** : La photo courant (A).
- I₀** : Courant de saturation (A). **R_p** : Résistance parallèle (shunt). (Ohm)
- R_S** : Résistance série (ohm).
- K** : constant de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$). **q** : la charge de l'électron ($1,6 \cdot 10^{-19} \text{C}$) **R_{Se}** : résistance série du module **R_{Pe}** : résistance parallèle du module (ohm)
- T_c** : Température de jonction (°K).
- G₀** : L'éclairement de référence (1000 W/m²). **T₀** : La température de référence (298 °K).
- α** : Le coefficient de courant en fonction de température (A/°C).
- b** : Le coefficient de la tension en fonction de température (V/°C).
- I_{cc}** : Le courant de court-circuit (A).
- V_{co}** : La tension de circuit ouvert (V).
- FF** : Facteur de forme.
- N_s** : Nombre de modules dans le panneau en série.
- N_p** : Nombre de modules dans le panneau en parallèle.
- P_m** : La puissance maximale produite PV (W).
- V_{CO}** : la tension à circuit ouvert (V).
- S** : Surface de générateur (m²).
- I_{mp}** : Le courant maximal sous conditions standards (A).
- V_{mp}**: La tension maximale du module sous conditions standards (V).
- D** : est appelé rapport cyclique, et compris entre 0 et 1
- SOC** : L'état de charge de batterie.
- C_{Bat min}** : La capacité minimale.

$C_{\text{Bat max}}$: La capacité maximale.

C_{Bat} : La capacité de stockage de la batterie (Ah).

N_a : Le nombre de jours d'autonomie.

V_{bat} : La tension aux bornes de la batterie (V).

E : La force électromotrice (V). R_{bat} : La résistance interne de batterie (ohm).

I_{bat} : Courant de charge de batterie (A). h_{bat} : Le rendement de la batterie (%).

T : La température ambiante ($^{\circ}\text{K}$).

Q_{batt} : la quantité de charge électrique en Coulomb

C : la valeur de la capacité en Farad

E = L'énergie de consommation

i = L'appareille

T = temps des fonctionnements des appareilles

N = Nbr des appareille

(E_p) = production journaliere .

Q_{irr} = Ensoleillement du site d'installation en $\text{Kwh}/\text{m}^2 * j$.

Q_{std} = Ensoleillement a la codution stander ($1\text{K wh}/\text{m}^2$).

P_r : Ratio de performance.

- [1] 3^e Conférence des Parties à la Convention (COP 3) Signé le à Kyoto, Japon, 11 décembre 1997.
- [2] Protocol de Rio, Brésil, 29 janvier 1942.
- [3] Reisia A.R, Moradi M.H, Jamas S. Classification and comparison of maximum power point tracking techniques for photovoltaic system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, 19 pp 433–443.
- [4] Hohm D P, Ropp M E. Comparative study of maximum power point tracking algorithms. *Prog Photovoltaics: Research and Application*, 2003, 11 pp 47–62.
- [5] Salas V, Olias E, Barrado A, Lazaro A. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 2006, 90 pp 1555–1578.
- [6] Houssamo I, Locment F, Sechilariu M. Maximum power tracking for photovoltaic power system: Development and experimental comparison of two algorithms. *Renew Energ*, 2010, 35(10) pp 2381-2387.
- [7] Ahmed M. Othman, Mahdi M.M. El-arini , Ahmed Ghitas , Ahmed Fathy. Real world maximum power point tracking simulation of PV system based on Fuzzy Logic control, *NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics*, 2012, 1, pp 186–194.
- [8] Ravinder Kumar Kharb, L. Shimi, S. Chatterji, Md. Fahim Ansari. Modeling of solar PV module and maximum power point tracking using ANFIS . *Renewable and sustainable energy reviews*, 2014, 33 pp 602-612.
- [9] Mellit A, Kalogirou S.A Artificial intelligence techniques for photovoltaic applications. A review *Prog Energ combust*, 2008, 34 pp 574–632.
- [10] Salas V, Olias E, Barrado A, Lazaro. A Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. *Sol Energ Mat Sol*, 2006, 90 pp 1555–78.
- [11] Larbes C, Ait Cheikh M.S, Obeidi T, Zerguerras A Genetic algorithms optimized fuzzy logic control for the maximum power point tracking in photovoltaic system. *Renew Energ*, 2009, 34 pp 2093–2100.
- [12] Subudhi, B., Pradhan, R. A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems . *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 2013, 4 pp 89–98.
- [13] Khaehintung N, Pramotung K, Tuvirat B, Sirisuk P. RISC microcontroller built-in Fuzzy logic controller of maximum power point tracking for solar-powered light-flasher

- applications. In: ICON The 30 th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 2004, pp 2673–2678 .
- [14] Eakburanawat J, Boonyaroonate I. Development of a thermoelectric battery–charger with microcontroller-based maximum power point tracking technique . Appl Energ, 2006, 83 (7) pp 687–704.
- [15] Akkaya R, Kulaksız, A.A, Aydog˘du O. DSP implementation of a PV system with GA-MLP NN based MPPT controller supplying BLDC motor drive. Energ Convers Manage, 2007, 48 (1) pp 210–218.
- [16] Khaehintung N., Wiangtong T., Sirisuk P., FPGA Implementation of MPPT Using Variable Step-Size P&O Algorithm for PV Applications. In IEEE International Symposium on Communication and Information, p.212-215.DOI: 10.1109/ISCIT.2006.340033 (2006) .
- [17] Youssef E.B., Stephane P., Bruno E.,Corinne A., New P&O MPPT algorithm for FPGA implementation, in IECON 2010, 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society 7-10 Nov. 2010, p.2868 –2873, DOI: 10.1109/IECON.2010, 5675079 .
- [18] Chettibi N., Mellit A., FPGA-based real time simulation and control of grid-connected photovoltaic systems, Simulation Modelling Practice and Theory 43 (2014) 34–53
- [19] Chekired F, Mellit A, Kalogirou SA, Larbes C. Intelligent maximum power point trackers for photovoltaic applications using FPGA chip: a comparative study. Sol Energy 2014;10 pp 83-99.
- [20] La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde. Quinzième inventaire. Observ'ER, 2013.
- [21] Guide des Energies Renouvelables. Ministère des Energies et des Mines (MEM), www.mem-algeria.org, édition 2007.
- [22] Programme National des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique. Ministère des Energies et des Mines (MEM), Algérie.www.mem-algeria.org,
- [23] European Photovoltaic Industry Association, www.epia.org
- [24] M. PETIBON Stéphane, "Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques", Doctorat De l'Université de TOULOUSE, 2009.
- [25] <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/etp2008.pdf>
- [26] IEA, Technology roadmap solar, photovoltaic energy; 2010.

- [27] Roger A. Messenger & Jerry Ventre "Photovoltaic Systems Engineering" SECOND EDITION CRC PRESS ISBN, 2003, 0-8493-1793-2.
- [28] K. Sobaihi, Etude et réalisation d'un hacheur de tracking (MPPT) à contre réaction de tension, Mémoire de Magister, ENP, Algérie, 2003.
- [29] H .J . Möller, Semiconductors for Solar Cells, Artech House, Inc, Norwood, MA, 1993.
- [30] H. KNOPF, analysis, simulation, and evaluation of maximum power point tracking (MPPT) methods for a solar powered vehicle, Master of Science in Electrical and Computer Engineering, Portland State University, 1999 .
- [31] R. Gottschalg, M. Rommel, D.G. Ineld, H. Ryssel, Comparison of different methods for the parameter determination of the solar cells double exponential equation. In 14th European Photovoltaic Science and Engineering Conference (PVSEC), Barcelona, Spain, 1997 .
- [32] S.Ould Amrouche, "Contribution à l'étude du conditionnement de puissance dans les systèmes photovoltaïques" Thèse de Doctorat. Université A. Mira-Béjaia; 2012
- [33] A. Singo, "Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome", Thèse Doctorat, université Henri Poincaré, Nancy-I, France; 3 février 2010.
- [34] A. Oi, "Desing and simulation of photovoltaic water pumping system". Thesis for the degree of master of Sciences in Electrical Engineering . California Polytechnic State University, San Luis Obispo-USA, 2005.
- [35] M. ISSAADI SALIM, Commande d'une Poursuite du Point de Puissance Maximum (MPPT) par les Réseaux de Neurones, Diplôme Magister d'état en électronique ENP, promotion, 2006.
- [36] N. Achaïbou, A. Malek, N. Bacha, « Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dans l'installation PV ». N. spécial (CHEMSS), pp 61-66, 2000.
- [37] I. Tsuda, K. Kurokawa, K. Nozaki, Annual simulation results of photovoltaic system with redox flow battery, Solar Energy Materials and solar cells, 1994, 35 pp. 503-508.
- [38] J . B . Copetti, F. Chenlo. Internal resistance characterization of lead acid batterie for PV rates . Proceddings of the 11th European PV Solar Energy Conference, Montreux, 12-16 October 1992, pp 1116-1119.
- [39] J. B. Copetti, F. Chenlo. F. Chenbo. A general battery model for PV system simulation. Progress in photovoltaics Research and applications, 1993, pp283-292.
- [40] N. Achaïbou, Optimisation du stockage des énergies renouvelables, thèse de doctorat, école nationale polytechnique, Alger, 2011

- [41] C.-F. Lu, C.-C. Liu and C.-J. Wu. Dynamic modelling of battery energy storage system and application to power system stability. In IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol. 142, pp 429-435. IEE, Stevenage, Herts., U.K., July 1995.
- [42] Cédric CABAL, "Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque." thèse de doctorat de l'université de Toulouse, 2008.
- [43] Eltawil MA, Zhao Z. MPPT techniques for photovoltaic applications. *Renew Sustain Energy Rev*, 2013, 25 pp 793-813.
- [44] M. S. Ait Cheikh, Etude, Investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques, Thèse de doctorat, ENP, Décembre 2007.
- [45] Youngseok J, et al. Improved perturbation and observation method (IP&O) of MPPT control for photovoltaic power systems. In: Proceedings of 31st IEEE photovoltaic specialists conference; 2005.
- [46] Esram T, Chapman PL. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Trans Energy Convers*, 2007, 22 pp 439-449.
- [47] Fangrui Liu, et al. A variable step size INC MPPT method for PV systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2008, 5(7) pp 2622–2628.
- [48] Villalva MG, Gazoli J R, Filho E R, Analysis and simulation of the P&O Algorithm Using A Linearized PV array model. In: Proceedings of industrial electronics conference, IECON' 09; 2009.p.231–6(12044)
- [49] J. McCarthy Programs with common sense Symposium on mechanization of thought processes, National Physical Laboratory, Teddington, UK (1958)
- [50] S.J. Russell, P. Norvig Artificial intelligence: a modern approach (3rd) Prentice-Hall, Inc., USA, 2009.
- [51] J. Haugeland Artificial intelligence: the very idea MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1985.
- [52] R.E. Bellman An introduction to artificial intelligence: can computers think? Boyd & Fraser Publishing Company, San Francisco, 1978.
- [53] R. Kurzweil The age of intelligent machines MIT Press, Cambridge, Massachusetts 1990.
- [54] E. Rich, K. Knight Artificial intelligence (2nd ed.) McGraw-Hill, New York (1991)
- [55] E. Charniak, D. McDermott Introduction to artificial intelligence Addison-Wesley, Reading, Massachusetts, 1985.

- [56] P.H. Winston Artificial intelligence (3rd ed.) Addison-Wesley, Reading, Massachusetts 1992.
- [57] R.I. Schalkoff Artificial intelligence: an engineering approach McGraw-Hill, New York , 1990.
- [58] G.F. Luger, W.A. Stubblefield Artificial intelligence: structures and strategies for complex problem solving (2nd ed.) Benjamin/Cummings, Redwood City, California, 1993.
- [59] Zadeh, L.A. fuzzy sets. Informatic and Control, 1965, 8 pp 338–353.
- [60] Mamdani, E.H. et S. Assilian, An experiment in linguistic synthesis with a fuzzy logic controller. International Journal of Man-Machine Studies, 1975, 7(1) pp 1–15.
- [61] T. Obeidi, Application des algorithmes génétiques dans la commande des hacheurs MPPT, Mémoire de Magister, ENP, Algérie 2006
- [62] Messai A. Contribution à l'amélioration des performances de la commande MPPT d'un système photovoltaïque en utilisant les techniques de l'intelligence artificielle implémentées sur circuits numériques programmables, these de Doctorat, Univ de Blida, Novembre 2012.
- [63] H. BUHLER " Réglage par logique floue". Presses polytechniques et universitaires romandes, Lausanne, 1994.
- [64] F. Belhachat, Commande neuro-floue d'un hacheur MPPT, Mémoire de Magister, ENP, Algérie, 2006.
- [65] Ahmed El-Shafie (2012) Neural network nonlinear modeling for hydrogen production using anaerobic fermentation, Neural Comput Appl. DOI 10.1007/s00521-012-1268-8
- [66] Gholamreza Khalaj, Ali Nazari, Hossein Yoozbashizadeh, Alireza Khodabandeh, Mohammad Jahazi. ANN model to predict the effects of composition and heat treatment parameters on transformation start temperature of microalloyed steels, Neural Comput Appl. DOI 10.1007/s00521- 012-1233-6, 2012.
- [67] Kohonen T (1989) Self-organization and associative memory, 3rd edn. Springer, Berlin
- [68] Hopfield JJ, Neural networks and physical systems with emergent collective computational abilities. Proc Natl Acad Sci USA, 1982, 79 (8) pp 2554–2558
- [69] Arash Zaryabi, A. Ben Hamza (2012) A neural network approach for optimal software testing and Maintenance. Neural Comput Appl. DOI 10.1007/s00521-012-1251-44
- [70] Magoulas GD, Vrahatis MN and roulakis GS, Improving the convergence of the back propagation algorithm using learning rate adaptation methods. Neural Comput, 1999, 11 pp 1769–1796.

- [71] J.H. Holland, *Adaptation in natural and artificial systems* University of Michigan Press, Ann Arbor, 1975.
- [72] D.E. Goldberg, *Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning* Addison-Wesley, Reading, MA, 1989.
- [73] P.G. CIARLET, *Optimisation et Algorithmes Génétiques*, Manuel de cours, Université de Pierre et Marie Curie, France, 2000.
- [74] Goldberg, D.E, *Algorithmes génétiques. Exploration, optimisation et apprentissage automatique*. Addison-Wesley, France, 1994.
- [75] L.R. Medsker, *Hybrid intelligent systems* Kluwer Academic Publishers, Boston, 2003.
- [76] S.A. Kalogirou *Artificial intelligence for the modelling and control of combustion processes: a review* Prog Energy Combust Sci, 2003, 29 pp 515–566.
- [77] D. Ould Abdeslam, *Techniques neuromimétiques pour la commande dans les systèmes électriques : application au filtrage actif parallèle dans les réseaux électriques basse tension*, Thèse de doctorat, Université de Haute-Alsace, décembre 2005.
- [78] Ouahib GUENOUNOU, *Méthodologie de conception de contrôleurs intelligents par l'approche génétique- application à un bioprocédé*, univ de Toulouse, avril 2009.
- [79] J.S.R. Jang, ANFIS: Adaptive-Network-based Fuzzy Inference Systems, *IEEE Trans. Syst. Man Cybern.* 23 (May/June (3)) (1993) 665–685.
- [80] Ying-Ming Wang a, Taha M.S. Elhag, *An adaptive neuro-fuzzy inference system for bridge risk assessment*, *Expert Systems with Applications*, 2008, 34 pp 3099–3106
- [81] S.H. Hosseini , A.H. Etemadi, *Adaptive neuro-fuzzy inference system based automatic generation control*, *Electric Power Systems Research*, 2007, 78 (7) pp 1230-1239.
- [82] T. Takagi, M. Sugeno, *Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control*, *IEEE Trans. Syst, Man Cybern*, 1985, 15 pp 116–132.
- [83] Adel Mellit, Soteris A. Kalougrou. *MPPT-based artificial intelligence techniques for photovoltaic systems and its implementation into field programmable gate array chips: Review of current status and future perspectives* , 2014.
- [84] Zainal Salam, Jubaer Ahmed, Benny S. Merugu *The application of soft computing methods for MPPT of PV system: A technological and status review* *Applied Energy*, 2013, 107 pp 135–148.
- [85] Mahmoud AMA, Mashaly HM, Kandil SA, El Khashab H, Nashed MNF. *Fuzzy logic implementation for photovoltaic maximum power tracking*, In: Proc. 9th IEEE int. workshop robot human interactive commun; 2000. pp. 155-160.

- [86] Simoes MG, Franceschetti NN, Friedhofer M. A fuzzy logic based photovoltaic peak power tracking control. In: Proc. IEEE int. symp. ind. electron.,; 1998. pp. 300-305.
- [87] Veerachary M, Senjyu T, Uezato K. Feed forward maximum power point tracking of PV systems using fuzzy logic controller. IEEE Trans Aerospase Electron Syst 2002, 38(3) pp 969–981.
- [88] Abu-Rub H, Iqbal A, Ahmed S, Peng FZ, Yuan L, Baoming G. Quasi-Z-source inverter-based photovoltaic generation system with maximum power tracking control using ANFIS. IEEE Trans Sustain Energy, 2013, 4 pp 11-20.
- [89] Ouahib Guenounou, Boutaib Dahhou, Ferhat Chabour, Adaptive fuzzy controller based MPPT for photovoltaic systems Energy Conversion and Management, 2014, pp 843-850.
- [90] Chian-Song C. T–S fuzzy maximum power point tracking control of solar power generation systems. IEEE Trans Energy Convers, 2010, 25 pp1123–1132.
- [91] Masoum MAS, Sarvi M. Design, simulation and implementation of a fuzzybased maximum power point tracker under variable irradiance and temperature conditions. Iran J Sci Technol, 2005, 29 pp 27–32.
- [92] Chung-Yuen W, Duk-Heon K, Chen KS. A new maximum power point tracker of photovoltaic arrays using fuzzy controller. In: Power electron specialists 25th annu IEEE conf, 1994, 1 pp 396–403.
- [93] Chokri Ben Salah, Mohamed Ouali Comparison of fuzzy logic and neural network in maximum power point tracker for PV systems, Electr Pow Syst Res, 2011, 81 pp 43–50.
- [94] M.S. Aït Cheikh, C. Larbes†, G.F. Tchoketch Kebir and A. Zerguerras, Maximum power point tracking using a fuzzy logic control scheme, Revue des Energies Renouvelables, 2007, 10 (3) pp 387 – 395.
- [95] Veerachary M, Yadaiah N. ANN based maximum power tracking for PV supplied DC motors. Sol Energy, 2000,69 pp 343-350.
- [96] Alabedin AMZ, El-Saadany EF, Salama MMA. Maximum power point tracking for photovoltaic systems using fuzzy logic and artificial neural networks. IEEE Power Energy Soc Gen Meet, 2011, pp 1–9.
- [97] Jinbang X, Shen A, Yang C, Rao W, Yang X. ANN based on IncCond algorithm for MPP tracker. In: IEEE sixth international conference on bio-inspired computing: theories and applications (BIC-TA), 2011, pp 129-134.