

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE DE M'SILA
FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME
D'INGENIEUR D'ETAT EN GENIE ELECTROTECHNIQUE

OPTION: ELECTROMECHANIQUE

THEME

***Modélisation et optimisation du système
photovoltaïque***

Proposé et dirigé par :

Monsieur: **NOURI Hamou**

Présenté par :

**ABDOUNE Abderrazak
BELHOUCHE Adel
KARAOUI Ridha**

Année Universitaire : 2011 / 2012

Remerciements

Sommaire

*Introduction
générale*

L'intense industrialisation des dernières décennies et la multiplication des appareils domestiques électriques ont conduit à des besoins planétaires en énergie électrique considérables. Face à cette demande, toujours croissante de nos jours, les pays industrialisés ont massivement fait appel aux centrales nucléaires. Cette source d'énergie présente l'avantage indéniable de ne pas engendrer de pollution atmosphérique contrairement aux centrales thermiques, mais le risque d'accident nucléaire, le traitement et l'enfouissement des déchets sont des problèmes bien réels qui rendent cette énergie peu attractive pour les générations futures. Face à ces problèmes, et de façon à limiter l'emploi de centrales nucléaires, certains pays, aidés par la déréglementation, se sont tournés vers de nouvelles formes d'énergie dites « renouvelables » faisant appel, de façon directe ou indirecte, à l'énergie solaire.

La performance d'un système PV dépend fortement des conditions météorologiques, telles que le rayonnement solaire, la température et la vitesse du vent. Pour fournir l'énergie continuellement durant toute l'année, un système PV doit donc être correctement dimensionné. Ce qui exige une étude assez rigoureuse dans le but de faire le meilleur choix, le plus performant et au moindre coût. Mais les informations fournies par les constructeurs d'équipements photovoltaïques ne permettent que de dimensionner approximativement le système PV.

Les cellules solaires sont généralement associées en série et en parallèle, puis encapsulées sous verre pour obtenir un module photovoltaïque. Un générateur PV est constitué de modules interconnectés pour former une unité produisant une puissance continue élevée compatible avec le matériel électrique usuel. Les modules PV sont habituellement branchés en série-parallèle pour augmenter la tension et l'intensité à la sortie du générateur. Les modules interconnectés sont montés sur des supports métalliques et inclinés suivant l'angle désiré en fonction du lieu, cet ensemble est souvent désigné par champ de modules.

L'objectif principal de cette étude est de simuler les performances d'une seule composante du système PV, à savoir le générateur PV. C'est l'élément le plus onéreux et le plus sensible aux conditions climatiques sur le site. Les méthodes d'optimisation du générateur PV sont d'une grande utilité pour les fabricants n'ayant pas des informations détaillées sur les futurs sites d'implémentation de leurs produits. Pour réaliser notre objectif, nous avons établi un modèle simple et fiable, avec une précision acceptable pour prévoir les

performances d'un générateur PV dans les conditions climatiques de nos pays. Ce modèle est validé par des données obtenues par des chercheurs et des experts dans le domaine.

Ce mémoire présente ainsi un système photovoltaïque autonome et une source de stockage efficace. Le chapitre un est consacré à une analyse globale des différentes sources d'énergie renouvelables.

Dans le chapitre deux, nous rappellerons le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque et présenterons les différents facteurs pouvant affecter son fonctionnement.

Le chapitre trois est consacré aux différentes sources de stockage d'énergie, la conception et la mise au point d'un système photovoltaïque autonome avec stockage. A travers ce chapitre, nous montrerons l'autonomie du système grâce à un bon dimensionnement du stockage et montrer les limites des batteries face à de fortes sollicitations de puissance. Le type de stockage généralement utilise dans ce système est la batterie au plomb. La maturité dont cette technologie fait preuve et son faible coût sont les raison principales.

Le quatrième chapitre est consacré à la modélisation de chaque élément constitue le système et la simulation numérique pour déterminer les différents paramètres du système photovoltaïque.

Finalement, nous terminerons ce manuscrit par les conclusions générales et quelques perspectives pour des travaux futurs dans ce domaine.

Chapitre I

*Généralités sur les énergies
renouvelables*

I.1 Introduction

L'exploitation des énergies naturelles et renouvelables que procurent le soleil, le vent [1-3], l'eau en mouvement, la terre et la biomasse contribue à améliorer la durabilité de notre production énergétique en plus d'aboutir à des avantages sur le plan de l'environnement et de la santé humaine. Tout en étant renouvelables pour les futures générations, ces formes d'énergie n'entraînent aucune augmentation des niveaux de dioxyde de carbone ou d'autres agents polluants dans l'atmosphère terrestre.

Les énergies renouvelables sont les énergies naturelles qui se renouvellent à l'échelle humaine: le soleil, le vent, l'air et l'énergie thermique du sol, sont des énergies naturelles et disponibles à souhait. En parallèle, l'énergie des marées, l'énergie obtenue par hydro-accumulation (barrages hydrauliques) sont des énergies également renouvelables par les cycles naturels. Autre caractéristique de l'énergie renouvelable, c'est qu'elle ne produit pas de déchets et de pollution.

Par comparaison, même si elles sont renouvelables à l'échelle de millions d'années, les énergies fossiles comme le charbon, le pétrole et le gaz sont des énergies du sol mais non considérées renouvelables à l'échelle humaine. Depuis plus de cent ans, leurs ressources se raréfient de plus en plus alors que notre mode de consommation s'est établi avec ses énergies. Pour le bâtiment, les énergies renouvelables sont le solaire thermique: pose de panneaux solaires plans ou sous vide. Le solaire photovoltaïque: captation de l'énergie solaire via des cellules de silicium transformant le rayonnement solaire en électricité. La géothermie: Captant l'énergie de la terre ou de l'air via une pompe à chaleur qui transforme et amplifie la chaleur captée et naturelle. Le bois énergie: utilisation de la biomasse naturelle du bois et de ses dérivés tels pellets pour le chauffage des constructions (le CO₂ dégagé compensant d'une manière quasi neutre le CO₂ capté durant la vie de l'élément bois). L'éolien: captage de l'énergie motrice du vent pour la transformer via un alternateur en électricité verte!

Les technologies d'énergies renouvelables représentent l'un des marchés avec le taux de croissance le plus rapide au monde actuellement. Les scientifiques à la fine pointe de la technologie se concentrent sur la recherche et le développement de technologies innovatrices faisant appel à l'énergie éolienne, l'énergie solaire thermique, l'énergie solaire photovoltaïque, l'énergie terrestre et la bioénergie afin de répondre aux besoins en matière de production d'électricité, de chauffage et de climatisation.

I.2 Programme Algérien de Développement des Energies Nouvelles et Renouvelables

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable. Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22 000 MW entre 2011 et 2030 dont 12 000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10 000 MW à l'exportation. L'exportation de l'électricité est toutefois conditionnée par l'existence d'une garantie d'achat à long terme, de partenaires fiables et de financements extérieurs.

À la faveur de ce programme, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétique et économique menées par l'Algérie : d'ici 2030, environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable. En effet, l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir du solaire photovoltaïque et du solaire thermique qui seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance.

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Comparativement, les potentiels en éolien, en biomasse, en géothermie et en hydroélectricité sont beaucoup moins importants. Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse et en géothermie.

Le programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique est développé en cinq thèmes :

- ✓ les capacités à installer par domaine d'activité énergétique ;
- ✓ le programme d'efficacité énergétique ;
- ✓ les capacités industrielles à développer pour accompagner le programme ;
- ✓ la recherche et développement ;

- ✓ les mesures incitatives et règlementaires.

Le programme inclut la réalisation, d'ici 2020, d'une soixantaine de centrales solaires photovoltaïques et solaires thermiques, de fermes éoliennes et de centrales hybrides. Les projets EnR de production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en trois étapes :

- ✚ une première étape, entre 2011 et 2013, sera consacrée à la réalisation de projets pilotes pour tester les différentes technologies disponibles ;
- ✚ la seconde étape, en 2014 et 2015, sera marquée par le début du déploiement du programme ;
- ✚ la dernière étape, de 2016 à 2020, sera celle du déploiement à grande échelle.

Ces étapes consacrent la stratégie de l'Algérie qui vise à développer une véritable industrie du solaire associée à un programme de formation et de capitalisation qui permettra, à terme, d'employer le génie local algérien et d'asseoir un savoir-faire efficient, notamment en matière d'engineering et de management de projets. Le programme EnR, pour les besoins d'électricité du marché national, permettra la création de plusieurs milliers d'emplois directs et indirects.

Aujourd'hui, les besoins énergétiques de l'Algérie sont satisfaits, presque exclusivement, par les hydrocarbures, notamment le gaz naturel, énergie la plus disponible. Il n'est donc fait appel aux autres formes d'énergie que lorsque le gaz ne peut pas être utilisé. A long terme, la reconduction du modèle national de consommation énergétique actuel peut rendre problématique l'équilibre offre-demande pour cette source d'énergie. Les niveaux des besoins en gaz naturel du marché national seraient de l'ordre de 45 milliards de m³ en 2020 et 55 milliards de m³ en 2030. A ces besoins s'ajoutent les volumes dédiés à l'exportation dont les revenus contribuent au financement de l'économie nationale.

De même, la production d'électricité devrait se situer entre 75 à 80 TWh en 2020 et entre 130 à 150 TWh en 2030. L'intégration massive du renouvelable dans le mix énergétique constitue en ce sens un enjeu majeur en vue de préserver les ressources fossiles, de diversifier les filières de production de l'électricité et de contribuer au développement durable. Toutes ces considérations justifient la forte intégration, dès aujourd'hui, des énergies renouvelables dans la stratégie d'offre énergétique à long terme, tout en accordant un rôle important aux économies d'énergie et à l'efficacité énergétique. Ce dernier volet permet, à travers une bonne

maîtrise du rythme de croissance de la demande, une meilleure planification des investissements nécessaires à la satisfaction des besoins énergétiques. Le programme d'efficacité énergétique consiste, principalement, en la réalisation des actions suivantes :

- l'amélioration de l'isolation thermique des bâtiments ;
- le développement du chauffe-eau solaire ;
- la généralisation de l'utilisation des lampes à basse consommation ;
- la substitution de la totalité du parc de lampes à mercure par des lampes à sodium ;
- la promotion du GPL/C et du GN/C ;
- la promotion de la cogénération ;
- la conversion au cycle combiné des centrales électriques quand cela est possible ;
- la réalisation de projets de climatisation au solaire ;
- le dessalement des eaux saumâtres.

La répartition de la puissance installée par application est donnée par le tableau 1.1 suivant [4]:

Application	Puissance installée (KW)	Pourcentage
Electrification	1353	58 %
Télécommunication	498	21 %
Pompage	288	12 %
Eclairage public	48	2 %
Autres	166	7 %

Tableau 1.1 Répartition des puissances installées

Les valeurs numériques sont rapportées dans la figure (1.1).

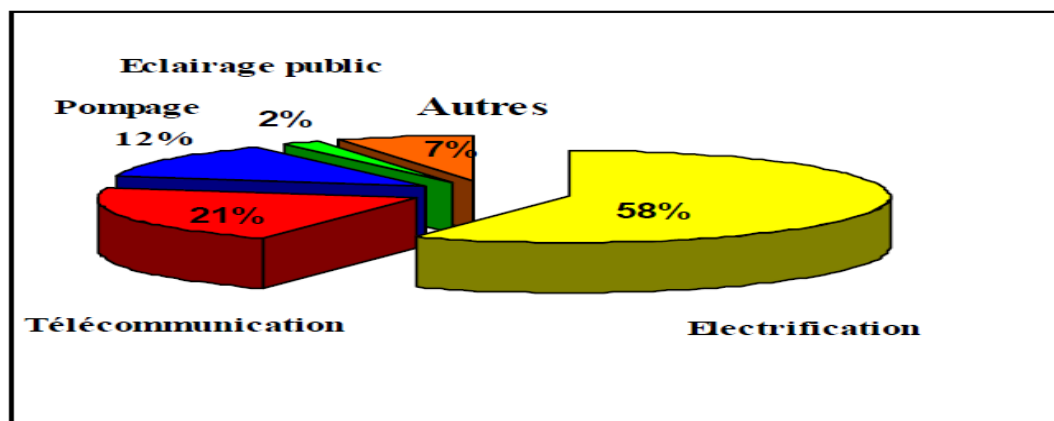


Figure 1.1 : Répartition des usages de la filière ER en Algérie

Le programme de développement des énergies renouvelables revêt un caractère national et touche la majorité des secteurs d'activités. Sa mise en œuvre, placée sous l'égide du ministère de l'énergie et des mines, est ouverte aux opérateurs publics et privés. La volonté des pouvoirs publics de promouvoir les EnR se traduit, par ailleurs, par la mise en place d'un commissariat aux énergies renouvelables qui a la charge de coordonner l'effort national en la matière.

Le tableau 1.2 donne plus de détails sur le développement des différentes sources énergétiques au monde.

La tendance de l'utilisation mondiale des Sources d'énergie (1995-2005)	
Source d'énergie	Taux annuel de croissance (%)
Eolienne	28,6
Solaire Photovoltaïque	26,2
Géothermique	3,1
Hydroélectrique	1,6
Pétrole	1,7
Gaz Naturel	2,5
Nucléaire	1,8
Charbon	2,5

Tableau 1.2: Utilisation mondiale des Sources d'énergie [5, 6].

I.3 L'énergie éolienne

C'est un principe vieux comme les moulins à vent. Le vent fait tourner les pales qui sont elles-mêmes couplées à un rotor et à une génératrice [6,7]. Lorsque le vent est suffisamment fort (15 km/h minimum), les pales tournent et entraînent la génératrice qui produit de l'électricité. C'est le même principe que celui de notre bonne dynamo de vélo.

Il existe deux grandes catégories d'éoliennes : les aérogénérateurs domestiques de faible puissance qui fournissent en électricité des sites isolés, pour des besoins individuels ou de petits réseaux collectifs ; et les éoliennes de grandes puissances raccordées aux réseaux nationaux, dont les plus grandes ont une puissance aujourd'hui de 2 500 kW (figure 1.2).

Le plus ancien modèle d'éolienne connu est le moulin persan, daté de 644 avant J.-C. C'était un bâtiment ouvert conduisant l'air sur le côté d'une turbine verticale dont les aubes étaient constituées de gros ballots. La meule à grain, entraînée directement, se trouvait au-dessous (Figure 1.3).



Figure 1.2 : Parc éolienne [8].



Figure 1.3: Moulin à vent de Woluwé-St-L.

Les différents éléments d'une éolienne sont représentés sur la figure (1.4) suivantes :

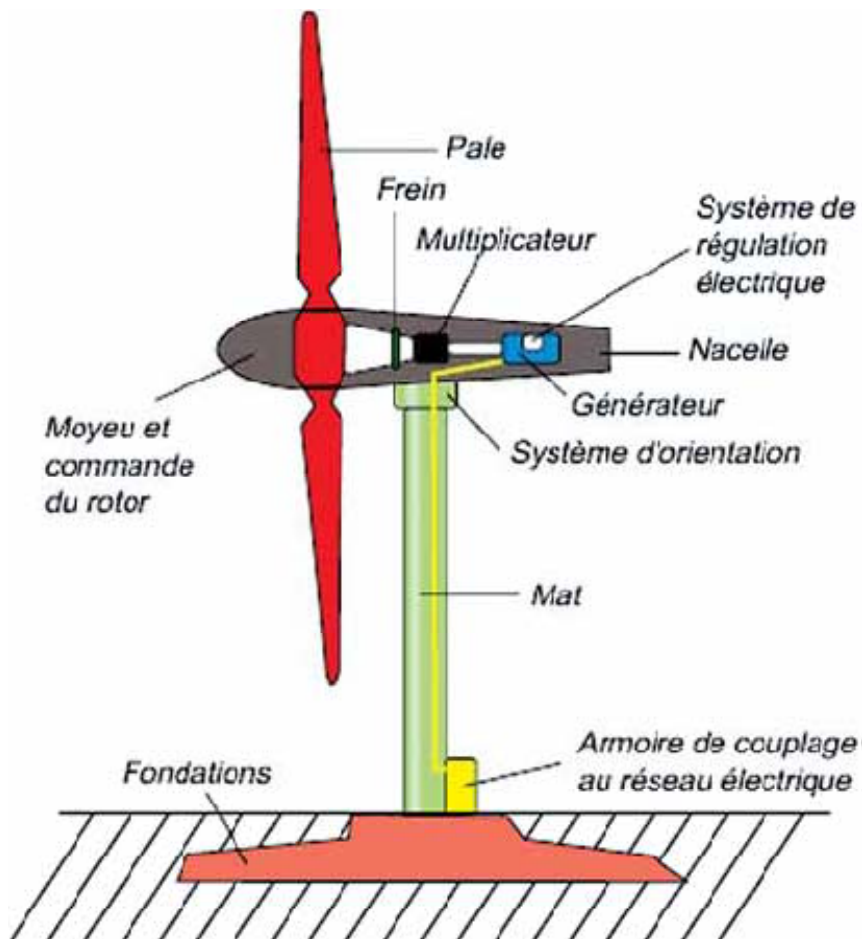


Figure 1.4 : Représentation schématique d'une éolienne

1.3.1 Principe de fonctionnement d'une éolienne

Le principe de fonctionnement simplifié est représenté sur la figure (1.5) suivante :

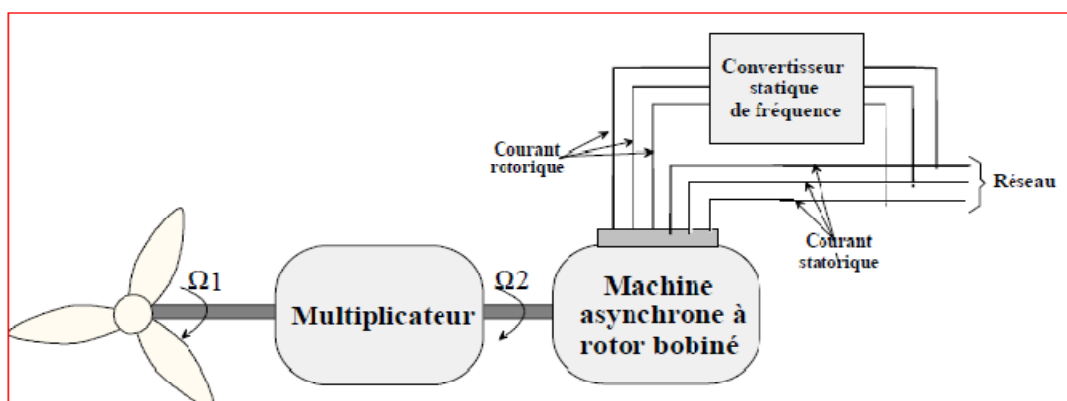


Figure 1.5 : Principe de fonctionnement et conversion de l'énergie.

I.3.2 Potentiel éolien de l'Algérie

Le potentiel éolien diverge selon la situation géographique (figure 1.6). Ainsi au nord du pays, le potentiel éolien se caractérise par une vitesse moyenne des vents modérée (1 à 4 m/s) avec des microclimats autour d'Oran, Annaba, sur les hauts plateaux et à Biskra. Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau particulièrement sur les Hauts Plateaux. Au Sud, la vitesse moyenne des vents dépasse les 4m/s, plus particulièrement au sud-ouest, avec des vents qui dépassent les 6m/s dans la région d'Adrar [9].

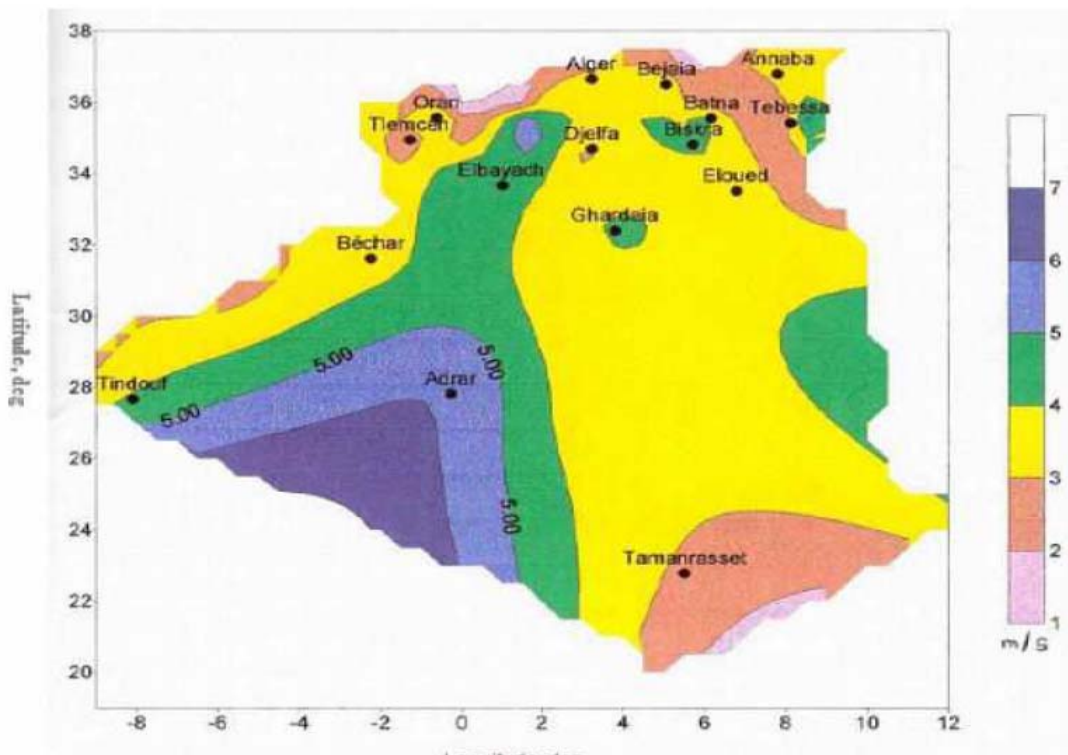


Figure 1.6 : Carte du vent en Algérie [9]

II.4 L'énergie hydraulique

Son principe ressemble à celui de l'éolienne. Simplement, ce n'est plus le vent mais l'énergie mécanique de l'eau qui entraîne la roue d'une turbine qui à son tour entraîne un alternateur (figures 1.7 – 1.9). Ce dernier transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. La puissance disponible dépend de deux facteurs : la hauteur de la chute d'eau et le débit de l'eau.

Deux types de solutions sont possibles, selon la configuration du site :

- Sur les grands fleuves ou au bas des montagnes, on construit un barrage. Il retient l'eau (c'est le fameux lac de barrage, comme à Serre-Ponçon crée une chute d'eau artificielle. L'eau s'engouffre au bas du barrage, passe dans une sorte de galerie au bout de laquelle se situent les turbines. Le passage de l'eau fait tourner les hélices qui entraînent un alternateur. C'est ce dernier qui produit le courant.
- Sur les petites rivières, on met en place des microcentrales qui ne barrent pas le cours d'eau : un petit canal est construit, où une partie de l'eau s'engouffre et va faire tourner les turbines de la centrale au fil de l'eau.



Figure 1.7 : Barrage de Rochemaure sur le Rhône © M. Morceau/Médiathèque EDF



Figure 1.8 : Centrale hydroélectrique au fil de l'eau (Source RW DGRNE)

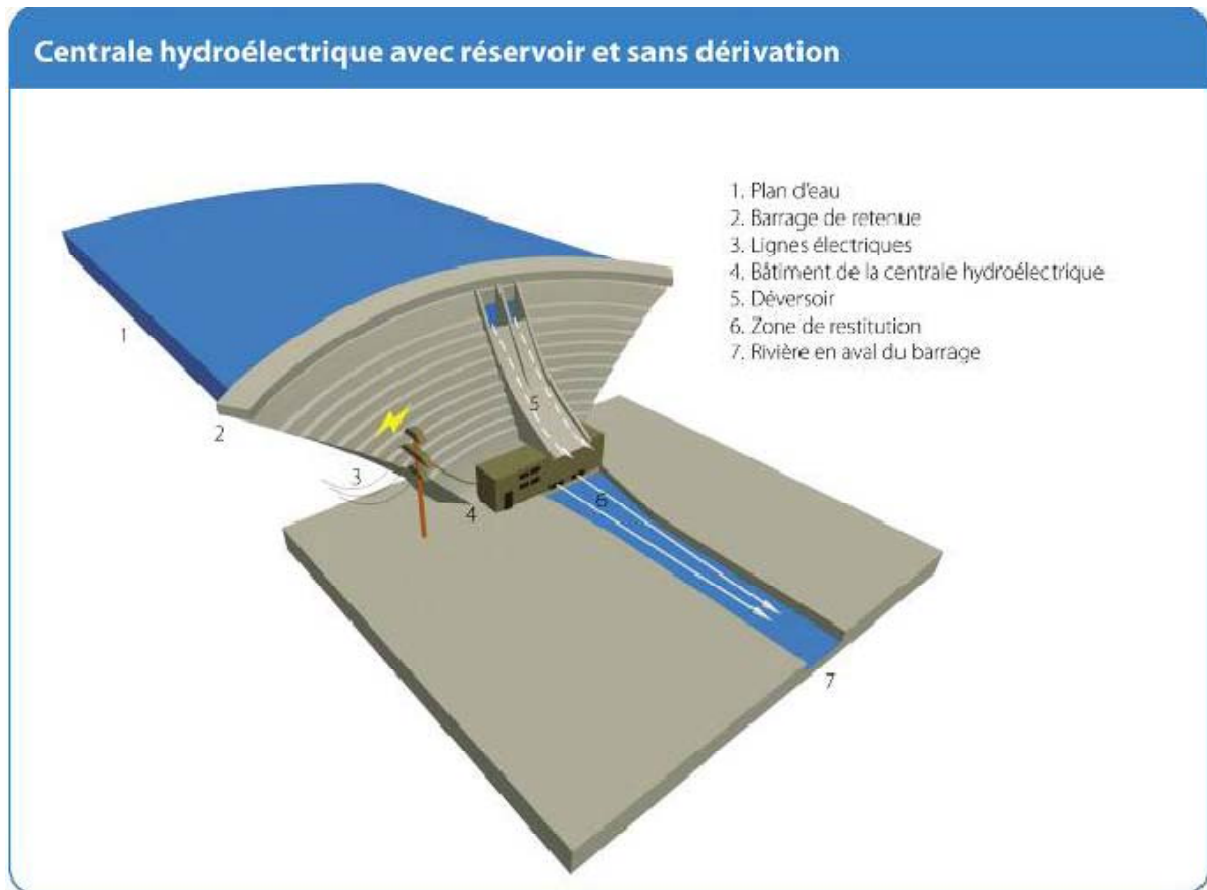


Figure 1.9 : Centrale hydroélectrique avec réservoir d'accumulation
(Source RW DGRNE)

I.5 L'énergie solaire

Il existe deux types d'énergie solaire : le photovoltaïque (figure 1.10) et le solaire thermique. Décrit par le physicien français Antoine Becquerel (le grand-père du découvreur de la radioactivité), l'effet photovoltaïque est simple dans son principe. Les panneaux solaires se composent de photopiles constituées de silicium, un matériau semi-conducteur qui abrite donc des électrons. Excités par les rayons du soleil, les électrons entrent en mouvement et produisent de l'électricité.

I.5.1 Principe de fonctionnement

Les cellules photovoltaïques produisent du courant continu à partir du rayonnement solaire. Les panneaux sont connectés à un onduleur qui transforme le courant continu en courant alternatif 230 V. Cet onduleur est raccordé au réseau électrique de la maison : l'électricité photovoltaïque est directement utilisée ou non. Les installations solaires photovoltaïques peuvent être de deux types :

- ◆ autonomes, il faut alors prévoir un système de stockage ou un générateur d'appoint ; autonomie réelle
- ◆ raccordées au réseau, il est alors possible de prendre de l'électricité sur le réseau quand la production est inférieure à la consommation et d'en injecter quand elle est supérieure à la consommation : autonomie fictive

L'énergie solaire photovoltaïque est surtout utilisée pour la fourniture d'électricité dans les sites isolés : électrification rurale et pompage de l'eau (50%), télécommunications et signalisation (40%), applications domestiques (10%).

À la différence du solaire photovoltaïque, le solaire thermique ne produit pas d'électricité mais de la chaleur. Grâce à de grands panneaux sombres dans lesquels circulent de l'eau, on récupère la chaleur du soleil pour chauffer l'eau. Cela permet notamment d'alimenter des chauffe-eau solaires.

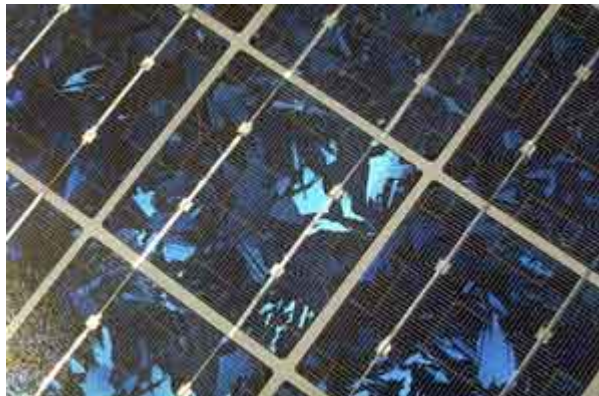


Figure 1.10 : Panneau photovoltaïque © L. Rothan/Médiathèque EDF

I.5.2 Potentiel solaire de l'Algérie

Part sa situation privilégiée, l'Algérie dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen. La durée moyenne d'ensoleillement du territoire algérien dépasse les 2000 heures annuelles, pour atteindre près de 3500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara. Le total d'énergie reçue est estimé à 169 400 TWh/an, soit 5000 fois la consommation d'électricité annuelle du pays [9] (voir tableau 1.3 suivant et figure 1.11).

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Tableau 1.3 : Variation de l'ensoleillement en Algérie

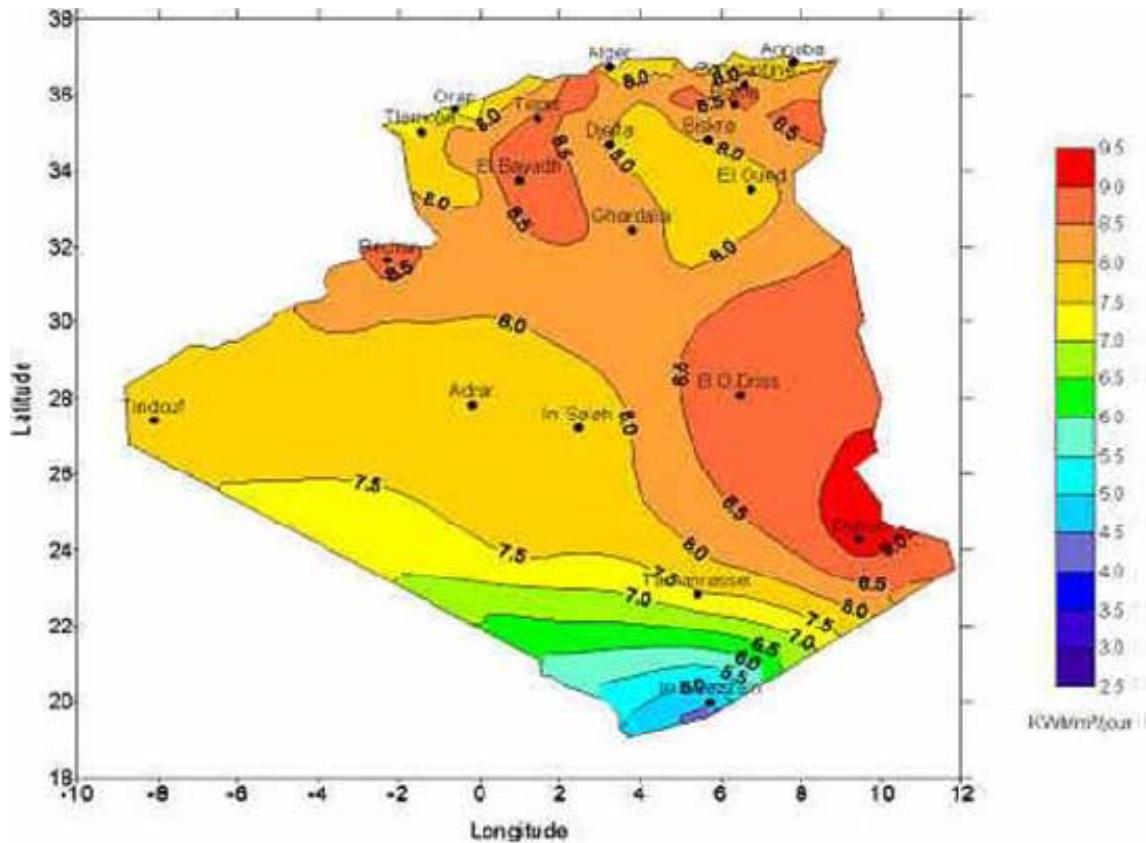


Figure 1.11 : Carte de l'irradiation en Algérie (mois de juillet) [9]

II.6 La biomasse

Bio = vivant, Masse = matière, la biomasse est de la matière issue du vivant. Elle est définie par l'Union européenne comme « la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture (comprenant les substances végétales et animales), de la sylviculture et des industries connexes, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux ».

La biomasse est le produit de la photosynthèse des végétaux. Cette réaction photochimique transforme et stocke l'énergie solaire sous forme d'énergie chimique. Cette transformation peut atteindre une efficacité maximum de 5%, mais dans les conditions typiques de nos régions, la limite se situe plutôt aux alentours de 0,6%. Il faut cependant garder à l'esprit que, outre les filières alimentaires, la valorisation sous forme d'énergie n'est pas la seule utilisation possible de la biomasse. Pour des applications énergétiques, la biomasse est transformée en un combustible ou un carburant.

Ce terme générique désigne, en fait, toute matière d'origine organique. Dès lors, les utilisations énergétiques de la biomasse recouvrent un grand nombre de techniques. Globalement, on peut utiliser la biomasse de trois façons différentes : en la brûlant, en la faisant pourrir ou en la transformant chimiquement. La brûler (figure 1.12), c'est s'en servir comme d'un combustible de chaudière. On utilise aussi bien des déchets de bois, de récoltes que certains déchets, comme les ordures ménagères, les déchets industriels banals ou certains résidus agricoles.



Figure 1.12 : Brûleur de la centrale à bagasse (résidu de la canne à sucre) à Bois Rouge sur l'île de la Réunion © V. Paul/Médiathèque EDF/Graphix

En se décomposant, sous l'effet des bactéries, certains déchets putrescibles (comme certaines boues de stations d'épuration des eaux usées ou la fraction organique des déchets ménagers, les épluchures par exemple) produisent du biogaz. Ce mélange de gaz est en majorité composé de méthane, utilisable, une fois épuré, pour alimenter, lui aussi, des chaudières ou des véhicules fonctionnant au GNV (Gaz Naturel Véhicule).

Enfin, certaines cultures, comme le colza, les betteraves ou certaines céréales, telles que le blé, peuvent être transformés en biocarburant (figure 1.13). L'huile de colza transformée est un excellent substitut au gazole. Alors que la transformation chimique des céréales ou de la betterave peut fournir de l'ETBE, un additif qui, ajouté à l'essence, permet de réduire certaines émissions polluantes de nos voitures.

De récentes crises ont relancé l'intérêt pour la biomasse (figure 1.14) ; des gazogènes gazéifiant du bois ont équipé de nombreux véhicules quand le pétrole a manqué durant les deux guerres mondiales. Les deux dernières grandes crises pétrolières ont relancés l'usage du bois de chauffage.



Figure 1.13 : Champ de tournesol

Depuis le sommet de la terre de Rio, c'est l'objectif de développement durable, puis avec Kyoto celui de lutter contre le dérèglement climatique qui entretient ou renouvelle cet intérêt. En 2007, selon la FAO, 53 % du bois coupé dans le monde l'était pour le chauffage. De manière plus détaillée, ce taux était de 8 % en Amérique du Nord, 21 % en Europe, 53 % en Amérique du sud, 77 % en Asie et 90 % en Afrique).



Figure 1.14 : Turbine à vapeur à biomasse de 5 MW de puissance électrique. Entreprise Blohm et Voss, Allemagne

II.7 La géothermie

Dans certaines roches et à certaines profondeurs circule de l'énergie, sous forme de vapeur et d'eaux chaudes (figure 1.15). Ces eaux puisées à leur source ou récupérées lorsqu'elles surgissent des geysers, sont collectées puis distribuées pour alimenter des réseaux de chauffage urbains. La Maison de la Radio, à Paris, est ainsi chauffée. Mais dans certaines conditions, d'autres utilisations sont également possibles. Sur le bien nommé site de Bouillante, en Guadeloupe, une centrale de production d'électricité géothermique a été construite. Un forage permet de récupérer l'eau chaude (à 160°C) ainsi que de la vapeur. Grâce à ces grandes quantités de vapeur, l'on fait tourner des générateurs qui alimentent le réseau électrique guadeloupéen.

Exploitation de la chaleur contenue dans la croûte terrestre et dans les couches superficielles de la terre telle est la définition du fonctionnement de la géothermie. Ainsi pour comprendre le principe, il faut distinguer ses deux formes essentielles : la géothermie de surface et la géothermie profonde.

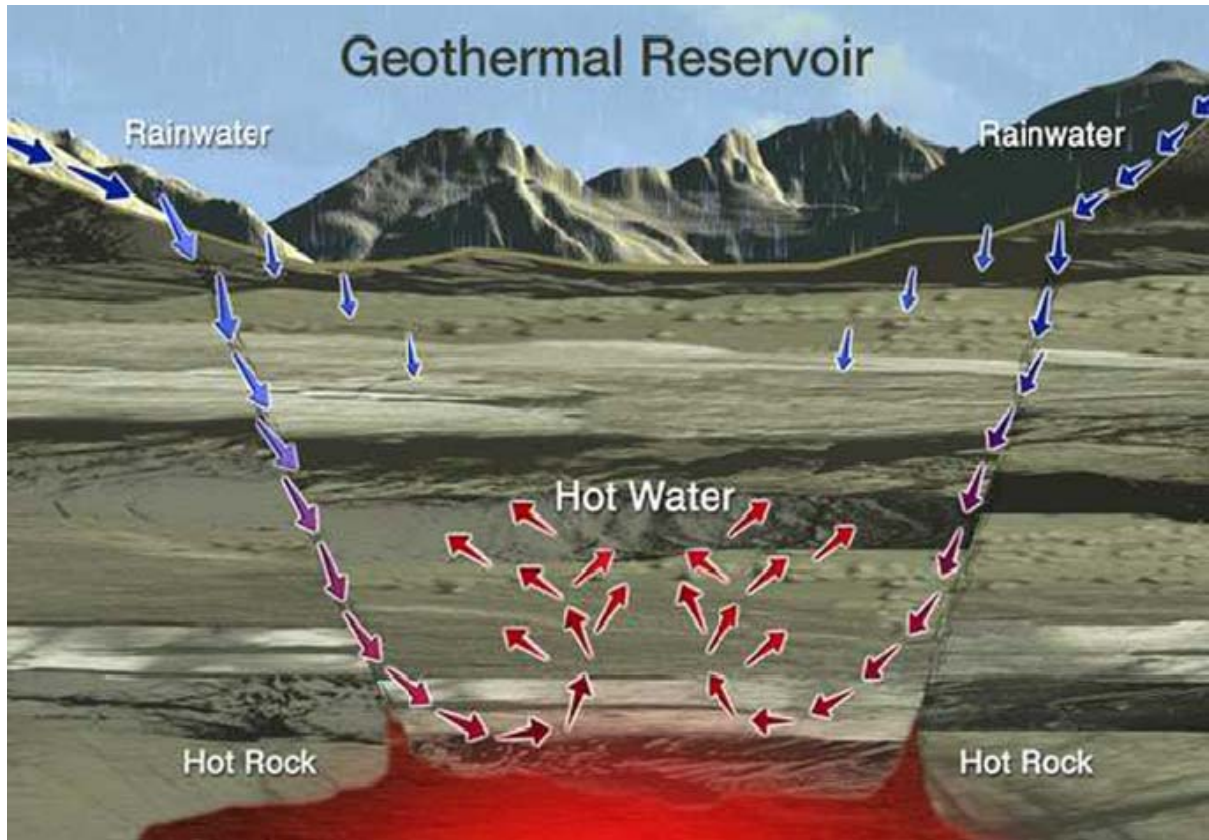


Figure 1.15 : Modèle de fonctionnement d'un réservoir géothermique haute température (> 170°C) utilisé pour la production de vapeur

En premier lieu, le fonctionnement de la géothermie de surface repose sur l'exploitation et la récupération de la chaleur en hiver et de la fraîcheur en été dans la couche superficielle du sol. Cette énergie géothermique de surface est exploitée facilement pour des besoins individuels à la maison en utilisant l'inertie thermique du sol. - En second lieu, le fonctionnement de la géothermie profonde consiste à capter la chaleur de la croûte terrestre pour produire du chauffage en récupérant l'eau circulant dans des couches géologiques jusqu'à plusieurs milliers de mètres de profondeur. Cette énergie géothermique profonde se transporte difficilement, son utilisation doit être effectuée sur place.

Le chauffage géothermique fait partie des systèmes de chauffage haut de gamme du point de vue du confort. Dans une maison, des zones de confort peuvent être définies en regroupant des pièces selon leur destination, en fonction des modes de vie de chacun. Les fabricants de produits géothermiques présentés sur le site de Xpair.com bénéficient de nombreuses certifications qui vous garantissent une qualité absolue.

I.8 Avantages et inconvénients des énergies renouvelables

Les avantages et inconvénients des énergies renouvelables sont résumés dans le tableau 1.4 suivant :

Énergie	Avantages	Inconvénients	Production de 1000 MWe pendant 1 an
Hydraulique	<ul style="list-style-type: none"> • potentiel de développement important • outils de régulation des cours d'eau • pas de pollution ni de rejet de gaz à effet de serre • technologie maîtrisée • adaptation fine à la demande du réseau possible 	<ul style="list-style-type: none"> • limité géographiquement • investissement de départ élevé <ul style="list-style-type: none"> • aspect environnemental (destruction d'habitats, modification des cours d'eau...) 	12 barrages de type Serre-Ponçon (plus grand barrage d'Europe)
Marémotrice	<ul style="list-style-type: none"> • pas de pollution ni de rejet de gaz à effet de serre • technologie maîtrisée 	<ul style="list-style-type: none"> • peu de sites adéquats • disponibilité liée au cycle de la marée (<25%) • aspect environnemental 	18 usines identiques à celle de la Rance
Solaire photovoltaïque	<ul style="list-style-type: none"> • potentiel de développement important • fiabilité et modularité • pas de pollution ni de rejet de gaz à effet de serre en fonctionnement 	<ul style="list-style-type: none"> • surface occupée importante • rendement faible • stockage de l'énergie nécessaire • fabrication coûteuse 	surface de 70 à 100 km ² suivant le site (Europe)
Eolienne	<ul style="list-style-type: none"> • pas de pollution ni de rejet de gaz à effet de serre • technologie maîtrisée 	<ul style="list-style-type: none"> • surface occupée importante • sites terrestres limités • grande variabilité de la ressource • impact visuel, sonore et sur le milieu biologique (oiseaux) 	5 600 éoliennes de 600 kW (disponibilité de 30%) soit environ 560 km d'éolienne

Tableau 1.4 : Avantages et inconvénients des énergies renouvelables

I.9 Conclusion

Une approche globale et intelligente des problèmes énergétiques dans l'habitat devrait commencer par l'optimisation des consommations, ceci se réalise par une conception architecturale bioclimatique accompagnée par des équipements ménagers économes. Une fois les consommations diminuées (mais pas le confort), on peut envisager d'investir dans des systèmes de production d'énergie, qui seront des capteurs solaires thermiques pour le chauffage et l'E.C.S et des photopiles ou une éolienne pour l'électricité.

Enfin, il faut tordre le coup à une idée reçue qui voudrait que l'énergie solaire soit valable dans le sud mais d'aucun intérêt dans le nord, c'est faux, totalement faux et c'est même l'inverse qui est vrai. Sans entrer dans des calculs complexes, nous pouvons exprimer les faits suivants : Le nombre d'heures d'ensoleillement est plus élevé dans le sud que dans le nord ce qui fait que vous pourrez par exemple couvrir 70% de vos besoins en chauffage dans le sud alors que dans le nord vous ne couvrirez que 40% de vos besoins, mais les besoins sont eux complètement différents. Là où il faut de 6 à 8 mois de chauffage dans le nord, il n'en faut que 2 à 3 mois dans le sud. La quantité d'énergie que vous économisez dans le nord est donc de 40% d'une longue période de chauffage, ce qui représente plus que les 70% d'une petite période de chauffage que vous économisez dans le sud. Il ne faut pas perdre de vue que l'on cherche à économiser de l'énergie et non à mettre en place une installation qui couvre la totalité des besoins.

Chapitre II

*Fonctionnement et
optimisation des systèmes
photovoltaïque*

II.1 Introduction

L'énergie solaire est l'une des plus importantes formes d'énergies renouvelables, et devient de nettement plus en encore plus crucial en tant que ressource au sein de notre monde en mutation. Des scientifiques estiment que si nous exploitons seulement 0,02% de l'énergie solaire dont nous disposons chaque année, il produira suffisamment d'électricité pour remplacer complètement des combustibles fossiles et l'énergie nucléaire.

Alors comment pouvons-nous exploiter cette ressource incroyable? La réponse réside au sein de l'énergie photovoltaïque. Les panneaux photovoltaïques (également connu sous le terme panneaux PV) convertissent des rayons du soleil en électricité utilisable qui peut alimenter des maisons et les appareils.

La production d'électricité photovoltaïque grâce à de multiples œuvres sur l'appareil même principe qu'une batterie ou une prise électrique standard, comme il s'agit incité à alors que la libre circulation des électrons à travers un circuit. Lorsqu'alors que la lumière du soleil frappe un panneau photovoltaïque, les listes des photons de des rayons du soleil sont absorbées par les couches pour matériau semi-conducteur (comme un silicium) dans des cellules du panneau. L'ensemble des photons ensuite signifiant transmettre leur énergie aux électrons, ce qui provoque la listes des électrons d'être libéré. Cela libère des électrons signifiant se déplacer test travers notre matériau, les soins de production d'électricité comme ils vont. Nettement plus l'intensité signifiant la lumière, nettement plus les électrons peuvent se déplacer, et donc nettement plus le courant généré.

II.2 Histoire du photovoltaïque

«Photovoltaïque» Ce mot tire son nom du grec «phos», qui signifie lumière, et «voltaïque» à partir du 19e siècle un physicien découvre le processus de création qui prend place pour tension du rayonnement solaire (connu sous le nom pour l'effet photovoltaïque) a d'abord été reconnu par Alexandre-Edmond Becquerel en 1839. Beaucoup pour personnes différentes expériences avec ce processus au cours du prochain siècle, mais ce n'est qu'en 1954 que plusieurs scientifiques travaillant pour l'ensemble des laboratoires et a inventé la première cellule photovoltaïque.

Les soins de technologie derrière ce dispositif n'a cessé qui remplace progresser depuis, et a été utilisé sur tout, des centaines satellites à des milliers calculateurs. Des mérites des soins de technologie photovoltaïque n'ont pas toujours été universellement reconnus. En 1979, soucieux signifiant l'environnement Président Jimmy Carter a installé des panneaux solaires sur la Maison-Blanche, que pour eux d'être démolie en 1986 par son successeur, l'appareil changement climatique arc-sceptique Ronald Reagan.

On compte en décembre 2006 plus de 150 centrales photovoltaïques de puissance supérieure à 750 kWc constituées de panneaux fixes au sol ou montés sur des grandes toitures ou encore montés sur des héliostats (cellules à concentration). On en compte plus de 80 en Allemagne, plus de 30 aux USA, 14 en Espagne et 5 au Japon. La première de ce niveau en France a été inaugurée en décembre 2006 à La Réunion : 1 MWc délivrés par 8 500 m² de modules montés en toiture. La plus puissante en service est celle de « Solarpark Gut Erlasse» de 12 MW crête, constituée de 1500 panneaux solaires.

II.3 Cycle de vie

Un aspect qui doit être considéré est aussi celui de l'impact environnemental des installations photovoltaïques : en effet, le caractère renouvelable de la source primaire exploitée ne suffit pas à conférer un caractère durable à une installation ou à une filière. Cet aspect est naturellement étudié avec attention aujourd'hui par différentes analyses de cycles de vie. Nous ne traitons ici que de la composante purement photovoltaïque de l'installation.

Un premier aspect à évaluer est justement le bilan énergétique car on sait que les procédés de fabrication des technologies les plus utilisées à ce jour sont gourmands en énergie. Si ces bilans sont particuliers à chaque produit, on peut donner quelques ordres de grandeurs actuels. Pour le photovoltaïque au silicium cristallin massif, on investit une énergie de l'ordre 5 MWh d'électricité par kWc, dont 60 % pour le lingot de silicium, 20 % pour l'élaboration des cellules et 20 % pour celle du module. Le temps de retour de cette énergie dépend naturellement du site : installé en France, il est inférieur à 3 années pour une installation connectée au réseau et du double pour une installation isolée dont la productivité énergétique est moindre. Comme la durée de vie des modules atteint 30 ans, avec une garantie supérieure à 15 ans, le bénéfice énergétique est très largement positif. Et les technologies en couches minces utilisant moins de matériaux, abaisseront ce temps de retour énergétique à moins d'une année. Et remarquons que, comme nous le montreront les exemples qui suivent, la

connexion au réseau assure une productivité énergétique des modules meilleure que celle des installations isolées ce qui divise quasiment par deux le temps de retour énergétique.

Un autre aspect est que la fabrication des matériaux et le fonctionnement des installations à énergies renouvelables sont indirectement émetteurs de CO₂ en mobilisant différentes formes d'énergies. On évalue que la filière photovoltaïque émet entre 50 g et 150 g de CO₂ par kWh d'électricité produite. À titre de comparaison ce chiffre est inférieur à 20 g pour l'éolien et supérieur à 800 g pour le gaz et le pétrole. Ainsi, pour une production énergétique donnée, la baisse d'émissions de gaz à effet de serre (GES) est très importante. De plus, il faut souligner que ce chiffre principalement lié à la fabrication est de fait pénalisé par la composition du bouquet énergétique global actuel, largement dominé par les hydrocarbures fossiles. Il baissera donc lorsque la part de renouvelable augmentera dans ce bouquet. À terme, on pourra en effet fabriquer ces dispositifs en recourant presque exclusivement aux énergies renouvelables : si le chemin est encore long, certaines usines l'affichent déjà.

II.4 Problématique des systèmes exploitant l'électricité photovoltaïque

Les systèmes solaires photovoltaïques présentent une problématique spécifique en terme de gestion de l'énergie qui impacte fortement les architectures et leur dimensionnement, ce qui est analysé dans ce paragraphe. Après avoir indiqué les principaux types d'applications exploitant cette énergie, raccordées au réseau électrique général ou autonomes, nous traitons quelques applications : les systèmes PV pour l'habitat, le pompage d'eau au fil du soleil, les véhicules solaires et la production d'hydrogène par électrolyse solaire.

II.4.1 Gestion de l'énergie dans les systèmes photovoltaïques

La valorisation des énergies renouvelables de flux à caractère intermittent pose un problème de gestion de l'énergie pour assurer la continuité du service et donc de stockage de l'énergie. Tel est le cas de l'énergie solaire disponible en tous lieux, mais avec une densité peu élevée et une production variable journalière et saisonnière. De plus, afin d'amortir efficacement un investissement coûteux, sa valorisation conduit à maximiser la production électrique du générateur photovoltaïque, indépendamment du besoin instantané des consommateurs, sauf priorité de sécurité naturellement. Cela introduit une problématique spécifique de gestion de l'énergie au sein d'architectures complexes couplant étroitement production, stockage et consommation (figure 2.1).

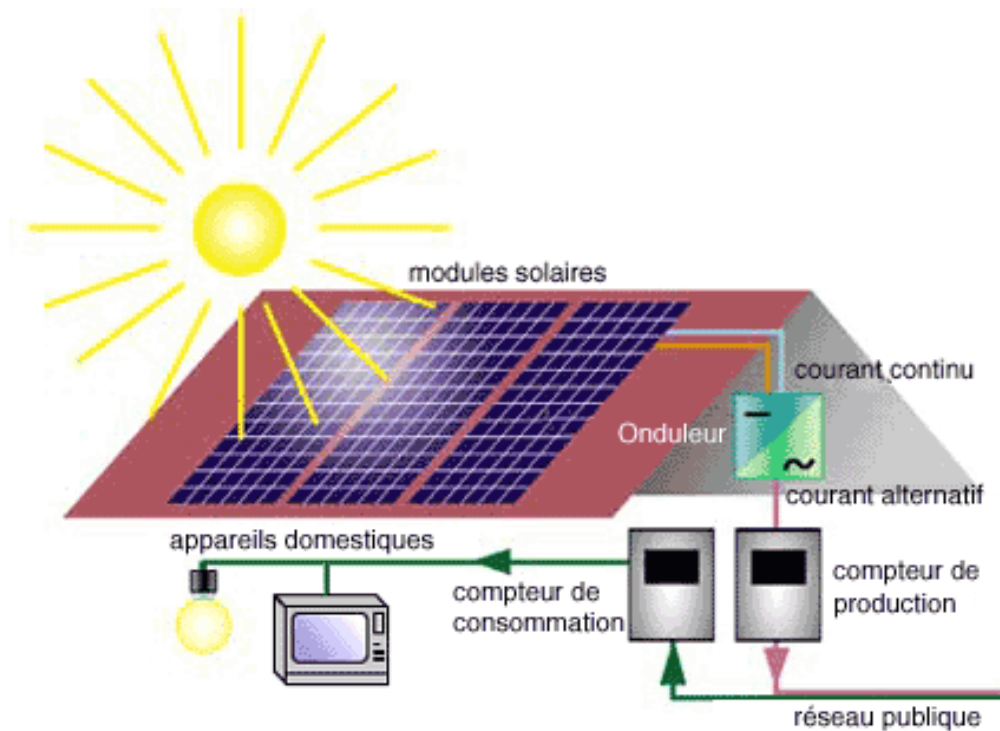


Figure 2.1 schéma simplifié du système photovoltaïque

Malgré les efforts consentis et les progrès importants réalisés, le stockage de l'énergie électrique présente encore pas mal de limitations : entretien et durée de vie des accumulateurs, gestion du stockage, faibles autonomies massiques pour les usages mobiles ou nomades, coût élevé des nouveaux composants les plus performants. Il est cependant incontournable pour les systèmes photovoltaïques autonomes isolés d'un réseau.

On peut éviter l'installation d'un stockage en mode connecté au réseau d'électricité, celui-ci assurant la continuité énergétique. On cherche dans la majorité des cas à couvrir au moins 40 % des besoins en électricité, mais des politiques incitatives récemment mises en place peuvent conduire à devenir surproducteur : c'est ainsi que le très fort développement du solaire photovoltaïque se fait actuellement par la voie décentralisée connectée au réseau, particulièrement en Allemagne et au Japon. Rappelons cependant, qu'au-delà d'un certain seuil de puissance cumulée de ces installations, il faudra se préoccuper de la stabilité du réseau électrique général. Cette contrainte imposera sans doute à terme le développement de moyens de stockage adaptés. Outre des stockages d'électricité locaux distribués ou centralisés, connectés au réseau, on envisage différentes voies qui consisteraient à produire,

avec l'électricité non consommée, des combustibles de synthèse tels que l'hydrogène obtenu par électrolyse d'eau.

Réciproquement, de tels systèmes décentralisés de production et/ou stockage peuvent apporter une réponse élégante au développement des besoins en énergie électrique qui se heurte à une difficulté croissante pour installer de nouvelles infrastructures de transport d'électricité sur de longues distances (lignes HT).

II.4.2 Typologie des applications photovoltaïques

La production et l'exploitation de l'énergie solaire photovoltaïque peut revêtir plusieurs formes pour une utilisation immédiate ou différée, stationnaire ou mobile, locale ou distante. Les applications sont donc extrêmement variées avec des puissances unitaires de quelques mW à plusieurs MW (figure 2.2). Etablir une typologie, en termes d'applications ou d'architectures, reste arbitraire car on observe aussi une forte continuité entre elles. On peut cependant distinguer quelques grands types de systèmes photovoltaïques.

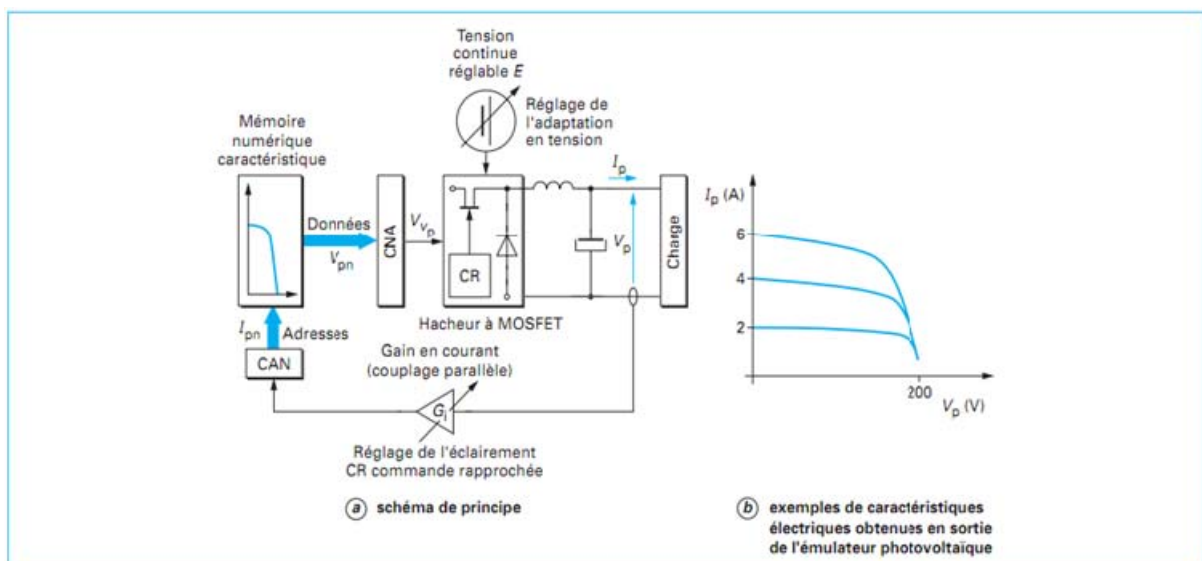


Figure 2.2: Émulateur photovoltaïque de puissance à caractéristique programmable architecturé autour d'un hacheur dévolteur et d'une mémoire numérique

II.5 Les différents Couplages

II.5.1 Les systèmes connectés au réseau électrique de distribution [10]

De nombreux pays développent de vastes programmes d'équipement de «toits solaires», non seulement sur les habitations individuelles, mais aussi sur les bâtiments tertiaires (façades ou couverture), dans le but de stimuler la demande et d'accélérer ainsi la baisse des coûts de fabrication encore élevés. L'aspect esthétique «high-tech» et porteur de message pour la préservation de l'environnement doit également y contribuer. Pour l'Europe entière, le rapport EPIA/Greenpeace a estimé une surface potentiellement disponible de 3630 km² pour une intégration aux bâtiments (maisons, bureaux et industries) soit 10 m² par habitant avec un potentiel énergétique annuel moyen de 1122 kWh/m². Certaines de ces installations constituent de véritables centrales : il en existe déjà plus de 50 de plus de 1 MWc connectées au réseau et intégrées à de grands bâtiments institutionnels ou sièges d'entreprises. Parmi les plus importantes, citons celles de l'usine Sharp de Kameyama de 5,21 MWc inaugurée en 2006, et celles de Bürstadt de 5 MWc ou la centrale Michelin Reifenwerke KGaA de 3,5 MWc à Homburg en Allemagne. Citons aussi l'Académie du Mont Cenis située à Herne en Allemagne, très innovante aux plans énergétique et environnemental. Son bâtiment de 12000 m² comprend une enveloppe microclimatique permettant de reproduire un climat méditerranéen doux sans chauffage de l'intérieur de l'enveloppe constituée de verre et de modules photovoltaïques semi-transparents en silicium polycristallin (925 kWc sur 10000 m²). S'y ajoutent 75 kWc de modules installés en façade.

Nous considérons par la suite les petites installations individuelles ou collectives de quelques kW. Les architectures types de principe de ces installations photovoltaïques connectées au réseau pour l'habitat sont décrites par la figure 2.3.

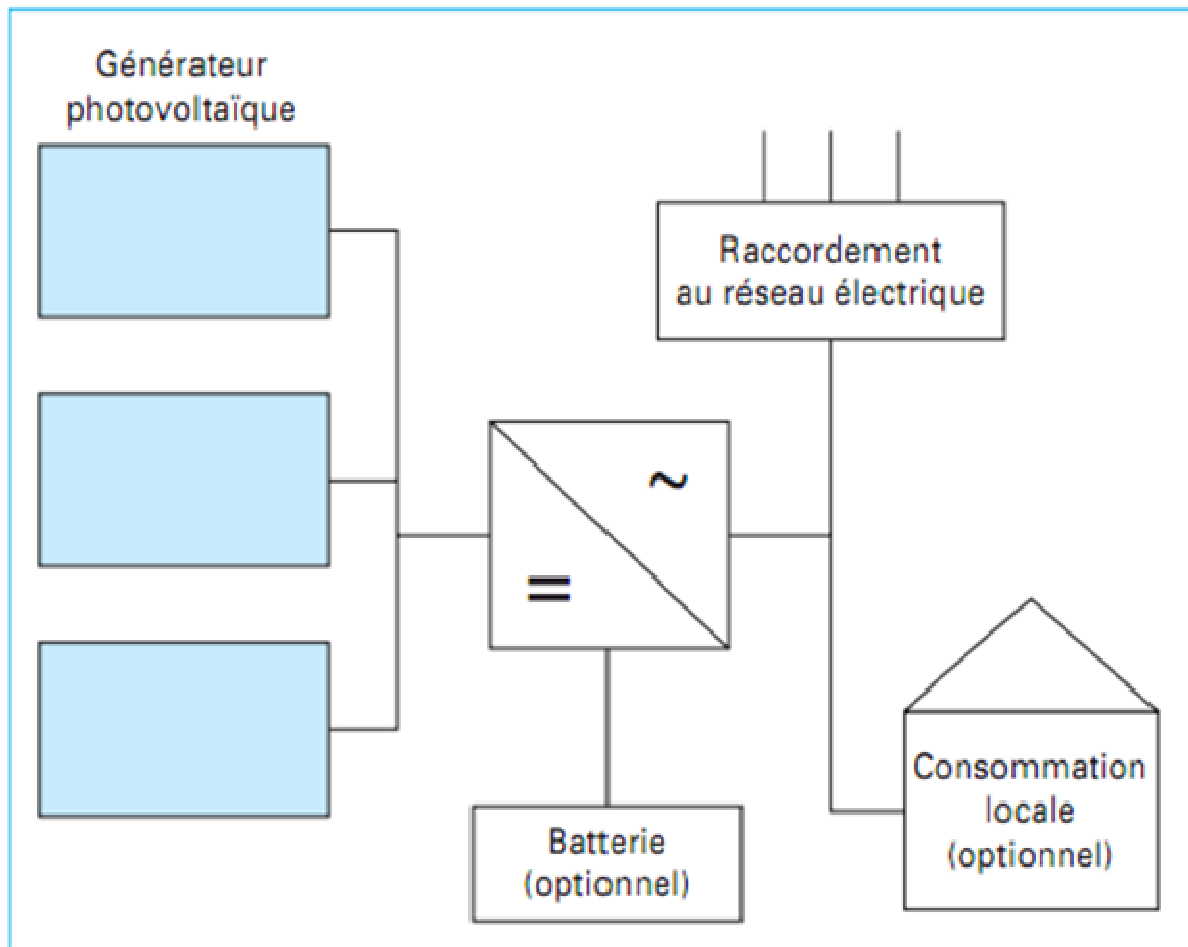


Figure 2.3 Architectures types des installations photovoltaïques raccordées au réseau électrique général [10]

Si la consommation locale est supérieure à la production de la centrale, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public et sert à alimenter les consommateurs voisins. À cet égard, le comptage réversible paraît une solution logique et déjà pratiquée (centrales Phébus). Mais on peut noter que, sur la figure 2.3, la consommation locale de l'électricité photovoltaïque est optionnelle. Ainsi, les systèmes à plusieurs compteurs permettent d'appliquer une tarification distincte (incitative ou pénalisante) prenant en compte les qualités spécifiques des kWh en fonction de leur origine et de leur impact environnemental (émissions de GES par exemple): un degré de liberté technique au service d'une politique énergétique.

On peut y distinguer les deux types de systèmes rencontrés :

II.5.1.1 Systèmes à raccordement simple

Les systèmes à raccordement simple au réseau permettent de faire l'économie de tout système de stockage, ce qui simplifie notablement l'installation et la gestion d'énergie. Le générateur photovoltaïque est directement connecté au réseau par un onduleur qui assure simultanément la fonction MPPT et injecte toute la puissance solaire convertie dans le réseau «au fil du soleil». Ce type d'installation minimise le coût d'un investissement qui peut être progressif en exploitant la modularité ; il assure actuellement la croissance principale du secteur photovoltaïque.

II.5.1.2 Systèmes raccordés avec stockage local ou sécurisés

Le deuxième type d'installation, avec stockage local, est aussi qualifié de «sécurisé» car il permet un fonctionnement autonome temporairement déconnecté du réseau pendant une durée limitée, à l'instar des groupes de secours et des alimentations sans interruptions. En outre, il peut permettre de répondre au problème précédent de stabilité du réseau. Ce système est beaucoup plus coûteux en investissement en raison du stockage qui nécessite un local technique adapté. Le stockage en batteries au plomb-acide est le plus répandu car bien connu. Le dimensionnement du stockage, a priori inférieur à celui d'un système isolé, dépend de la durée d'autonomie souhaitée en mode îlot. Par exemple, trois jours d'autonomie de consommation moyenne à 10 kWh par jour sont couverts par un stockage de 1000 kg d'accumulateurs au plomb-acide à 30 Wh/kg.

De nouvelles technologies pourraient percer, notamment les supercondensateurs bénéficiant d'une cyclabilité très supérieure (100000 cycles) et dont la faible énergie massique (5 Wh/kg) ne constitue pas un handicap en applications stationnaires.

Une variante de l'architecture de ce système comporte deux chaînes aux fonctions séparées, l'une pour un raccordement direct par onduleur, l'autre pour le stockage, ce qui exploite une solution éprouvée pour les systèmes isolés et décrite ci-après.

En l'absence de batteries, l'analyse d'un réseau de caractéristiques photovoltaïques permet de définir une caractéristique de charge consommatrice optimale qui se situe dans la zone de fonctionnement optimal. Celle-ci se caractérise par une tension V_{opt} dépendant surtout de la température, variant dans une plage de l'ordre de 30 % autour de $V_{optmoyen}$. Quelques charges typiques à courant continu, et non des moindres pour les applications photovoltaïques, satisfont ce critère. C'est le cas des électrolyseurs. C'est aussi le cas des charges centrifuges

entraînées par un moteur électrique. Cette propriété permet aux convertisseurs MPPT de réaliser l'adaptation dans une plage de tension réduite à environ 30 % de variation, ce qui permet de très bons rendements du convertisseur statique, souvent supérieurs à 95 %. Dans un tel fonctionnement sans stockage, dit «au fil du soleil», la ou les charges connectées au générateur doivent consommer à chaque instant toute la puissance produite par le générateur piloté en MPPT (sauf situation de sécurité). Ils fonctionnent donc à puissance variable en fonction des aléas météorologiques. Réciproquement, l'extraction de la puissance solaire dépend de l'impédance présentée par ce consommateur, qui doit être optimale.

Si nous considérons une installation avec un seul consommateur électrique utile connecté au générateur PV (par exemple une pompe couplée à un réservoir ou à un réfrigérateur avec stockage de froid), son fonctionnement dépend de la puissance disponible sur le site, qui varie au cours de la journée. La condition de MPPT étant satisfaite, le consommateur doit fonctionner également à son meilleur rendement. On est donc en présence d'un couplage fort entre le générateur et sa charge, qui peut nécessiter plusieurs degrés de liberté énergétiques pour satisfaire simultanément les fonctionnements optimaux respectifs du générateur PV et du consommateur. Ces degrés de liberté sont offerts par les variables de réglage des convertisseurs - adaptateurs assurant la liaison entre le générateur PV et les charges électriques. Le principe de cette stratégie, général pour les systèmes photovoltaïques à couplage direct est illustré par la figure 2.4. En globalisant les pertes et en les affectant au consommateur, le point de fonctionnement V_{copt} , I_{copt} , optimal pour le consommateur à la puissance imposée, est transformé en un point V_{popt} , I_{popt} , optimal pour le générateur. Cette transformation s'opère bien par adaptation d'impédance le long d'une hyperbole d'isopuissance $P = P_{\text{opt}}$. Dans le cas général, le convertisseur statique d'adaptation doit pouvoir fonctionner en modes « dévolteur » ou « survolteur » avec :

✚ Fonctionnement en dévolteur pour $V_{\text{copt}} < V_{\text{popt}}$;

✚ Fonctionnement en survolteur pour $V_{\text{copt}} > V_{\text{popt}}$.

Ce convertisseur statique peut en outre réaliser une conversion continue– continue (hacheur) ou continu – alternatif (onduleur) suivant la nature de la charge électrique et offrir plusieurs variables réglages (SMA).

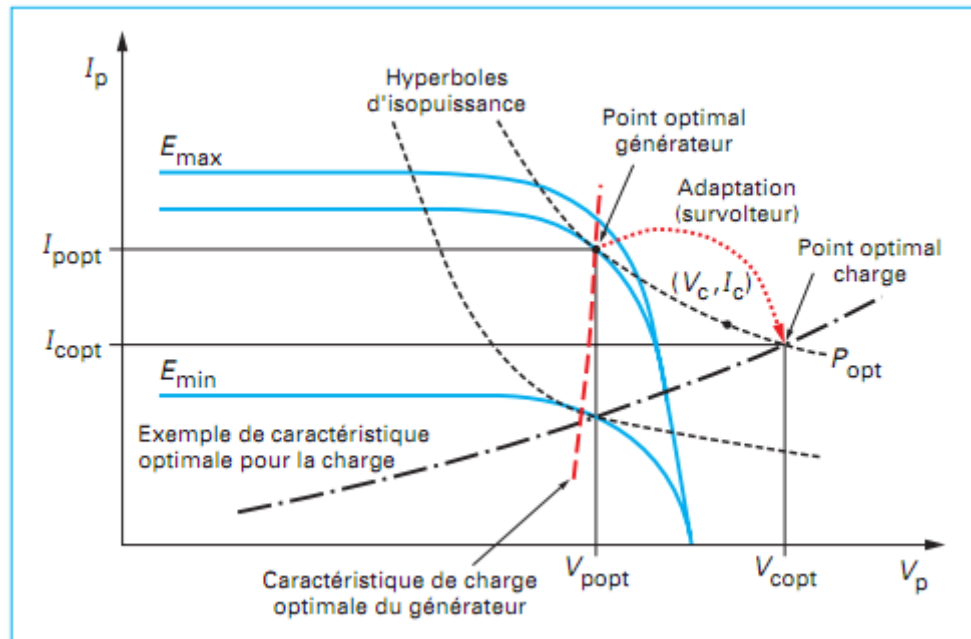


Figure 2.4: Stratégie de fonctionnement MPPT optimisant simultanément la conversion PV et le fonctionnement de la charge [11]

II.5.2 Les systèmes non connectés au réseau, isolés et autonomes

Ces systèmes sont très variés. Stationnaires ou mobiles pour véhicules, terrestres ou spatiaux, ils incluent le plus souvent un stockage électrique local pour assurer la continuité du service en autonomie, mais ce n'est pas toujours une obligation. Ils peuvent se réduire à alimenter un consommateur spécifique unique (pompe, borne ou balise, calcuette, ...).

Pour les applications spatiales à forte valeur ajoutée dans lesquelles cette énergie tient une place majeure, les exigences principales sont le rapport puissance/poids et la fiabilité. Pour l'électrification rurale et les applications isolées professionnelles, le coût doit être considéré en regard du service rendu et des investissements évités avec d'autres solutions. Par exemple, un réseau classique ou un groupe électrogène isolé. Pour les petites applications grand public (calcuettes, torches, ...), les exigences sont l'intégration fonctionnelle et le coût unitaire.

Compte tenu de la disponibilité de l'énergie solaire quasiment en tous lieux, c'est tout naturellement dans les zones isolées et/ou pour les applications non raccordées au réseau que l'électricité photovoltaïque a connu ses premiers développements les plus marquants, d'autant plus compte tenu du coût du kWh beaucoup plus élevé que celui du réseau.

Cette énergie solaire est un élément clé du développement des systèmes spatiaux depuis 50 ans pour les missions de longues durées pour lesquelles l'emport de sources d'énergies consommables depuis la terre serait très pénalisant et ne permettrait pas de grandes autonomies, sauf recours au nucléaire pour les sondes s'éloignant du soleil. De très nombreux systèmes spatiaux sont alimentés à partir de générateurs photovoltaïques déployés dans l'espace et l'énergie solaire photovoltaïque contribue donc de façon majeure au développement des segments spatiaux des réseaux de communication. Ils bénéficient des technologies aux meilleurs rendements, couramment supérieurs à 22 %, uniquement rentables pour ces applications aux budgets élevés et à forte valeur ajoutée. Ils embarquent aussi d'indispensables batteries, d'autant que certains systèmes en orbite basse subissent de longues éclipses périodiques sur leur orbite terrestre. Les puissances atteignent plusieurs kW et chaque système spatial est spécifique.

Exemples:

- Le Space Telescope Solar Array (STSA), générateur PV du télescope spatial Hubble (HST), constitue l'un des plus grands générateurs déployés. Remplacé en 1993 puis en 2002, il est constitué de 48760 cellules à réflecteur arrière et conçu pour délivrer une puissance minimale de 4400 W à 34 V après 5 ans en orbite basse (30000 cycles thermiques). Il est associé à des batteries au nickel hydrogène assurant une autonomie de cinq orbites.
- Celui prévu pour la station spatiale internationale (ISS) est gigantesque : constitué de 8 grands panneaux orientables d'environ $34 \times 11 \text{ m}^2$, il fournira une puissance de 110 kW sous 160 V distribuée sous 120 V dans la station.

À partir des années 1980, après les chocs pétroliers, plusieurs gammes d'applications terrestres isolées du réseau se sont également développées. Les relais de télécommunications utilisent couramment des systèmes photovoltaïques secourus par batteries. Le photovoltaïque est aussi une source privilégiée pour les balises, bornes et relais autonomes en tous genres, notamment pour la télémétrie (météorologie, sismologie, ...) et les systèmes d'alarmes. Toutes ces installations isolées, très nombreuses et dont la sûreté de fonctionnement constitue un aspect critique, ont permis d'améliorer la fiabilité des dispositifs photovoltaïques autonomes aujourd'hui parfaitement éprouvée et démontrée. Le développement de ces applications se poursuit mais il ne suffit pas, en raison de la puissance cumulée encore

modeste et d'une compétitivité justement très spécifique, à générer la baisse des coûts attendus qui passe plutôt par le développement des installations raccordées au réseau.

Dans ce type de systèmes, on trouve également les alimentations de besoins domestiques tels que l'éclairage et l'audiovisuel ainsi que les réfrigérateurs et pompes solaires pour lesquelles le potentiel de développement est énorme car la consommation potentielle des deux milliards d'habitants non connectés à un réseau est estimée à plus de 300 TWh annuels. On trouve donc de plus en plus de produits standardisés et modulaires en catalogues spécialisés. Ainsi que nous l'avons vu ci-dessus, on peut retrouver également une partie de ces architectures autonomes au sein de systèmes raccordés au réseau et sécurisés ou dans les systèmes insulaires pour lesquels on reconstitue localement un réseau autonome au standard 230 V/50 Hz. Il y a donc finalement une forte continuité entre les différentes architectures et une gestion de l'énergie spécifique aux différentes applications et situations.

II.6 Architectures et gestion de l'énergie

Les systèmes photovoltaïques autonomes, c'est-à-dire non raccordés au réseau, mettent particulièrement en évidence les traits les plus spécifiques des systèmes photovoltaïques : puissance finie, MPPT, fonctionnements au fil du soleil ou avec stockage. Le schéma de la figure 2.5 donne les architectures générales des systèmes autonomes aussi appelés isolés. Cette figure traduit de manière très générale différentes possibilités offertes au concepteur que nous détaillons dans la suite : couplage direct à une charge adaptée ou couplage avec MPPT, fonctionnement au fil du soleil ou avec stockage d'énergie électrique. Les problèmes d'architecture et de gestion de l'énergie sont étroitement couplés et impactent directement le dimensionnement, particulièrement pour ce qui concerne l'éventuel stockage. On peut en donner une analyse générale avant de traiter d'applications spécifiques.

Un problème fondamental est naturellement le choix d'un fonctionnement au fil du soleil ou de l'utilisation d'un stockage de l'énergie électrique, qui se fait le plus souvent sous forme électrochimique en batteries d'accumulateurs. Dans la pratique, ce type de stockage, malgré les progrès importants réalisés, présente plusieurs inconvénients déjà soulignés. Aussi, chaque fois que l'application le permet, on privilégie le fonctionnement au fil du soleil. D'autant que certains usages offrent une forme de stockage adaptée : on stockera par exemple de l'eau ou du froid dans les applications de pompage ou de réfrigération.

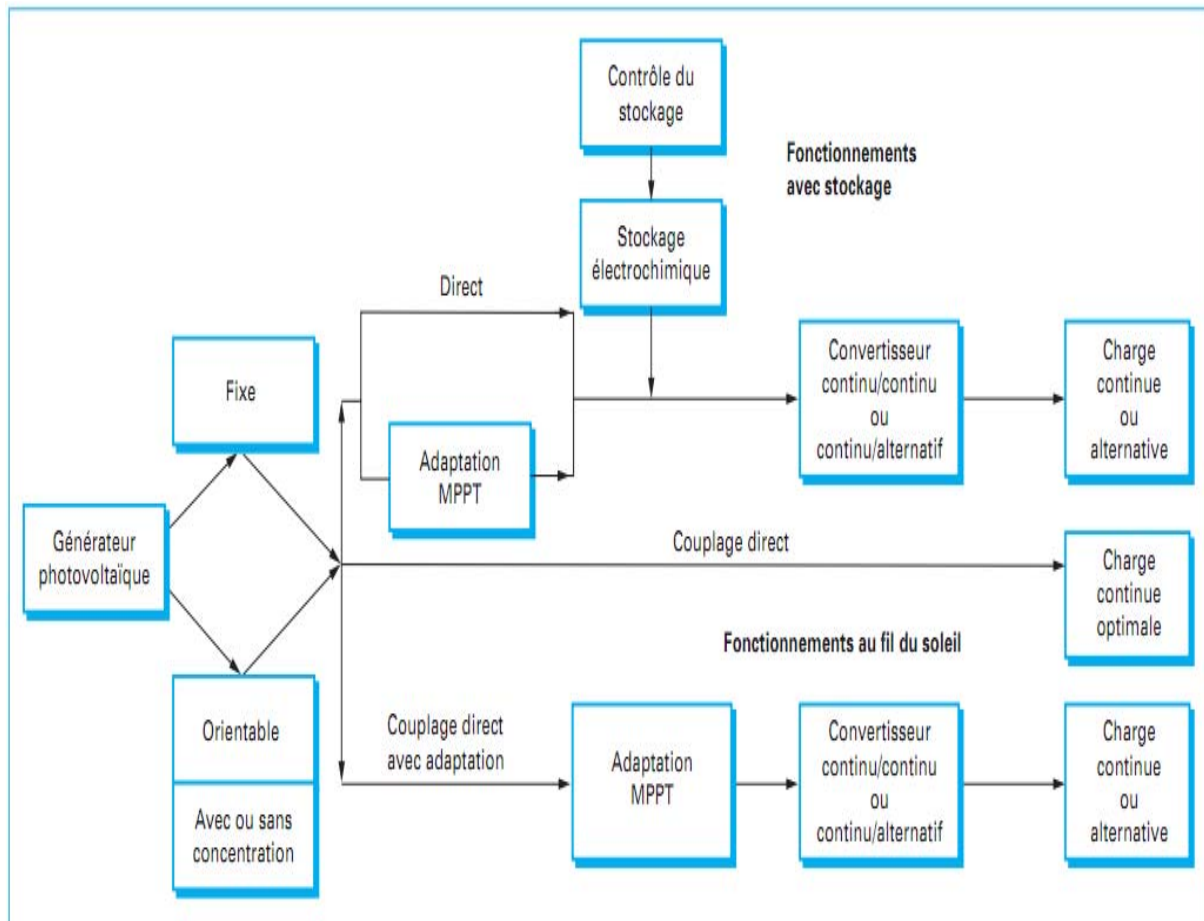


Figure 2.5: Architectures des installations photovoltaïques autonomes, isolées du réseau électrique général [11].

Il faut ajouter, pour certaines applications et certains sites, la possibilité d'utiliser d'autres sources d'énergie électrique décentralisées et complémentaires telles que les énergies éolienne ou issues du biogaz. Pour le futur, d'autres formes de stockage sont envisageables, particulièrement la production synthétique de nouveaux combustibles par électrolyse, d'autant que les électrolyseurs constituent par la forme de leur caractéristique, des charges bien adaptées.

Par ailleurs, les convertisseurs statiques MPPT étant aujourd'hui bien maîtrisés, on les utilise assez systématiquement plutôt qu'un couplage direct, même avec des charges approximativement optimales. La présence de batteries permet de découpler le fonctionnement de la charge de celui du générateur, totalement au plan de l'adaptation d'impédance mais seulement partiellement au plan énergétique en fonction du

dimensionnement de celles-ci. Il y a alors lieu d'optimiser la conversion photovoltaïque par une bonne adaptation générateur - batterie. Les batteries d'accumulateurs électrochimiques permettent une consommation des charges régulière ou à la demande. L'énergie qui transite par la batterie est cependant affectée par le rendement de stockage – déstockage. La gestion d'énergie a donc intérêt à minimiser ces transferts.

Dans tous les cas, hors situations de sécurité, l'ensemble des consommateurs et des stockages éventuels doit être capable d'absorber à chaque instant la puissance optimale disponible au niveau du générateur, donc la puissance maximale, une partie de l'énergie étant éventuellement stockée. Cette particularité d'une production qui s'impose à la consommation, typique des sources d'énergies renouvelables, a été soulignée. De plus, du juste dimensionnement, il découle un caractère «source de puissance finie» du générateur relativement au système global contrairement à une alimentation classique sur un réseau dont la puissance est souvent très supérieure au besoin local. Il en résulte une interaction énergétique forte entre générateur et consommateurs qui font du « système photovoltaïque » un système électrique complexe au sens systémique.

II.7 Associations de cellules photovoltaïques

II.7.1 Mise en série de cellules et de modules photovoltaïques

Dans un groupement de cellules connectées en série les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement série est obtenue par addition des tensions à courant donné. La figure 2.6 montre la caractéristique résultante (I_p , V_p) obtenue dans des conditions idéales en associant en série n_s cellules de caractéristiques identiques, toutes à la même température sous un éclairage uniforme. Cette caractéristique résultante est obtenue en appliquant simplement, à la caractéristique cellulaire élémentaire commune, une affinité de rapport n_s sur les tensions. On obtient ainsi pour la caractéristique globale :

$$I_{sc} = I_{cc} \text{ et } V_{sco} = n_s V_{co} \quad (2.1)$$

avec V_{co} , I_{cc} respectivement, tension de circuit ouvert et courant de court-circuit de chaque cellule. V_{sco} , I_{sc} respectivement, tension de circuit ouvert et courant de court-circuit du groupement série.

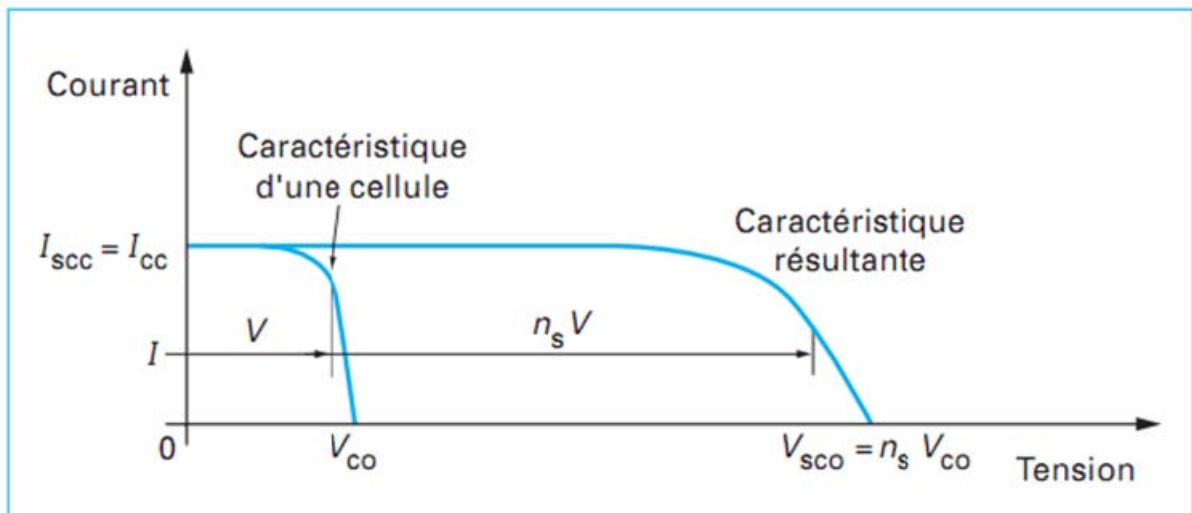


Figure 2.6 Caractéristique électrique résultante d'une association en série de n_s cellules photovoltaïques identiques.

En revanche en cas de déséquilibre, tel n'est plus le cas. Si nous considérons maintenant deux cellules C_F et C_f ($F = \text{Forte}$, $f = \text{faible}$) connectées en série mais présentant des caractéristiques différentes, par exemple en raison d'éclaircements différents (ombrage sur C_f par exemple), la caractéristique résultante de ce groupement, construite en sommant les tensions à courant donné est donnée sur la figure 2.7. Les deux cellules étant parcourues par le même courant, la cellule la plus faible C_f peut fonctionner en récepteur par application d'une tension négative pour certaines valeurs du courant proches du court-circuit, ce qui arrive lorsque le groupement alimente une charge de faible résistance. Le cas le plus défavorable apparaît lorsque le groupement est mis en court-circuit.

Dans ce cas: $V_{C_f} + V_{C_F} = 0$ donc $V_{C_f} = -V_{C_F}$. La cellule C_f est donc fortement polarisée en inverse. Alors, avec n_s cellules connectées en série, dans certaines conditions combinant un éclairciment non uniforme et un fonctionnement proche du court-circuit, une cellule «faible» du groupement série (par exemple soumise à un ombrage) peut être soumise à la tension cumulée des $(n_s - 1)$ autres cellules appliquée en inverse. De ce fait, elle fonctionne en récepteur en dissipant une puissance importante qui peut la détruire si la contrainte thermique est trop forte ou si la tension d'avalanche est dépassée.

De plus, la valeur du courant commun du groupement série est alors limitée par celle du courant de court-circuit de la cellule «faible». Avec le modèle de la cellule idéale, la figure 2.7 montre simplement en quoi cela résulte directement de la nature «source de courant» des

cellules photovoltaïques, le courant I_{phf} plus faible que I_{phF} étant celui que voit la charge utile R .

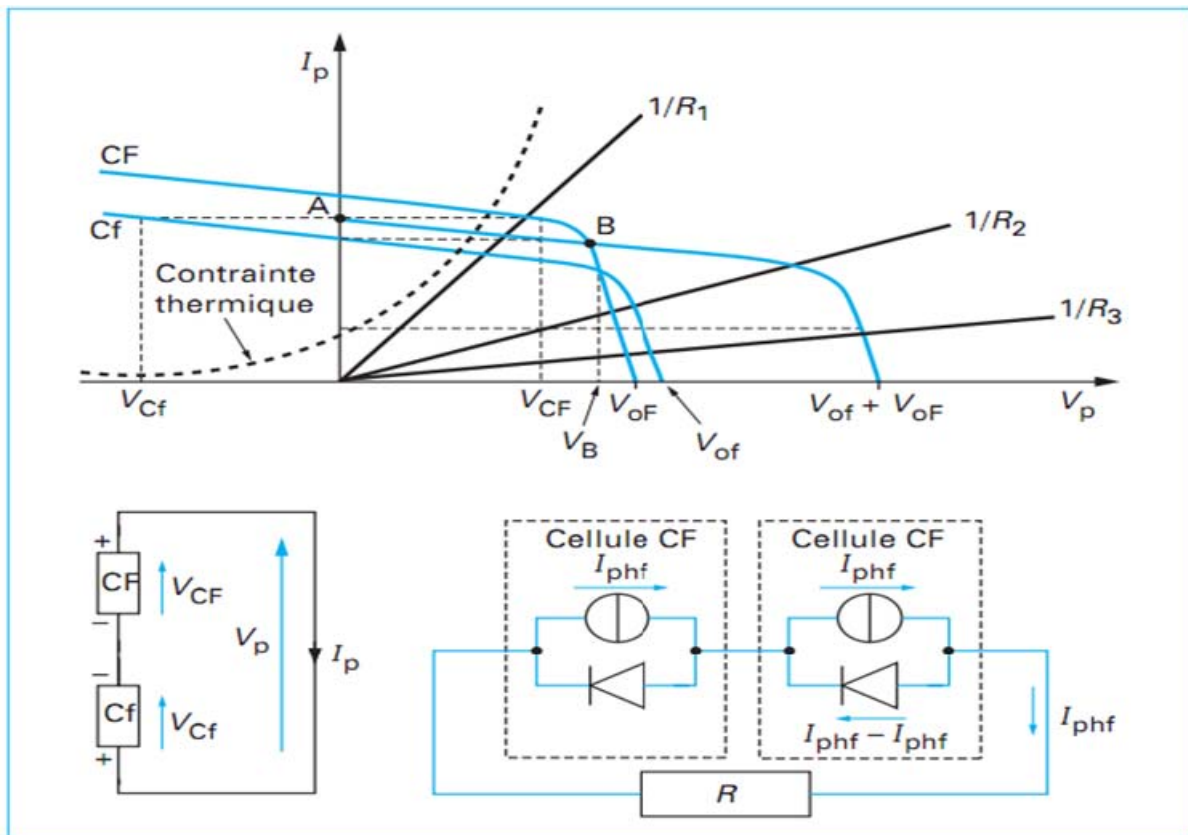
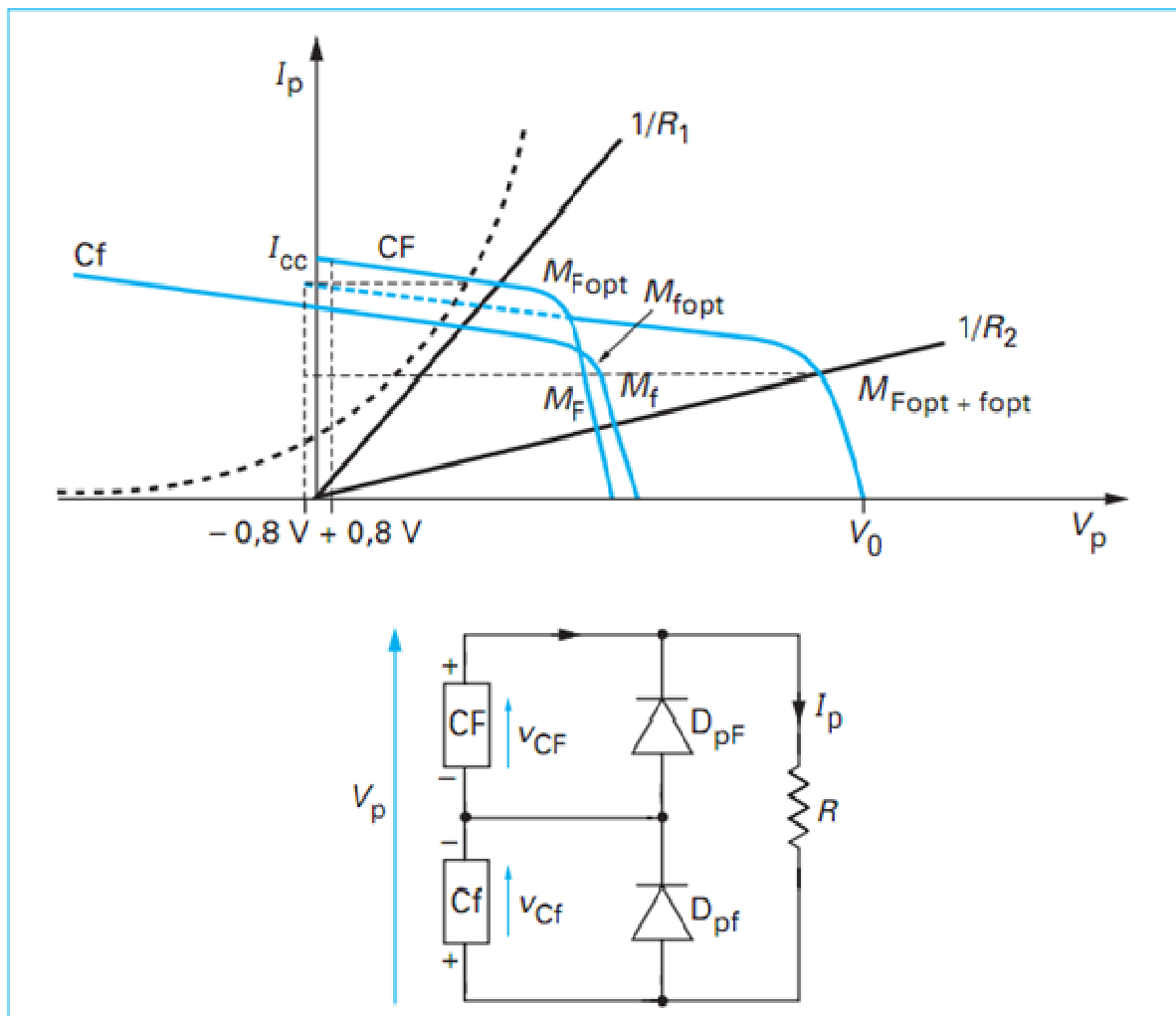


Figure 2.7 Caractéristique résultante du groupement associant deux cellules photovoltaïques aux caractéristiques différentes et illustration du phénomène de limitation du courant commun par la cellule faible

Dans un groupement série, le courant est donc «niveauté par le bas» à la valeur imposée par la cellule au moins bon rendement effectif. Le masquage d'une seule cellule peut donc effondrer totalement la production de tout le groupement série : c'est une expérience facile à réaliser et spectaculaire, sans risque pour les cellules, à condition de respecter les critères de câblage donnés ci-après. En effet, pour remédier à ce problème, il faut disposer une diode D_p connectée en parallèle, appelée «diode bypass», aux bornes d'un groupement élémentaire de 30 à 40 cellules au silicium au maximum.

La figure 2.8 illustre ce principe : l'amorçage spontané de cette diode parallèle D_p , dès apparition d'une tension en inverse aux bornes du groupement, limite cette dernière à la valeur V_d de la tension directe de conduction de la diode choisie. Le module «faible» est ainsi

« bypassé » et, dans la zone des basses tensions, la caractéristique résultante se confond avec celle du module « fort ».



**Figure 2.8 Modules connectés en série et protégés par des diodes « bypass »
Caractéristique résultante.**

Des modules commercialisés incluent maintenant ces diodes parallèles de protection contre les tensions inverses. Sinon, on doit les prévoir dans le câblage. Au sein d'un module ainsi « bypassé », constitué de 40 cellules en série par exemple, la contrainte de tension inverse subie par une cellule « faible » reste donc limitée à celle de 39 cellules au maximum, ce qui évite sa destruction. De plus, ces diodes « bypass » évitent la chute du courant dans le reste des modules sains connectés en série dans un même panneau photovoltaïque, ce qui est primordial pour l'efficacité énergétique globale.

II.7.2 Mise en parallèle de cellules photovoltaïques

Les propriétés du groupement parallèle des cellules sont duales de celles du groupement série. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. La figure 2.9 montre la caractéristique résultante (I_p, V_p) obtenue en associant en série n_p cellules identiques.

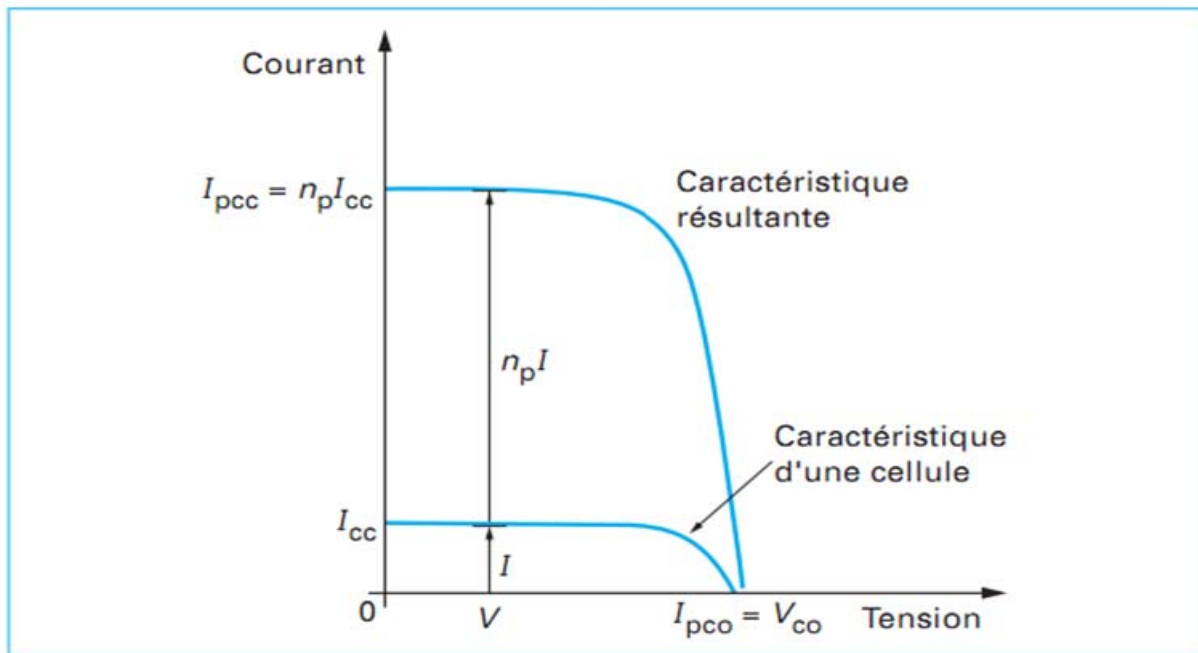


Figure 2.9 Caractéristique électrique résultante d'une association en parallèle de n_p cellules photovoltaïques identiques.

Cette caractéristique est obtenue en appliquant une affinité de rapport n_p sur les courants à la caractéristique élémentaire commune. On obtient :

$$I_{pcc} = n_p \times I_{cc} \text{ et } V_{pco} = n_p \times V_{co} \quad (2.2)$$

Avec V_{pco} et I_{pcc} respectivement, tension de circuit ouvert et courant de court-circuit du groupement parallèle.

Considérons alors deux cellules C_F et C_f présentant des caractéristiques différentes connectées en parallèle. Les deux cellules étant soumises à la même tension, la cellule la plus faible C_f peut fonctionner en récepteur en étant parcourue par un courant inverse pour certaines valeurs de la tension, donc de la charge. Le cas le plus défavorable apparaît lorsque le groupement est en circuit ouvert : alors $I_{C_f} = - I_{C_F}$.

Considérons maintenant un groupement de $n_p - 1$ cellules de type C_f en parallèle avec C_f . Dans le cas le plus défavorable du générateur en circuit ouvert, la cellule C_f est parcourue par le courant $(n_p - 1) \times I_{CF}$ en inverse sous une tension proche de V_{co} . Cette cellule «faible» peut donc dissiper une puissance importante et être détruite. Pour éviter cet effet, il suffit et il est indispensable de disposer d'une diode connectée en série qui interdit tout courant inverse dans un groupement élémentaire de cellules connectées en série et constituant une branche d'un groupement parallèle. Cette diode anti-retour protège également le groupement série des courants inverses pouvant provenir du circuit électrique extérieur auquel il est connecté (batterie d'accumulateurs ou moteur électrique, par exemple).

II.7.3 Groupement série-parallèle panneau photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est constitué d'un réseau série-parallèle de nombreux modules photovoltaïques, regroupés en panneaux photovoltaïques constitués de modules identiques uniformément exposés et protégés par des diodes bypass. La figure 2.10 donne un schéma type de câblage d'un panneau PV et montre les photographies d'un module commercialisé et de panneaux installés.

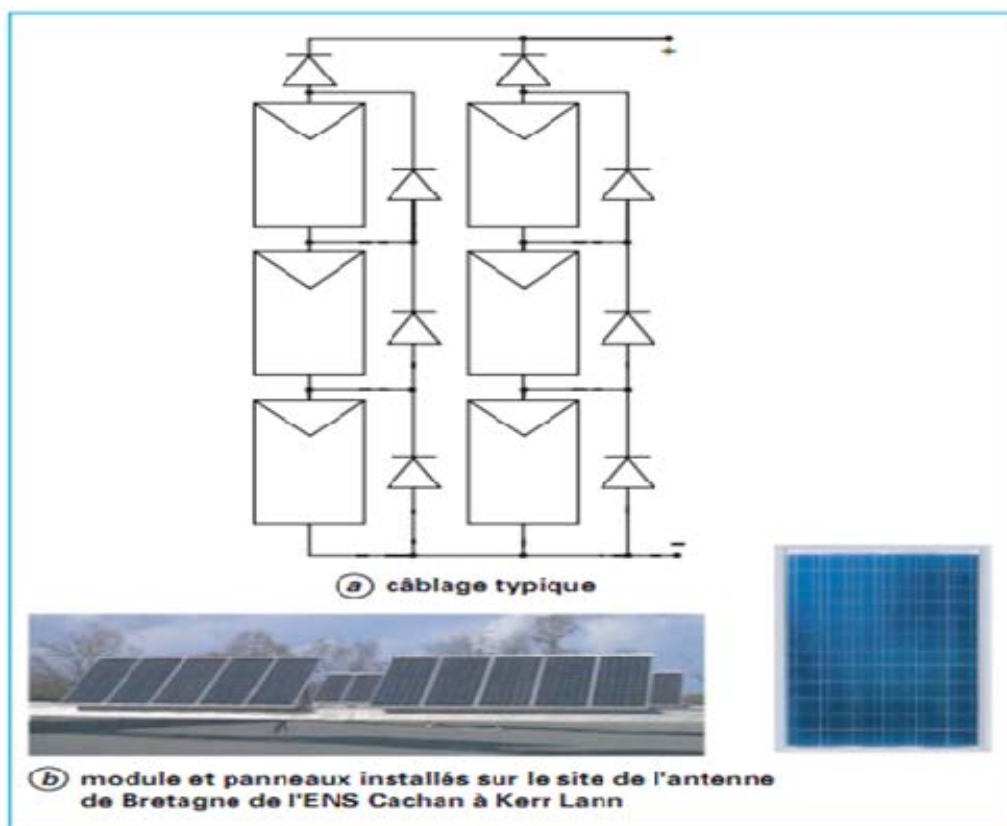


Figure 2.10 Panneau photovoltaïque constitué de modules connectés en série et en parallèle avec diodes de protection bypass et série.

La caractéristique électrique globale courant - tension du générateur photovoltaïque se déduit donc théoriquement de la combinaison des caractéristiques des $n_s \times n_p$ cellules élémentaires supposées identiques qui le composent par deux affinités de rapport n_s parallèlement à l'axe des tensions et de rapport n_p parallèlement à l'axe des courants, ainsi que l'illustre la figure 2.11, n_s et n_p étant respectivement les nombres totaux de cellules en série et en parallèle. On obtient donc par modularité l'équivalent d'une macrocellule dont le comportement est donné par des relations de similitude linéaires sans effet d'échelle.

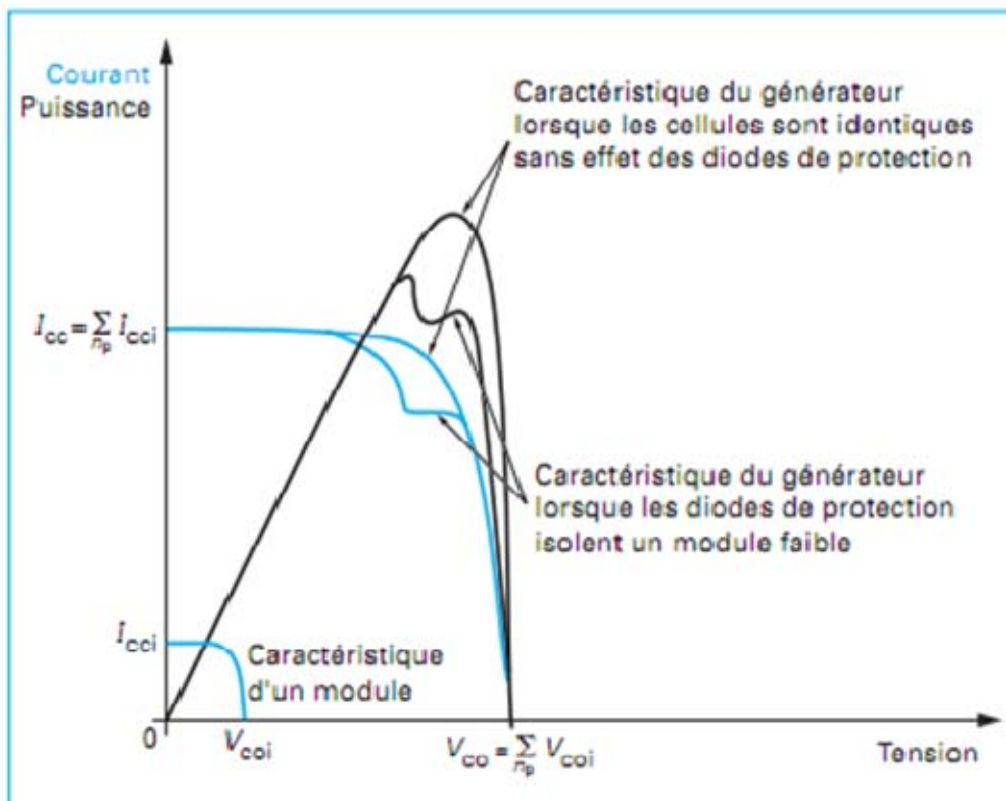


Figure 2.11: Caractéristiques électriques résultantes d'un générateur associant n_p cellules en parallèle et n_s cellules en série (identiques ou éventuellement disparates) et courbes de puissances associées.

En pratique, cette caractéristique combine les caractéristiques de modules soumis à des éclairagements et des températures différents car non uniformes sur l'ensemble d'un générateur de plusieurs mètres carrés regroupant plusieurs panneaux, mais conserve l'allure fondamentale classique de celle d'une cellule élémentaire avec des valeurs de tension et de courant plus élevées tant que les déséquilibres inévitables restent assez faibles pour que les diodes de protection n'agissent pas. Les influences de l'éclaircement et de la température sur

les courants et tensions caractéristiques, notamment I_{cc} et V_{co} , restent donc les mêmes que pour une cellule élémentaire.

En revanche dès que des déséquilibres importants apparaissent, les conceptions de certaines diodes de protections séries et/ou parallèles modifient notablement cette allure classique, faisant apparaître sur la caractéristique globale des irrégularités typiques ainsi qu'illustré par la figure 2.12. Sur cet exemple réel, les déséquilibres sont dus à un groupe de modules devenus faibles avec le vieillissement, combiné avec un dépôt de poussière important sur un générateur installé depuis 10 ans en site sahélien.

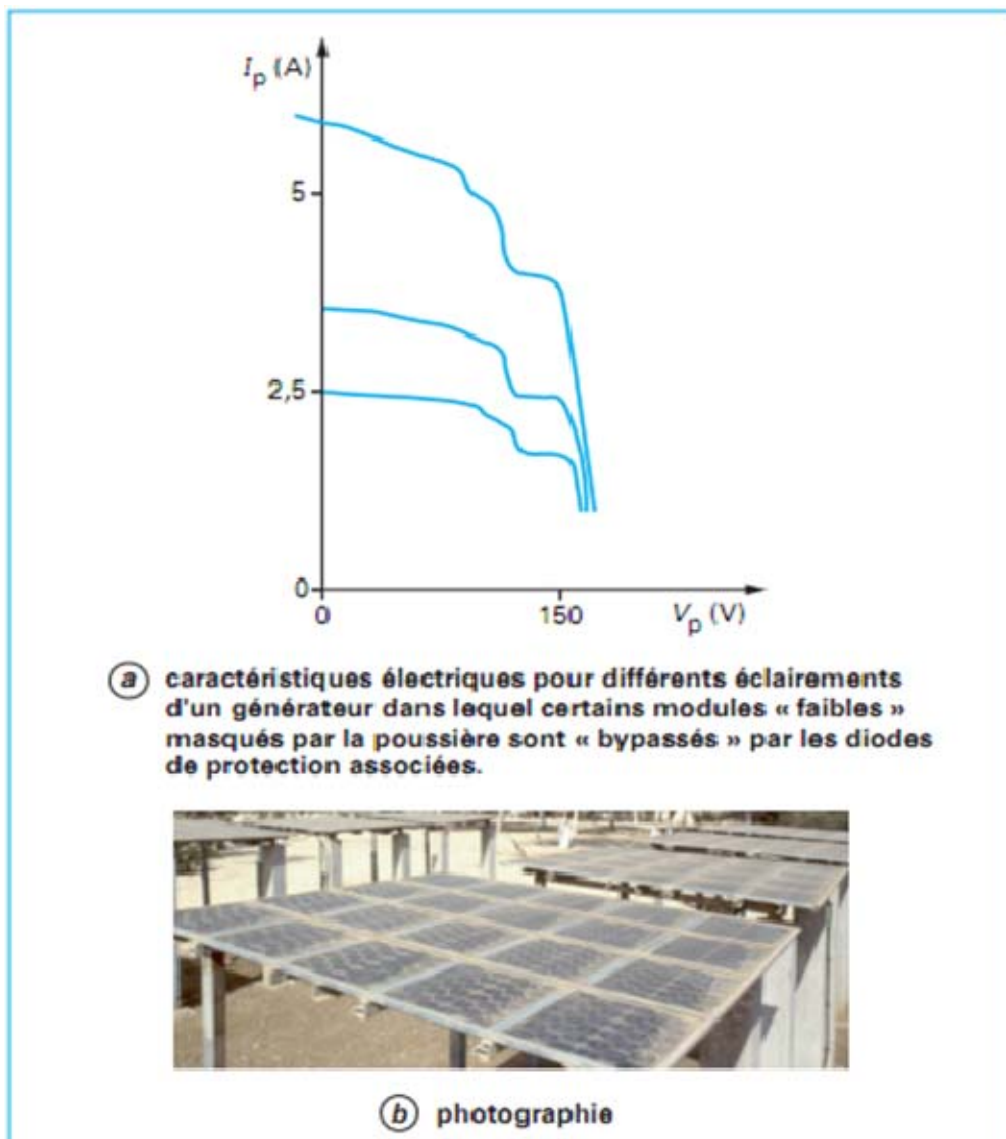


Figure 2.12 Déséquilibres observés sur un générateur installé depuis 10 ans en zone sahélienne

Finalement, bien que choisies théoriquement identiques, les nombreuses cellules qui constituent les panneaux présentent des caractéristiques différentes en raison des dispersions de construction inévitables, mais aussi d'un éclairage et d'une température non uniformes sur l'ensemble du réseau de grande surface en fonctionnement. La mise en place de dispositifs de protection efficaces contre les effets négatifs de ces déséquilibres sur le comportement et la fiabilité doit être prévue. Mais la plupart du temps, sur un générateur bien entretenu, les dispersions restent faibles et les protections ne sont pas actives. Lorsque ces conditions sont efficacement réalisées, les concepteurs de systèmes bénéficient avec les générateurs photovoltaïques d'une propriété remarquable de modularité sans effet d'échelle, très appréciable pour dimensionner une installation ainsi que pour la faire évoluer en fonction des besoins et/ou des moyens.

II.8 Fonctionnement optimal d'un panneau photovoltaïque

II.8.1 Problématique [13]

De ce qui précède, il résulte que la caractéristique électrique $I_p(V_p)$ d'un panneau photovoltaïque constitué de $n_s \times n_p$ cellules conserve la forme de celle d'une cellule élémentaire «en plus grand», avec des valeurs de tension multipliées par n_s et de courant multipliées par n_p beaucoup plus élevées. Le comportement global reste semblable à celui de la cellule élémentaire relativement aux conditions d'éclairage et de température, tant que les déséquilibres internes restent assez faibles pour que les diodes de protection ne modifient pas cette forme : nous considérons cette hypothèse satisfaite pour la suite. On obtient donc un réseau de caractéristiques tel que celui de la figure 2.13 dont nous rappelons le comportement relativement aux conditions d'éclairage et de température.

À température donnée, lorsque l'éclairage E varie, la tension à vide V_{co} varie très peu et le courant de court-circuit I_{cc} varie proportionnellement à l'éclairage E . Pour un éclairage uniforme des cellules du panneau, lorsque la température croît :

– le courant de court-circuit I_{cc} croît :

$$\left(\frac{dI_{cc}}{I_{cc}}\right) = \frac{0,04 \%}{K} \quad (2.3)$$

– la tension V_{co} décroît :

$$\frac{\left(\frac{dV_{co}}{V_{co}}\right)}{dT} = -\frac{0,04\%}{K} \quad (2.4) \text{ – le rendement chute :}$$

$$\frac{\left(\frac{d\eta}{\eta}\right)}{dT} = -\frac{0,04\%}{K} \quad (2.5)$$

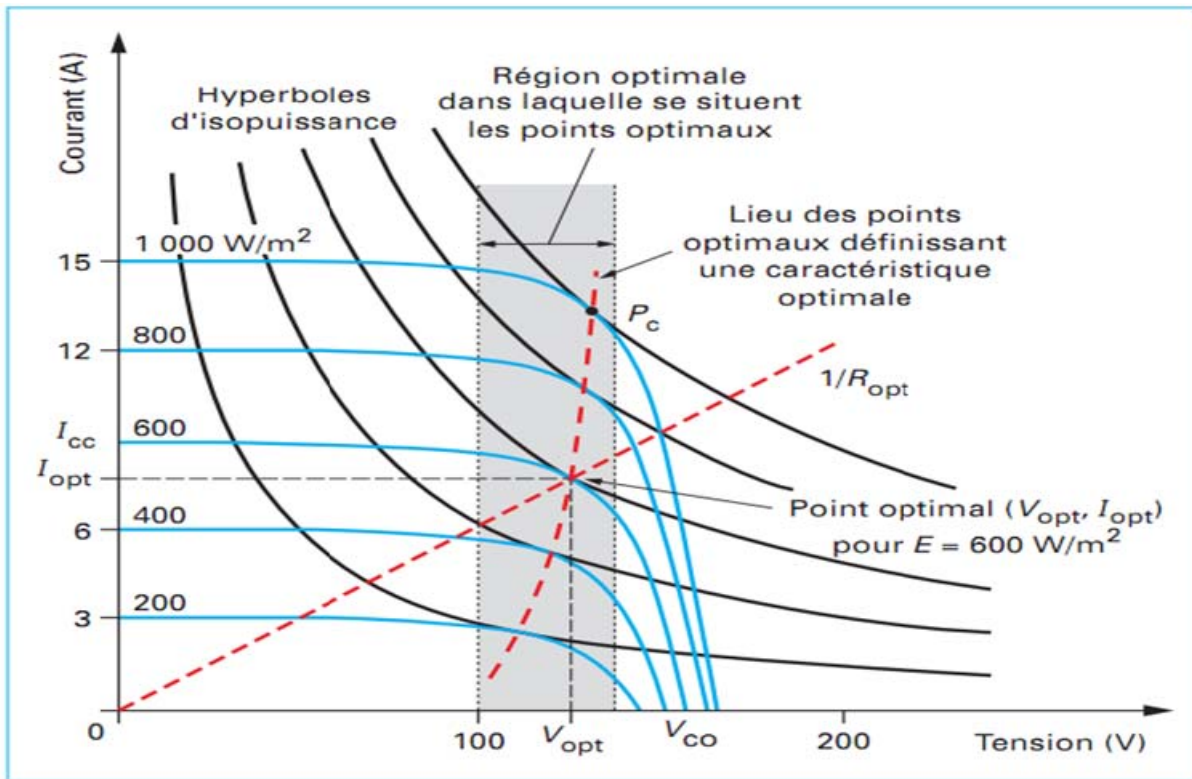


Figure 2.13: Exemple de réseau de caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque pour différents éclairements E de 200 à 1 000 W/m^2 avec indication du lieu des points de fonctionnement optimaux [11]

On définit, pour une cellule élémentaire, la puissance crête P_c du panneau photovoltaïque, correspondant à la puissance maximale qu'il peut délivrer sous un éclairement de spectre AM 1,5 de 1000 W/m^2 pour une température de jonction $T_j = 298$ °K.

Pour des conditions (E, T) d'éclairement et de température quelconques données, le point de fonctionnement statique du panneau est déterminé par l'intersection de sa caractéristique $I_p(V_p)$ relative à ces conditions (E, T) avec celle de sa charge électrique. Tous les points de fonctionnement (V_p, I_p) de cette caractéristique sont accessibles avec une charge électrique résistive R variant de zéro à l'infini: depuis $(0, I_{cc})$ pour $R = 0$ jusqu'à $(V_{co}, 0)$ pour R

infinie. On note $R_{opt}(E, T)$, la valeur particulière de la charge électrique qui positionne le panneau au point de fonctionnement où il délivre une puissance maximale relative à (E, T) , notée $P_{opt}(E, T)$. C'est en effet en ce point de fonctionnement $[V_{opt}(E, T), I_{opt}(E, T)]$ que l'on maximise l'extraction d'énergie électrique du panneau relativement aux conditions d'éclairement et de température (E, T) : il s'agit donc d'un «fonctionnement optimal» pour exploiter au mieux le gisement solaire local. Donc pour amortir l'investissement financier du générateur (lié à la puissance crête installée), ce qui justifie les notations $(V_{opt}, I_{opt}, P_{opt})$ et la valeur $R_{opt}(E, T)$ peut varier fortement avec E et T .

Lorsque les conditions d'éclairement et de température varient au cours de la journée, on va donc chercher un fonctionnement qui satisfait constamment ce critère de performance afin de maximiser la productivité énergétique du générateur installé. Cela implique d'une part que le consommateur soit capable à chaque instant de consommer la puissance électrique produite. Il s'agit donc d'un mode de fonctionnement inhabituel dans la mesure où c'est le générateur producteur qui impose la consommation, mais cette dernière peut naturellement comporter un système de stockage si nécessaire. Cela implique d'autre part que la charge varie constamment pour prendre la valeur $R_{opt}(E, T)$ qui dépend des conditions d'éclairement et de température (E, T) variables. Comme dans le cas général, le consommateur est une charge électrique quelconque, éventuellement à courant alternatif, son impédance statique n'a pas la valeur R_{opt} requise : pour être optimale, elle doit donc être adaptée en temps réel.

Exemple : sur la figure 2.13, le point optimal est indiqué pour un éclairement de 600 W/m^2 sur la caractéristique correspondante, et le lieu dessiné par le point optimal pour les différentes caractéristiques considérées est représenté.

II.8.2 Maximum Power Point Tracking MPPT [14]

La mise en œuvre du fonctionnement optimal du panneau photovoltaïque défini ci-dessus est un problème de poursuite en temps réel qui a conduit au développement de systèmes automatiques spécifiques. Le problème peut être formulé en termes de fonctionnement à puissance maximale ou d'adaptation d'impédance, deux formulations équivalentes.

Le point de fonctionnement optimal $[V_{opt}(E, T), I_{opt}(E, T)]$ correspond à un extremum de puissance, il est donc notamment défini géométriquement par la tangence de la caractéristique

du panneau I_p (V_p) aux hyperboles d'isopuissance comme indiqué sur la figure .13 et déterminé par la relation :

$$\left(\frac{dv}{v}\right)_{i=i_{opt}} + \left(\frac{di}{i}\right)_{v=v_{opt}} = 0 \quad (2.6)$$

De cette relation, on déduit que l'impédance statique de la charge électrique optimale R_{opt} à connecter au générateur est reliée à l'impédance différentielle du générateur photovoltaïque Par :

$$R_{opt}[v_{opt}(T, E), i_{opt}(T, E)] = \frac{v}{i} = \frac{v_{opt}}{i_{opt}} = -\left(\frac{dv}{di}\right)_{v_{opt}, i_{opt}} \quad (2.7)$$

À température et éclairement donnés, on peut distinguer trois zones principales sur une caractéristique électrique statique de cellule ou de panneau photovoltaïque :

- Une large zone de tension à partir de la tension nulle dans laquelle ce générateur se comporte en générateur de courant à très grande impédance interne ;
- Une zone plus étroite de tension proche de la tension de circuit ouvert dans laquelle il apparaît comme un générateur de tension présentant cependant une résistance série non négligeable ;
- La zone intermédiaire dans laquelle se situe précisément le point de fonctionnement optimal.

II.8.3 Adaptation d'impédance

Dans cette zone optimale, l'impédance différentielle du générateur varie donc particulièrement fortement (passage du comportement statique d'une source de tension imparfaite à celui d'une bonne source de courant). Il en est donc de même à priori de la valeur de charge optimale R_{opt} .

Afin d'effectuer l'adaptation d'impédance nécessaire, on insère entre le panneau photovoltaïque et la charge électrique un dispositif adaptateur d'impédance (convertisseur statique bien choisi, par exemple un hacheur pour alimenter une charge en courant continu) ainsi qu'indiqué sur la figure 2.14. La commande de cet adaptateur doit agir en temps réel de manière à ce que le générateur «voit» à ses bornes une charge virtuelle dont l'impédance est optimale, tandis que la charge réelle doit naturellement accepter la puissance fournie P_{opt} qui lui est imposée par le générateur photovoltaïque: une problématique qui diffère donc notablement de celle où la puissance est imposée par le consommateur.

Si l'on pose que l'adaptateur transforme la tension dans le rapport α_V et n'introduit ni pertes ni stockage d'énergie, on obtient les relations suivantes à partir de la figure 2.14:

$$R_{ch} = \frac{V_S}{I_S} : \text{impédance statique réelle du consommateur,}$$

$$R_p = \frac{V_p}{I_p} : \text{impédance que voit le générateur PV,}$$

$$V_p I_p = V_s I_s : \text{conservation de puissance,}$$

$$V_p = \alpha_V V_s : \text{l'effet de transformation opéré par l'adaptateur.}$$

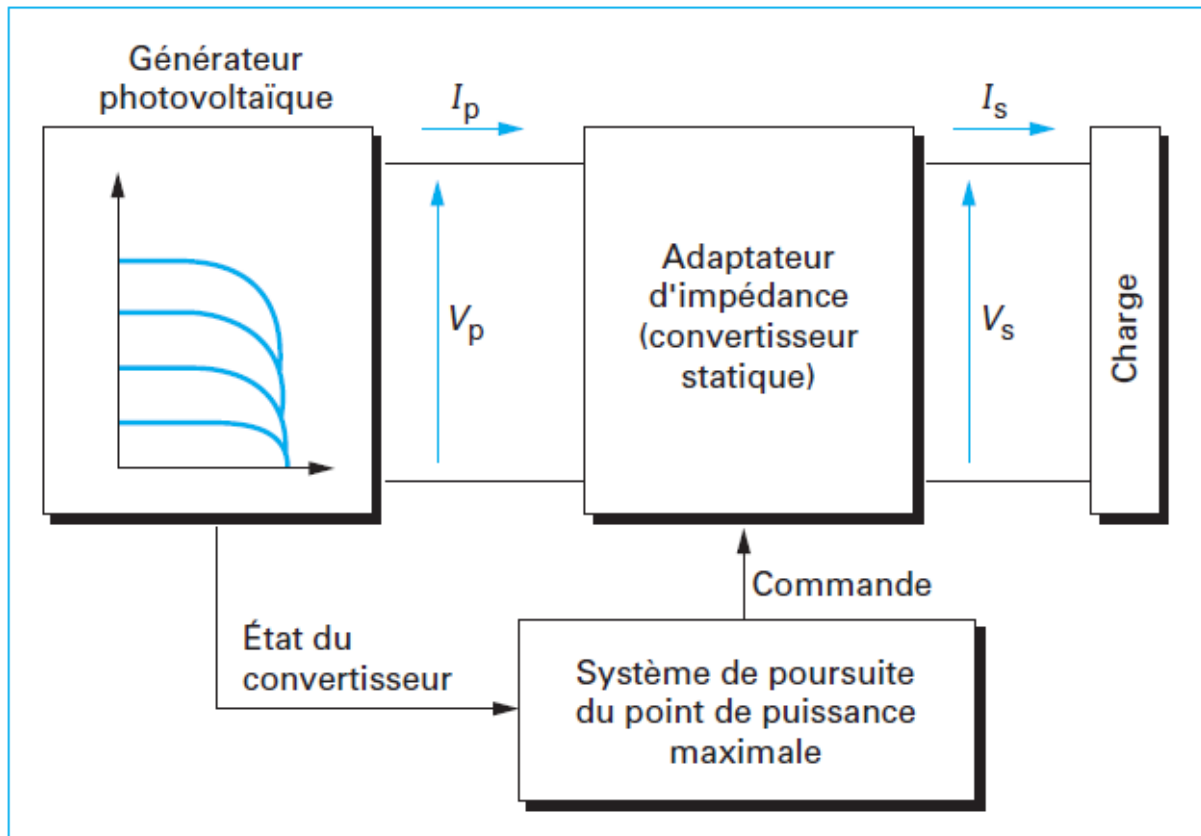


Figure 2.14: Principe de l'adaptation d'impédance ou de la poursuite du point optimal en temps réel par MPPT (Maximum Power Point Tracking [10])

Du système précédent, on tire que

$$R_p = \alpha_V^2 R_{ch} \quad (2.8)$$

Cette relation d'adaptation d'impédance classique montre simplement que l'on peut effectivement faire fonctionner le générateur à son point optimal quelle que soit la charge réelle à condition que l'adaptateur permette de régler α_V à la valeur telle que :

$$\alpha_V = \sqrt{\frac{R_{opt}}{R_{ch}}} \quad (2.9)$$

qui assure donc que $R_p = R_{opt}$. Ce réglage, dévolu à l'électronique de commande doit

s'effectuer en temps réel, mais on ne connaît pas en général la valeur de consigne $R_{opt}(E, T)$ qui dépend des conditions du moment.

Pour déterminer le réglage en temps réel, un autre point de vue équivalent consiste à considérer que le système d'adaptation réalise à chaque instant la poursuite du point de puissance maximale du générateur. C'est ce qu'exprime l'acronyme MPPT consacré à ce type de système temps réel conformément à la terminologie anglaise: *Maximum Power Point Tracking*. Poursuivre le maximum de la puissance revient aussi à réguler sa dérivée à la valeur «zéro», ce qui relève alors des techniques de la commande optimale.

Dans son principe, ainsi qu'indiqué figure 2.14, le système MPPT est donc constitué de deux sous systèmes :

- Un convertisseur électronique statique de puissance inséré entre le générateur PV et le consommateur réel, qui assure l'adaptation d'impédance et le transit de la puissance avec le meilleur rendement possible ;
- Une électronique de commande pour la poursuite et la commande du convertisseur qui assure la valeur $\alpha_{v\ opt}$.

Le premier système de puissance MPPT a été introduit en 1968 pour une application spatiale. Des systèmes MPPT nombreux et variés ont par la suite été développés jusqu'à ce jour où le problème est bien maîtrisé même si des nouveaux systèmes continuent d'être proposés.

Soulignons à nouveau que cette fonction MPPT est caractéristique de la valorisation des énergies de flux, particulièrement solaire et éolienne : c'est grâce à elle que la production énergétique d'une installation sur un site donné est maximisée, ce qui détermine par conséquent son dimensionnement et minimise les temps de retour sur l'énergie et d'amortissement financier de l'investissement. Ce mode de fonctionnement est inhabituel dans la mesure où c'est le producteur qui impose la consommation, mais celle-ci peut comporter un système de stockage.

II.9 Conclusion

Les systèmes photovoltaïques peuvent inclure ou non un stockage. C'est notamment le cas des systèmes intégrés à l'habitat qui connaissent une large diffusion et que nous traitons ci-après. Les exigences fortes portent alors sur l'esthétique et sur le coût du kWh produit. La viabilité économique de ces installations dépend encore très fortement des conditions réglementaires de rachat de l'électricité injectée sur le réseau électrique. Leur développement

en grand nombre participe au développement nouveau de la production décentralisée d'électricité.

Ces systèmes photovoltaïques peuvent être installés n'importe où, y compris en centre-ville, permettant d'économiser d'autant les besoins de fourniture par le réseau des bâtiments équipés. Pour des raisons de sécurité, ils doivent intégrer un dispositif de découplage automatique du générateur par manque de tension lorsque le réseau est mis hors tension par les systèmes de protection (disjoncteurs-sectionneurs) pour interventions ou suite à un défaut. Ces installations sont évolutives et permettent un investissement progressif.

Chapitre III

*Stockage de l'énergie
électrique photovoltaïque*

III.1 INTRODUCTION

Le système de stockage est un élément déterminant de l'installation photovoltaïque du point de vue technique, mais aussi du point de vue économique; car il représente 40 à 50 % du coût de l'installation. Vue l'importance du stockage électrochimique de l'énergie solaire, une étude théorique des différents types de batteries est menée, en particulier la batterie au plomb qui est la moins coûteuse comparativement aux autres batteries.

III.2 Caractéristiques déterminant le choix d'une technologie de stockage

L'un des principaux inconvénients de l'énergie solaire est son caractère intermittent. Pour une utilisation permanente, il est donc nécessaire de stocker une partie de l'énergie produite. Pour ce faire il existe plusieurs méthodes de stockage : sous forme d'eau, d'hydrogène, dans un volant d'inertie, dans une batterie électrochimique (plomb, lithium) ou un supercondensateur. Leur choix se fait suivant des caractéristiques fondamentales qui sont [15]:

- W_{stoc} : la capacité énergétique en Wh, qui est une caractéristique très importante lors du dimensionnement. L'énergie exploitable dépend néanmoins du rendement de charge ou décharge et varie donc avec le temps de transfert. En charge ou décharge très rapide, le rendement se dégrade et l'énergie extractible peut être très inférieure à la capacité énergétique de l'élément de stockage. A l'opposé, en régime lent, c'est l'auto-décharge qui va pénaliser le bilan. Enfin, les accumulateurs ne peuvent pas toujours être déchargés complètement. L'énergie exploitable est donc inférieure à l'énergie totale stockée. Souvent, la capacité énergétique est définie sur la base d'une énergie totale stockée supérieure à celle réellement exploitable notée W_{util} .
- P_{max} : la puissance maximale de charge ou de décharge parfois différentes. En effet si l'on prend l'exemple des accumulateurs électrochimiques, suivant le taux de charge (valeur du courant), la capacité en ampère-heure chargée ne sera pas la même. Une batterie de capacité nominale C chargée complètement à un taux C_{20} (courant de charge $I=C/20$) ne pourra fournir que la moitié de cette capacité si l'on la décharge à un taux égal à C_1 ($I=C/1$). La puissance disponible est donc liée à la constante de temps τ :

$$\tau = \frac{W_{\text{util}}}{P_{\text{max}}} \quad (3.1)$$

- η : le rendement est le rapport de l'énergie restituée sur l'énergie emmagasinée. Sa définition est souvent simpliste car elle n'est fournie que pour un seul point de fonctionnement. Or, de façon caricaturale, il y a des « pertes à vide » ou d'autodécharge et des « pertes en charge ». Le rendement doit donc être défini sur un ou plusieurs cycles réalistes en rapport avec l'application. Ainsi un système optimisé pour une faible « constante de temps » aura un meilleur rendement lors de sollicitations rapides.
- N_{cycl} : le nombre maximal de cycles de charge/décharge ou cyclabilité. Tout dispositif de stockage subit une fatigue ou usure lors des cycles. Cela constitue généralement la première cause de vieillissement devant la dégradation thermique classique. Les processus de fatigue sont souvent complexes et la cyclabilité n'est pas toujours bien définie. Dans tous les cas, elle est fortement liée à l'amplitude des cycles et/ou à l'état de charge moyen. Mais comme les cycles sont souvent très variables, la quantification de N_{cycl} est délicate. Les valeurs fournies constituent des ordres de grandeurs.
- Les coûts d'investissement (c'est la part la plus marquante pour l'acheteur) et de fonctionnement (maintenance, énergie perdue lors des cycles, vieillissement) : les systèmes les moins coûteux à l'investissement sont généralement ceux qui se dégradent le plus vite en cyclage et dont le rendement est le plus mauvais. Pour minimiser le coût, il est indispensable d'effectuer une analyse sur la durée de vie escomptée du système complet incluant le dispositif de stockage. Enfin, dans une démarche de développement durable, le coût global sur le cycle de vie, incluant les dépenses de matières premières, d'énergie et autres coûts environnementaux de la fabrication au recyclage, doit être considéré. Le coût d'investissement est généralement spécifié en €/kWh pour les accumulateurs d'énergie et en €/kW pour ceux plutôt dimensionnés en puissance, à faible constante de temps. Mais en réalité, il serait logique de répartir le coût entre ceux de l'énergie stockée exploitable W_{util} et de la capacité en puissance maximale.

III.3 Les différents types de stockage

Avant d'aller aux profondeurs du stockage de l'énergie, il est à noter que ce dernier est directement lié à l'usage qu'on fait de l'énergie, de ce point de vue on a réparti les différents types de stockage en trois catégories selon une classification physique [16]:

III.3.1 Stockage mécanique

a) Potentiel hydraulique

Les barrages hydrauliques constituent des réservoirs d'eau qui, en tombant, fait tourner des turbines génératrices de l'électricité. Si l'on veut stocker de l'énergie électrique, il faut utiliser des stations de transfère d'énergie par pompage (STEP) qui permettent de pomper et de turbiner de façon cyclique la même eau entre un bassin supérieur et un autre inférieur (Fig : 3.1). Leur principe est généralement bien connu (le cas de la France): on pompe en utilisant l'énergie électrique bon marché d'heures creuses (consommation), puis on turbine pour reproduire de l'électricité d'une valeur plus élevée aux heures de pointe.

Le pompage dit mixte représente une variante intéressante, en effet il peut arriver que la situation géographique permette un apport d'eau externe supplémentaire, ce dernier réduit alors d'autant le volume d'eau à pomper de puis la retenue inférieure. Donc, le stockage par pompage-turbinage est utilisé pour égaliser la charge quotidienne: l'eau est pompée et remontée vers les barrages quand la demande dans le réseau est faible, pendant les pics de consommation cette eau redescend produisant à nouveau l'électricité.

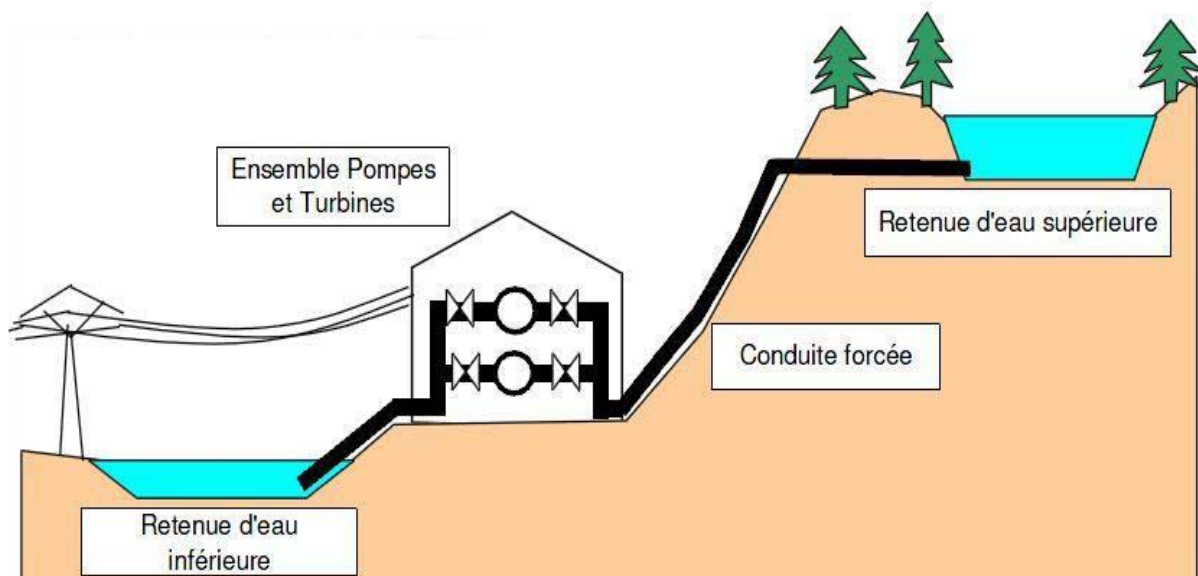


Figure 3.1 : Représentation d'une station de transfère d'énergie par pompage.

b) Air comprimé

On sait utiliser de l'air comprimé pour produire un travail mécanique, par conséquent il est possible de stocker de l'énergie en comprimant un gaz. Donc c'est faisable pour l'énergie électrique avec des systèmes dits turbine à gaz, quand il y a une grande demande d'électricité, l'air qui a été comprimé pour mettre en mouvement une turbine qui grâce à un alternateur produit l'électricité. En effet, une turbine à gaz classique utilise près des deux tiers de la puissance disponible sur l'arbre pour la compression de l'air de combustion. Il apparaît donc possible, en séparant les processus dans le temps, de compresser l'air lors du stockage puis de produire, pendant les heures de déstockage, une puissance plus importante pour la même consommation de combustible.

Une centrale à turbine à gaz comprend essentiellement trois composants qui peuvent être multiple: le compresseur d'air, la chambre de combustion et la turbine, ainsi des autres composants supplémentaires de récupération et refroidissement (ure 3.2). L'air comprimé doit être stocké à forte pression (40 à 70 bar) et une température proche de l'ambiante, cela pour réduire son volume massique et diminuer ainsi la capacité de la caverne de stockage de l'air comprimé. Cependant, les volumes stockés restent très importants.

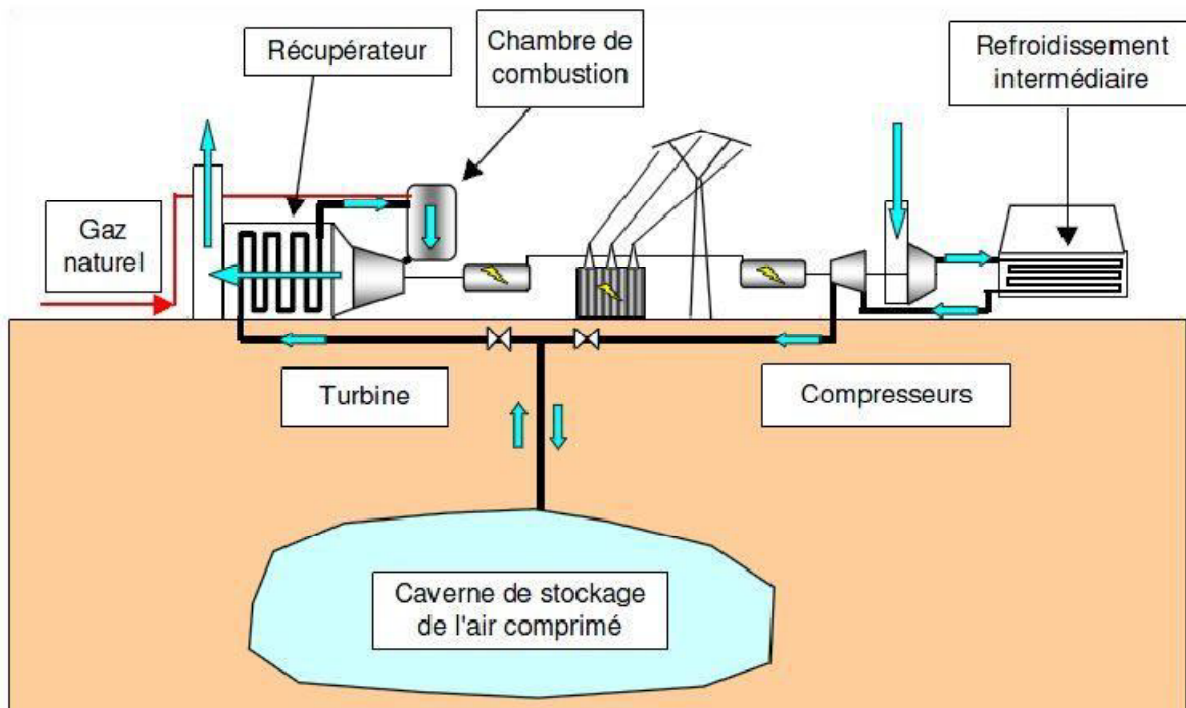


Figure 3.2 : Une centrale à turbine à gaz (air comprimé).

II.3.2 Moyens de stockage électrique

Les dispositifs de stockage peuvent être classés en deux catégories : directe et indirecte [17].

✚ Le condensateur et l'inductance sont réputés être les seuls moyens de stockage direct de l'électricité, mais dans leurs formes conventionnelles ne sont pas utilisables pour faire du stockage d'énergie aux échelles de temps qui nous intéressent ici (quelques secondes à quelques mois). Si l'on reste sur cette classification discutable de stockage, direct et indirect, les systèmes directs, utilisables dans nos applications, sont les supercondensateurs et les inductances supraconductrices (SMES : Superconductor Magnetic Energy Storage). Les premiers sont des condensateurs à très haute énergie volumique ou massique (10 Wh/kg et jusqu'à plus de 50 Wh/kg avec les toutes dernières technologies), avec des puissances massiques très élevées (quelques kW/kg) soit des constantes de temps de l'ordre d'une centaine de secondes. Leurs performances les destinent plutôt aux applications embarquées. Quant aux SMES, il s'agit de bobines, sans circuit ferromagnétique, à conducteurs supraconducteurs fonctionnant à des températures cryogéniques, en général l'hélium liquide (4,2 °K ou moins) pour les supra basse température (alliages NbTi ou Nb₃Sn) ou l'azote liquide (15 à 30 °K) pour les supra « haute température » (au Bismuth : BSCCO ou à l'Yttrium : YBaCuO). La bobine se présente comme une source de courant continu. Ce courant varie en fonction de l'état de charge et doit être converti pour être exploitable, en une tension continue ou alternative. Comme les supercondensateurs, les SMES présentent une faible constante de temps et sont adaptés au stockage d'une puissance importante.

Les autres moyens de stockage, considérés comme indirects, sont :

✚ Les accumulateurs électrochimiques. Lorsque l'on parle de stockage d'électricité, on pense immédiatement aux « batteries » électrochimiques qui constituent ainsi les références en matière. Les technologies et variantes sont nombreuses (Plomb-Acide, Nickel-Cadmium, Nickel-Métal-Hydrures, Lithium, Sodium-Soufre, Zinc-Air, etc...) et leurs principales qualités sont l'énergie massique (Lithium jusqu'à 150 Wh/kg) et la maturité technologique, du moins pour des capacités encore limitées à quelques kWh. Leur inconvénient majeur réside dans leur relativement faible durée de vie en cyclage de grande amplitude (qq 100 à qq 1000). Souvent, elles sont destinées à des applications embarquées ou portables mais également pour des fonctions de secours en situation couplée au réseau, avec des quantités d'énergie stockée relativement faibles (quelques Wh à quelques 10 kWh). Cependant, les

technologies plomb, NiCd et NaS ont été utilisées dans plusieurs projets de stockage à grande échelle.

- ✚ Les accumulateurs à volants d'inertie (FES : Flywheel Energy Storage) comprennent un volant d'inertie massif ou composite (plus rapide, énergie massique supérieure) associé à un moteur-générateur et à des paliers spéciaux (souvent magnétiques), le tout dans une enceinte de confinement sous très basse pression afin de minimiser les pertes d'autodécharge. On peut ainsi atteindre des taux d'autodécharge de quelques % par heure. Ils offrent une très grande capacité de cyclage (qq 10 000 à qq 100 000 cycles [18]). De façon simpliste, le volant est dimensionné en énergie et le moteur-générateur en puissance ; énergie et puissance sont ainsi facilement « découplables ». On considère habituellement que les accumulateurs inertiels se rangent, aux côtés des supercondensateurs et des SMES, dans la catégorie des systèmes à faible constante de temps. C'est d'ailleurs dans ce domaine qu'ils ont trouvé leurs premières applications commerciales (UPS Piller et Caterpillar), mais ils peuvent également permettre de réaliser des systèmes plus lents (constante de temps de l'ordre de l'heure) et étendre leur champ d'application (Beacon Power).
- ✚ Les systèmes à air comprimé en bouteilles, un compresseur électrique permet de mettre de l'air sous haute pression (200 bars ou plus) dans des bouteilles. La compression ou détente s'accompagne de pertes énergétiques (éventuellement valorisables dans certaines applications) et le rendement électrique est souvent médiocre. Mais une amélioration considérable peut être apportée par une interface liquide (huile ou eau). Le moteur hydraulique comprime le liquide qui comprime à son tour l'air en quasi isotherme avec un meilleur rendement global.
- ✚ Les systèmes électrolyseur-hydrogène-pile à combustible (ou à PAC réversible), outre un coût d'investissement encore prohibitif, leur rendement global est très faible et leur durée de vie insuffisante dans le contexte des applications couplées au réseau électrique. La production d'hydrogène pourrait être avantageuse en présence de réseaux d'hydrogène. Elle permettrait de convertir des surplus d'électricité et de les injecter dans ces réseaux pour une utilisation directe (transports par exemple).

Pour le stockage à plus grande échelle, on peut citer les solutions suivantes:

- ✚ Les systèmes hydrauliques gravitaires centrales de pompage-turbinage (pumped hydro). La contrainte majeure est liée à la nécessité de sites au relief adapté. Notons que 100 m³ d'eau stockées en haut d'un immeuble de 20 m ne représenteraient « que » 20 MJ ou 5,5 kWh.

- ✚ Le stockage d'air comprimé en caverne (CAES Compressed Air Energy Storage) représente une technologie déjà relativement mature avec plusieurs réalisations de grande puissance. La construction de systèmes CAES nécessite de disposer d'une géologie favorable permettant de disposer de grandes cavités (anciennes mines de sel par exemple). La définition du rendement est ici particulière car on brûle du gaz naturel pour réchauffer l'air dans une chambre de combustion avant de le détendre dans la turbine. Pour restituer 1 kWh au réseau, il faut utiliser 0,75 kWh d'électricité durant la phase de pompage et brûle 1,22 kWh de gaz naturel durant le déstockage.
- ✚ Les batteries à circulation (flow batteries) permettent de contourner la limitation des accumulateurs électrochimiques classiques dans lesquels les réactions électrochimiques créent des composés solides qui sont stockés directement sur les électrodes où ils se sont formés. La masse qu'il est possible d'accumuler localement est forcément limitée, ce qui fixe une limite à la capacité. Dans les batteries dites à circulation d'électrolyte, les composés chimiques responsables du stockage de l'énergie sont liquides et restent en solution dans l'électrolyte. Trois technologies sont en développement avec des électrolytes à base de ZnBr (Zinc-brome), NaBr (Sodium-brome) et VBr (Vanadium-brome). L'électrolyte est pompé vers des réservoirs externes dont le volume représente l'énergie stockée. Des systèmes de capacité élevée (qq 100 kWh à qq 10 MWh) sont en expérimentation sur sites.
- ✚ Le stockage de chaleur haute température avec turbine, système à l'état de projet qui n'a pas encore fait l'objet de réalisation, mais qui mérite que l'on s'y attarde. Des réfractaires sont chauffés par des résistances (avec un excellent rendement !) lors du stockage. Pour récupérer l'énergie accumulée, l'air chaud est injecté dans une turbine à cycles combinés et l'on peut espérer des rendements de l'ordre de 60%. La réalisation de ces réservoirs de chaleur n'est pas liée à des contraintes géologiques et les pertes d'autodécharge sont relativement faibles surtout si le système est de grandes dimensions. Les coûts d'investissement envisagés sont parmi les plus bas.

III.3 Principe du stockage hybride dans les systèmes électriques

La notion de stockage hybride a pris de l'ampleur avec l'arrivée des voitures électriques dans le secteur de l'automobile. En effet, les variations brutales d'énergie (puissances crêtes importantes par rapport à la puissance moyenne) conduisent à des pertes accrues et à des surdimensionnements coûteux des systèmes de conversion et au final à un mauvais bilan énergétique. Un dispositif de stockage intermédiaire permet de mieux gérer l'énergie et de

réduire les effets néfastes des pics de consommation ou de production (cas d'un tramway électrique ou d'un métro dont les pointes de consommation (démarrages et freinages de récupération) peuvent être dix fois supérieures à la puissance moyenne). L'adjonction de moyens de stockage d'électricité adaptés à des transferts rapides permet d'améliorer le bilan énergétique global, en réduisant les pertes notamment dans la ligne électrique de transport. Toujours dans le domaine des transports, le moteur thermique (à combustion interne, essence ou diesel) d'une automobile est généralement très surdimensionné en puissance maximale pour permettre de satisfaire des performances d'accélération, de franchissement de côtes, etc. Dans les usages normaux (vitesse constante et modérée), le moteur est très sous-utilisé et travaille loin de sa puissance maximale, avec un rendement médiocre. À cette puissance, un moteur de moindre puissance nominale aura un meilleur rendement et consommera donc moins de carburant. Le surdimensionnement conduit finalement à un gaspillage énergétique. Il y a deux solutions à ce problème : accepter une puissance plus faible et des performances moindres, en accélération notamment, ou hybrider la chaîne de traction en associant au moteur thermique un moteur électrique (réversible) avec accumulateur électrique. La partie électrique vient alors assister le moteur thermique durant les demandes de puissance importante et permet également de récupérer l'énergie de freinage, ce qui n'est pas le cas avec le moteur thermique non réversible. C'est le principe de base des automobiles hybrides, dont la Toyota Prius est la plus aboutie et la plus connue des versions commercialisées à grande échelle. La consommation de carburant peut être réduite de façon significative, surtout en cycle urbain. En transposant ce principe d'hybridation au cas du photovoltaïque, le confort d'utilisation se voit ainsi augmenter. En effet, la possibilité de disposer instantanément d'une puissance élevée permettra un changement des habitudes dans l'utilisation de l'énergie provenant d'un système photovoltaïque en site isolé. Contrairement à un système conventionnel où le matériel utilisé se limite à des appareils de très basse consommation, on peut envisager l'introduction d'équipements gourmands en électricité lors des phases de démarrage (par ex. une machine à laver). Le choix des composants de stockage devra se faire suivant un cahier des charges précis. Différentes études décrivent la pertinence de la combinaison de plusieurs sources d'énergie pour faire une source de stockage hybride efficace. L'investissement et les frais d'exploitation définissent la technologie d'un système de stockage.

Pour faire face aux crêtes de puissance, le dispositif de stockage doit avoir une dynamique rapide, une puissance spécifique élevée et tolérer des décharges profondes. En

plus de ces caractéristiques, les supercapacités ont un nombre de cycle élevé comparé aux autres technologies de stockage. En associant supercapacités et batteries, on devra être en mesure d'optimiser le dimensionnement du système de stockage, augmenter sa durée de vie avec en prime une bonne dynamique.

III.3 LES BATTERIES [19]

Parfois, appelée "accumulateur", destinée à emmagasiner de l'électricité (toujours en courant continu). La plus grosse batterie du monde, c'est la terre qui met 3-4 milliards d'années à se charger et qui, au rythme où vont les choses, sera déchargée par nous, disons en une centaine d'années. Ce qui équivaldrait à charger une batterie durant 100 ans et la décharger, sans pouvoir jamais la recharger, en deux minutes !. On constate aujourd'hui que beaucoup de nos véhicules électriques "modernes" utilisent encore le vieil accumulateur au plomb. Il existe bien une batterie garantissant une autonomie de plus de 600 km, mais elle coûte horriblement cher et surtout ne peut pour l'instant être rechargée qu'une dizaine de fois: c'est la batterie Zinc - Argent. Il existe quatre grandes familles d'accumulateurs :

- Accumulateurs de démarrage pour véhicules à moteur à combustion interne.
- Accumulateurs de traction pour la commande de véhicules de manutention au sol, les véhicules électriques, les sous-marins, etc.
- Accumulateurs stationnaires : ils sont utilisés comme source stationnaire de courant continu de secours en cas de rupture du secteur, ou de courant continu de commande (usines d'énergie électrique, télécommunications,

Appareils de signalisation, groupes de secours, éclairage de secours, etc.)

- Accumulateurs au Nickel-Cadmium : les accumulateurs étanches et rechargeables au Nickel-Cadmium se présentent sous trois formes : éléments boutons, éléments ronds et éléments prismatiques. Grâce à leur construction d'une résistance extraordinaire, ils peuvent être rechargés des centaines de fois, ne réclament pas d'entretien, supportant très longtemps le stockage et peuvent être incorporés dans des appareils dont ils deviennent partie intégrante.

Deux types de batteries font beaucoup parler d'elles actuellement:

- Plomb pur (Hawker): meilleure en bien des points que celle au plomb - acide même scellées.

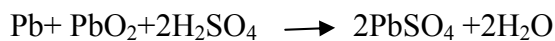
-Vanadium Redox- ici l'énergie, en solution liquide, est stockée dans deux réservoirs: des pompes font circuler la "catholyte" et "l'anolyte" à travers la batterie. Elle peut être déchargée complètement sans dommage. Il est possible de la recharger instantanément : il suffit de changer les électrodes. Assez complexe, elle possède cependant beaucoup de qualités. L'électrolyte est à base de H₂SO₄ et V₂O₅.

III.3.1 Les principaux types des batteries et leur caractéristique

On distingue plusieurs types de batterie sont comme suite :

a) **Batterie plomb-acide [20]** : la batterie au plomb a toujours été et est toujours actuellement la source d'énergie la plus répandue. Elle présente l'avantage non négligeable de présenter le prix revient le plus faible parmi tous les types de batteries connus. Malgré son grand âge, il existe à l'heure actuelle aucun modèle chimique ou électrique permettant de reproduire assez précisément et dans divers cas de figure son fonctionnement. Les seuls modèles sont soit assez imprécis, soit seulement utilisables dans certaines conditions d'utilisation bien précises. Elle joue, son ancienneté et sa grande diffusion, le rôle d'étalon pour évaluer la caractéristique des batteries.

Son fonctionnement se base sur la réaction d'oxydoréduction suivante :



PbO₂ est l'électrode positive (cathode, pôle +) et Pb électrode négative (anode, pôle -), tant en charge qu'en décharge.

Afin d'obtenir la tension désirée aux bornes d'un élément on connecte plusieurs cellules en série à l'intérieur du module ; par contre, si l'on désire augmenter la capacité et le courant, il faut connecter ces cellules en parallèles. Pour obtenir une batterie de 12V, il faut donc associer 6 cellules de 2V en série.

b) **Batterie Nickel cadmium [21]** :

La tension nominale d'un élément accumulateur de ce type est de 1,2 V. Ce couple électrochimique est l'un des plus couramment utilisés depuis plusieurs décennies pour fabriquer des batteries d'accumulateurs alimentant les appareils portatifs. Ce type d'accumulateur possède un effet mémoire, ce qui impose leur stockage dans l'état déchargé (0,6V). La fin de décharge est caractérisée par une variation de la tension de charge

($\frac{dv}{dt}$) Négative. C'est ce seuil qui est détecté par les chargeurs automatique de qualité pour arrêter la charge.

c) Batteries sodium chlorure de nickel [20] :

Cette batterie, par foi appelée « batterie chaude présente les caractéristiques de ne pouvoir fonctionner qu'à des températures élevée, de l'ordre de 300°C, cela présente des avantages et des inconvénients : la haute température implique que l'on dispose en permanence d'une forte source de chaleur pour chauffer l'habitacle du véhicule. Une partie de l'énergie de la batterie est donc dépensée pour conserver sa température, alors qu'en elle-même, elle ne présente pas d'autodécharge.

La tension à vide est de 2,58V et ce sur toutes la page de décharge. La haute température est requise pour assurer la conductivité de l'électrolyte solide. La durée de vie, toujours en tests, est évaluée à plus de 700cycles, de plus, le fonctionnement ne nécessite aucune maintenance. Par contre l'électrolyte solide est fragile et difficile à produire.

d) Batterie lithium-ion:

Ces batteries font partie des nouveaux types fort prometteurs. Les énergies massiques et volumiques sont très élevées, de l'ordre respectivement de 150 Wh et 300 Wh. Le lithium est en effet le métal le plus attractif pour constituer l'électrode négative d'une batterie.

La tension varie de manière linéaire avec la profondeur de décharge et est relativement peu influencée par la température. Ces batteries supportent assez mal les surcharge car la structure des électrodes peu être modifiée en cas de surcharge. Ces batteries sont sujettes à bien des améliorations.

e) Batterie zinc aire [21]:

Ce type d'accumulateur n'est pas vraiment une batterie mais plutôt une pile. Dans ce système très particulier, l'anode est constituée d'un important volume de zinc. Sa tension nominale à vide est de 1,45 V. leur sensibilité est importante.

Dans notre système on choisir la batterie a plomb acide a cause de ces avantages :

- prix dérisoires.
- capables de fournir des courants élevés.
- élément standard trouvable n'importe où dans le commerce.
- facilité de mis en œuvre.
- sans effet mémoire (c'est à dire qu'on peut quand on veut, à n'importe quel niveau de décharge).
- Souplesse d'utilisation.

III .4. Les caractéristiques principales d'une batterie sont :

III .4.1. Capacités en ampères heures : les ampères heures d'une batterie sont tous lesquelles circule le courant. Simplement les nombres d'ampères qui fournissent multiplié par les nombres d'heure pendant

Théoriquement par exemple ; une batterie de 200AH peut fournir 200A par une heure ; ou 50A par quatre heures

Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie telle que [22] :

III .4. 2. Rapport de chargement et de déchargement : si la batterie est chargée ou déchargée à un rythme différent que celui spécifié, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer légèrement. si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.

III. 4. 3. La température : un autre facteur qui influence la capacité est la température de la batterie et celle de son atmosphère le comportement de la 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 [22].

III .4.4. La 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 que soit le mode d'utilisation de accumulateur, il ya une durée de vie total exprime en année (ou bien nombre de cycle) [23].

III .4.5 La profondeur de décharge : la profondeur de la décharge est le pourcentage de la capacité total de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge ou de décharge. La batterie de cycle peu profond sont conçues pour des décharges de 10 à 25%de leur capacité total dans chaque cycle .la majorité des batteries de “ cycle profond“ fabriquées pour les applications photovoltaïque sont conçues pour des décharges jusque a 80% de leur capacité, sans les endommager. Les fabricants des batteries de nickel-cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucun dommage.

Les différents Types de batterie existant actuellement sur le marché sont regroupés dans le tableau 3.1 suivant :

Type de batterie	Propriétés	Puissance Inférieure Wh / kg	Coût
Plomb – acide	Fiable, recyclable, Avec entretien	35	Pas trop chère
Scellée plomb- acide	Entretien nul, utilisée dans n'importe quelle position	39	Pas trop chère
Bipolaire plomb - acide	Recharge rapide permise et surtout durable	50	Très chère
Nickel – Cadmium	Toxique, effet de mémoire	45	Très chère
Nickel – Fer	Non toxique, durable	55	Très chère
Nickel – Métal hydrure	Non toxique, durable	90	Très chère
Zinc – Bromure	Analogue à la précédente mais très toxique	90	Très chère
Sodium – Sulfure	Fonctionne à 300 °C D'où danger d'incendie	110	Très chère
Lithium – Ion (SAFT)	Sûre, puissante, formes diverses	150	Très chère

Tableau 4.1: Types de batterie existant actuellement sur le marché

III.4.6 La tension d'utilisation : c'est la tension à laquelle l'énergie stocké est restituées normalement à la charge.

III.4.7 Le rendement : c'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie a l'accumulateur.

III. 4 .8 Le taux d'autodécharge: l'autodécharge est la perte des capacités en laissant l'accumulateur en repos (sans charge) pendant un temps donné.

III .5. Accumulateur au plomb [19]

III .5.1 Bref historique

L'histoire de l'accumulateur au plomb est plus que centenaire et remonte à la découverte du premier générateur électrochimique non réversible (pile) en 1800.

- La réversibilité (cas de l'accumulateur), a été observée pour la première fois en 1801 par le physicien Gautherot.
- En 1859, Gaston Plante reconnaît l'intérêt du plomb pour la construction de l'accumulateur.
- En 1881, l'accumulateur connaît un perfectionnement très important en constituant les matières actives par des oxydes de plomb, rapportés sur des grilles supports.
- à l'accumulateur actuel.

III.5.2 Technologie

- Il existe quatre gammes de batteries stationnaires au plomb. Elles se différencient par le type de construction de l'électrode positive. Il s'agit en particulier des éléments à plaques positives

A grande surface : la masse active a la même composition que le matériau porteur, grâce à la surface lamelléede la plaque, la surface est multipliée de 8 à 12 fois % à celle de la plaque de Pb lisse, la plaque à grande surface a un bon comportement à courant élevé.

- La tu bulaire : la masse active se trouve entre la tige et le petit tuyau. Les plaques tubulaires sont appropriées aux décharges de plusieurs cuves et ce, grâce à l'optimisation de la masse active.
- A tige : elles se composent de tiges de plomb disposées verticalement enfilées dans des pochettes. La masse active se trouve dans l'espace entre la tige de plomb et la

pochette. La plaque à tige est une version améliorée de la plaque tubulaire. Elle a les avantages de la plaque tubulaire et de la grande surface.

- A grilles : elles sont constituées d'une grille de plomb, dans laquelle est empâtée la masse active.

Dans les quatre cas, l'électrode négative est toujours une plaque à grille.

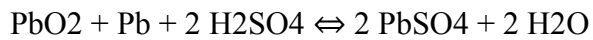
La matière active des électrodes négatives est du fer pulvérulent réoxydé superficiellement, soit de la magnétite Fe_3O_4 , cette dernière est mélangée à environ 3 % d'oxyde mercurique qui par réduction lors de la première charge, donne du mercure. Celui-ci ne pouvant se rassembler en gouttelettes forme un véritable réseau conducteur au sein de la masse de l'électrode.

Les plaques positives sont des plaques planes à pochettes ou des plaques frittées. Les premières sont identiques aux plaques positives mais -armes d'oxydes de fer et de mercure. Les plaques frittées sont constituées d'un mélange de poudre très fines de magnétite Fe_3O_5 et de cuivre. Ce mélange est étendu en une couche de quelques mm d'épaisseur sur un grillage métallique à mailles fines tendu sur un cadre d'acier, puis l'ensemble est comprimé à forte pression.

Sous l'effet de cette compression, les cristaux microscopiques de cuivre, de forme dendritique ou arborescente s'enchevêtrent avec la poudre de magnétite et donne un solide cohérent. La plaque est ensuite soumise à un traitement thermique à 600 °C sous atmosphère réductrice d'hydrogène aboutissant au frittage du réseau du cuivre, ce qui améliore la résistance mécanique et la conductivité de la plaque.

III.5.3 Principe de fonctionnement [24]

Le principe de fonctionnement d'un générateur électrochimique est essentiellement basé sur la conversion de l'énergie chimique en énergie électrique. Toute réaction chimique d'oxydoréduction, pourvu qu'elle soit spontanée, c'est-à-dire accompagnée d'une diminution d'énergie libre, est en effet susceptible de donner naissance à un courant électrique lorsqu'elle a lieu dans des conditions appropriées. Pour cela, il faut que l'échange des électrons de valence s'effectue par le canal d'un circuit extérieur au système. Ainsi la combustion libre de l'hydrogène produisant de l'eau et de l'énergie calorifique ne peut donner naissance à un courant électrique car l'échange électronique s'accomplit directement, en quelque sorte par un court-circuitage moléculaire.



Si cette réaction est décomposée en deux réactions partielles, simultanées, distinctes dans l'espace, dont l'une donne lieu à une capture et l'autre à une libération d'électrons, l'échange de ces électrons s'effectue alors par un courant extérieur et fournit de l'énergie électrique.



L'électrolyte doit avoir une conductibilité électronique nulle (sous peine de court-circuiter les électrodes) et être dissocié en ions porteurs de charges électriques. Le passage du courant dans l'électrolyte est dû au déplacement des ions sous l'influence du champ électrique existant entre les électrodes.

Durant la charge, l'acide est éliminé des plaques. Les pores en premier temps absorbent l'acide, ce qui entraîne une plus grande densité de l'acide interne aux pores à l'acide externe. Donc il va avoir un gradient de concentration de l'intérieur vers l'extérieur.

Le chemin de la diffusion devient plus long, la conversion chimique déplace de plus en plus vers l'intérieur donc la densité de l'acide interne augmente ainsi que la tension de l'élément. Quand la tension de charge atteint

2,35 – 2,40 V, il se produit en plus de la transformation (du sulfate de plomb en PbO₂ à l'électrode positive; une décomposition de l'eau sur l'électrode négative. La tension augmente jusqu'à une valeur stable, la grandeur de cette valeur dépend du courant de charge, de la température, de la conception et de l'âge de l'élément. Des particules de la masse active sont arrachées par le fort dégagement gazeux de la dernière étape de charge. Des résidus s'accumulent dans la cellule. Le courant de charge ne doit pour cela en aucun cas être dépassé. L'effet Principal durant la décharge réside dans la réduction du PbO₂ à l'électrode positive et l'oxydation du Pb à l'électrode négative. La sulfatation résulte de ces deux effets (Fig. 1).

La densité est le paramètre le plus simple pour définir l'état de charge et de santé d'un élément. La densité de l'électrolyte dans un accumulateur au plomb-acide est fonction de la concentration d'acide sulfurique, de l'état de charge et de la température. Pour les batteries à usage solaire, la densité haute peut varier de ,4 V pour les batteries stationnaires à 1,30 V pour les batteries à plaques planes (type démarrage à proscrire pour des installations

photovoltaïques, car elles ne supportent pas les cyclages). En fin de décharge, la densité peut avoisiner 1,15. Arrivée à 1,10, la batterie n'est plus rechargeable (Fig. 2).

Le relevé de la densité, facile d'apparence, peut poser des problèmes. Au moment de la mesure, la température de l'électrolyte doit être relevée pour avoir des valeurs comparatives, les densités nominales étant annoncées pour une température de référence (la densité décroît lorsque la température monte). Avant d'effectuer la mesure, il faut homogénéiser l'électrolyte soit par brassage mécanique (on envoie des bulles d'air par le bas de l'élément) soit en provoquant une surcharge (production massive de gaz). Ces conditions de relevés maîtrisées, il faut tenir compte de l'âge de la batterie car en vieillissant, une partie de l'acide absorbé par la sulfatation irréversible et l'oxydation des grilles, n'est plus restitué à l'électrolyte. Il s'ensuit une baisse de densité qui s'accroît au fur et à mesure que la batterie vieillit.

III.6 Les contraintes de stockage de l'énergie PV dans un accumulateur au plomb [24]

Tout d'abord, il est important d'installer les batteries dans un local frais et ventilé pour évacuer par siphonnage l'hydrogène plus léger que l'air (un mélange de 4 % d'H₂ dans l'air est détonnant). A la mise en service de l'installation, l'expérience montre qu'une surcharge des éléments à 2,45 volts permet d'améliorer nettement la durée de vie. Ces contraintes sont les suivantes :

- ✓ Contraintes liées aux cycles de charge/décharge dues au cycle journalier (dont le profil et l'amplitude dépendent de la puissance et de l'énergie fournie par le générateur), par celles demandées par l'utilisateur et par la météorologie (ensoleillement, vent, ...).
- ✓ Contraintes liées aux décharges profondes (jusqu'à 60 % de sa capacité) et prolongées, dues à des périodes de faible ensoleillement.
- ✓ Contraintes liées aux surcharges d'été prises en charge par la régulation.
- ✓ Contraintes liées à l'immobilisation qui ne permettent pas l'homogénéisation de l'électrolyte (stratification due aux recharges successives sans production intense de gaz) et se traduisent par une concentration plus élevée en acide au fond des bacs.
- ✓ Contraintes liées à la maintenance, qui peut affecter de manière significative la fiabilité du système. Il est important que les usagers vérifient le bon état de leurs batteries, car le plus souvent la maintenance est leur charge. Les manipulations à effectuer concernent la remise à niveau de l'électrolyte avec de l'eau déminéralisée, et le nettoyage des bouchons, car des dépôts conducteurs peuvent entraîner des

résistances de fuite entre les bornes. Une recharge d'égalisation des éléments en vue d'équilibrer leur état de charge peut être nécessaire périodiquement.

III. 7 CONCLUSION :

Dans un système photovoltaïque, la caractérisation de l'équipement de stockage présente de grandes difficultés. La grande diversité des batteries et le nombre de paramètres qui interviennent font que l'on ne peut donner qu'une représentation empirique du comportement dynamique des batteries. Les éléments au plomb ont des caractéristiques énergétiques et de puissance moyennes. Ils ont une bonne durée de vie et une bonne fiabilité. En raison de leur coût relativement faible et de leur large disponibilité, ils sont les plus utilisés.

Dans les systèmes photovoltaïques, le moyen de stockage utilisé couramment est le stockage électrochimique. De plus, pour un site isolé, il devra respecter certaines contraintes notamment un bon rapport coût/performance, une grande fiabilité, une bonne sécurité.... Dans ce domaine, les batteries au plomb-acide sont les plus répandues car elles offrent le meilleur compromis en termes de coût / performance / entretien.

Le stockage électrique à travers les super condensateurs présente aussi un intérêt du fait de leur utilisation en appoint lors d'un fort appel de puissance.

Une batterie au plomb acide est un ensemble d'éléments de 2 volts connectés en série pour obtenir la tension d'utilisation désirée. Ces éléments sont constitués de plaques positives et négatives, assemblées en alternance, ces plaques sont recouvertes de matières actives - bioxyde de plomb pour la positive et plomb spongieux pour la négative. Ces électrodes plongent dans une solution d'acide sulfurique, la quantité de matières formées donne une capacité plus ou moins grande.

Chapitre IV

*Modélisation et simulation
du système photovoltaïque*

IV.1 Introduction

Les progrès des méthodes numériques et l'amélioration des performances des ordinateurs ont fait de la simulation numérique un outil essentiel dans l'industrie comme dans la recherche. Les industries aéronautique, spatiale, automobile, électronucléaire, la production d'électricité, la synthèse des matériaux y font en particulier largement appel. L'association entre mathématiques et ordinateur permet de créer un laboratoire virtuel pour simuler des expériences que l'on ne peut pas faire en réalité, parce qu'elles sont trop chères, trop compliquées ou trop longues.

La technologie photovoltaïque est régulièrement présentée comme une source fiable d'énergie renouvelable. Relever les défis liés au développement et l'implémentation de ces systèmes requiert des outils de simulation capables de modéliser et d'analyser le comportement des différents composants électroniques. Ces outils doivent aussi permettre de modéliser les lois de commande associées, dans le but d'évaluer les performances du système complet.

La description mathématique de la caractéristique courant-tension pour les cellules photovoltaïques est généralement représentée par une équation non linéaire, dont il est difficile de résoudre par des méthodes analytiques. Dans ce chapitre, un processus de modélisation est présenté pour configurer un modèle de simulation, qui peut estimer le rendement des cellules selon les variations ambiantes d'éclairement et de la température.

IV.2 Modèles de coordonnées soleil

IV.2.1 Angle solaire

Les angles solaires sont des facteurs intéressants pour le calcul de rayonnement solaire [13] :

- L'altitude (φ) : est l'angle formé par le plan équatorial et la direction reliant le lieu considéré, au centre de la terre. Les altitudes de l'hémisphère nord sont affectées d'un signe positif et celles de l'hémisphère sud d'un signe négatif.
- La longitude e (λ) : représente l'angle formé par le plan méridien de lieu considéré et le Plan méridien origine. Ce dernier passe par l'observatoire de Greenwich et a pour longitude 0° . Les longitudes situées à l'est de ce méridien sont positives et celles situées à l'ouest négatives.

- La déclinaison (ω) : c'est l'angle entre la direction du soleil et le plan équatorial. Elle traduit l'inclinaison du plan équatorial par rapport au plan écliptique. Sa valeur varie entre $-23^{\circ}7$ (Au solstice d'hiver) et $23^{\circ}7$, (au solstice d'été) et s'annule aux équinoxes de Printemps et d'automne (figure 4.1). Cet angle varie très peu pendant une journée, ce qui permet d'approcher le mouvement quotidien du soleil par une rotation sur cône d'axe. L'angle ω sera donc fonction du jour de l'année et donné par la formule suivante :

$$\omega = 23,45^{\circ} \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot N - 80\right) \quad (4.1)$$

Avec N est le nombre de jours de l'année compté à partir du 1er janvier, il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année :

- Année civile : 365 jours ;
- Année bissextile : 366 jours.

L'angle horaire du soleil (δ) :

IV.2 La modélisation d'une cellule solaire :

Les installations solaires photovoltaïques peuvent être de deux types :

- ✚ Autonomes : il faut alors prévoir un système de stockage ou un générateur d'appoint ; autonomie réelle
- ✚ Raccordées au réseau : il est alors possible de prendre de l'électricité sur le réseau quand la production est inférieure à la consommation et d'en injecter quand elle est supérieure à la consommation : autonomie fictive

IV.2.1 Le schéma équivalent

Le schéma et le modèle équivalent de la cellule solaire réel pour un flux incident et une température fixe, sont représentés sur les figures (4.1 et 4.2). Les cellules photovoltaïques sont assemblées, connectées et mises sous verre pour former des modules photovoltaïques. Ces modules sont soit utilisés pour alimenter des sites éloignés du réseau électrique (refuges de haute montagne, stations de pompage au milieu du désert, relais de télécommunication en

zone rurale, etc.) ou soit utilisés pour produire et réinjecter de l'électricité sur le réseau électrique.

Le fonctionnement électrique d'une cellule peut être symbolisé par :

- Un générateur de courant délivrant un photocourant I_{ph} créé par la lumière dans le silicium. I_{ph} est proportionnel à la quantité de lumière et à la surface de la cellule.
- Une diode, représentant la jonction P-N dans le silicium. Cette jonction induit une barrière de potentiel, laquelle absorbe un courant I_d .
- Une résistance shunt R_{sh} et une résistance série R_s .

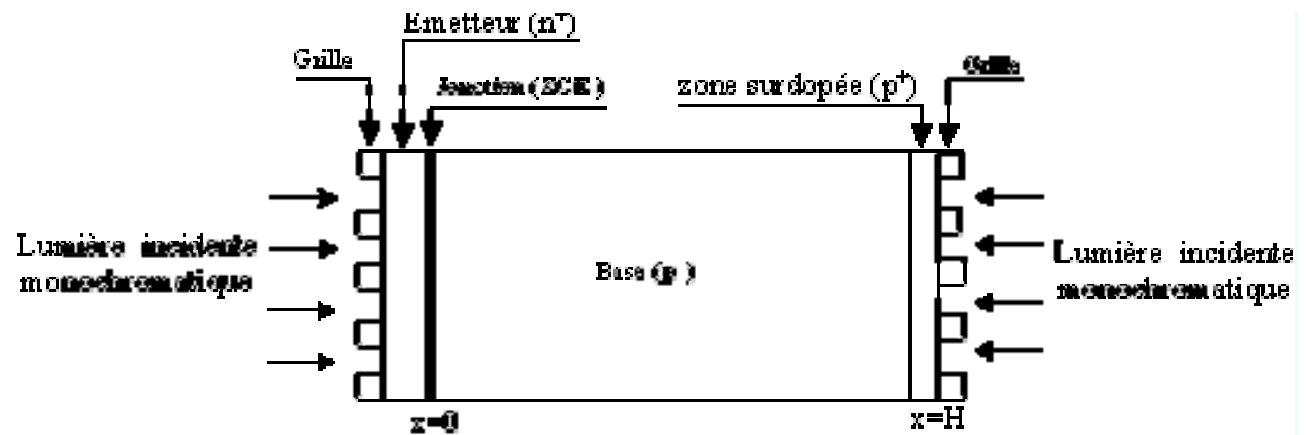


Figure 4.1 Modèle équivalent électrique

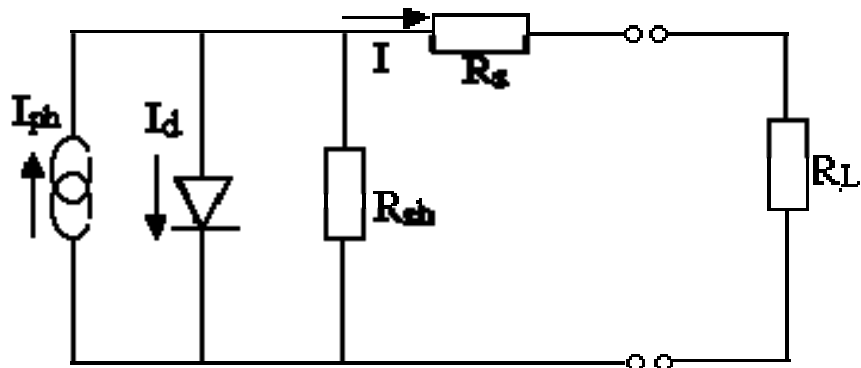


Figure 4.2 : Le schéma équivalent de la cellule photovoltaïque.

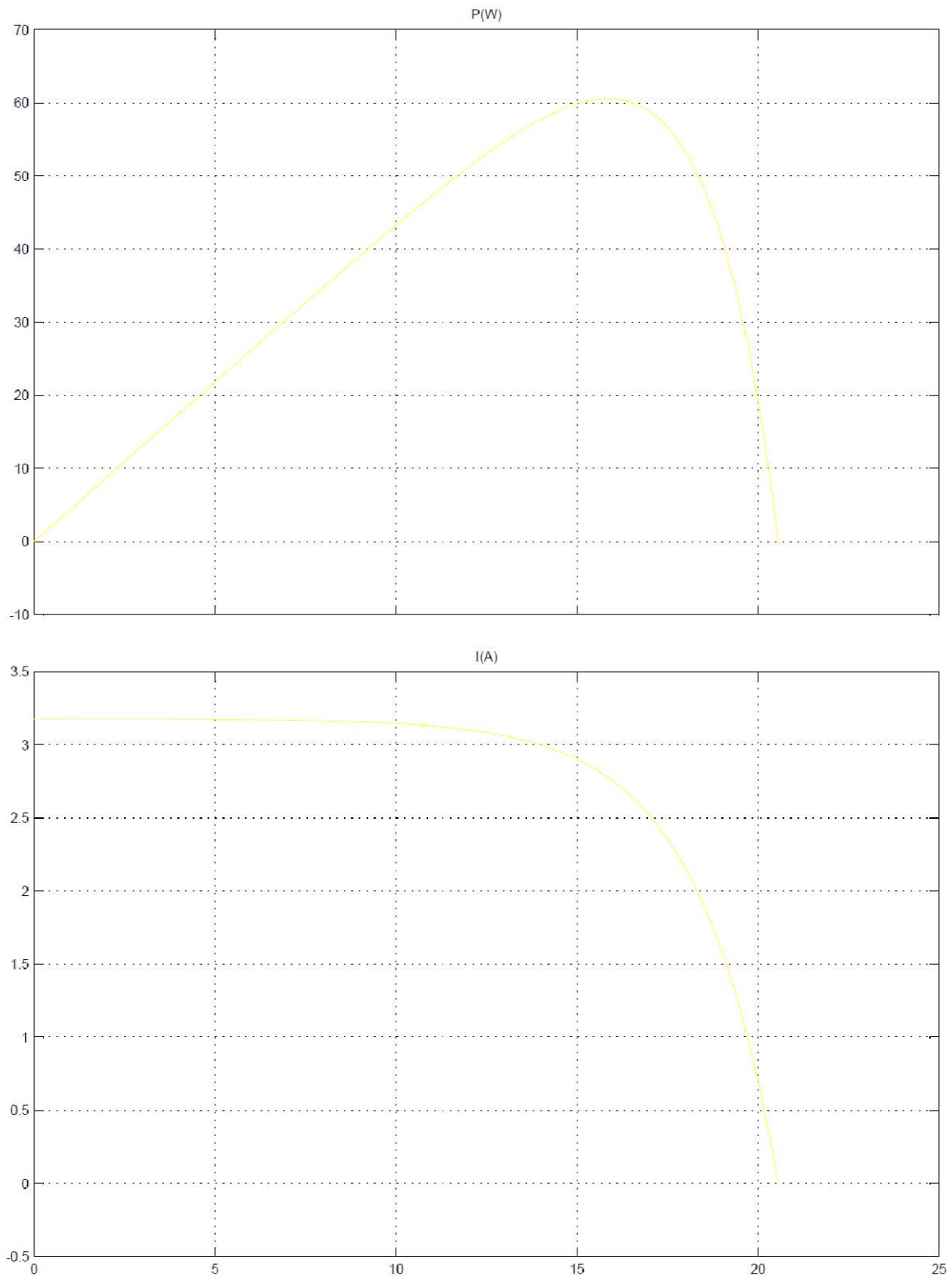


Figure 4.3: Caractéristiques électrique de la cellule photovoltaïque

Nous avons implanté le modèle du générateur photovoltaïque dans l'environnement Simulink de Matlab, puis nous avons simulé les caractéristiques P(V) et I(V) pour une large plage de variation de la puissance de l'éclairement reçu par le panneau photovoltaïque (Figure 4.3). L'objectif est de réaliser une librairie sous matlab Simpower permettant la création d'un modèle d'un générateur photovoltaïque à partir d'un circuit équivalent d'une cellule de base réalisé grâce à cette même librairie. Ce modèle servira à étudier les caractéristiques (I-V et P-V) de ce générateur ainsi que leurs comportements en fonction des paramètres solaires à savoir l'éclairement dans le plan des panneaux et la température de jonction.

Une cellule photovoltaïque va produire de l'énergie de manière proportionnelle à l'intensité lumineuse qu'elle reçoit. La température est aussi un facteur influant sur les caractéristiques intensité/tension d'une cellule photovoltaïque.

En appliquons la loi de Kirchhoff aux nœuds, le courant de la cellule est donné par:

$$I = I_L - I_D \quad (4.1)$$

$$\text{Avec } I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{\gamma k T_c}\right) - 1 \right] \quad (4.2)$$

$$I_L = \left(\frac{G}{G_{REF}}\right) \left(I_{L,REF} + \mu_{ISC} (T_C - T_{C,REF}) \right) \quad (4.3)$$

$$I_0 = DT_c^3 \exp\left(\frac{-q\mathcal{E}_G}{AkT_c}\right) \quad (4.4)$$

$$I_0 = I_{0,REF} \left(\frac{T_C}{T_{C,REF}}\right)^3 \exp\left[\left(\frac{q\mathcal{E}_G}{kA}\right) \left(\frac{1}{T_{C,REF}} - \frac{1}{T_C}\right)\right] \quad (4.5)$$

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{\gamma k T_c}\right) - 1 \right] \quad (4.6)$$

$$\gamma = A \cdot NCS \cdot NS \quad (4.7)$$

IV. 2.2 Evaluation des différents paramètres

Les relations liant les différents paramètres sont données aux points:

- ✚ I = I_{SC} et V = 0 : au point de court circuit.
- ✚ I = 0 et V = V_{OC} : au point du circuit ouvert.
- ✚ I = I_{MP} et V = V_{MP} : au point de fonctionnement maximal.

$$I_{sc,ref} = I_{L,ref} - I_{0,ref} \left[\exp\left(\frac{qI_{sc,ref}R_s}{\gamma kT_{c,ref}}\right) - 1 \right] \quad (4.8)$$

$$0 = I_{L,ref} - I_{0,ref} \left[\exp\left(\frac{qV_{oc,ref}}{\gamma kT_{c,ref}}\right) - 1 \right] \quad (4.9)$$

$$I_{MP,REF} = I_{L,REF} - I_{0,ref} \left[\exp\left(\frac{q(V_{MP,REF} + I_{MP,REF}R_s)}{\gamma kT_{c,ref}}\right) - 1 \right] \quad (4.10)$$

Le courant inverse de saturation de la diode de l'ordre de 10^{-5} à 10^{-6} est une petite quantité, cela nous ramène à éliminer le terme exponentielle des équations précédentes :

$$I_{L,REF} \approx I_{SC,REF} \quad (4.11)$$

$$0 \approx I_{SC,REF} - I_{0,REF} \exp\left(\frac{qV_{OC,REF}}{kT_{C,REF}\gamma}\right) \quad (4.12)$$

$$I_{MP,REF} \approx I_{SC,REF} - I_{0,REF} \exp\left(\frac{q(V_{MP,REF} + I_{MP,REF}R_s)}{kT_{C,REF}\gamma}\right) \quad (4.13)$$

En utilisant certaines substitutions pour calculer γ et $I_{0,REF}$:

$$\gamma = \frac{q(V_{MP,REF} + I_{MP,REF}R_s - V_{OC,REF})}{kT_{C,REF} \ln\left(1 - \frac{I_{MP,REF}}{I_{SC,REF}}\right)} \quad (4.14)$$

$$I_{0,REF} = I_{SC,REF} \exp\left(\frac{-qV_{OC,REF}}{kT_{C,REF}\gamma}\right) \quad (4.15)$$

IV.2.3 Evaluation de la résistance série R_s

À partir de la méthode de bisection et pour des valeurs limites de convergence (pour le cas de la résistance série R_s , la limite inférieure est nulle et la limite supérieure est établie par des limitations physiques. Trois points sur la courbe Courant tension sont

indépendamment fixes des valeurs des paramètres, c.-à-d, le circuit ouvert, le court circuit et la position du point de puissance maximum. Un autre paramètre peut décrire la forme de la courbe, c'est le facteur de forme qui influe sur la courbe I - V de façon inverse à l'influence de la résistance série. Ainsi la valeur la plus basse de γ déterminerait la limite supérieure de R_s . La limite inférieure de γ est donnée par le nombre de cellules en série, NCS. La limite inférieure de A correspondant à un comportement idéal de cellules, vaut 1,0.

Nous avons alors :

$$R_{s,\max} = \frac{1}{I_{mp,ref}} \left[\frac{kT_{C,REF} NCS}{q} \ln \left(1 - \frac{I_{mp,ref}}{I_{sc,ref}} \right) + V_{oc,ref} - V_{mp,ref} \right] \quad (4.16)$$

$$V_{oc,ref} = \frac{kT_{C,REF} \gamma}{q} \ln \left(\frac{I_{sc,ref}}{I_{0,ref}} \right) \quad (4.17)$$

$$\mu_{voc} = \frac{\partial V_{oc,ref}}{\partial T_{c,ref}} = \frac{\gamma k}{q} \left[\ln \left(\frac{I_{sc,ref}}{I_{0,ref}} \right) + \frac{T_{c,ref} \mu_{isc}}{I_{sc,ref}} - \left(3 + \frac{q \varepsilon_G}{A k T_{c,ref}} \right) \right] \quad (4.18)$$

IV.2.4 Détermination de la puissance maximale

Un générateur délivre une puissance $P=I.V$ qui varie avec la charge à alimenter par le système. Cette puissance passe par un point maximum pour une seule valeur de la résistance chargée.

Au point de puissance max, nous avons:

$$\frac{\partial P}{\partial V} = V \frac{\partial I}{\partial V} + I = 0 \quad (4.19)$$

$$\frac{\partial I}{\partial V} = -I_0 \exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{kT_{C,REF} \gamma} \right) \times \frac{q}{kT_{C,REF}} \times \left(1 + R_s \frac{\partial I}{\partial V} \right) \quad (4.20)$$

$$I_L + I_0 \exp \left(\frac{q(V_{MP} + I_{MP} R_s)}{kT_{C,REF} \gamma} \right) \times \left(1 + \frac{\frac{q V_{MP}}{kT_{C,REF} \gamma}}{1 + \frac{q R_s I_0}{kT_{C,REF} \gamma} \exp \left(\frac{q(V_{MP} + I_{MP} R_s)}{kT_{C,REF} \gamma} \right)} \right) = 0 \quad (4.21)$$

$$V_{MP} = \frac{kT_{C,REF}\gamma}{q} \ln\left(\frac{I_L - I_{MP}}{I_0} + 1\right) - I_{MP}R_S \quad (4.22)$$

Une expression explicite pour I_{MP} est obtenue en substitution l'équation (4.22) dans l'équation (4.21):

$$I_{MP} + \frac{(I_{MP} - I_L - I_0) \left[\ln\left(\frac{I_L - I_{MP}}{I_0} + 1\right) - \frac{I_{MP}R_S q}{kT_{C,REF}\gamma} \right]}{1 + (I_L - I_{MP} + I_0) \frac{R_S q}{kT_{C,REF}\gamma}} = 0 \quad (4.23)$$

$$I_{MP,GUESS} = \frac{G}{G_{REF}} NP(I_{MP,REF} + \mu_{ISC}(T_C - T_{C,REF})) \quad (4.24)$$

La figure (4.4) présente les caractéristique $I-V$ d'un module typique de 125 $W_{crête}$ en fonction de l'irradiation solaire. La valeur de 125 $W_{crête}$ est une mesure sous une irradiation de $1kW/m^2$, spectre AM 1.5 et de température de $25^\circ C$. Ces valeurs sont appelées STC (Standard Test Conditions) et elles sont utilisées par tous les fabricants pour définir leurs produits. Mais ces conditions sont rarement rencontrées dans la réalité (sauf en hiver) parce que la température d'un module au soleil est en général plus élevée que $25^\circ C$.

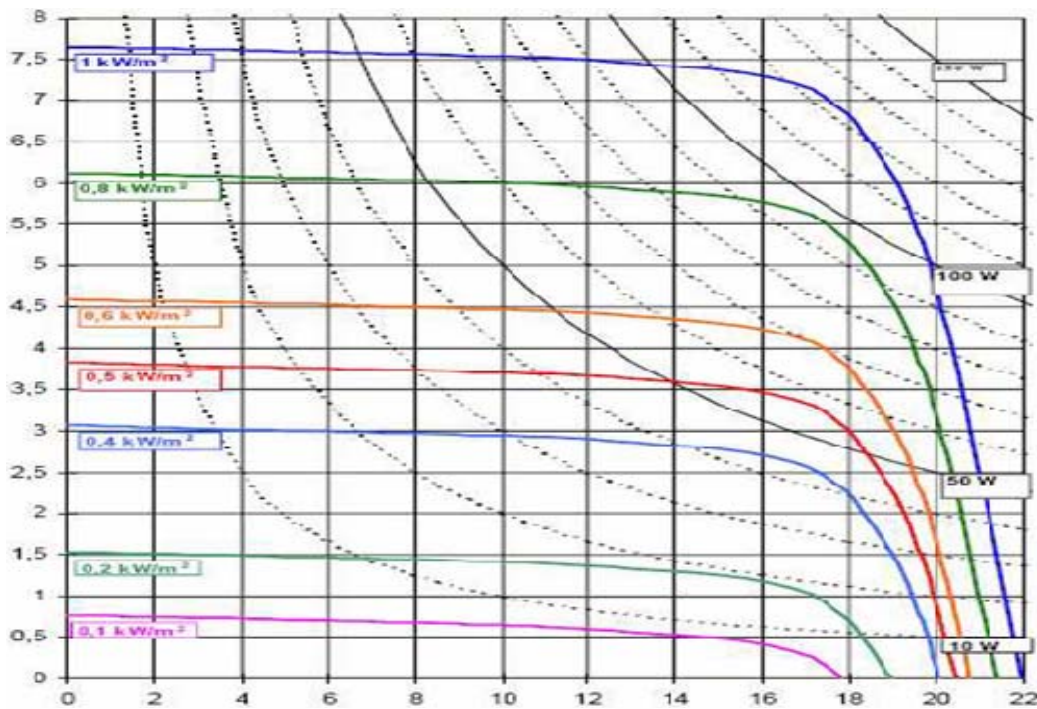


Figure 4.4 : Caractéristiques I-V d'un module Photo watt PW 6-110 pour différentes irradiances solaires, à 25 °C.

Pour tenir compte des conditions plus réalistes et habituelles, les fabricants donnent une valeur de température typique des cellules lorsque la température ambiante est de 20°C, l'irradiation de 800 W/m² et le vent de 1m/s. Cette valeur est appelée NOCT (Nominal Operating Cell Température).

Pour différents niveaux d'éclairement figure (4.4), on remarque que le courant est Directement proportionnel à l'irradiation à ces niveaux d'éclairement. La tension par Contre n'est pas très dégradée lorsque l'irradiation baisse.

La figure 4.5 présente le comportement du même module sous une lumière de 1 kW/m² et à des températures entre 0 et 60°C. On remarque l'importance des variations de la Tension. Et le courant gagne un petit peu d'intensité lorsque la température augmente; ceci Peut être expliqué par une meilleure absorption de la lumière, le gap baissant lorsque la température augmente. L'accroissement du courant peut être négligé au point de puissance maximale et le comportement global de la cellule.

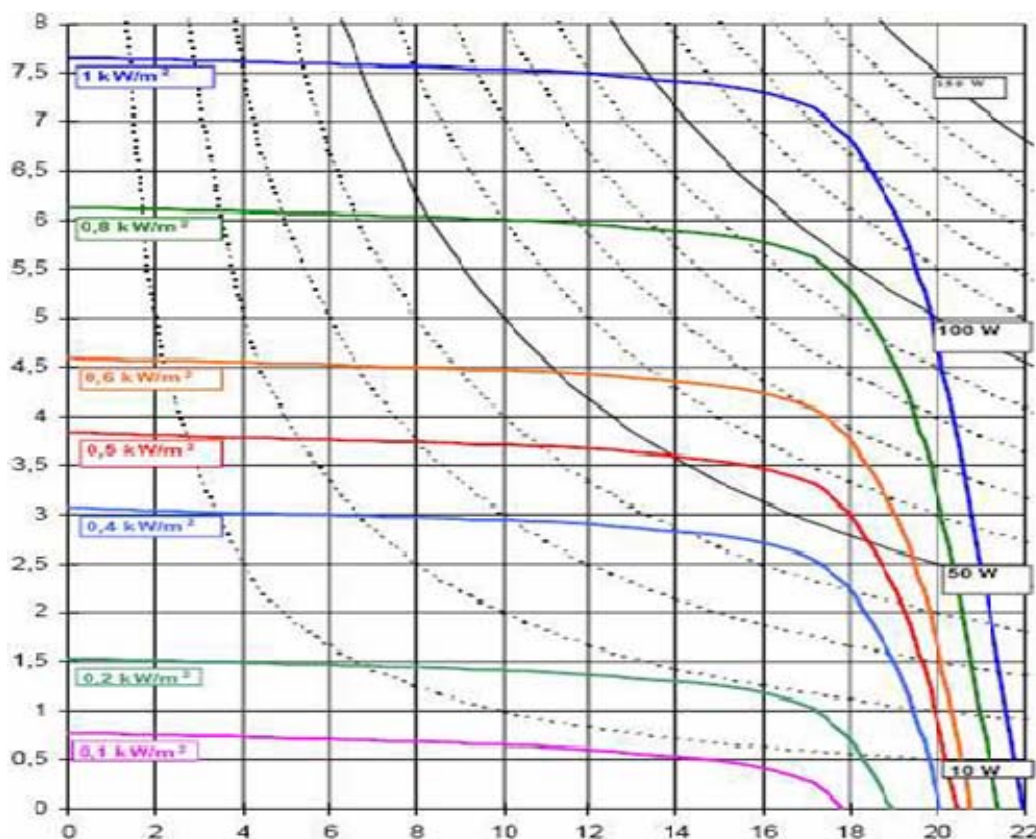


Figure 4.5 : Caractéristiques I-V d'un module Photo watt PW 6-110 pour différentes Températures.

IV.3 Modèles de coordonnées soleil

IV.3.1 Angle solaire

Les angles solaires sont des facteurs intéressants pour le calcul de rayonnement solaire [25]:

- L'altitude (φ) : est l'angle formé par le plan équatorial et la direction reliant le lieu considéré, au centre de la terre. Les altitudes de l'hémisphère nord sont affectées d'un signe positif et celles de l'hémisphère sud d'un signe négatif.
- La longitude e (λ) : représente l'angle formé par le plan méridien de lieu considéré et le Plan méridien origine. Ce dernier passe par l'observatoire de Greenwich et a pour longitude 0° . Les longitudes situées à l'est de ce méridien sont positives et celles situées à l'ouest négatives [7].
- La déclinaison (ω) : c'est l'angle entre la direction du soleil et le plan équatorial. Elle traduit l'inclinaison du plan équatorial par rapport au plan écliptique. Sa valeur varie entre $-23^\circ 7'$ (Au solstice d'hiver) et $23^\circ 7'$, (au solstice d'été) et s'annule aux équinoxes de Printemps et d'automne (figure 4.6). Cet angle varie très peu pendant une journée, ce qui permet d'approcher le mouvement quotidien du soleil par une rotation sur cône d'axe. L'angle ω sera donc fonction du jour de l'année et donné par la formule suivante :

$$\omega = 23,45^\circ \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot N - 80\right) \quad (4.25)$$

Avec N est le nombre de jours de l'année compté à partir du 1er janvier, il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année :

- Année civile : 365 jours ;
- Année bissextile : 366 jours.

IV.3.2 L'angle horaire du soleil (δ) :

δ est l'angle entre le plan méridien passant par l'observateur et le plan méridien contenant le soleil. En principe, un jour solaire (δ variant de -180° à $+180^\circ$) correspond à 24h. Il est donné par :

$$\delta = (15 \text{ heures UTC} - 12 \frac{\lambda}{15}) \quad (4.26)$$

Notons que la position apparente du soleil est déterminée par ses coordonnées angulaires par rapport au plan horizontal l'azimut et la hauteur angulaire.

IV.3.3 L'azimut ψ

ψ est l'angle formé par projection du direction de soleil et la direction du Sud. Il est comté positif à l'ouest (le matin) et négatif à l'est (le soir). Sa valeur est obtenue lorsque le soleil se couche (suivant la hauteur angulaire du solaire, et l'inclinaison du panneau). Dans notre cas, nous écrêtons ψ lorsque $\sin \gamma$ passe en négatif si le panneau est horizontal (le soleil se couche), ou lorsque $\psi > 45^\circ$ dans le cas où le panneau est incliné de 45° (le soleil passe derrière le panneau) :

$$\mathbf{Tan}(\psi) = \frac{\sin(\delta)}{\sin(\varphi)\cos(\delta) - \cos(\varphi)\sin(\omega)} \quad (4.27)$$

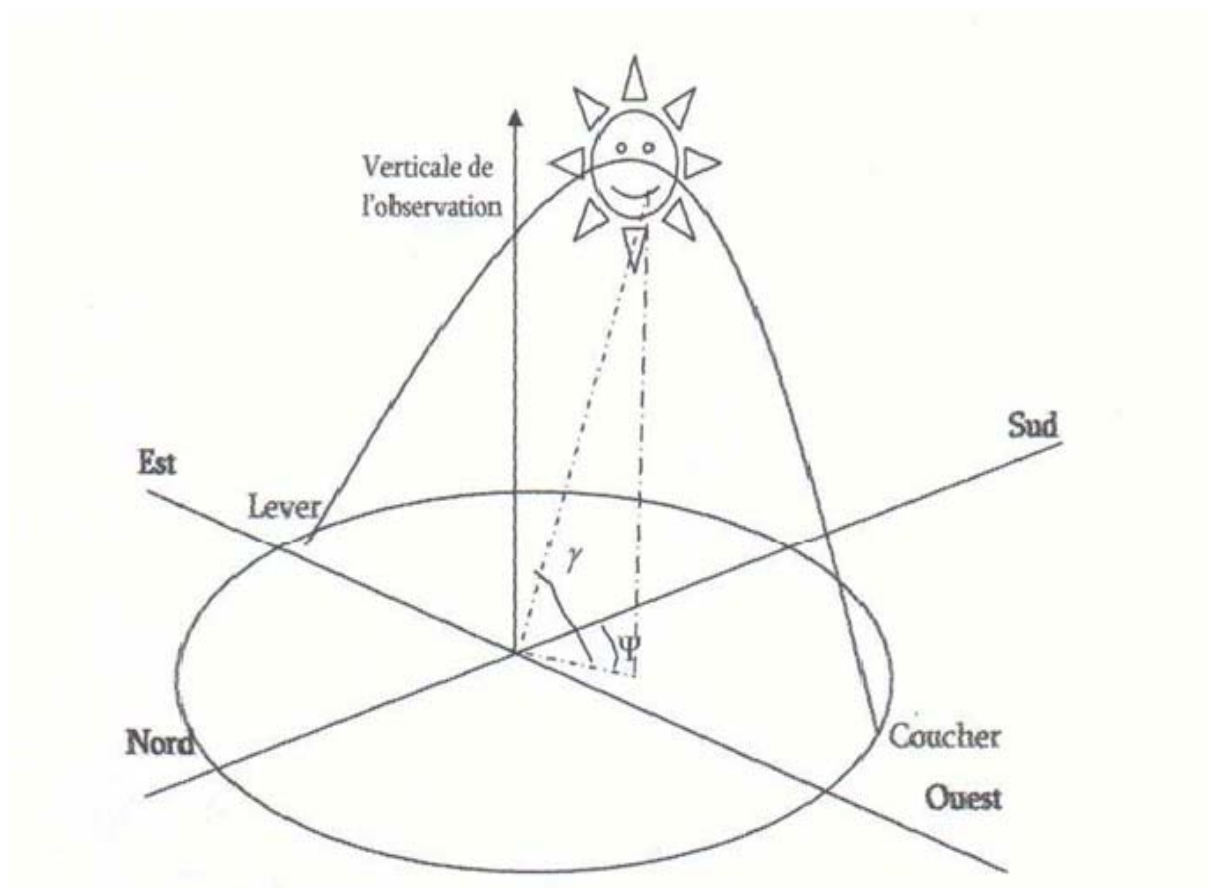


Figure 4.6: Coordonnées angulaires de soleil [13].

IV.3.4 La hauteur angulaire (γ)

Elle détermine la longueur de la traversée de l'atmosphère est l'angle formé par la direction de soleil et le plan horizontal. Sa valeur sera comprise entre 0° (au levé et au couché) et maximum au zénith (midi en temps solaire vrai). Quand le sinus est négatif, c'est que le soleil n'est pas encore levé (la durée des journées varie dans l'année). Il faut donc écrêter cette variable :

$$\sin(\gamma) = \sin(\varphi) \sin(\omega) + \cos(\varphi) \cos(\omega) \cos(\delta) \quad (4.28)$$

Afin d'obtenir l'angle d'incidence des rayons sur le capteur, une représentation schématique (figure 4.7) nous permet de visualiser clairement le différent angle pris en Compte dans l'étude du rayonnement arrivant dans le plan d'un capteur. L'angle (γ , hauteur dans l'étude) et (ψ , azimut) que nous venons de définir dans le positionnement horaire et spatial de soleil, sont liés directement du soleil par rapport à l'emplacement géographique du capteur.

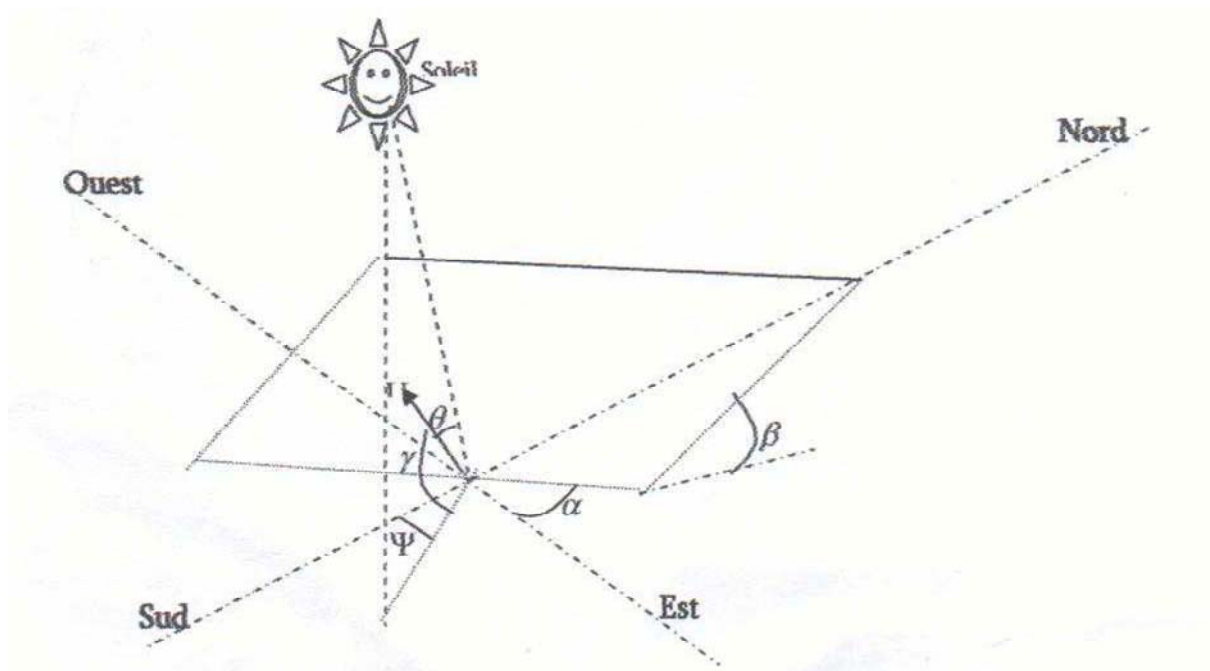


Figure 4.7 : Représentation de l'éclairement d'un capteur plan incliné [13].

Les autres angles sont liés directement au positionnement du capteur, et permettent de corriger les pertes liées au trajet optique des rayons lors de la traversée de l'atmosphère correspondent à :

- ☑ **L'orientation (α)** : du capteur par rapport au sud, (0° au sud, 180° au nord, $+90^\circ$ à l'ouest et -90° à l'est. Dans notre cas, cette variation est mise à zéro.
- ☑ **L'inclinaison (β)** : du capteur par rapport au sol ($0^\circ < \beta < 90^\circ$). Elle est nulle pour ce qui est du plan horizontal dans le calcul du premier angle d'incidence puis de 45° pour le second.
- ☑ **L'angle d'incidence (θ)** : des rayons solaires par rapport à la normal au capteur. Une relation trigonométrique permet de déterminer sa valeur en fonction des autres angles :

$$\text{Cos}(\theta) = \text{cos}(\gamma) \cdot \text{Sin}(\beta) \cos(\psi - \alpha) + \text{sin}(\gamma) \cdot \text{Cos}(\beta) \quad (4.29)$$

IV.4 Modèle de rayonnement solaire

IV.4.1 Rayonnement solaire sur un plan horizontal

Au niveau du sol, le rayonnement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque est constitué de trois composantes principales [25, 26]:

a) Rayonnement direct

C'est un flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant de disque soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère. Après des mesures pour des heures (i), nous avons l'équation statique pour le rayonnement direct.

$$S_H(i) = 1367 \cdot C(j) \cdot \text{sin}\left(h(i) \exp\left(\frac{-T}{0,9 \times 9,41 \times M(i)}\right)\right) \quad (4.30)$$

avec $C(j)$: La correction de la distance terre- soleil.

$h(i)$: Hauteur du soleil.

$M(i)$: Nombre d'aire masse.

b) Rayonnement diffus

C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère. Pour un observateur, le rayonnement diffus (D) par l'heure (i) est statistiquement donné par :

$$D_H(i) = \frac{1367}{3} \cdot C(j) \cdot \sin[h(i) - 2] \cdot \exp\left[-5 \cdot \log^2\left(\frac{T_c}{22 \cdot M(i)^{-65}}\right)\right] \quad (4.31)$$

c) Rayonnement réfléchi

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lieu appelé Albédo (ξ) telle que: $0 \leq \xi \leq 1$

d) Rayonnement global (ϕ_G)

Un plan reçoit de la part du sol un rayonnement global qui est :

$$\phi_G = S + D + R \quad (4.32)$$

IV.5 Modélisation de stockage

Vue la grande diversité de type d'éléments de batterie ainsi le nombre très varié de paramètres qui interviennent, une représentation très empirique du comportement de la batterie peut être établie. Le système de stockage utilisé dans une installation photovoltaïque est une batterie d'accumulateur au plomb. Jusqu'à maintenant, il existe plusieurs modèles de la charge de batterie ont été proposés. Dans cette étude, nous avons utilisé un modèle décrit par qui permet de calculer la capacité de stockage en fonction de la puissance produite par le générateur photovoltaïque et la charge demandée [27].

IV.5.1 Modèle de la charge de la batterie

Quand la puissance de générateur PV est plus grande que la charge, les batteries sont à l'état de charge, la capacité des batteries au temps t peut être décrit par:

$$C_{bat}(t) = C_{bat}(t-1) \cdot (1 - \sigma) + (p_v(t) - p_L(t) / \eta_{ond}) \cdot \eta_{bat} \quad (4.33)$$

$C_{bat}(t)$ et $C_{bat}(t-1)$ sont les quantités de la charge et la décharge des batteries au temps (t) et ($t-1$) respectivement, σ est le taux horaire de la charge spontanée, P_{pv} est la puissance du générateur PV, p_L est la charge demandée au temps t , η_{ond} et η_{bat} sont les rendements de l'onduleur et de la batterie respectivement.

Pendant la charge de la batterie, le rendement est 0.65 – 0.85 selon le chargeant courant), par contre pendant le processus de décharge, le rendement de batterie a été mis égal à 1.

IV.5.2 Modèle de la décharge de la batterie

Quand la demande de charge est plus grande que la puissance produite, la capacité des batteries au temps t peuvent être exprimée comme suit:

$$C_{bat}(t) = C_{bat}(t-1) \cdot (1 - \sigma) + (p_L(t) / \eta_{ond} - P_{pv}(t)) \quad (4.34)$$

À tout moment, la quantité de charge des batteries est sujette aux contraintes suivantes :

$$C_{bat \min} \leq C_{bat}(t) \leq C_{bat \max}$$

Ici, la capacité de la batterie maximale prend la valeur de la capacité nominale de la batterie ($C_{bat \max} = C_{bat \min}$), et la capacité minimum est déterminée par la profondeur de la charge ($DOD C_{bat \min} = DOD C_{Bat. N}$).

La valeur maximale de l'état de charge (SOC) est égale à 1, et le minimum est déterminé par le maximum de profondeur de décharge, $SOC \min = 1 - DOD$.

Selon les caractéristiques des fabricants, la durée de vie des batteries peut être prolongée au maximum si DOD prend les valeurs de 30-50% [29]. La capacité de stockage est une fonction de la charge demandée et de son autonomie. Elle peut être estimée par la relation suivante:

$$C_{bat} = \frac{E_L \cdot N_a}{\rho_{bat} \cdot F_{dech} \cdot DOD} [Wh] \quad (4.35)$$

avec $C_{bat} [Ah] = \frac{C_{bat}}{V_b} [Wh]$

C_{bat} : La capacité de stockage de la batterie.

N_a : Le nombre de jours d'autonomie.

V_b : La tension du système.

DOD : La profondeur de décharge.

IV.5.3 La tension de la batterie

Le modèle suivant, décrit la relation entre le voltage, courant et l'état de charge. Ce modèle basé sur le schéma électrique de la figure (4.8).

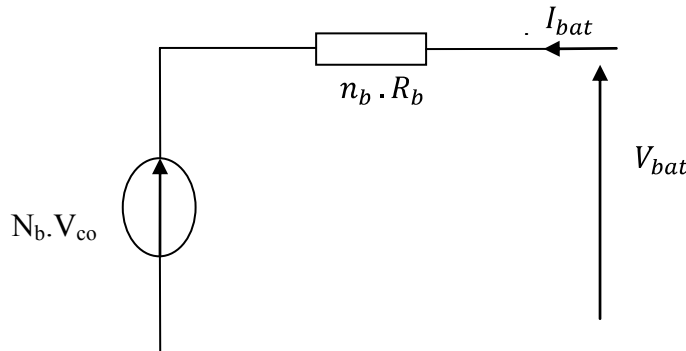


Figure 4.8: Schéma électrique simplifié d'une batterie.

Pour n batteries en série, nous pouvons écrire l'équation:

$$V_{bat}(t) = n_b \cdot V(t) + n_b \cdot I_{bat}(t) \cdot R_{bat}(t) \quad (4.36)$$

où $V_{bat}(t)$ est la tension de circuit ouvert au temps t , V et $R_{bat}(t)$ est la résistance interne de batterie en Ohms.

La tension de circuit ouvert est exprimée comme un logarithme de la fonction de l'état de charge :

$$V_{co}(t) = V_F + b \cdot \log(SOC(t)) \quad (4.37)$$

où V_F est la force électromotrice ; b est une constante empirique.

La variation de V_{co} en fonction de l'état de charge (SOC) est représentée par la figure (4.9).

La variation de la résistance interne d'une batterie $R_{bat}(t)$, est principalement dû à deux composants, à savoir, la résistance de l'électrode $R_{électrode}$ et la résistance de électrolyte $R_{électrolyte}$ ($R_{bat}(t) = R_{électrolyte} + R_{électrode}$).

La variation de $R_{électrode}$ et $R_{électrolyte}$ en fonction de l'état de charge SOC peut être exprimée par :

$$R_{électrode} = r_1 + r_2 \cdot (SOC(t)) \text{ et } R_{électrolyte} = [r_3 - r_4(SOC(t))]^{-1} \quad (4.38)$$

où r_1 , r_2 , r_3 , et r_4 sont des constantes empiriques, ces constantes ont des valeurs différentes pour le mode de charge et décharge.

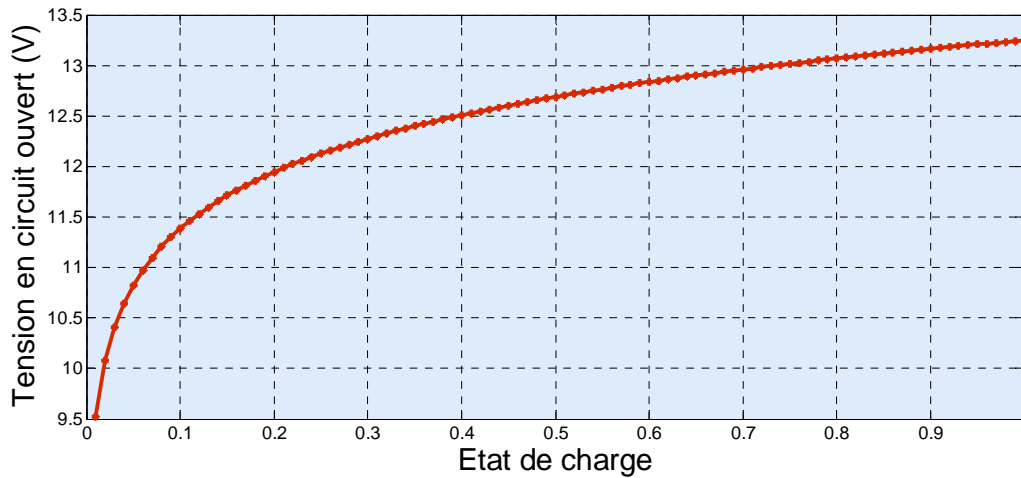


Figure 4.9 : Variation de tension en mode de charge en fonction de l'état de charge.

Pour une batterie de plomb acide, les paramètres sont regroupés dans le tableau suivant:

Paramètres	Mode de charge	Mode de décharge
V_F	13.250 V	12.662 V
b	0.810	0.724
r_1	0.062 Ohms	0.055 Ohms
r_2	0.046 Ohms	-0.010 Ohms
r_3	95.638 Ohms ⁻¹	4.270 Ohms ⁻¹
r_4	52.671 Ohms ⁻¹	4.270 Ohms ⁻¹

Tableau 4.1: Caractéristique de batterie plomb acide.

IV.5.4 Courant de batterie :

Quand la puissance du générateur PV est plus grande que la charge, les batteries sont à l'état de charge. Le courant de charge des batteries au temps t peut être décrit par [29]:

$$I_{bat} = \frac{P_{pv}(t)}{V_{bat}(t)} - \frac{E_L(t)/\eta_{inv}}{V_{bat}(t)} \quad (4.39)$$

Quand la puissance du générateur PV ne peut pas rencontrer la demande de la charge, le courant de décharge des batteries est :

$$I_{bat} = \frac{E_L(t)/\eta_{inv}}{V_{bat}(t)} - \frac{P_v}{V_{bat}(t)} \quad (4.40)$$

IV.5.5 Rendement de la Batterie :

Le rendement de la batterie se calcule par la relation suivante :

$$\eta_{bat} = \frac{P_{fourni}}{P_{incid}} \quad (4.41)$$

En pratique, le rendement est considéré constant égale à 85%, la tension nominale est de 2V et la capacité est de l'ordre de 100 A/h. donc la puissance fournie par une batterie peut s'écrire comme suit :

$$P_{fourni} = P_{incid} \cdot \eta_{bat} \quad (4.42)$$

où P_{incid} : Puissance du générateur.

IV.6 Modélisation du système de conversion

L'onduleur est un dispositif de conversion, il est important de connaître la relation liant la puissance à l'onduleur à celle entrante. Cette caractéristique est représentée par la fonction: $\eta_o = f(P_{ch})$ ou encore $\eta_o = f(\text{taux de charge})$.

La charge étant alimentée en courant alternatif, un onduleur est donc présent entre le bus continu et la charge. Il existe diverses équations pour définir le rendement d'un onduleur en fonction de la puissance délivrée.

L'onduleur est considéré comme un dispositif de transformation en énergie alternative, d'une énergie de type continu provenant soit du système de stockage, soit directement de champ PV. De tels dispositifs devraient délivrer une tension alternative à fréquence déterminée c'est-à-dire le signal généré par ce dernier doit être le plus sinusoïdal possible [30,32].

Ces onduleurs sont largement utilisés, mais les appareils existant ont l'inconvénient majeur de présenter des pertes, à vide ou à faible charge, très élevées, leur rendement n'est donc acceptable qu'à pleine charge.

L'onduleur monophasé est caractérisé par son rendement en fonction de la puissance fournie à l'utilisation. Le modèle de rendement se traduit par la relation empirique suivante :

$$\eta_{Ond} = a \cdot (1 - \exp(b \cdot \tau)) \quad (4.43)$$

où a et b sont des constantes ($a = 0,9559$; $b = -609164$)

τ : Taux de charge, donnée par : $\tau = \frac{P_{ch}}{P_n}$.

P_n : puissance nominale de l'onduleur.

P_{ch} : puissance à la sortie de l'onduleur.

La variation du rendement de l'onduleur en fonction de taux de charge est représentée sur la figure (4.10) suivante:

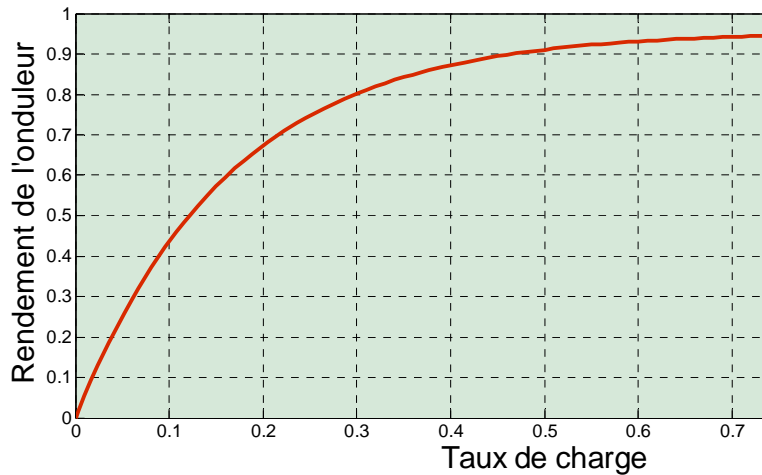


Figure 4.10: Rendement de l'onduleur.

IV.7 Validation des performances et de la qualité du travail de modélisation Réalisé

Nous avons utilisé deux modèles différents avec des conditions différentes pour évaluer les caractéristiques essentielles du système photovoltaïque. Les modèles utilisés sont représentés sur les figures (4.11 – 4.12).

Le fonctionnement électrique d'une cellule peut être symbolisé par :

- Un générateur de courant délivrant un photocourant I_{ph} créé par la lumière dans le silicium. I_{ph} est proportionnel à la quantité de lumière et à la surface de la cellule.
- Une diode, représentant la jonction P-N dans le silicium. Cette jonction induit une barrière de potentiel, laquelle absorbe un courant I_d
- Une résistance shunt, R_{sh} , et une résistance série R_s .

Alors une cellule photovoltaïque va produire de l'énergie de manière proportionnelle à l'intensité lumineuse qu'elle reçoit. La température est aussi un facteur influant sur les caractéristiques intensité / tension d'une cellule photovoltaïque.

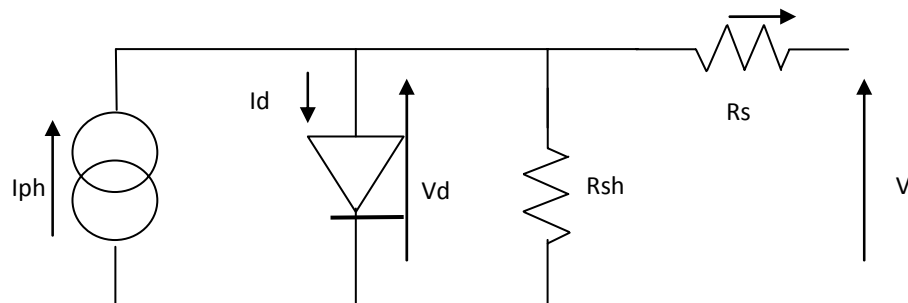


Figure 4.12 : Schéma équivalent du modèle à une diode.

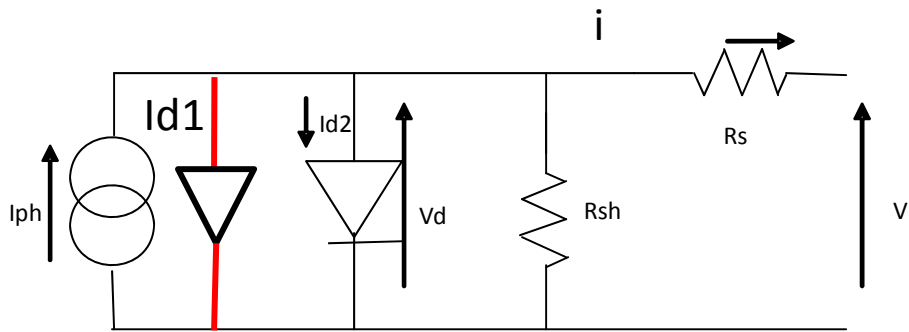


Figure 4.13: Schéma équivalent du modèle à deux diodes.

La réalisation, sous Simulink de ces schémas électriques peut être effectuée par plusieurs méthodes. Le principe de réalisation étant le même, la seule différence sera au niveau de la méthode de représentation de la diode ou bien le nombre de diodes utilisées. Nous avons utilisé deux schémas bloques pour la caractérisation du module photovoltaïque (Figures 4.14 et 4.15).

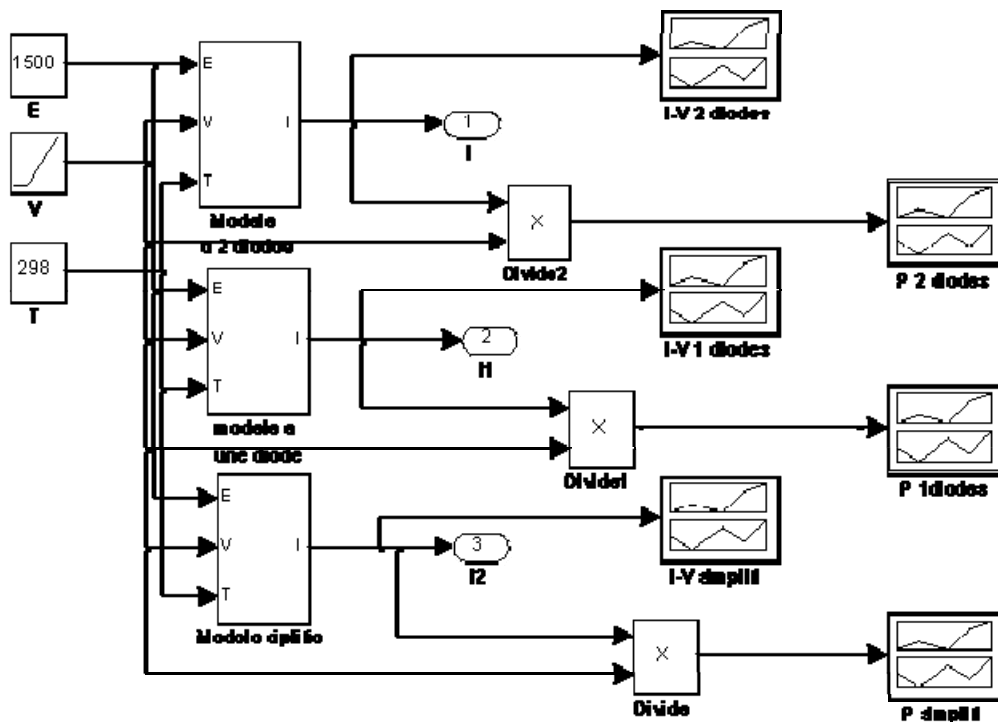


Figure 4.14 : Schéma pour la caractéristique $I-V$.

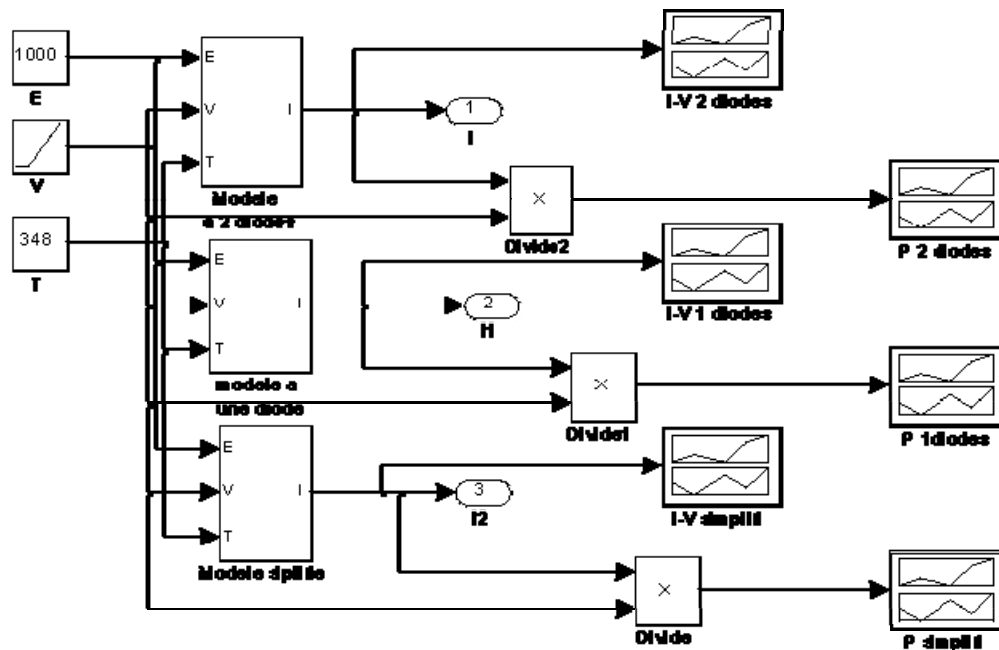


Figure 4.15 : Schéma pour la l'optimisation de la puissance.

a) *Effet de la température sur les caractéristiques courant – tension :*

La caractéristique IV d'un panneau dépend de la température et de l'irradiation solaire. Les trois caractéristiques les plus importantes du panneau PV sont le courant de court-circuit, la tension de circuit ouvert et le PPM qui sont en fonction de la température et de l'irradiation.

Cette étude montre que la tension de circuit ouvert d'une cellule solaire diminue avec l'augmentation de la température de la cellule (figure 4.16). Un ordre de grandeur courant de la perte est de 2.3mV/°C/cellule. Nous présentons ci-dessous la caractéristique *I-V* d'un module photovoltaïque pour un niveau d'ensoleillement *G* donné et pour différentes températures.

Notre travail est en bon accord avec la théorie donnée par Boltzmann :

$$I_s = I_o \exp (e.V_o/k_B T).$$

Nous remarquons aussi que le courant de court circuit, augmente légèrement avec la température de la cellule (environ 0.05% par degré Celsius).

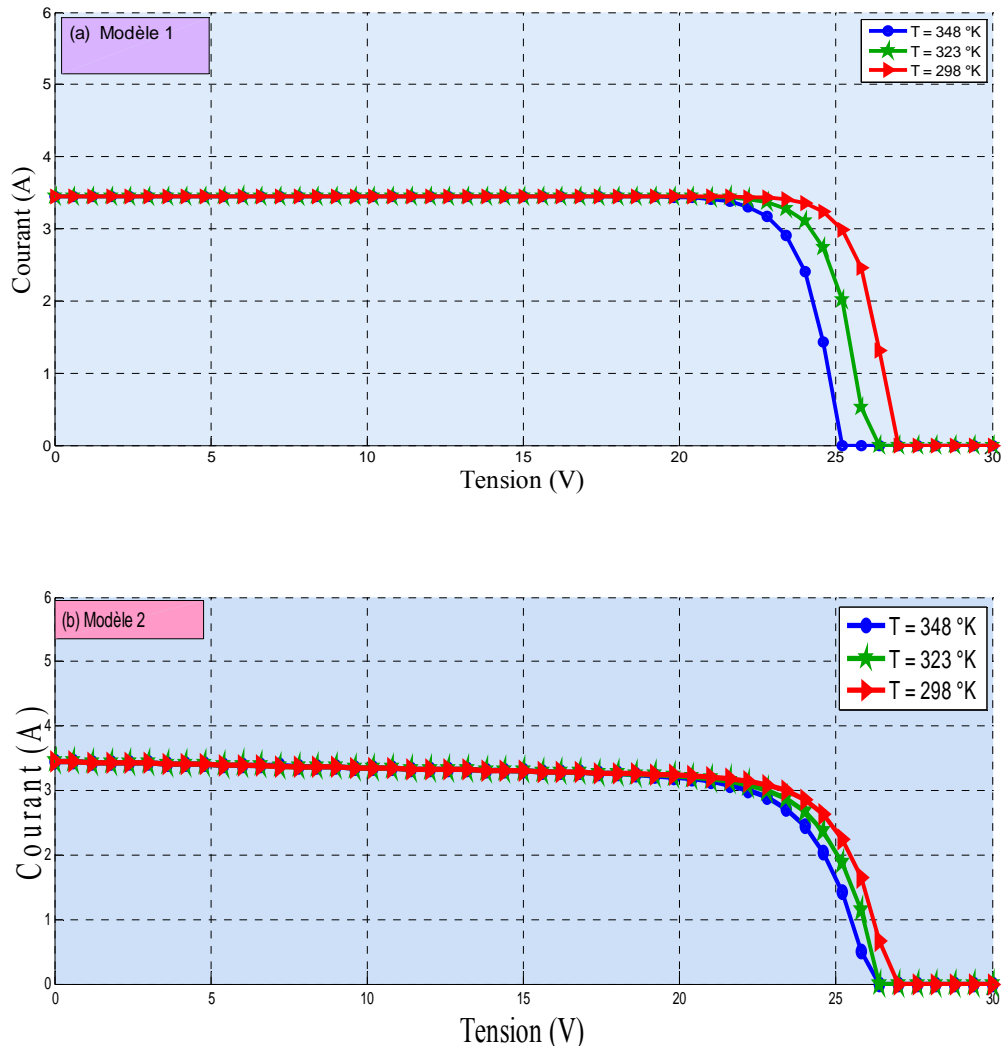
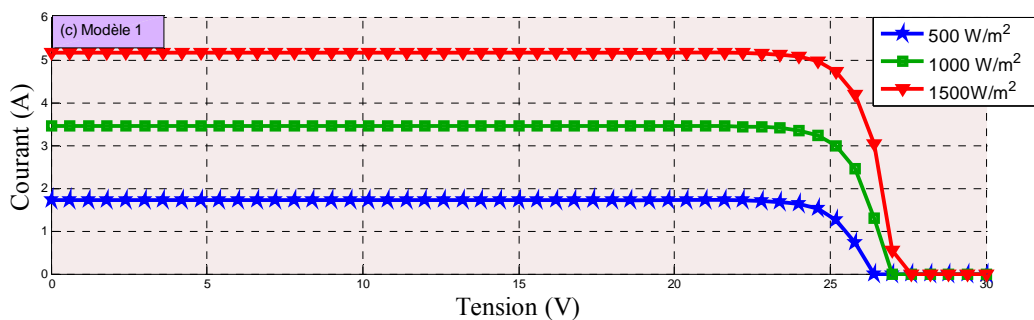


Figure 4.16 : Influence de la température sur la caractéristique : $I-V$

b) *Effet du rayonnement sur les caractéristiques courant – tension :*

Nous avons fait varier le niveau d’ensoleillement et tracé les caractéristiques $I-V$ associées. Ces variations sont représentées sur la figure 4.17 suivante :



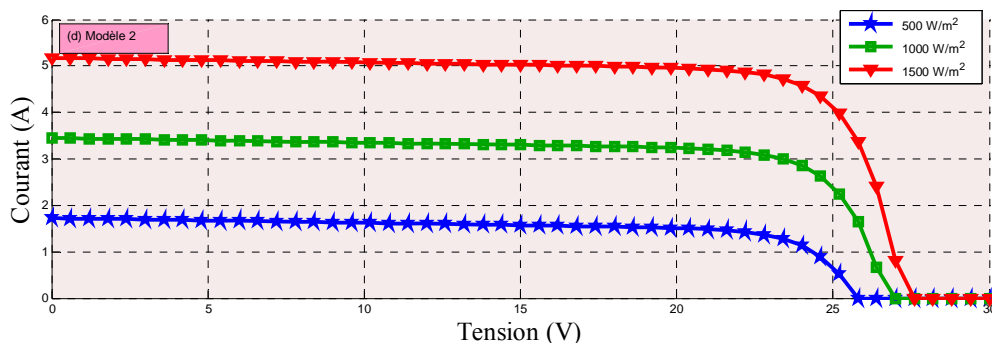


Figure 4.17 : Caractéristique courant-tension pour différentes valeurs du rayonnement

c) *Effet de la température sur la puissance:*

Pour avoir le meilleur transfert de puissance entre le générateur photovoltaïque 'GPV' et la charge, nous avons modélisé l'ensemble de la chaîne de conversion sous Matlab et l'algorithme de recherche du point de puissance maximale (MPPT) a été conçu puis simulé (Figure 4.18). Pour un jour ensoleillé, le niveau d'irradiation change graduellement puisqu'il n'y a aucune influence de nuage. Le suivi du PPM est supposé être facile

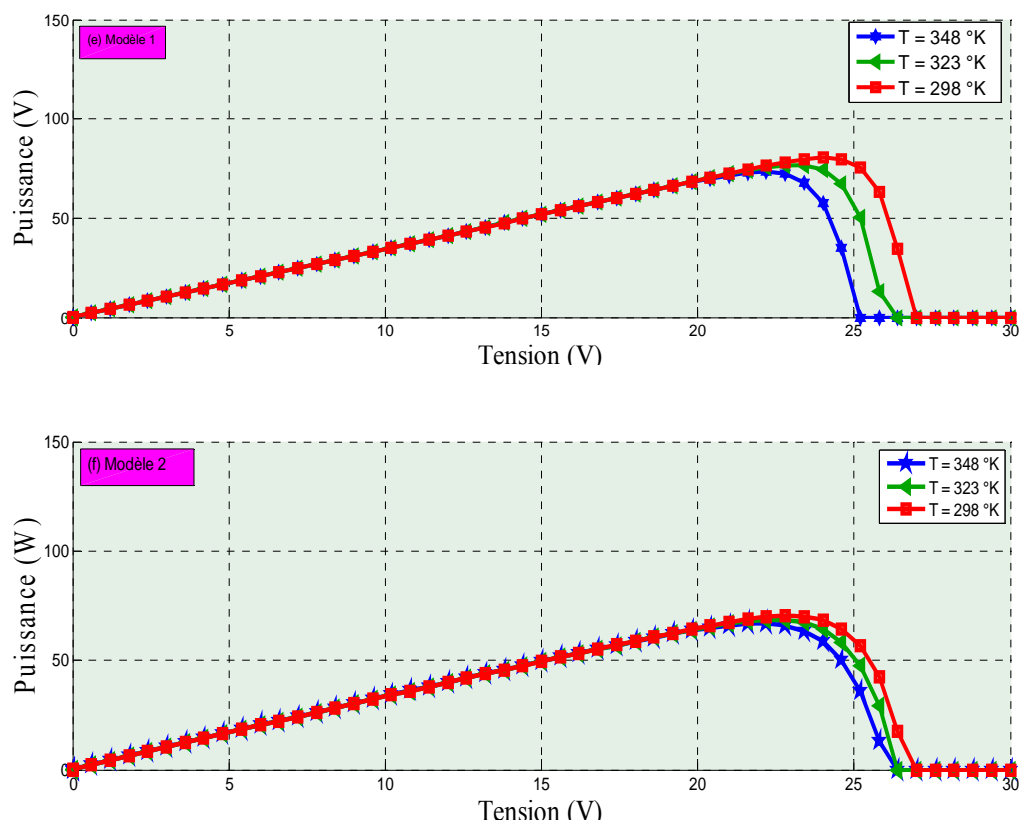


Figure 4.18 : Variation de la puissance pour différentes valeurs de la température

d) *Effet du rayonnement sur la puissance:*

Les résultats obtenus à partir des simulations montrent une bonne dynamique de poursuite du Point de Puissance Maximal du panneau photovoltaïque sous un changement rapide de l'irradiation. Les variations de la puissance en fonction du rayonnement sont présentées sur la figure 4.19 suivante :

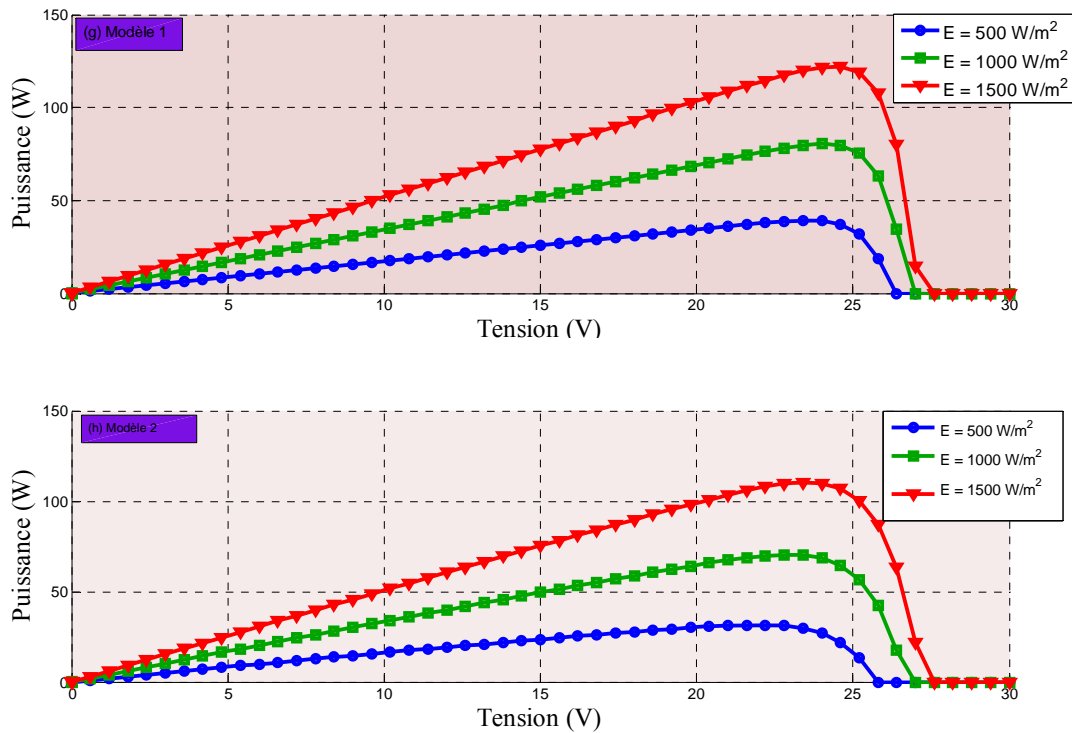


Figure 4.19 : Variation de la puissance pour différentes valeurs du rayonnement

La puissance délivrée par une cellule ne suffit pas pour alimenter une charge DC de la taille d'une station de charge moyenne. Il va falloir interconnecter plusieurs cellules en série et en parallèle pour former un module photovoltaïque et atteindre la puissance désirée. À leur tour, l'interconnexion de modules entre eux en série et en parallèle, pour obtenir une puissance encore plus grande, définit la notion de générateur photovoltaïque (GPV). Pour chaque module, le constructeur donne le courant de court-circuit (I_{cc}) et la tension de circuit ouvert (V_{co}) aux conditions standards ($T=25^{\circ}\text{C}$ et $E_s=1000\text{W/m}^2$).

En conséquence avec une base des données météorologiques (ensoleillement température) on peut prévoir la production de l'électricité quotidienne, mensuelle et annuelle dans un emplacement choisis afin de bien choisir et dimensionner les différents éléments d'une chaîne de conversion photovoltaïque.

IV. Conclusion :

Dans ce travail, nous avons présenté deux modèles électriques du panneau photovoltaïque. Nous avons aussi montré la validation des modèles qui régissent le fonctionnement électrique des panneaux solaires.

La modélisation de chaque composant du système photovoltaïque complet a été élaborée à partir de modèles de la littérature (champ PV, convertisseurs, stockage, batteries). Cette modélisation est une étape essentielle permet d'introduire un certain nombre de modèles puis évaluer la caractéristique de chaque élément de l'installation ainsi les paramètres constituants.

L'implémentation de ces modèles dans un environnement de simulation adapté permettra d'étudier le comportement des composants en fonction de certains paramètres. L'outil ainsi réalisé sera utilisé pour déterminer le dimensionnement optimal d'un tel système pour des cas d'applications bien déterminées.

*Conclusion
générale*

La demande mondiale en systèmes solaires d'alimentation électrique croît constamment depuis 20 ans. Aujourd'hui, l'industrie mondiale du photovoltaïque (PV) repose essentiellement sur les besoins des régions isolées en alimentation électrique fiable et peu coûteuse. Le module PV est l'élément commercial principal du marché photovoltaïque. Un module PV est classé en fonction de la puissance fournie dans des conditions normalisées d'essai.

Il existe essentiellement deux technologies de fabrication de modules photovoltaïques : la production de cellules issues de plaques de silicium cristallin et les modules obtenus directement par des procédés en couches minces. Dans le premier cas, des tranches de silicium monocristallin, de silicium polycristallin ou de silicium en ruban sont utilisées pour produire des cellules solaires dans des chaînes de production utilisant des procédés et machines propres à l'industrie des semi-conducteurs au silicium. Les fabricants de ce type de cellules, les assemblent ensuite eux-mêmes en modules ou les vendent à des fabricants de modules, qui se chargent de l'assemblage. La première grande utilisation du PV ayant été la recharge de batteries d'accumulateurs, la plupart des modules sur le marché sont conçus pour fournir un courant continu (CC) d'un peu plus de 12 Volts (V). Un module PV se compose donc généralement d'un circuit de 36 cellules en série, encapsulées dans un laminage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique. Les modules en silicium cristallin courants ont un rendement de conversion (énergie électrique produite vs. énergie solaire incidente) de l'ordre de 11 à 15 %.

Dans un grand nombre d'applications, le photovoltaïque est tout simplement la solution la plus rentable. Parmi ces applications, on peut citer les systèmes isolés alimentant des chalets ou des résidences éloignées, les aides à la navigation de la Garde côtière, les sites éloignés de télécommunications des services publics et de l'armée, le pompage de l'eau dans les fermes et les postes d'appel d'urgence sur les campus ou les autoroutes.

Les modules PV sont intégrés à des systèmes conçus pour des applications précises. Les composants ajoutés aux modules constituent les « infrastructures connexes » et peuvent être classifiés dans les quatre catégories suivantes :

- Batterie d'accumulateurs : éléments de stockage qui emmagasine sous forme chimique l'énergie produite par les modules PV, pour la restituer sous forme électrique selon les besoins (p. ex. : la nuit ou lors de jours couverts);

- Onduleur : dispositif électrique utilisé pour convertir en courant alternatif (CA), le courant électrique continu (CC) produit par les modules PV;
- Contrôleur : dispositif électrique qui gère le stockage de l'énergie dans les accumulateurs et la distribution vers la charge (c.-à-d. qui contrôle la charge et la décharge des accumulateurs);
- Structure portante : support requis pour monter ou installer les modules PV et les autres composants du système.

La demande en systèmes PV devrait connaître une croissance significative dans les pays en développement pour satisfaire aux besoins de base des deux milliards de personnes qui n'ont pas encore accès aux réseaux électriques conventionnels. À cette demande en systèmes hors réseau économiquement rentables, viennent s'ajouter les préoccupations des gouvernements et des services publics à propos de l'environnement et de l'approvisionnement à plus long terme en combustibles. Ces préoccupations sont à la base des programmes de démonstrations de systèmes PV reliés à des réseaux centralisés dans les pays industrialisés.

Pour améliorer notre système, il serait envisageable de tester les nouvelles technologies apparues sur le marché. L'ensemble de ces études peut être poursuivi et complété par des perspectives pouvant contribuer à l'amélioration des micros réseaux :

- ✓ Associer des dispositifs de stockage et des générateurs diesel.
- ✓ Pour assurer une plus grande disponibilité en énergie, plusieurs ressources renouvelables peuvent être interconnectées ensemble (éolien – photovoltaïque – générateur diesel – piles à combustibles).
- ✓ Étudié les techniques de recherche du point de puissance maximale (techniques dites MPPT) pour la chaîne de photovoltaïque.
- ✓ Étudié la gestion des systèmes multi sources et de réaliser des optimisations sur des critères de minimisation du coût.

*Références
bibliographiques*

Bibliographie

[1] M. JOURIEH, Développement d'un modèle représentatif d'une éolienne afin d'étudier l'implantation de plusieurs machines sur un parc éolien, Thèse de doctorat, l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Paris, France, 2007.

[2] B. NOUHOU, Conception techno-économique d'une installation de pompage autonome photovoltaïque – aérogénérateur, Mémoire de maîtrise des sciences appliquées, Université de Montréal, Canada, 2011.

[3] A. Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mahmoud et I. Youm, Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque, Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3, pp. 473 – 483, 2008.

[4] S. BELAKEHAL, Conception et commande des machines à Aimants Permanents dédiées aux énergies renouvelables, Thèse de doctorat, Université de Constantine, Algérie, 2010.

[5] http://www.earth-policy.org/Updates/2006/Update52_data.htm

[6] A. Kusiak, Z. Zhang, and L. Mingyang, Optimization of Wind Turbine Performance With Data-Driven Models, IEEE Transactions on sustainable energy, Vol. 1, No. 2, pp. 66 - 76, 2010.

[7] K. Grogg, Harvesting the Wind: The Physics of Wind Turbines, Physics and Astronomy Comps Papers, Carleton College, 2005.

[8] F. JAMATI, Étude numérique d'une éolienne hybride asynchrone, Mémoire de maîtrise des sciences appliquées, Université de Montréal, Canada, 2011.

[9] WWW.neal-dz.net.

[10] Séphan Astier, Conversion photovoltaïque : de la cellule aux systèmes, , Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau. Guide de rédaction du cahier des charges techniques de consultation à destination du maître d'ouvrage. ADEME Editions. 2004. TECHNIQUES DE L'INGÉNIEUR , pp. D 3 936 -1- D 3 936 -22 ,2012

[11] Séphan Astier, Conversion photovoltaïque : de la cellule aux systèmes, Étude et réalisation de dispositifs à commande numérique pour l'alimentation d'une machine synchrone à aimants permanents par générateur photovoltaïque. Thèse de doctorat de l'Université du Havre, 1988.

[13] R. Kadri, J-P. Gaubert, and G. Champenois, An Improved Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Grid-Connected Inverter Based on Voltage-Oriented Control, IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, VOL. 58, NO. 1, pp. 66-75, 2011.

[14] Thanh Phu Nguyen, SOLAR PANEL MAXIMUM POWER POINT TRACKER, Undergraduate Thesis, The University of Queensland,2001.

[15] H. Al-Atrash, I. Batarseh, K. Rustom "Statistical modeling of DSP-based hill-climbing MPPT algorithms in noisy environments", Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2005. APEC 2005, Twentieth Annual IEEE, vol. 3, 6–10, pp. 1773– 1777, March 2005.

[16] Tairi Hadi, Étude et modélisation d'un système photovoltaïque autonome, Mémoire de Master, Centre Universitaire de Bordj Bou Arréridj, 2010.

[17] Akassewa Tchapo SINGO, Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome. Thèse de doctorat, Université de Henri Poincaré, Nancy-I, France, 2010.

- [18] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo and M. Vitelli “Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method”, IEEE Transactions On Power Electronics, Vol.20, No. 4, pp. 16-19, Mar. 2004.
- [19] M. Jaquier, ‘Accumulateurs’, Techniques de l’Ingénieur, D940, 1981.
- [20] S. Lalouni ‘optimisation de la quantité d’énergie électrique dans le cas d’un chargeur de batterie’, mémoire de magistère en génie électrique, université de Bejaia.2007 ;
- [21] Site internet [www.velo-electronique .com](http://www.velo-electronique.com).
- [22] N. Achaibou, A Malek , N Bacha Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dans l’installation PV ; N. spécial (CHEMSS), pp 61-66,2000.
- [23] I. Tsuda, K. Kurokawa, K.Nozaki, «Annual simulation results of photovoltaic System with redox flow battery », solar Energy Materials and solar cells 35, pp 503 – 508, 1994.
- [24] A. buyers, les Systems photovoltaïques guide, Canada 200.
- [25] M. Gapderou, Atlas Solaire de L’Algérie, Tome1, 2, OPU, pp. 55 – 60, 1983.
- [26] Belhadj Mohammed, Modélisation d’un système de captage photovoltaïque autonome, Mémoire de magister, Université de Béchar, 2008.
- [27] Bin, A., Hongxing, Y., Shen, H., Xianbo, L., Computer aided design for PV/Wind hybrid system. Renewable Energy 28, 1491–1512,2003.
- [28] Chaurey, C and S Deambi, Battery storage Power systems: An overview Renewable Energy 2 (3):227 235, 1992.

- [29] H.X.Yong, LU, J.Burnett, Weather data and probability analysis of hibrid PVwind power generation systems in Hong Kong. *Rnewable Energy* 28, pp .1813-1824, 2003.
- [30] M. Dahbi Etude et optimisation d'une installation Hybride PV-Eolienne Autonome, mémoire de magister, option physique énergétique, Université de Béchar, 2007.
- [31] A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyousef Optimisation du rendement d'une cellule solaire NP au silicium monocristallin *Rev .Energ. Ren : physique Energétique*, pp.95-100, 1998.
- [32] Jones, C.P Underwood. A modeling method for building-integrated PV systems. *Solar Energy* 70 (4):349-359, 2002.

OPTION: ELECTROMECHANIQUE

Proposé et dirigé par : Monsieur: H. NOURI

Présenté par : ABDOUNE Abderrazak
BELHOUCHE Adel
KARAOUI Ridha

Thème :

Modélisation et optimisation du système photovoltaïque

Résumé :

Les sources renouvelables d'énergie, permettant une production décentralisée de l'électricité, peuvent contribuer à résoudre le problème de l'électrification des sites isolés où un grand nombre d'individus est dépourvu de tout apport énergétique.

L'exploitation des ressources renouvelables connaît un grand essor dans les pays industrialisés et même dans quelques pays sous-développés. L'Algérie a fourni un grand effort pour l'électrification rurale et saharienne.

Le modèle utilisé est défini par une source de courant idéal associée à une diode et à deux résistances. La diode décrit les propriétés semi-conducteur de la cellule photovoltaïque. La résistance série modélise les pertes ohmiques du matériau. La résistance shunt, modélise les courants parasites qui traversent la cellule.

Mots Clés:

Energie renouvelable, Photovoltaïque, Caractéristique courant-tension, Puissance, Modélisation.