

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Abderahmane MIRA - BEJAIA -
Faculté de Technologie
Département Génie Electrique



Mémoire de Fin d'études

Présenté par

Mr : IAMARENE Samir

En vue de l'obtention du Diplôme de Master Recherche

Filière : Électrotechnique

Spécialité : Énergies Renouvelables

Thème

**Dimensionnement d'une installation photovoltaïque
pour un site (BTS, BSC) du réseau télécom watania**

Soutenu publiquement le : Mercredi 19/09/2012

Devant le jury :

Mr Mohand ARKOUB	Maitre de Conférences	UAMB	Président
Mr A/Krim Khieredine	Maitre de conférences	UAMB	Examineur
Mr Mohamed TOUNSI	Maitre de conférences	UAMB	Encadreur

Promotion Septembre 2012

REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier en tout premier lieu Dieu tout puissant de nous avoir aidé et la patience pour mener ce travail à terme.

Nous tenons à exprimer notre gratitude et remerciements à notre promoteur Mr Mohamed TOUNSI pour avoir assuré le suivi de ce travail, pour son orientation, son soutien au long de ce travail et pour sa disponibilité.

Nous tenons à remercier également Mr Hocine BERKANE qui nous a guidé et facilité le travail durant notre stage à la société ELWATANYA-NEDJMA.

Nous tenons également à exprimer nos sincères remerciements aux membres de jury pour l'intérêt qu'ils portent à notre travail et l'honneur qu'ils nous font en acceptant de le juger.

Enfin, nous remercions toutes personnes ayant participé de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce travail :

- œ A mes très chers parents.
- œ A mes frères.
- œ A mes sœurs.
- œ A toute ma famille.
- œ A toute la promotion d'électrotechnique 2011/2012.
- œ Et à toutes les personnes qui nous a aidé à réaliser ce travail.

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE	1
<u>CHAPITRE I : COMPOSANTES D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE</u>	
I-1 INTRODUCTION	3
I-2 RAPPELS SUR L'EFFET PHOTOVOLTAIQUE	3
I-2-1 Effet photovoltaïque	3
I-2-2 Rayonnement solaire	3
I-2-3 Les cellules photovoltaïques	4
I-2-3-1 Principe d'une cellule solaire à base de silicium	5
I-2-3-2 La modélisation d'une cellule solaire	6
I-2-3-2-a Cas idéal	6
I-2-3-2-b Cas réel	7
I-2-3-3 Le module photovoltaïque	9
I-3 CONSTITUANTS D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE	11
I-3-1 Le champ photovoltaïque	12
I-3-1-1 Installation et l'orientation des panneaux solaires	13
I-3-1-2 Câblage et protection des modules	14
I-3-2 Système de stockage	15
I-3-2-1 Les Caractéristiques principales d'une batterie et leurs types	15
I-3-2-2 Principe d'une batterie solaire plomb- Acide	16
I-3-3 Système de régulation	17
I-3-4 Les convertisseurs d'énergie	19
I-3-4-1 Le convertisseur continu-continu (DC-DC)	19
I-3-4-1-a Hacheur dévolteur	19
I-3-4-1-b Hacheur survolteur	20
I-3-4-2 Le convertisseur continu-alternatif (DC-AC)	20
I-3-4-2-1 Caractéristique	20
I-3-4-2-2 Principe d'un onduleur	21
I-3-4-2-2-1 Etage de commande	21
I-3-4-2-2-1-a La commande pleine onde	22
I-3-4-2-2-1-b Modulation de largeur d'impulsion MLI	23
I-3-4-2-2-2 Étage transformateur	24
I-3-5 Inverseur de source automatique sans coupure	24

I-4 Conclusion	25
<u>CHAPITRE II : DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME</u>	
<u>PHOTOVOLTAIQUE AUTONOME</u>	
II-1 INTRODUCTION	26
II-2 ARCHITECTURE GENERALE D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE	26
II-3 METHODES DE DIMENSIONNEMENT	27
II-4 DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME PV AUTONOME	27
II -4-1 Estimation de la consommation :	28
II-4-2 Dimensionnement du générateur photovoltaïque	28
II-4-2-1 Estimer la puissance crête du champ photovoltaïque :	28
II-4-2-1-a Modèle d'Angstrom	30
II-4-2-1-b Modèle de Coppelino	30
II-4-2-2 Choisir la tension de fonctionnement du champ photovoltaïque	30
II-4-2-3 Déterminer le nombre de modules photovoltaïques	31
II -4-3 Dimensionnement des batteries	31
II -4-4 Dimensionnement du régulateur	32
II-4-4-1 Les différentes caractéristiques du régulateur	32
II-4-5 Dimensionnement de hacheur :	32
II-4-6 Dimensionnement de l'onduleur :	33
II-5 CONCLUSION	33
<u>CHAPITRE III : APPLICATION AU DIMENSIONNEMENT DE SYSTEMES PV POUR SITES BTS ET BS DE WTA</u>	
III-1 Introduction	34
III-2 dimensionnement des d'efférents composants du système	34
III-3 DIMENSIONNEMENT DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAIQUES:	36
III.3.1 Bilans de puissance :	36
III.3.1.1 Bilan pour un site BTS :	36
III.3.1.2 Bilan pour un site BSC :	37
III.3.2 dimensionnement du champ photovoltaïque :	38

III.3.2.1 Calcul de l'énergie à produire :	38
III.3.2.2 Le choix de la tension de fonctionnement :	39
III.3.2.3 Détermination du nombre de modules à installer :	39
III.3.2.4 La puissance corrigée de champ photovoltaïque :	40
III.3.2.5 Le courant totale fourni par GPV :	41
III.4 DIMENSIONNEMENT DES BATTERIES :	41
III.5 DIMENSIONNEMENT DU REGULATEUR :	42
III.6 DIMENSIONNEMENT DE L'ONDULEUR :	42
III.7 DIMENSIONNEMENT DU HACHEUR DEVOLTEUR :	43
III.8 DIMENSIONNEMENT DES CABLES :	43
III-8-1 Calcul de la section des câbles de la partie AC	44
III-8-2 Calcul de la section des câbles de la partie DC	45
III.8.2.1 Entre régulateur et panneaux :	45
III.8.2.2 Entre régulateur et batteries :	46
III.8.2.3 Entre régulateur et onduleur :	47
III.8.2.4 Entre régulateur et hacheur dévolteur :	47
III.8.2.5 entre hacheur dévolteur et les charge continues :	47
III.9 MONTAGE DES DEFERENTS ELEMENTS DU SYSTEME PV :	48
III.9.1 montage des modules :	48
III.9.2 Montage des batteries :	48
III.9.3 Montage du régulateur et de l'onduleur :	49
III.10 CONCLUSION :	49
<u>CHAPITRE IV : SIMULATION DE SYSTEME PV POUR SITES BTS ET BS</u>	
<u>DE WTA</u>	
IV.1 INTRODUCTION	50
IV.2 L'OUTIL MATLAB/SIMULINK	50
IV.3 LE GENERATEUR PHOTOVOLTAIQUE « GPV »	50
IV.3.1 Modèle de la cellule PV	51
IV.3.2 Caractérisation du module PV	51
IV.3.2.1 L'influence de l'éclairement sur les caractéristiques de module ES725	52
IV.3.2.2 L'influence de la température sur les caractéristiques de module ES725	53
IV.4 SIMULATION DE LA PARTIE CONTINUE DC DE LA STATION BSC	55

IV.4.1 Convertisseurs CC/CC (Hacheur Dévolteur)	56
IV.4.1.1 Simulations MATLAB du hacheur BUCK sans filtre à la sortie de GPV :	56
IV.4.2 Simulations MATLAB du hacheur BUCK avec un filtre à la sortie de GPV :	59
IV.5 SIMULATION DE LA PARTIE ALTERNATIVE AC DE LA STATION BSC :	61
IV.5.1 Le schéma bloc de la commande MLI :	62
IV.5.2 Simulation du système commandé par (MLI) sinus-triangle :	62
IV.5.2.1 Tensions simple à la sortie de l'onduleur (V_a, V_b, V_c):	63
IV.5.2.2 Tensions composées à la sortie de l'onduleur ($V_{iAB}, V_{iBC}, V_{iCA}$) :	64
IV.5.2.3 Courants de lignes à la sorties de l'onduleur (i_{iA}, i_{iB}, i_{iC}):	64
IV.5.2.4 Tensions filtrées (aux bornes des condensateurs et de la charge ($V_{cAB}, V_{cBC}, V_{cCA}$)) :	65
IV.5.2.5 Tension composées aux bornes de la charge ($V_{cAB}, V_{cBC}, V_{cCA}$)	65
IV.6 CONCLUSION	66
CONCLUSION GENERALE	67
ANNEXE	
BIBLIOGRAPHIE	

FIGURE CHAPITRE I	Page
<i>Figure I-1 : Intensité du flux en fonction de la longueur d'onde de coupeur.</i>	3
<i>Figure I-2 : Schéma d'une cellule photovoltaïque au silicium</i>	5
<i>Figure I-3 : Cellule solaire idéale</i>	7
<i>Figure I-4 : Schéma équivalent d'une cellule solaire réelle</i>	8
<i>Figure I-5 : Caractéristique d'une cellule solaire</i>	9
<i>Figure I-6 : Module photovoltaïque</i>	10
<i>Figure I-7 : Schéma de principe d'un système photovoltaïque</i>	12
<i>Figure I-8 : Alimentation par une source d'énergie renouvelable photovoltaïque d'un réseau de télécommunication</i>	12
<i>Figure I-9 : Boîte de jonction</i>	14
<i>Figure I-10 : Boîte de dérivation</i>	14
<i>Figure I-11 : Constitution d'une batterie monobloc</i>	16
<i>Figure I-12 : Principe d'un régulateur série</i>	18
<i>Figure I-13: Principe d'un régulateur shunt</i>	18
<i>Figure I-14 : Tension de sortie</i>	19
<i>Figure I-15-a : Hacheur dévolteur</i>	20
<i>Figure I-15-b : Hacheur survolteur</i>	20
<i>Figure I-16 : Schéma synoptique d'un onduleur monophasé</i>	21
<i>Figure I-17: Commande pleine onde (1ere demi période)</i>	22
<i>Figure I-18: Commande pleine onde (2ere demi période)</i>	22
<i>Figure I-19 : Oscillogramme de tension aux bornes de la charge résistive</i>	23
<i>Figure I-20: Oscillogramme de tension et de courant aux bornes de la charge inductive</i>	23
<i>Figure I-21: Schéma synoptique de la commande MLI</i>	23
<i>Figure I-22: Schéma d'un transformateur idéal</i>	24

FIGURE CHAPITRE II	Page
<i>Figure II-1 : Structure générale d'un système photovoltaïque réel</i>	26

FIGURES CHAPITRE III	Page
<i>Figure III-1: carte géographique présente Bab Ezzouar</i>	35

FIGURES CHAPITR IV	Page
<i>Figure IV -1 : Bibliothèque SIMULINK.</i>	50
<i>Figure IV -2 : Bloc de la cellule solaire dans SIMULINK</i>	51
<i>Figure IV-3 : Courbe P(V) et I(V) du module ES725 au STC</i>	52
<i>Figure IV-4 : Courbe P(V) et I(V) du module à E=500W/m²</i>	52
<i>Figure IV-5 : Courbe P(V) et I(V) du module à E=800W/m²</i>	53
<i>Figure IV-6 : Courbe P(V) et I(V) du module à T=10°C</i>	53
<i>Figure IV-7 : Courbe P(V) et I(V) du module à T=50°C</i>	54
<i>Figure IV-8 : Algorithme d'une commande MPPT basée sur la méthode (P&O)</i>	55
<i>Figure IV-9 : Block de 68 modules+MPPT+PI+Batteries en SIMULINK</i>	55
<i>Figure IV-10 : courbes de 240 modules (48 branches par 5 en séries) sur SIMULINK</i>	56
<i>Figure IV -11 : Réponse du hacheur de type BUCK avec 48V et 8A par Matlab</i>	59
<i>Figure IV -12 : Schéma bloc du Buck dans l'environnement auMatlab/Simulink avec un filtre à la sortie de generateur PV</i>	59
<i>Figure IV-13 : Tension V_{ch} en fonction du temps à la sortie du buck</i>	60
<i>Figure IV-14 : Tension V_{ch} en fonction du temps à la sortie du buck</i>	60
<i>Figure IV-15 : (courbes de 240 modules + MPPT + Régulateur PI + cc/cc Buck + Batteries) en SIMULINK</i>	61
<i>Figure IV-16 : courbes de 240 modules (48 branches par 5 en séries) sur SIMULINK</i>	61
<i>Figure (IV-17) : Onduleur de tension avec une onde porteuse</i>	62
<i>Figure IV-18 : Schéma de simulation sur MATLAB-SIMULINK</i>	63
<i>Figure IV-19 : Caractéristiques des tensions simples délivrées par l'onduleur.</i>	63
<i>Figure IV-20 :/Caractéristiques des tensions composées à la sortie de l'onduleur.</i>	64
<i>Figure IV-21 : Caractéristiques des courants de ligne à la sortie de l'onduleur</i>	64
<i>Figure IV-22 : Caractéristiques des tensions à la sortie du filtre</i>	65
<i>Figure IV-23 : caractéristiques des tensions à la sortie du filtre après le régime transitoire</i>	65

TABLEAUX CHAPITRE III	PAGE
<i>Tableau III.1- Bilan de puissance pour le site BTS.</i>	36
<i>Tableau III.2- Bilan de puissance pour le site BSC.</i>	37
<i>Tableau III-3 : Estimation de l'énergie consommée en DC, AC pour BTS.</i>	37
<i>Tableau III-4 : Estimation de l'énergie consommée en (AC, DC) pour BSC.</i>	38
<i>Tableau III-5 : Irradiation mensuelle moyenne du site d'Alger [22]</i>	38
<i>Tableau III-6 : La puissance crête produite par le champ photovoltaïque pour BTS.</i>	39
<i>Tableau III-7 : La puissance crête produite par le champ photovoltaïque pour BSC.</i>	39
<i>Tableau III-8 : les paramètres de module ES725. (Annexe 1)</i>	40
<i>Tableau III-9 : le nombre de modules calculé pour BTS.</i>	40
<i>Tableau III-10 : le nombre de module total calculé pour BSC.</i>	40
<i>Tableau III-11 : La section de câble entre l'onduleur et la charge alternative.</i>	45
<i>Tableau III -12: la surface disponible sur la charpente pour toute l'installation.</i>	48

SYMBOLES

BV : la bande de valence.

BC : la bande de conduction.

λ : longueur d'onde.

h: la constante de Planck.

C : la vitesse de la lumière.

I_{PV} , V_{PV} : Courant et tension fournis par la cellule.

I_D : Courant de diode

q : charge de l'électron.

k : constante de Boltzmann.

T : température absolue.

I_0 : Courant de saturation.

R_s : La Résistance série.

ρ : La résistivité de la grille.

L : La longueur de la grille.

S_g : Section des grilles collectrices.

R_m : Résistance propre du matériau.

R_p : La Résistance parallèle.

I_{ph} : Photo courant.

I_{RP} : Courant traversant R_p

L_n : Longueur de diffusion des électrons.

L_p : Longueur de diffusion des trous.

g : Taux de génération-recombinaison.

V_{co} : Tension à vide.

I_{cc} : Courant de court-circuit.

I_G et V_G sont le courant et la tension du générateur ;

N_p et N_s sont le nombre de modules associées en parallèle et en série dans un module photovoltaïque et pour un champ photovoltaïque.

N : nombre de jours entre l'équinoxe de printemps (21 mars de chaque année) et le jour considéré, de signe négatif vers la saison froide

V_{bat} : tension de la batterie.

I_{bat} : courant délivré par la batterie.

V_{ch} : tension de la charge.

I_{ch} : courant de la charge.

$Z(R, L)$: la charge alternative.

F_m : la Fréquence du signal de référence.

V_p : La fréquence du signal porteuse.

V_{0nom} : est la tension nominale à l'entrée.

$V_{ch nom}$: est la tension nominale de la charge.

I_{0nom} : est le courant nominale à l'entrée.

I_{chnom} : est le courant nominal de la charge.

E_C : Consommation totale d'une application.

E_{DC} : Energie consommée par les charges continues.

E_{AC} : Energie consommée par les charges alternatives.

P_{PV} : Puissance crête du champ photovoltaïque.

I_r : Irradiation moyenne mensuelle

E_C : Energie consommée

k : Coefficient correcteur.

S : Surface du champ photovoltaïque installé

H : Irradiation globale reçue sur le plan des capteurs

P_d : Pertes diverses du champ photovoltaïque dues aux salisseurs

P_C : Pertes de conditionnement de l'énergie.

η_m : Rendement moyen du champ qui est fonction du rendement nominal mesure à la température de référence ($T = 25^\circ\text{C}$).

η_r : Rendement du module à la température de référence

T_r : la température de référence

β_p : Coefficient de température

T_c : Température des cellules photovoltaïques

kT : Indice de clarté mensuel.

NOCT: Température nominale des cellules en opération

T_a : Température ambiante moyenne du mois

H_0 : est la valeur correspondante du flux global d'irradiation solaire, obtenue hors atmosphère;

SS : est la valeur journalière de l'ensoleillement ;

SS_0 : est la valeur journalière de l'ensoleillement hors atmosphère;

x et y : sont des coefficients de régression;

e : est l'erreur résiduelle.

H : l'insolation

h_1 : hauteur angulaire du soleil ;

φ : la latitude ;
 ω : la déclinaison solaire ;
L: l'angle horaire
 E_{pv} : est l'énergie fournie par le champ photovoltaïque.
 η_{bat} : est le rendement de la batterie
PDD : la profondeur de décharge maximale de la batterie
 C_{bat} : La capacité de la batterie
 V_r : seuil de réenclenchement
 V_d : Seuil de déclenchement haut
 I_e : Le courant d'entrée maximal
 I_s : courant de sortie maximal
il : Courant inductif
 C_1, C_2 : la capacité
L : L'inductance
D : Rapport du cycle
A : Le rapport de transformation
MLI : Onduleur à modulation de largeur d'impulsion
WTA : Watania Telecom Algérie-Nedjma
BTS : Base Transceiver Station
BSC : contrôleur de stations de base
GSM : Global System for Mobile communications
MS: Mobile Station
BSS : Base Station Sub-system
NSS : Network Sub- System
MSC : mobile switching Center
VLR : visitor location Register
HLR: Home Location Register
EIR : Equipment Identity Register
AUC : Authentication Center
GMSC: Gateway MSC
OSS: Operation and Support System
X25 : transmission d'information
OSS : Operation and Support System
AC : charge alternative
DC : charge continue

P_n : Puissance nominale

E_c : L'énergie totale consommée

V_m : est la tension du module choisi.

P_m : puissance crête d'un module.

ES725 : type du module d'installation

V_n : Tension nominale du module :

P_{max} : Puissance maximale P_{max}

V_{mpp} : Tension au point de puissance Max

I_{mpp} : Courant au point de puissance Max

α : Inclinaison des modules

I_{tot} : le courant totale fourni par les panneaux.

I_{pm} : le courant totale fourni par le module.

N_j : le nombre de jours d'autonomie

C_{bat} la capacité de la batterie

P_j : les pertes par effet joule.

ΔV : est la chute de tension des câbles électriques.

R : la résistance du câble.

B: Coefficient qui vaut 1 en triphasé et 2 en monophasé

ρ: Résistivité du matériau conducteur (cuivre ou aluminium)

l : Longueur de la canalisation

S : Section des conducteurs

cos δ : facteur de puissance

I_B: Courant maximal d'emploi ;

χ : Réactance linéique des conducteurs

ε : est la chute de tension admissible tolérée par la NF CI5-100

V_{nond} : Tension nominale en sortie de l'onduleur

cos (δ) : le facteur de puissance

d : distance

r : rayon

A_{mod} : longueur d'un module

B_{mod}: largeur d'un module

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Les énergies conventionnelles de par l'épuisement de leurs gisements pour certaines et de leur non accès à toutes les nations et de leur dangerosité pour les autres laissent de plus en plus de place aux énergies renouvelables. On assiste à une transition au bout de laquelle se définiront les énergies du futur. L'énergie solaire, mère de toutes les énergies, trouvera certainement sa place sous les formes actuelles. son utilisation présente ces avantages :

- Elle est un moyen fiable qui requiert peu d'entretien.
- Elle fournit de l'électricité avec l'énergie gratuite et renouvelable du soleil.
- Elle ne nécessite aucun combustible.
- Elle est silencieuse et non polluante respectueuse de l'environnement.
- Elle est polyvalente et peut être ajustée selon les besoins.

Dans le temps présent, cette utilisation doit être encouragée par des mesures appropriées et une politique énergétique des états. Dans les pays industrialisés, les lois sur les énergies renouvelables ont permis de booster fortement le marché du photovoltaïque. La situation géographique de l'Algérie favorise son développement son épanouissement. En effet vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée de l'ensoleillement qui dépasse les dix heures par jour pendant plusieurs mois, notre pays peut couvrir certains de ses besoins en énergie solaire, ces avantages pourraient être profitables dans les régions les plus reculées. Elle a les moyens humains et financiers à la mesure de ces programmes .l'enjeu est grand, il est vital. L'Algérie se présente d'ailleurs avec un fort potentiel d'exportateur de l'énergie électrique solaire.

Différentes technologies permettent de produire de l'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque et thermique. Dans le photovoltaïque, les technologies au silicium monocristallin et polycristallin dominant le marché tandis que les couches minces grâce aux dernières améliorations s'installent avec des avantages concurrentiels. Le silicium avec concentrateurs est une autre technologie qui trouvera application dans les grandes puissances.

Dans le solaire thermique électrique (concentrating solar power), des grandes installations et projets sont entrepris avec des puissances de plusieurs dizaines de mégawatts ou de par le monde. D'autres technologies (ex. matériaux organiques) font l'objet d'intenses recherches dans les laboratoires des centres de recherches, d'universités et d'entreprises. Quant aux technologies actuelles, les recherches sont entreprises pour augmenter les rendements et diminuer les coûts de productions. Il s'agit de produire de l'énergie électrique hautement

compétitive en qualité et prix mais aussi trouver les technologies les plus sûres, les moins polluantes et les moins chères.

Le générateur renouvelable sélectionné pour notre étude est un champ photovoltaïque (PV) avec un système de stockage, le stockage électrochimique.

Le dimensionnement du champ photovoltaïque est surestimé par rapport aux besoins réels de l'utilisateur final. Le dimensionnement de stockage optimal basé sur la partie de modélisation des composants constituant ce système et la charge de l'utilisation.

L'objet de notre mémoire porte sur la présentation et réalisation une technique de dimensionnement de ces systèmes en vue d'un meilleur rendement d'utilisation du générateur PV pour notre site a Alger.

A cet effet, nous avons fait dans notre étude :

Au premier chapitre, on fait une description générale de chaque élément constituant le système photovoltaïque aussi que leurs principes de fonctionnement. Dans le deuxième chapitre est consacré aux techniques de dimensionnement du système PV pour chaque élément constituant ce système par ses différentes charges sois (continu ou alternative). Dans le troisième chapitre sera une application pour le chapitre précédent, on va présenter le cahier de charge de la puissance d'une station de télécommunication (BTS et BSC du réseau GSM Nedjma) et on fera le dimensionnement d'une installation PV avec les performances des composants de la chaine de conversion photovoltaïque (champ PV, hacheur, MPPT, Onduleur, Batterie, régulateur) qui va nous aider de faire une simulation sous l'environnement MATLAB/SIMULINK, nous réaliserons tous les composants de notre système. Finalement, nous terminerons ce mémoire par une conclusion générale qui résume notre étude dans sa partie théorique et simulation des résultats.

CHAPITRE I :
COMPOSANTES D'UN
SYSTEME
PHOTOVOLTAÏQUE

I.1 INTRODUCTION :

L'électricité solaire photovoltaïque est l'une des disciplines mondiales les plus importantes dans le développement durable. Actuellement malgré la maîtrise de la technologie de fabrication des cellules solaires et de leur encapsulation les installations photovoltaïque sont encore chères ; pour cela la maîtrise de la technologie seule, ne se fait plus à la diminution des coûts des installations PV et les techniques de dimensionnement utilisées doivent être optimales.

I.2 RAPPELS SUR L'EFFET PHOTOVOLTAÏQUE :

I.2.1 Effet photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque est la conversion des photons lumineux en électricité lorsque la lumière percute sur des cellules solaires (semi-conductrices). L'ensemble des cellules forment un module et l'ensemble des modules qui donnent le champ photovoltaïque. Le choc des photons sur le matériau semi-conducteur transmet leur énergie aux porteurs du matériau générant ainsi des paires électrons-trous soit une tension ou un courant électrique.

I.2.2 Rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire est composé de photons qui transportent chacun une quantité d'énergie déterminée de la (cf. figure I -1).

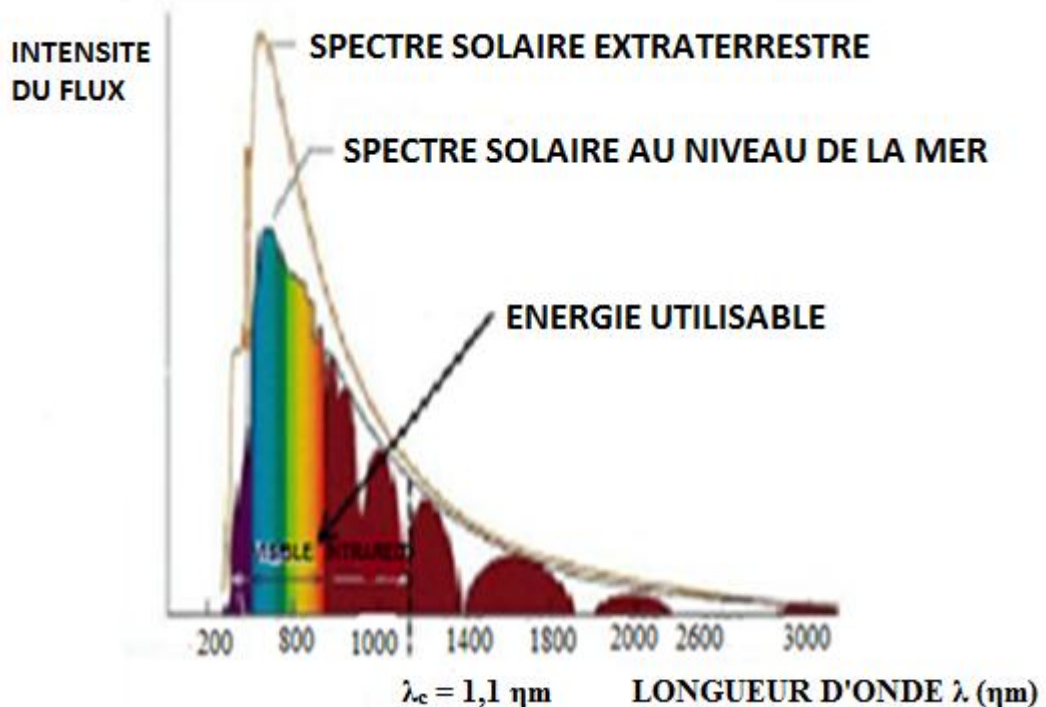


Figure I-1 : Intensité du flux en fonction de la longueur d'onde [2].

I.2.3 Les cellules photovoltaïques :

Une cellule photovoltaïque ou photo-générateur est un dispositif qui permet de convertir l'énergie lumineuse en électricité. Le principe physique de cette conversion est rappelé ici à travers le cas d'une jonction PN au silicium [1].

Le silicium est le matériau le plus utilisé car son coefficient d'absorption (absorptivité) concorde avec le spectre solaire. Sa technologie de fabrication est bien développée car elle est omniprésente dans l'industrie électronique des semi-conducteurs. Un point sur les autres technologies existantes est aussi effectué, ainsi qu'une réflexion sur les performances des cellules solaires en général. A coté de la filière silicium il existe d'autres technologies qui font encore l'objet d'études et de développement :

- les cellules solaires en couches minces sur substrats mono ou poly-cristallins ou de verre : le but est d'utiliser le moins de silicium possible dans la fabrication. Le silicium en couche mince permet de limiter les recombinaisons, ainsi des tensions électriques et des facteurs de forme plus élevés sont obtenus. Il est plus difficile à piéger les photons d'où la structure pyramidale recherchée pour la couche mince et une taille des grains bien maîtrisée. Les rendements en laboratoire peuvent atteindre les 20%. Des études sont en cours sur substrat de verre où le rendement reste relativement faible (10%).
- les cellules multi jonctions à très hauts rendements à base de GaAs, GaInP, Cu (InCa) Se2b et CdTe ou « cellules en tandem » : plusieurs cellules ayant des longueurs d'ondes différentes sont accolées. La difficulté est d'optimiser les différents « gaps » par rapport à l'éclairement solaire incident. Cependant, la fabrication est plus compliquée et l'incorporation de germanium, toxique et chère, est nécessaire.
- les cellules à concentration de rayonnement : elles peuvent atteindre une efficacité de conversion supérieure à 20%.
- les cellules à base de colorants : très prometteuses et de fabrication simple, le prix de ces cellules est peu élevé mais le rendement reste inférieur à 10%.
- les cellules organiques (à base de polymères), les cellules hybrides (organiques - inorganiques) et les cellules photo électrochimiques : plus écologiques mais elles présentent un rendement de l'ordre de quelques pourcents et des problèmes de stabilité. Signalons les derniers développements avec des cellules s'intégrant dans l'habitat et les paysages : vitrages et peintures solaires et les cellules souples.

I.2.3.1 Principe d'une cellule solaire à base de silicium :

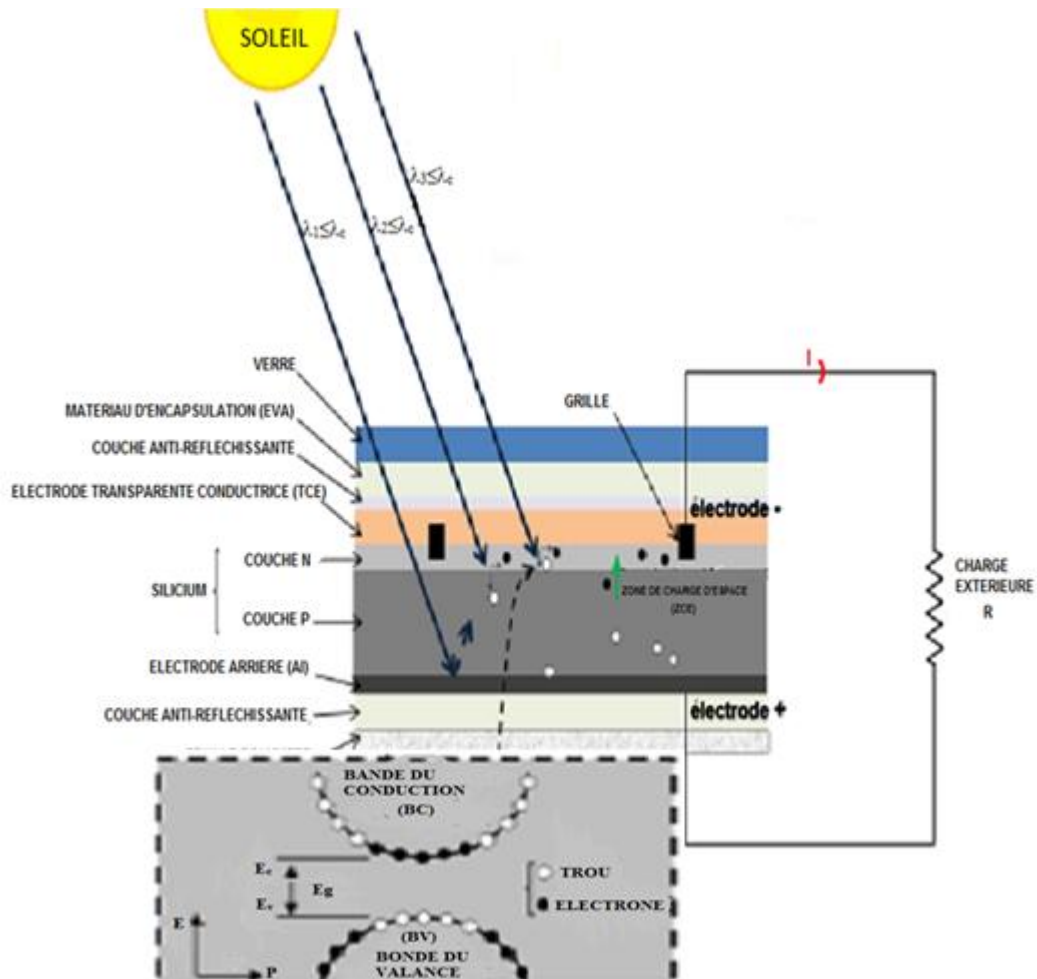


Figure I-2 : Schéma d'une cellule photovoltaïque au silicium [2].

Une cellule photovoltaïque au silicium est constituée de deux couches minces semi-conductrices (cf. figure I-2) [2]. Ces deux couches sont dopées différemment en électrons et en trous. Pour la couche N, c'est un apport d'électrons périphériques et pour la couche P c'est un déficit d'électrons. Une différence de potentiel apparaît entre les deux couches. La collecte des charges est réalisée par des électrodes déposées sur les deux couches de semi-conducteur. L'électrode supérieure, transparente et conductrice, reliée à une grille permet le passage des rayons lumineux. Une couche antireflet est généralement déposée sur cette électrode afin de favoriser l'absorption des photons incidents. Lors de la mise en contact des couches N et P, les électrons excédentaires de la zone N diffusent dans la zone P et inversement. Cependant, tous les électrons qui diffusent ne possèdent pas une énergie suffisante pour recouvrir tous les trous de la zone P et inversement. La diffusion se fait ainsi uniquement dans la zone de contact que l'on nomme "zone de charge d'espace" (ZCE). Une différence de potentiel s'établit au niveau de cette zone. Les électrons peuvent passer de la zone P vers la région N mais pas en sens inverse et vice

versa pour les trous. Le champ électrique créé permet donc la séparation des électrons entraînés d'un côté et des trous, entraînés de l'autre.

Sous l'effet d'un rayonnement lumineux incident, les électrons de la bande de valence (BV) du semi-conducteur vont passer dans la bande de conduction (BC) et devenir libres. Pour libérer un électron, le rayonnement absorbé doit avoir une énergie supérieure à une valeur seuil E_g , le gap optique ou largeur de la bande interdite, qui dépend du matériau. Si le photon a une énergie inférieure à ce seuil, il ne peut pas permettre la création d'une paire électron-trou. Par exemple, le gap optique du silicium cristallin est $E_g = 1,1 \text{ eV}$. Un photon possédant cette énergie a une longueur d'onde de $1,13 \mu\text{m}$ située dans le proche infrarouge. Pour le silicium amorphe, $E_g = 1,17 \text{ eV}$, ce qui correspond à une longueur d'onde de $\lambda = 0,7 \mu\text{m}$ (rouge du visible). Les photons sont caractérisés par une longueur d'onde λ relié à l'énergie par :

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (\text{I-1})$$

Où

$h = 6,62 \cdot 10^{-34} \text{ J.s}$ est la constante de Planck.

$c = 2,997 \cdot 10^8 \text{ m.s}^{-1}$ la vitesse de la lumière.

Seuls les photons ayant une énergie suffisante pour créer une paire électron-trou, c'est-à-dire ceux ayant une énergie plus grande que celle du gap du silicium vont contribuer au processus de conversion. Tous les photons de longueur d'ondes inférieures sont donc susceptibles de produire l'effet photovoltaïque.

Deux électrodes permettent la collecte des charges :

- une électrode transparente conductrice, de surcroûts anti-réfléchissants, (typiquement un oxyde de titane ou de silicium (TiO_2 , SiO_x) sur la face supérieure. Elle est reliée à une grille conductrice comprenant du titane, du palladium et de l'argent permettant le passage du courant.
- une électrode métallique (aluminium) anti-réfléchissante pour renvoyer les photons vers la jonction PN en silicium.

1.2.3.2 La modélisation d'une cellule solaire :

1.2.3.2.a Cas idéal :

La Figure ci-dessous présente un schéma simplifié d'une cellule solaire idéale :

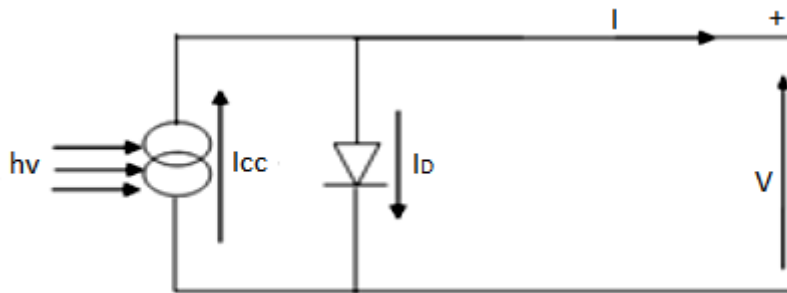


Figure I-3 : Cellule solaire idéale [3].

L'équation caractéristique d'une cellule solaire idéale est de la forme:

$$I = I_{CC} - I_D = I_{CC} - I_0 (\exp(qV / kT) - 1) \quad (\text{I-2})$$

I , V : Courant et tension fournis par la cellule. I_D : Courant de diode donnée par:

$$I_D = I_0 (\exp(qV / kT) - 1)$$

q : charge de l'électron ($1.6 \cdot 10^{-19}$ Coulomb).

k : constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K).

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

I_0 : Courant de saturation (A).

I.2.3.2.b Cas réel :

La performance d'une cellule solaire est limitée par l'influence de deux phénomènes physiques assimilables à deux résistances (R_s et R_p) [4].

- La Résistance série R_s , due essentiellement aux pertes par effets Joule à travers les grilles de collectes et la résistance propre des semi-conducteurs, ainsi qu'aux mauvais contacts (Semi-conducteur, électrodes). Elle s'exprime par :

$$R_s = \rho L / S_g + R_m \quad (\text{I-3})$$

Avec :

ρ : La résistivité de la grille.

L : La longueur de la grille.

S_g : Section des grilles collectrices.

R_m : Résistance propre du matériau, sa valeur est faible ($< 2\Omega$ pour les cellules au silicium).

- La Résistance parallèle R_p , dite « Shunt », provient des pertes par recombinaisons dues essentiellement à l'épaisseur, aux effets de surface, ainsi qu'au non idéalité de la jonction.

R_s et R_p modifient le courant de court-circuit de la cellule en photo-courant I_{Ph} , on aura donc le montage électrique équivalent suivant.

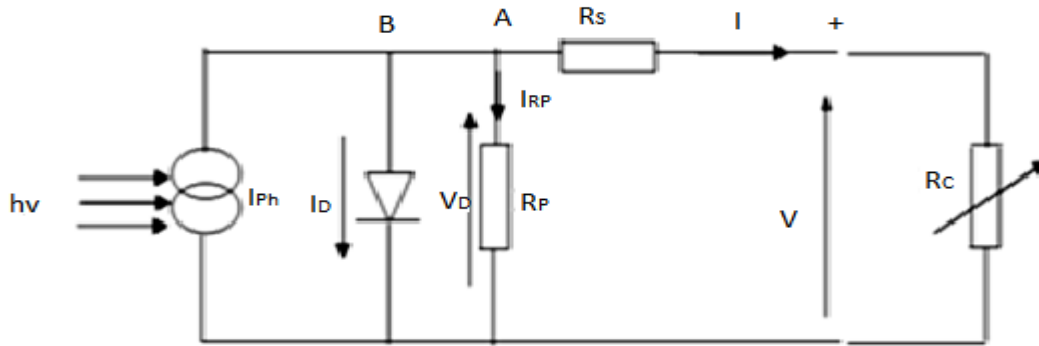


Figure I-4 : Schéma équivalent d'une cellule solaire réelle [4].

Appliquons la loi de Kirchhoff aux nœuds A, B :

$$I = I_{Ph} - I_D - I_{RP} \quad (I-4)$$

Le courant I débité par la cellule est la somme algébrique de trois courant :

- I_{Ph} : Photo courant indépendant de la tension (ou de la résistance R_s), il est proportionnel au flux incident (taux de génération-recombinaison) et aux longueurs de diffusion des porteurs.

$$I_{Ph} = q g (L_n + L_p) \quad (I-5)$$

L_n : Longueur de diffusion des électrons (m).

L_p : Longueur de diffusion des trous (m).

g : Taux de génération-recombinaison (m^3/s).

q : la charge d'électron.

- I_{RP} : Courant traversant R_p , si R_p est très grande, il devient très faible et indépendant de la tension:

$$I_{RP} = V_D / R_p = (V + R_s I) / R_p \quad (I-6)$$

Car :

$$V_D = R_p I_{RP} = V + R_s I \quad (I-7)$$

- I_D : Courant diode, il est de même ordre de grandeur que I_{RP} pour les faibles tensions et il devient très grand au voisinage de V_{CO} , il s'écrit sous la forme.

$$I_D = I_0 (\exp(qV / kT) - 1) \quad (I-8)$$

Alors le courant global s'écrit come suit :

$$I = I_{Ph} - I_0 (\exp(qV / kT) - 1) - (V + R_s I) / R_p \quad (I-9)$$

La caractéristique $I = f(V)$ donnée par la (cf. figure I-5) représente la courbe de puissance, sachant que le courant généré est donné par la (cf. formule I-9) et que la cellule fonctionne sous un éclairement fixe E et une température constante T .

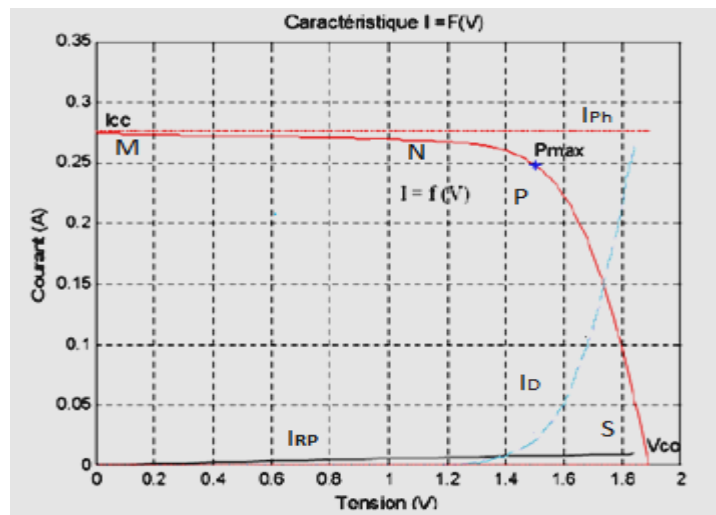


Figure I-5 : Caractéristique d'une cellule solaire [4].

Le fonctionnement du module est caractérisé essentiellement par trois zones :

- **Zone MN** : Le courant I est donné presque constant la cellule se comporte comme un générateur de courant (pratiquement constant de valeur voisine de I_{CC}). Le fonctionnement de la cellule dans cette zone donne des puissances faibles, des courants élevés et des tensions petites.
- **Zone PS** : Région correspondante aux valeurs élevées de R_C . La cellule se comporte comme un générateur de tension en circuit ouvert V_{CO} . Le fonctionnement de la cellule dans cette zone donne des puissances faibles, des courants petits et des tensions élevées.
- **Zone NP** : Le fonctionnement de la cellule dans cette zone donne des puissances élevées, des courants et des tensions acceptables.

I.2.3.3 Le module photovoltaïque :

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module (cf.figure I-6-a). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinyl- acétate) (cf. figure I-6-b) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière de polyéthylène.

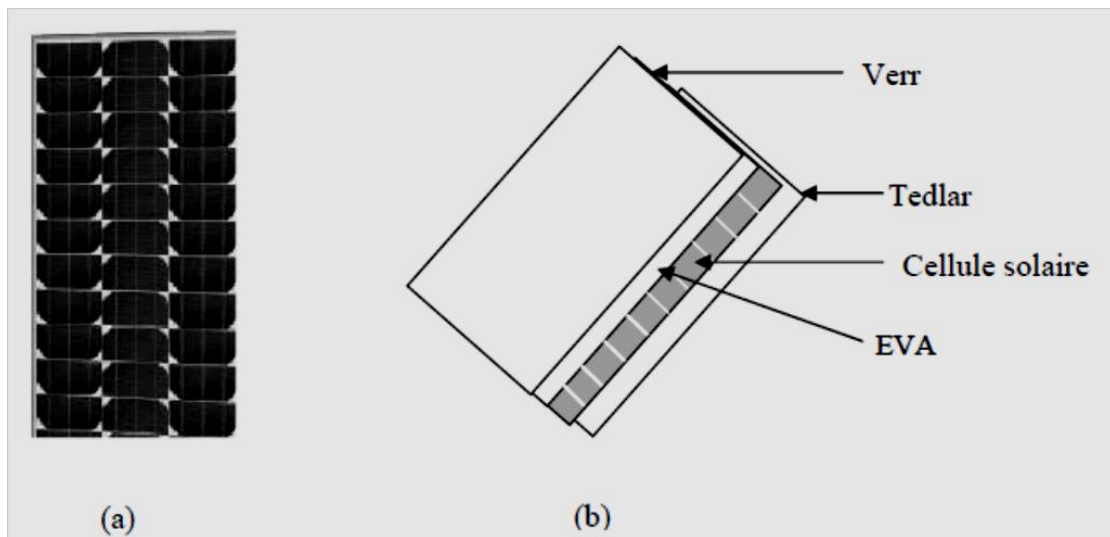


Figure (I-6) : Module photovoltaïque [5].

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation.

Les modules photovoltaïques assurent les fonctions suivantes :

- Protection des cellules contre les agents atmosphériques
- Protection mécanique et support.
- Connexion électrique entre cellules et avec l'extérieur.

En général, ces modules ne sont pas identiques (connaître la caractéristique de chaque cellule individuellement peut s'avérer être un problème de calcul très complexe), mais pour la détermination de la caractéristique (I-V) de l'ensemble, on considère que toutes les cellules, d'un même module, sont identiques et travaillent dans les mêmes conditions de température et d'éclairement. Les chutes de tension dans les conducteurs qui assurent l'interconnexion des cellules sont négligeables. En se basant sur ces suppositions, la caractéristique I-V d'un module est obtenue directement de celle des cellules en considérant que [5] :

- La puissance de crête, **Pc** : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).
- La caractéristique **I/V** : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- Tension à vide, **VC0** : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement "ciel très claire".
- Courant de court-circuit, **Icc** : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement "ciel très claire".
- Point de fonctionnement optimum, (Umpp, Impp) : Lorsque la puissance de crête est maximum en ciel très claire **Pmax = Vmpp * Impp**

- Rendement : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- Facteur de forme : Rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir le module : $V_{co} * I_{cc}$.

Actuellement, la valeur de la puissance d'un module va de quelques Watt crêtes à quelques dizaines de Watt crêtes. Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série et/ou en parallèle des modules formant ainsi le champ photovoltaïque [6].

$$I_G = N_p I \qquad V_G = N_s V$$

- I_G et V_G sont le courant et la tension du générateur ;
- N_p et N_s sont le nombre de modules associées en parallèle et en série dans un module photovoltaïque et pour un champ photovoltaïque.

1.3 CONSTITUANTS D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE :

Un système PV est à la base d'un générateur PV au quel on adjoint au besoin des équipements électriques pour maintenir, convertir et assurer une puissance électrique permanent et suffisante en sortie du système.

En général, on distingue trois types d'installations [7].

- Système non autonomes ou « grid connected » i.e. rattachées au réseau de distribution électrique. Dans Les systèmes reliés au réseau, les consommateurs standards de puissance AC sont connectés au générateur via un onduleur (convertisseur DC/AC) parfois bidirectionnel (redresseur/onduleur). Le surplus d'énergie du générateur photovoltaïque est injecté au réseau public et les demandes de puissance qui existent la capacité de production du générateur sont attachées sur le réseau.
- Système hybrides : reçoivent une partie de leur énergie d'une ou de plusieurs sources supplémentaires. En pratique, les modules de systèmes PV sont souvent alliés à une éolienne ou à une génératrice à combustible. De tels systèmes ont habituellement des accumulateurs de stockage d'énergie. Ils conviennent mieux lorsque la demande d'énergie est élevée (pendant l'hiver ou tout au long de l'année), lorsque l'énergie doit être fournie sur demande ou si le budget de l'utilisateur est limité.
- Système Autonomes ou « stand-alone », ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la demande de la charge en tout temps. La puissance à la sortie du générateur photovoltaïque n'est pas suffisante pour satisfaire la demande de charge, aussi l'autonomie du système est-elle assurée par un système de stockage d'énergie. En général ces installations comprennent quatre éléments :

- Un ou plusieurs modules PV.
- Le système de régulation.
- Une ou plusieurs batteries.
- L'onduleur si des charges alternatives sont utilisées.

Dans cette section nous décrivons la constitution d'un système photovoltaïque stand-alone, et le principe de fonctionnement de chaque élément le constituant.

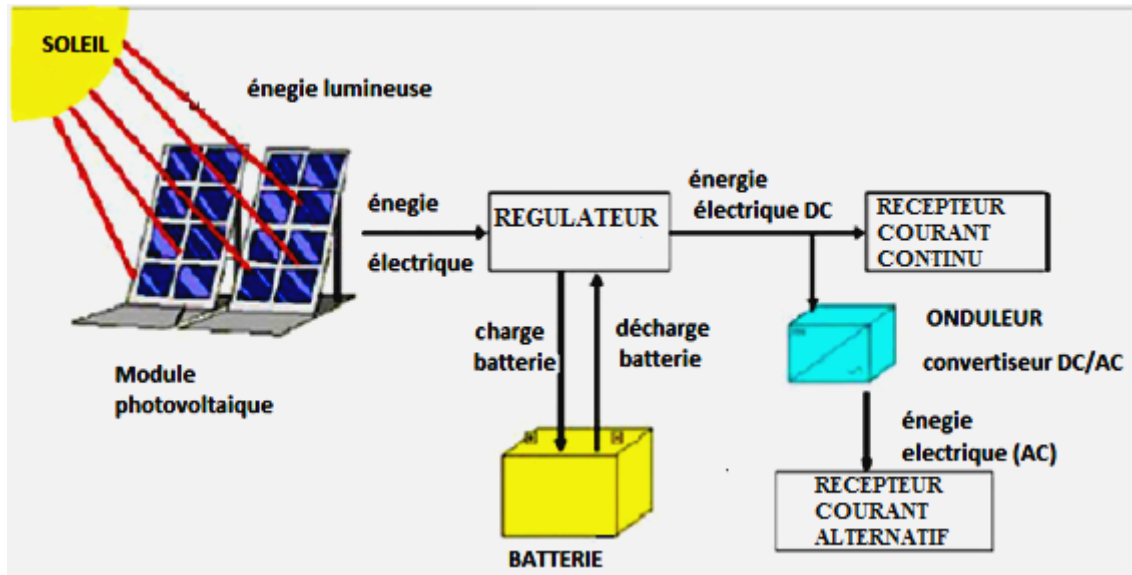


Figure I-7 : Schéma de principe d'un système photovoltaïque [8].

I.3.1 Le champ photovoltaïque :

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



Figure I-8 : Alimentation par une source d'énergie renouvelable photovoltaïque d'un réseau de télécommunication. [9]

I.3.1.1 Installation et orientation des panneaux solaires:

L'installation des panneaux solaires dans un site, doit être faite sur des structures solides, fixées au sol, pour résister à des vents très forts, ces structures doivent être fiables dans le temps, et doivent utiliser un matériau de bonne fiabilité (autre l'aluminium anodisé, la visserie inox et la visserie inoxydable) [10]. De plus, elles doivent assurer le maintien de l'orientation, la résistance contre les agressions mécaniques, la protection contre les salissures, l'agression venant du sol et la ventilation des panneaux afin de limiter leur échauffement.

On appelle orientation le point cardinal vers le quel est tournée la face active du panneau (sud, nord,...). Les panneaux sont toujours orientés vers l'équateur :

- Orientation vers le sud dans l'hémisphère Nord ;
- Orientation vers nord dans l'hémisphère Sud ;

L'inclinaison indique l'angle que fait le panneau avec l'horizontale, elle se compte en degrés. Pour que les modules produisent un maximum d'énergie, il faut que leurs surfaces soient perpendiculaires aux rayons solaires. Or le soleil d'une saison à l'autre n'a pas la même inclinaison : selon les saisons, à midi, il est plus au moins plus haut dans le ciel. On doit donc l'incliner les modules pour qu'ils soient face au soleil.

L'inclinaison des panneaux est donnée pour une insolation journalière par cette relation :

$$\text{Inclinaison} = (\text{latitude du lieu}) - \text{Arc sinus} (0,4 \times \text{Sin}(N \ 360 / 365)) \quad (\text{I-10})$$

N : nombre de jours entre l'équinoxe de printemps (21 mars de chaque année) et le jour considéré, de signe négatif vers la saison froide.

On peut concevoir trois façons de collecter l'énergie des rayons solaires à l'aide des panneaux photovoltaïques.

- Une première méthode consiste à orienter ce dernier perpendiculairement aux rayons solaires à l'aide d'un système de poursuite automatique du soleil.
- Une autre serait de changer manuellement l'orientation du panneau à chaque saison, vers une direction où l'intensité du rayonnement serait maximale. Cette façon d'utiliser un panneau solaire nécessite l'intervention d'une personne à des moments précis de l'année.
- La manière la plus élégante de se servir d'un panneau solaire est de l'orienter une fois pour toute, vers une direction pour laquelle l'énergie totale collectée dans l'année est maximale (en tenant compte de l'écart entre le maximum et le minimum d'énergie reçu par le module).

I.3.1.2 Câblage et protection des modules :

Les modules installés à l'extérieur, exposés au vent, au gel, au soleil et autres agressions. Il est strictement nécessaire d'utiliser des câbles adaptés avec des sections pour garantir une fiabilité électrique des panneaux.

La connexion électrique des modules nécessitent l'usage de boîte de jonction et de boîte de dérivation [11].

- La boîte de jonction est utilisée de deux façons dans un panneau solaire en by-pass ou blocage :
 - Les **by-pass** sont intégrés dans le panneau solaire, chaque cellule solaire est équipée d'une diode la protégeant, par exemple, lorsqu'une feuille la recouvre, est alors court-circuitée, pour ne pas l'endommager. Les diodes sont incluses dans la cellule et de ce fait invisibles.
 - Les diodes **anti-retour, ou de blocage**, empêchent un panneau d'envoyer du courant dans un autre qui serait entièrement à l'ombre, et empêchent la batterie de se décharger dans les panneaux solaires quand ils sont à l'ombre ou la nuit. En général elles sont placées dans la boîte de jonction.

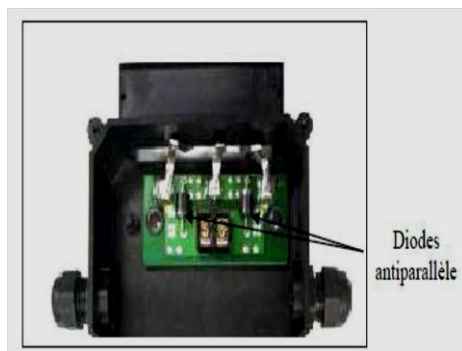


Figure I-9 : Boîte de jonction [11].



Figure I-10 : Boîte de dérivation [11].

- Pour chaque panneau on peut avoir autant de sorties que de modules, ce qui fait qu'on aura besoin de boîtes de dérivation qui regroupent le tout, ces boîtes de dérivation fixées sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connexions entre les modules. La boîte de dérivation est composée également d'un circuit imprimé sur lequel se trouvent:
 - Des diodes schotcky séries, placées sur un radiateur, sur chaque entrée, empêchant les batteries de se décharger dans les panneaux.
 - Des fusibles de protections qui empêcheront les batteries de se décharger dans les modules en cas de destruction des diodes antiparallèles.
 - Des diodes lumineuses, en parallèle sur chaque fusible de protection. Ces diodes permettent de contrôler individuellement chaque branche de modules. Par exemple une

boite à 4 entrées de 24 Volts sera constituée de deux branches de deux modules, il y aura donc deux diodes qui permettront de constater le fonctionnement de chaque branche.

- Une protection parafoudre en sortie de la boîte.

1.3.2 Système de stockage :

Dans une installation PV, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur PV, en attente pour une utilisation ultérieure. La gestion de l'énergie solaire nécessite d'envisager des stockages suivant les conditions météorologiques et qui vont répondre à deux fonction principales :

- Fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur PV n'en produit pas (la nuit ou par mauvais temps par exemple)
- Fournir à l'installation des puissances plus importantes que celles fournies par le générateur PV.

1.3.2.1 Les Caractéristiques principales d'une batterie et leurs types :

Actuellement, deux types d'accumulateurs sont utilisés dans le système PV [12] :

- Les Accumulateurs au plomb acide sont les plus utilisés, ils fonctionnent par un électrolyte.
- Les Accumulateurs au Nickel- cadmium sont les plus fiables, les fabricants de ces batteries assurent qu'elles peuvent totalement déchargées sans aucun dommage.

Parmi les caractéristiques de la batterie, nous pouvons citer [12]:

- Capacité en Ampère heure : Les Ampères heure d'une batterie sont simplement le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule ce courant.

Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie tels que le Rapport de chargement et déchargement, Si la batterie est chargée ou est déchargée à un rythme différent que celui spécifié, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer. Généralement, si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.

- Température : Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement. Des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie.
- La durée de vie : Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ces caractéristiques ne se détériorent .Par ailleurs , quel

que soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année (ou en nombre de cycles).

- Profondeur de décharge : est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge. Les batteries de "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle. La majorité des batteries de "cycle profond" fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommager. Les fabricants de batteries de nickel-Cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucuns dommages.
- La tension d'utilisation : C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.
- Le rendement : C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.
- Le taux d'autodécharge : L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné.
- Autonomie : Une batterie permet de répondre aux besoins de la charge en tout temps, même la nuit ou par temps nuageux [12].

I.3.2.2 Principe d'une batterie solaire plomb- Acide :

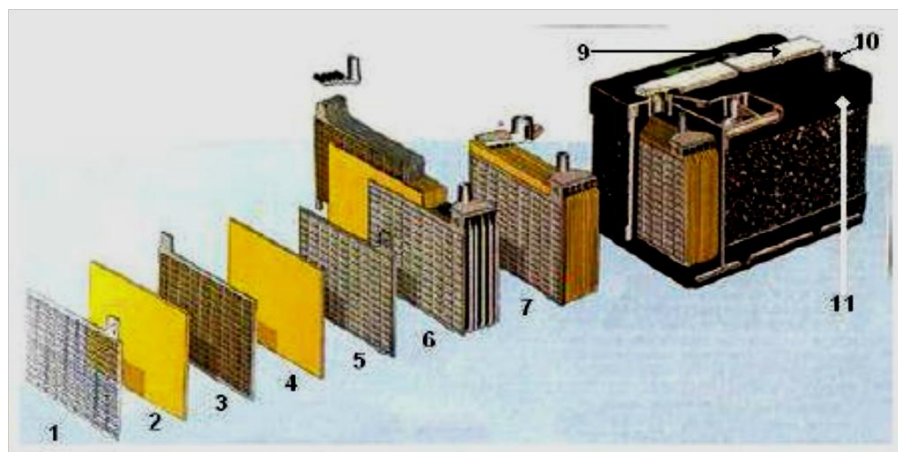


Figure I-11 : Constitution d'une batterie monobloc [12].

- | | | |
|----------------------|-----------------------|------------------------|
| 1 : Grille. | 5 : Barrette. | 9 : Rampe de bouchons. |
| 2 : Séparateur. | 6 : Faisceau négatif. | 10 : Borne. |
| 3 : Plaque positive. | 7 : Élément complet | 11 : Bac. |
| 4 : Plaque négative. | 8 : Pont | |

Une réaction chimique intervient lorsque la batterie alimente une charge connectée à ses deux électrodes. Pendant la décharge, il y a une oxydation à la plaque négative qui se traduit par

une perte d'électrons et une réduction à la plaque positive ou gain d'électrons. L'électrolyte en présence dans la batterie facilite le déplacement des charges électrochimiques sous forme d'ions. Le processus inverse se produit quand la batterie se recharge on voit apparaître immédiatement une force électromotrice entre les deux électrodes.

Les équations des réactions suivantes décrivent la réaction principale:

- Electrode Positive : $\text{PbO}_2 + 3\text{H}^+ + \text{HSO}_4^- + 2\text{e}^- \rightleftharpoons \text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$.
- Electrode negative : $\text{Pb} + \text{HSO}_4^- \rightleftharpoons \text{PbSO}_4 + \text{H}^+ + 2\text{e}^-$.
- Réaction : $\text{Pb} + \text{PbO}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{HSO}_4^- \rightleftharpoons 2\text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$.

1.3.3 Système de régulation :

Les systèmes de régulation sont des éléments d'un système photovoltaïque qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie et L'optimiser le transfert d'énergie du champ PV à l'utilisation. Leur rôle principal est de réduire le courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée. Lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complète, de petites bulles commencent à se former sur les électrodes positives. A partir de ce moment, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge complète. Un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur, ce qui pourrait créer un court-circuit.

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur laquelle s'appliquera le régulateur pour assurer sa fonction. Le régulateur mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tension préétablies : seuil haut et seuil bas [13].

Il existe divers types de régulateurs dont on citera trois des plus utilisés. Afin de déterminer ses caractéristiques on sépare souvent les deux fonctions du régulateur (charge et décharge).

- Le courant d'entrée : doit être supérieur à la valeur maximale produite par le générateur. Pour estimer ce courant, on prend 1,5 fois le courant de court circuit total des modules pour un régulateur SHUNT (pour des faibles puissances), pour un régulateur série 1,5 fois le courant total au point de puissance maximale (pour moyennes puissances) et de même pour un régulateur MPPT (pour de grandes puissances).
- Le courant de sortie : doit être supérieure à la valeur maximale appelée par les récepteurs lorsqu'ils fonctionnent tous au point maximum de leur puissance de fonctionnement.

- **Le régulateur série :**

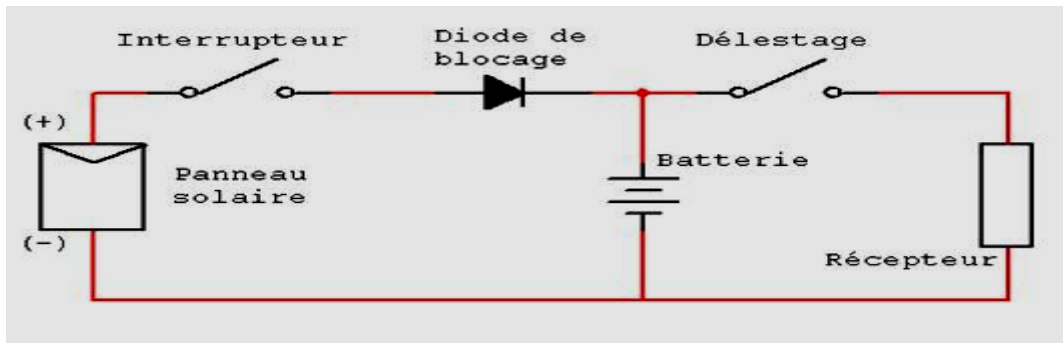


Figure (I-12) : Principe d'un régulateur série [13].

L'interrupteur de charge est ici en série avec la batterie. Il s'ouvre lorsque la fin de charge est atteinte.

- Avantage : tension aux bornes de l'interrupteur plus faible.
- Inconvénients par rapport au type shunt : l'interrupteur ajoute une chute de tension supplémentaire entre les panneaux et la batterie.

- **Le régulateur shunt :**

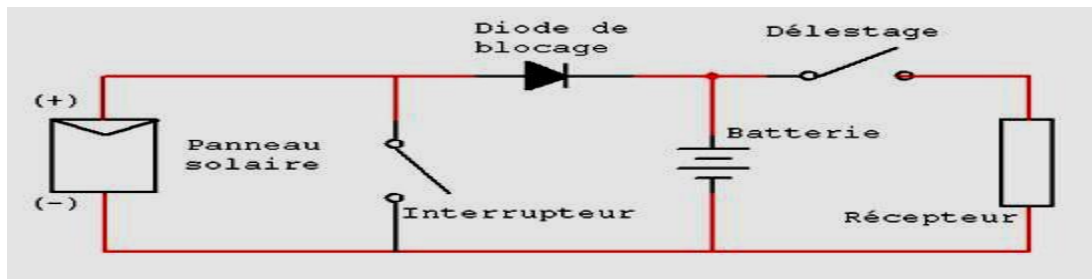


Figure (I-13): Principe d'un régulateur shunt. [13].

Tout le courant du panneau passe dans la batterie. Lorsque le seuil de coupure est atteint, tout le courant passe dans l'interrupteur. Il faut ajouter impérativement une diode entre cet interrupteur et la batterie pour ne pas la court-circuiter. Cette diode joue également le rôle de blocage du courant nocturne pouvant s'écouler de la batterie vers le panneau.

Interrupteur utilisé : MOSFET

- Inconvénients:
 - ✓ Aux bornes de l'interrupteur apparaît la tension totale du panneau, il peut donc y avoir des problèmes de protection contre les surtensions.
 - ✓ Dissipation thermique de l'interrupteur peut être élevée à grand courant.

- **Le régulateur MPPT :**

Le principe des commandes MPPT de type **P&O** consiste à perturber la tension V_{pv} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance (P_{pv}) qui en résulte. Ces méthodes, aujourd'hui largement utilisées de par leur facilité

d'implémentation, présentent cependant quelques problèmes liés aux oscillations autour du PPM qu'elles engendrent en régime établi car la procédure de recherche du PPM doit être répétée périodiquement.

1.3.4 Les convertisseurs d'énergie :

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ photovoltaïque et la charge pour une charge continue (sans stockage avec une charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu-continu), soit entre la batterie et la charge (après stockage, il sera appelé onduleur ou convertisseur continu-alternatif).

Le convertisseur remplit les fonctions suivantes : [14]

- Conversion de courant continu en courant alternatif compatible avec la tension du réseau.
- Optimisation de la tension continue de manière à ce que le champ de modules fonctionne dans des conditions de puissance optimales.
- Sécurité.

1.3.4.1 Le convertisseur continu-continu (DC-DC) :

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximale [14].

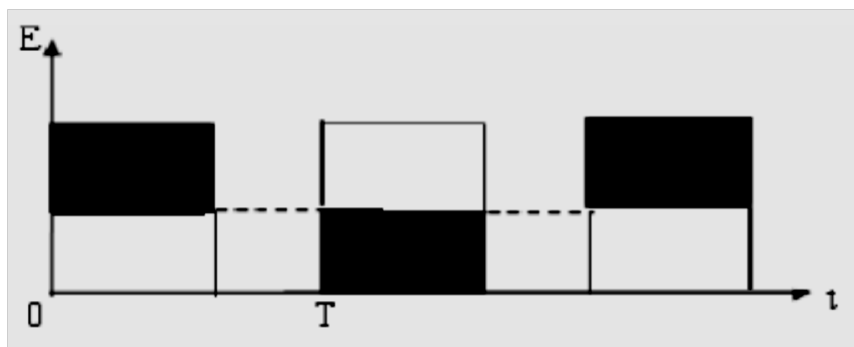


Figure (I-14) : Tension de sortie [14].

1.3.4.1.a Hacheur dévolteur :

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 commandé (transistor, bipolaire, transistor MOS ou IGBT...) et en série avec la source (cf. figure I -15-a) et une diode de roue libre. Le cycle de fonctionnement, de période de hachage T, comporte deux étapes. Lors de la première, on rend le MOSFET passant et la diode polarisée en inverse, est bloquée. Cette phase dure de 0 à DT, avec D: est appelé rapport cyclique, et compris entre 0 et 1. Lors de la seconde, on bloque le MOSFET. La diode devient passante. Cette phase dure de DT à T.

I.3.4.1.b Hacheur survolteur :

Dans ce hacheur, la tension moyenne de sortie est supérieure à la tension d'entrée. Cette structure demande un interrupteur commandé et en parallèle avec la source, Figure (I -15-b) Le montage le plus simple consiste à mettre périodiquement en court-circuit la résistance R_{ch} pendant une durée $t_f = DT$ bien déterminée ; cette mise en court-circuit est assurée par un hacheur branché en parallèle avec la résistance.

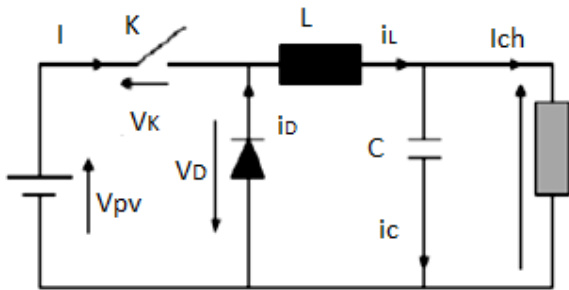


Figure I-15-a : Hacheur dévolteur. [14]

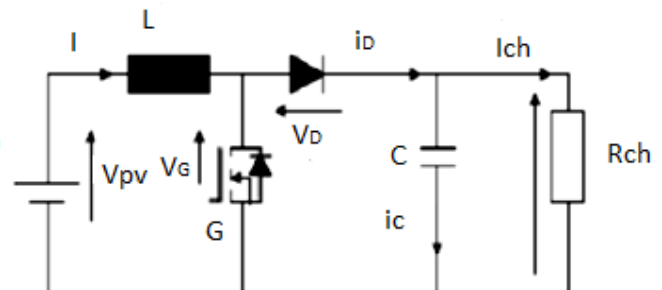


Figure I-15-b : Hacheur survolteur. [14]

I.3.4.2 Le convertisseur continu-alternatif (DC-AC) :

C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu en courant alternatif « onduleurs autonomes ». La conception de l'ensemble du système photovoltaïque de façon à extraire le maximum de puissance du générateur photovoltaïque, quelles que soient les perturbations d'éclairement et de la température, l'alimentation sous la tension alternative des appareils à partir des panneaux solaires nécessitent l'utilisation d'un onduleur assurant la conversion DC/AC. Il peut être conçu à base de transistors de puissance ou de thyristors utilisés comme commutateurs de puissance. [15]

La fréquence de commutation de semi-conducteurs détermine la fréquence de la tension de L'ondeur autonome impose lui-même la forme et la fréquence de l'onde de sortie. Dans le système de connexion (générateur photovoltaïque et les charges alternatives) est faite par un onduleur. Ce dernier permet de réaliser un transfert optimal de puissance par le système sous les conditions variables de la puissance produite et de la demande en puissance. Ce transfert est contrôlé par variation de fréquence. Selon le mode de commutation, on peut distinguer [16]:

- Onduleur à créneaux de largeur variable.
- Onduleur à onde rectangulaire
- Onduleur à modulation de largeur d'impulsion (MLI).

I.3.4.2.1 Caractéristique :

- **La puissance nominale** : C'est la puissance exprimée en VA que le convertisseur est capable de délivrer en fonctionnement permanent. Théoriquement, le choix de la

puissance à délivrer doit être la somme des puissances des équipements installés ou à installer, mais en pratique, il est rare que tous les appareils fonctionnent en même temps et le choix de la puissance nominale résultera de la valeur maximale du profil moyen de la consommation.

- **Le rendement** : c'est un critère très important, car il influe sur le dimensionnement du champ PV et de la batterie. Celui-ci varie en fonction du taux de charge (rapport de la puissance de sortie et de la puissance nominale), ainsi que la variation de ce rendement varie d'un onduleur à un autre. Le rendement de l'onduleur est aussi donné entre l'énergie consommée par la charge et l'énergie fournie par la source continue.
- **La consommation à vide** : Une consommation importante à vide va réduire l'énergie emmagasinée par la batterie (cas de nuit). Pour cette raison, il est important de limiter les pertes à un faible pourcentage de la puissance nominale (1 à 5%). Pureté de la tension sinusoïdale pure (220v – 50Hz).

I.3.4.2.2 Principes d'un onduleur :

L'onduleur se compose de deux étages : un pour la commande et la conversion, l'autre pour le transformateur ; Un système de régulation qui tend à maintenir la tension et la fréquence aux valeurs nominales, quelle que soit la tension d'entrée ; Un filtrage en sortie de l'onduleur, qui tend à lisser la forme de la tension donc à réduire le taux d'harmonique.

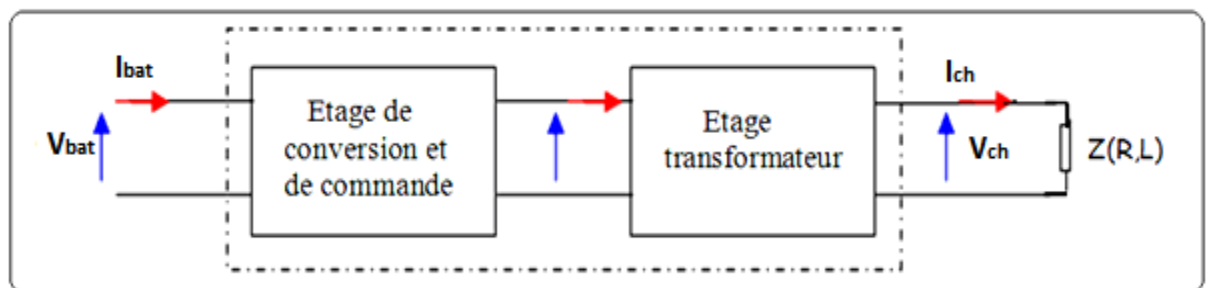


Figure I-16 : schéma synoptique d'un onduleur monophasé [16].

V_{bat} : tension de la batterie.

I_{bat} : courant délivré par la batterie.

V_{ch} : tension de la charge.

I_{ch} : courant de la charge.

$Z(R,L)$: la charge alternative.

I.3.4.2.2.1 Etage de commande :

On a deux types de commandes :

- Commande pleine onde.

✚ Commande à modulation de largeur d'impulsion (MLI).

I.3.4.2.1.a La commande pleine onde :

Il est illustré par la figure suivante :

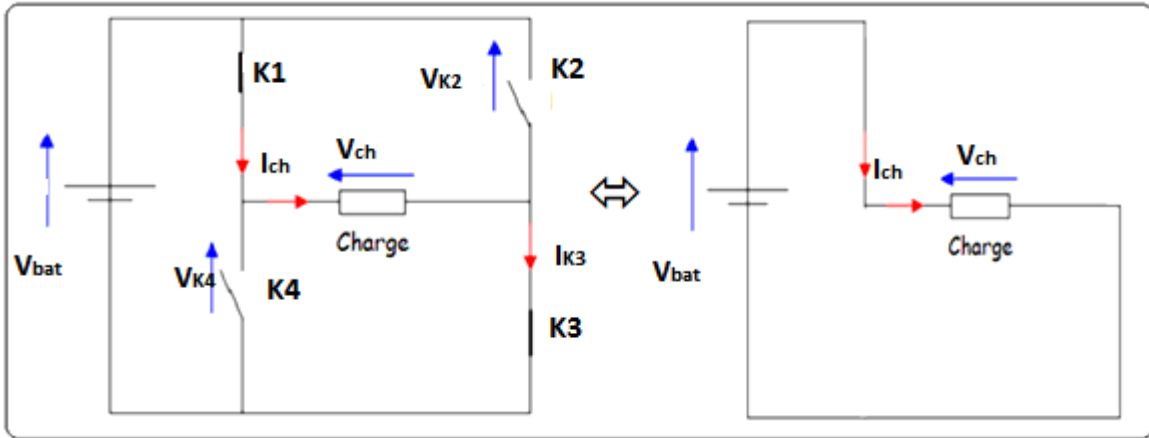


Figure I-17: Commande pleine onde (1ere demi période) [16].

- Pendant la première demi-période, les interrupteurs K1 et K3 sont fermés au moment où K2 et K4 sont ouverts. La tension aux bornes de la charge dans ce cas est : $V_{ch} = V_{bat}$. (cf. figure I-17)
- Pendant la deuxième demi-période, c'est les interrupteurs K2 et K4 qui sont fermés. La tension aux bornes de la charge est maintenant inversée : $V_{ch} = -V_{bat}$. (cf. figure I-18).

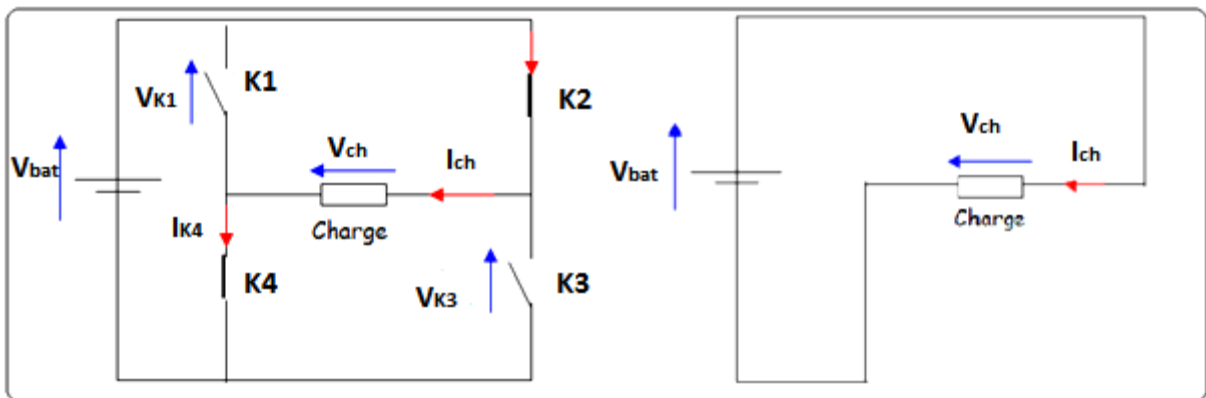


Figure I-18: Commande pleine onde (2ere demi période) [16].

Suivant la charge choisie, on aura l'allure de la tension.

- Si la charge est résistive : la tension sera un signal carré.

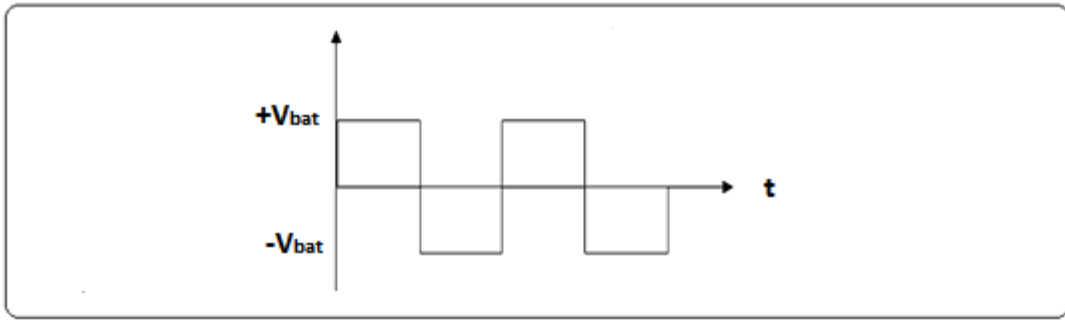


Figure I-19 : Oscillogramme de tension aux bornes de la charge résistive [16].

- Si la charge est inductive (R_{ch} , L) : la tension est toujours un signal carré or le courant est un signal distordu, de taux de distorsion élevé.

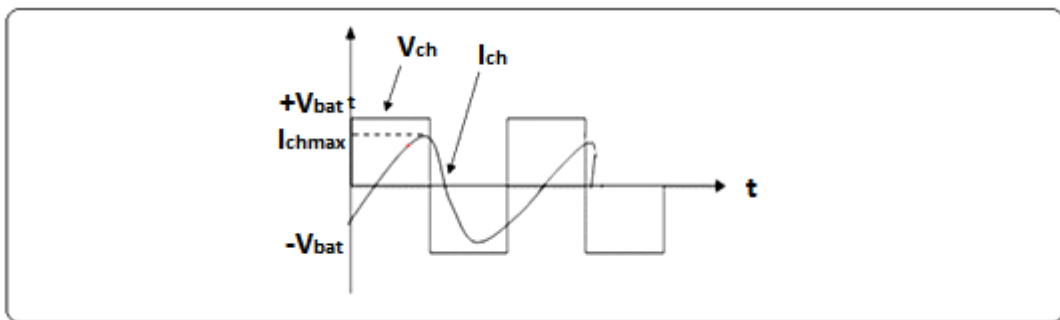


Figure I-20: Oscillogramme de tension et de courant aux bornes de la charge inductive [16].

L'ajout d'un filtre adéquat est indispensable, ce qui est indésirable car ça encombre le système et le rend plus cher. Cet inconvénient favorise la deuxième commande qu'est :

I.3.4.2.2.1.b Modulation de largeur d'impulsion MLI :

Cette commande repose sur le résultat du comparateur (voir Figure I-21), qui reçoit à son entrée un signal sinusoïdal (basse fréquence) de référence $V_r(t)$, et un signal triangulaire haute fréquence $V_p(t)$, appelé porteuse.

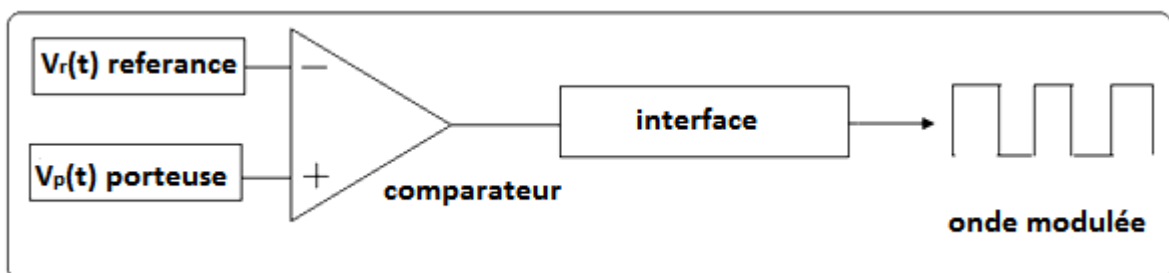


Figure I-21: Schéma synoptique de la commande MLI [16].

Le signal de référence à pour expression :

$$V_r(t) = V_r \sin(w_m t) \tag{I-8}$$

La fréquence du signal porteuse est $F_p \gg F_m$, son amplitude maximale est : V_p .

F_m étant la Fréquence du signal de référence.

La modulation de largeur d'impulsions permet à fréquences élevées, la transformation de la tension en suite d'impulsions, d'amplitude fixe et de largeur variable. Cela facilite le filtrage, et d'un autre côté, elle permet de varier la valeur de la tension de sortie. Ceci est justifié par le résultat mathématique de sa valeur moyenne :

$$V_{ch} = V_{bat} \left(V_r / V_p \right) \quad (I-9)$$

Le fait de varier le rapport V_r / V_p influe directement sur la tension de sortie.

I.3.4.2.2 Étage transformateur :

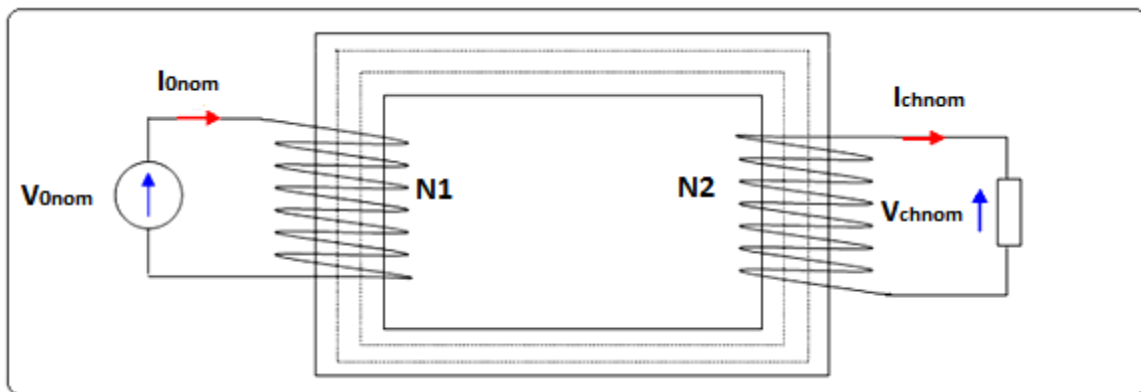


Figure I-22: Schéma d'un transformateur idéal [167].

Le rapport de transformation « a » sera calculé comme suit :

$$a = V_{ch\ nom} / V_{0nom} = I_{0nom} / I_{chnom} \quad (I-10)$$

Avec :

V_{0nom} : est la tension nominale à l'entrée.

$V_{ch\ nom}$: est la tension nominale de la charge.

I_{0nom} : est le courant nominale à l'entrée.

I_{chnom} : est le courant nominal de la charge.

Dans le cas idéal (sans pertes), l'énergie arrivant à la charge et qui transite à travers l'onduleur est celle de la batterie (V_{bat}) réduite d'un facteur qu'est le rendement de l'onduleur (η_{ond})

$$E_{ch} = \eta_{ond} * V_{Bat} \quad (I-11)$$

I.3.5 Inverseur de source automatique sans coupure:

Les inverseurs de source automatiques sont destinés à assurer la commutation automatique et sans coupure entre deux sources (une source d'énergie renouvelable : solaire et le réseau public).

I.4 Conclusion :

On a consacré ce chapitre pour donner des rappels sur l'énergie solaire, la notion d'effet photovoltaïque et de la cellule solaire PV. Enfin on a cité les différents composants constituant le système PV. La connaissance de leurs caractéristiques et leurs fonctionnements nous permettra un dimensionnement rigoureux d'une installation PV objet de notre intérêt. Dans le chapitre suivant nous déroulons les méthodes de dimensionnement de ces différents éléments.

CHAPITRE II:
DIMENSIONNEMENT D'UN
SYSTEME
PHOTOVOLTAÏQUE
AUTONOME

II.1 INTRODUCTION :

Le champ photovoltaïque demande toute une connaissance des performances des générateurs photovoltaïques utilisés (modules et cellules) et leur comportement en fonction des conditions environnementales (éclairage, température, humidité...). Pour faire les bons choix quand on s'équipe d'une source d'énergie autonome, il est important de faire un certain nombre de calculs et de suivre des étapes permettant de déterminer le matériel le mieux adapté. On appelle cela un dimensionnement. Pour une installation photovoltaïque autonome.

II.2 ARCHITECTURE GENERALE D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE :

Le fonctionnement général des systèmes photovoltaïques terrestres dépend de la puissance électrique disponible et des propriétés particulières du générateur photovoltaïque, en fonction des besoins des différentes applications. Un problème fondamental est, naturellement, celui du choix d'un fonctionnement au fil du soleil ou de l'utilisation d'un stockage de l'énergie électrique sous forme électrochimique. Dans la pratique, ce type de stockage, malgré les progrès importants réalisés, présente de nombreux inconvénients : entretien et durée de vie des batteries, gestion du stockage, mauvais rendement énergétique et surcoût. Aussi, La structure des systèmes photovoltaïques terrestres (cf. figure II-1) traduit, de manière très générale, les différentes possibilités offertes au concepteur : couplage direct à une charge adaptée ou couplage avec adaptateur d'impédance, fonctionnement au fil du soleil ou avec stockage d'énergie électrique.

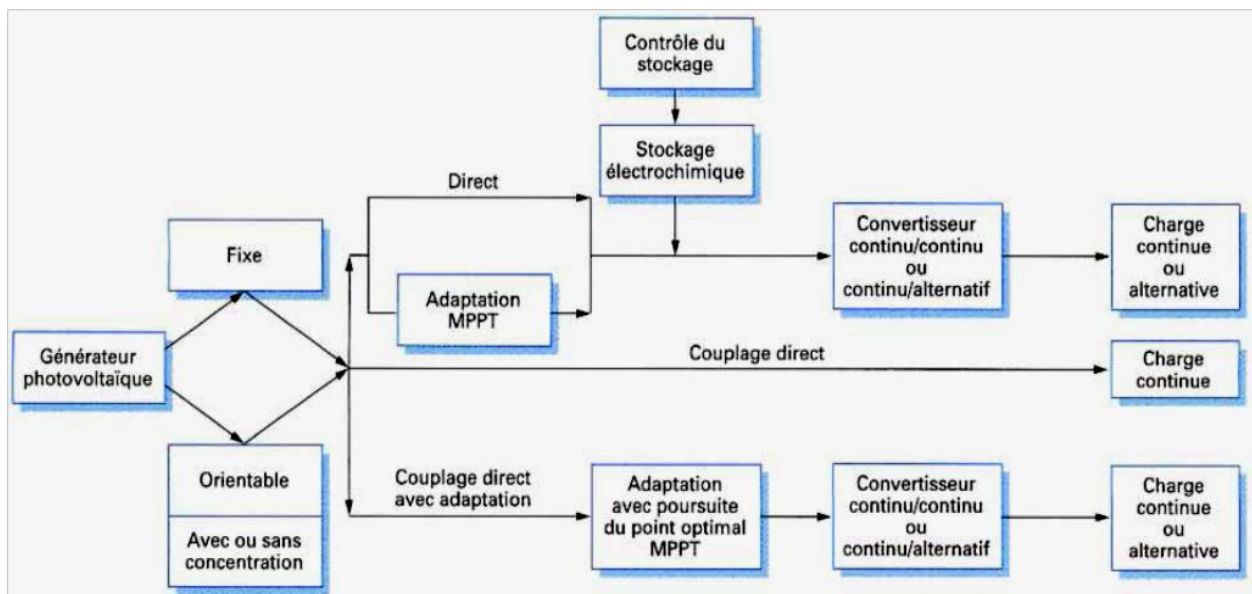


Figure II-1 : Structure générale d'un système photovoltaïque réel [17].

II.3 METHODES DE DIMENSIONNEMENT :

Plusieurs techniques ont été élaborées dans le but de réaliser un dimensionnement optimal des systèmes photovoltaïques. Ces méthodes sont basées sur l'équilibre énergétique pour déterminer la capacité de stockage et la production des panneaux photovoltaïques. Des méthodes plus récentes estiment la performance des systèmes photovoltaïques en se basant sur le concept de la probabilité d'erreur dans la consommation, définie comme le ratio entre le déficit et la demande d'énergie sur la charge. Il existe plusieurs méthodes de dimensionnement d'un système PV :

➤ ***La méthode de la probabilité dans la consommation :***

Cette méthode permet d'optimiser le dimensionnement d'un système dans des conditions complexes (fluctuations saisonnières de l'irradiation, ciel nuageux pour plusieurs jours...etc) grâce à un logiciel adapter. L'inconvénient de cette méthode est qu'il faut connaître les radiations qui correspondent aux données horaires sur le site d'installation pour un nombre d'années trop grand (10 à 20 ans).

➤ ***La méthode du mois le plus défavorable :***

Dans cette méthode, on estime l'énergie récupérable pour une période critique d'un mois le plus défavorable. Ce mois correspond au mois pendant lequel la valeur de l'irradiation moyenne mensuelle est la plus faible de l'année ou dans certains pays la période d'hivers est rude (le mois de janvier est choisit en Algérie).

➤ ***La méthode de la moyenne annuelle :***

Cette méthode est très proche de celle du mois le plus défavorable. Elle utilise elle aussi l'irradiation journalière ($\text{kWh/m}^2\cdot\text{J}$), mais pour une moyenne qui s'étend pour toute une année au lieu d'un seul moi. Donc on calcule la moyenne mensuelle de l'énergie (irradiation) récupérable sur le site pendant 12 mois de l'année et on effectue le moyenne annuelle de celle-ci.

Ces dernières méthodes consistent en la réalisation des bilans énergétiques, pour calculer les dimensions des modules et batteries qui garantiront une fiabilité donnée du point de vue de la consommation. Leur avantage est qu'elle optimise énergétiquement l'installation et introduit le concept de fiabilité énergétique. Leur principal inconvénient est qu'il faut connaître les données horaires d'irradiations sur le site d'installation pour un nombre d'années trop grand (10 à 20 ans) [18] et ces données ne sont pas souvent disponibles.

II.4 DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME PV AUTONOME :

Nous choisis les deux dernières méthodes (la méthode du mois le plus défavorable et la méthode de la moyenne annuelle).

II.4.1 Estimation de la consommation :

La première étape à suivre lors du dimensionnement d'une installation photovoltaïque est l'estimation de la consommation d'électricité, et la connaissance de la périodicité de ses besoins,

La périodicité est en fait le rythme de la consommation d'électricité, elle peut être continue (tous les jours de l'année), ou périodique (week-end, vacances).

L'évaluation précise des besoins en électricité consommée est primordiale pour un bon dimensionnement. Il faut alors se renseigner sur la consommation de chaque appareil utilisé et choisir les appareils dont la consommation est la plus faible possible afin de réduire ses dépenses en électricité tout en gardant un bon niveau de confort.

Pour calculer l'énergie consommée nécessaire par jour (Wh /jour), on multiplie la puissance (W) de chaque équipement par le nombre d'heures de fonctionnement respectivement (h/jour), puis on somme les valeurs trouvées.

La consommation totale d'une application, est calculée en tenant compte du rendement de l'onduleur s'il y a des charges alternatives.

$$E_C = E_{DC} + E_{AC} \quad \text{(II-1)}$$

Avec:

E_C : Consommation totale d'une application (Wh/jour).

E_{DC} : Energie consommée par les charges DC (Wh/jour).

E_{AC} : Energie consommée par les charges AC (Wh/jour).

II.4.2 Dimensionnement du générateur photovoltaïque :

Cette étape consiste à calculer le nombre de modules photovoltaïques permettant de couvrir les besoins en électricité, il faut Pour cela :

II.4.2.1 Estimer la puissance crête du champ photovoltaïque :

La puissance crête du champ photovoltaïque à installer dépend de l'irradiation du lieu. On la calcule de façon à satisfaire les besoins pendant la période la plus défavorable en appliquant la formule suivante [19]:

$$P_{PV} = E_C / k I_r \quad \text{(II-2)}$$

P_{PV} : Puissance crête du champ photovoltaïque (W_C) .

I_r : Irradiation moyenne mensuelle reçue par le capteur photovoltaïque ($Wh.m^{-2}.jour^{-1}$).

E_C : Energie consommée (Wh/J).

k : Coefficient correcteur.

L'énergie réellement produite par un générateur photovoltaïque est calculée en connaissant l'irradiation globale incidente sur les capteurs, et la température des cellules photovoltaïques, suivant cette formule [19]:

$$E_P = S \eta_{\text{mod}} H (1 - P_d)(1 - P_C) \quad (\text{II-3})$$

S : Surface du champ photovoltaïque installé (m^2).

H : Irradiation globale reçue sur le plan des capteurs ($Wh m^{-2} jour^{-1}$).

P_d : Pertes diverses du champ photovoltaïque dues aux salisseurs (poussière, sable neige...etc).

P_C : Pertes de conditionnement de l'énergie.

η_{mod} : Rendement moyen du champ qui est fonction du rendement nominal mesure à la température de référence ($T = 25^\circ C$). Il est donné par [19]:

$$\eta_{\text{mod}} = \eta_r (1 - \beta_P) (T_c - T_r) \quad (\text{II-4})$$

Ou :

η_r : Rendement du module à la température de référence T_r

β_P : Coefficient de température pour le rendement du module ($\%/^\circ C$), dépendent du type de module photovoltaïque utilisé.

T_c : Température des cellules photovoltaïques ($^\circ C$). Elle se calcul par cette formule [19]

$$T_c = ((219 + 832 KT) (NOCT - 20) / 800) + T_a \quad (\text{II-5})$$

KT : Indice de clarté mensuel.

$NOCT$: Température nominale des cellules en opération, donnée par le constructeur ($^\circ C$).

T_a : Température ambiante moyenne du mois ($^\circ C$).

Il existe plusieurs modèles pour estimer le flux global d'irradiation solaire qui tiennent compte essentiellement des données d'insolation [19].

- De l'incertitude météorologique,
- De l'inclinaison non corrigée des modules suivant la saison.
- Du point de fonctionnement des modules.
- Du rendement moyen charge/décharge de la batterie (90%).
- Du rendement du régulateur (95%).
- Des pertes dans les câbles et connexions pour les systèmes avec batterie.

II.4.2.1.a Modèle d'Angstrom :

Le flux global d'irradiation solaire «H» reçue quotidiennement au niveau de la surface terrestre sur le plan horizontal est donnée par la relation :

$$\mathbf{H}/\mathbf{H}_0 = \mathbf{x}^{\mathbf{x}} (\mathbf{SS} / \mathbf{SS}_0) + \mathbf{y} + \mathbf{e} \quad (\text{II -6})$$

Tel que:

\mathbf{H}_0 : est la valeur correspondante du flux global d'irradiation solaire, obtenue hors atmosphère;

\mathbf{SS} : est la valeur journalière de l'ensoleillement ;

\mathbf{SS}_0 : est la valeur journalière de l'ensoleillement hors atmosphère;

\mathbf{x} et \mathbf{y} : sont des coefficients de régression;

\mathbf{e} : est l'erreur résiduelle.

II.4.2.1.b Modèle de Coppolino :

Pour des latitudes proches de la zone méditerranéenne, l'équation de Coppolino, qui permet aussi d'évaluer le flux global d'irradiation solaire, s'écrit :

$$\mathbf{H} = 7,8 (\mathbf{SS})^{1/2} (\sin \mathbf{h})^{1,15} (10^6/3600) \quad (\text{II -7})$$

Où :

\mathbf{H} est exprimé (KWh/m²), l'insolation \mathbf{SS} est traduite en heures et la hauteur \mathbf{h} du soleil est donnée en radians.

Lorsqu'on utilise l'équation d'Angstrom pour déterminer \mathbf{H} à partir de \mathbf{SS} , il est nécessaire de connaître les valeurs hors atmosphère \mathbf{H}_0 et \mathbf{SS}_0 , quant à l'équation de Coppolino, il faut connaître la hauteur du soleil tel que :

$$\mathbf{Sin} \mathbf{h} = \mathbf{sin} \varphi \mathbf{sin} \omega + \mathbf{cos} \varphi \mathbf{cos} \delta \mathbf{cos} \omega \quad (\text{II -8})$$

- Avec:
- \mathbf{h} : hauteur angulaire du soleil ;
- φ : la latitude ;
- ω : la déclinaison solaire ;
- \mathbf{L} : l'angle horaire (longitude) ;

\mathbf{k} est en générale compris entre 0,55 et 0,75. La valeur souvent utilisée dans les calculs du système avec batterie est $\mathbf{k}=0,65$ [20].

II.4.2.2 Choisir la tension de fonctionnement du champ photovoltaïque :

On choisit la tension de fonctionnement en fonction de la puissance crête du champ photovoltaïque en watt. De façon générale [20] :

- Moins de 500 watts crête : elle est de 12 V.

- De 501 à 2000 watts crête : elle est de 24 V.
- De 2001 à 10000 watts crête : elle est de 48 V.
- Plus de 10000 watts crête : elle est supérieure à 48 V.

II.4.2.3 Déterminer le nombre de modules photovoltaïques :

Soit une installation fonctionnant sous une tension V_{pv} , la puissance crête nécessaire est égale à P_{pv} , les modules disponibles sont de puissances crête P_c et de tension nominale V_n .

- Le nombre total de modules à installer se calcule par :

$$N_m = P_{pv} / P_m \tag{II-9}$$

- Le nombre de modules connectés en série sera égal à :

$$N_s = V_{pv} / V_m \tag{II-10}$$

- Le nombre de modules connectés en parallèle les sera égal à :

$$N_p = N_m / N_s \tag{II-11}$$

II.4.3 DIMENSIONNEMENT DE BATTERIES :

Disposer d'une batterie, c'est le fait de choisir un stockage « tampon » permettant de s'affranchir des variations climatiques temporaires, à l'échelle de l'heure, de la journée (fonctionnement nocturne) et de quelques jours de mauvais temps (absence de rayonnement solaire). De plus la méthode à adopter est différente dans les pays chauds et dans les pays tempérés. La batterie est souvent le composant le plus vulnérable d'un système photovoltaïque, sa durée de vie est généralement de 6 ans. Il faudra donc la remplacer avant les panneaux, si l'on souhaite une grande fiabilité et une longue durée de vie du système. L'énergie de la batterie est donnée par :

$$E_{bat} = \eta_{bat} E_{pv} \tag{II-12}$$

Où :

E_{pv} : est l'énergie fournie par le champ photovoltaïque.

η_{bat} : est le rendement de la batterie (égal à 90 %).

La capacité de la batterie est variable selon son régime de charge et de décharge. Plus elle est chargée ou déchargée avec un faible courant, plus sa capacité est importante.

Pour calculer la capacité de la batterie, on procède comme suit :

- On calcule l'énergie totale consommée (E_C).
- On détermine le nombre de jours d'autonomie (N_j).

L'autonomie (N_j) est définie comme étant le temps minimum de disponibilité continue d'énergie de la batterie dans les conditions les plus défavorables. Généralement, l'autonomie

d'un système photovoltaïque est estimée de trois à cinq jours en régions ensoleillées comme l'Algérie et de sept jours en régions tempérées comme l'Europe.

- On détermine la profondeur de décharge maximale admise (PDD). Pour une batterie au plomb acide stationnaire PDD = 80 %.
- Calcul de la capacité de la batterie :

$$C_{bat} = (E_C N_j) / (PDD V_{bat} \eta_{bat}) \quad (II-7)$$

Avec:

V_{bat} : est la tension d'utilisation de la batterie.

II.4.4 DIMENSIONNEMENT DE REGULATEUR :

Le régulateur est un système électronique utilisé pour protéger la batterie contre une charge trop élevée ou une décharge trop profonde.

II.4.4.1 Les différentes caractéristiques du régulateur :

- Seuil de réenclenchement :

$$V_r = 1.05 V_{ch} \quad (II-15)$$

- Seuil de déclenchement haut :

$$V_d = 1.2 V_{ch} \quad (II-16)$$

- Le courant de court-circuit :

$$I_{cc} = 1.2 I_{nom} \quad (II-17)$$

- Le courant d'entrée maximal :

$$I_{en} = 1.5 P_{pv} / V_{pv} \quad (II-18)$$

- Le courant de sortie maximal :

$$I_s = 1.5 I_{max} \quad (II-19)$$

Avec :

V_{ch} : est la tension du champ photovoltaïque.

II.4.5 DIMENSIONNEMENT DE HACHEUR :

Pour le chapitre qui suit on doit choisir le hacheur dévolteur (abaisseur), tel que on ajoute un filtre à la sortie de GPV (C_1) come le montre la figure I-15-a :

- Courant inductif : $il = \int (D V_{pv} - V_{ch}) / L$
- Tension d'entrée : $V_{pv} = \int (I_{pv} - D il) / C_1$
- Tension de sortie : $V_{ch} = \int (I_L - V_{ch}/R_{ch}) / C_2$

(II-20)

II.4.6 DIMENSIONNEMENT DE L'ONDULEUR :

Lorsque l'application contient des appareils fonctionnant en alternatif (AC), il faut convertir l'électricité continue que produisent les capteurs photovoltaïques en électricité alternative utilisable par ces appareils,

Le dimensionnement d'un onduleur se base sur la somme des puissances maximales de chaque équipement à connecter au courant alternatif, et se fait en fonction de plusieurs critères:

- Tension d'entrée : elle est égale a celle de la batterie ou du régulateur.
- Tension de sortie: les charges de notre installation fonctionnent avec 230 VAC~ 50Hz
- Puissance nominale : Puissance nominale de l'onduleur (VA), définie d'après les besoins exprimés Elle tient compte du nombre d'équipements, et de leurs puissances.

$$E_{ch} = \eta_{ond} * E_{bat} \quad (II-21)$$

II.3 CONCLUSION:

Ce chapitre, présente les différentes techniques de dimensionnement, des équipements solaires utilisés dans les installations photovoltaïques d'alimentation électrique. Aux quel on a calculé théoriquement l'énergie totale nécessaire, pour bien gérer l'équation « toute énergie produite sera consommée » on a calculé les caractéristiques de tous les équipements à utiliser. Ce qui nous permettra de réaliser l'application des calculs de chapitre deux au niveau de site d'Alger et sera fait dans le chapitre trois puis la réalisation des schémas bloc de dimensionnement de systèmes à énergie solaire sous Matlab sera le chapitre quatre.

CHAPITRE III :

APPLICATION AU DIMENSIONNEMENT DE SYSTEMES PV POUR SITES BTS ET BSC DE WTA

III.1 INTRODUCTION :

Dans le cadre du développement de son réseau de télécommunications mobiles, la société Watania Telecom Algérie-Nedjma (WTA) a pris l'initiative d'étudier la possibilité d'alimenter en solaire photovoltaïque les équipements dans ses sites BTS (stations de base regroupant un ensemble d'émetteurs/récepteurs) et ses sites BSC (contrôleur de stations de base).

Le présent chapitre est ainsi une application des calculs de dimensionnement présentés dans le chapitre précédents pour déterminer la taille des équipements d'installations photovoltaïques pouvant subvenir aux besoins électriques des sites susmentionnés.

III-2 PRESENTATION DES SITES CONCERNES :

Les sites concernés par notre étude d'alimentation en solaire photovoltaïques sont situés dans la localité de Bab Ezzouar à Alger aux coordonnées géographiques suivantes : une latitude de 36° 716' Nord, une longitude de 3° 183' Est et une altitude de 59 m.

Ces sites font partie du réseau GSM (Global System for Mobile communications) de la société WTA-Nedjma. Le sigle GSM est au fait la première norme de téléphonie cellulaire standardisée et adoptée de par le monde depuis les années 80. Elle constitue la référence mondiale pour les systèmes de communication radio-mobiles, communément appelés systèmes ou réseaux GSM. De tels systèmes offrent, avec une qualité et une confidentialité avérées, plusieurs services aux abonnés : la téléphonie avec mobilité (mobile-mobile, mobile-fixe, fixe-mobile), la transmission de données et de messages multimédia. L'architecture standard de tels réseaux se décompose en (04) parties principales (Cf. Figure III.1) :

- *La station mobile MS (Mobile Station)* c.-à-d. l'équipement terminal communément appelé portable ou mobile renfermant divers identifiants (de l'équipement, et de l'utilisateur) ;
- *Le sous-système radio BSS (Base Station Sub-system)* chargé de la gestion de l'attribution des ressources radio, indépendamment des abonnés, de leur identité ou de leur communication. Il regroupe tous les équipements impliqués dans la transmission sur l'interface air. Il est composé de diverses entités dont nous pouvons citer :
 - œ *La station de base BTS (Base Transceiver Station)* : ensemble d'émetteurs-récepteurs, points d'accès au réseau GSM des utilisateurs mobiles, les BTS se matérialisent sous forme d'antennes sur les toits des immeubles en ville ou sur le bord des routes ;
 - œ *Le contrôleur de stations de base BSC (Base Station Controller)*: organe intelligent chargé entre autres de l'allocation des canaux (fréquences) sur la base de mesures remontant des BTS pour contrôler la puissance d'émission des mobiles de sorte que les liaisons soient toujours de bonne qualité ;

- Le sous-système d'acheminement ou réseau fixe NSS (Network Sub- System) chargé de l'interconnexion avec les réseaux fixes, publics ou privés, auxquels est rattaché le réseau mobile. Il gère en outre l'établissement des communications avec les utilisateurs mobiles dont il détient un profil. Ce sous-système comporte un *commutateur de service mobile MSC (mobile switching Center)* qui est le centre de commutation gérant l'établissement des communications entre un mobile et un autre MSC, la transmission des messages et l'exécution des Handover (basculement entre cellules du réseau). Ce centre dialogue avec deux bases de données : le *registre d'abonnés visiteurs VLR (visitor location Register)*, avec le *registre des abonnés locaux HLR (Home Location Register)* pour gérer la mobilité et la localisation des usagers. Il est doté d'un *centre d'authentification AUC (Authentication Center)* et un *registre d'identification d'équipement EIR (Equipment Identity Register)* et dialogue aussi avec un *commutateur d'entrée de service mobile GMSC (Gateway MSC)* servant de passerelle vers d'autres réseaux fixes ou mobiles.
- Le sous-système opération OSS (Operation and Support System) qui regroupe deux centres d'exploitation et de maintenance radio (OMC-R) et réseau (OMC-N).

Les éléments constituant les sous-réseaux précédents sont reliés à distance, via une interface X25 (transmission d'information), au centre d'exploitation et de maintenance. Notons aussi qu'un réseau GSM utilise diverses interfaces permettant le dialogue entre les équipements et leur interfonctionnement.

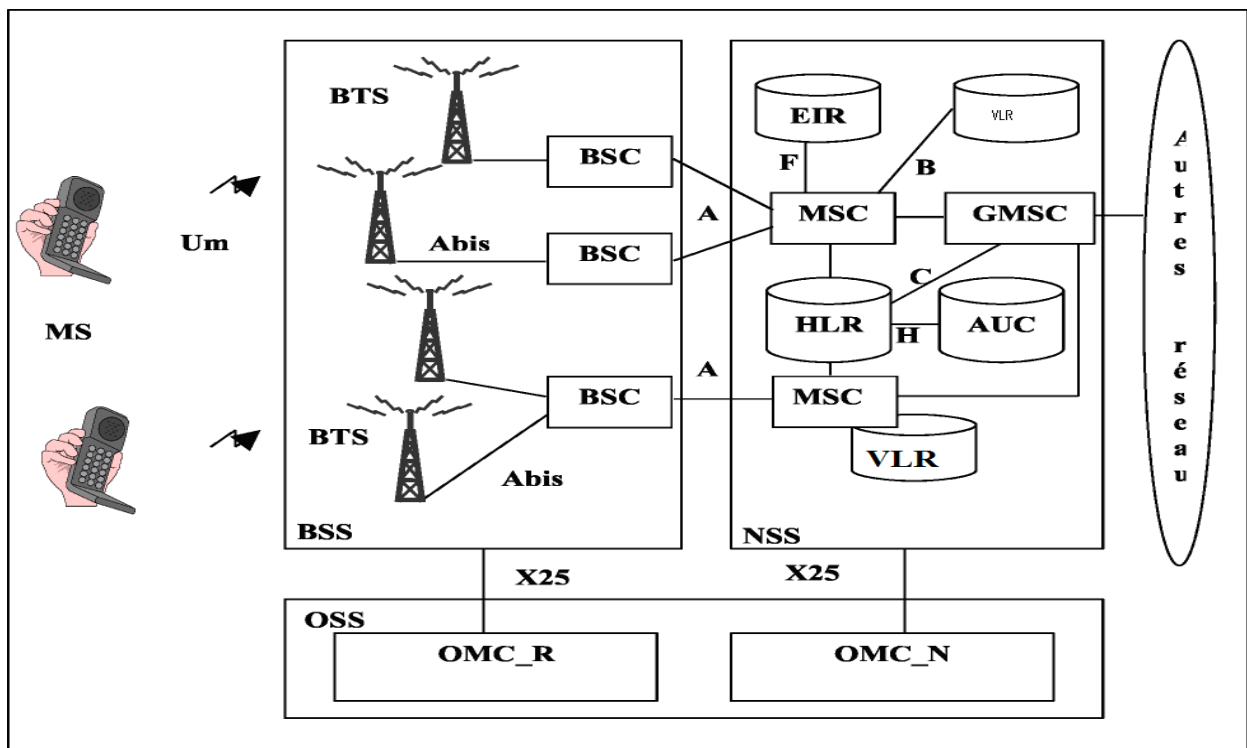


Figure III.1 – Architecture standard d'un réseau GSM.

Les sites BTS et BSC devant être alimentés en solaire photovoltaïque, sont équipés de systèmes de climatisation conséquents pour éviter l'échauffement des équipements de communications. De plus, ces sites sont dotés d'équipements de détection d'incendie, de balisage nocturne et d'éclairage. Ces sites sont actuellement alimentés par le réseau électrique national et équipés de groupes électrogènes de 33kVA en cas de besoin. Nous détaillerons plus loin les consommations électriques.

III-3 DIMENSIONNEMENT DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAIQUES :

Les étapes suivies pour le dimensionnement de nos installations sont :

- La présentation des bilans de puissances dans les deux sites BTS et BSC ;
- Le dimensionnement des champs photovoltaïques nécessaires ;
- Le dimensionnement du parc batteries ;
- Le dimensionnement des régulateurs et des convertisseurs électriques ;
- Le calcul des sections des câbles électriques.

Nous précisons ici que la méthode retenue pour le calcul des parcs photovoltaïques est la méthode de la moyenne annuelle d'irradiation.

III.3.1 Bilans de puissance :

Les tableaux III.1 et III.2 dressent la liste des charges électriques présentes dans les sites BTS et BSC. Leurs tensions d'alimentation, leurs puissances nominales ainsi que leurs durées d'utilisations y sont indiquées.

III.3.1.1 Bilan pour un site BTS :

<i>Désignation des charges</i>	<i>Puissance nominale P_n (W)</i>	<i>Tension d'alimentation</i>	<i>Durée d'utilisation</i>	<i>Consommation E_c (kWh/j)</i>
BTS900	700	DC 48V	24 heures	16,8
BTS1800	700	DC 48V	24 heures	16,8
THS	3000	DC 48V	24 heures	72
Climatiseur HP48 MEGA HISSOTTO	8010	AC 230V	6 heures	48,06
Balisage Nocturne	500	AC 230V	8 heures	4
Éclairage	1000	AC 230V	10 heures	10
Détection incendie	500	AC 230V	24 heures	12

Tableau III.1- Bilan de puissance pour le site BTS.

III.3.1.2 Bilan pour un site BSC :

Désignation des charges	Puissance nominale P_n (W)	Tension d'alimentation	Durée d'utilisation	Consommation E_c (kWh/j)
BSC	2000	DC 48V	24 heures	48
BTS900	700	DC 48V	24 heures	16,8
BTS1800	700	DC 48V	24 heures	16,8
THS	3000	DC 48V	24 heures	72
SDH	1000	DC 48V	24 heures	24
Climatiseurs HP48 MEGA HISSOTTO	2*8010	AC 230V	6 heures	2*48,06
Balisage Nocturne	500	AC 230V	8 heures	4
Éclairage	1000	AC 230V	10 heures	10
Détection incendie	500	AC 230V	24 heures	12

Tableau III.2- Bilan de puissance pour le site BSC.

Notons que les premières charges apparaissant dans ces deux tableaux sont des équipements de transmission alimentés sous une tension continue de 48V.

Du fait de l'importante des puissances des équipements et de la nature de leurs tensions d'alimentation, nous avons opté pour la séparation des charges alternatives de celles continues. Nous aurons ainsi à dimensionner deux installations photovoltaïques par site : une installation pour pourvoir aux besoins énergétiques des équipements de télécommunications et une installation pour les équipements annexes (en alternatif). L'autre raison de la séparation en deux installations par site est le besoin évident de continuité de service dans les équipements de transmission dans le cas où par exemple la climatisation venait à trop solliciter le stockage.

Maintenant, nous procédons au calculs consommations des charges au niveau de chaque site, alors l'énergie totale consommée est :

Site BTS	Consommation totale (kWh/jour)
Charge DC	105,6
Charge AC	74,06

Tableau III-3 : Estimation de l'énergie consommée en DC, AC pour BTS.

Site BSC	Consommation totale (kWh/jour)
Charge DC	177,6
Charge AC	122,12

Tableau III-4 : Estimation de l'énergie consommée en (AC, DC) pour BSC.

III.3.2 dimensionnement du champ photovoltaïque :

III.3.2.1 Calcul de l'énergie à produire :

Pour le calcul de la puissance crête des parcs photovoltaïque nécessaire pour notre installation, il est primordial de connaître l'irradiation mensuelle du lieu d'implantation, en considérant les données par le tableau suivant pour la loquacité d'Alger :

Mois	flux d'irradiation solaire reçue sur un site D'Alger (KWh/m ² jour)
Janvier	2,9323
Février	3,9285
Mars	4,6483
Avril	5,4964
Mai	5,8346
Juin	5,9332
Juillet	6,5289
Août	4,4354
Septembre	4,4354
Octobre	4,4354
Novembre	3,2256
Décembre	3,2733
Moyenne	4,5923

Tableau III-5 : Irradiation mensuelle moyenne du site d'Alger [21].

Nous avons vu dans le chapitre II que la puissance crête est donnée par la formule suivante :

$$P_{pv} = E_c / k I_r \quad \text{(III-1)}$$

∝ P_{pv} : La puissance crête à produire par le champ photovoltaïque W_c .

∝ E_c : L'énergie totale consommée en Wh/j.

∝ k : le coefficient correcteur. Sa valeur théorique est comprise entre 0.55 et 0.75, mais en pratique la moyenne utilisée pour les systèmes avec batterie est 0.65.

Site BTS	Puissance crête PV (kWc)
Charge DC	35,37
Charge AC	24,81

Tableau III-6 : La puissance crête produite par le champ photovoltaïque pour BTS.

Site BSC	Puissance crête PV (kWc)
Charge DC	59,49
Charge AC	40,91

Tableau III-7 : La puissance crête produite par le champ photovoltaïque pour BSC.

III.3.2.2 Le choix de la tension de fonctionnement :

La tension du champ photovoltaïque dépend du type d'applications, de la puissance photovoltaïque du système, de la disponibilité des matériels (modules et récepteurs), de l'extension géographique du système. Elle est choisie généralement en fonction de la puissance crête du champ tel que rappelé dans le chapitre précédent (section II-4-2-2). Dans notre cas, nous optons pour une tension du champ PV de 120 VCC pour les sites BTS et BSC, soit :

$$V_{pv} = 120V$$

III.3.2.3 Détermination du nombre de modules à installer :

Le nombre de modules total photovoltaïques est calculé en fonction des caractéristiques du module choisi et de la puissance crête du générateur par l'équation suivante :

$$\begin{aligned}
 & \mathbf{N} = \mathbf{P}_{pv} / \mathbf{P}_m \\
 \bullet & \text{ Le nombre de modules connectés en série } (\mathbf{N}_s) \text{ est égal à :} \\
 & \mathbf{N}_s = \mathbf{V}_{pv} / \mathbf{V}_m \\
 \bullet & \text{ Le nombre de modules connectés en parallèles } (\mathbf{N}_p) \text{ sera égale à :} \\
 & \mathbf{N}_p = \mathbf{N} / \mathbf{N}_s
 \end{aligned}
 \quad \left. \vphantom{\begin{aligned} \mathbf{N} = \mathbf{P}_{pv} / \mathbf{P}_m \\ \mathbf{N}_s = \mathbf{V}_{pv} / \mathbf{V}_m \\ \mathbf{N}_p = \mathbf{N} / \mathbf{N}_s \end{aligned}} \right\} \quad \text{(III-2)}$$

Avec :

- V_m : est la tension du module choisi.
- P_m : puissance crête d'un module.
- N : nombre de module.

Nous avons choisi pour notre installation un module de type ES725. Ses paramètres sont représentés dans le tableau suivant :

Puissance crête Pmax	(Wc)	250
Tension nominale Vn	(V)	24
Tension à puissance max Vmpp	(V)	30,3
Tension de circuit ouvert Vco	(V)	36,8
Intensité de puissance maximale Impp	(A)	8,25
courant de court de circuit Icc	(A)	8,62

Tableau III-8 : les paramètres de module ES725. (Annexe 1)

Alors le nombre total des modules à installer sont :

Site BTS	le nombre de modules totaux	le nombre de modules en parallèles	le nombre de modules en séries
Charge DC	145	29	5
Charge AC	100	20	5

Tableau III-9 : le nombre de modules calculé pour BTS.

Site BSC	le nombre de modules totaux	le nombre de modules en parallèles	le nombre de modules en séries
Charge DC	240	48	5
Charge AC	165	33	5

Tableau III-10 : le nombre de module total calculé pour BSC.

S'agissant de l'orientation et de l'inclinaison, les modules seront fixés face sud avec une inclinaison égale à latitude du lieu augmentée de 10° soit :

$$\text{Inclinaison des modules } (\alpha) = 36^\circ + 10^\circ = 46^\circ$$

III.3.2.4 La puissance corrigée de champ photovoltaïque :

D'après les résultats obtenus par (cf. tableau III-(9 et 10)) et (cf. tableaux III-8), on déduit que la puissance corrigée de champ photovoltaïque se calcule par cette formule :

$$P_{pv} = N_p N_s P_m \tag{III-3}$$

œ Pour la station BTS, les Puissances crêtes PV corrigées sont:

œ Charge DC : 36,25 kWc

œ Charge AC : 25 kWc

œ Pour la station BSC, les Puissances crêtes PV corrigées sont :

œ Charge DC : 60 kWc

œ Charge AC : 41,25 kWc

III.3.2.5 Le courant totale fourni par GPV :

Pour calculer le courant totale fourni par les panneaux ; on applique l'équation suivante :

$$I_{tot} = N_p I_{pm} \quad (III-4)$$

- I_{tot} : le courant totale fourni par les panneaux.
- I_{pm} : le courant totale fourni par le module.

Les résultats sont montrés dans les tableaux suivants :

œ Pour la station BTS, les courants totaux sont :

œ Charge DC : 239,25 A

œ Charge AC : 165 A

œ Pour la station BSC, les courants totaux sont :

œ Charge DC : 396 A

œ Charge AC : 272,25 A

III.4 DIMENSIONNEMENT DES BATTERIES :

Pour déterminer la capacité, on utilise la formule suivante :

$$C_{bat} = E_C N_j / PDD V_{bat} \eta_{bat} \quad (III-5)$$

Avec:

- V_{bat} : est la tension d'utilisation de la batterie, On choisissant des batteries qui fonctionnent avec une tension 120V.
- **PDD** : la profondeur de décharge maximale admise (égal à 0,8).
- η_{bat} : est le rendement de la batterie (égal à 0,9).
- **N_j** : le nombre de jours d'autonomie (égal à 3jours).

Calcul de la capacité de la batterie nécessaire de l'installation GPV pour alimenter les stations BTS et BSC sont :

œ Pour la station BTS, la capacité de la batterie est :

œ Charge DC : 3666,66 Ah

œ Charge AC : 2571,52 Ah

œ Pour la station BSC, la capacité de la batterie est :

œ Charge DC : 6166,66 Ah

œ Charge AC : 4240,27 Ah

On doit corriger la capacité de la batterie (existante sur le marché) :

œ Pour la station BTS, la capacité de la batterie est :

œ Charge DC : 3720 Ah

œ Charge AC : 2640 Ah

œ Pour la station BSC, la capacité de la batterie est :

œ Charge DC : 6240 Ah

œ Charge AC : 4320 Ah

III.5 DIMENSIONNEMENT DU REGULATEUR :

Parmi les différents types de régulateurs qu'on a cités dans le chapitre I, on a choisi celui le mieux adapté à notre installation. C'est un régulateur MPPT (pour des grandes puissances), avec une tension d'alimentation : $V_{pv} = 120V$

- le courant de sortie maximale est : $I_s = I_{pm} 1,25$
 - le courant de d'entrée maximale est : $I_e = I_{pv} 1,25$
- } (III-6)

Les courants maximaux (entrée/sortie) des régulateurs sont :

➤ Pour la station BTS :

- Charge DC :

œ Le courant d'entrée = Le courant de sortie = 300 A

- Charge AC :

œ Le courant d'entrée = Le courant de sortie = 207 A

➤ Pour la station BSC :

- Charge DC :

œ Le courant d'entrée = Le courant de sortie = 495 A

- Charge AC :

œ Le courant d'entrée = Le courant de sortie = 341 A

III.6 DIMENSIONNEMENT DE L'ONDULEUR :

- D'après l'étude qu'on a faite, on trouve que la partie de la charge alternative fonction avec une tension simple ($V = 230V$, $P_{nominale}$). Le dimensionnement sera basé sur :
- Le rendement : c'est la conversion (DC/AC) qui atteint des valeurs assez élevées en fonctionnement nominal (égale à **0,9**).
- La consommation à vide : c'est l'ensemble des pertes induites par l'onduleur en absence de charge, la diminution de ces pertes assure un bon stockage dans l'accumulateur.
- La fréquence sera **50Hz**.

- La tension d'entrée : elle est égale à celle de la batterie (120V).
- La puissance nominale est donnée par cette équation :

$$P_{\text{ond}} = P_n / \eta_{\text{ond}} \quad (\text{III-7})$$

œ Pour le site BTS : $P_{\text{ond}} = 12 \text{ kVA}$.

œ Pour le site BSC : $P_{\text{ond}} = 20 \text{ kVA}$.

III.7 DIMENSIONNEMENT DU HACHEUR DEVOLTEUR :

Le choix de la fréquence est primordial dans le dimensionnement de cette structure. En effet, les fréquences inférieures à 100 kHz engendrent des perturbations acoustiques provoquées par les inductances. Par ailleurs, l'emploi des MOSFET limite la fréquence à quelques dizaines de kilohertz. La fréquence de travail sera donc, comprise entre 50 et 100 kHz. Dans notre application, un convertisseur BUCK (abaisseur) est choisi pour les deux raisons suivantes. Premièrement, la tension de sortie (ici les charges) est 48 volts alors que la tension d'entrée (le générateur photovoltaïque) se situe à 120 volts. Le convertisseur BUCK permet donc de convertir la tension continue du GPV en une autre tension continue de plus faible valeur pour la consommation des charges. Deuxièmement, le régulateur BUCK autoalimenté nécessite une tension d'entrée supérieure à 120 volts pour fonctionner et donc alimenter des composants électroniques.

Avec les équations qu'on a déjà dans le chapitre II-20 nous allons établir le « modèle moyen » du buck qui sera utilisé pour les simulations dans le chapitre IV.

III.8 DIMENSIONNEMENT DES CABLES :

Il est nécessaire de limiter la longueur des câbles électriques entre le générateur photovoltaïque et les récepteurs. Cette distance n'excède jamais quelques mètres. En effet les systèmes solaires fonctionnent généralement sous, faible tension (12V, 24V, 48V, 60V jusqu'à 120V) donne avec un courant assez élevé ($P=V I$, si V est faible, I est élevé pour une même puissance). Le transport à distance de ce courant de plusieurs ampères implique inévitablement des pertes par effet joule aux niveaux des conducteurs

$$P_j = \Delta V \cdot I = R \cdot I^2 \quad \Leftrightarrow \quad \Delta V = R \cdot I \quad (\text{III-8})$$

- P_j : les pertes par effet joule.
- ΔV : est la chute de tension des câbles électriques.
- R : la résistance du conducteur.

III.8.1 Calcul de la section des câbles de la partie AC :

La chute de tension dans un circuit électrique alternatif se calcule à l'aide de la formule suivante :

$$\Delta V = B I_B \left(\rho l \frac{1}{S} \cos \delta + \chi l \sin \delta \right) \quad (\text{III-9})$$

Où :

- ΔV : Chute de tension (V) ;
- **B**: Coefficient qui vaut 1 en triphasé et 2 en monophasé [22];
- ρ : Résistivité du matériau conducteur (cuivre ou aluminium) en service normal, soit 1,25 fois la résistivité à 20°C ($\rho = 0,017 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre et $\rho = 0,025 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour l'aluminium) ;
- **l** : Longueur de la canalisation (m) ;
- **S** : Section des conducteurs (mm^2) ;
- $\cos \delta$: facteur de puissance (δ est le déphasage entre le courant et la tension alternatif); cette donnée est inscrite sur la fiche technique des onduleurs et vaut (1) généralement ;
- I_B : Courant maximal d'emploi ;
- χ : Réactance linéique des conducteurs (Ω / m).

La réactance des conducteurs, notée χ , dépend de la disposition des câbles entre eux.

œ $\chi = 0,08 \times 10^{-3} \Omega / \text{m}$ pour les câbles tripolaire.

œ $\chi = 0,09 \times 10^{-3} \Omega / \text{m}$ pour les câbles unipolaires serres en nappes ou en triangle.

œ $\chi = 0,15 \times 10^{-3} \Omega / \text{m}$ pour les câbles unipolaires espaces entre eux d'une distance égale à $d = 8 r$ (rayon).

Dans le cas général des installations photovoltaïques, le facteur de puissance $\cos(\delta) = 1$. Cela signifie que $\sin(\delta) = 0$. Par conséquent, le deuxième terme de la formule de la chute de tension des câbles coté AC est nul. Ainsi, il n'est pas nécessaire de connaître la réactance des conducteurs pour calculer la chute de tension cote AC.

Le calcul de la chute de tension cote AC d'une installation photovoltaïque se fait :

$$\Delta V = B \rho I_B l \frac{1}{S} \cos \delta \quad (\text{III-10})$$

La section des câbles AC entre l'onduleur et le point de raccordement sera calculée en fonction de la limitation de la chute de tension à une valeur inférieure à (1 %) (en Basse Tension).

Notons ε est la chute de tension admissible tolérée par la NF CI5-100. Elle est donnée [22]:

$$\varepsilon = \Delta V / V_{\text{nom}} \quad (\text{III-11})$$

Où:

- ΔV : Chute de tension (V) ;

- V_n : Tension nominale en sortie de l'onduleur : $V_n=230V$.

En combinant ces deux dernières relations, nous trouvons l'expression qui permet de calculer la section d'un câble AC :

$$S=B \rho I_B l \frac{1}{\varepsilon V_n} \cos \delta \quad (\text{III-12})$$

Pour notre choix d'installation :

- $B=2$ (onduleur monophasé).
- $\rho=0,017 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (câbles en cuivre).
- $l=10$ m de l'onduleur jusqu'à la charge.
- $\varepsilon=0,02$
- $\cos \delta \approx 1$
- $V_n=230$ V (tension simple) ;
- P_{nonnd} : la puissance crete du GPV.

$$P_{\text{nonnd}} = V_n I \quad (\text{III-13})$$

Station BTS			Station BSC		
$P_{\text{ond}}=12\text{kW}$	$I=52,17\text{A}$	$I_B=I*1,25=65,2\text{A}$	$P_{\text{ond}}=20\text{kW}$	$I=86,96\text{A}$	$I_B=I*1,25=108,7\text{A}$
$S=6 \text{ mm}^2$			$S=10 \text{ mm}^2$		

Tableau III-11 : La section de câble entre l'onduleur et la charge alternative.

III.8.2 Calcul de la section des câbles de la partie DC :

D'après ces formules on peut calculer toutes les sections de tous les équipements de l'installation [22]:

$$\left. \begin{aligned} & \bullet S = \rho l \frac{1}{R} \\ & \bullet R = \frac{\Delta V}{I} \\ & \bullet \varepsilon = \frac{\Delta V}{V} \Rightarrow \Delta V = \varepsilon V \end{aligned} \right\} S = \rho l I_B \frac{1}{\varepsilon V} \quad (\text{III-14})$$

III.8.2.1 Entre régulateur et panneaux :

La chute de tension admissible tolérée $\varepsilon=0.04$, $\rho=0,017 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (câbles en cuivre). $V=120V$, $l=50$ m selon la position de panneaux, pour le générateur le plus éloigner des régulateurs [22].

∞ La surface d'un panneau = $1,63 \text{ m}^2$. La section des câbles solaires est 4mm^2 double et câbles isolation équipés MC4 (long 1,2m), (voir annexe 1). Pour raccorder toute les branches, on doit utiliser des boitiers de raccordements de tel sorte la section augmentera à la sortie de ces dernières.

- Pour la station BTS :
 - Charge DC :
 - ∞ Le courant de régulateur : 239,25 A
 - ∞ La section du câble pour le régulateur est : 70 mm²
 - Charge AC :
 - ∞ Le courant de régulateur : 165 A
 - ∞ La section du câble pour le régulateur est : 50 mm²
- Pour la station BSC :
 - Charge DC :
 - ∞ Le courant de régulateur : 396 A
 - ∞ La section du câble pour le régulateur est : 95 mm²
 - Charge AC :
 - ∞ Le courant de régulateur : 272,25 A
 - ∞ La section du câble pour le régulateur est : 70 mm²

III.8.2.2 Entre régulateur et batteries :

La chute de tension admissible tolérée est : $\varepsilon=0.004$ et la longueur du câble est $l = 2m$ ainsi la tension d'alimentation $V=120V$ [22].

- Pour la station BTS :
 - Charge DC :
 - ∞ Le courant de la batterie : 239,25 A
 - ∞ La section du câble pour la batterie est : 25 mm²
 - Charge AC :
 - ∞ Le courant de la batterie : 165 A
 - ∞ La section du câble pour la batterie est : 16 mm²
- Pour la station BSC :
 - Charge DC :
 - ∞ Le courant de la batterie : 396 A
 - ∞ La section du câble pour la batterie est : 35 mm²
 - Charge AC :
 - ∞ Le courant de la batterie : 272,25 A
 - ∞ La section du câble pour la batterie est : 25 mm²

III.8.2.3 Entre régulateur et onduleur :

La chute de tension admissible tolérée à l'entrée d'onduleur $\varepsilon = 0.004$ [22]. $l = 5$ m, $V = 120$ V.

- Pour la station BTS :
 - Charge AC :
 - ☞ Le courant à l'entrée d'onduleur : 165 A
 - ☞ La section du câble pour l'onduleur : 50 mm²
- Pour la station BSC :
 - Charge AC :
 - ☞ Le courant à l'entrée d'onduleur : 272,25 A
 - ☞ La section du câble pour l'onduleur est : 70 mm²

III.8.2.4 Entre régulateur et hacheur dévolteur :

Utilité d'un hacheur dévolteur 120V/48V pour alimenter les charges continues aux stations BTS et BSC. Alors que ses charges fonctionnent à 48V. Nous prenons ($l = 5$ m, $\varepsilon = 0.004$, $V = 120$ V).

- ❖ Entre régulateur et hacheur dévolteur :
 - Pour la station BTS :
 - Charge DC :
 - ☞ Le courant à l'entrée du hacheur dévolteur est : 239,25 A
 - ☞ La section du câble pour le hacheur dévolteur est : 70 mm²
 - Pour la station BSC :
 - Charge DC :
 - ☞ Le courant à l'entrée du hacheur dévolteur est : 396 A
 - ☞ La section du câble pour le hacheur dévolteur est : 95 mm²

III.8.2.5 entre hacheur dévolteur et les charge continues :

Nous prenons ($l = 10$ m, $\varepsilon = 0.02$, $V = 48$ V).

- ❖ Entre hacheur dévolteur et la charge :
 - Pour la station BTS :
 - Charge DC :
 - ☞ Le courant à l'entrée du hacheur dévolteur est : 93,75 A
 - ☞ La section du câble pour le hacheur dévolteur est : 16 mm²
 - Pour la station BSC :
 - Charge DC :
 - ☞ Le courant à l'entrée du hacheur dévolteur est : 154,16 A
 - ☞ La section du câble pour le hacheur dévolteur est : 25 mm²

III.9 MONTAGE DES DEFERENTS ELEMENTS DU SYSTEME PV :

Le montage du système photovoltaïque consiste à assembler les différentes parties du système:

III.9.1 montage des modules :

Différentes solutions conviennent pour l'installation des modules suivant la configuration du lieu:

- Le montage surimposé en toiture ou façade
- L'intégration au bâtiment
- Le montage sur châssis
 - ∞ Le lieu choisi pour l'implantation des modules est une charpente métallique et les modules seront posés sur un support intégré en bâtiment. Donc nous réaliserons une structure porteuse sur mesure pour fixer tous les modules (voir Annexe 1).

Les surfaces estimées et disponibles sur la charpente métallique sont deux :

$$(35 * 50 = 1750 \text{ m}^2 \quad \text{et} \quad 35 * 25 = 875 \text{ m}^2).$$

La surface nécessaire pour tous les modules est égale à :

$$\text{Surface} = A_m B_m N \quad \text{(III-15)}$$

Avec:

- A_m : longueur d'un module
- B_m : largeur d'un module
- N : nombre total des modules
- le module choisi : $A_m=1,648\text{m}$, $B_m = 0,988 \text{ m}$. (voir ANNEXE1)

Donc, la surface disponible sur la charpente est largement suffisante car ce tableau nous donne :

	Station BTS		Station BSC	
Charges	Alternative	Continue	Alternative	Continue
Surface disponible pour le champ PV	S=163m ²	S=237m ²	S=269m ²	S=391m ²

Tableau III -12: la surface disponible sur la charpente pour toute l'installation.

III.9.2 Montage des batteries :

La batterie est l'élément le plus dangereux dans l'installation photovoltaïque du fait que les gaz qu'elle dégage peuvent causer une explosion. Donc, les batteries doivent être:

- Placées dans un endroit bien aéré

- A l'abri des intempéries
- Disposées cote à cote pour réduire les pertes
- Isolées du sol par des supports isolants
- Leur disposition doit faciliter leur inspection

Pour notre installation, nous proposons de construire une chambre pour les batteries sur la terrasse du local situé à proximité de la charpente métallique.

III.9.3 Montage du régulateur et de l'onduleur :

- Le régulateur doit être fixe proche des batteries à un emplacement facile d'accès pour pouvoir contrôler ses indications et instruments de mesure.
- L'onduleur sera placé le plus proche des batteries pour avoir un rendement optimal

Donc, ils seront placés dans la même chambre que les batteries.

III.10 CONCLUSION :

Dans ce chapitre nous avons dimensionné les différents composants de l'installation photovoltaïque en utilisant la méthode de la moyenne annuelle.

Il est à signaler que les résultats de ce dimensionnement sont conditionnés par les paramètres de base (météorologiques et profil de consommation), afin d'aboutir à une meilleure optimisation des installations photovoltaïques qui demeure l'objectif principal de tout installateur de système photovoltaïque. Pour cet objectif on a une partie de simulation par matlab, ce qu'on aura dans le chapitre suivant.

CHAPITRE IV :

SIMULATION DE SYSTEMES PV POUR SITES BTS ET BSC DE WTA

IV.1 INTRODUCTION :

La simulation digitale sert afin de comprendre le comportement opérationnel de ces composants et les interactions entre eux. Depuis la simulation de la performance d'un système, on peut tracer toutes les étapes de la conversion d'énergie et identifier en détail les pertes à travers le système. Comme la simulation sur ordinateur permet la variation d'une gamme de paramètres d'un système l'investigation comme fonction de ces paramètres, de caractéristiques opérationnelles, du procédé du projet de tel système.

Toutes les opérations de simulation sont faites par le logiciel MATLAB 7.9.0.

IV.2 L'OUTIL MATLAB/SIMULINK :

MATLAB fait également partie d'un ensemble d'outils intégrés dédiés au Traitement du Signal. En complément du noyau de calcul Matlab, l'environnement comprend des modules optionnels qui sont parfaitement intégrés à l'ensemble :

- Une vaste gamme de bibliothèques de fonctions spécialisées (Toolboxes).
- Simulink, un environnement puissant de modélisation basée sur les schémas-blocs et de simulation des systèmes dynamiques linéaires et non linéaires.
- Des bibliothèques de blocs Simulations spécialisés (Blocksets).
- D'autres modules dont un Compilateur, un générateur de code C, un accélérateur.
- Un ensemble d'outils intégrés dédiés au Traitement du Signal : le DSP Workshop.

SIMULINK est une plate-forme de simulation multi-domaine et de modélisation des systèmes dynamiques. Il fournit un environnement graphique et un ensemble de bibliothèques contenant des blocs de modélisation qui permettent le design précis, la simulation, l'implémentation et le contrôle de systèmes de communications et de traitement du signal.

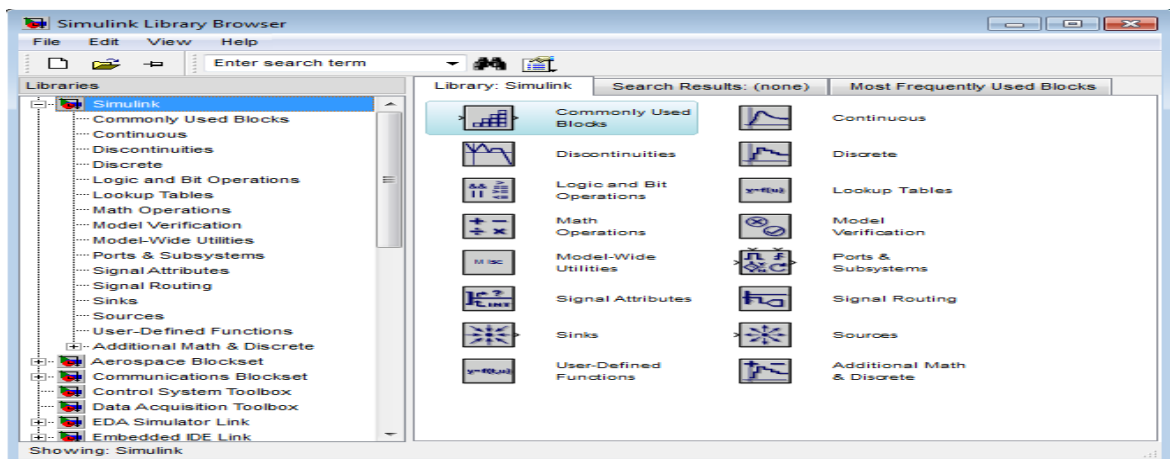


Figure IV -1 : Bibliothèque SIMULINK.

IV.3 LE GENERATEUR PHOTOVOLTAIQUE « GPV » :

IV.3.1 Modèle de la cellule PV :

Dans cette partie, nous présentons la modélisation de l'étage d'adaptation associé aux panneaux solaires et aux batteries. La modélisation nous permettra de simuler l'ensemble de notre système à l'exception du régulateur qui nécessite une connaissance de son comportement. D'après la simulation, nous pourrons savoir comment les batteries se chargent par les panneaux photovoltaïques sous différentes conditions de températures et d'ensoleillement en passant par l'étage d'adaptation. La modélisation permettra également de vérifier le dimensionnement du circuit convertisseur avec la fonction du MPPT. Sur la base du modèle mathématique de la cellule solaire développé dans le sous paragraphe (cf. I-2-3-2-b) du chapitre I, on obtient le bloc schématique de SIMULINK est montré sur la Figure IV -2 :

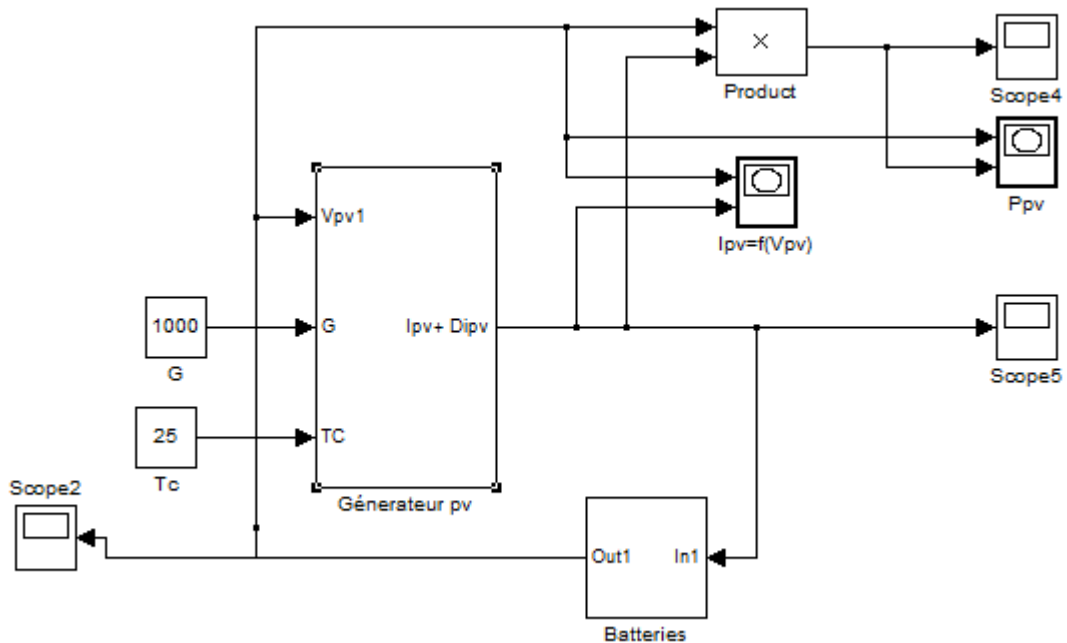


Figure IV-2 : Bloc de la cellule solaire dans SIMULINK.

IV.3.2 Caractérisation du module PV :

Le panneau photovoltaïque ES725, utilisé sur les installations solaires sur le bâtiment, est constitué de 60 cellules en silicium Monocristalline. Ce panneau peut produire une puissance maximale de 250 watts à 30,3 volts.

Ceci nous a permis de déterminer la puissance en fonction de la tension et le courant en fonction de la tension du module étudié pour un éclairement de 1000 W/m².

Les caractéristiques électriques du module Photovoltaïque ES725 en conditions de test standards sont représentées au chapitre III dans (cf. tableau III-8).

Le Module ES725 Photovoltaïque en condition de test standard. La figure ci-dessous présente le block du module photovoltaïque dans l'environnement SIMULINK.

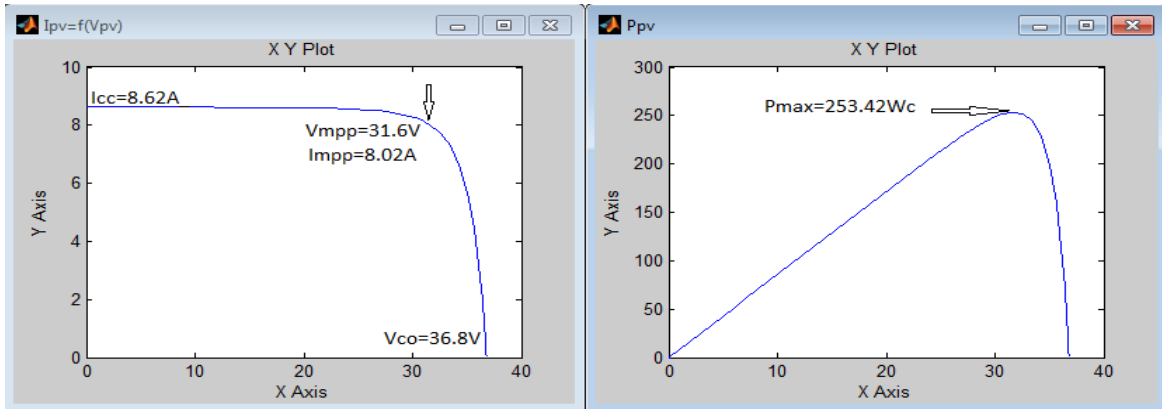


Figure IV-3 : Courbe P(V) et I(V) du module ES725 au STC.

IV.3.2.1 L'influence de l'éclairement sur les caractéristiques de module ES725 :

Les figures suivantes nous montrent les caractéristiques électriques du module ES7250 après son simulation avec MATABL/SIMULINK pour différentes valeurs d'éclairement et pour une température de 25°C.

- Pour un éclairement $E=500W/m^2$

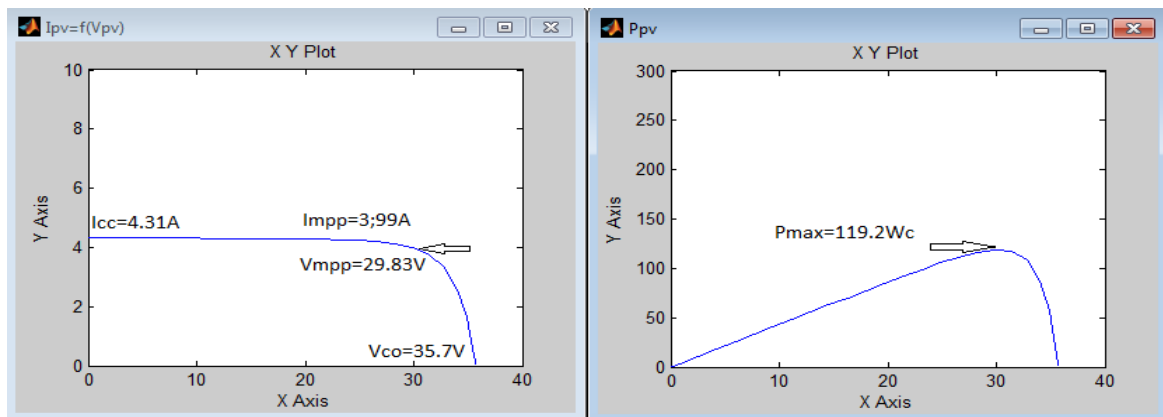


Figure IV-4 : Courbe P(V) et I(V) du module à $E=500W/m^2$.

- Pour un éclairement $E=800\text{ W/m}^2$

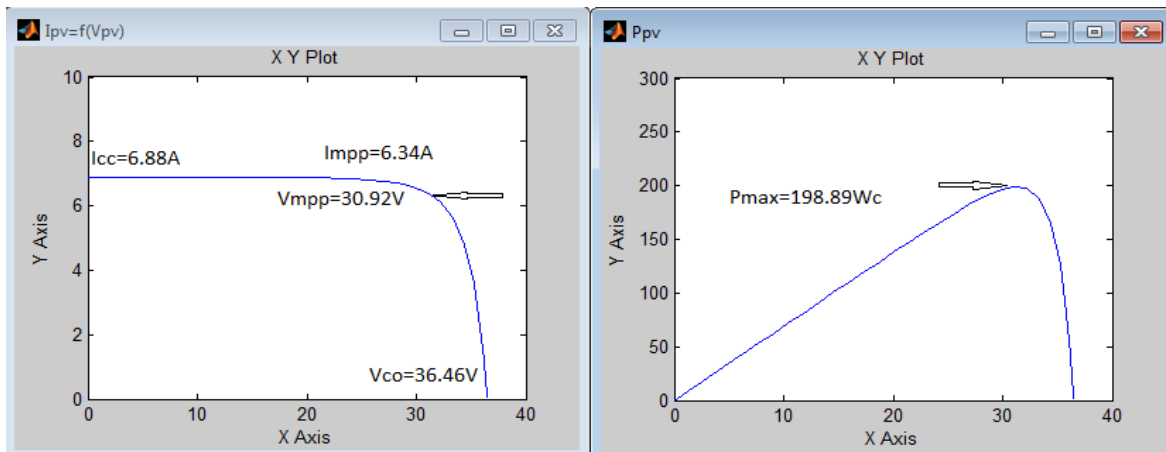


Figure IV-5 : Courbe $P(V)$ et $I(V)$ du module à $E=800\text{ W/m}^2$.

Ces figures montrent l'influence de l'éclairement sur la caractéristique $I(V)$. A une température constante, on constate que le courant subit une variation importante, mais par contre la tension varie légèrement. Car le courant de court circuit est une fonction linéaire de l'éclairement alors que la tension de circuit ouvert est une fonction logarithmique.

IV.3.2.2 L'influence de la température sur les caractéristiques de module ES725 :

Les graphes suivant nous montrent l'influence de la température sur les caractéristiques du panneau pour un éclairement 1000 W/m^2 :

- Pour la température $T=10^\circ\text{C}$:

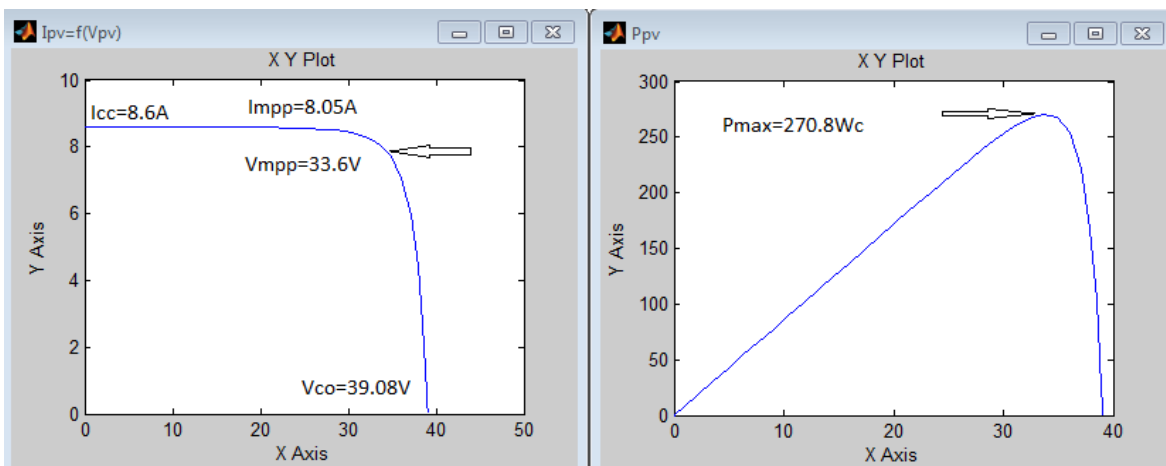


Figure IV-6 : Courbe $P(V)$ et $I(V)$ du module à $T=10^\circ\text{C}$.

- Pour la température $T=50^{\circ}\text{C}$:

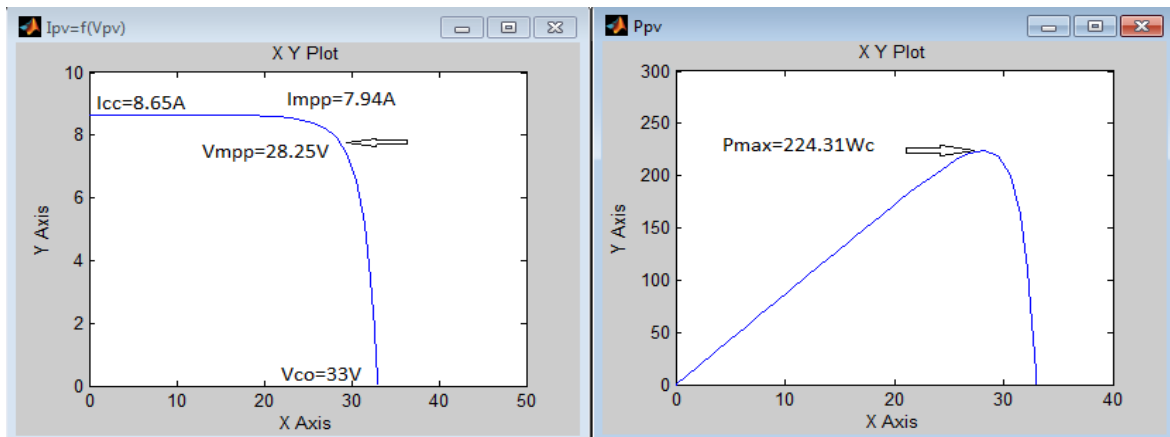


Figure IV-7 : Courbe $P(V)$ et $I(V)$ du module à $T=50^{\circ}\text{C}$.

Ces figures montrent l'influence de la température sur la caractéristique $I(V)$. Il est essentiel de comprendre l'effet de changement de la température d'une cellule solaire sur la caractéristique $I(V)$. Le courant dépend de la température puisque le courant augmente légèrement à mesure que la température augmente, mais la température influe négativement sur la tension de circuit ouvert. Quand la température augmente la tension de circuit ouvert diminue. Par conséquent la puissance maximale du générateur subit une diminution.

Pour assurer le fonctionnement d'un générateur PV à son point de puissance maximale (PPM), des contrôleurs MPPT sont souvent utilisés. Ces contrôleurs sont destinés à minimiser l'erreur entre la puissance de fonctionnement et la puissance maximale de référence variable en fonction des conditions climatiques.

Le schéma de principe de cette méthode P&O est illustré sur la figure suivante :

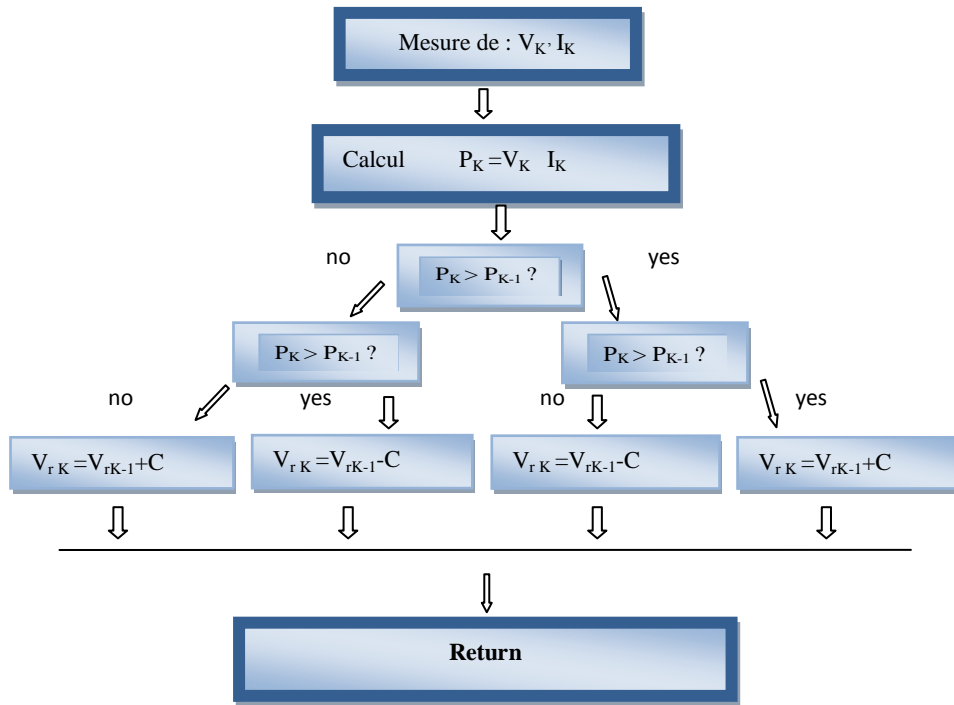


Figure IV-8 : Algorithme d'une commande MPPT basée sur la méthode (P&O.)

IV.4 SIMULATION DE LA PARTIE CONTINUE DC DE LA STATION BSC :

On rajoutant au système précédent (cf. figure IV-2) un MPPT et un régulateur PI. Le schéma suivant montre le block de simulink :

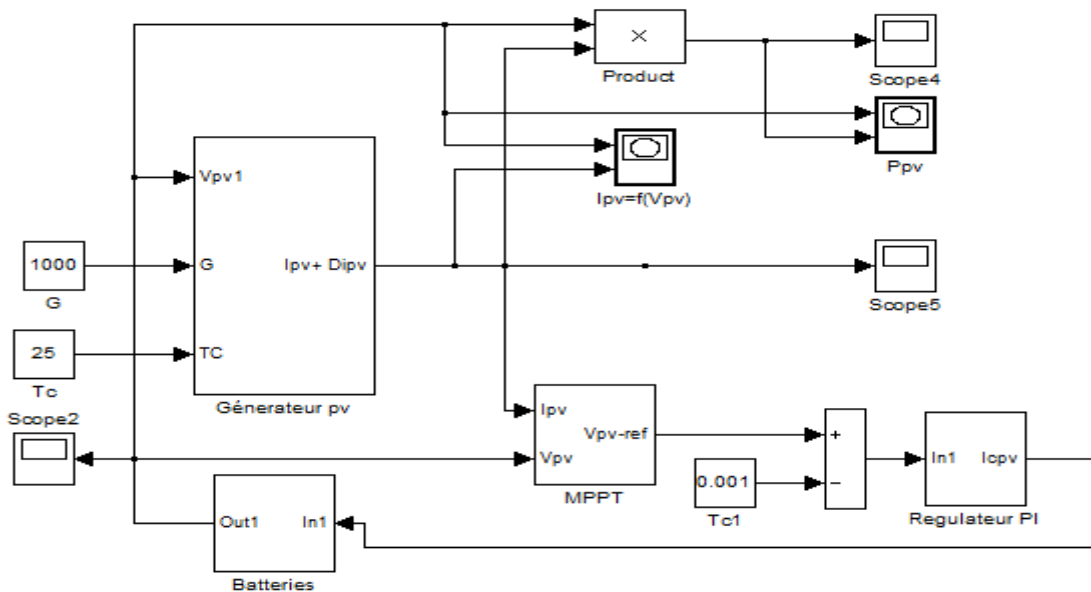


Figure IV-9 : Block de 68 modules+MPPT+PI+Batteries en SIMULINK.

Les résultats de la simulation sont représentés sur la figure suivant :

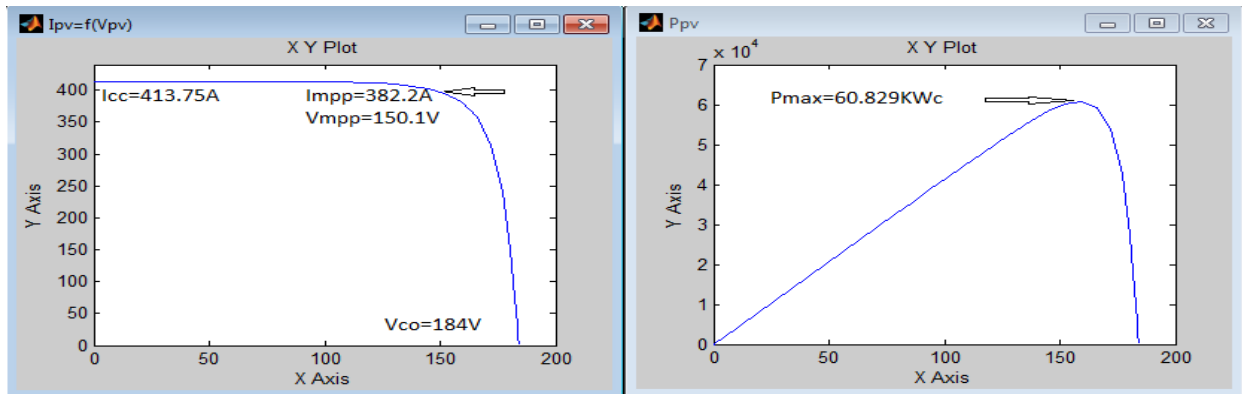


Figure IV-10 : courbes de 240 modules (48 branches par 5 en séries) sur SIMULINK.

Il ya une augmentation de (1.02Wc/panneau) par apport à la valeur de la section III.3.2.4 de la puissance délivrée sans MPPT de la station BSC, ce qui nous donne une valeur de (1.33 KWc) pour 240 modules.

Pour connecter cette énergie a la charge, on doit utiliser un convertisseur CC/CC.

IV.4.1 Convertisseurs CC/CC (Hacheur Dévolteur) :

L'étude de simulation de cette nouvelle technique de commande, appliquée à un convertisseur cc/cc connecté à une charge résistive a été effectuée. Pour la mise en équations du montage du convertisseur, représenté en (cf. figure I-15) dans le chapitre I, la simplification du circuit s'impose.

IV.4.1.1 Simulations MATLAB du hacheur BUCK sans filtre à la sortie de GPV :

%Définition des composants :

$$V_{pv} = 120$$

$$L = 5e-6$$

$$R_L = 1e-3$$

$$C = 100e-6$$

$$R = 3.55$$

$$F = 100e3$$

$$\alpha = 0.50$$

%Calculs des constantes :

$$T = 1/F$$

$$N = 50\% \text{ Nombre de periodes.}$$

$$T_{max} = N * T$$

```

pas = 100%Nombre de points par periode.
dt =T/pas
%Decoupage de la tension d'entrée :
t =[0:dt:Tmax];
Y = t/T - fix(t/T);
v = Vpv*(alpha>Y);
%Preparation des matrices :
A = [-RL/L -1/L;1/C -1/(R*C)]
B = [1/L 0]
MN = inv(eye(2)-dt/2*A)
M = MN*(eye(2)+dt/2*A)
N = MN*(dt/2*B')
%Condition initiales :
%il(1) = 0
%vc(1) = 0
Vch(1) = alpha*Vpv
il(1) = Vch(1)/R
maxi = length(t)
%Calculs des points par la méthode d'intégration par trapéze :
for K = 2:maxi
    X = M*[il(K-1) Vch(K-1)]' + N*(V(K) + V(K-1));
il(K) = X(1);
Vch(K) = X(2);
end;
%Fonction de transfert linéaire :
sys = tf([alpha],[L*C L/R 1])
Vs1 = Vpv*step(sys,t)';
%Affichage des grandeurs%Reponse de la fonction de transfert linéaire :
figure(1)
plot(t,il,'r',t,Vch,'b')
grid

```

✚ les resultats de notre program est :

T = 1.0000e-005 s

N = 50

Tmax = 5.0000e-004 s

pas = 100

dt = 1.0000e-007 s

A=1e+5*

-0.002 -2

0.1 -0.0167

B=1e+5*

2 0

MN=1e+5*

1 -0.01

0.0005 0.99

M= 1 -0.02

0.001 0.9998

N= 0.01

0

maxi = 5001

Transfer fonction :

$$\frac{0.4}{5e-10 s^2 + 8.333e-7 s + 1}$$

Le courant de l'inductance est (-43.15<il<61.6 A) et la tension de la charge est (42.59<Vch<54.15), d'après ces résultats ; la charge ne peut pas supporter ces signaux. Pour résoudre ce problème il le faut un filtre (capacité a la sortie du générateur PV).

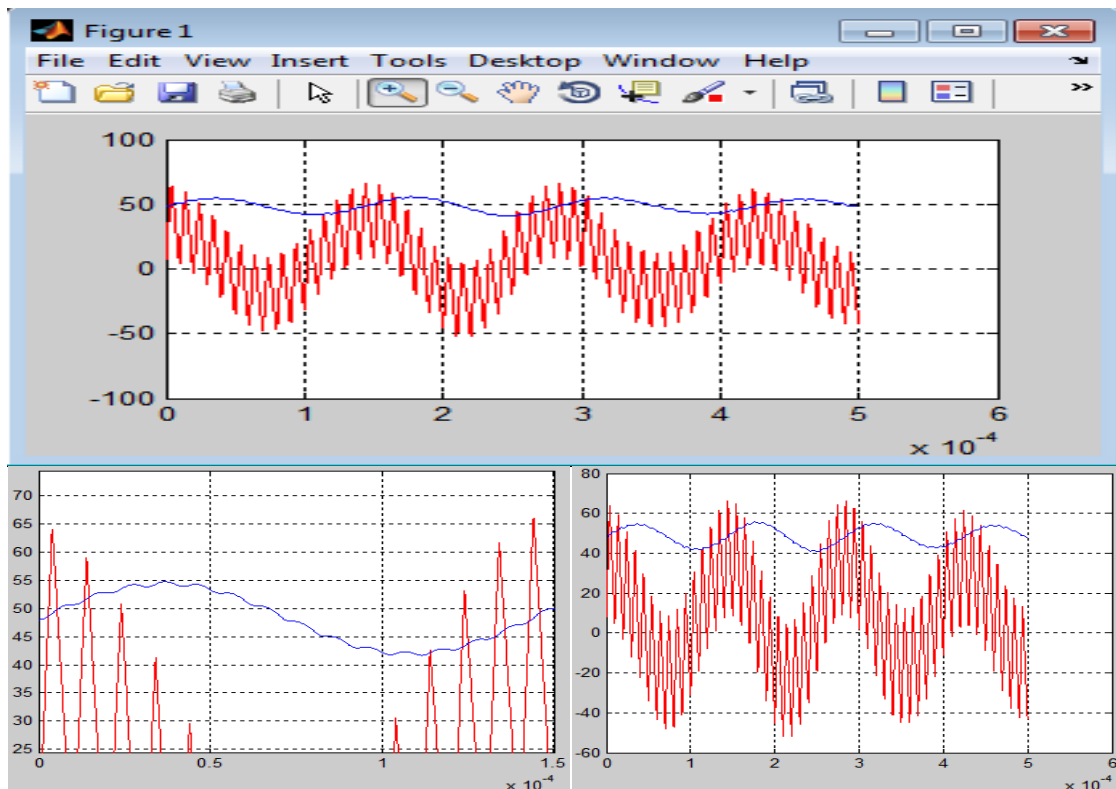


Figure IV -11 : Réponse du hacheur de type BUCK avec 48V et 8A par Matlab.

IV.4.2 Simulations MATLAB du hacheur BUCK avec un filtre à la sortie de GPV :

Le schéma de notre système ‘convertisseur cc/cc – boucle de régulation’ étudié, dans l’environnement Matlab / Simulink est représenté en figure ci-dessous :

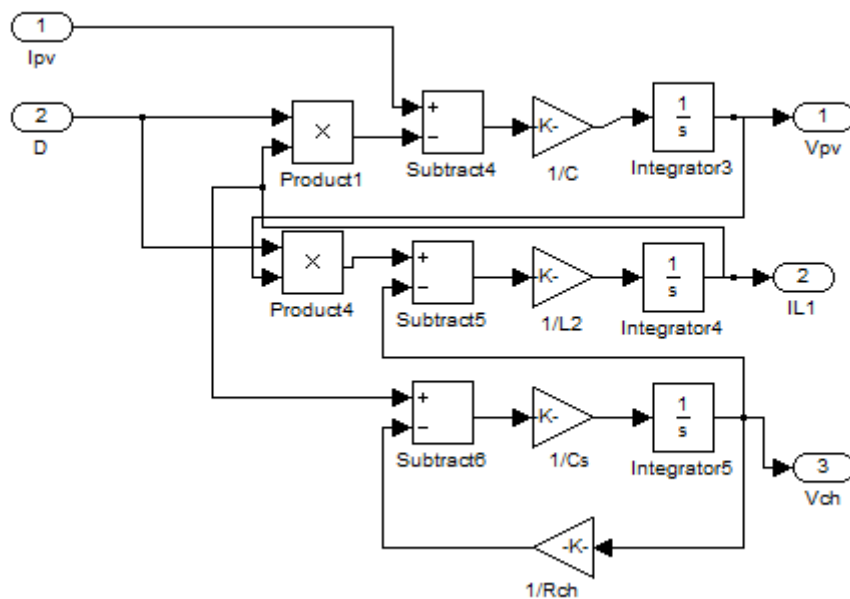


Figure IV -12 : Schéma bloc du Buck dans l’environnement au Matlab/Simulink avec un filtre à la sortie de générateur PV.

Tension d'entrée V_{PVn} (tension de 120.02) et la tension de sortie est celle de référence, elle est constante ($V_r = V_{ch} = 48V$).

Simulation par le biais du programme Simulink, dans le cas étudié, est représenté sur les figures suivantes :

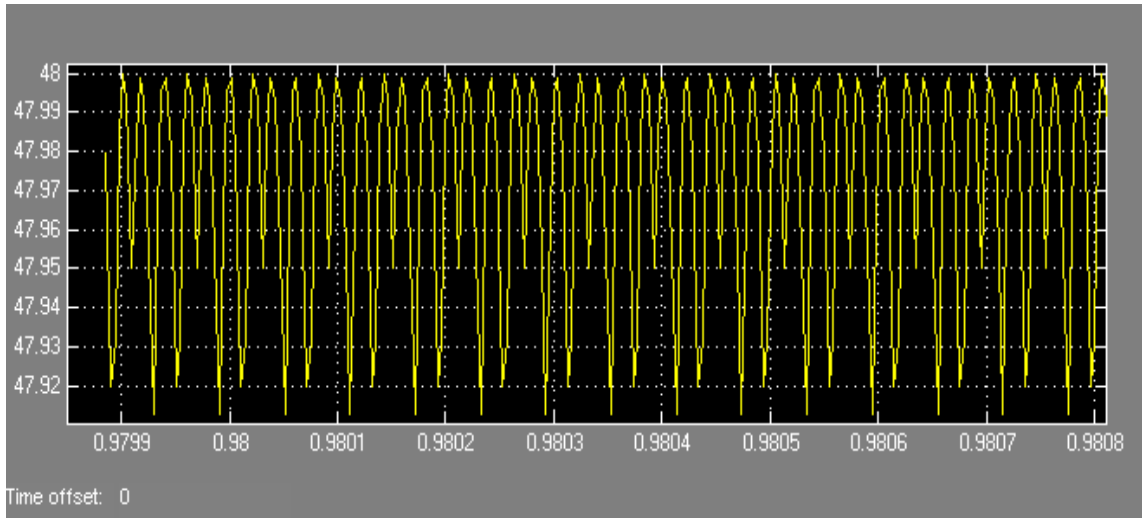


Figure IV-13 : Tension V_{ch} en fonction du temps à la sortie du buck.

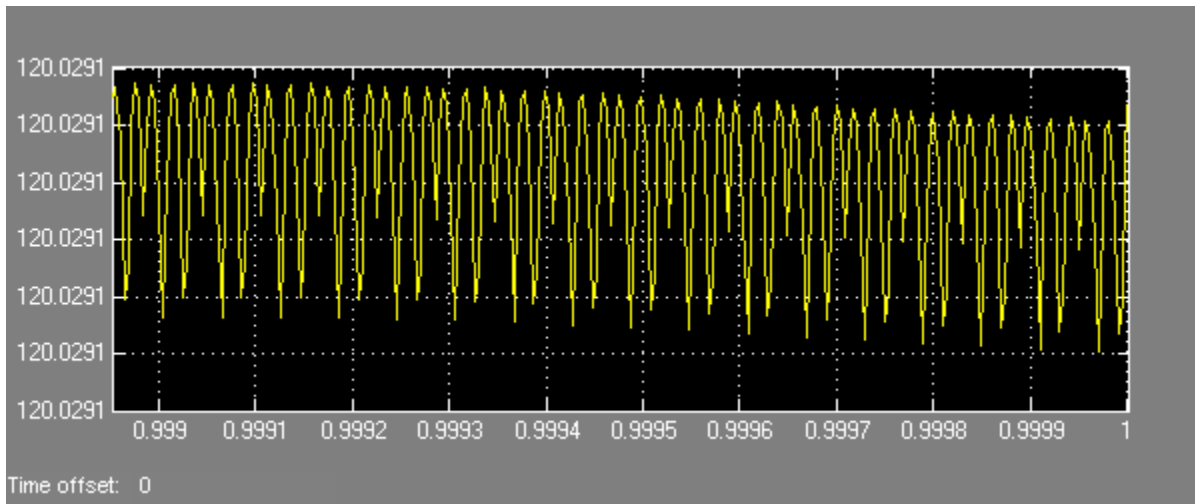


Figure IV-14 : Tension V_{ch} en fonction du temps à la sortie du buck.

Le schéma final de l'installation de la station de BSC est représentée sur la figure suivant :

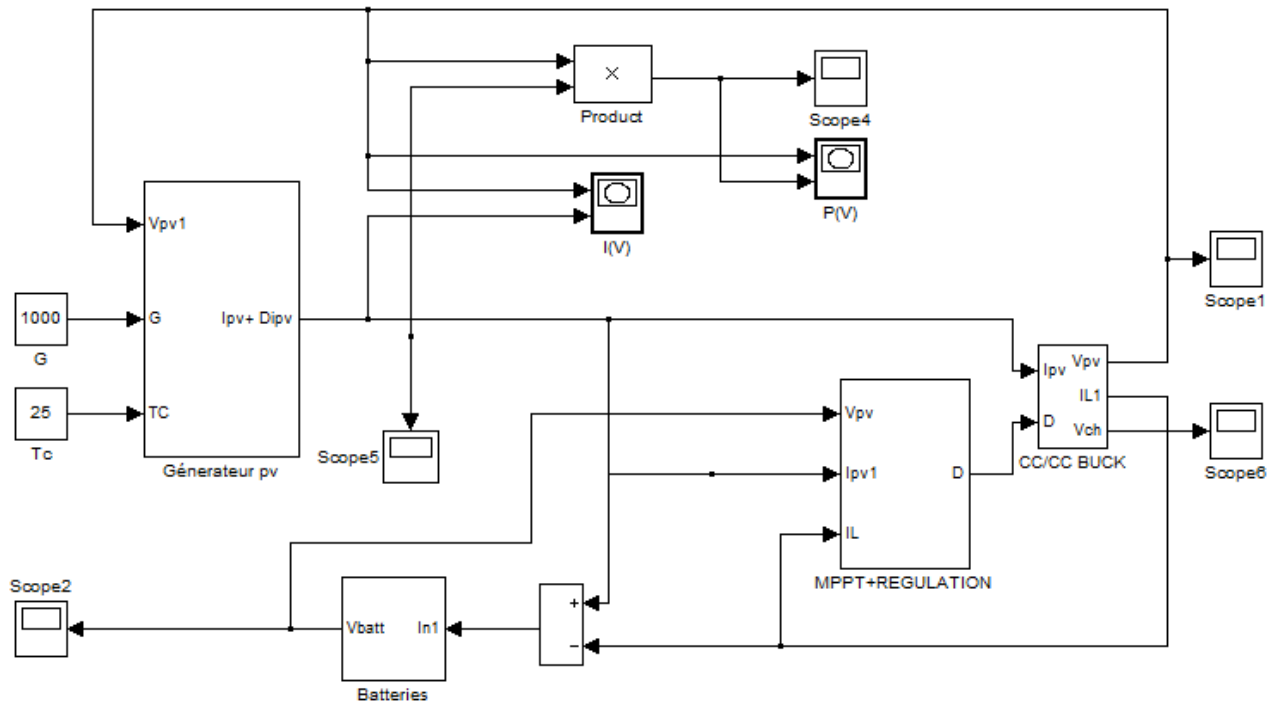


Figure IV-15 : (courbes de 240 modules + MPPT + Régulateur PI + cc/cc Buck + Batteries) en SIMULINK.

IV.5 SIMULATION DE LA PARTIE ALTERNATIVE AC DE LA STATION BSC :

On refait la même façon de simulation de la partie précédente (partie continu), mais on prend les valeurs qu'on a obtenues dans le chapitre III (cf. tableau III-10) qui indique la puissance crête fournie par le GPV. Pour simuler cette partie alternatif, on doit utiliser (cf. figure IV-9).

Les résultats obtenus sont représentées dans les figures suivantes :

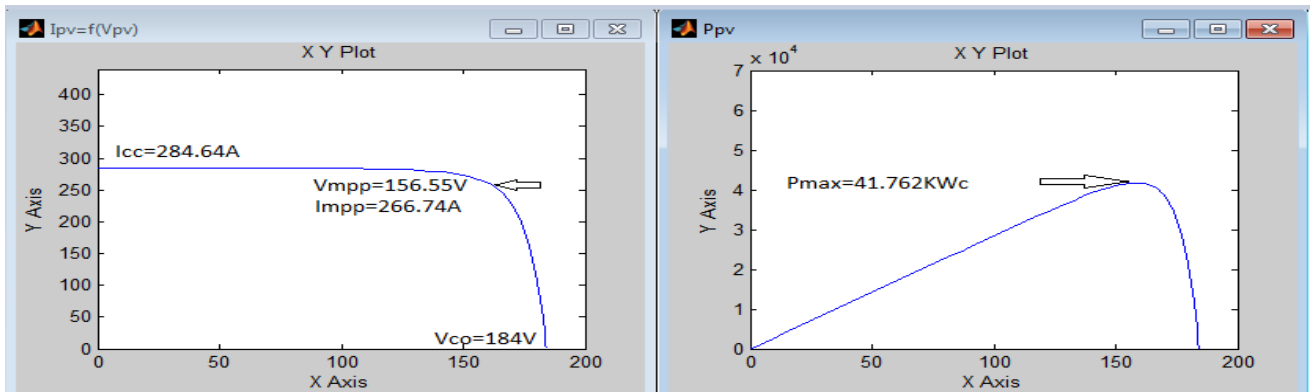


Figure IV-16 : courbes de 165 modules (33 branches par 5 en séries) sur SIMULINK.

Il ya une augmentation de (1.02Wc/panneau) par apport à la valeur de la section III.3.2.4 de la puissance délivrée sans MPPT, ce qui nous donne une valeur de (1.33 KWc) pour 165 modules.

Les charges alternatifs doivent reçois une tension sinusoïdale, alors on doit utiliser un redresseur de tension (continu /alternatif), de tel manière ; cette tension continue délivrée par le GPV sera convertir en alternatif (120VDC en 230 VAC).

IV.5.1 Le schéma bloc de la commande MLI :

La commande MLI présente l'avantage d'une fréquence constante de commutation qui est fixée par la fréquence de l'onde porteuse. Le schéma simulink pour ce type d'onduleur est présenté dans la figure (IV-17).

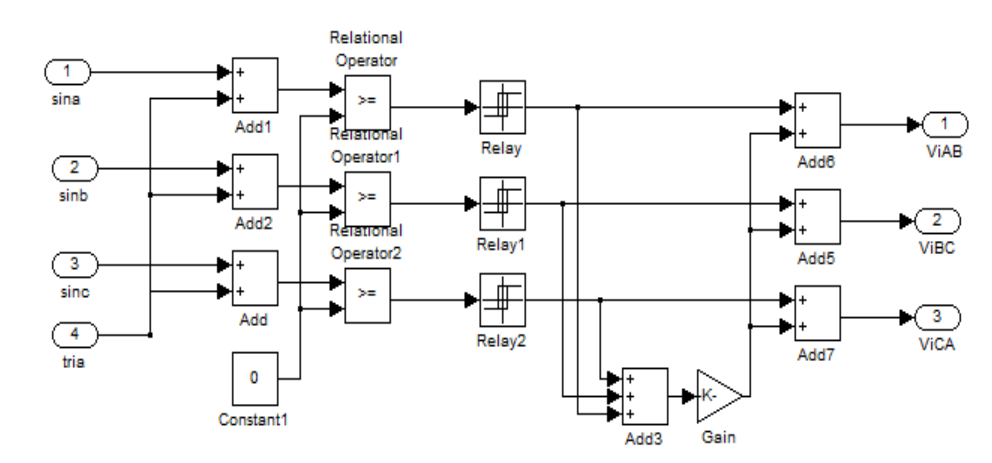


Figure IV-17 : Onduleur de tension avec une onde porteuse

IV.5.2 Simulation du système commandé par (MLI) sinus-triangle :

La figure ci-dessous, présente le schéma de simulation sous MATLAB-SIMULINK du model d'état de l'équation commandée en (MLI).

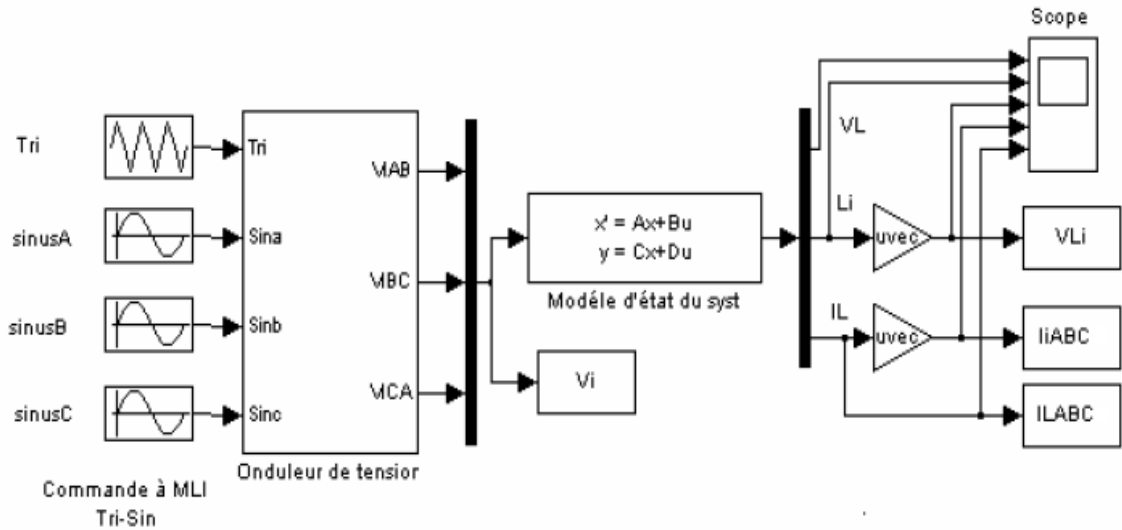


Figure IV-18 : Schéma de simulation sur MATLAB-SIMULINK

Les résultats de simulations de la figure IV-18 caractérisant les tensions et les courants sont donnés par les figures suivantes :

IV.5.2.1 Tensions simple à la sortie de l'onduleur (Va, Vb, Vc):

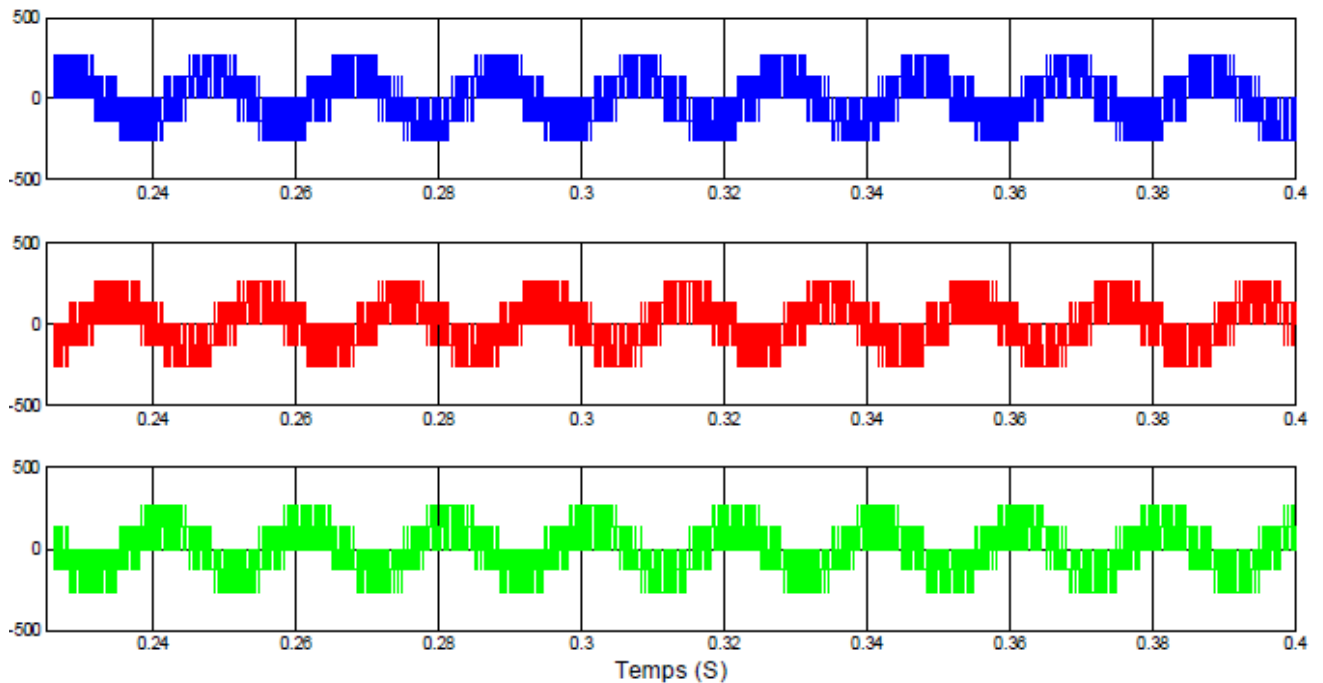


Figure IV-19 : Caractéristiques des tensions simples délivrées par l'onduleur.

IV.5.2.2 Tensions composées à la sortie de l'onduleur (ViAB, ViBC, ViCA) :

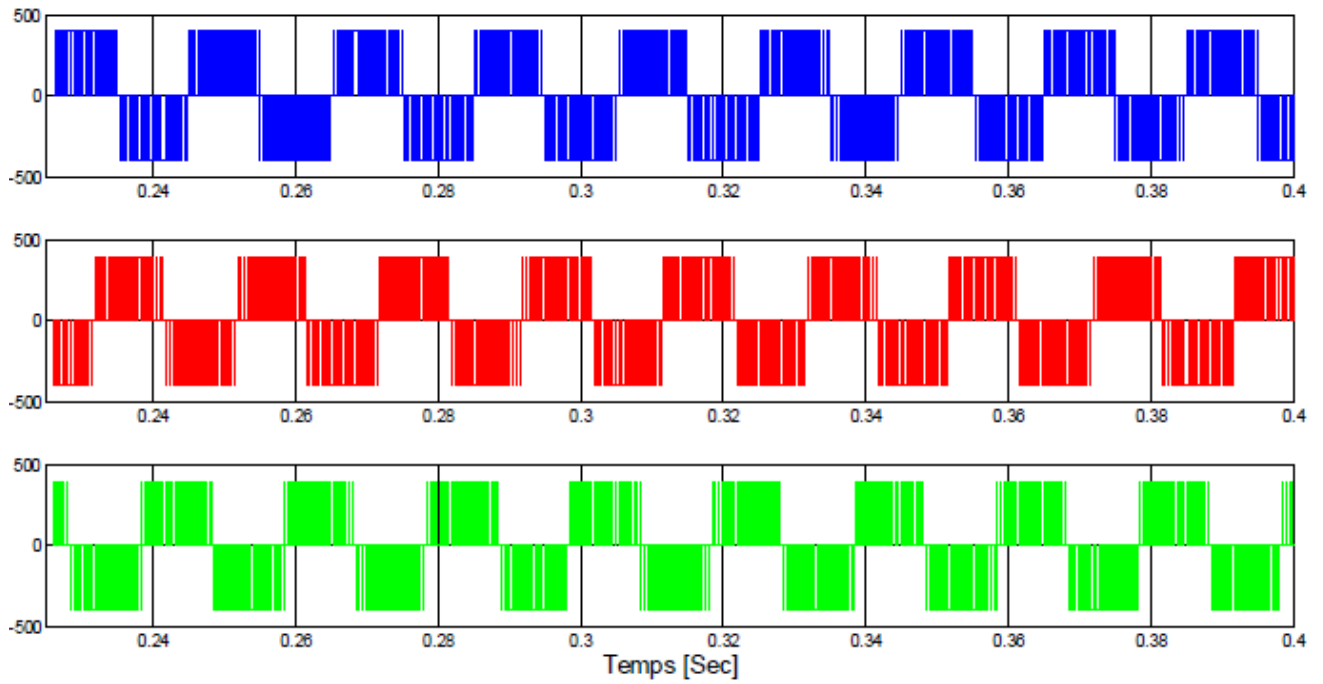


Figure IV-20 :/Caractéristiques des tensions composées à la sortie de l'onduleur.

IV.5.2.3 Courants de lignes à la sorties de l'onduleur (iiA, iiB, iiC):

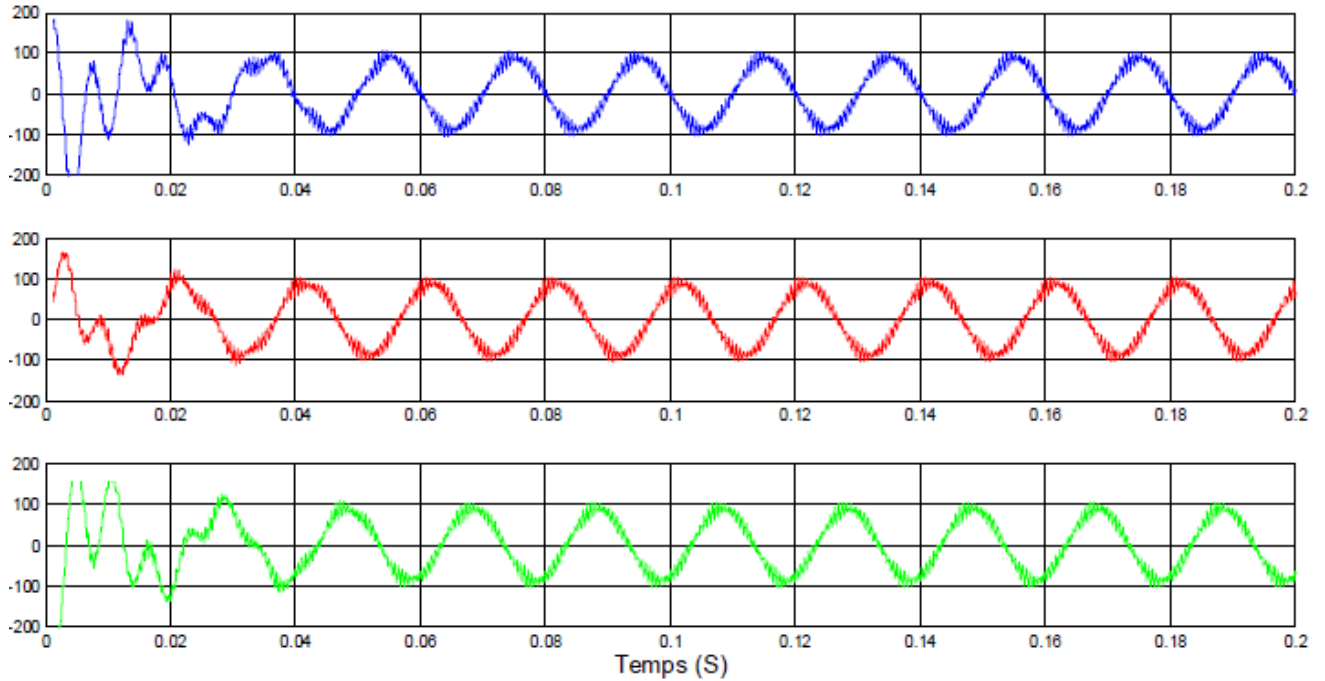


Figure IV-21 : Caractéristiques des courants de ligne à la sortie de l'onduleur.

IV.5.2.4 Tensions filtrées (aux bornes des condensateurs et de la charge (V_{cAB} , V_{cBC} , V_{cCA})) :

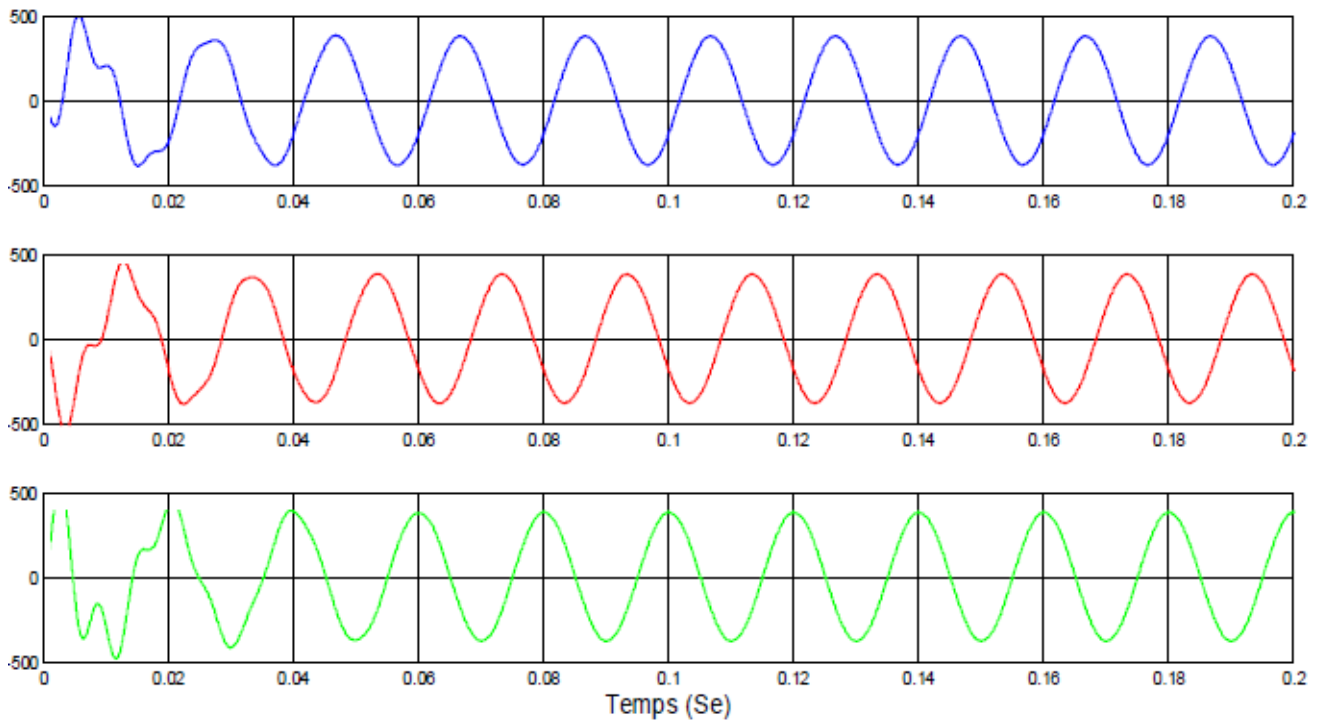


Figure IV-22 : Caractéristiques des tensions à la sortie du filtre.

IV.5.2.5 Tension composées aux bornes de la charge (V_{cAB} , V_{cBC} , V_{cCA}) :

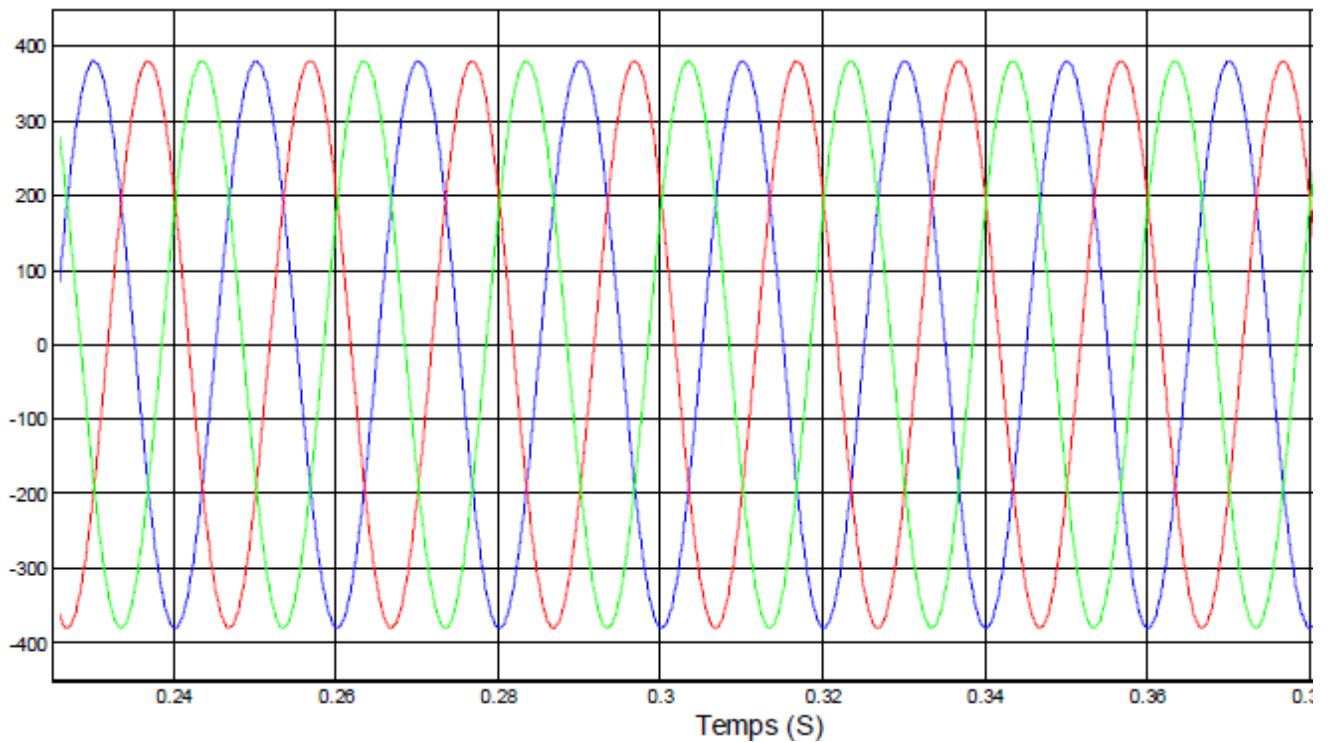


Figure IV-23 : caractéristiques des tensions à la sortie du filtre après le régime transitoire

IV. 6 CONCLUSION :

Pour avoir le meilleur transfert de puissance entre le générateur photovoltaïque ‘GPV’ et la charge, nous avons modélisé l’ensemble de la chaîne de conversion sous Matlab et l’algorithme de recherche du point de puissance maximale (MPPT) a été conçu puis simulé. Il force le générateur GPV à travailler à son Maximum Power Point (MPP), induisant une amélioration globale du rendement du système de conversion électrique. Bien que satisfaisante par rapport à une connexion directe GPV-BSC, une amélioration de l’algorithme P&O peut s’avérer nécessaire dans le cas de brusques changements de température et d’ensoleillements.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent, d'une façon générale, la modélisation, le dimensionnement et la simulation de système de production d'électricité décentralisée, à partir de ressource renouvelable photovoltaïque, pour des applications en sites isolés. L'objectif premier est d'effectuer une évaluation de potentialité de la structure et de proposer des solutions aux nouvelles contraintes imposées au générateur photovoltaïque en termes de qualité d'énergie.

Nous avons étudié dans cet article le meilleur moyen de transférer toute la puissance utile du générateur photovoltaïque à une station relais de télécommunications (BTS, BSC), commençant par une technique de dimensionnement de l'énergie consommée par cette station.

Par la suite, des modèles de simulation pour la source photovoltaïque ainsi que pour les éléments d'interconnexion ont été développés sous environnement MATLAB/Simulink.

Concernant le générateur photovoltaïque, nous avons pu simuler correctement les caractéristiques courant-tension données par les constructeurs de panneaux solaires à partir d'une approximation polynomiale, prenant en compte les variations de l'éclairement et de la température. L'approche adoptée a permis d'améliorer diverses parties de la chaîne en commençant par l'assemblage des cellules, les protections à mettre en œuvre pour assurer une grande durée de vie du générateur, le choix et la mise en œuvre de commandes MPPT performantes.

L'utilisation de ce type d'énergie solaire est très intéressante en site isolé. Les résultats de simulation obtenus ont permis de montrer un bon comportement énergétique du système complet.

Comme perspectives, nous pouvons, par exemple, envisager une réalisation pratique puis une implantation en site isolé du système solaire proposé.

ANNEXES

PANNEAU SOLAIRE 250Wc 24V



Prix Public TTC : 1167,54 €



Réf: **ES725**

Description

Puissance maximale : 250 Pmax (W)

Tension au point de puissance Max : 30,3 Vmpp (V)

Courant au point de puissance Max : 8,25 Impp (A)

Tension à vide : 36,8 Voc (V)

Courant de court circuit : 8,62 : Isc (A)

Tension Max du Système : 1000 Vmax (V)

Courant Max du Système : 17 Imax (A)

Tolérance de puissance : +3% / -1%

Dimension : 1648 x 988 x 40mm

Poids : 22kg.

Caractéristiques mécaniques :

Cellules Monocristalline à 3 bus, 6" (156mm x 156mm). Module 60 cellules par module, fond blanc. Verre Trempé, haute transparence, traité anti-jaunissement. Cadre aluminium naturel.

Boîtier de connexion IP65 avec diodes de bypass, câbles solaires 4mm² double et câbles isolation équipés MC4 (long 1,2m). Charge max admissible 5400 Pa selon norme IEC 61215. Résistance à la grêle Grélon de 28mm de diamètre, à une vitesse d'impact de 86km/h.

Garantie de puissance : 90% à 10ans, 80% à 25ans conformément à nos conditions de garanties, disponible sur demande.



BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1]: **Yves JAUTARD** et **Thierry BOUDOL** (Salarte) « Architecture et énergies renouvelables » réaliser par l'Agence Méditerranéenne de l'Environnement (AME) et l'ordre des Architectes du Languedoc-Roussillon Rédaction : 25/05/2000.
- [2]: [**Luque.A** et **Hegedus.S**] « Handbook of photovoltaic science and engineering », **John Wiley and Sons Ltd., Chichester**, 2003.
- [3]: **M.J.T.Nkouimi**, « Outil d'aide au dimensionnement des systèmes photovoltaïques domestiques », Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur de conception, Ecole Nationale Supérieure polytechnique de Yaoundé, Mémoire Online 2002-2010.
- [4]: **S.Bouazza**, **H.Bouchnafa**, « Estimation des énergies incidentes et fournies par module photovoltaïque », Mémoire de DES, Université de Tlemcen, Juin 2001.
- [5]: **T.Fogelman**, « Système photovoltaïque pour les pays en développement, manuel d'installation et d'utilisation », Agence Française pour la Maîtrise de l'énergie, (AFME), 1982.
- [6]: WWW.Solarelectricpower.org
- [7]: **Aminata. Sarr**, « Simulation du système hybrides Photovoltaïque », mémoire de doctorat 1998, canada
- [8]: **Bernard BASSEMEL** Expert Ingénierie Energie et Environnement ‘ ‘ Méthode simple de calcul et de choix des éléments d'une installation photovoltaïque à usage domestique’ ’
- [9]: SMA Solar Technology A.**Germany**
- [10]: **M. Dahbi** « Etude et optimisation d'une installation Hybride PV-Eolienne Autonome », mémoire de magister, option physique énergétique 2007.
- [11]: **C.Bernard**, **J.Chauvin**, **D.Lebrun**, **J.F.Muraz**, **P. Stassi**, « Station solaire autonome pour l'alimentation des antennes de l'expérience de radio détection à l'Observatoire **Pierre Auger** » 2006.
- [12]: **Dirk Uwe Sauer**, «Electrochemical Storage for Photovoltaic», **Fraunhofer** Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany, 2004.
- [13]: **Z.Bachi**, **S.Elfordil**, « Conception et réalisation d'un système de régulation de charge semi statique a sortie fixe pour installation photovoltaïque », université de Blida.
- [14]: **F.Benyarou** « Conception assistée par ordinateur des systèmes photovoltaïques modélisation, dimensionnement et simulation », Thèse de Doctorat d'état. Université de Tlemcen, Juillet 2004

- [15] : **M. T. Boukadoum** « Contribution à l'étude et à la conception d'un convertisseur statique DC/AC triphasé destiné à un système de pompage photovoltaïque », Thèse de Magister au CDER, 1990
- [16] : **M.J.T.Nkouimi** « Outil d'aide au dimensionnement des systèmes photovoltaïques domestiques », Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur de conception, Ecole Nationale Supérieure polytechnique de Yaoundé, Mémoire Online 2002-2010.
- [17] **LAUGIER (A.) et ROGER (J.A.)**. Les photopiles solaires, du matériau au dispositif, du dispositif aux applications. Éditions Technique et Documentation (1981).
- [18] :**A.Ricaud**, « Modules et systèmes photovoltaïques », septembre 2008.
- [19]: **D.Thevenard, G.Leng, S.M artel**, « The RETScreen model for assessing potential PV project » PV Horizon: Workshop on photovoltaic hybrid systems, Montreal, 10 September 2001.
- [20] : **A.Labouret, M.Villoz**, « Energie solaire photovoltaïque », 3^e édition, Edition Dunod.
- [21]: **M.Rachid**, « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et Bouzareah », Mémoire de Magister, Université de Tlemcen, 2005.
- [22] : **ANNE LABOURET MICHEL VILLOZ** « Energie solaire photovoltaïque » DUNOD, 3^e édition 2006.