

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Amar Telidji Laghouat



Faculté: Technologie

Département: d'électronique

Support de Cours

(Destiné aux étudiants de Master Energies renouvelables)

Systemes multi sources à énergies renouvelables

D r. BIRANE Mouhoub

2022-2023

Préface

L'enseignement des bases des énergies renouvelables est devenu une nécessité dès le début de carrière d'un étudiant universitaire dans le domaine de « la science et de la technologie ». Ces énergies non polluantes contribuent à un environnement plus protégé vis-à-vis des émissions dangereuses, que ce soit celles dites à effet de serre ou celles qui dérangent la qualité de l'air.

Le présent polycopié de cours que je présente, dans le cadre de mon professeur d'université, est destiné essentiellement aux étudiants du Génie Electrique. Le but de ce cours est d'offrir un large aperçu sur les différentes sortes d'énergies renouvelables on a base sur Systèmes multi sources à énergies renouvelables (sources et technologies).

Ce polycopier est un support de cours Systèmes multi sources à énergies renouvelables pour les étudiants de Master Energies renouvelables de l'université de Laghouat :

Il est destiné à accompagner un travail personnel de l'étudiant avec l'aide requise et efficace de l'enseignant.

Ce polycopié de cours est composé et repartis comme suit : tout d'abord traite la conversion solaire/photovoltaïque, sa modélisation son rendement et l'approche assurant de tirer le maximum de puissance, des modes de stockage d'énergie est aussi employé dans le solaire/photovoltaïque. Ensuite il définit les principes de fonctionnement ainsi que des exemples d'applications. Par la suite on consacré à l'étude théorique et les notions de base sur les convertisseurs DC/DC ; DC/AC et leur utilisations dans le conditionnement de puissance des systèmes photovoltaïques, par la suite l'étage d'adaptation par onduleur.

Par la suite nous faisons une présentation de la description des différents types de stockage et après nous présentons un état de l'art des architectures pour systèmes de puissance hybride selon différentes types de coulage et le choix des convertisseurs de puissance utilisée, et nous traitons principalement les stratégies de contrôle et de supervision.

Nous clôturons ce polycopié par la modélisation énergétique du système de puissance multi-sources avec stockage

Le contenu de ce polycopié est conforme au programme du module Systèmes multi sources à énergies renouvelables recommandé et établi par le ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique (MESRS) pour l'année universitaire 2017/2018.



TABLE DES MATIERES

I.1	Exploitation des systèmes photovoltaïques	1
I.2	Le mode autonome	2
I.3	Pompage d'eau	2
I.4	Centrales photovoltaïques	3
I.5	Le mode connecté au réseau	3
I.6	Le mode hybride	4
II.1	Le système photovoltaïque	5
II.2	La photopile	6
II.3	Circuit équivalent et modèle mathématique d'une cellule solaire	7
II.3.1	Modèle mathématique	7
II.4	Paramètre des cellules photovoltaïques	7
II.4.1	Courant de court-circuit	8
II.4.2	Tension de circuit ouvert	8
II.5	Le facteur de forme FF	8
II.6	Rendement d'une cellule PV	9
II.7	Générateur photovoltaïque	9
II.7.1	Association en série	11
II.7.2	Association en parallèle	12
II.7.3	Association mixte (série parallèle)	13
II.8	Comportement d'un générateur photovoltaïque (PV)	14
II.8.1	Influence de l'éclairement sur les courbes I(V) et P(V)	14
II.8.2	Influence de la température sur les courbes I(V), P(V)	15
II.9	L'effet de l'ombrage	16
II.10	Batteries d'accumulateurs	21
II.10.1	La capacité	22
II.10.2	Rendement faradique (rendement en tension)	22
II.10.3	Profondeur de décharge maximum	23
II.10.4	Durée de vie	23
II.10.5	Taux d'autodécharge	23
II.10.6	Coût	23
II.11	Principe de la recherche du point de puissance maximale	24
II.11.1	Principe de l'MPPT	25
II.12	Convertisseurs continu-continu (hacheurs)	26



II.12.1	Adaptation par hacheur	26
II.12.2	Hacheur dévolteur « Buck »	29
II.12.2.1	Schéma de principe	30
II.12.2.2	Fonctionnement	30
II.12.3	Hacheur survolteur « Boost »	33
II.12.3.1	Schéma de principe	33
II.12.3.2	Fonctionnement	33
II.13	Adaptation par onduleur	34
II.13.1	Convertisseurs DC/AC	35
II.13.2	Classification des onduleurs	35
II.13.3	Architectures photovoltaïques	38
II.13.4	Installation mono-onduleur (onduleur central)	38
II.13.5	Installation avec un onduleur pour chaque string (onduleur string)	39
II.13.6	Installation multi-onduleurs (Onduleur modulaire)	40
II.14	Dimensionnement d'une installation photovoltaïque	41
II.14.1	Principe	41
II.14.2	Mode connecté au réseau	42
II.14.3	Mode autonome	43
II.14.4	Dimensionnement de la batterie	43
II.14.5	Dimensionnement du panneau	43
III.1	Description des différents types de stockage	43
III.1.1	Les batteries	43
III.1.2	Les super condensateurs	44
III.1.3	Les piles à combustible	44
III.1.4	Les volants d'inertie	45
III.2	Etat de l'art des architectures pour systèmes de puissance hybride :	46
III.2.1	Choix du type de bus commun	46
A	Le couplage AC	47
B	Le couplage mixte DC/AC	48
C	Le couplage DC	48
III.2.2	Choix des convertisseurs de puissance	49
IV.1	Etat de l'art des stratégies de contrôle et de supervision	50
IV.1.1	Stratégies de commande des sources	51
IV.1.2	Les algorithmes MPPT	51



A	Algorithmes MPPT pour panneaux photovoltaïques	51
B	Algorithmes MPPT pour éoliennes	52
IV.1.3	Stratégies de commande des unités de stockage	53
V.1	Modélisation énergétique du système de puissance multi-sources avec stockage	54
V.1.1	Architecture du système	54
V.1.2	Circuit complet du système	55



I.1. Exploitation des systèmes photovoltaïques :

L'énergie photovoltaïque est exploitée dans une large gamme d'applications :

- Électrification rurale (éclairage, réfrigération...),
- Télécommunications (relais hertzien, relais T.V., relais radiotéléphone...),
- pompage,
- Signalisation (routière, aérienne, maritime...),
- détection,
- Protection (commandes de vannes de sécurité, système d'alarme...),
- Stations de mesures (stations automatiques météorologiques, mesures de débit, de niveau, comptage de trafic),...

Une installation photovoltaïque complète ne comporte pas que les panneaux solaires, elle inclut le matériel de montage, le système de stockage de l'énergie ou le dispositif de connexion au réseau de distribution électrique (onduleurs). La figure 3 résume les éléments essentiels pour une installation photovoltaïque.

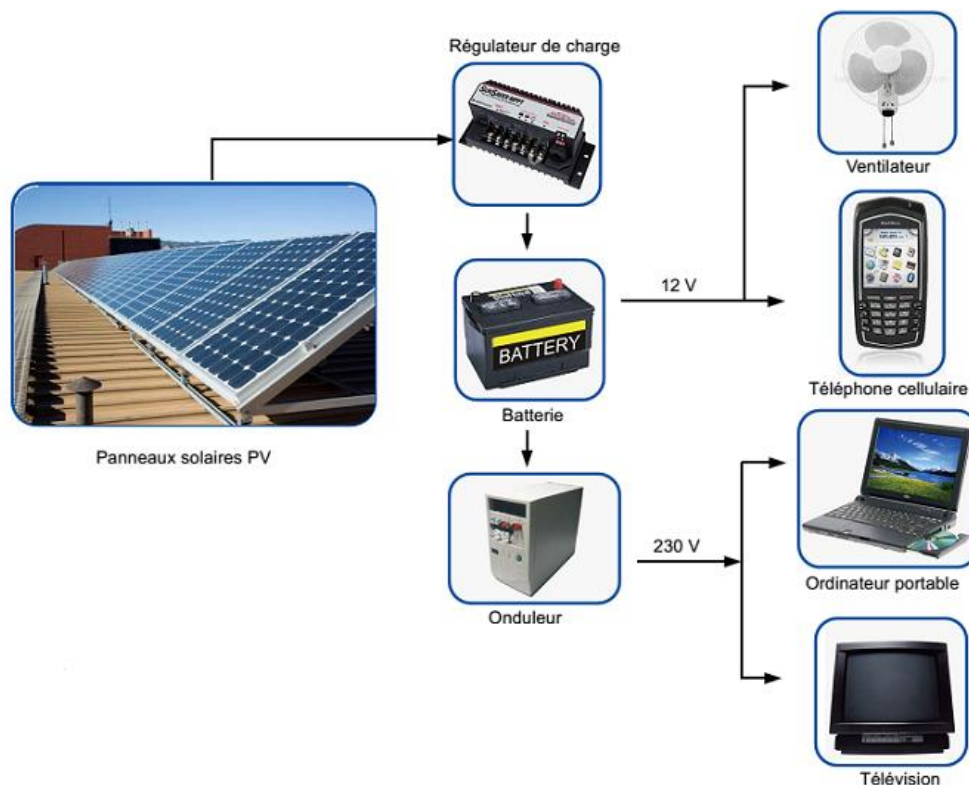


Figure 1. Représentation d'une installation PV typique.

On distingue trois modes d'exploitation d'un panneau PV : autonome, connecté au réseau et hybride.



2. Le mode autonome :

En mode autonome, le générateur photovoltaïque représente la seule source d'énergie électrique pour alimenter des récepteurs. Ce mode est adopté lorsque le réseau n'est pas disponible ou lorsque le fonctionnement des récepteurs dépend uniquement du fil de soleil (pompage, éclairage, climatisation, chauffage, etc.).

Le système PV gère l'énergie produite. Dans un système autonome, le panneau solaire fournit l'électricité qui est stockée dans une batterie et gérée par un régulateur qui protège la batterie de la surcharge et décharge profonde. Des récepteurs électriques peuvent être connectés directement au panneau solaire ou à la batterie ou à travers le régulateur de tension. Un convertisseur \neq peut être utilisé si le système a des récepteurs qui fonctionnent à des tensions continues différentes. Un convertisseur continu alternatif ou onduleur fournira le 230V alternatif qui alimentera les récepteurs classiques 230V. Tous ces éléments seront interconnectés dans un tableau électrique avec protection adéquate selon l'application des règles de sécurité et normes en vigueur.

3. Pompage d'eau :

Dans ce cas d'application, le fonctionnement se fait généralement au fil du soleil. Ainsi, le panneau PV alimente directement une pompe à travers un onduleur ; et ce tant que la puissance de sortie du panneau est capable de faire fonctionner la pompe. Ce mode est plus efficace lorsqu'un stockage de l'eau est toujours possible. Un système de pompage d'eau peut être représenté par la figure ci-dessous.

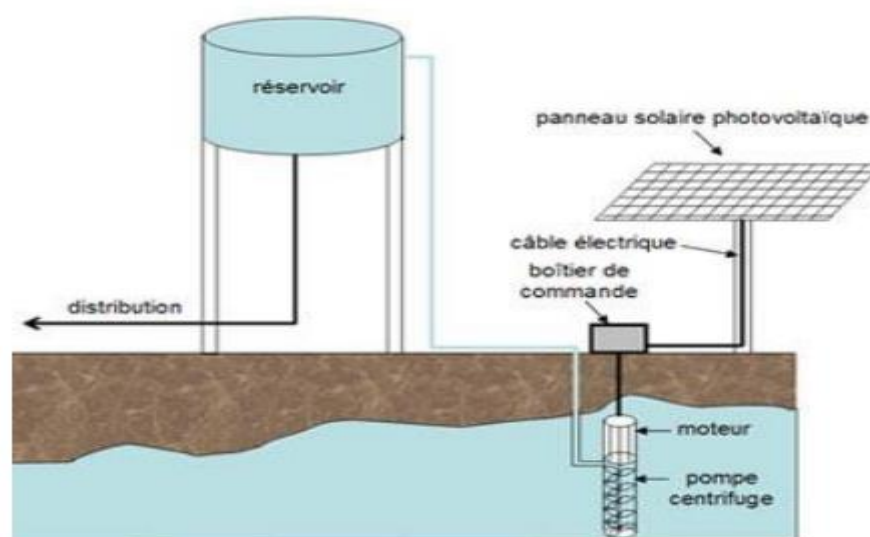


Figure 2. Système de pompage d'eau



4. Centrales photovoltaïques :

Une centrale photovoltaïque est un ensemble de panneaux photovoltaïques connectés en séries ou en parallèles en vue de délivrer une puissance élevée. Ce type de centrales est généralement utilisé pour l'électrification des régions éloignées du réseau et avec le minimum de coût. L'énergie offerte par les panneaux photovoltaïques passe par un étage hacheur et MPPT pour tirer le maximum d'énergie, un filtre et un onduleur ce qui garanti une énergie délivrée en continue et en alternatif. La figure ci-dessous donne le principe de ces centrales.

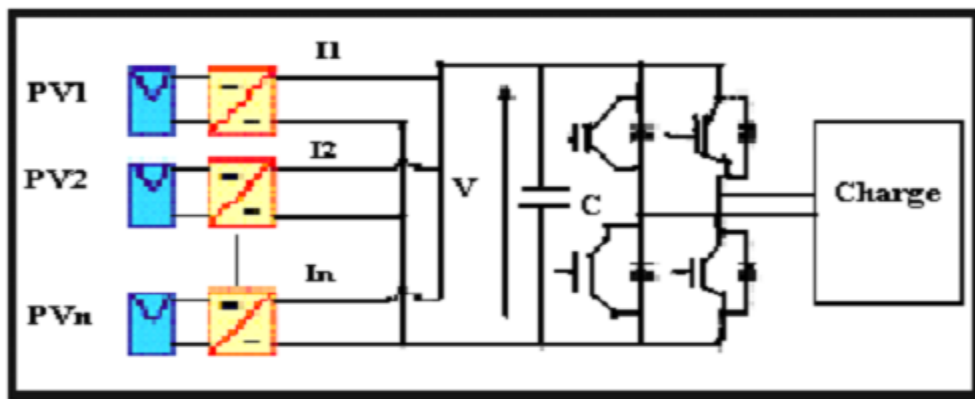


Figure 3. Centrales photovoltaïques.

5. Le mode connecté au réseau :

Dans ce mode, le panneau PV est connecté au réseau électrique. Le système photovoltaïque est muni de convertisseurs de puissance pour adapter l'énergie produite par les panneaux PV. Ces convertisseurs sont composés d'un hacheur muni d'un MPPT, d'un filtre, d'un onduleur et d'une électronique appropriée pour assurer l'adaptation en amplitude et en fréquence avec le réseau (accrochage au réseau) comme le montre la figure.



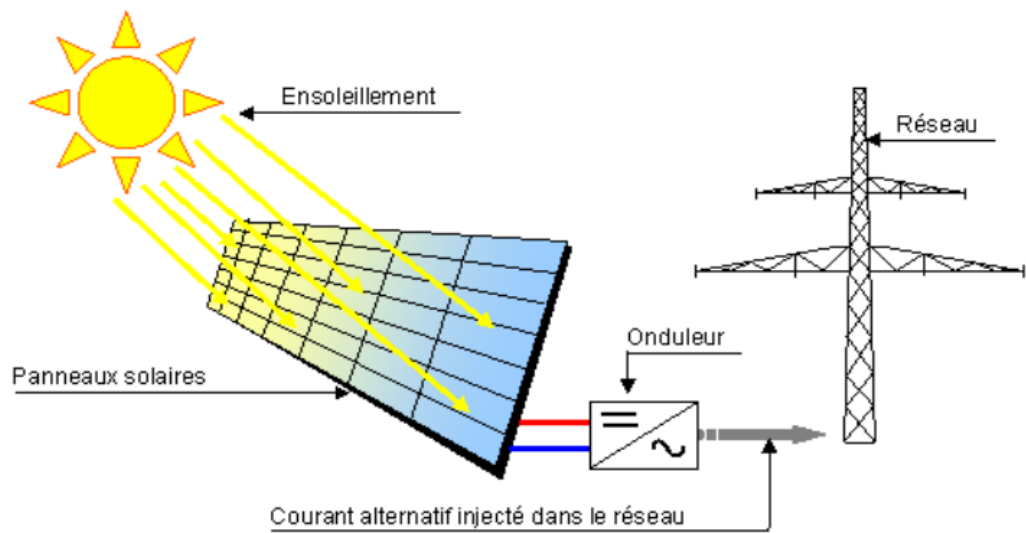


Figure 4. Système photovoltaïque connecté au réseau

6. Le mode hybride :

Un système d'énergie hybride comporte plus qu'une source d'électricité tel que les panneaux photovoltaïques, les cellules à combustible, les générateurs éoliens, les batteries de stockage, les groupes électrogènes, etc. Ce type d'installation est utilisé pour l'électrification des régions loin du réseau. Il existe plusieurs configurations de ces systèmes : PV/thermique, PV/batterie, PV/cellules à combustible, PV/éolienne/batterie, PV/éolienne, PV/groupe électrogène. Le choix se base essentiellement selon les caractéristiques météorologiques du site d'implantation. Les systèmes hybrides connectés au réseau ont pour but de renforcer la source principale d'électricité alimentant le réseau (le fuel). Ils sont généralement à base de sources d'énergie renouvelables tel que : les panneaux photovoltaïques, les éoliennes, les piles à combustibles, les batteries de stockage, les groupes électrogènes (figure ci-dessous).



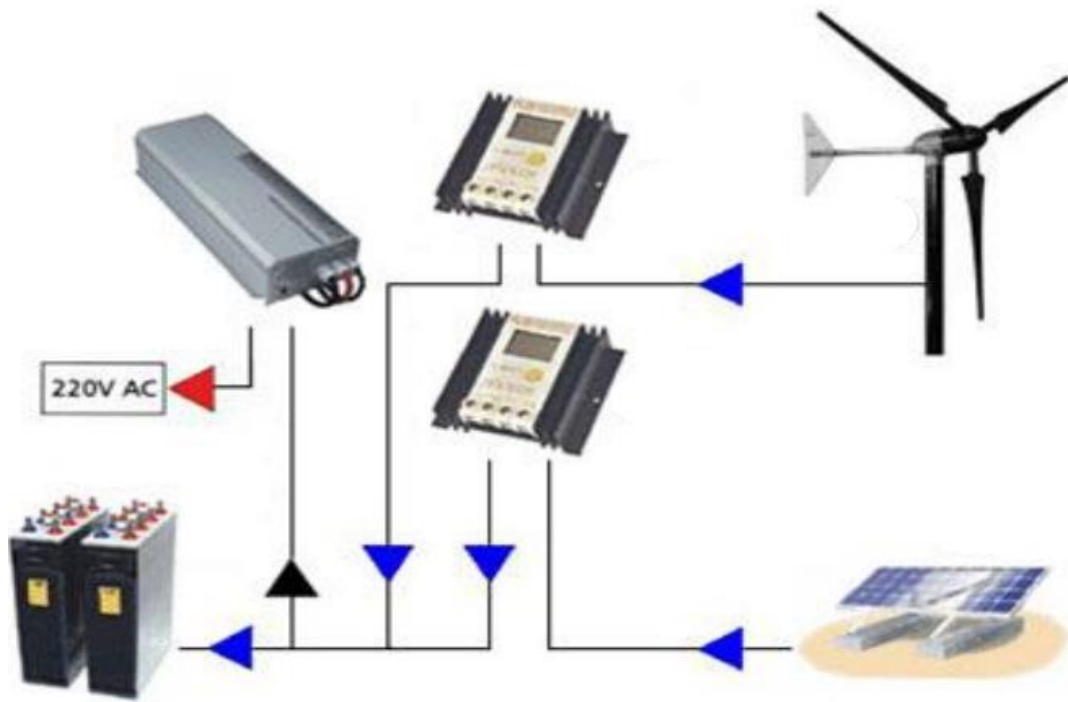
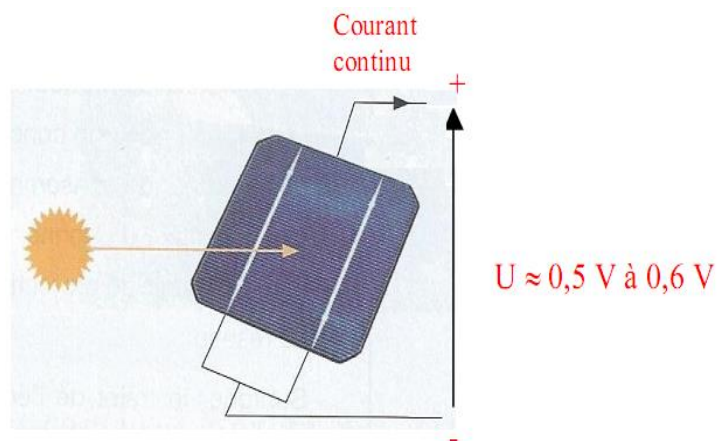


Figure 5. Système photovoltaïque hybride

II.1. Le système photovoltaïque :

La cellule photovoltaïque constitue l'élément de base des panneaux solaires photovoltaïques. Il s'agit d'un dispositif semi-conducteur à base de silicium délivrant une tension de l'ordre de 0,5 à 0,6 V.



Une cellule photovoltaïque est un capteur constitué d'un matériau semi-conducteur absorbant l'énergie lumineuse et la transformant directement en courant électrique. Le principe de fonctionnement de cette cellule fait appel aux propriétés d'absorption du rayonnement lumineux par des matériaux semi-conducteurs. Ainsi, le choix des matériaux utilisés pour concevoir des cellules PV se fait en fonction des propriétés physiques de certains de leurs électrons susceptibles d'être libérés de leurs



atomes lorsqu'ils sont excités par des photons provenant du spectre solaire et possédant une certaine quantité d'énergie selon leurs longueurs d'onde. Une fois libérés, ces charges se déplacent dans le matériau formant globalement un courant électrique de nature continu (DC). La circulation de ce courant donne alors naissance à une force électromotrice (fem) aux bornes du semi-conducteur correspondant ainsi au phénomène physique appelé effet photovoltaïque.

II.2. La photopile :

Cette photopile, qu'on appelle aussi cellule solaire ou photovoltaïque, est fabriquée à l'aide de matériaux semi-conducteurs (généralement le silicium). On peut la représenter comme une diode plate qui est sensible à la lumière

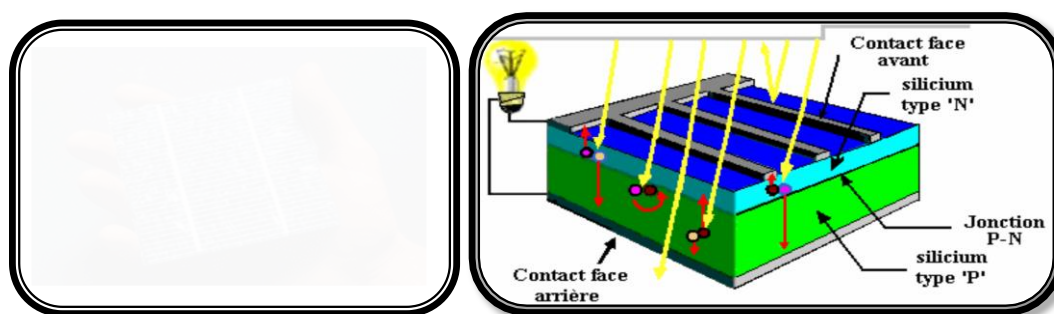


Figure 6 : Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque

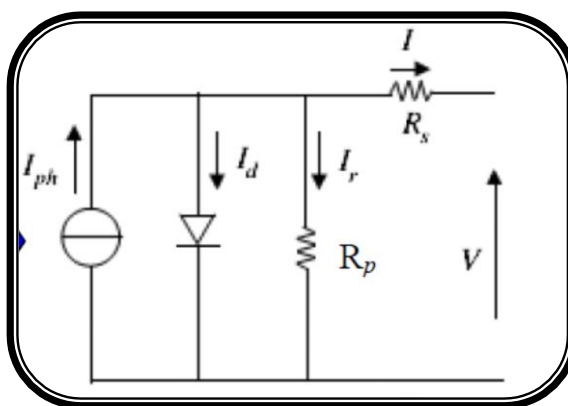


Figure 7. Schéma du circuit équivalent simplifié d'une cellule photovoltaïque.

II.3. Circuit équivalent et modèle mathématique d'une cellule solaire :

La cellule PV (Figure 2) fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule et deux résistances (série et shunt) pour les pertes. Les résistances R_s et R_{sh} permettent de tenir compte des pertes liées aux défauts de fabrication. R_s représente les diverses résistances de contact et de connexion tandis que R_{sh} caractérise les courants de fuite dus à la diode et aux effets de bord de la jonction.



II.3.1. Modèle mathématique :

En se basant sur le circuit, la loi des nœuds nous permet d'écrire la relation suivante :

$$I_{ph} = I_d + I_p + I \quad (1.1)$$

Le courant de jonction I_d est donné par :

$$I_d = I_{sat} \left(\exp \left(\frac{q \cdot (V + I \cdot R_s)}{\eta \cdot k \cdot T_c} \right) - 1 \right) \quad (1.2)$$

Le courant dans la résistance R_p est donné par :

$$I_p = \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (1.3)$$

A partir de l'équation (1.1), on obtient l'expression de la caractéristique I-V du cellule

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left(\exp \left(\frac{q \cdot (V + I \cdot R_s)}{\eta \cdot k \cdot T_c} \right) - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (1.4)$$

Avec :

I : Le courant de cellule.

V : La tension de cellule.

R_s : La résistance série de la cellule.

R_{sh} : La résistance parallèle de la cellule.

I_{sat} : Courant de saturation de la diode ou courant à l'obscurité (A).

η : Coefficient d'idéalité de la cellule photovoltaïque.

K : Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ J.K-12).

q : Charge d'électron $e = 1,6 \cdot 10^{-19}$ C.

T_c : Température absolue de la cellule (K).

I_{ph} : photo courant créé par la cellule (proportionnel au rayonnement incident).

II.4. Paramètre des cellules photovoltaïques :

Les paramètres des cellules photovoltaïques (V_{oc} , I_{sc} , FF, η), extraits des caractéristiques courant-tension, permettent de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques. Ces paramètres peuvent être déterminés à partir des courbes courant-tension, ou de l'équation caractéristique. Les plus usuels sont les suivantes.

II.4.1. Courant de court-circuit :



C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nulle. Dans le cas idéal (R_s nulle et R_{sh} infinie), ce courant se confond avec le photo courant I_{ph} dans le cas contraire, en annulant la tension V dans l'équation (1.6), on obtient:

$$I_{sc} = I_{ph} - I_{sat} \left(\exp \left(\frac{q \cdot (R_s \cdot I_{sc})}{\eta \cdot k \cdot T_c} \right) - 1 \right) - \frac{R_s \cdot I_{sc}}{R_{sh}} \quad (1.6)$$

Pour la plus part des cellules solaires (dont la résistance série est très faible), on peut négliger le terme $I_{sat} \left(\exp \left(\frac{q \cdot (R_s \cdot I_{sc})}{\eta \cdot k \cdot T_c} \right) - 1 \right)$ devant I_{ph} L'expression approchée du courant de court-circuit

est alors :

$$I_{sc} = \frac{I_{ph}}{\left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right)} \quad (1.7)$$

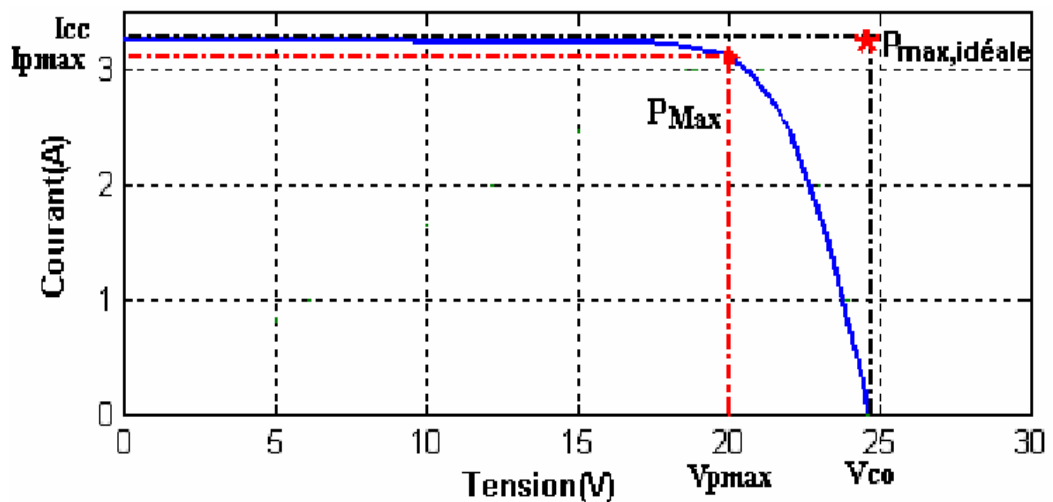
II.4.2. Tension de circuit ouvert :

C'est la tension V_{co} pour laquelle le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul (c'est la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur photovoltaïque) .

$$0 = I_{ph} - I_{sat} \left(\exp \left(\frac{q \cdot (V_{co})}{\eta \cdot k \cdot T_c} \right) - 1 \right) - \frac{V_{co}}{R_{sh}} \quad (1.8)$$

Dans le cas idéal, sa valeur est légèrement inférieure à:

$$V_{co} = \left(\frac{q}{n \cdot K \cdot T_c} \right) * \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_{sat}} + 1 \right) \quad (1.9)$$



II.5. Le facteur de forme FF :

« en anglais : Fill Factor » est défini comme le rapport entre la puissance maximale et le produit ($I_{sc} \cdot V_{co}$) ; d'où il est donné par la relation :



$$FF = \frac{P_{max}}{I_{sc} \cdot V_{co}} = \frac{I_{Pm} \cdot V_{Pm}}{I_{sc} \cdot V_{co}} \quad (1.10)$$

Ce paramètre compris entre 0 et 1, on l'exprime en % qualifie la forme plus ou moins rectangulaire de la caractéristique I-V de la cellule solaire. Si celle-ci était carrée le facteur de forme serait égale à 1, la puissance Pm sera égale à $(I_{sc} \cdot V_{co})$. Mais, généralement le facteur de forme prend des valeurs entre 0.6 et 0.85.

II.6. Rendement d'une cellule PV :

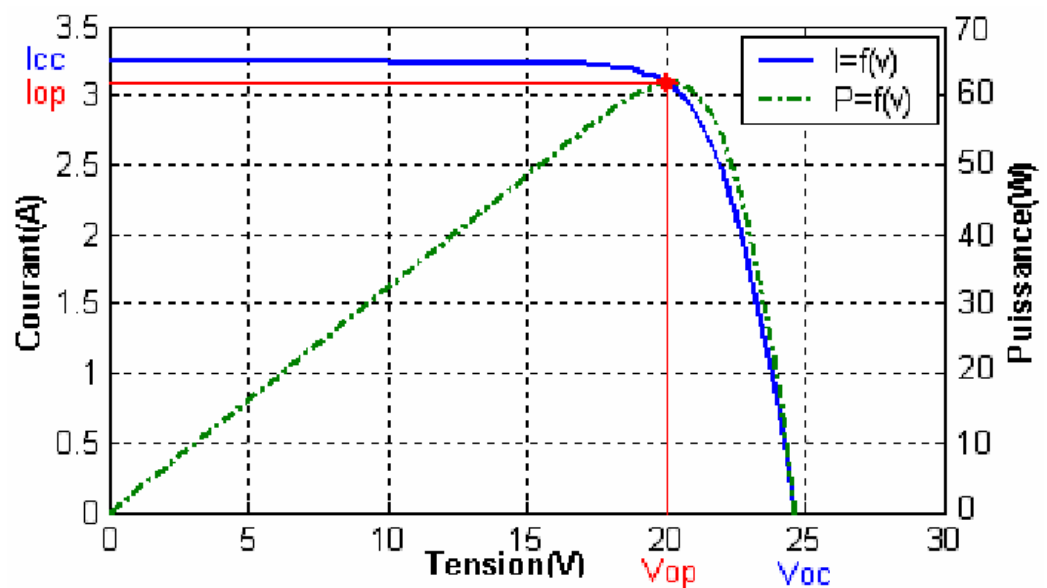
Le rendement d'une cellule est le rapport entre la puissance maximale disponible et la puissance du rayonnement incident, il est donné par :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{inc}} = \frac{I_{Pm} \cdot V_{Pm}}{E \cdot S} = \frac{I_{sc} \cdot V_{co}}{E \cdot S} \cdot FF \quad (1.11)$$

P : Puissance incidente sur la surface de la cellule photovoltaïque (W).

E : Eclairement global incident sur la cellule photovoltaïque (W/m^2).

S : Surface totale de la cellule photovoltaïque (m^2).



II.7. Générateur photovoltaïque :

se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique.



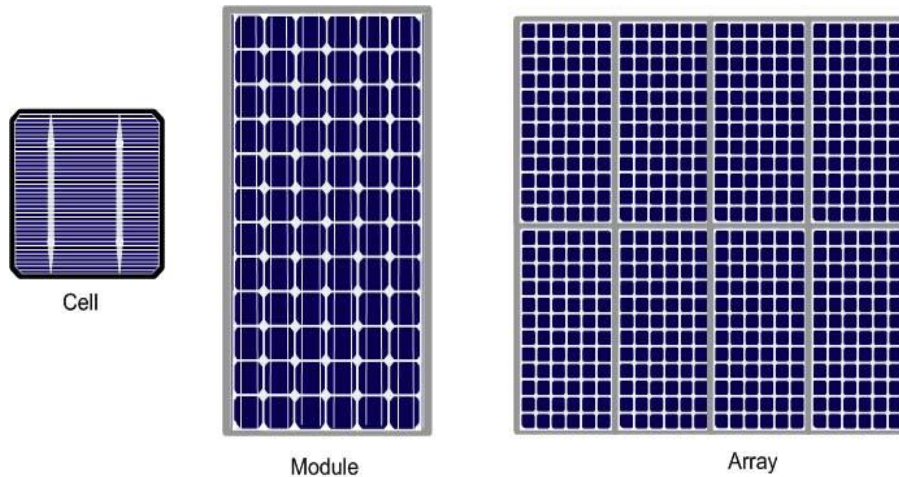


Figure 8. Générateur photovoltaïque.

Pour le générateur, la caractéristique $I_{PV} (V_{PV})$ est obtenue par :

$$I_{PV} = N_P \cdot I$$

$$V_{PV} = N_S \cdot V$$

Où : N_P est le nombre de modules en parallèles et N_S le nombre de modules en séries.

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. Il existe essentiellement deux technologies de fabrication de modules photovoltaïques. Les modules à cellules issues de plaques de silicium cristallin : des tranches de silicium monocristallin, de silicium poly cristallin 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 modules en silicium cristallin courants ont un rendement de conversion (énergie électrique produite vs. énergie solaire incidente) de l'ordre de 11 à 15 %.

- Les modules obtenus directement par des procédés en couches minces : Il existe quatre types de modules en couches minces. Leurs noms sont dérivés de l'un des principaux matériaux actifs de la cellule :
 - tellure de cadmium (CdTe),
 - diséléniure de cuivre-indium (CIS),
 - silicium amorphe,
 - silicium cristallin en couche mince.



Le silicium amorphe est déjà produit à l'échelle commerciale alors que les trois autres technologies approchent du stade de commercialisation. Les modules en couches minces sont déposés directement sur le substrat de verre, supprimant ainsi les étapes intermédiaires associées à la fabrication des cellules solaires individuelles.

II.7.1. Association en série :

Dans une association en série, comme illustré sur la figure ci-dessous, le même courant traverse chaque cellule tandis que la tension globale est la somme des tensions à travers toutes les cellules.

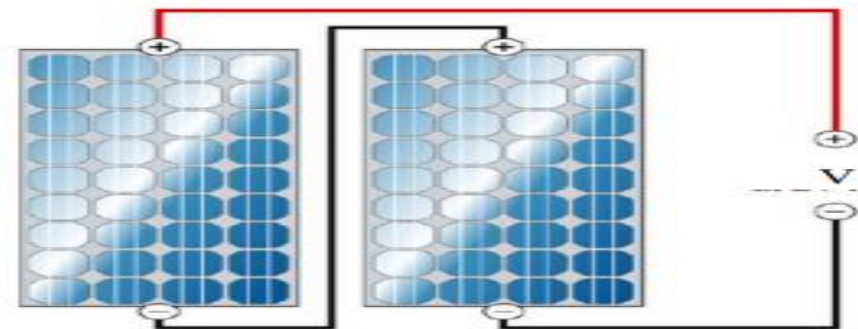


Figure 9. Association des modules en série.

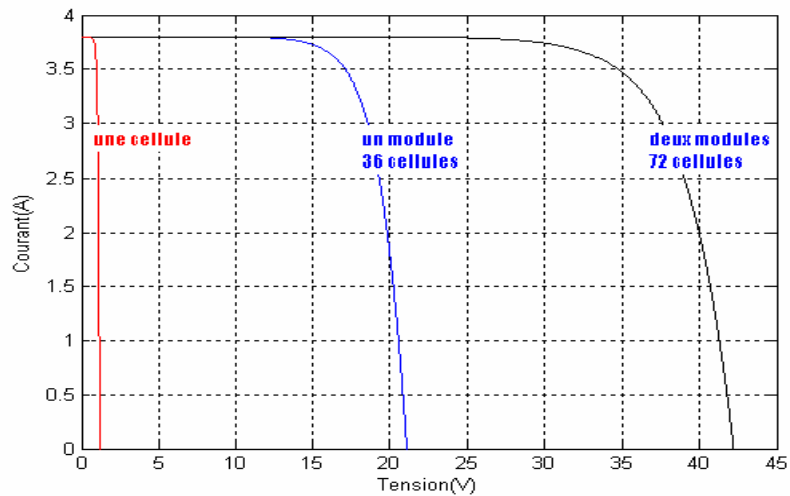


Figure 10. Caractéristique I-V en association en série.

II.7.2 Association en parallèle :

Si un grand courant est exigé dans un système, les piles solaires sont reliées en parallèle comme illustré sur la figure ci-dessous.



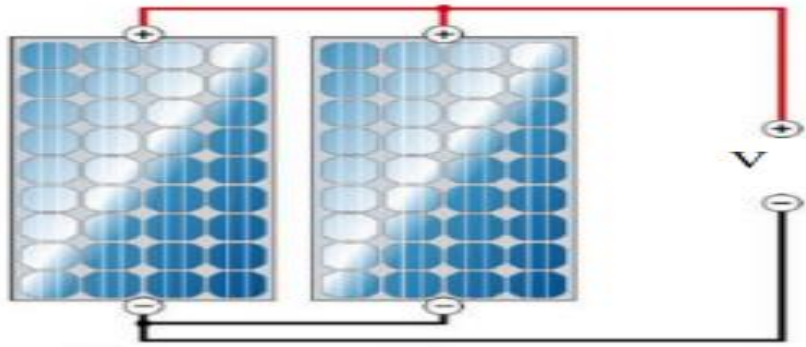


Figure 11. Association des modules en parallèle.

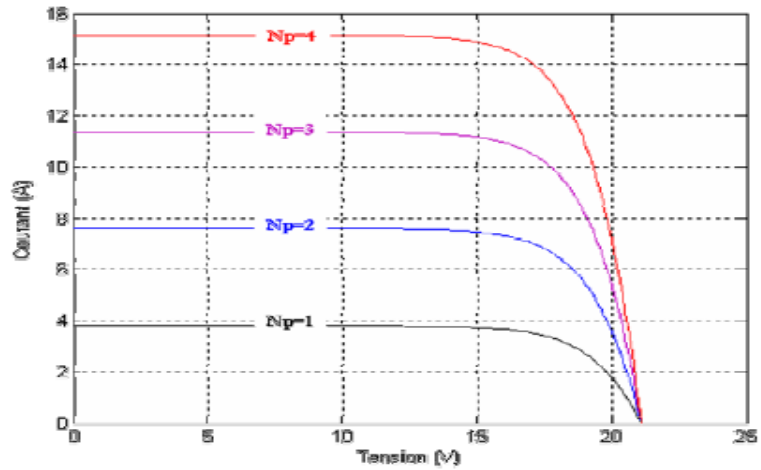


Figure 12. Caractéristique I-V en association en parallèle.

II.7.3. Association mixte (série parallèle) :

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

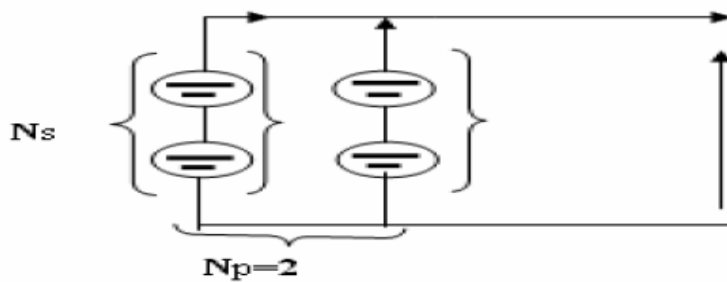


Figure 13. Association mixte des modules.



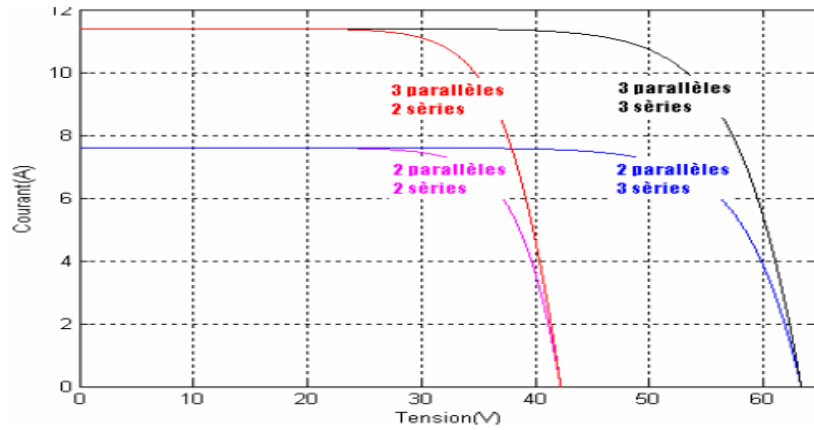


Figure 14. Caractéristiques I-V pour l'association mixte.

En associant les cellules PV en série (somme des tensions de chaque cellule) ou en parallèle (somme des intensités de chaque cellule), on peut constituer un générateur PV selon les besoins des applications visées. Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaitées. Ainsi, pour N_s cellules en série, constituant des branches elles-mêmes (N_p) en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par:

$$P_{pv} = N_s * V_{pv} * N_p * I_{pv}$$

Pour un générateur photovoltaïque de N_s cellules en série et N_p cellules en parallèle, le modèle électrique de sa caractéristique I-V est donné comme suit .

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_d \left[e^{\frac{q(V + IR_s)}{nKT}} - 1 \right] - \frac{N_p}{R_p} \left(\frac{V}{N_s} + \frac{IR_s}{N_p} \right)$$

Le modèle électrique et la caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque sont représentés dans la figure 4 :

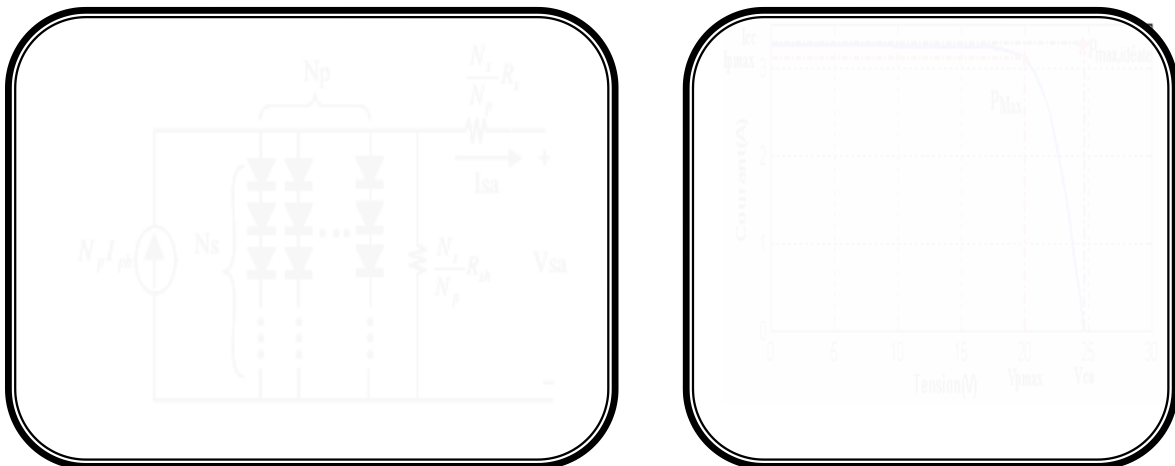


Figure 15. Modèle électrique et caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque.



II.8. Comportement d'un générateur photovoltaïque (PV) :

De par sa constitution, un générateur PV aura un comportement plus ou moins optimisé et pourra ainsi produire plus ou moins de puissance comme nous avons pu le constater dans une première analyse faite au paragraphe précédent. Dans la suite de l'étude, nous supposons que les connexions inter-cellules sont idéales et que chaque cellule est identique à l'ensemble dans son comportement, sa température et ses caractéristiques. L'objectif est ici de montrer l'influence d'un certain nombre de paramètres extérieurs sur le générateur PV.

II.8.1. Influence de l'éclairement sur les courbes $I(V)$ et $P(V)$:

La puissance délivrée par un générateur PV dépend de l'irradiation qu'il reçoit comme le montre l'exemple des figures 4 et 5. En effet, pour un module donné, l'influence de l'éclairement représenté simplement par une source de courant proportionnelle à l'irradiation peut être faite en première approximation. Les graphes suivants représentent les caractéristiques $P(V)$ et $I(V)$ respectivement d'un module photovoltaïque pour une température constante ($T=25^{\circ}\text{C}$) et un ensoleillement variable.

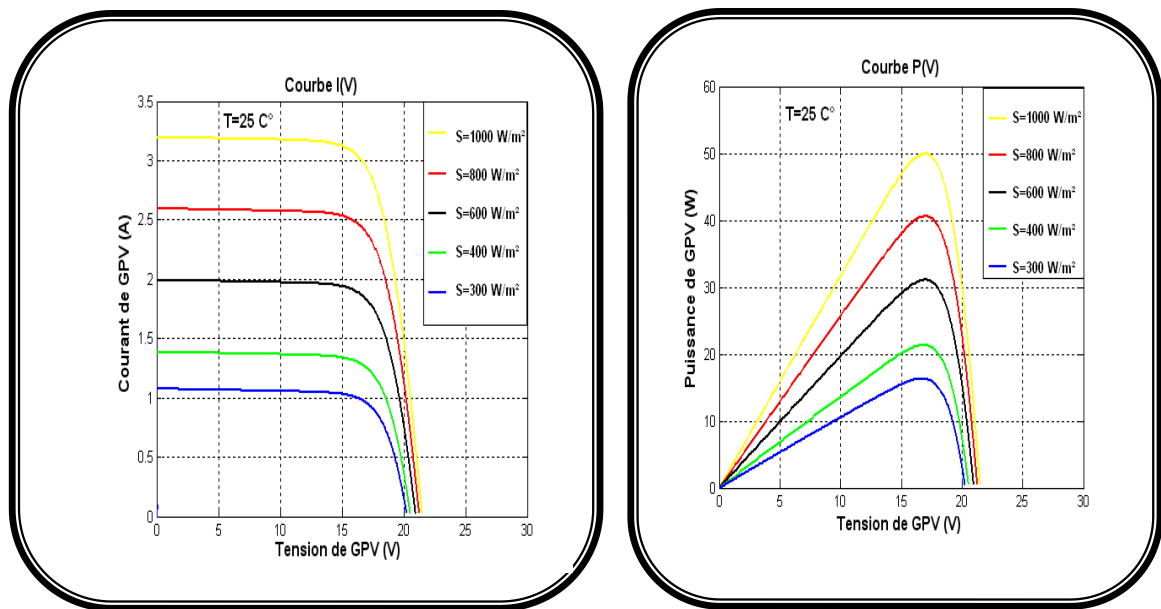


Figure 16. Résultats de simulation des caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un module PV en fonction de différentes irradiances à $T=25^{\circ}\text{C}$.



On peut aussi remarquer que le courant est directement proportionnel au rayonnement solaire. Par contre, la tension est relativement peu dégradée. On en déduit donc que le panneau peut fournir une tension correcte, même à faible éclairage.

II.8.2. Influence de la température sur les courbes I(V), P(V) :

Les graphes représentent les caractéristiques I(V) et P(V) respectivement d'un module photovoltaïque pour un ensoleillement constant ($S=1000\text{W/m}^2$) et une température variable.

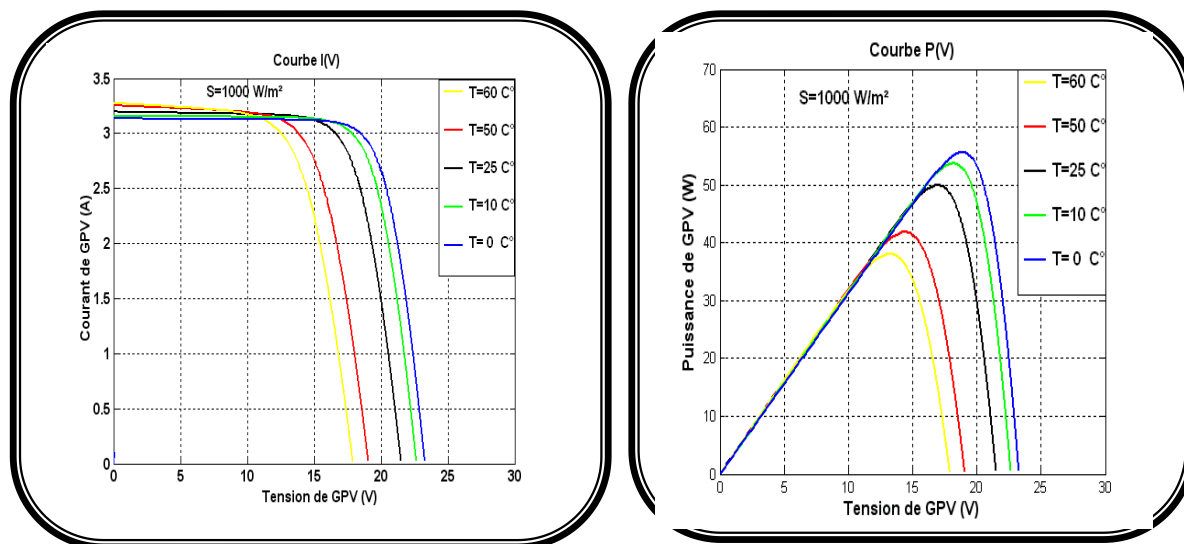


Figure 17. Résultats de simulation des caractéristiques I(V) et P(V) d'un module PV en fonction de différentes températures à $S=1000\text{W/m}^2$.

On remarque que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue. Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement à prendre en compte car elle a une relation avec la température des cellules.

Il est important de savoir que la puissance du module diminue environ de 0,5% par chaque degré d'augmentation de la température de la cellule au dessus de 25 °C.

II.9. L'effet de l'ombrage :

L'ombrage partiel est un problème rencontré couramment dans les systèmes photovoltaïques (PV). Lorsqu'un ou plusieurs de vos panneaux photovoltaïques souffrent d'ombrage, même de manière partielle, leur production s'en trouve affectée. Les



panneaux photovoltaïques étant reliés en séries, la baisse de production d'un panneau affecte l'ensemble de cette série et donc de l'installation dans sa globalité. C'est pourquoi une attention particulière doit être accordée au problème d'ombrage.

Dans un panneau photovoltaïque, les cellules sont reliées en série. Dans les anciens systèmes, si l'une d'elles était ombragée, le courant ne pouvait plus circuler. La cellule accumulait alors le courant produit en amont et se comportait comme un récepteur. Elle dissipait une puissance sous forme de chaleur pouvant dépasser les 100°C, ce qui pouvait la faire griller. Il s'agit du phénomène de « hot spot » .

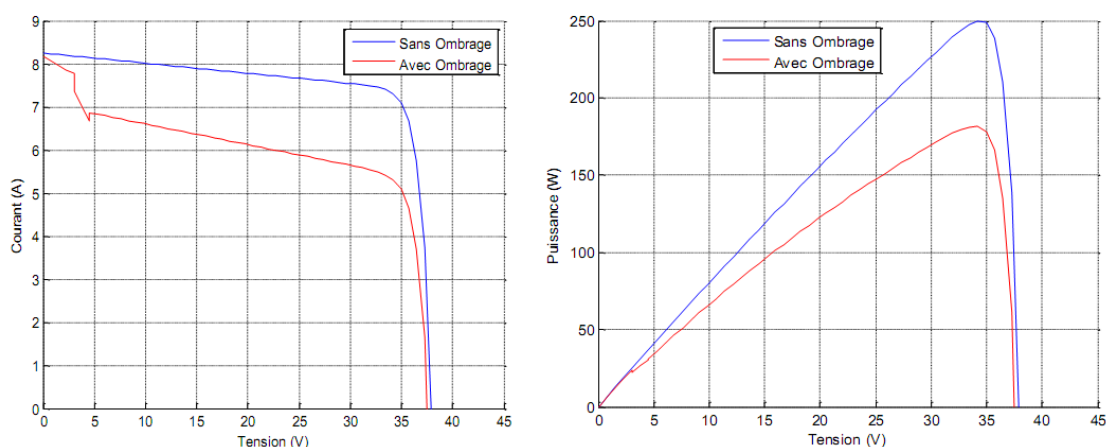


Figure 18. Caractéristique I-V et P-V des Cellules PV avec et sans ombrage.

Protections classiques d'un générateur photovoltaïque :

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

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



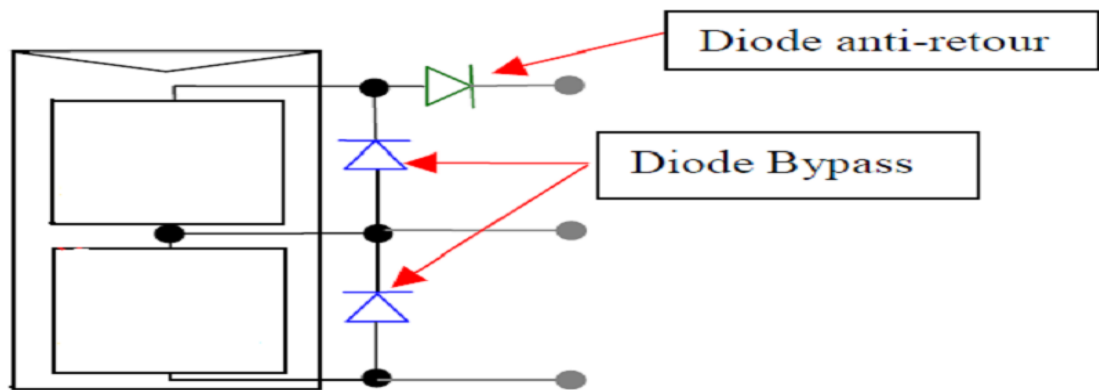


Figure 19. Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour.

II.10. Batteries d'accumulateurs :

Si un système hors réseau doit fournir de l'énergie à la demande et non seulement lorsqu'il y a du soleil, des batteries d'accumulateurs sont requises pour stocker l'énergie. L'accumulateur d'usage le plus courant est du type plomb-acide et comprend deux catégories : les accumulateurs plomb-calcium et les accumulateurs plomb-antimoine. 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) de l'ordre de 12 Volts.

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

Selon les conditions du site et la présence d'une génératrice d'appoint, les batteries d'accumulateurs sont dimensionnées pour permettre une période d'autonomie du système de quelques jours à quelques semaines. Les batteries sont caractérisées par leur tension, qui pour la plupart des applications est un multiple de 12 V, et leur capacité exprimée en Ampère-heure (Ah). Par exemple, une batterie de 48 V, 50 Ah est capable d'emmagasiner $50 \times 48 = 2400$ Wh d'électricité sous des conditions nominales



d'opération. Ainsi, un dimensionnement optimisé des batteries est critique et permet de maximiser le rapport coût/performance du système sur sa durée de vie (c.-à-d. performance optimisée et durée de vie des batteries d'accumulateurs allongés). Le remplacement inutile des batteries d'accumulateurs est coûteux, particulièrement pour les applications dans les endroits isolés.

II.10.1. La capacité :

La capacité représente la quantité d'électricité qu'une batterie peut délivrer pendant une période de temps donné sous un régime de décharge et une température ambiante donnée. La capacité diminue avec la température, avec des taux de décharge plus élevé et avec l'âge. Elle s'exprime en A/H (ampère-heure).

II.10.2. Rendement faradique (rendement en tension) :

Le rendement faradique est le rapport entre le courant fourni lors de la charge et celui restitué lors de la décharge. Le rendement en tension est le rapport entre la tension délivrée par la batterie lors de la décharge et la tension de charge.

II.10.3. Profondeur de décharge maximum :

La profondeur de décharge maximum représente le maximum en pourcentage de la capacité nominale au-delà de laquelle la décharge n'est plus souhaitable. Dans une installation solaire, la décharge journalière moyenne correspond au déficit entre la production et la consommation journalière (idem pour décharge saisonnière). La profondeur de décharge maximum se situera en hiver, son seuil ne doit pas être dépassé et il se situe en général entre 50 et 80% de la capacité pour les batteries Pb/acide généralement utilisées dans les installations photovoltaïques (voir notice constructeur). La profondeur de décharge maximum autorisée est bien supérieure à la profondeur de décharge journalière qui n'est que de quelques % de la capacité nominale et elle dépend aussi de la température d'utilisation la plus basse.

II.10.4. Durée de vie :

Elle est caractérisée par le nombre de cycles charge /décharge qu'elle supporte tout en gardant sa capacité. On peut alors parler d'ampère-heure cycle. La batterie STECO



3000 (voir notice constructeur en annexe) de 105 Ah sous 12V autorise 30000 ampère-heure cycle soit 600 cycles à 50% de décharge ou 1000 cycles à 30% de décharge. La performance en cyclage dépend de la profondeur de décharge; pour cette raison, dans une installation PV, le taux de décharge journalier ne doit guère dépasser les 10% de la capacité.

II.10.5. Taux d'autodécharge :

C'est le taux en pourcentage d'énergie perdue quand la batterie est au repos. Un taux d'autodécharge trop élevé diminue les performances d'un système PV. Il est fonction de la nature des matériels utilisés dans la fabrication des plaques positives et négatives de la batterie; les plaques utilisant le Pb calcium induisent un taux d'autodécharge plus faible que celles utilisant le Pb antimoine.

II.10.6. Coût :

C'est souvent le coût qui détermine le choix de la batterie. Bien que les batteries Cad/nickel offrent de bien meilleures performances que les batteries Pb/acide, elles sont très peu utilisées dans les applications PV classiques car leur coût initial est bien plus élevé. Par contre, elles conviennent parfaitement pour des applications où la température ambiante est très basse.

Critères de sélection d'une batterie.

- caractéristiques de charge, résistance interne
- autonomie, maximum de profondeur de décharge
- taux de décharge max, d'autodécharge
- température du lieu d'installation
- durée de vie estimée
- périodicité et nature de la maintenance
- Type: étanche ou pas
- poids, taille, densité de stockage énergétique
- visualisation aisée ou non du niveau d'électrolyte
- Etat des bornes de connexion (connexion aisée ou pas)
- Réputation du constructeur, coût et garantie.



II.11. Principe de la recherche du point de puissance maximale :

Le principe de la recherche du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking en anglais) est d'adapter l'impédance de sortie du GPV afin que celui-ci fonctionne au point de puissance maximal (PPM). Cette adaptation est assurée par un convertisseur DC/DC. L'algorithme de recherche du PPM le plus répandu est l'algorithme «pertube and observe» (P&O) qui consiste à déplacer le point de fonctionnement du GPV puis d'observer son comportement. Si la puissance de sortie augmente, on continue le déplacement, sinon, on déplace le point de fonctionnement en sens inverse.

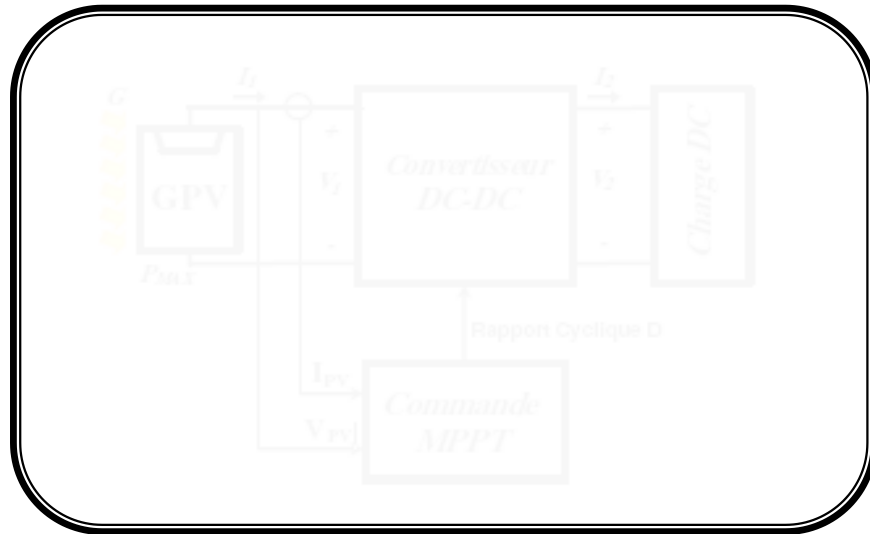


Figure 20. Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque à base d'un transformateur DC contrôlé par une commande MPPT.

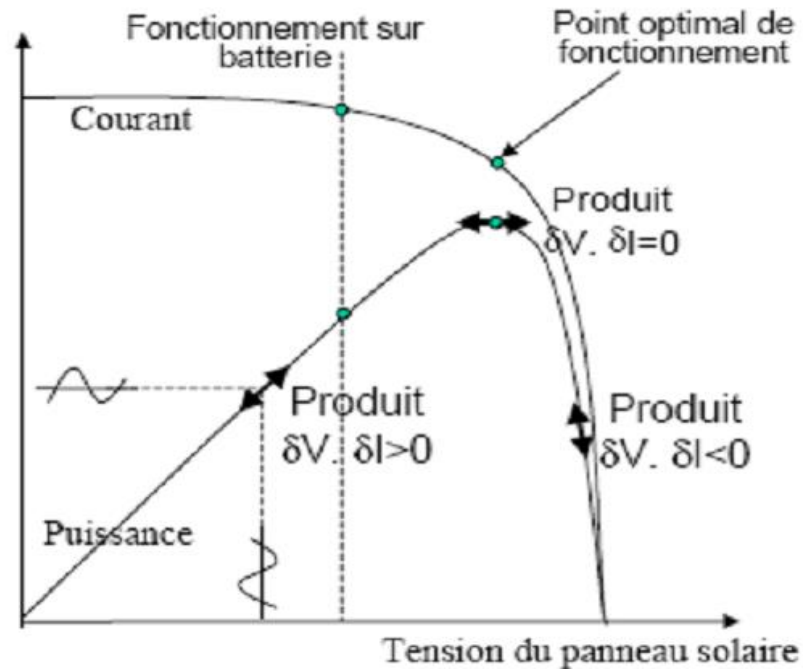
La figure (6) montre le schéma de principe décrivant les fonctions présentes dans un étage d'adaptation pour GPV réel conçu. Le principe de la commande MPPT délivre l'action de contrôle appropriée afin de suivre le point de puissance maximale en chaque instant.

II.11.1. Principe de l'MPPT :

Les cellules photovoltaïques sont utilisées pour fournir de l'énergie dans de nombreuses applications électriques. Pour obtenir la puissance maximale du panneau solaire, un Maximum Power Point Tracker (MPPT) est utilisé pour contrôler les variations sur la courbe courant voltage des cellules. Ainsi le système MPPT doit traquer le point de fonctionnement optimal du panneau. Le but du système MPPT est garantir que le système (PVP et charge) opère très près du point de fonctionnement optimal. Le principe de la recherche du point de puissance maximale consiste à voir si une petite



variation de la tension ($dV > 0$) implique un dI positif ou négatif. Ainsi le système MPPT se divise en deux sous systèmes.

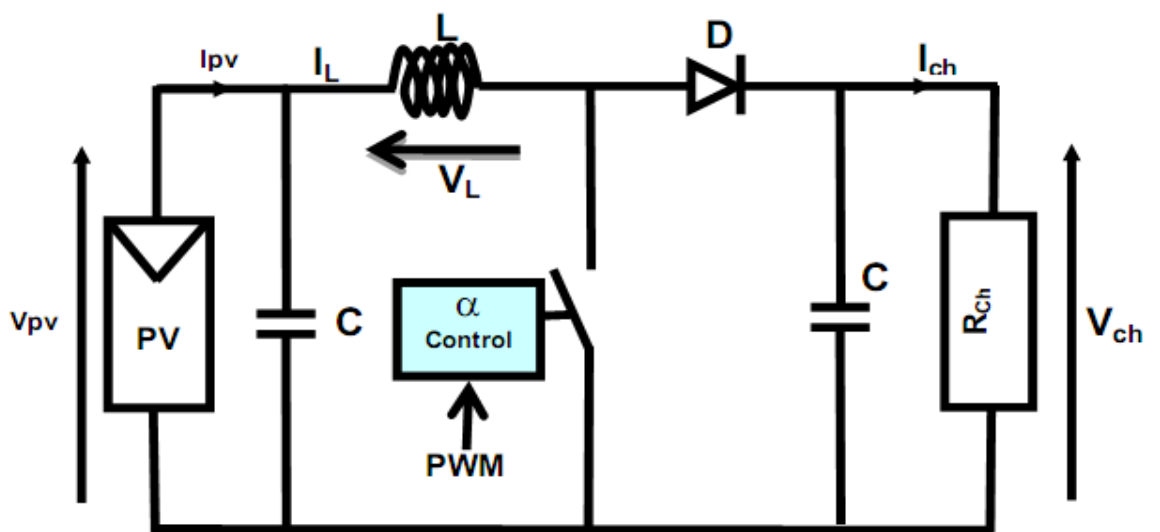


- ❖ Un régulateur de tension :

Sous forme de hacheur commandé par signal capable MLI.

- ❖ Un étage de contrôle :

C'est une boucle de commande qui permet de déterminer la tension du panneau à laquelle on atteint le maximum de puissance. La régulation se fera sur la tension à partir d'une recherche du maximum de puissance.

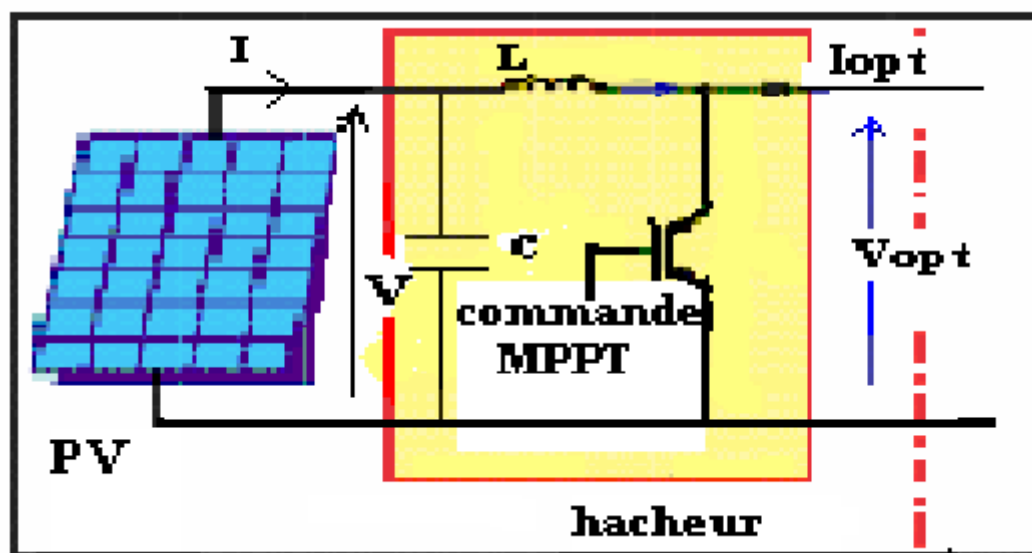


L'installation d'un convertisseur DC/CD est nécessaire entre le panneau PV et la charge afin de poursuivre le PPM. Pour cela on peut utiliser les trois types de convertisseurs DC/DC où le transistor MOSFET est utilisé comme un dispositif de commutation commandé par un signal PWM généré par le contrôleur qu'on doit intégrer ultérieurement pour faire la poursuite du PPM du système photovoltaïque .

II.12. Convertisseurs continu-continu (hacheurs) :

II.12.1. Adaptation par hacheur :

Le hacheur est un convertisseur continue/continue permettant de convertir une énergie continue à un niveau donné de tension (ou de courant) en une énergie continue à un autre niveau de tension (ou de courant). Son utilisation s'avère nécessaire pour stocker l'énergie photovoltaïque dans des batteries, ou pour alimenter une charge continue. Vu que le courant et la tension délivrés par un panneau PVP varient en fonction de la température ambiante et l'ensoleillement, une commande adéquate du hacheur peut positionner le point de fonctionnement pour tirer le maximum de puissance du panneau PV. Cette commande, appelée MPPT (maximum Power Point Traker), assure l'adaptation entre les conditions optimales de fonctionnement (I_{opt} , V_{opt}) avec les sorties (V_d , I_d) du capteur photovoltaïque. La figure ci-dessus donne le schéma de principe d'un hacheur/MPPT.

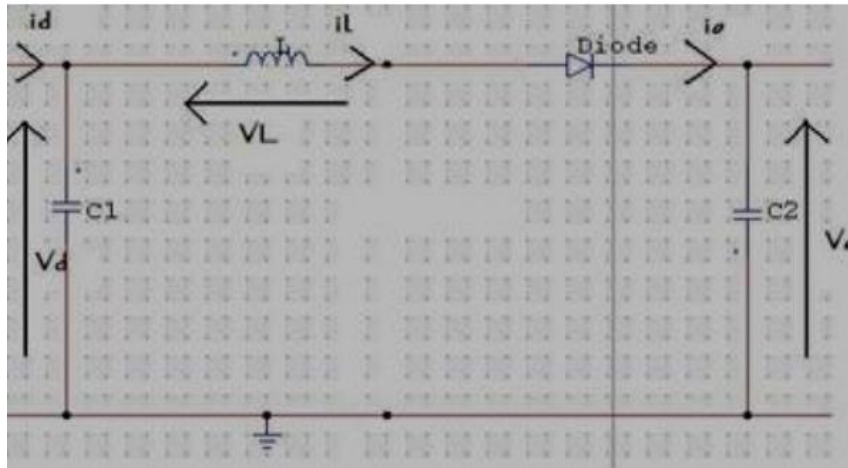


Le schéma équivalent du hacheur se représente selon la figure ci-dessous :

On note α : le rapport cyclique des impulsions qui commandent l'interrupteur.



T étant la période des impulsions.

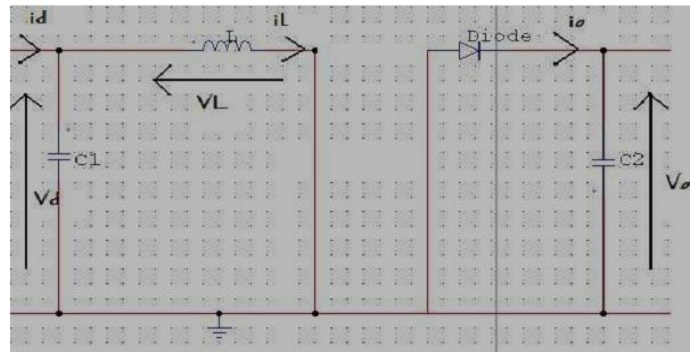


Interrupteur fermé :

$$T_{\text{fermé}} = \alpha T$$

$$V_L = V_d$$

Ainsi, aucun courant ne passe dans la charge.

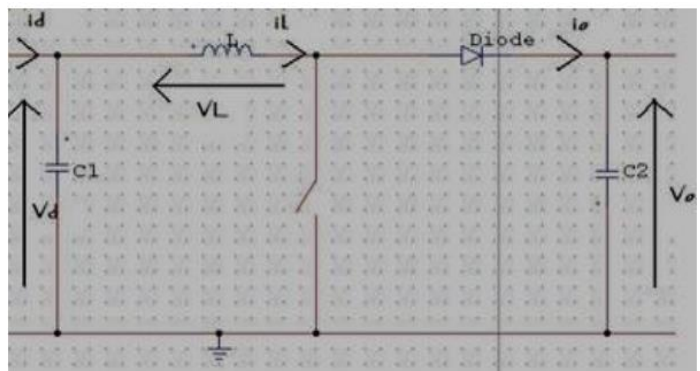


Interrupteur ouvert:

$$T_{\text{ouvert}} = (1 - \alpha) T$$

$$V_L = V_d - V_o$$

Ainsi, le courant I_L passe dans la charge.



La bobine est supposée parfaite.

Alors :

$$V_L = L * di_L / dt$$

$$V_L \text{ moyenne} = 0$$

D'où :

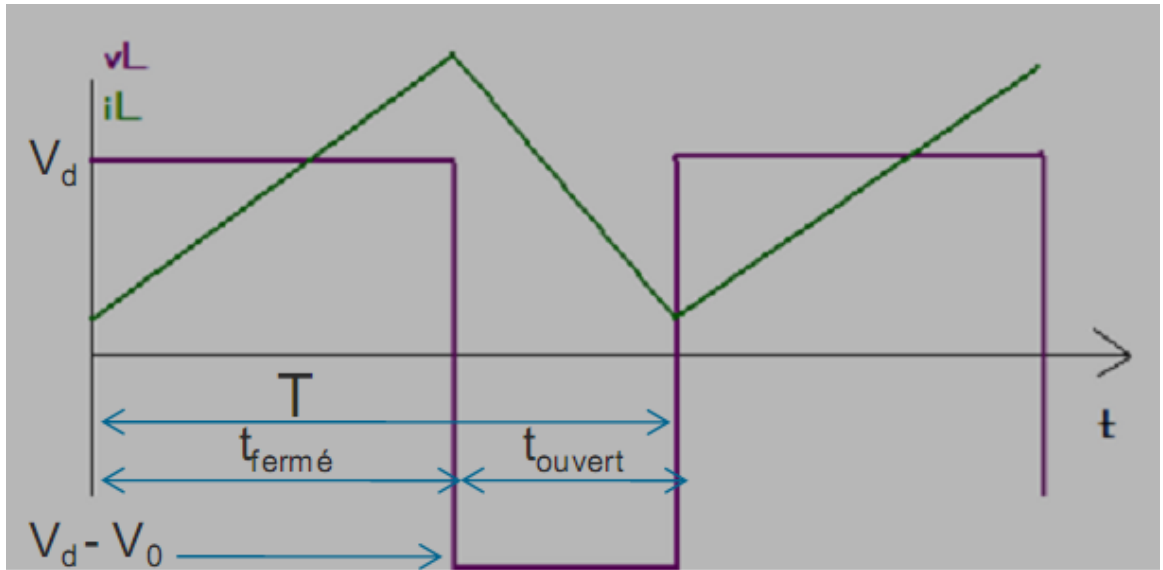


$$V_d * T_{\text{fermé}} + (V_d - V_o) * T_{\text{ouvert}} = 0$$

On obtient donc :

$$V_o / V_d = 1 / (1 - \alpha)$$

On mesure V_d , on se fixe V_o (selon la charge) et on calcule α .



Il y a différents types de convertisseurs DC-DC. Une première distinction est à faire entre le convertisseur à isolement galvanique entre la sortie et l'entrée, et le convertisseur qui présente une borne commune entre l'entrée et la sortie. Il faut noter que dans le cas de l'isolement galvanique le rendement se verra affecté d'au moins 10%, ce qui est inadmissible dans notre cas (applications en énergie photovoltaïque).

Dans les convertisseurs à stockage d'énergie, on distingue :

- Les éleveurs (BOOST) dans lesquels $V_s > V_e$.
- Les abaisseurs (BUCK) dans lesquels $V_s < V_e$.
- Il y a aussi un type (BUCK-BOOST) : mélange entre les deux précédents. qui comporte plusieurs topologies comme le BUCK-BOOST classique, tel que V_s est inversée par rapport à V_e [60]. le FLYBACK. SEPIC, ĆUK, et le FORWARD...

Pendant le fonctionnement du hacheur, le transistor sera commuté à une fréquence constante f_s avec un temps de fermeture égal à αT_s et un temps d'ouverture égal à $(1 - \alpha) T_s$, où :

T_s est la période de commutation qui est égale à $1 / f_s$



α représente le rapport cyclique du commutateur $0 < \alpha < 1$

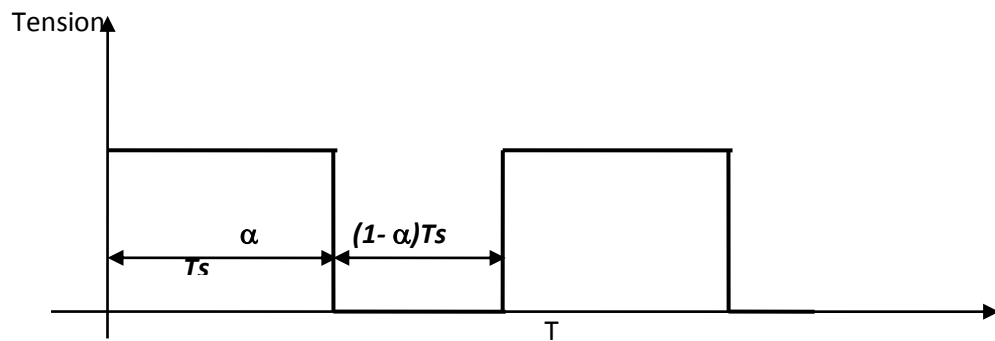


Figure 21. : Représentation de la sortie d'un commutateur en ouverture/fermeture sur une période T_s .

II.12.2. Hacheur dévolteur « Buck » :

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie est inférieure à celle de l'entrée. Il comporte un interrupteur à amorçage et à blocage commandés (transistor bipolaire, transistor MOS ou IGBT...) et un interrupteur à blocage et amorçage spontanés (diode).

Le convertisseur dévolteur (figure 22) peut être souvent trouvé dans la littérature sous le nom de hacheur Buck ou hacheur série. Ce dernier qui est un interrupteur ne peut relier que deux sources de types différents courant/tension ou l'inverse.

Dans les systèmes de conversions photovoltaïques est tout à fait adéquate, étant donné que le générateur photovoltaïque est une source de courant continu, tandis que le récepteur qui est généralement la batterie, qui est de nature source de tension.

Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie inférieure, où le rapport de conversion $M = \frac{V_s}{V_e}$ change avec le rapport cyclique α du commutateur.



II.12.2.1. Schéma de principe :

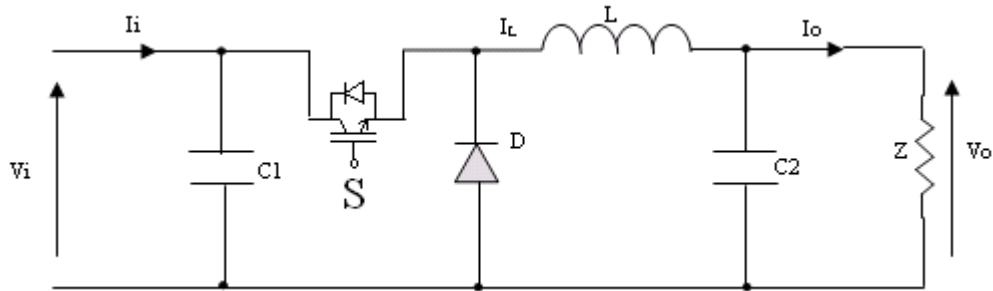


Figure 22. Schéma de principe du convertisseur Buck.

La charge est constituée par l'impédance Z . Les éléments L et $C2$ forment un filtre dont le but est de limiter l'ondulation résultante du découpage sur la tension et le courant de sortie. Si ces éléments sont correctement calculés, on peut supposer que i_s et v_s sont continus (on néglige l'ondulation résiduelle). L'ensemble (filtre + charge) peut être composé différemment, mais nous raisonnerons sur cet exemple par la suite.

II.12.2.2. Fonctionnement :

Le cycle de fonctionnement, de période de hachage T ($T=1/f$), comporte deux étapes. Lors de la première, on rend le transistor passant et la diode polarisée en inverse, est bloquée. Cette phase dure de 0 à αT_s , avec α compris entre 0 et 1 . α est le rapport cyclique. Lors de la seconde, on bloque le transistor. La diode devient passante. Cette phase dure de αT_s à T_s . A l'état conducteur du transistor S , pendant la durée t_{on} c.-à-d. $\alpha \in [0, \alpha T_s]$, la diode se bloque et un courant circulera dans la charge à travers l'inductance, cette dernière stocke une énergie :

$$W = \frac{1}{2} L I_L^2$$

Lors des commutations successives le transistor S , le courant à l'intérieur de l'inductance aura deux composantes, l'une est constante égale à la valeur moyenne du courant sur une période du hachage, tandis que la composante variable est égale à :



Lorsque S est fermé :

$$(\Delta I_L)_{on} = \frac{V_i - V_0}{L} t_{on}$$

Lorsque S est ouvert, la self se décharge dans la sortie pendant le temps t_{off} .

$$(\Delta I_L)_{off} = \frac{V_0}{L} t_{off}$$

Ces variations du courant sur un cycle du hachage engendrent des ondulations, donc des harmoniques, mais on peut écrire en régime permanent, pour dire qu'à une exactitude près les ondulations peuvent être négligées et le signal peut être rapproché à sa composante constante.

$$\left(I_s = \frac{V_0}{r_L} \right) \Rightarrow (\Delta I_L)_{on} + (\Delta I_L)_{off} = 0$$

On obtient alors l'expression fondamentale :

$$V_0 = \frac{t_{on}}{t_{on} + t_{off}} V_i$$

En appelant T la période de récurrence d'état de S, on peut écrire $T = t_{on} + t_{off}$ ce qui permet d'écrire :

$$V_0 = \frac{t_{on}}{T} V_i$$

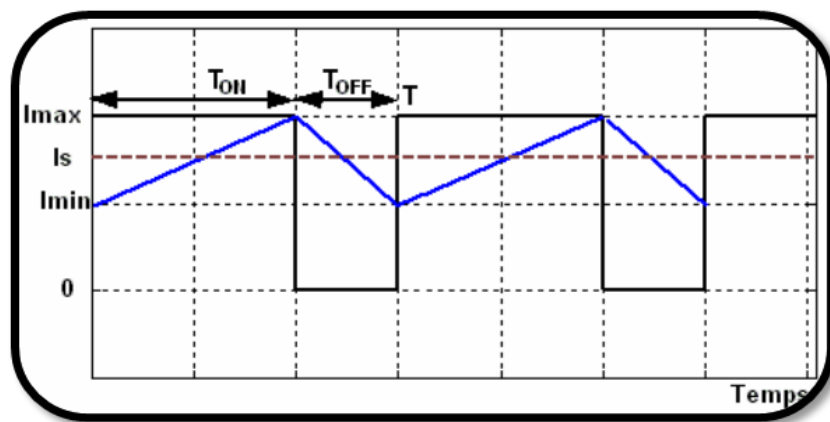


Figure 23. Courant dans la self du hacheur série.



Ce régime de conduction de courant est appelé le régime continu.

Lorsque : $T \succ t_{on} + t_{off}$, le régime est appelé conduction discontinue (figure 10).

Dans ce cas le courant de sortie vaut:

$$I_s = \frac{I_M}{2T} (t_{on} + t_{off}) = \frac{V_i - V_0}{2TL} t_{on} (t_{on} + t_{off}) = \frac{V_0}{r_L} \quad (2-9)$$

Ainsi :

$$V_0 = \frac{1}{1 + \frac{2LT}{t_{on}^2} \frac{I_0}{V_i}} V_i \quad (2-10)$$

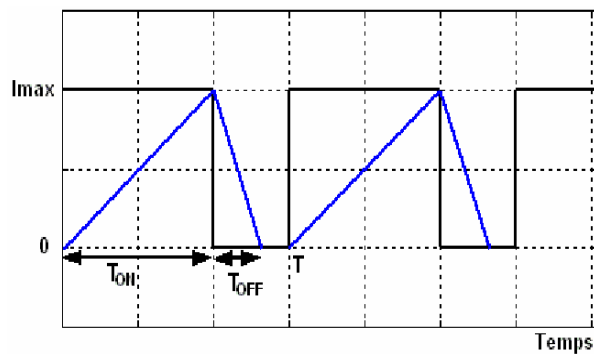


Figure 24. Courant en discontinuité dans la self du hacheur série.

II.12.3. Hacheur survolteur « Boost » :

Dans ce hacheur, la tension moyenne de sortie est supérieure à la tension d'entrée, d'où son nom. Cette structure demande un interrupteur à l'amorçage et au blocage commandé

(Transistor bipolaire, MOSFET, IGBT...) et une diode (amorçage et blocage spontanés).

Le convertisseur Boost est connu par le nom d'élévateur de tension, abaisseur de courant. Le Schéma ci-dessous représente le circuit électrique du Boost. Durant le temps αT_s , le transistor S est fermé, le courant dans l'inductance croît progressivement, au fur



et à mesure elle emmagasine de l'énergie, jusqu'à la fin du premier intervalle. Le transistor S s'ouvre et l'inductance L délivre le courant I_L et ainsi génère une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge Z à travers la diode D.

II.12.3.1. Schéma de principe :

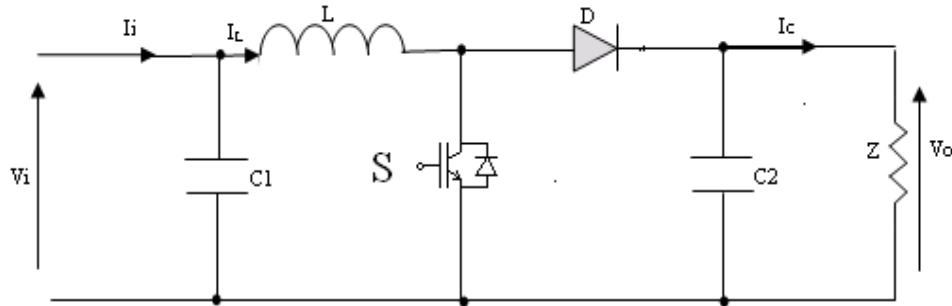


Figure 25. Schéma de principe du convertisseur Boost.

L'inductance permet de lisser le courant appliqué par la source. La capacité C_2 permet de limiter l'ondulation de tension en sortie.

II.12.3.2. Fonctionnement :

Lors de la première partie du cycle de fonctionnement, de 0 à $\alpha.T$, le transistor S commandé est fermé (passant). Cette fois, la source et la charge ne sont pas en contact durant cette phase. La diode est alors bloquée.

Lors de la seconde partie du cycle, de $\alpha.T$ à T , on ouvre le transistor S commandé et la diode devient passante. C'est alors que la source et la charge sont reliées.

Son principe de fonctionnement est basé sur la position du commutateur S ouvert/fermé. Lorsque ce dernier est fermé, pendant la durée t_{on} c.-à-d. $\alpha \in [0, \alpha.Ts]$, le courant croit

progressivement, ce qui laisse l'inductance stocker d'avantage d'énergie durant tout le temps de la fermeture de S puis le commutateur bascule en ouverture c.-à-d. pendant la durée t_{off} ,

$\alpha \in [\alpha.Ts, Ts]$; Durant cette action de transition de la fermeture à l'ouverture, l'inductance L s'oppose à la variation du courant I_L



dans son circuit.

$$(\Delta I_L)_{off} = \frac{V_0 - V_i}{L} t_{off}$$

$$(\Delta I_L)_{on} + (\Delta I_L)_{off} = 0$$

Une conduction discontinue est définie par un $T \succ t_{on} + t_{off}$:

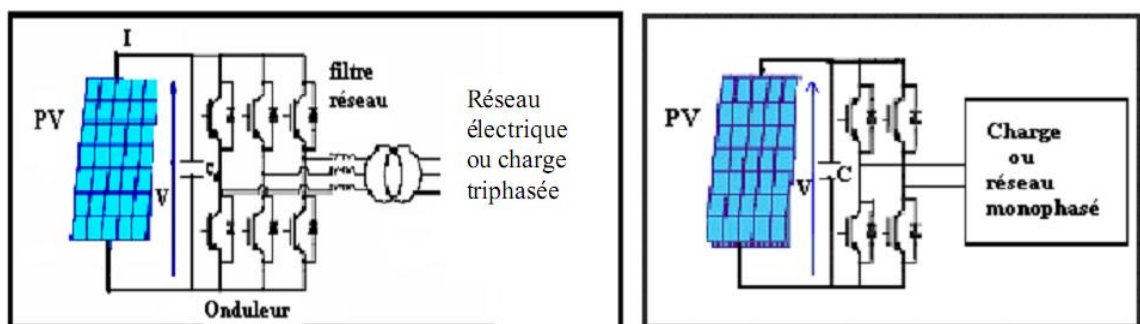
$$\frac{2L}{r_i T} \succ \left(\frac{V_e}{V_s} \right)^2 \left(1 - \frac{V_e}{V_s} \right)$$

En on aura :

$$V_s = \left(1 + \frac{t_{on}}{2L} \frac{TV_i}{I_0} \right) V_i$$

II.13. Adaptation par onduleur :

L'onduleur est un convertisseur de tension continue/alternative. Il est utilisé pour convertir l'énergie électrique photovoltaïque en une énergie électrique alternative soit pour faire fonctionner des charges, soit pour débiter de l'énergie au réseau. Généralement à base de thyristors, selon l'exploitation cet onduleur peut être monophasé ou triphasé



II.13.1. Convertisseurs DC/AC :

L'onduleur est un convertisseur statique DC/AC de haute performance il convertit la tension continue, en tension alternative contrôlée de façon très précise. La source de tension continue soit un aérogénérateur ou des panneaux solaires.

La commande de l'onduleur est basée sur la prédiction de la tension de sortie, la tension de sortie de l'onduleur est forcée de suivre une référence sinusoïdale



échantillonnée pour la production à la sortie du filtre une onde proche d'une sinusoïde avec un taux de distorsion harmonique très réduit .

II.13.2. Classification des onduleurs :

Il existe plusieurs centaines de schémas d'onduleurs, chacun correspondant à un type d'application déterminé ou permettant des performances recherchées. Les onduleurs sont en général classés selon les modes de commutation de leurs interrupteurs.

Onduleur autonome :

C'est un système qui nécessite des composants commandés à la fois à la fermeture et à l'ouverture, de fréquence variable, dont les instants de commutations sont imposés par des circuits externes la charge est quelconque cet onduleur n'est pas réversible.

Onduleur non autonome :

Dans ce cas, les composants utilisés peuvent être de simples thyristors commandés uniquement à la fermeture et la commutation est «naturelle » contrairement à l'onduleur autonome.

L'application principale de ce type d'onduleur se trouve dans les variateurs pour moteurs synchrones de très forte puissance où les thyristors sont souvent les seuls composants utilisables.

Principe de fonctionnement d'un onduleur :

Un onduleur est un dispositif électronique assurant la conversion statique d'une tension/courant continu en tension /courant alternatif. Il est dit autonome s'il assure de lui même sa fréquence et sa forme d'onde Deux types d'onduleurs sont donc utilisés pour assurer une telle conversion :

Onduleur Monophasé.

Onduleur Triphasé.

Onduleur Monophasé

Ce type d'onduleur délivrant en sa sortie une tension alternative monophasée, est généralement destinée aux alimentations de secours. Deux classes d'onduleurs monophasés sont à distinguer, suivant leur topologie.

Onduleur monophasé en demi-pont :

Le schéma de principe d'un tel onduleur monté en demi-pont est montré sur la figure



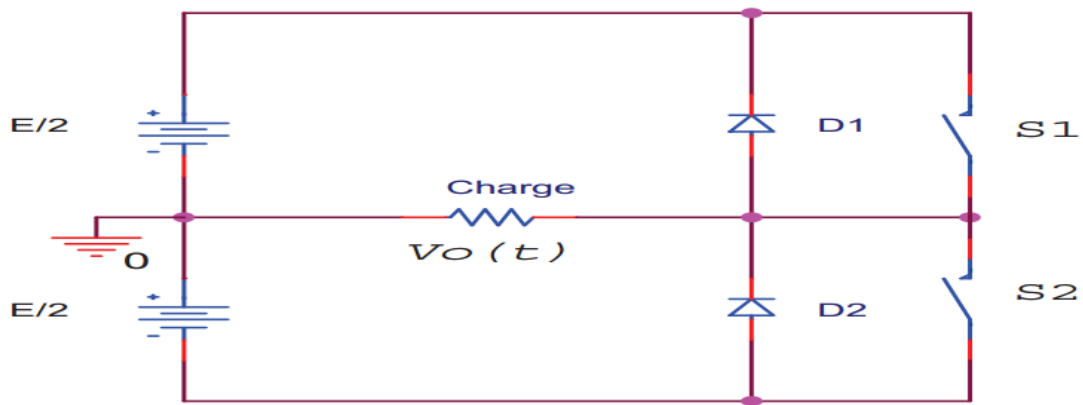


Figure 26. Schéma de Principe d'un Onduleur Monophasé en Demi-pont.

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

Lors de la fermeture de l'interrupteur S1, la tension aux bornes de la charge serait donc de $+ E/2$, et prend la valeur $- E/2$ quand le second interrupteur, S2 est fermé. Les diodes D1, D2, dites de récupération, assurent la conduction d'un courant négatif en cas de déphasage de ce dernier par rapport à la tension aux bornes de la charge.

Onduleur monophasé en pont :

L'onduleur en pont il comporte quatre interrupteurs de puissance désignée par S1, S2, S3 et S4 quand les interrupteurs S1 et S2, sont fermés simultanément la tension imposée aux bornes de la charge prend la valeur $+ E$, et de $-E$ lors de la fermeture simultanée des deux autres interrupteurs S3 et S4.

Deux interrupteurs du même bras ne peuvent pas conduire simultanément, à cause d'un court-circuit de la source de tension continue.

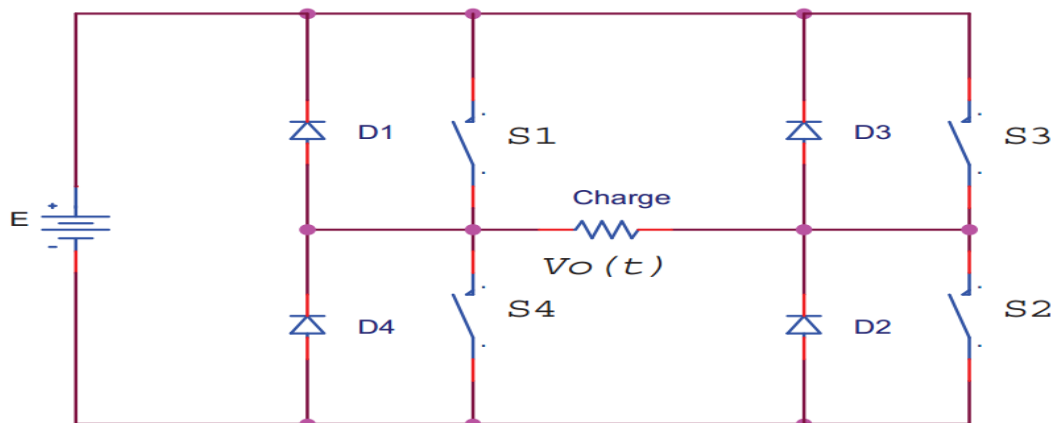


Figure 27. Schéma de Principe d'un Onduleur Monophasé En Pont.



Onduleur triphasé :

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

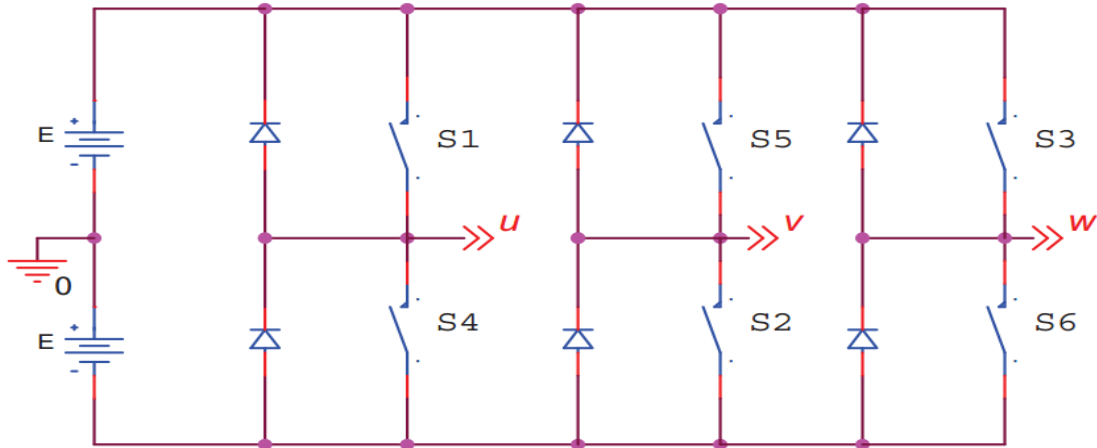


Figure 28. Schéma de Principe d'un Onduleur Triphasé En Pont.

Stratégies de commandes des onduleurs

A fine de produire de tension de sortie proche de la sinusoïde, différentes stratégies de commande ont été proposées par des différents auteurs pour l'onduleur de tension. Nous étudions les stratégies suivantes:

- Commande en plain onde.
- Commande sinus triangle.
- Commande par hysteresis.

II.13.3. Architectures photovoltaïques :

A l'heure actuelle, il existe trois architectures principales pour un onduleur photovoltaïque :

- ✓ L'architecture à onduleurs - centralisé
- ✓ L'architecture à onduleurs - string
- ✓ L'architecture à onduleurs - multi-onduleurs

II.13.4. Installation mono-onduleur (onduleur central) :

L'architecture à onduleur centralisé consiste à raccorder directement les branches des modules constituant un champ photovoltaïque à un ou plusieurs onduleurs centraux :



✓ Dans le cas d'un onduleur central unique, le champ est directement connecté à l'onduleur.

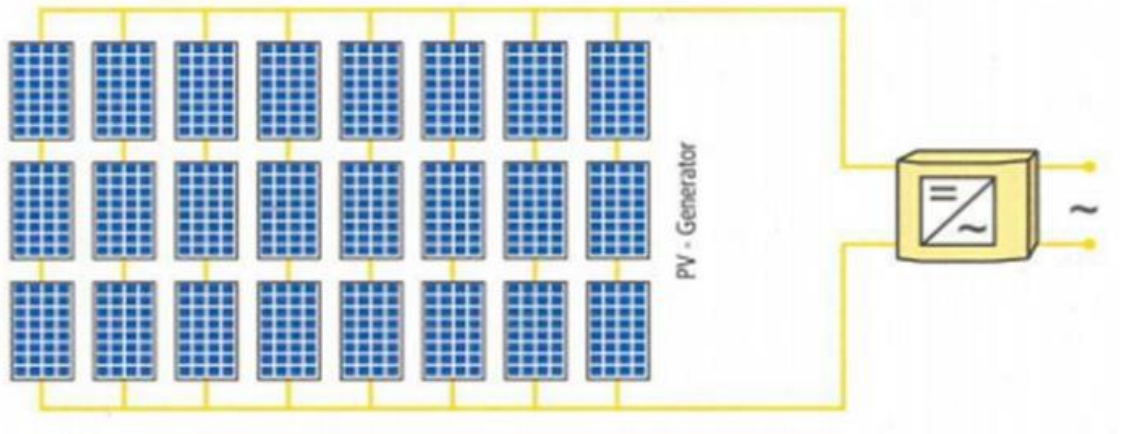


Figure 29. Architecture à un onduleur centralisé.

Dans le cas de plusieurs onduleurs centraux, le champ photovoltaïque est divisé en sous champs disposant d'onduleurs propres, connectés en parallèle sur le réseau.

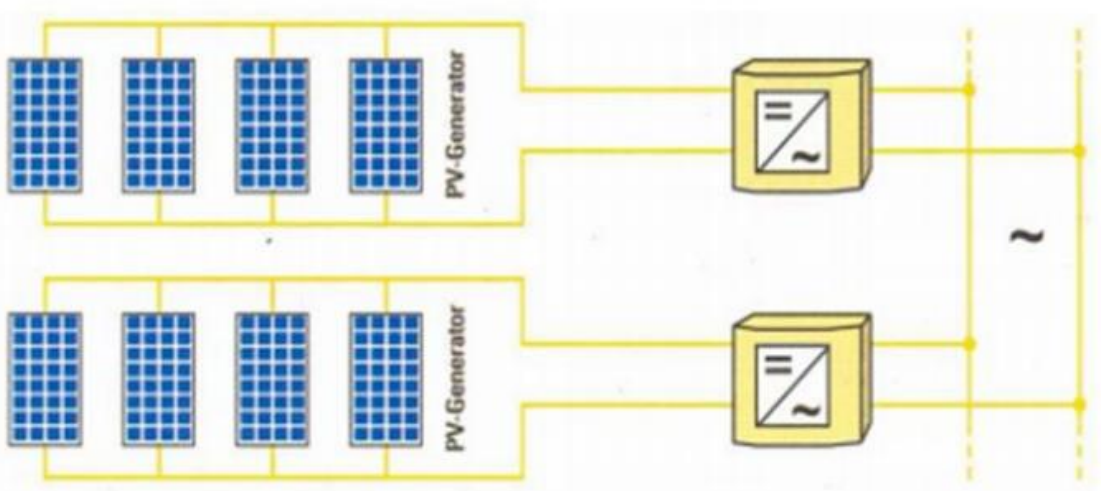


Figure 30. Architecture à plusieurs onduleurs centralisés.

Cette configuration est utilisée dans les petites installations avec des modules du même type ayant la même exposition.

La présence d'un onduleur unique présente des avantages économiques, en réduisant l'investissement initial et les coûts d'entretien. Cependant, la défaillance de l'onduleur peut entraîner l'arrêt de la production de l'ensemble de l'installation. De plus, cette solution n'est pas très adaptée à l'agrandissement de l'installation PV, car elle augmente les problèmes de protection contre les surintensités et ceux liés à un ombrage



différent, autrement dit lorsque l'exposition des panneaux n'est pas la même dans l'ensemble de l'installation.

Le fonctionnement de l'onduleur est régulé par le MPPT en tenant compte des paramètres moyens des strings raccordés à l'onduleur ; par conséquent, si tous les strings sont raccordés à un onduleur unique, l'ombrage ou la défaillance de tout ou partie des strings entraîne une réduction accrue des performances électriques de l'installation par rapport à d'autres configurations.

II.13.5. Installation avec un onduleur pour chaque string (onduleur string) :

Dans une installation de taille moyenne, chaque string peut être directement raccordé à son propre onduleur et donc fonctionner selon son propre Maximum Power Point. Dans cette configuration, la diode, qui empêche la source de circuler dans le sens inverse, est généralement incluse dans l'onduleur. Ce dernier réalise un diagnostic de la production et assure également la protection contre les surintensités et les surtensions d'origine atmosphérique du côté DC.

De plus, la présence d'un onduleur sur chaque string limite les problèmes de couplage entre les modules et les onduleurs de même que la réduction des performances causée par l'ombrage ou une exposition différente. Par ailleurs, avec plusieurs strings, des modules présentant différentes caractéristiques peuvent être utilisés, augmentant par conséquent l'efficacité et la fiabilité de l'ensemble de l'installation .

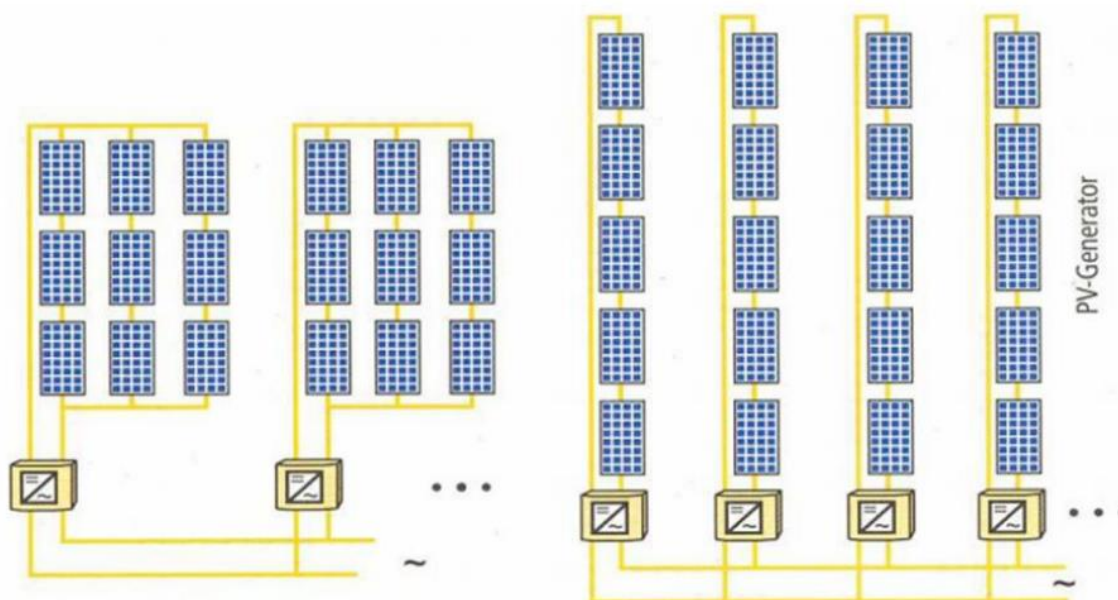


Figure 31. Architecture à onduleurs string.



II.13.6. Installation multi-onduleurs (Onduleur modulaire) :

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

Dans les installations de grande taille, le champ PV est généralement divisé en un plus grand nombre de parties (sous-champs), chacune étant alimentée par un onduleur auquel différents strings sont raccordés en parallèle. Par rapport à la configuration précédente, le nombre d'onduleurs est dans ce cas inférieur, entraînant une réduction conséquente de l'investissement et des coûts d'entretien.

Cette configuration présente également l'avantage de réduire les problèmes liés à l'ombrage et à la différence d'exposition des strings mais également ceux liés à l'utilisation de modules différents, à condition que les strings du sous-champ ayant des modules et une exposition identique soient raccordés au même onduleur.

De plus, la défaillance d'un onduleur n'implique pas la perte de production de l'ensemble de l'installation (comme dans le cas de l'onduleur unique) mais du sous-champ correspondant uniquement. Il est recommandé de pouvoir déconnecter chaque string séparément, de manière à ce que les vérifications de fonctionnement et d'entretien requises puissent être réalisées sans mettre hors service l'ensemble du générateur PV.

Dans cette configuration, le diagnostic de l'installation est réalisé par un système de supervision qui vérifie la production des différents strings [7].

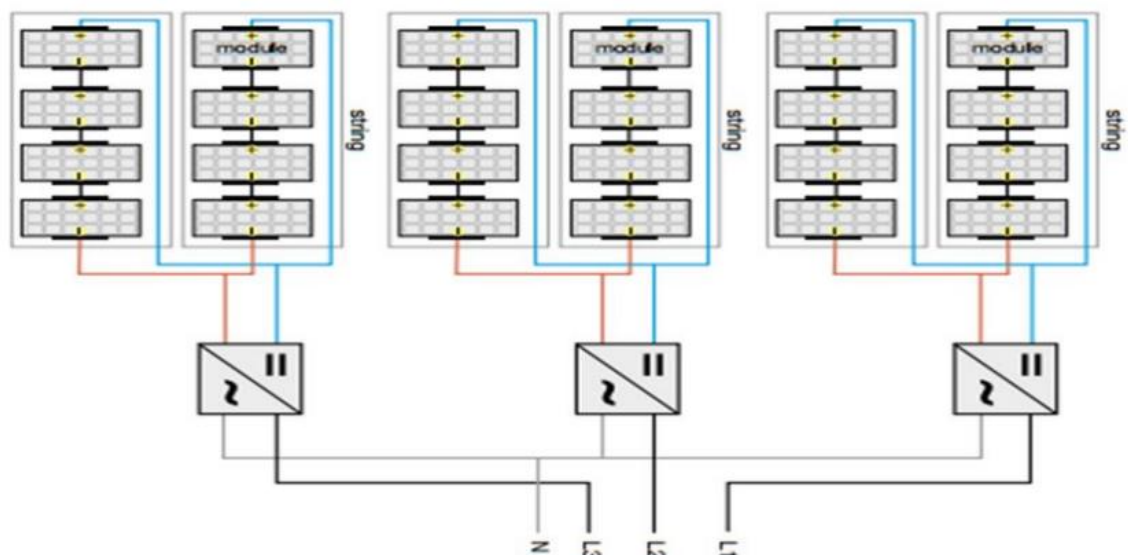


Figure 32. Installations multi onduleurs.



II.14. Dimensionnement d'une installation photovoltaïque :

II.14.1. Principe :

Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque exige la connaissance de:

La nature de l'installation (autonome, hybride ou en réseau),

La quantité d'énergie solaire reçue au site d'installation,

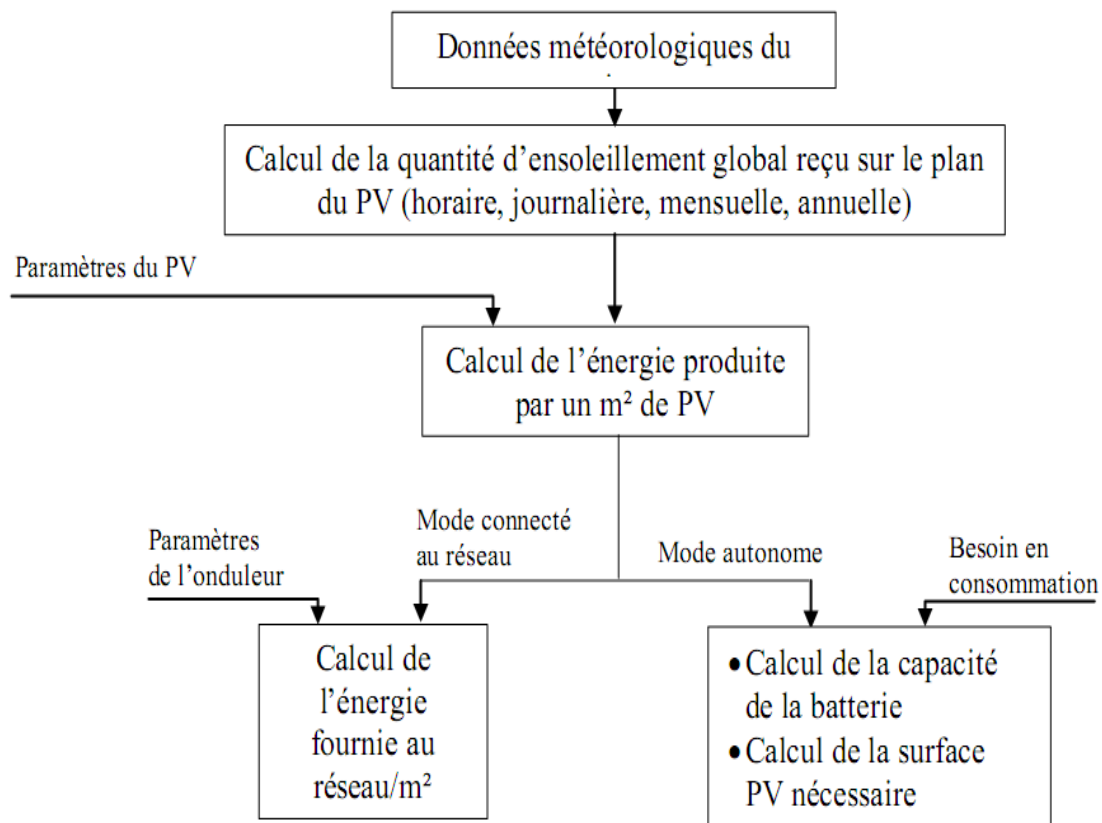
Les caractéristiques des panneaux à utiliser,

Les caractéristiques des autres sources

Les paramètres des étages de conditionnement

Le besoin en énergie du site.

L'objectif consiste à déterminer la surface nécessaire en panneaux photovoltaïques en vue de répondre aux besoins en énergie du site. Ainsi le schéma fonctionnel du modèle énergétique d'une installation est le suivant :



II.14.2. Mode connecté au réseau :

L'énergie fournie au réseau par m² dépend uniquement du rendement de l'onduleur.

Ce dernier doit avoir une puissance égale à la puissance nominale du champ :



$$W_{f-R} = W_{PV} \times \eta_{\text{ond}}$$

avec η_{ond} représente le rendement de l'onduleur.

$$\eta_{\text{ond}} = \frac{P_s}{P_e} = \frac{V_{ac} \times I_{ac} \times \cos \varphi}{V_{dc} \times I_{dc}}$$

Où P_s ; V_{ac} ; I_{ac} et P_e ; V_{dc} ; I_{dc} représentent respectivement les puissances, les tensions et les courants d'entrée – sortie de l'onduleur et φ l'angle de déphasage de la charge.

II.14.3. Mode autonome :

En mode autonome, l'installation est reliée à des accumulateurs. L'énergie du champ PV peut être directement utilisée par la charge électrique ou peut être stockée dans les accumulateurs avant d'alimenter la charge.

Fixation des besoins

On note :

E_j : la consommation journalière en kWh.

J_{AUT} : le nombre de jours d'autonomie souhaité

J_{REC} : le nombre de jours de recharge

C : la capacité de la batterie, V_{BAT} sa tension (généralement $V_{BAT} = 12$ V).

η_{BAT} : le rendement énergétique de la batterie généralement (100% à la décharge, et de 70% à la charge)

DOD_{MAX} : le taux de décharge maximum dans la batterie (généralement = 60%).

II.14.4. Dimensionnement de la batterie :

L'énergie contenue dans la batterie est :

$$E_{TOT} = C \times V_{BAT}$$

L'énergie utilisable de la de la batterie s'exprime par :

$$E_{UTI} = E_{TOT} \times DOD_{MAX} = E_j \times J_{AUT}$$

Cela conduit au calcul de la capacité de la batterie :



$$C = \frac{E_J \times J_{AUT}}{V_{BAT} \times DOD_{MAX}}$$

II.14.5. Dimensionnement du panneau :

On note :

E_{IN} : L'énergie par jour mise dans la batterie.

G : le rayonnement journalier exprimé en WH/m²/j.

➤ Dans le cas d'une utilisation permanente:

$$E_{IN} \geq \frac{E_J}{\eta_{BAT}} \left(1 + \frac{J_{AUT}}{J_{REC}} \right)$$

➤ Dans le cas où les jours d'utilisation et de recharge sont bien différenciés :

$$E_{IN} \geq \frac{E_J}{\eta_{BAT}} \left(\frac{J_{AUT}}{J_{REC}} \right)$$

Ainsi, la surface (S) du panneau à installer se calcul en se basant sur l'équation suivante :

$$G \cdot S \cdot \eta_{PV} \cdot \eta_{COM} \cdot \eta_{REG} \cdot \eta_L \cdot \eta_{BAT} \geq E_{IN}$$

η_{REG} : le rendement du régulateur MPPT (autour de 90%),

η_{COM} : le rendement du hacheur (autour de 90%),

η_L : le rendement dans les lignes (autour de 95%),

Exemple :

A * On désire installer une centrale PV/Batterie autonome qui compte tenu du climat, garantie 3 jours d'autonomie (J_{AUT}) et une recharge complète en 8 jours (J_{REC}). La consommation journalière est de 1 kWh (E_J).

1. Calculer la capacité (C) nécessaire de la batterie ayant une tension $V = 12$ Volts (on prend $DOD_{MAX} = 60\%$).

2. On admet que le rendement de la batterie est $\eta_{BAT} = 70\%$. Calculer l'énergie minimale (E_{IN}) qu'il faut stocker par jour dans la batterie pour garantir un fonctionnement des cas où :

➤ L'utilisation est permanente

➤ L'utilisation et la recharge sont différenciées

B * Si on admet que :

➤ l'ensoleillement $G = 2.4$ KWh /m²

➤ le rendement du PV est de $\eta_{PV} = 13\%$



- le panneau fonctionne au point de puissance maximum (rendement $\eta_{COM} = 90\%$).
- le rendement du régulateur est de $\eta_{REG} = 90\%$,
- le rendement dans les lignes $\eta_L = 95\%$,

Calculer la surface PV nécessaire pour couvrir les mois de l'année dans le deux cas :

- L'utilisation est permanente
- L'utilisation et la recharge sont différenciées

Réponse :

A .1. $J_{AUT} = 3$; $J_{REC} = 8$. $E_J = 1000 \text{Wh}$; $DOD_{MAX} = 0,6$.

Alors $C = 417 \text{Ah}$.

2. $\eta_{BAT} = 70\%$.

- L'utilisation est permanente $E_{IN} = 1864,28 \text{ Wh}$
- L'utilisation et la recharge sont différenciées $E_{IN} = 536,7 \text{ Wh}$

B. la surface :

- L'utilisation est permanente $S \geq 12 \text{ m}^2$
- L'utilisation et la recharge sont différenciées $S \geq 5 \text{ m}^2$



III.1. Description des différents types de stockage :

Les unités de stockage sont des éléments indispensables dans les systèmes en site isolé. correctement dimensionnées, elles participent en effet à garantir l'autonomie du site, en constituant une réserve d'énergie lorsque les sources produisent en excédent, et en la restituant lorsqu'elles ne produisent momentanément plus assez. Mais au-delà de cette gestion à moyen terme, elles sont obligatoires dans un système coupé du réseau pour assurer à chaque instant l'équilibre énergétique dans le circuit électrique. En effet, le principe de conservation impose, qu'aux pertes près, la puissance produite par les sources correspond à la somme de la puissance consommée par l'utilisateur, et de celle absorbée par le système lui-même. À un instant donné, il y a peu de chance que la puissance produite coïncide avec celle consommée. La différence ne peut être absorbée que par un réseau raccordé à d'autres sources ou utilisateurs pour équilibrer l'équation; une solution de stockage est donc obligatoire pour assurer cet équilibre, et ainsi faire varier l'énergie interne du système. Nous allons voir les différents composants pouvant jouer ce rôle dans le cas d'un système de petite puissance exploitable par un particulier.

III.1.1 Les batteries :

Principe de fonctionnement Les batteries d'accumulateurs sont la solution la plus utilisée pour un stockage électrochimique de faibles dimensions. Proposant des technologies matures et à des prix raisonnables, elles réalisent une réaction d'oxydoréduction selon le principe de la pile pour emmagasiner à la charge de l'énergie électrique, qui peut être restituée à la décharge avec un bon rendement, autour de 85% selon les types d'accumulateurs. Elles consistent en deux électrodes, l'anode et la cathode, plongées chacune dans une solution ionique, comme représentées figure 1. Sous l'effet d'un courant de charge, une oxydation se produit au niveau des molécules de la cathode, qui perdent alors des électrons. Ceux-ci sont envoyés dans le circuit électrique, créant ainsi le courant en question.

À l'anode, les électrons arrivent en suite pour générer une réduction sur les molécules qui la composent. Les ions qui résultent de ces deux demi-équations se retrouvent ainsi dans les solutions ioniques respectives des électrodes. Celles-ci sont séparées par un électrolyte, une solution ionique non réactive. Selon les besoins, ses ions positifs et négatifs migrent respectivement vers la solution de l'anode et de la cathode, permettant



de rendre les deux solutions électriquement neutres. À la décharge, les réactions d'oxydation et de réduction inverses se produisent sous l'effet du courant inverse qui fait cette fois migrer les électrons de l'anode à la cathode. Les concentrations d'ions diminuent dans les solutions au fur et à mesure que les électrodes se reconstruisent, et l'électrolyte se reconstitue en conséquence. Plusieurs technologies ont au cours du dernier siècle été développées selon ce principe.

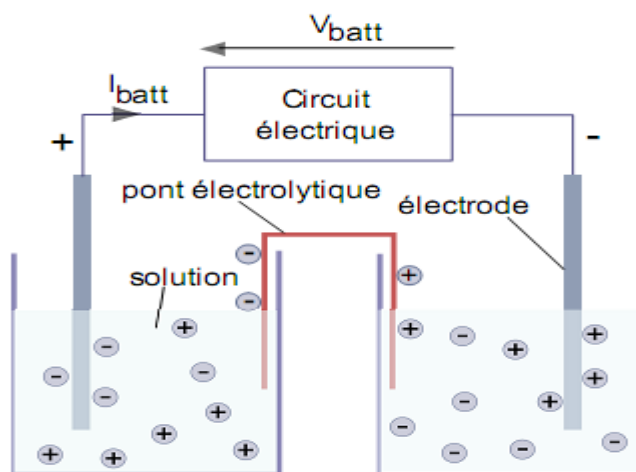


Figure 33. Schéma de principe de la pile, dont la batterie reprend le fonctionnement.

Les différentes technologies trois familles de batteries sont aujourd'hui utilisées par les industriels, selon la nature de leurs électrodes: les batteries Plomb-acide, les Nickel et les Lithium. Selon le couple oxydo-réducteur utilisé, un élément de batterie, l'accumulateur, d'une technologie donnée est caractérisé par une tension nominale en charge, qui correspond au potentiel d'oxydoréduction spécifique à ce couple. La deuxième caractéristique clé est la capacité C_{batt} en Ah, qui spécifie le courant permettant la charge complète d'une batterie en un nombre d'heures donné. Deux principaux critères permettent de juger s'ils sont adaptés à l'application recherchée. Premièrement, leur durée de vie, qui se compte en nombre de cycles de charge-décharge profonde qu'ils sont capables de produire avant de ne plus fonctionner qu'à 80% de leur capacité. Deuxièmement, leur énergie spécifique, qui est l'énergie massique ou volumique, stockable par les accumulateurs par unité de masse ou de volume. Elle traduit donc la légèreté et la compacité de la méthode de stockage.

Etude de dimensionnement :

Le choix de la technologie permet de fixer les caractéristiques des accumulateurs utilisés; il faut ensuite les assembler en une batterie, en choisissant le nombre d'élément à mettre



en série, et éventuellement en parallèle, selon les besoins du système. Le module de stockage d'un système de puissance en site isolé a pour objectif premier d'assurer un certain nombre de jours j_a d'autonomie, souvent choisi à deux ou trois jours sous les tropiques, où les énergies solaires et éoliennes sont abondantes, et à une semaine dans les pays tempérés. Ainsi, connaissant l'énergie moyenne nécessaire par jour E_{dem}/j en Wh pour couvrir la consommation, le rendement des accumulateurs η_{batt} , et la tension de batterie V_{batt} engendrée par la connexion des accumulateurs, la capacité de stockage C_{batt} en Ah peut être déduite par l'équation suivant :

$$C_{batt} = \frac{E_{dem/j} j_a}{\eta_{batt} V_{batt}}$$

En outre, un système de contrôle interne à la batterie est à prévoir. En effet, les accumulateurs ne peuvent se comporter de façon parfaitement identiques, ce qui engendre au fil du temps des différences d'état de charge, et des cycles non homogènes, d'un accumulateur à l'autre. En l'absence de gestion de l'état de charge, la mesure globale de celui-ci risque de ne pas détecter la surcharge ou la décharge profonde d'un des accumulateurs, ce qui peut engendrer une détérioration dangereuse de la batterie, en particulier dans le cas des Lithium Ion. L'ajout d'un circuit de contrôle, nommé circuit d'équilibrage, permet de pallier ce problème.

III.1.2. Les super condensateurs :

Solutions alternatives aux batteries existant de puis 20 ans, les super condensateurs s'apparentent à des condensateurs possédant une très grande capacité. Selon le même principe que les batteries, un super condensateur est composé d'un électrolyte séparant deux électrodes conçues dans un matériau poreux, comme le charbon actif, afin d'en démultiplier la surface spécifique. Elles sont chacune connectées à un collecteur d'électrons qui se charge de faire transiter ceux-ci de l'une à l'autre dans le circuit électrique, suivant le courant de charge ou décharge. Face au déficit d'électrons dans une des électrodes et de l'excédent dans l'autre, les ions respectivement négatifs et positifs de l'électrolyte viennent s'agglomérer contre l'électrode de charge complémentaire, formant ainsi une double couche en équilibre statique à chaque électrode, mais une différence de potentiel au sein de l'électrolyte. La charge est complète quand l'électrolyte a atteint son potentiel de dissociation; la surface des électrodes doit donc être



suffisamment vaste pour accueillir suffisamment d'ions pour atteindre cet état, et ainsi maximiser la capacité du composant, ce principe est récapitulé figure.2.

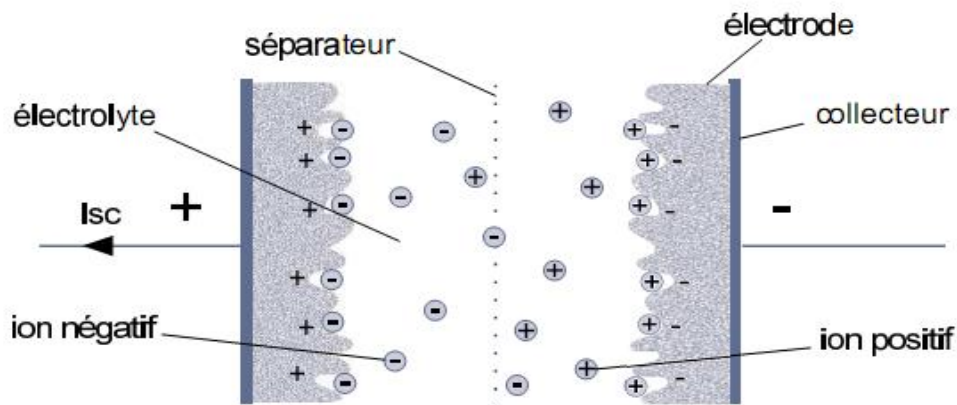


Figure 34. Schéma de principe des super condensateurs.

Etude de dimensionnement :

Sachant que N_{Psc} super condensateurs identiques de capacité $C_{sc\ elem}$ voient leur capacité total multipliée $C_{sc} = N_{Psc} \cdot C_{sc\ elem}$ ainsi que leur courant global $I_{sc} = N_{Psc} \cdot I_{sc\ elem}$ tandis qu'un banc de N_{Ssc} Super condensateurs divise la capacité $C_{sc} = C_{sc\ elem} / N_{Ssc}$, et multiplie la tension $V_{sc} = N_{Ssc} \cdot V_{sc\ elem}$. Partant de là, le banc peut être dimensionné à l'aide des deux équations suivantes. La première permet de déterminer la capacité nécessaire selon la puissance spécifique voulue, en imposant la durée maximale pendant laquelle le super condensateur doit pouvoir se charger ou décharger entièrement :

$$C_{sc} = \frac{I_{sc} \Delta t_{charee}}{V_{sc\ nom}}$$

Tandis que la seconde en déduit l'énergie maximale emmagasinable selon la capacité et la tension nominale:

$$E_{sc\ max} = \frac{1}{2} C_{sc} V_{sc\ nom}^2$$

III.1.3. Les piles à combustible :

La pile à combustible est annoncée comme étant une solution de stockage d'avenir. Elle Permet de stocker un combustible, et de le faire réagir comme réducteur avec du dihydrogène dans une oxydoréduction, suivant le même mécanisme que la batterie. Notamment, le dihydrogène peut être utilisé comme réducteur, produisant en réaction



avec le dioxygène de l'eau. Il peut être produit à partir du méthane, ou par électrolyse de l'eau en rejetant du dioxygène, ce qui en fait dans ce cas une source d'énergie parfaitement propre. Une pile à combustible utilisant du dihydrogène contient des cathodes poreuses, souvent en graphite, imprégnés de platine, catalyseur nécessaire à l'oxydation de celui-ci, utilisables dans des systèmes de petite et moyenne puissance, allant des alimentations en site isolé aux véhicules électriques, les piles à combustible sont selon la technologie utilisée un rendement allant de 30 à 60%, différentes techniques de stockage ont été développées: la compression, qui ne permet pas une grande densité volumique, la liquéfaction, qui demande beaucoup d'énergie, ou encore le stockage chimique, qui permet de sécuriser les réactifs, mais coûte très cher. Les problématiques de stockage et d'étanchéité, ainsi que l'utilisation du platine en catalyseur, font finalement des piles à combustible des technologies très chères et peu matures. D'une dynamique déjà lente, elles nécessitent également, soit la mise en place d'un électrolyseur pour reconstituer le stockage au sein même du système de puissance, soit un ravitaillement régulier en combustible, ce qui limite son intérêt dans le cas d'un système en site isolé.

III.1.4. Les volants d'inertie :

Le dernier type de stockage considéré est le volant d'inertie, dont le principe existe depuis plusieurs milliers d'années. Un volant d'inertie est un cylindre massif monté à l'extrémité d'une machine tournant. Lorsque de l'énergie provenant du circuit électrique doit être stockée, la machine en mode moteur fait tourner le volant, l'emmagasinant ainsi sous forme d'énergie cinétique. Si de l'énergie doit être restituée, la machine se met en mode génératrice pour produire un courant en freinant le volant. Ce dernier peut être de différents rayons et épaisseurs, selon l'inertie J_{vi} , et donc l'énergie et la puissance maximales souhaitées. L'énergie cinétique stockée est exprimée à chaque instant en fonction de la vitesse de rotation ω :

$$E_{vi} = \frac{1}{2} J_{vi} \omega_{vi}^2$$

Le système est caractérisé par l'énergie spécifique en Wh/kg:

$$E_{Svi} = \frac{T_{vi}}{m_{vi}} = K_{vi} \frac{\sigma_{vi}}{\rho_{vi}}$$



Où m_{vi} est la masse du volant, σ_{vi} est sa résistance à la traction, K_{vi} est un coefficient caractéristique des a forme, et ρ_{vi} est la masse volumique du matériau.

III.2 Etat de l'art des architectures pour systèmes de puissance hybride :

III.2.1.Choix du type de bus commun :

A. Le couplage AC :

La solution traditionnellement utilisée dans les systèmes électriques est le transport de la puissance sous forme alternative, comme schématisé figure.3. Pour un réseau électrique classique, fonctionnant grâce à des centrales à turbines, ce choix est judicieux, car celles-ci fournissent directement une tension alternative à mettre en forme. La difficulté est ensuite d'imposer la fréquence et l'amplitude normalisée de cette forme d'onde, de synchroniser tous les éléments des réseaux, de maintenir le coefficient de puissance dans une limite autorisée, et de filtrer les harmoniques. Un gros travail de maintenance et de mise en forme de la puissance doit alors être mis en œuvre; cette solution est donc plus adaptée à un gros réseau, avec les moyens financiers et logistiques nécessaires.

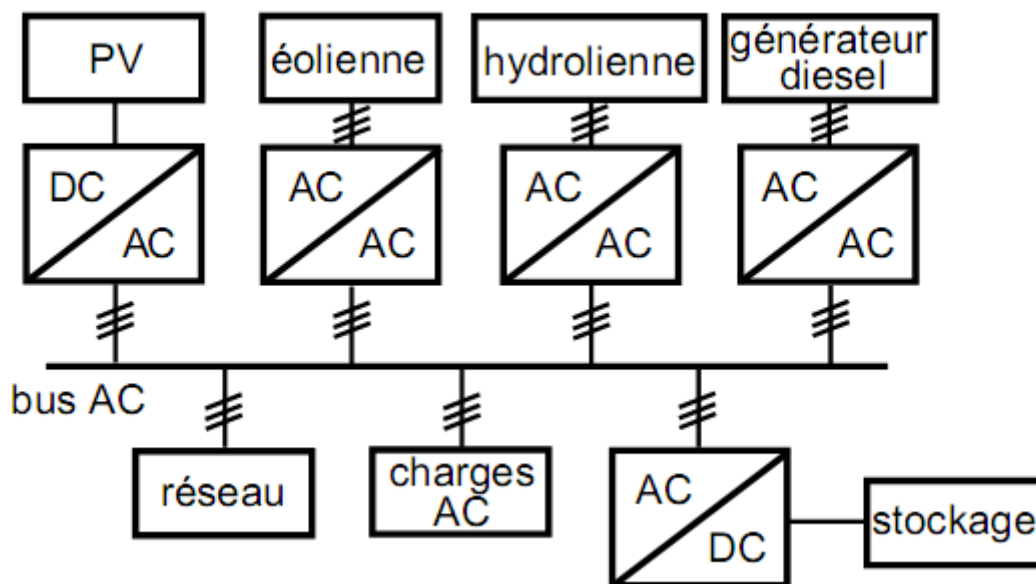


Figure 35. Schéma d'un système de puissance avec bus alternatif.

Nous allons présenter les deux types de couplage plus couramment choisis dans les systèmes de production en site isolé.



B. Le couplage mixte DC/AC :

Pour les systèmes distribués, en micro-réseau, ou en site isolé, une bonne solution peut être le couplage mixte, associant un bus continu, et un bus alternatif. Parmi les sources et unités de stockage que nous avons présentées, les panneaux photovoltaïques, les piles à combustibles, les batteries et les super condensateurs fonctionnent à puissance continue. Par contre, les éoliennes et hydroliennes, ainsi que les générateurs diesel fonctionnent en alternatif. Enfin, la ou les charges peuvent selon les cas être continues ou alternatives. Cette solution permet de connecter chacun au bus qui lui correspond, puis d'échanger la puissance entre les bus au moyen de convertisseurs DC/AC réversibles, comme présenté figure.4.

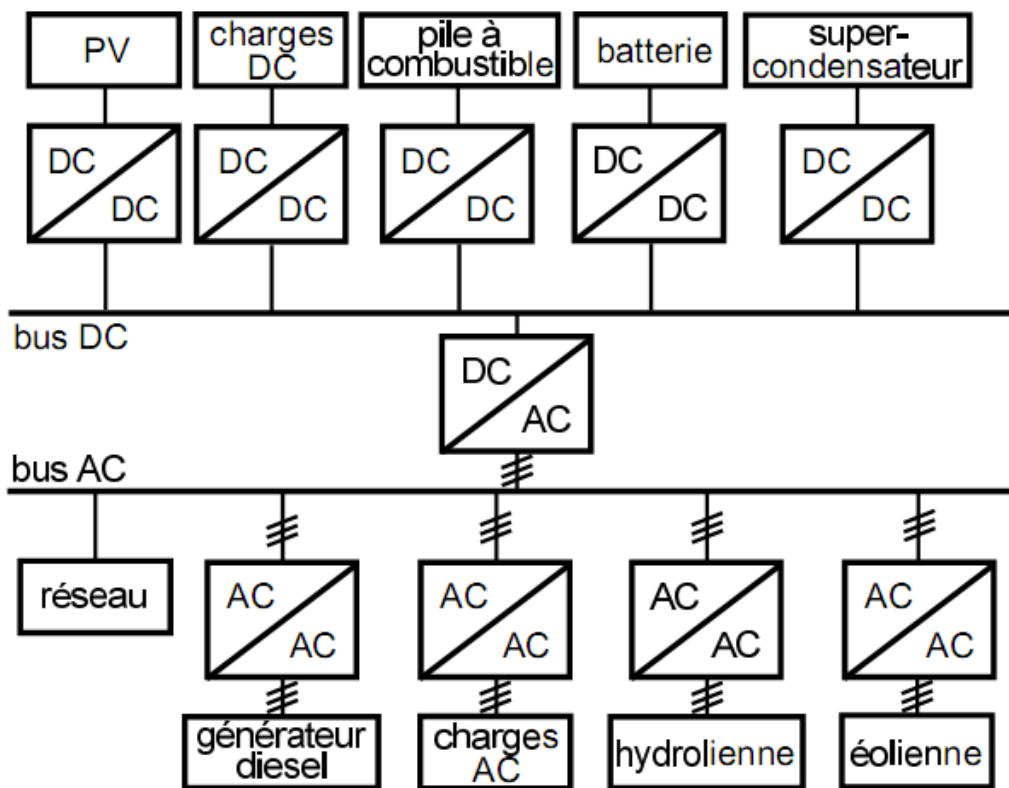


Figure 36. Schéma d'un système de puissance en couplage mixte, avec un bus continu et un bus alternatif.

Ainsi affranchis des contraintes de forme d'onde, les stockages continus peuvent gérer plus efficacement l'énergie du système grâce à des convertisseurs DC/DC, et le traitement de la puissance photovoltaïque est simplifiée. La mise en forme des puissances éolienne et hydraulique restent délicates en AC/AC, car les variations de production peuvent toujours provoquer des creux de tension et variation de fréquence. La solution peut alors être de les passer sur le bus continu et de les traiter en conversion AC/DC. La seule



problématique restante est alors le maintien de l'amplitude de ce bus. Il reste les générateurs diesel, qui doivent alors se synchroniser aux charges si elles sont alternatives. Ils gèrent en effet plus efficacement le lissage de la production' ils sont contrôlés en AC/AC.

Ce type de couplage peut ainsi être recommandé pour les réseaux à génération distribuée, où des "îlots " fonctionnant en continu peuvent centraliser leur puissance sur un réseau commun répondant aux normes AC, Ils ont également adaptés aux micro-réseaux utilisant des générateurs diesel et des charges alternatives qui doivent tous être synchronisés entre eux.

C. Le couplage DC :

Dans le cas où le système ne comporte pas de générateur diesel faute de ravitaillement de fuel possible, et dans le cas où les charges sont continues ou s'il n'a qu'un seul consommateur et donc qu'une seule charge à convertir en continu, le bus alternatif devient superflu, et le système peut fonctionner avec un simple bus DC commun à tous les éléments, comme décrit figure .5.

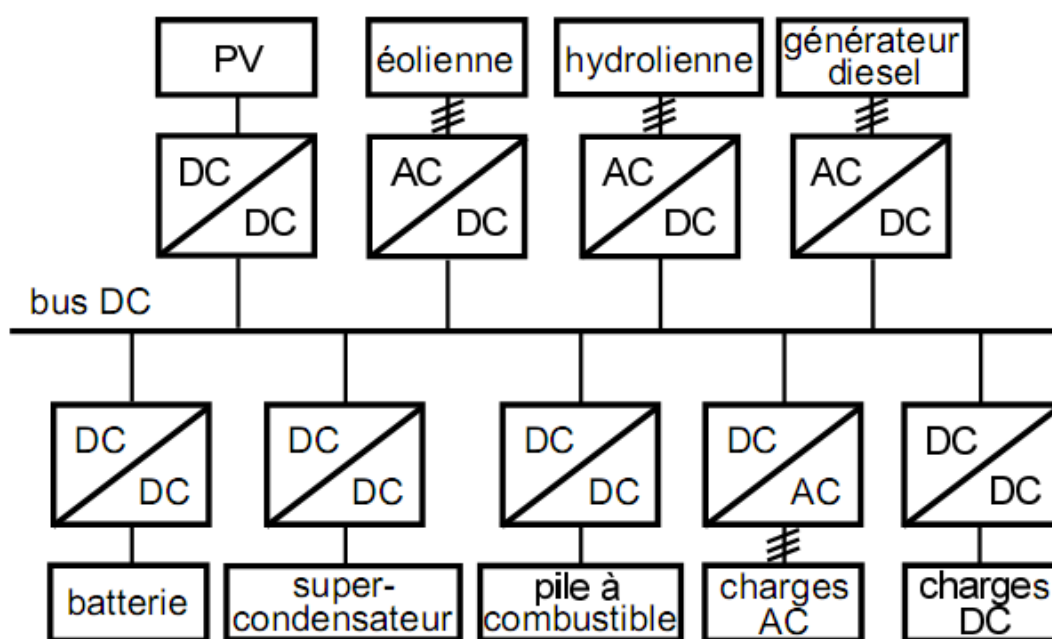


Figure 37. Schéma d'un système de puissance avec bus continu

Comme nous l'avons vu précédemment, le système s'affranchit alors des questions de synchronisation et de maintien de la forme d'onde du bus autrement que par la régulation de sa tension continue. Les fluctuations de la production et de la demande peuvent



provoquer des variations de cette tension, mais elles sont plus faciles à compenser et portent moins à conséquences que dans les cas précédents. Les différentes sources et éléments de stockage du système ainsi que les charges sont alors reliées au bus par des convertisseurs DC/DC ou AC/DC. L'un de ces composants impose la tension du bus, tandis que les convertisseurs des autres prennent sa valeur mesurée comme référence de tension de sortie, quelle qu'elle soit.

Le système est alors viable tant que cette tension reste dans une plage raisonnable à dimensionner; par exemple tant qu'elle ne dépasse pas la tension d'entrée d'un hacheur abaisseur ou ne descend pas en-dessous de la valeur de saturation d'un onduleur qui serait utilisé dans l'architecture du système.

Finalement, ce type de couplage est adapté pour les micro-réseaux sans générateurs diesel à charges continues, ou pour les systèmes en sites isolés sans générateur diesel. Nous retiendrons cette dernière configuration dans notre étude. Dans ce cas de figure, si l'unique charge est alternative, un onduleur peut permettre de la raccorder au bus continu sans trop alourdir le système.

III.2.2.Choix des convertisseurs de puissance :

Déférentes architecture sont été proposées pour les systèmes de puissance multi-sources éolien /photovoltaïque, pour les déférents modes de couplage vus précédemment .Dans chacune, l'objectif principal est de maximiser la production de puissance des sources. Pour ce la, chacune est connectée à un convertisseur de puissance, qui permet de contrôler son point de fonctionnement, et le relie au bus commun avec l'adaptation nécessaire dans le cas où les sources sont reliés à un bus AC, deux solutions sont possibles .Premièrement, adapter chaque source par un unique convertisseur : un transformateur pour l'éolienne, un onduleur MLI pour les panneaux photovoltaïques, et éventuellement pour les unités de stockage. Chaque convertisseur doit a lors adapter le module qui lui est associé au bus AC, en réglant la fréquence, l'amplitude, la synchronisation, et en filtrant les harmoniques, mais doit de plus assurer le contrôle du point de fonctionnement de la source ou des unités de stockage.

Dans les systèmes en site isolé sans groupe électrogène, il n' ya plus lieu d'avoir un bus AC. Il ne reste que la structure au tour du bus DC, avec éventuellement un onduleur pour connecter la charge si elle est alternative



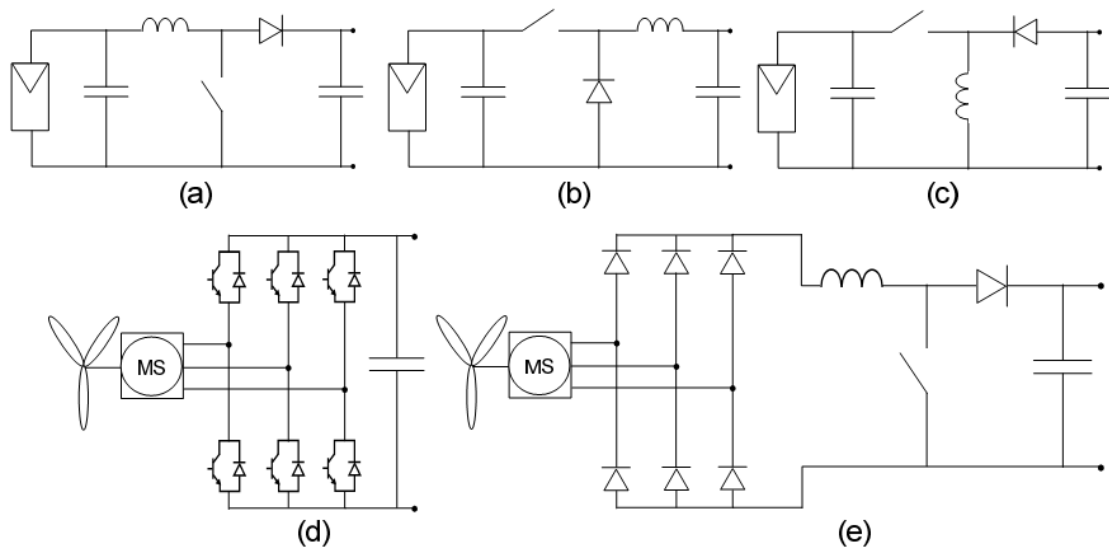


Figure 38. Convertisseurs utilisables sur les sources:(a) hacheur Boost,(b)hacheur Buck,(c)hacheur Buck-Boost,(d) onduleur MLI,(e)redresseur non commandé + hacheur Boost

Le choix des types de hacheur à utiliser dépendra de la tension nominale choisie pour le bus; selon que la gamme de tension de fonctionnement des modules soit au dessus, autour, ou en-dessous de celle- ci, il faudra utiliser respectivement un hacheur Buck (abaisseur), Buck- Boost (Inverseur) ou Boost (élévateur).

Le choix d'une architecture type de sources, d'unités de stockage, de bus et de convertisseurs offre différentes possibilités de dimensionnement, pour s'adapter aux disponibilités des sources et aux contraintes de l'environnement sur le site à alimenter. Mais les convertisseurs mis en œuvre ont besoin de contrôleurs pour piloter leurs variables de commandes respectives. Il nous faut donc établir les stratégies de commande possibles pour des systèmes de puissances hybrides.

IV.1. Etat de l'art des stratégies de contrôle et de supervision :

Au- delà de son architecture et de son dimensionnement, un système de petite puissance coupé du réseau ne peut atteindre ses objectifs d'autonomie énergétique sans de bonnes stratégies de contrôle et de supervision. La première consiste à piloter le comportement des différents convertisseurs du système pour en maîtriser le point de fonctionnement à court terme; la seconde adapte les contraintes de la première selon l'état de charge des unités de stockage, pour protéger les composants lorsque l'une d'elle est vide ou pleine. Nous allons faire le tour des stratégies déjà étudiées dans la littérature pour des systèmes de puissance devant assurer leur autonomie.



IV.1.1.Stratégies de commande des sources :

Chaque source peut être considérée séparément du point de vue du contrôle, dans l'hypothèse où la tension du bus continu leur est imposée. Les convertisseurs les asservissant sont donc tous soumis à la même problématique : la tension de sortie étant fixée, ils doivent chacun imposer en entrée la tension ou le courant correspondant au point de fonctionnement assurant une production maximale de puissance au générateur qu'ils contrôlent, pour les conditions climatiques imposés par l'environnement à un instant donné.

Ces contrôleurs de maximisation de puissance se décomposent en deux parties :

Premièrement, un algorithme, nommé MPPT pour Maximum Power Point Tracking, a pour rôle d'identifier le point de puissance maximal du générateur pour des paramètres climatiques imposés mais inconnus, en utilisant uniquement des mesures en temps réel des variables électriques ou mécaniques du système. Le point de fonctionnement ainsi estimé sert alors de consigne dans la loi de commande qui constitue la deuxième partie du contrôleur. Celle-ci a pour mission de faire suivre au générateur le point optimal de référence, mais les conditions climatiques pouvant varier très vite, l'algorithme et la commande doivent être capable de s'adapter en conséquence.

IV.1.2.Les algorithmes MPPT :

A. Algorithmes MPPT pour panneaux photovoltaïques :

Nous commençons par étudier les algorithmes de maximisation du point de puissance maximale ou MPPT dans le cas des panneaux photovoltaïques, pour les quelles les méthodes sont les plus avancées et diversités.

Les panneaux suivent en effet, selon leur technologie, une caractéristique puissance-tension ou puissance-courant possédant un unique maximum, et variant en fonction de l'irradiation, et de la température, qui même mesurés ne permettraient pas de déduire efficacement ce dernier. La méthode la plus simple pour évaluer leur point de fonctionnement maximal, consiste à considérer la tension optimale correspondante proportionnelle à la tension de circuit ouvert évoluant au gré des fluctuations d'irradiation, et de la même façon le courant optimal proportionnel au courant de court-circuit.



Parmi les méthodes, l'algorithme "Perturb and Observe", consiste à incrémenter selon un pas positif ou négatif fixé la tension de référence des panneaux, pour "perturber "le système, et d'observer si la puissance photovoltaïque croît ou décroît en réponse.

Dans le premier cas, ce la signifie que la référence évolue dans le bon sens, et le pas continu à être ajouté à la référence avec le même signe.

Dans le second, l'algorithme évolue dans le mauvais sens, et le pas est changé de signe pour retrouver une puissance croissante .Arrivé au sommet de la caractéristique de puissance, le point de fonctionnement doit alors osciller autour de la puissance maximale avec une amplitude correspondant au pas imposé figure .6.

$$\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} \approx I_{pv} + V_{pv} \frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}}$$

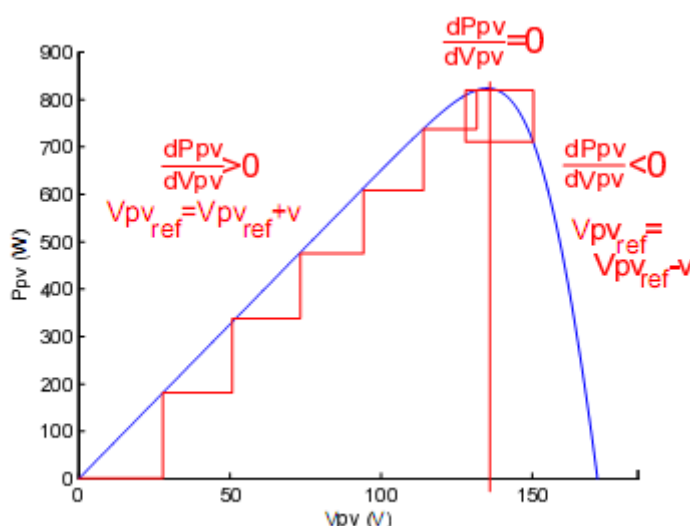


Figure 39.Schéma de principe de l'algorithme Perturb and Observe.

B. Algorithmes MPPT pour éoliennes :

La problématique des algorithmes MPPT pour éoliennes est de trouver le point de fonctionnement de puissance maximale pour toute valeur de la vitesse du vent, et malgré les fluctuations de celle-ci, sans pour autant la mesurer. Cependant, l'éolienne a pour avantage d'être caractérisable de façon fiable par la fonction $C_p(\lambda)$ spécifique à sa turbine. C'est pour quoi la littérature fait couramment référence à des algorithmes MPPT cherchant à mener le point de fonctionnement au sommet de la cloche que forme cette fonction.



$$P_{wind\ max} = \frac{1}{2} \frac{Cp_{max} \rho_{air} S R^3}{\lambda_{opt}^3} \omega_{mopt}^3$$

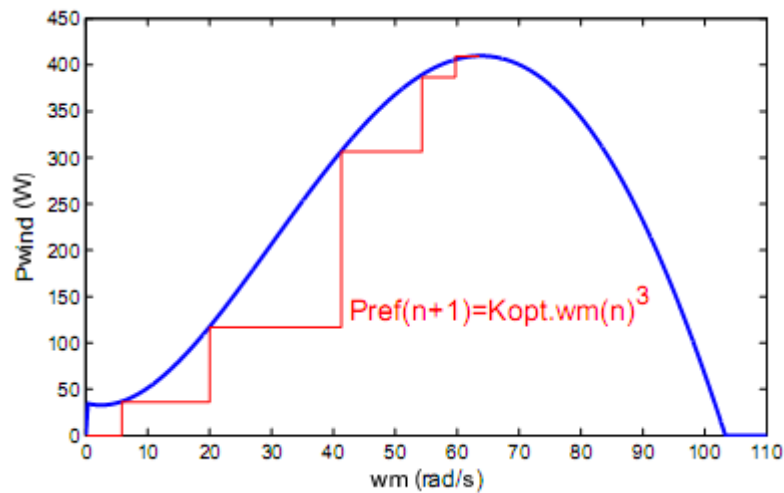


Figure 40. Schéma de principe de l'algorithme MPPT pour éolienne.

IV.1.3. Stratégies de commande des unités de stockage :

D'un autre côté, lorsque les unités de stockage sont hybridées, la seconde, et la troisième s'il y en a une, sont chacune associées à un convertisseur afin de contrôler la composante de la puissance devant être stockée ou de stockée qu'elles absorbent. L'objectif est de répartir le spectre de fréquence de cette puissance à stocker en plusieurs composantes à détourner vers les unités les plus aptes à les gérer. Plus la composante est dans les basses fréquences mais énergétique, plus l'unité réceptrice devra avoir une grande énergie spécifique et moins elle aura besoin de puissance spécifique. A l'inverse, plus l'unité recevra de hautes fréquences, plus il lui faudra de puissance spécifique, souvent au détriment de l'énergie spécifique. Nous avons ainsi décrit dans la partie architecture les différentes hiérarchies qu'ils pouvaient y avoir entre les modules de stockage.

Nous devons maintenant voir quelles solutions existent pour assurer la répartition souhaitée entre piles à combustibles ne pouvant gérer que les très basses fréquences, les batteries qui supportent mal les hautes fréquences, et les super condensateurs qui ne peuvent être utilisés pour emmagasiner de l'énergie à long terme. Cette stratégie permet ainsi d'optimiser la gestion de l'énergie en limitant l'usure des éléments de stockage, donc de minimiser le coût à long terme du système. Une commande prédictive MPC est utilisée pour contrôler un onduleur MLI gérant une hybridation batterie-super



condensateurs par ailleurs, le contrôle optimal est appliqué à un système pile à combustible-super condensateurs ces ont les solutions les plus optimales, mais la complexité des calculs nécessaires à leur fonctionnement les rendent plus viables sur les systèmes chimiques que pour le stockage électrique.

V.1. Modélisation énergétique du système de puissance multi-sources avec stockage :

V.1.1.Architecture du système :

Système d'étude, schématisé figure.8.a pour sources une éolienne domestique et un banc de panneaux photovoltaïques.

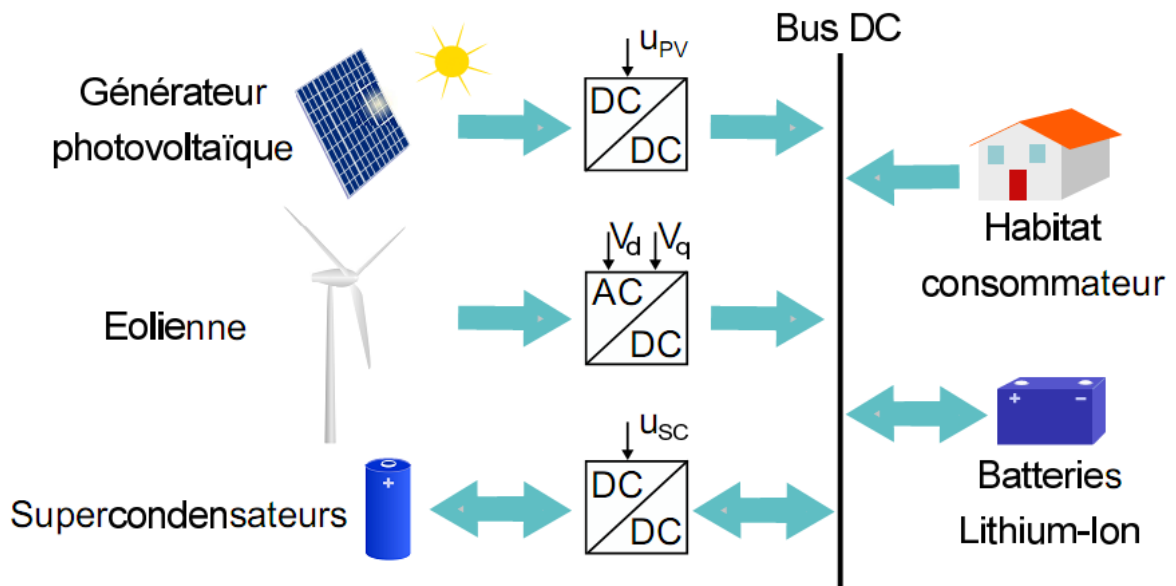


Figure 41.Synoptique du système multi-sources multi-stockages en site isolé.

Le système possède deux types d'unités de stockage :

Premièrement, il contient un banc de batteries Lithium-Ion

$$C_{batt} = \frac{E_{dem/j} \cdot j_a}{\eta_{batt} \cdot V_{batt} \cdot P_b}$$

Deuxièmement, nous ajoutons au système un banc de super condensateurs



$$E_{batt} = \frac{1}{2} C_{SC} \left(V_{SC}^2_{high} - V_{SC}^2_{low} \right)$$

Les échanges d'énergie du système ont donc réalisés sur le bus continu. Les deux sources proposées fournissent à celui-ci une puissance $P_{wind} + P_{pv}$. Cependant, les chances que la puissance produite coïncide avec la demande de consommation de l'habitation P_{loa}

à même instant sont faibles. Pour respecter le principe de conservation de l'énergie sans pour autant dégrader la production, nous devons donc mettre en place des unités de stockage dans le système. Ces dernières fournissent à chaque instant la puissance P_{sto} telle que:

$$P_{Sto} = P_{wind} + P_{pv} - P_{load}$$

Autrement dit, P_{sto} est positif quand les unités de stockage se déchargent pour fournir de l'énergie, et négatif quand elles en récupèrent pour se recharger. Ainsi, la puissance des unités de stockage se décompose en deux termes: la puissance

$P_{batt} = V_{DC}I_B$ fournie par un banc de batteries Li-Ion, et la puissance $P_{SC} = -V_{DC}I_I$ fournie par un banc de super condensateurs commandé, connecté en parallèle des batteries:

$$P_{Sto} = P_{batt} + P_{SC} = P_{wind} + P_{pv} - P_{load}$$

Ces échanges sont équivalents à la somme des courants sur le bus continu:

$$I_B - I_I = I_{wind} + I_{Lpv} - \frac{V_{DC}}{R_{load}} - dI_{load}$$

V.1.2. Circuit complet du système :

Finalement, le générateur éolien, le générateur photovoltaïque, et le module des super condensateurs, tels que définis ci-dessus, sont connectés au bus continu, et par son biais aux batteries et à la charge. L'architecture complète choisie est finalement présentée figure.9.



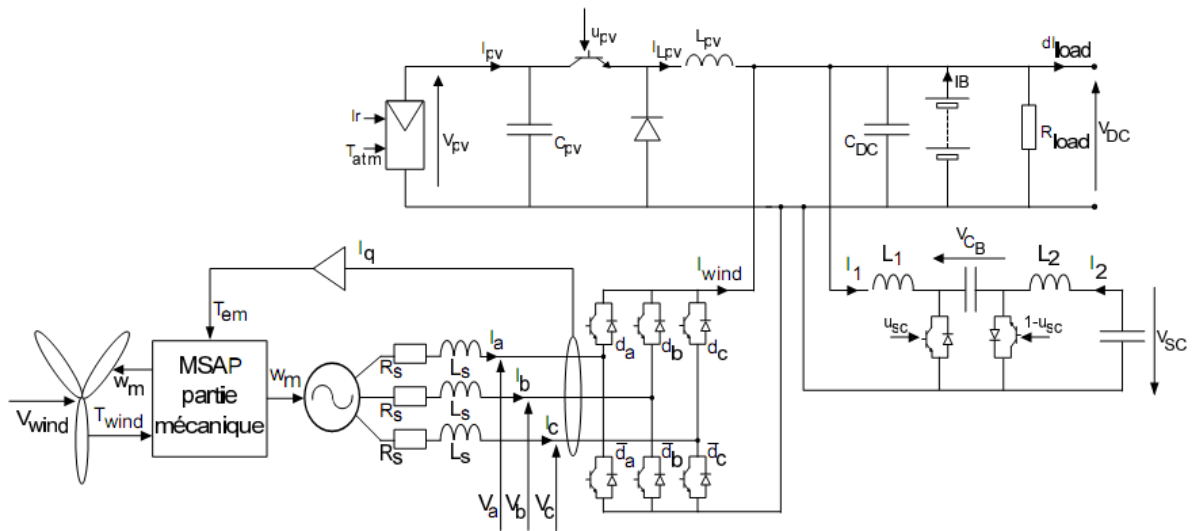


Figure 42. Schéma de circuit électrique détaillé du système multi-sources multi-stockages en site isolé.

Nous posons dans un premier temps pour hypothèse que les différentes unités de stockage ne sont jamais complètement pleines ni vides, afin de valider les commandes dans le cas le plus courant.

