

Tables des matières

Dédicaces

Dédicaces

Remerciements

Nomenclature

Glossaire

Introduction générale 1

CHAPITRE I : GISEMENT SOLAIRE 2

| | | |
|-----------|---|----|
| I.1 | Introduction : | 3 |
| I.2 | Rayonnement solaire : | 3 |
| I.2.1 | Le rayonnement extraterrestre..... | 4 |
| I.2.1.1 | Constante solaire : | 4 |
| I.2.2 | Le rayonnement solaire au sol : | 5 |
| I.2.2.1 | Rayonnement direct : | 5 |
| I.2.2.2 | Rayonnement diffus : | 5 |
| I.2.2.3 | Rayonnement réfléchi : (albédo du sol)..... | 6 |
| I.2.2.4 | Rayonnement global : | 6 |
| I.3 | Coordonnées astronomique : | 6 |
| I.3.1 | Coordonnées terrestres : | 6 |
| I.3.1.1 | Longitude : | 7 |
| I.3.1.2 | La latitude : | 7 |
| I.3.1.3 | L'altitude : | 7 |
| I.3.2 | Les coordonnées solaires : | 7 |
| I.3.2.1 | Les coordonnées équatoriales : | 8 |
| I.3.2.1.1 | Déclinaison solaire : | 8 |
| I.3.2.1.2 | Angle horaire du soleil H : | 9 |
| I.3.2.2 | Coordonnées horizontales : | 9 |
| I.3.2.2.1 | La hauteur du soleil (h) : | 10 |
| I.3.2.2.2 | Azimut du soleil (a) : | 10 |
| I.3.3 | Le mouvement de la terre et le mouvement du soleil et ses coordonnées : | 10 |
| I.3.3.1 | Mouvement de rotation : | 10 |
| I.3.3.2 | Mouvement de translation : | 11 |
| I.3.3.3 | La variation annuelle du rayonnement direct extraterrestre : | 11 |
| I.4 | Gisement solaire en Algérie : | 12 |
| I.5 | Energie solaire : | 12 |
| I.5.1 | L'éclairement : | 12 |

| | | |
|---|---|-----------|
| I.5.2 | Irradiation :..... | 12 |
| I.5.3 | Exploitation de l'énergie solaire :..... | 13 |
| I.6 | Cellule photovoltaïque : | 13 |
| I.6.1 | Historique :..... | 13 |
| I.6.2 | Principe de fonctionnement d'une cellule :..... | 13 |
| I.6.2.1 | Les matériaux semi-conducteurs :..... | 13 |
| I.6.2.1.1 | Les semi-conducteurs intrinsèques :..... | 14 |
| I.6.2.1.2 | Les semi-conducteurs extrinsèques :..... | 14 |
| I.6.2.2 | La jonction PN :..... | 15 |
| I.6.2.3 | L'effet photovoltaïque :..... | 16 |
| I.6.3 | Les filières technologiques :..... | 16 |
| I.6.3.1 | Le silicium..... | 17 |
| I.6.3.2 | Silicium monocristallin..... | 17 |
| I.6.3.3 | Le silicium multi cristallin (Poly cristallin)..... | 17 |
| I.6.4 | Les couches minces..... | 17 |
| I.6.5 | Cellules organiques et plastiques..... | 18 |
| I.7 | Générateur photovoltaïque : | 20 |
| I.7.1 | La constitution d'un module photovoltaïque :..... | 20 |
| I.7.1.1 | Mise en série :..... | 21 |
| I.7.1.2 | Mise en parallèle..... | 21 |
| I.7.2 | Paramètres photovoltaïque :..... | 23 |
| I.7.2.1 | Paramètre de court-circuit ICC:..... | 23 |
| I.7.2.2 | Tension de circuit ouvert (V_{co})..... | 23 |
| I.7.2.3 | Facteur de forme, FF :..... | 24 |
| I.7.2.4 | Le rendement :..... | 25 |
| I.7.2.5 | Le rendement quantique, EQE..... | 25 |
| I.8 | Avantages et inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque: | 25 |
| I.9 | Conclusion : | 26 |
| CHAPITRE II : Modélisation du système photovoltaïque | | 27 |
| II.1 | Introduction : | 28 |
| II.2 | Modélisation de la cellule photovoltaïque : | 28 |
| II.2.1 | Modèle d'une cellule idéale :..... | 28 |
| II.2.2 | Modèle d'une cellule réelle : | 29 |
| II.3 | Influence de la température et de l'éclairement :..... | 31 |
| II.3.1 | Influence de l'éclairement :..... | 31 |
| II.3.2 | Influence de la température :..... | 32 |
| II.4 | MPPT : | 33 |
| II.4.1 | Méthode de perturbation et d'observation :..... | 34 |
| II.4.2 | Méthode d'incrémentatation de la conductance : | 36 |

| | | |
|------------|---|----|
| II.5 | Les convertisseurs : | 37 |
| II.5.1 | Les hacheurs : | 37 |
| II.5.1.1 | Type d'hacheur : | 37 |
| II.5.1.1.1 | Hacheur abaisseur : | 38 |
| | a) Fonctionnement : | 38 |
| | b) Modèle mathématique équivalent : | 39 |
| II.5.1.1.2 | Hacheur élévateur : | 40 |
| | a) Fonctionnement : | 40 |
| | b) Modèle mathématique équivalent : | 41 |
| II.5.1.1.3 | Hacheur abaisseur-élévateur : | 42 |
| | a) Fonctionnement : | 43 |
| | b) Modèle mathématique équivalent : | 44 |
| II.5.2 | Les onduleurs : | 45 |
| II.5.2.1 | Classification des onduleurs : | 45 |
| II.5.2.1.1 | Selon la nature de l'alimentation : | 45 |
| | a) Onduleur de tension : | 45 |
| | b) Onduleur de courant : | 45 |
| II.5.2.1.2 | Selon la réversibilité : | 45 |
| | a) Onduleur autonome : | 45 |
| | b) Onduleur non autonome : | 45 |
| II.5.2.1.3 | Selon la nature de charge : | 46 |
| | a) Onduleur monophasé : | 46 |
| II.5.3 | Commande de l'onduleur monophasée : | 48 |
| II.5.3.1 | Commande à rapport cyclique fixe : | 49 |
| II.6 | Stockage : | 51 |
| II.6.1 | Caractéristique de la batterie : | 51 |
| II.6.1.1 | La résistance interne de l'accumulateur : | 51 |
| II.6.1.2 | La tension à vide : | 52 |
| II.6.1.3 | La tension nominale : | 52 |
| II.6.1.4 | La tension de fin décharge : | 52 |
| II.6.1.5 | La capacité : | 52 |
| II.6.1.6 | Le taux de décharge et charge : | 52 |
| II.6.1.7 | Profondeur de décharge : | 52 |
| II.6.1.8 | Influence des paramètres extérieurs : | 52 |
| II.6.1.9 | Durée de vie de jour d'autonomie : | 52 |
| II.6.1.10 | Energie : | 52 |
| II.6.1.11 | Etat de charge de l'accumulateur : | 53 |
| II.6.2 | Etude de l'art des différents accumulateurs existants : | 53 |
| II.6.3 | Type de batteries existantes : | 54 |

| | | |
|----------|--|----|
| II.6.3.1 | Accumulateur Pb :..... | 54 |
| II.6.3.2 | Accumulateur NI-Cd :..... | 54 |
| II.6.3.3 | Accumulateur NiMh : | 55 |
| II.6.3.4 | Accumulateur Li-ion :..... | 56 |
| II.7 | La charge : | 57 |
| II.7.1 | Types de charge :..... | 57 |
| II.7.1.1 | Charge à puissance constante : | 57 |
| II.7.1.2 | Charge à puissance variable : | 57 |
| II.7.2 | Choix de la tension du système : | 58 |
| II.7.3 | Distribution de l'énergie : | 58 |
| II.8 | Conclusion : | 61 |

CHAPITRE III : Dimensionnement du système photovoltaïque (étude de cas)

62

| | | |
|-----------|--|----|
| III.1 | Introduction : | 63 |
| III.2 | Choix du site : | 63 |
| III.2.1 | Situation du site :..... | 64 |
| III.2.2 | Le site choisi « zone rurale a Tamantit » :..... | 65 |
| III.3 | Dimensionnement du système PV : | 73 |
| III.3.1 | Dimensionnement de la charge :..... | 74 |
| a) | Architecture de l'habitat :..... | 74 |
| III.3.1.1 | Dimensionnement du module photovoltaïque : | 77 |
| III.3.1.2 | Calcul de l'énergie produite pour l'alimentation électrique : | 77 |
| III.3.1.3 | Calcul de la puissance crête (Pc) requise par l'installation :..... | 78 |
| III.3.1.4 | Calcul du nombre de panneau :..... | 78 |
| III.3.1.5 | Calcul de la surface occupée par les panneaux : | 79 |
| III.3.1.6 | Dimensionnement des Batteries :..... | 79 |
| a) | Autonomie :..... | 79 |
| b) | Profondeur de décharge :..... | 80 |
| III.3.1.7 | Calcul de la capacité de stockage :..... | 80 |
| III.3.1.8 | Calcul du nombre de la batterie : | 81 |
| III.4 | Etude Economique : | 81 |
| III.4.1 | Etude d'électrification de l'habitat par voie classique (énergie conventionnelle) : | 81 |
| III.4.2 | Etude d'électrification de l'habitat par voie photovoltaïque : | 82 |
| III.4.2.1 | Critères De Dimensionnement :..... | 82 |
| III.4.2.2 | Comparaison entre l'électrification par voie conventionnel et par voie photovoltaïque :..... | 83 |
| A) | Comparaison Technique :..... | 83 |
| B) | Comparaison économique : | 84 |
| III.4.3 | Comparaison technico-économique :..... | 85 |

| | |
|---|------------|
| III.5 CONCLUSION : | 85 |
| CHAPITRE IV : Simulations et résultats | 86 |
| IV.1 Simulation : | 87 |
| IV.1.1 Simulation du panneau photovoltaïque : | 87 |
| IV.1.2 simulation du hacheur boost : | 88 |
| IV.1.3 Simulation de l'onduleur | 89 |
| IV.1.4 Simulation de l'hacheur buck-boost : | 89 |
| IV.2 Résultat de simulation : | 90 |
| IV.3 Conclusion : | 92 |
| Conclusion générale | 93 |
| Bibliographie | 95 |
| Annexe A | 97 |
| Annexe B | 99 |
| Annexe C | 102 |

Liste des figures

| | |
|--|----|
| Figure I.1 : Spectre du rayonnement solaire [9] | 4 |
| Figure I.2 : évolution annuelle de la constante solaire [8] | 4 |
| Figure I.3 : Pyranomètre [20] | 5 |
| Figure I.4 : l'instrument qui mesure le rayonnement diffus [20] | 5 |
| Figure I.5 : Appareils de mesure du rayonnement solaire [20] | 6 |
| Figure I.6 : Coordonnées terrestre [6] | 6 |
| Figure I.7 : courbes d'ensoleillement typique par mois pour différentes latitudes [14] | 7 |
| Figure I.8 : Variation annuelle de la déclinaison du soleil [14] | 8 |
| Figure I.9 : variation de l'angle horaire en fonction de temps solaire vrai [14] | 9 |
| Figure I.10 : Repère horizontal [14] | 10 |
| Figure I.11 : Le mouvement de la terre autour de soleil [14]..... | 11 |
| Figure I.12 : Potentiel solaire en Algérie [14]..... | 12 |
| Figure I.13 : la structure de si [19] | 14 |
| Figure I.14 : le diagramme énergétique [19]..... | 14 |
| Figure I.15 : Dopage de type N [19]..... | 15 |
| Figure I.16 : Dopage de type P [19] | 15 |
| Figure I.17 : la jonction PN [19] | 15 |
| Figure I.18 : la zone de transition [19]..... | 16 |
| Figure I.19 : schéma d'une cellule photovoltaïque [19] | 16 |
| Figure I.20 : deux exemples de modèles utilisant sia(silicium amorphe) [14]..... | 18 |
| Figure I.21 : Cellule solaire tout organique sur substrat souple [14]..... | 19 |
| Figure I.22 : Ruban métallique d'une cellule [15]..... | 20 |
| Figure I.23 : Emplacement des cellules [15]..... | 20 |
| Figure I.24 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série [2] | 21 |
| Figure I.25 : Caractéristiques résultant d'un groupement de N_p cellules en parallèle [2] | 22 |
| Figure I.26 : Le passage d'une cellule à un champ photovoltaïque [2] | 22 |
| Figure I.27 : Caractéristique courant-tension et paramètres physiques d'une cellule pv [3]..... | 23 |
| Figure I.28 : différents régimes selon la puissance d'éclairement [3] | 24 |
| Figure II.1 : schéma équivalent d'une cellule idéale [16] | 29 |
| Figure II.2 : schéma équivalent d'une cellule réelle [16]..... | 30 |
| Figure II.3 : caractéristique $I=f(V)$ pour différente éclairement d'un panneau [17] | 32 |
| Figure II.4 : caractéristique $P=f(V)$ pour différente éclairement d'un panneau [17] | 32 |
| Figure II.5 : caractéristique $I=f(V)$ pour différentes températures d'un panneau [17]..... | 33 |
| Figure II.6 : caractéristique $P=f(V)$ pour différente température d'un panneau [17]..... | 33 |
| Figure II.7 : Courbe $p=f(v)$ d'un panneau solaire [18] | 34 |
| Figure II.8 : Organigramme de la méthode P&O [18]..... | 35 |
| Figure II.9 : Organigramme de la méthode incrémentation de la conductance [18] | 37 |
| Figure II.10 : schéma électrique d'un hacheur buck [20]..... | 38 |
| Figure II.11 : chronogrammes de courant et tension d'un hacheur buck [20] | 39 |
| Figure II.12 : schéma électrique d'un hacheur buck fermé [20]..... | 39 |
| Figure II.13 : schéma électrique d'un hacheur buck ouvert [20] | 40 |
| Figure II.14 : schéma électrique d'un hacheur boost [20]..... | 40 |
| Figure II.15 : chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost [20] | 41 |
| Figure II.16 : schéma électrique d'un hacheur boost fermé [20] | 41 |
| Figure II.17 : schéma électrique d'un hacheur boost ouvert [20] | 42 |
| Figure II.18 : schéma électrique d'un hacheur buck-boost [20] | 43 |

| | |
|--|----|
| Figure II.19 : chronogrammes de courant et tension d'un hacheur buck-boost [20] | 43 |
| Figure II.20 : schéma électrique d'un hacheur buck-boost fermé [20] | 44 |
| Figure II.21 : schéma électrique d'un hacheur buck-boost ouvert [20] | 44 |
| Figure II.22 : structure de montage d'un onduleur en pont [23]..... | 46 |
| Figure II.23 : les quatre cas possibles de commutation de l'onduleur. | 47 |
| Figure II.24 : principe de commande du bras d'onduleur [23]..... | 48 |
| Figure II.25 : commande décalée [23]..... | 49 |
| Figure II.26 : commande décalée [23] | 50 |
| Figure II.27 : principe de la commande MLI intersective [23] | 50 |
| Figure II.28 : Schéma d'un onduleur triphasé [23] | 51 |
| Figure II.29 : charge a puissance contante et variable..... | 58 |
| Figure II.30 : distribution avec un seul convertisseur central | 59 |
| Figure II.31 : distribution mixte | 60 |
| Figure III.1 : situation géographique de la wilaya d'Adrar. | 63 |
| Figure III.2 : zones climatique de l'Algérie..... | 64 |
| Figure III.3 : Carte de la Wilaya d'Adrar | 65 |
| Figure III.4 : Irradiation de la journée du 16 décembre 2016 (Valeurs MAX)..... | 66 |
| Figure III.5 : Irradiation de la journée du 13 décembre 2016 (Valeurs MIN) | 67 |
| Figure III.6 : Irradiation de la journée du 15 MARS 2016 (Valeurs MAX)..... | 68 |
| Figure III.7 : Irradiation de la journée du 13 MARS 2016 (Valeurs MIN) | 68 |
| Figure III.8 : Irradiation moyenne mensuelle de l'année 2016..... | 70 |
| Figure III.9 : Température moyenne mensuelle de l'année 2016 | 70 |
| Figure III.10 : vue du l'est du site..... | 71 |
| Figure III.11 : vue en dessus du site..... | 71 |
| Figure III.12 : vue latérale | 72 |
| Figure III.13 : vue à l'intérieur de la cuisine | 72 |
| Figure III.14 : vue à l'intérieur du hall..... | 73 |
| Figure III.15 : un autre angle de vue du hall..... | 73 |
| Figure III.16 : la consommation électrique journalière en été de différents équipements | 75 |
| Figure III.17 : la consommation électrique journalière en hiver de différents équipements | 76 |
| Figure III.18 : la consommation journalière globale pour deux saisons..... | 77 |
| Figure III.19 :Trajectoire de Moyenne Tension de la commune de Tamantit a zone rurale souhaitée | 81 |
| Figure III.20 : cout d'installation pour les deux voies. | 84 |
| Figure IV.1 : Schéma bloc du système photovoltaïque | 87 |
| Figure IV.2 : Schéma bloc du panneau photovoltaïque..... | 87 |
| Figure IV.3 : Schéma bloc du hacheur boost | 88 |
| Figure IV.4 : Schéma bloc de la MPPT | 88 |
| Figure IV.5 : Schéma bloc de l'onduleur | 89 |
| Figure IV.6 : Schéma bloc de le hacheur buck-boost | 89 |
| Figure IV.7 : Caractéristique I(V) influence de l'irradiation | 90 |
| Figure IV.8 : Caractéristique P(V) de l'irradiation..... | 90 |
| Figure IV.9 : Caractéristique I(V) influence de la température..... | 90 |
| Figure IV.10 : Caractéristique P(V) influence de la température | 91 |
| Figure IV.11 : Tension de sortie du hacheur | 91 |
| Figure IV.12 : La puissance de sortie du hacheur boost | 91 |

Liste des tableaux

| | |
|--|----|
| Table I.1 : comparaison des rendements des différents types de cellules [15] | 19 |
| Table II.1 : caractéristique de l'accumulateur au plomb | 54 |
| Table II.2 : caractéristique de l'accumulateur Ni-Cd | 55 |
| Table II.3 : caractéristique de l'accumulateur NiMH..... | 56 |
| Table II.4 : caractéristique de l'accumulateur li-ion | 57 |
| Table III.1 : Irradiation de la journée 16 13 décembre 2016(Valeurs MAX et MIN). | 66 |
| Table III.2 : Irradiation de la journée 15et 13 mars 2016(Valeurs MAX et MIN)..... | 67 |
| Table III.3 :Irradiation et température sur un plan incliné à la latitude du lieu (Adrar)-Année 2016 .. | 69 |
| Table III.4 : Estimation des consommations d'appareils disponible dans l'Habitat en été | 75 |
| Table III.5 : Estimation des consommations d'appareils disponible dans l'Habitat en Hiver | 76 |

Nomenclature

h : Constante de Planck (J/s).

c : Vitesse de la lumière dans le vide (m/s).

λ : Longueur d'onde (m).

N : numéro d'ordre du jour dans l'année.

E : L'éclairement absorbé par la cellule.

P_{pv} : puissance disponible en sortie du GPV.

N_s : Nombre de cellule en série.

N_P : Nombre de cellule en parallèle.

V_{co} : Tension du circuit ouvert [V].

I_{cc} : Courant de court-circuit [A].

I_{pv} : Courant généré par la cellule photovoltaïque.

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

I_d : Le courant circulant dans la diode.

I_p : Le courant circulant dans la résistance R_p

I_{or} : est le courant de court-circuit de la cellule à la température de référence T_n et l'éclairement de référence.

T_f : Température de la jonction des cellules PV [°K].

T_s : Température de référence des cellules PV [°K].

f : facteur d'idéalité de la jonction.

E_g : Énergie de gap [eV].

V_{pv} : La tension de sortie.

I_p : Le courant circulant dans la résistance R_p

I_d : Courant de la Diode [A].

K : Constant de Boltzmann (1,38.10⁻²³J/K).

R_s : Résistance série [Ω].

R_p : Résistance shunt [Ω].

I_{sh} : Courant Shunt [A].
 E_{ref} : L'éclairement de référence (1000 w/m²).
 I_0 : Courant de saturation inverse de la diode.
 q : Charge de l'électron (1,6.10⁻¹⁹ C).
 E_g : Energie de gap [1.12 eV].
 k_i : Coefficient de la température de I_{ph} .
 k : Constante de Boltzmann [1,381 .10⁻²³ J/K] .
 I_{sat} : Courant de Saturation [A] .
 V_t : Tension thermique [V] .
 P_{max} : Puissance maximale [w].
 V_{mpp} : Tension à P_{max} [V].
 I_{mpp} : Courant à P_{max} [A].
 R : Résistance de l'hacheur [Ω].
 C : Capacité de l'hacheur [F].
 L : Inductance de l'hacheur [H].
 V_I : tension d'entrée de l'hacheur [V].
 V_o : tension de sortie de l'hacheur [V].
 V_L : Tension aux bornes de l'inductance [V].
 V_c : Tension aux bornes de la capacité [V].
 i_o : Courant de sortie de l'hacheur [A].
 i_c : Courant passant par la capacité [A]
 i_L : courant passant par l'inductance [A]
 D : Rapport cyclique.
 Δi_L : Ondulation du courant de l'inductance [A]
 ΔV_c : Ondulation de la tension de la capacité [V]
 T_s : période [s]
 E : Energie journalière [Wh/j].
 E_p : Energie produite journalière.
 E_j : irradiation journalière.
 C_j : consommation journalière.
 P_c : puissance crête [w].
 C_{sto} :capacité de stockage [wh].

AUT : autonomie [j].

Pd : profondeur de décharge [%].

Vbatt : tension de la batterie [V].

$\widehat{U}_c, \widehat{i}_c$: Les valeurs max du tension et courant.

U_c, I_c : Les valeurs efficaces du tension et courant.

ω, φ : La pulsation et le déphasage du courant par rapport à la tension.

Glossaire

TSV : Temps Solaire Vrai.

TU : Temps Universel.

TL : Temps Légal.

PV : photovoltaïque.

MPPT : Maximum Power Point Tracking.

FF : Facteur de forme

DC/DC : Continu/continu

AC/DC : Continu/alternative.

P&O : perturbation et observation

IGBT : Transition bipolaire à gâchette isolée

LI : Modulation à Largeur d'Impulsion (PWM)

Introduction générale

Introduction générale

Aujourd'hui, les énergies renouvelables deviennent progressivement des énergies à part entière, rivalisant avec les énergies fossiles du point de vue coût et performance de production.

L'Algérie est un pays vaste en superficie, elle occupe une situation géographique qui favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire, en particulier pour les régions sahariennes (les zones rurales) où l'infrastructure pour la distribution de l'énergie électrique n'est pas très développée.

Ces régions sahariennes sont caractérisées par plusieurs facteurs (l'isolement des régions, le très fort ensoleillement : fraction d'insolation est de 90% environ, le coût des systèmes conventionnels est très élevé etc...) dont les trois quarts du territoire reçoivent plus de 3000 heures par an, sont constitués de zones arides et caractérisés par une faible densité de population très éparse favorisant l'utilisation de l'énergie solaire pour les besoins des habitants.

Une installation photovoltaïque autonome fonctionne indépendamment du réseau électrique. Dans la majorité des cas, ce système est utilisé dans les zones isolées où il serait beaucoup trop coûteux de raccorder l'habitation ou le local que l'on souhaite alimenter en électricité. L'amélioration des conditions de vie dans ces zones est liée à la recherche des solutions adéquates à ce problème, l'alimentation par énergie photovoltaïque (PV) représente la solution idéale lorsque le réseau électrique est absent.

Dans le cadre de ce travail, nous sommes intéressés à l'étude d'électrification d'une zone isolée à Tamantit par voie photovoltaïque située à la daïra de Fenoughil Wilaya d'Adrar. Ce mémoire est composé de quatre chapitres, constitués comme suit :

Dans le premier chapitre, on va donner des explications générales sur le gisement solaire et quelques notions fondamentales d'astronomie puis on mettra l'accent sur l'énergie solaire photovoltaïque qui nous intéresse particulièrement dans cette étude.

Le deuxième chapitre est consacré à la modélisation du champ photovoltaïque à savoir les différents éléments du générateur PV (batterie, régulateur et les convertisseurs). Ce chapitre est essentiel, il nous permettra de réussir le dimensionnement de notre installation.

Le troisième chapitre est une étude d'électrification appliquée sur un cas réel qui est une zone rurale à Tamantit, daïra de fenoughil (wilaya d'Adrar) vis à vis aux besoins énergétiques de cet habitat à travers une comparaison technico-économique entre l'électrification par voie conventionnelle et par voie photovoltaïque.

Enfin, dans le quatrième chapitre, nous présentons l'ensemble des résultats que nous avons obtenus lors de la simulation du système photovoltaïque.

Finalement une conclusion générale résumera tous les résultats obtenus dans ce présent mémoire.

CHAPITRE I

GISEMENT SOLAIRE

I.1 Introduction :

Le soleil est une source énergétique quasiment illimitée, il pourrait couvrir plusieurs milliers de fois notre consommation globale d'énergie. Cette énergie solaire est disponible en abondance sur toute la surface terrestre, et malgré une atténuation importante lorsqu'elle traverse l'atmosphère, la quantité qui reste est encore assez importante quand elle arrive au sol.

Comme pour toutes les applications de l'énergie solaires, une bonne connaissance du gisement solaire est nécessaire à l'étude des systèmes photovoltaïque. L'effet photovoltaïque constitue la conversion directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique au moyen des cellules généralement à base de silicium.

I.2 Rayonnement solaire :

La distance de la terre au soleil est environ 150 million de kilomètres et la vitesse de la lumière est d'un peu plus de 300000 km/h, les rayons du soleil mettent donc environ 8 minutes à nous parvenir. La constante solaire est la densité d'énergie solaire qui atteint la frontière externe de l'atmosphère faisant face au soleil. Sa valeur est communément prise égale à 1360W/m². Au niveau du sol, la densité d'énergie solaire est réduite à 1000 W/ m² à cause de l'absorption dans l'atmosphère. Albert Einstein a découvert en travaillant sur l'effet photoélectrique que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie est portée par des particules, les photons [9]. L'énergie d'un photon étant donnée par la relation :

$$E = h\nu = \frac{h \times c}{\lambda} \quad (I.1)$$

Avec :

h : Constante de Planck (J/s).

ν : Fréquence (s⁻¹).

c : Vitesse de la lumière dans le vide (m/s).

λ : Longueur d'onde (m).

Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande.

L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement comme suit :

- 9 % dans la bande des ultraviolets (< à 0.4 μ m).
- 47 % dans la bande visibles (0.4 à 0.8 μ m).
- 44 % dans la bande des infrarouges (> à 0.8 μ m).

Au cours de ces dix dernières années ce spectre a été homologué par l'organisation internationale de standardisation (ISO 9845-1 :1992) et la société américaine de test et de matériaux (ASTM E 892-87 :1992) ont fixées le flux de standardisation à 1000 W/m. Cette énergie est définie comme paramètre solaire qui a une valeur variable suivant la saison, l'heure, la localisation géographique du site, les conditions météorologiques (poussière, humidité,...etc.) [9].

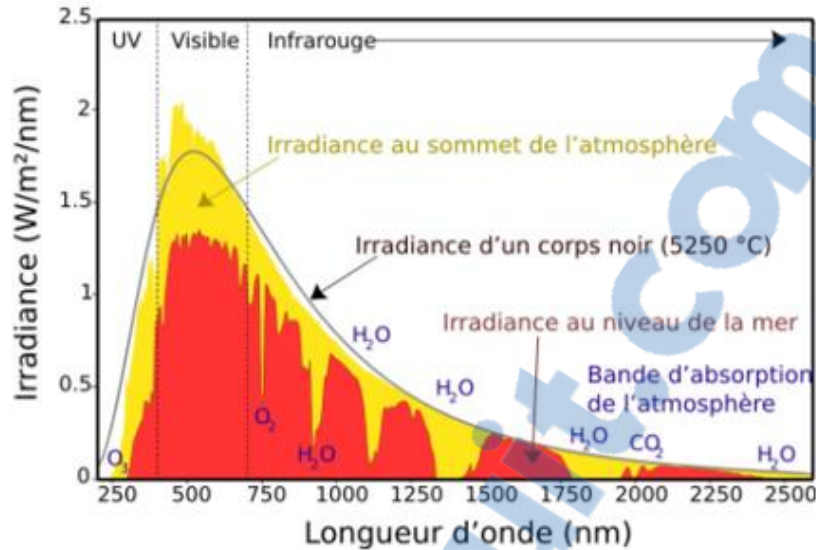


Figure I.1 : Spectre du rayonnement solaire [9]

I.2.1 Le rayonnement extraterrestre

Le rayonnement solaire hors atmosphère ne dépend que des paramètres astronomiques, il est caractérisé par une donnée fondamentale appelée constante solaire.

I.2.1.1 Constante solaire :

La constante solaire E_0 est le flux énergétique reçu par une surface unité, normale aux rayons solaires, située en dehors de l'atmosphère à une distance moyenne terre-Soleil.

La mesure de la constante solaire a fait l'objet de nombreuses expériences. Dans notre cas nous adopterons la valeur de 1353 w/m^2 (+- 1.5%). Ce flux, dit constante solaire varie cependant légèrement au cours de l'année, suivant les variations de la distance terre-Soleil[8].

En première approximation, on peut calculer la valeur de E en fonction du numéro du jour de l'année j par la relation suivante :

$$E_0 = E[1 + 0.033\cos(0.984j)] \quad (I.2)$$

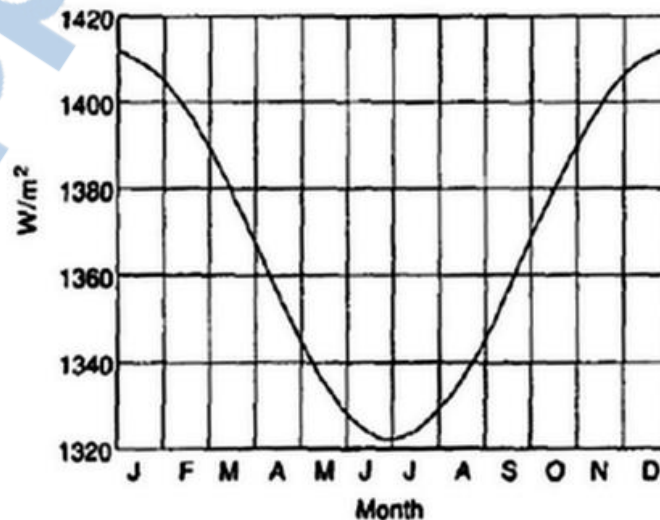


Figure I.2 : évolution annuelle de la constante solaire [8]

I.2.2 Le rayonnement solaire au sol :

Le rayonnement émis par le soleil est constitué d'ondes électromagnétiques dont une partie parvient constamment à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre. Pour connaître l'énergie reçue à un site donné, il est nécessaire de repérer ce site sur la surface terrestre, de connaître la position et la trajectoire du soleil dans la voûte céleste et les mouvements de la terre autour du soleil. Après sa traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire peut être décomposé en [14] :

I.2.2.1 Rayonnement direct :

Les rayons du soleil atteignent le sol sans subir de la modification (sans diffusion par l'atmosphère). Les rayons restent parallèles entre eux.



Figure I.3 : Pyranomètre [20]

I.2.2.2 Rayonnement diffus :

Le rayonnement diffus se manifeste lorsque le rayonnement solaire direct se disperse dans les nuages et les particules atmosphériques. Le rayonnement diffus résulte de la diffraction de la lumière par les nuages et les molécules diverses en suspension dans l'atmosphère, et de sa réfraction par le sol [25].



Figure I.4 : l'instrument qui mesure le rayonnement diffus [20]

I.2.2.3 Rayonnement réfléchi : (albédo du sol)

C'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige, etc....).

$$L'algédo (Alb) = \frac{\text{énergie refléchié}}{\text{énergie reçue}} \quad (I.3)$$

I.2.2.4 Rayonnement global :

Le rayonnement global s'obtient en ajoutant trois types de rayonnement : le rayonnement direct, le rayonnement diffus et le rayonnement réfléchi.



Figure I.5 : Appareils de mesure du rayonnement solaire [20]

I.3 Coordonnées astronomique :

I.3.1 Coordonnées terrestres :

La Terre est pratiquement une sphère qui tourne autour d'un axe passant par le pôle Nord et le pôle Sud.

Tout point sur la terre est caractérisé par sa latitude et sa longitude. Ces deux grandeurs représentent les coordonnées géographiques de ce point ainsi que par son altitude, figure 6.

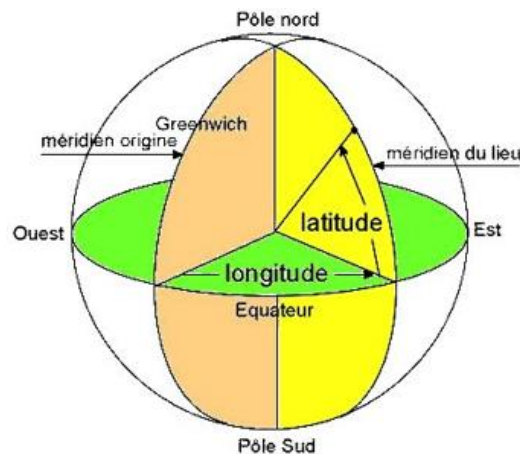


Figure I.6 : Coordonnés terrestre [6]



I.3.1.1 Longitude :

La longitude d'un lieu correspond à l'angle formé par deux plans méridiens (passant par l'axe des pôles), l'un étant pris comme origine (méridien de Greenwich 0°) et l'autre déterminé par le lieu envisagé [6].

On affecte du signe (+) les méridiens situés à l'est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'ouest.

La longitude d'un lieu peut aussi être comprise entre -180° et $+180^\circ$, à tout écart de 1° de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps. La longitude sera désignée ici par la lettre λ_0 [16].

- Longitude OUEST $\lambda_0 < 0^\circ$
- Longitude EST $\lambda_0 > 0^\circ$

I.3.1.2 La latitude :

La latitude d'un lieu à la surface de la terre est l'angle entre l'équateur et le rayon de la terre passant par le lieu considéré. La latitude est comptée de 0° à $+90^\circ$ dans l'hémisphère nord.

La latitude a aussi un effet important : les journées estivales s'allongent à mesure qu'on s'éloigne de l'équateur, et le soleil est plus bas au midi solaire [14]. Les journées d'hiver sont plus courtes, et le soleil encore plus bas qu'à l'équateur. Autrement dit, l'intensité maximale (à midi) et la quantité totale de rayonnement solaire (G) sur un plan horizontal diminuent à mesure qu'augmente la latitude, Figure 7.

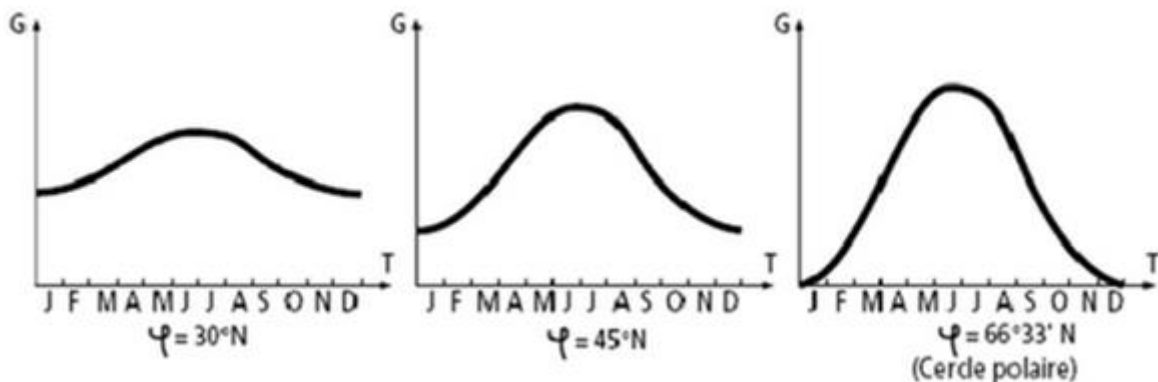


Figure I.7 : courbes d'ensoleillement typique par mois pour différentes latitudes [14]

I.3.1.3 L'altitude :

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale entre ce point et une surface de référence théorique (niveau moyen de la mer), on l'exprime généralement en mètre.

I.3.2 Les coordonnées solaires :

Pour un lieu donné, la position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées différents :

- Par rapport au plan équatorial de la terre (repère Equatorial).
- Par rapport au plan horizontal du lieu (repère horizontal) [16].

I.3.2.1 Les coordonnées équatoriales :

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles (δ , H).

I.3.2.1.1 Déclinaison solaire :

C'est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre, on adopte la convention de compter positivement les latitudes de l'hémisphère Nord (compris entre 0° à l'équateur et $+90^\circ$ au pôle Nord), et négativement celle de l'hémisphère Sud (compris entre 0° à l'équateur et -90° au pôle Sud), et variée tout au long de l'année entre deux valeurs extrêmes $\pm 23,45^\circ$ [14].

Les lois du mouvement relatif terre-soleil permettent de calculer les variations de la déclinaison au long de l'année. Pour la pratique, une formule d'approximation est suffisante, elle est donnée par l'équation (I-4).

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(\frac{360}{365}(J - 80)\right) \quad (I.4)$$

Ou avec plus de précision :

$$\delta = \text{Arc Sin}\left(0,389 \sin\left(\frac{360}{356}(J - 82)\right) + 2 \sin\left(\frac{360}{356}(J - 2)\right)\right) \quad (I.5)$$

Avec :

J : le numéro du jour de l'année compté à partir du 1^{er} janvier, c'est à dire il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année.

δ varie entre deux valeurs extrêmes : $-\delta_0 \leq \delta \leq +\delta_0$ avec $\delta_0 = 23,45^\circ$.

La variation de la déclinaison du soleil au cours de l'année est représentée par la figure I.8.

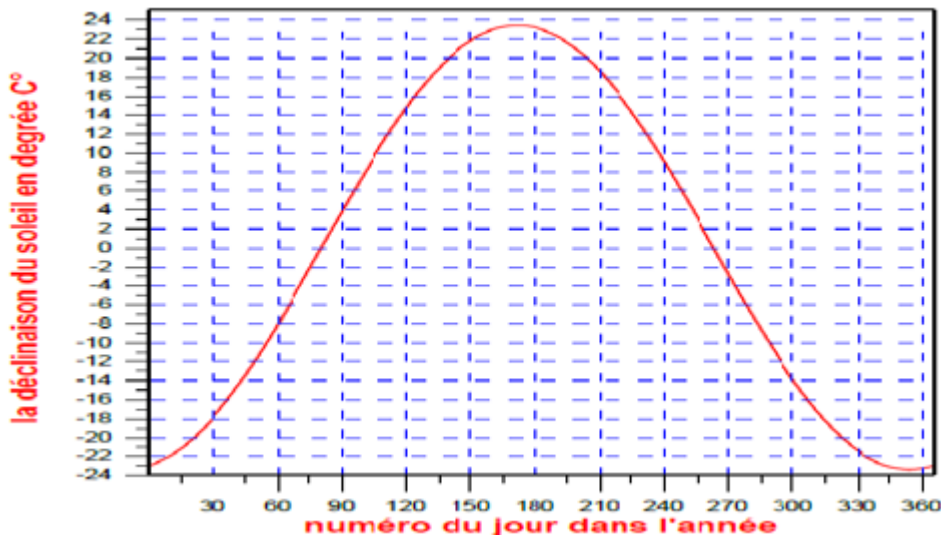


Figure I.8 : Variation annuelle de la déclinaison du soleil [14]

- $\delta = 0$ (Equinoxes): Les équinoxes représentent les deux dates de l'année où le soleil traverse le plan équatorial, l'équinoxe automnal, le 23 septembre, marquant le début de la chute de la durée de la journée, et l'équinoxe vernal le 21 mars, marquant le début de l'accroissement de la durée du jour.
- $\delta = 23,45^\circ$ (au Solstice été) : Le solstice d'été (au 21 juin), nous observons que le soleil est à son point le plus élevé dans le ciel. Elle marque le début de l'été dans l'hémisphère nordique.
- $\delta = -23,45^\circ$ (au Solstice hiver) : Il coïncide avec le 21 décembre.

I.3.2.1.2 Angle horaire du soleil H :

C'est l'angle que font les projections de la direction du soleil avec la direction du méridien du lieu, l'angle horaire du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation

$$H = 15(TSV - 12) \quad (I.6)$$

Avec :

$$TSV = TI - TU + \left(\frac{\Delta t + 4\lambda}{60}\right) = TL - \left(TU - \frac{\lambda}{15}\right) + \frac{\Delta t}{60} \quad (I.7)$$

$$\Delta t = 9.87 \sin 2\left(\frac{360}{365} \cdot (J - 81)\right) - 7.35 \cos\left(\frac{360}{365} \cdot (J - 81)\right) - 1.5 \sin\left(\frac{360}{365} \cdot (J - 81)\right) \quad (I.8)$$

- TSV (Temps Solaire Vrai) : Temps repéré de façon que le soleil se trouve au zénith à midi.
- TU (Temps Universel) : Le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.
- TL (Temps Légal) : Temps donné par une montre.
- Δt : Correction de l'équation du temps.
- λ : longitude du lieu.
- L'angle horaire H varie de -180°

à $+180^\circ$ On prend :

II $H > 0$ après midi.

III $H < 0$ le matin.

IV $H = 0$ midi TSV.

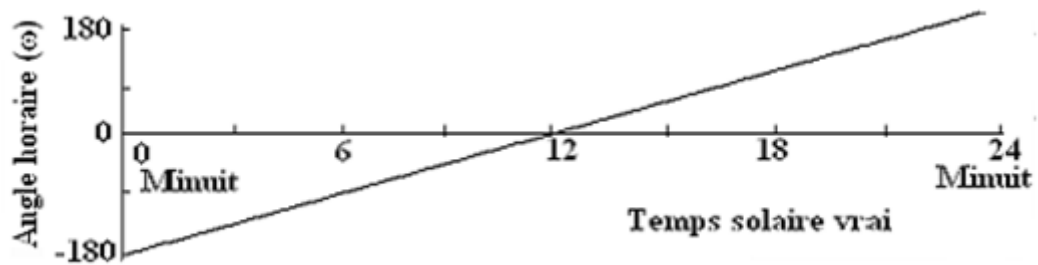


Figure I.9 : variation de l'angle horaire en fonction de temps solaire vrai [14]

I.3.2.2 Coordonnées horizontales :

Le repère horizontal est formé par le plan de l'horizon astronomique et vertical du lieu. Dans ce repère, les coordonnées sont la hauteur h et l'azimut a , figure (10).

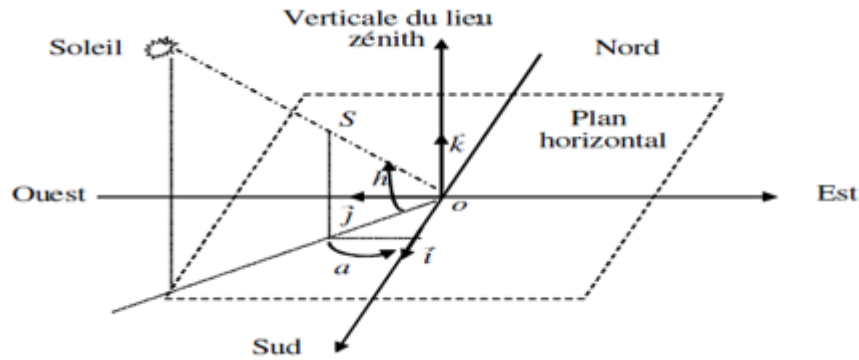


Figure I.10 : Repère horizontal [14]

I.3.2.2.1 La hauteur du soleil (h) :

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante :

$$\sin(h) = \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(H) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) \quad (\text{I.9})$$

Avec :

h : varie entre -90° à $+90^\circ$.

On prend : $h > 0$ le jour, $h < 0$ la nuit et $h = 0$ aux lever et coucher

I.3.2.2.2 Azimut du soleil (a) :

C'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du Sud. L'azimut du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation suivante [14] :

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) \cdot \sin(H)}{\cos(h)} \quad (\text{I.10})$$

Avec : a : varie entre -180° à $+180^\circ$

On prend : $a > 0 \Rightarrow$ vers l'ouest, $a < 0 \Rightarrow$ vers l'est et $a = 0 \Rightarrow$ direction du sud.

I.3.3 Le mouvement de la terre et le mouvement du soleil et ses coordonnées :

La trajectoire de la terre autour du soleil s'appelle « l'écliptique ». La distance terre soleil ne varie que $\pm 1.7\%$ par rapport à sa valeur moyenne qui est de $1.49675 \cdot 10^8$ km. Cette distance est minimale au début de janvier et maximale au début de juillet.

On peut décomposer le mouvement de chacun d'eux en mouvement de rotation et mouvement de translation.

I.3.3.1 Mouvement de rotation :

La terre tourne autour de son axe de rotation (Pôle Nord, Pôle Sud) dans le sens trigonométrique. L'alternance des jours et des nuits est une manifestation immédiate de ce mouvement.

On définit le jour solaire comme de la durée moyenne entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu, ce jour est divisé en 24 intervalles égaux appelés heures. La rotation de la terre s'effectue avec une période de $Pr = 23h 56mn 04s \approx 24h$.

Sa vitesse linéaire de rotation à l'équateur est $V_r=0,465\text{Km/s}$, elle est variable en fonction de latitude φ telle que : $V_r(\varphi) = V_r(\cos(\varphi))$.

Les saisons n'existeraient pas si la terre se tenait droite, sur son orbite. Mais le fait que son axe de rotation est penché d'un angle de $23^\circ 27' = 23,45^\circ$ avec un mouvement de révolution, le pôle Nord et le pôle Sud vont pouvoir successivement se dorner à la lumière [14].

I.3.3.2 Mouvement de translation :

Dans l'univers tout est en mouvement. La terre est en rotation sur elle-même puis elle tourne au tour du soleil en $P_t = 365\text{jours } 5\text{h } 48\text{mn } 40\text{s} = 365,25\text{ jours}$. Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Cette orbite est située dans un plan appelé plan de l'écliptique où le soleil est presque au centre. Elle est légèrement aplatie, elle correspond à un cercle de rayon moyen de $1,49675 \cdot 10^8\text{km}$ (1 AU). Cette distance est minimale au début janvier et maximale au début de juillet, figure I.11 [14].

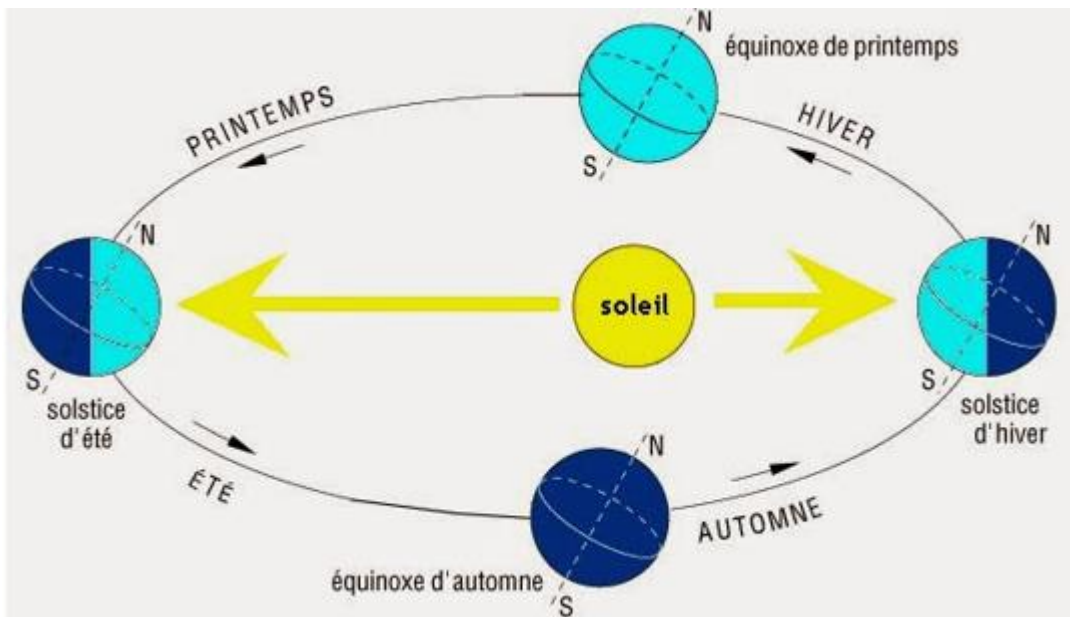


Figure I.11 : Le mouvement de la terre autour de soleil [14]

I.3.3.3 La variation annuelle du rayonnement direct extraterrestre :

Le rayonnement direct I_{on} est l'éclairement reçu par un plan disposé sous incidence normale aux rayons solaires par unité de surface à la limite supérieure de l'atmosphère. Il est donné par l'équation (I-3) en watts par mètre carré

$$I_{on} = I_{sc} \left(1 + 0.033 \cos\left(\frac{366.N}{365}\right) \right) \quad (I.11)$$

Avec :

N : numéro d'ordre du jour dans l'année $1 \leq N \leq 365$.

I_{sc} : constante solaire, la valeur la plus probable actuellement retenue est 1367 W/m^2 .

$E_0 \left(1 + 0.033 \cos\left(\frac{366.N}{365}\right) \right)$: facteur de correction de l'excentricité de l'orbite terrestre [14].

I.4 Gisement solaire en Algérie :

L'énergie solaire est disponible partout sur la Terre et représente, théoriquement, 900 fois la demande mondiale en énergie [12]. L'énergie solaire peut jouer un rôle capital pour une production locale de chaleur et d'électricité, notamment pour l'habitat individuel et collectif.

Notre pays dispose l'un des gisements solaires les plus importants du monde , il occupe une position géographique stratégique, favorisant l'épanouissement et l'utilisation des énergies renouvelables et particulièrement de l'énergie solaire , plus précisément pour les régions sahariennes et dans les endroits reculés où l'énergie électrique n'est pas très développés, et c'est pourtant ces régions qui sont caractérisées par plusieurs facteurs favorisant l'utilisation de l'énergie photovoltaïque et ceci étant principalement due à la présence d'un fort ensoleillement et une demande énergétique pas très importante.

La moyenne annuelle d'insolation en Algérie dépasse les 3000 heures avec 169440TWh/an. L'énergie solaire moyenne reçue est de 1700 kWh/m²/an au niveau des régions côtières ; 1900 kWh/m²/an dans les Hauts-Plateaux et 2650kWh/m²/an au Sahara [14].

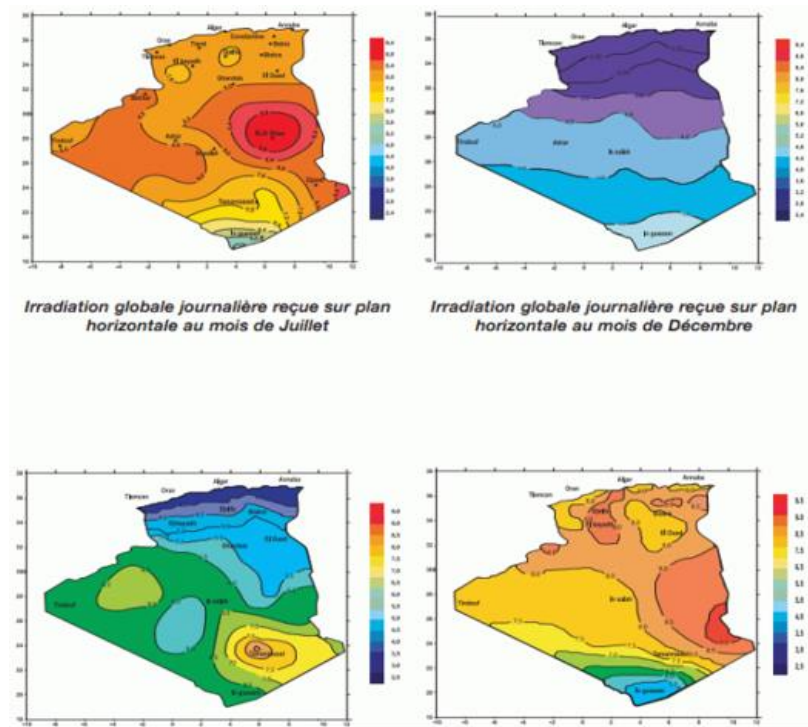


Figure I.12 : Potentiel solaire en Algérie [14]

I.5 Energie solaire :

I.5.1 L'éclairement :

L'éclairement représente une puissance qui est une quantité d'énergie fournie pendant une durée. Elle s'exprime en Watt (joule/seconde).

I.5.2 Irradiation :

L'irradiation solaire représente une énergie. Elle dépend de son exposition. Une surface horizontale ne recevra pas la même quantité d'énergie solaire qu'une surface verticale. Ainsi, il convient de toujours préciser la configuration du récepteur lorsqu'on parle d'irradiation reçue.

I.5.3 Exploitation de l'énergie solaire :

Du fait de sa nature et de sa puissance très variable à la surface de la terre en un point donné, il est difficile d'exploiter l'énergie solaire. Pour cela, on utilise l'effet de serre, ou les capteurs solaires, les fours solaires et les photopiles. L'énergie solaire se diffère suivant que l'on souhaite, produire de la chaleur ou de l'électricité. En effet, les deux technologies solaires, thermiques et photovoltaïques font appel à des approches techniques totalement différentes. Ce sont deux filières d'énergie renouvelable distinctes, faisant appel à des compétences et des matériaux différents.

- Produire de la chaleur :

Grâce à des panneaux solaires thermiques, il est possible de convertir le rayonnement du soleil pour produire de l'eau chaude. Le principe utilisé est celui du tuyau d'arrosage qui est resté au soleil.

- Produire de l'électricité :

Il est possible de produire de l'électricité à partir de la lumière du soleil grâce à des panneaux solaires photovoltaïques. Les modules solaires photovoltaïques sont constitués, d'un assemblage de cellules photovoltaïques en silicium. Le silicium est fabriqué à partir de la silice (notamment présent dans le sable), une matière abondante sur toute la terre. Mais, il faut rendre ce silicium très pur, ce qui nécessite un apport important d'énergie [19].

I.6 Cellule photovoltaïque :

I.6.1 Historique :

En effet le mot " photovoltaïque " vient de mot grec " photo " qui signifie lumière et de " voltaïque " qui tire son origine du nom d'un physicien italien "Alessandro volta" (1754 -1827) qui a beaucoup contribué à la découverte de l'électricité, alors le photovoltaïque signifie littérairement la « lumière électricité ».

1839 : Le physicien français « Edmond Becquerel » découvre l'effet photovoltaïque. 1875 :« Werner Von Siemens» expose devant l'Académie des sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs.

1887 : « Heinrich Rudolph Hertz » présenta pour la première fois l'effet photoélectrique dans un article de la revue scientifique « Annalen der Physik ». On appelle effet photoélectrique l'émission des électrons par un matériau soumis à un éclairage ou à un rayonnement électromagnétique d'intensité propre au matériau. Mais jusqu'à la seconde guerre mondiale, le phénomène reste encore une découverte anecdotique.

1954 : Les chercheurs américains "Gerald Pearson", "Darryl Chapin" et "Calvin Fuller" fabriquent une cellule Photovoltaïque en silicium.

1958 : une cellule avec un rendement de 9% est mise au point les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

1973 : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'université de Delaware [24].

I.6.2 Principe de fonctionnement d'une cellule :

I.6.2.1 Les matériaux semi-conducteurs :

Les matériaux semi-conducteurs sont des corps dont la résistivité est intermédiaire entre celle des conducteurs et celle des isolants. Les quatre électrons de valence du silicium permettent de former quatre liaisons covalentes avec un atome voisin. Dans ce cas, tous les électrons sont utilisés et aucun n'est disponible pour créer un courant électrique [19].

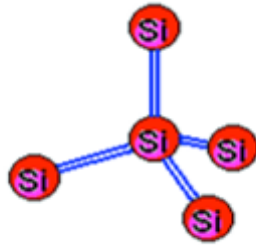


Figure I.13 : la structure de si [19]

I.6.2.1.1 Les semi-conducteurs intrinsèques :

Les électrons situés sur la couche la plus éloignée du noyau, qui participent aux liaisons covalentes peuvent, sous l'effet de l'agitation thermique, devenir porteur de charge. Le diagramme énergétique est constitué de deux bandes (conduction et valence) séparé par une bande interdite. Pour franchir cette bande l'électron doit acquérir de l'énergie (thermique, photon, ...) Mais le nombre d'électrons libres dans un semi-conducteur intrinsèque reste très faible. Ici le nombre de trou et d'électron est égal [19].

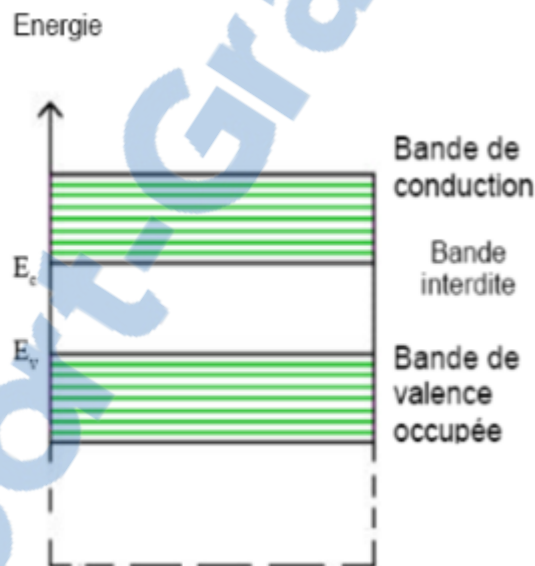


Figure I.14 : le diagramme énergétique [19]

I.6.2.1.2 Les semi-conducteurs extrinsèques :

Pour augmenter la conductivité des semi-conducteurs on y introduit des impuretés. Ce procédé est appelé dopage.

Dopage de type N :

On remplace un atome de silicium par un atome pentavalent. Quatre d'entre eux assurent les liaisons avec les atomes voisins de silicium et le cinquième resté disponible va être excité vers la bande de conduction très facilement par l'agitation thermique. D'où le nombre d'électron libre qui va fortement augmenter : dans ce cas le nombre de trou est très inférieur au nombre d'électron libre. On obtient ainsi un cristal dopé N (négatif) [19].

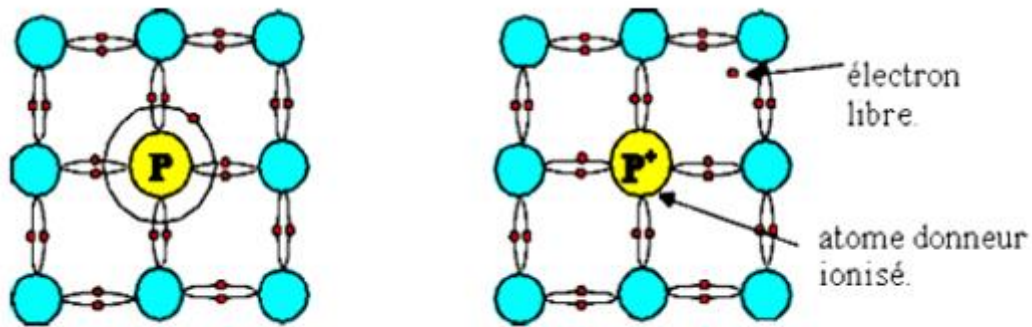


Figure I.15 : Dopage de type N [19]

Dopage de type P :

De la même façon on introduit des atomes trivalents, ses trois électrons vont assurer les liaisons covalentes avec trois atomes voisins mais laisser un trou au quatrième. Ce trou se déplace de proche en proche dans le cristal pour créer un courant. Ici le nombre de trous est très supérieur au nombre d'électrons libres du cristal intrinsèque, on obtient donc un cristal dopé P (positif), les impuretés utilisées sont souvent du Bore [19].

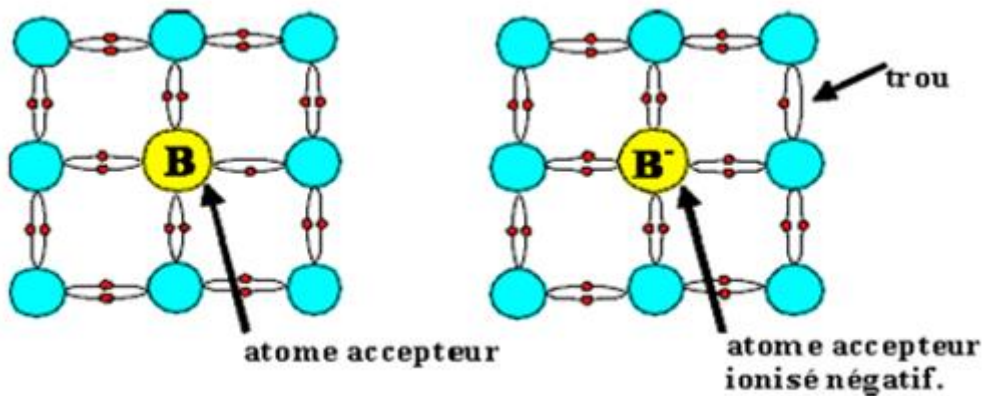


Figure I.16 : Dopage de type P [19]

I.6.2.2 La jonction PN :

Une jonction PN est l'accolement d'une région dopée P et d'une région dopée N. Lors de cet assemblage les porteurs de charges libres s'attirent et se recombinent dans la zone de jonction où les porteurs libres disparaissent : c'est la zone de transition.

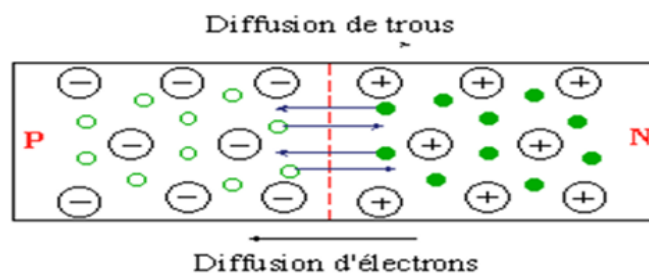


Figure I.17 : la jonction PN [19]

Il ne reste donc plus que les ions dans cette zone qui vont créer un champ électrique interne au niveau de la jonction et qui empêche les charges libres restantes dans chaque zone de traverser la jonction pour se recombiner.

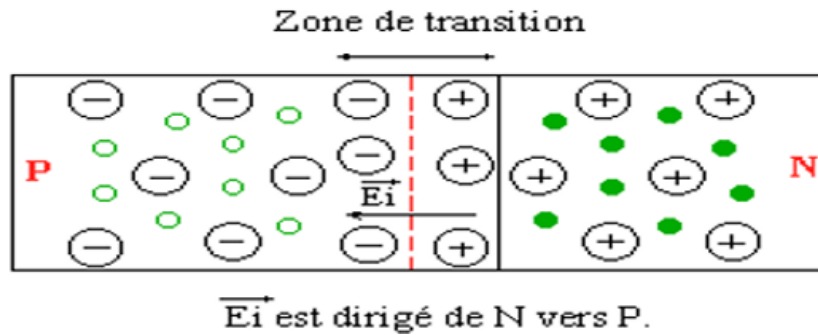


Figure I.18 : la zone de transition [19]

I.6.2.3 L'effet photovoltaïque :

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les photons constituant la lumière « attaquent » les atomes exposés au rayonnement. Les électrons des couches électroniques supérieures, appelés aussi électrons de valence ont tendance à être arrachés. Dans les cellules PV, une partie des électrons ne revient pas à son état initial et les électrons « arrachés » créent une tension électrique continue et faible [19].

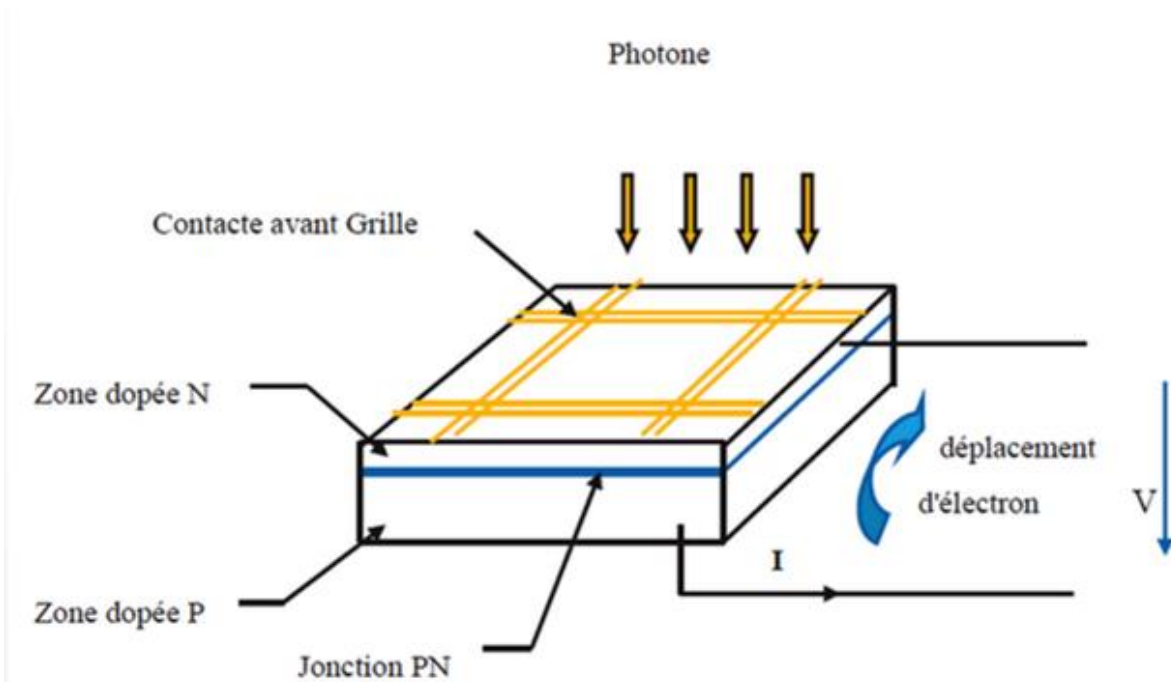


Figure I.19 : schéma d'une cellule photovoltaïque [19]

I.6.3 Les filières technologiques :

Une cellule photovoltaïque peut être réalisée avec de nombreux semi-conducteurs. En réalité, il existe aujourd'hui trois principales filières technologiques : le silicium cristallin, les couches minces et les cellules organiques. Ces filières se partagent inégalement le marché. Ces technologies coexistent sur le marché dans des proportions équivalentes

depuis de nombreuses années malgré des prix et des rendements très différents. L'augmentation des rendements focalise particulièrement l'intérêt des chercheurs. Toutes les filières continuent de progresser de façon remarquablement continue depuis trente ans. Il n'y a pas eu de grandes ruptures dans cette progression et les nouvelles filières suivent sensiblement la même pente que les anciennes. On a pu montrer que la limite théorique du rendement de la conversion énergétique se situe au-delà de 80% et n'est pas, a priori, hors d'atteinte. Les records en laboratoire le rappellent régulièrement, tel celui de 41,6% obtenu en 2008 aux USA [14].

I.6.3.1 Le silicium

La filière silicium représente aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale des cellules photovoltaïques. Il s'agit d'un matériau extrêmement abondant, stable et non toxique. Cette filière est elle-même subdivisée en plusieurs technologies distinctes de par la nature du silicium employé et/ou sa méthode de fabrication. Cette filière comporte deux technologies : le silicium monocristallin et le silicium multi cristallin.

I.6.3.2 Silicium monocristallin

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules.

Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme, intense et brillant. Elles sont utilisées, mais ne sont pas majoritaires sur le marché de l'énergie photovoltaïque. Le rendement du silicium monocristallin est le plus élevé, il est compris entre 12 et 20% pour les cellules industrielles. Son coût élevé est aujourd'hui un handicap et le silicium monocristallin perd du terrain devant le silicium multi cristallin [14].

I.6.3.3 Le silicium multi cristallin (Poly cristallin)

Le silicium multi cristallin (Poly cristallin) est devenu aujourd'hui la technologie la plus utilisée. A elle seule elle représente près de 50% du marché. Ces cellules sont obtenues par coulage de cristaux de silicium, ce qui rend sa structure hétérogène. Son rendement est légèrement inférieur au silicium monocristallin il est compris entre 10 et 14% selon les fabricants. En revanche sa fabrication est beaucoup plus simple, les coûts de production sont donc plus faibles [14].

I.6.4 Les couches minces

Le principal frein au développement du photovoltaïque à très grande échelle reste encore aujourd'hui, malgré la baisse de ces dernières années, le prix trop élevé du kWc. Le kilo watt crête (kWc) est l'unité qui définit la puissance d'un générateur PV aux Conditions de Test Standard (STC) (1000 w.m⁻² et 25 °C).

La majorité du prix d'un générateur photovoltaïque provient du silicium et du procédé de purification. Plusieurs types de cellules photovoltaïques,

visant à diminuer la quantité de matière nécessaire à leur fabrication sont aujourd'hui développés et commencent à être industrialisés. Ces technologies appelées couches minces font appel à des procédés de fabrication (dépôt sur ruban) visant la diminution de l'épaisseur des cellules [14].

La technologie à couche mince dont la plus mure est le silicium amorphe (Sia) représentait en 2008 plus de 7% du marché mondial. L'avantage de cette technique est l'utilisation de substrats à bas coût.

Le silicium est déposé à basse température sur un substrat en verre. De plus, il est possible de déposer ces cellules sur des substrats souples (Figure II-6) et ainsi de fabriquer des cellules souples. Son prix est plus faible que les cellules cristallines ; en revanche, le rendement d'une

cellule en Sia est inférieur à celui des cellules cristallines, il est d'environ 7%. L'utilisation de ce type de cellules nécessite l'utilisation d'une isolation galvanique entre les modules et le réseau. Sans cette isolation galvanique les cellules amorphes se dégradent très rapidement. La raison physique de ce phénomène reste encore obscure. Les cellules amorphes captent très bien le rayonnement diffus et sont donc moins sensibles aux variations de rayonnement direct. Ces cellules sont donc une très bonne alternative aux cellules cristallines sur des sites soumis à des ombrages sévères.

D'autres matériaux sont également utilisés dans les filières à couches minces comme le Tellure de Cadmium (CdTe), le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) et de gallium (CIGS). Ces technologies possèdent de bons rendements, pouvant aller jusqu'à 19%. Malgré les potentialités de ces trois technologies, les problèmes de toxicité sur l'environnement et d'approvisionnement en matières premières qu'elles soulèvent les cloisonneront au laboratoire ou à des applications très spécifiques [14].



Module souple Unisolar (68Wc, 1,12 m²).



Module rigide Sharp (115Wc, 1,42 m²).

Figure I.20 : deux exemples de modèles utilisant sia(silicium amorphe) [14]

I.6.5 Cellules organiques et plastiques

Observé depuis 30 ans dans les matériaux semi-conducteurs organiques, l'effet photovoltaïque a connu cette dernière décennie un grand essor.

Initialement donnant des valeurs très faibles de rendement de conversion, cette application particulière des semi-conducteurs organiques commence à attirer l'attention en 1986 lorsque l'équipe de Tang montre que les rendements proches du pourcent sont atteignables, conformément aux prédictions de Merritt en 1978. La cellule, composée alors d'une bicouche de molécules évaporées sous vide, atteint 0,95% de rendement de conversion. Ces cellules comprennent deux voies : la voie des cellules « humides » et la voie des cellules polymères organiques dites aussi cellules « plastiques ». Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment battus (actuellement près de 6%). Le principal frein à ces technologies est actuellement la stabilité de leurs performances ainsi que leur durée de vie (actuellement environ 1000 heures)[14].

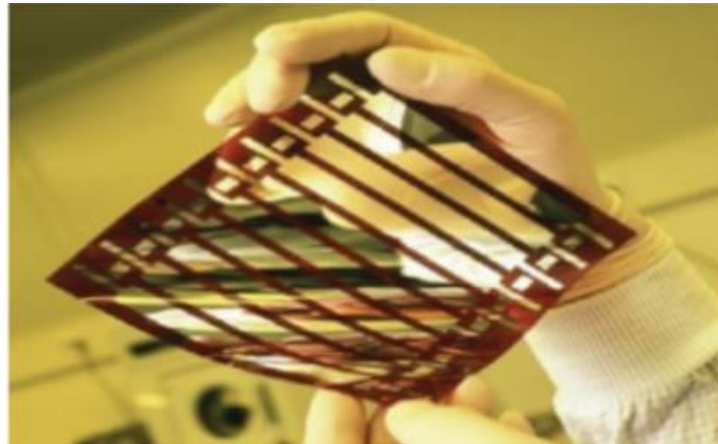


Figure I.21 : Cellule solaire tout organique sur substrat souple [14]

L'intérêt de ces cellules vient aussi du fait que, contrairement aux cellules à base de matériaux inorganiques, elles offrent l'avantage de pouvoir être déposée en grande surface, à grande vitesse, par des techniques d'impression classiques. Elles ouvrent également la voie aux applications légères, nomades et souples. Enfin, grâce à des coûts de fabrication et de matériaux plus faibles, ces cellules devraient dans l'ensemble revenir beaucoup moins chères que leurs concurrentes [15].

Le tableau ci-dessous donne le comparatif des rendements des différents types de cellules.

| Type | cellule (labo) | Module (labo) | Module (commercial) | Niveau développement |
|-------------------------------------|----------------|---------------|---------------------|---|
| 1ère génération | | | | |
| Silicium monocristallin | 24.70% | 22.70% | 12-20% | Production industrielle |
| Silicium polycristallin | 20.30% | 16.20% | 11-15% | Production industrielle |
| 2e génération | | | | |
| Silicium amorphe | 13.40% | 10.40% | 5-9% | Production industrielle |
| Silicium cristallin en couche mince | | 9.40% | 7% | Production industrielle |
| CIS | 19.30% | 13.50% | 9-11 % | Production industrielle |
| CdTe | 16.70% | | 6-9% | Prêt pour la production |
| 3e génération | | | | |
| Cellule organique | 5.70% | | | Au stade de la recherche |
| Cellule de Grätzel | 11% | 8.40% | | Au stade de la recherche |
| Cellules multi-jonctions | 39% | 25-30% | | Au stade de la recherche, production exclusivement applications spatiales |

Table I.1 : comparaison des rendements des différents types de cellules [15]

I.7 Générateur photovoltaïque :

I.7.1 La constitution d'un module photovoltaïque :

Câblage des cellules photovoltaïques : les cellules sont connectées entre elles par un fins ruban métallique (cuivre étamé), du contact en face avant (-) au contact en face arrière(+)

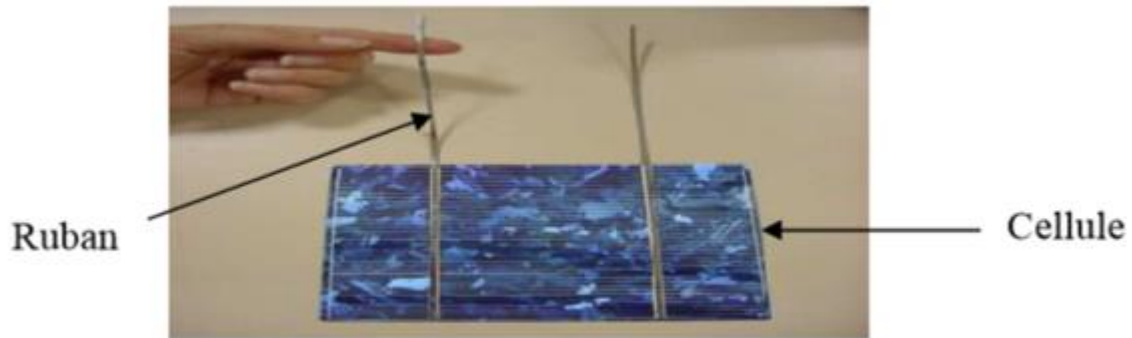


Figure I.22 : Ruban métallique d'une cellule [15]

- les cellules sont encapsulée sous vide entre 2 films thermoplastiques transparents (EVA : Ethylène Acétate deVinyle)
- le plus souvent présence d'un cadre en aluminium avec joint périphérique pour permettre la dilatation
- un verre trempé en face avant protège les cellules sur le plan mécanique tout en laissant passer la lumière

la face arrière est constituée d'un verre ou d'une feuille TEDLAR .

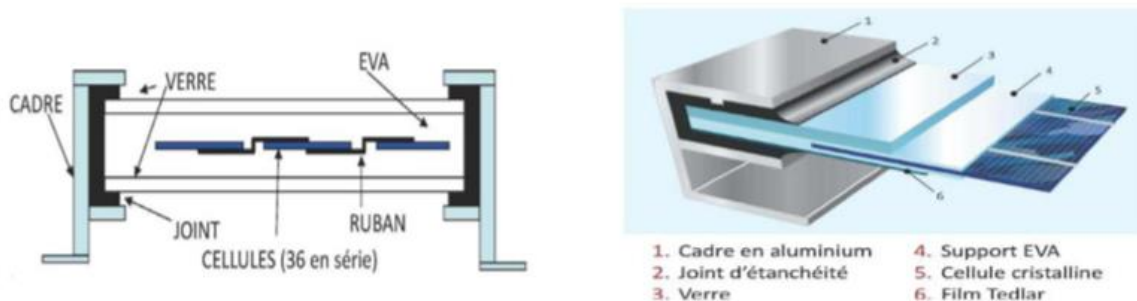


Figure I.23 : Emplacement des cellules [15]

- connexion ; la boîte de connexion étanche regroupe les bornes de raccordement, les diodes by-pass
- les 2 câbles unipolaires sont raccordés

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

$$P_{pr} = N_s \cdot V_{pr} \cdot N_p \cdot I_{pr} \quad (I.12)$$

Avec :

P_{pr} : la puissance disponible en sortie du GPV

V_{pr} : la tension à la sortie du GPV

I_{pr} : le courant de sortie du GPV

I.7.1.1 Mise en série :

Une association de N_s cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, figure II-15. L'équation (I-2) résume les caractéristiques électriques d'une association série de ns cellules [2].

$$V_{co} = N_s \cdot V_{co} \quad (I.13)$$

Avec :

V_{co} : la tension du circuit ouvert

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce. Comme la surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible.

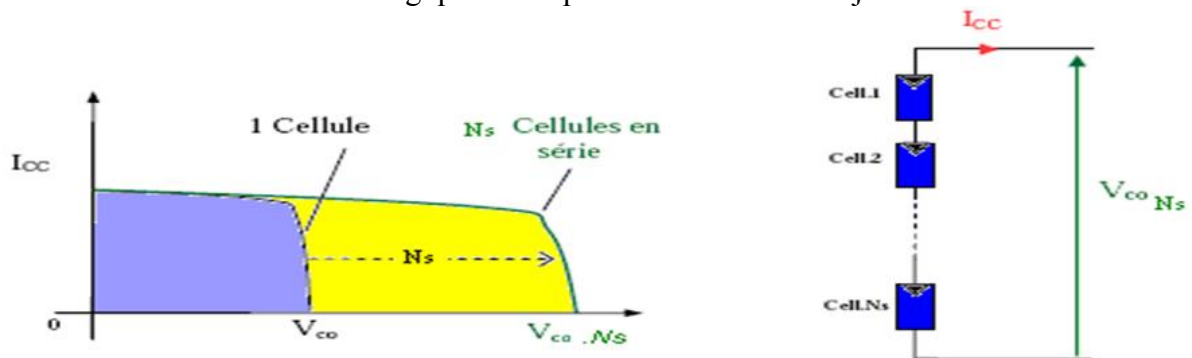


Figure I.24 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série [2]

L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble. Les panneaux commerciaux constitués de cellules de première génération sont habituellement réalisés en associant 36 cellules en série ($V_{cons}=0.6V*36=21.6V$) afin d'obtenir une tension optimale du panneau V_{op} proche de celle d'une tension de batterie de 12V [14].

I.7.1.2 Mise en parallèle

D'autre part, une association parallèle de N_p cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants, Figure II-16. L'équation (II-3) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de N_p cellules.

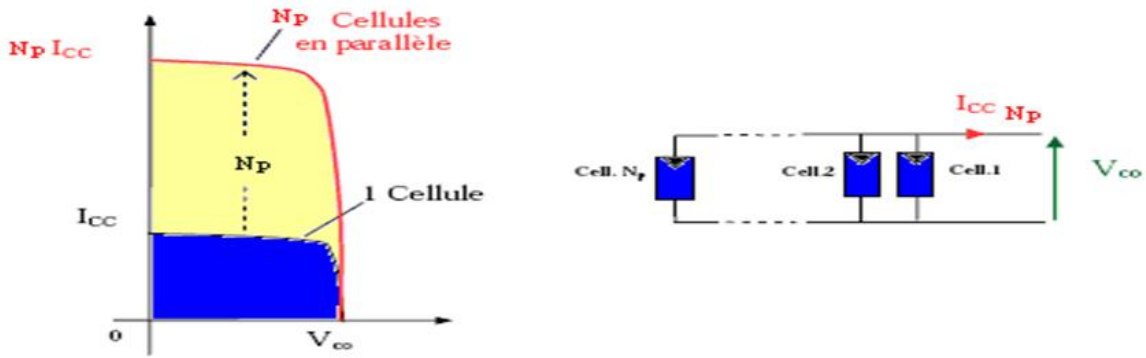


Figure I.25 : Caractéristiques résultant d’un groupement de N_p cellules en parallèle [2]

$$I_{cc} = N_p \cdot I_{cc} \quad (I.14)$$

Avec

I_{cc} : le courant de court-circuit

Si l’on désire avoir un générateur PV ayant un courant de sortie plus intense, on peut soit faire appel à des cellules PV de plus grande surface et de meilleur rendement, soit associer en parallèle plusieurs modules PV de caractéristiques similaires. Pour qu’un générateur PV ainsi constitué puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les (N_s , N_p) cellules se comportent toutes de façon identique. Elles doivent pour cela être issues de la même technologie, du même lot de fabrication et qu’elles soient soumises aux mêmes conditions de fonctionnement (éclairage, température, vieillissement et inclinaison).

La puissance du générateur PV sera optimale si chaque cellule fonctionne à sa puissance maximale notée P_{max} . Cette puissance est le maximum d’une caractéristique $P(V)$ du générateur, et correspond au produit d’une tension optimale notée V_{op} et d’un courant optimal noté I_{op} .

Pour réduire les dysfonctionnements, les fabricants ont choisi de ne pas commercialiser des cellules PV seules. Ainsi, les générateurs PV se trouvent souvent sous forme de modules pré-câblés, constitués de plusieurs cellules, aussi appelés par abus de langage panneaux PV. Chaque référence de module a ses propres caractéristiques électriques garanties à $\pm 10\%$ selon le lot de fabrication [14].

Le passage d’un module à un panneau se fait par l’ajout de diodes de protection, une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite diode by-pass, qui n’intervient qu’en cas de déséquilibre d’un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée .

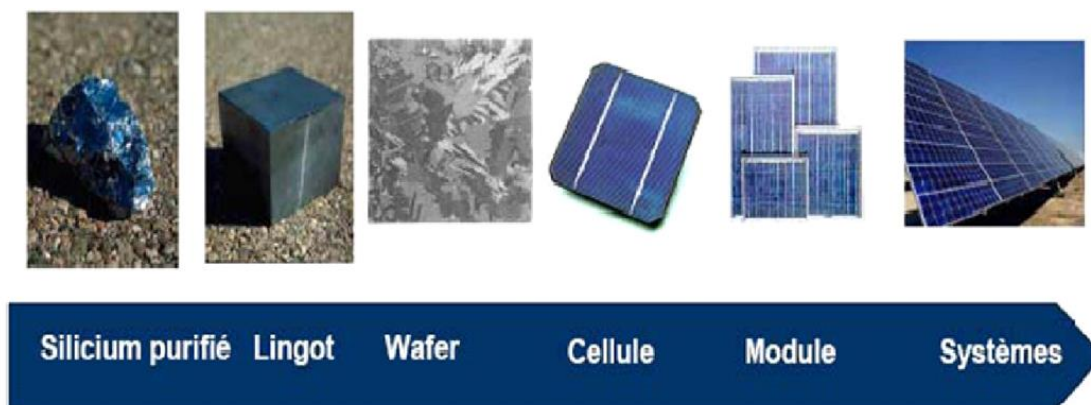


Figure I.26 : Le passage d’une cellule à un champ photovoltaïque [2]

I.7.2 Paramètres photovoltaïque :

Il existe de nombreux paramètres qui permettent de caractériser une cellule solaire. Ces paramètres sont appelés paramètres photovoltaïques et sont déduits de la caractéristique $I(V)$.

La figure I-26 représente une caractéristique courant-tension $I(V)$ dans le noir et sous illumination typique d'une cellule photovoltaïque à jonction PN. Le tracé de cette courbe permet d'accéder à bon nombre de paramètres physiques caractéristiques du composant. Les premiers paramètres qui apparaissent sur la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque sont le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension à circuit ouvert (V_{co}) et le facteur de forme (FF) du composant [3].

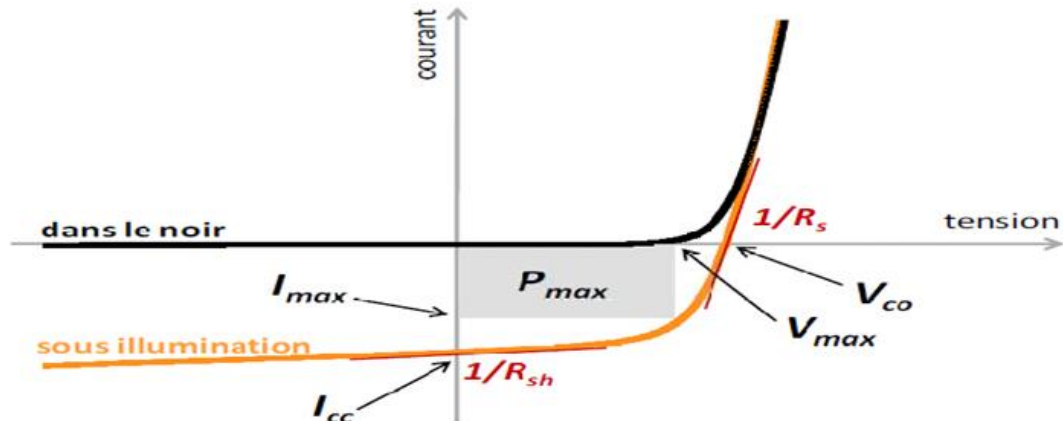


Figure I.27 : Caractéristique courant-tension et paramètres physiques d'une cellule photovoltaïque [3]

I.7.2.1 Paramètre de court-circuit ICC:

Il s'agit du courant lorsque le potentiel appliqué à la cellule est nul. C'est le plus grand courant que la cellule peut fournir. Celui-ci est fonction de la température, de la longueur d'onde du rayonnement, de la surface active de la cellule, de la mobilité des porteurs. Ce courant est linéairement dépendant de l'intensité lumineuse reçue.

I.7.2.2 Tension de circuit ouvert (V_{co})

Comme son nom l'indique, c'est la tension aux bornes de la cellule lorsqu'elle n'est pas connectée à une charge ou lorsqu'elle est connectée à une charge de résistance infinie. Elle dépend essentiellement du type de cellule solaire (jonction PN, jonction Schottky), des matériaux de la couche active et de la nature des contacts de la couche active-électrode. Elle dépend de plus de l'éclairement de la cellule [3].

$\frac{K \cdot T_c}{q}$ Le potentielle thermodynamique

T_c : est la température absolue

q : la charge d'électron $1,602 \cdot 10^{-20}$

K : la constante de Boltzmann, $1,38 \cdot 10^{-23} \text{J/k}$

I_{ph} : le courant photonique

I_s : le courant de saturation

Deux régimes peuvent être observés suivant le degré d'éclairement figure II-18.
Régime des faibles flux lumineux : dans ce cas, $I_{ph} - I_s$, ce qui permet d'écrire :

$$\log\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) = \frac{I_{ph}}{I_s} \quad (\text{I.15})$$

D'où :

$$V_{co} \approx \frac{K.T_c}{q} \cdot \left(\frac{I_{ph}}{I_s}\right) \quad (\text{I.16})$$

C'est la zone de comportement linéaire de la cellule. La formule précédente peut s'écrire aussi $V_{co} = R_0 \cdot I_{ph}$. En posant $R_0 = \frac{K.T_c}{q.I_s}$: R_0 est la résistance interne de la diode en polarisation externe nulle (circuit ouvert) et sous faible flux lumineux.

Régime des flux lumineux suffisamment intenses pour que $I_{ph} \gg I_s$ soit :

$$\frac{I_{ph}}{I_s} \gg 1$$

D'où :

$$V_{co} = \frac{K.T_c}{q} \log\left(\frac{I_{ph}}{I_s}\right) \quad (\text{I.17})$$

C'est le domaine du comportement logarithmique.

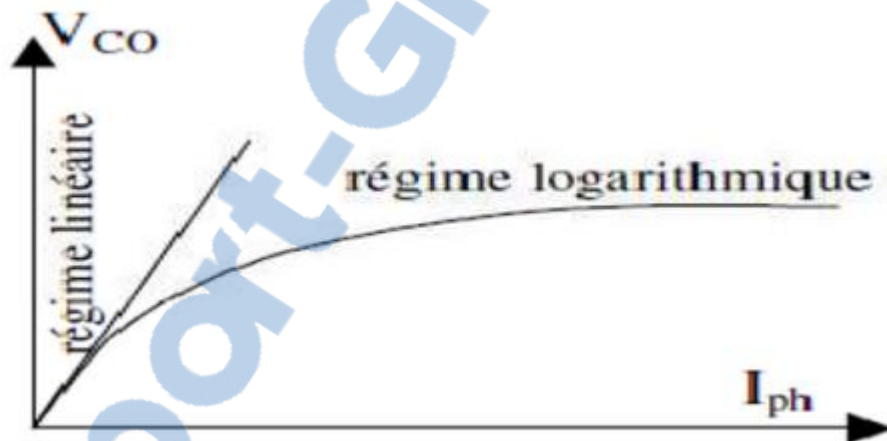


Figure I.28 : différents régimes selon la puissance d'éclairement [3]

Il est important de remarquer que cette tension augmente avec le log de I_{ph} , donc avec le log de l'illumination. En revanche, elle décroît avec la température, malgré le terme $\frac{K.T_c}{q}$. En effet, le courant de saturation I_s dépend de la surface de la diode (donc de la cellule) et des caractéristiques de la jonction : il varie exponentiellement avec la température et cette dépendance en température compense largement le terme $\frac{K.T_c}{q}$. Donc la tension de circuit ouvert V_{co} baisse avec la température, ce qui est important dans le dimensionnement des systèmes [3].

I.7.2.3 Facteur de forme, FF :

Un paramètre important est souvent utilisé à partir de la caractéristique $I(V)$ pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV : c'est le facteur de remplissage ou fill factor (FF). Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{max} et la puissance formée par le rectangle $I_{cc} \cdot V_{oc}$. Plus la valeur de ce

facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales [4]. Il est défini par la relation suivante :

$$FF = \frac{P_{\max}}{V_{co}I_{cc}} \quad (I.19)$$

I.7.2.4 Le rendement :

Le rendement, η des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente, P_{in} .

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{in}} = \frac{FF \cdot V_{co} \cdot I_{cc}}{P_{in}} \quad (I.20)$$

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert. Le rendement de conversion est un paramètre essentiel. En effet, la seule connaissance de sa valeur permet d'évaluer les performances de la cellule.

I.7.2.5 Le rendement quantique, EQE

Le rendement quantique est le rapport entre le nombre d'électrons dans le circuit externe et le nombre de photons incidents. Lorsque les photons perdus par réflexion (à la fenêtre de la cellule) et les photons perdus par transmission à travers toute l'épaisseur de la cellule (à cause de l'absorption incomplète) ne sont pas pris en compte, cette grandeur s'appelle alors le rendement quantique interne, IQE (internal quantum efficiency). Dans le cas contraire, ce paramètre s'appelle le rendement quantique externe, EQE (external quantum efficiency). Le rendement quantique externe est défini comme suit:

$$EQE(\lambda) = \frac{I_{cc}(\lambda) E(\lambda)}{\varphi(\lambda) e} = \frac{I_{cc}(\lambda) h \cdot c}{\varphi(\lambda) e \cdot \lambda} \quad (I.21)$$

Où $G(\beta)$ est le flux lumineux incident, e la charge de l'électron et E l'énergie du photon (avec $E(\beta) = hc/\beta$, h étant la constante de Planck, c la vitesse de la lumière et β la longueur d'onde).

Le rapport $I_{cc}(\lambda)/\varphi(\lambda)$ est appelé « réponse spectrale » de la cellule, elle est notée $SR(\lambda)$. Elle représente la sensibilité de la cellule pour chaque longueur d'onde. On peut donc redéfinir le rendement quantique externe comme suit [14] :

$$EQE(\lambda) = SR(\lambda) \frac{h \cdot c}{e \cdot \lambda} \quad (I.22)$$

L'EQE est aussi désigné sous le terme d'IPCE (de l'expression anglaise Incident Photon to Current Efficiency). En remplaçant les trois constantes par leurs valeurs numériques, on obtient :

$$IPCE(\lambda) = 1,24 \frac{I_{cc}}{\varphi(\lambda) \cdot \lambda} \quad (I.23)$$

I.8 Avantages et inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque

a) Avantages

Les avantages de l'électricité solaire photovoltaïque sont multiples :

- ✓ La production de cette électricité renouvelable est propre, n'est pas toxique.
- ✓ Les systèmes photovoltaïques sont extrêmement fiables.
- ✓ L'énergie photovoltaïque Particulièrement attractive pour les sites urbains dus à leur petite relative taille, et leur opération silencieuse

- ✓ La lumière du soleil étant disponible partout, l'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville.
- ✓ L'électricité photovoltaïque est produite au plus près de son lieu de consommation, de manière décentralisée, directement chez l'utilisateur.
- ✓ modulaires, ses composants se prêtent à une utilisation innovante et esthétique en matière d'intégration architecturale (implantés sur ou en éléments de toiture ou de façade, sous forme de brise-soleil...).
- ✓ l'électricité solaire photovoltaïque a pour qualité sa fiabilité, la durée de vie des capteurs, son autonomie, son faible impact sur l'environnement.
- ✓ technologie encore émergente, son coût lui permet d'être souvent compétitif par rapport aux solutions classiques dans les sites éloignés du réseau électrique ne demandant pas de très grosse quantité d'électricité fournie, ou dans des sites urbains lorsqu'elle évite des coûts de raccordement au réseau électrique public .
- ✓ Le coût de fonctionnement des panneaux photovoltaïques est très faible car leur entretien est très réduit, et ils ne nécessitent ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé.
- ✓ Les systèmes photovoltaïques sont fiables : aucune pièce employée n'est en mouvement. Les matériaux utilisés (silicium, verre, aluminium), résistent aux conditions météorologiques extrêmes.

b) Inconvénients

- ✓ Production d'énergie qui dépend de l'ensoleillement, toujours variable.
- ✓ Le coût d'investissement des panneaux photovoltaïques et des capteurs est élevé.
- ✓ S'il faut stocker l'énergie avec des batteries, le coût de l'installation augmente.
- ✓ Le rendement réel de conversion d'un module est faible.
- ✓ Le rendement électrique diminue avec le temps (20% de moins au bout de 20 ans).
- ✓ Pollution à la fabrication.

Malgré les inconvénients, le marché photovoltaïque ne cesse pas de trouver des applications et de s'agrandir. En plus, la technologie photovoltaïque est dans un processus de maturation dans laquelle les inconvénients pourraient s'attendrir, surtout à ce qui concerne les coûts de fabrication.

I.9 Conclusion :

On a présenté dans ce chapitre les bases indispensables à la compréhension du fonctionnement physique d'une cellule photovoltaïque. Nous avons rappelé quelques notions sur les coordonnées astronomiques ainsi que le rayonnement solaire et son application dans le domaine photovoltaïque. Nous avons ensuite expliqué le principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques et leurs caractéristiques principales.

CHAPITRE II : Modélisation du système photovoltaïque

II.1 Introduction :

Pour développer un circuit équivalent précis pour une cellule PV, il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule aussi bien que les caractéristiques électriques de chaque élément. Selon cette philosophie plusieurs modèles électriques ont été proposés pour représenter la cellule photovoltaïque.

la plupart des systèmes photovoltaïque, sont équipée par une technique ou un algorithme particulier nommé « Maximum Power Point Tracking » MPPT qui permet de suivre le point de puissance maximale d'un générateur électrique ainsi des systèmes des convertisseurs (hacheur, onduleur, ...) qui sont utilisés pour charger des batteries de stockage et/ou pour transformer le courant continu en courant alternatif.

L'énergie solaire n'étant pas disponible à tout moment (par exemple la nuit, les jours nuageux) il est donc nécessaire d'équiper les systèmes photovoltaïques par des batteries qui permettent de stocker l'énergie et de la restituer en temps voulu, ainsi pour une installation PV autonome, l'unité de stockage est requise pour assurer un approvisionnement continu en énergie électrique.

Dans ce chapitre, on présentera une modélisation d'une cellule photovoltaïque Ainsi que l'influence des conditions météorologiques (l'éclairement solaire incident et la température) nous allons aussi citer et expliquer deux méthodes de poursuite du point de puissance maximale, définir le convertisseur DC/DC et le convertisseur DC/AC, caractéristique de la batterie et leurs différents types en terminent par une petite étude sur la charge.

II.2 Modélisation de la cellule photovoltaïque :

La modélisation des cellules PV passe nécessairement par un choix judicieux des circuits électriques équivalents. Plusieurs modèles mathématiques sont développés pour représenter un comportement fortement non linéaire résultant de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations. Il existe plusieurs types de modèles qui donnent les différentes équations mathématiques en raison du nombre des composants intervenant dans le circuit. On présentera deux modèles du GPV :

II.2.1 Modèle d'une cellule idéale :

Dans le cas idéal, la cellule d'une jonction PN soumise à l'éclairement photovoltaïque connecté à une charge peut être schématisée par un générateur de courant I_{ph} en parallèle avec une diode délivrant un courant selon la figure (II.1), qui représente le circuit équivalent d'une cellule solaire idéale.

Les équations retenues de ce modèle sont [16] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (\text{II.1})$$

Avec :

Le courant I_{ph} est assimilé au courant I_{sc} avec $V_{pv} = 0$, courant de court-circuit obtenu en court circuitant la charge.

$$I_{ph} = I_{sc} = \frac{E}{E_{ref}} \quad (\text{II.2})$$

Avec :

E : L'éclairement absorbé par la cellule.

E_{ref} : L'éclairement de référence (1000 w/m2) .

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \quad (\text{II.3})$$

$$V_t = \frac{N_s K T}{q} \quad (\text{II.4})$$

Avec :

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode.

V_t : Tension thermique.

N_s : Nombre de cellule en série.

K : Constant de Boltzmann (1,38.10⁻²³J/K).

q : Charge de l'électron (1,6.10⁻¹⁹ C).

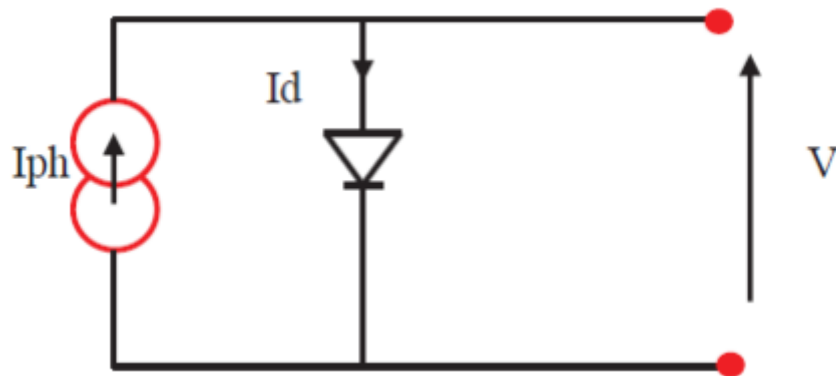


Figure II.1 : schéma équivalent d'une cellule idéale [16]

II.2.2 Modèle d'une cellule réelle :

Le schéma équivalent de la cellule photovoltaïque réelle tient compte d'effets résistifs parasites dues à la fabrication et représenté sur la figure(II.2). Ce schéma équivalent est constitué d'une diode (d) caractérisant la jonction, une source de courant (I_{ph}) caractérisant le photo-courant, une résistance série (R_s) représentant les pertes par effet Joule, et une résistance shunte (R_{sh}) caractérisant un courant de fuite entre la grille supérieure et le contact arrière qui est généralement très supérieure à (R_s) [16].

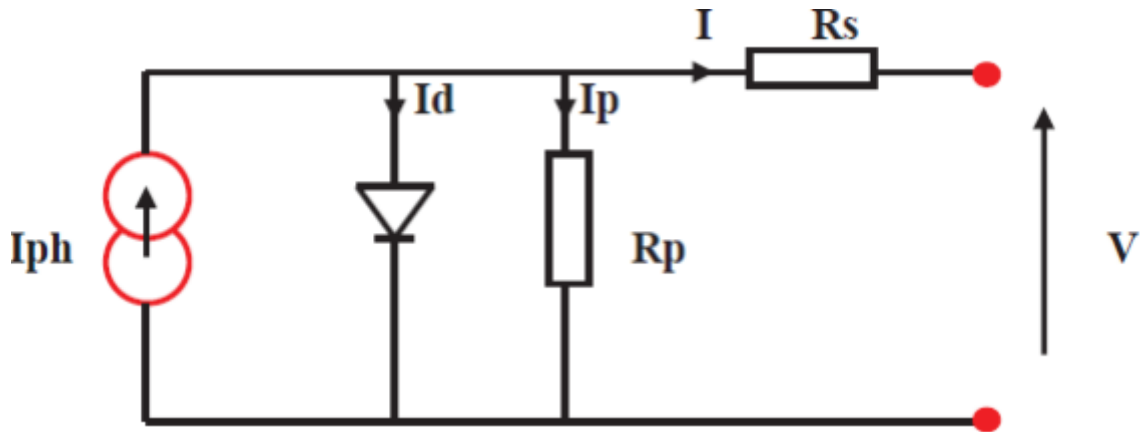


Figure II.2 : schéma équivalent d'une cellule réelle [16]

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_p \quad (\text{II.5})$$

I_{pv} : Courant généré par la cellule photovoltaïque.

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

I_d : Le courant circulant dans la diode.

I_p : Le courant circulant dans la résistance R_p

$$I_{ph} = [I_{cc} + K_i(T_f - T_s)] \frac{G_f}{G_s} \quad (\text{II.6})$$

$$I_d = I_0 (e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1) \quad (\text{II.7})$$

$$I_0 = I_{0r} \left(\frac{G_f}{G_s} \right)^3 \left[e^{\left(\frac{qE_g}{Kf} \right) \left(\frac{1}{T_s} - \frac{1}{T_f} \right)} \right] \quad (\text{II.8})$$

$$I_{0r} = \frac{I_{ccr}}{\frac{V_{0c,n}}{e^f \cdot V_t, n - 1}} \quad (\text{II.9})$$

$$I_p = \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p} \quad (\text{II.10})$$

I_{0r} : est le courant de court-circuit de la cellule à la température de référence T_n et l'éclairement de référence.

T_f : Température de la jonction des cellules PV [°K].

T_s : Température de référence des cellules PV [°K].

f : facteur d'idéalité de la jonction.

E_g : Énergie de gap [ev].

$$V_d = V_{pv} + R_s I_{pv} \quad (\text{II.11})$$

R_s : Résistance série symbolise la résistance de masse du matériau semi conducteur, ainsi les résistances ohmiques et de contact au niveau des connexions des cellules.

R_p : Résistance shunt représente les fuites autour de la jonction p-n dues aux impuretés et sur les coins de cellule. Les résistances R_s et R_p sont calculées par l'équation suivante :

$$R_s = \frac{N_s \cdot f \cdot V_{t,STC} \cdot \ln\left(1 - \frac{I_{Mpp,STC}}{I_{ph,STC}}\right) + V_{oc,STC} - V_{Mpp,STC}}{I_{Mpp,STC}} \quad (\text{II.12})$$

$$R_p = \frac{V_{Mpp,STC} + I_{Mpp,STC} \cdot R_s}{I_{ph,STC} - I_{Mpp,STC} - I_{sat,STC} \cdot \left(e^{\frac{V_{Mpp,STC} + I_{Mpp,STC} \cdot R_s}{f \cdot V_{t,STC}}} - 1 \right)} \quad (\text{II.13})$$

V_{pv} : La tension de sortie.

I_p : Le courant circulant dans la résistance R_p

En substituant les équations (II.6 ; II.7) dans l'équation (II.5) l'expression du courant électrique délivrée par la cellule devient :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t}} - 1 \right) - I_p = \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p} \quad (\text{II.14})$$

II.3 Influence de la température et de l'éclairement :

II.3.1 Influence de l'éclairement :

L'augmentation de l'éclairement se traduit par un déplacement de la caractéristique $I=f(V)$ suivant l'axe des courants. L'accroissement du courant de court-circuit est beaucoup plus important que celui de la tension à circuit ouvert étant donné que le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement, alors que celle de la tension à circuit ouvert est logarithmique.

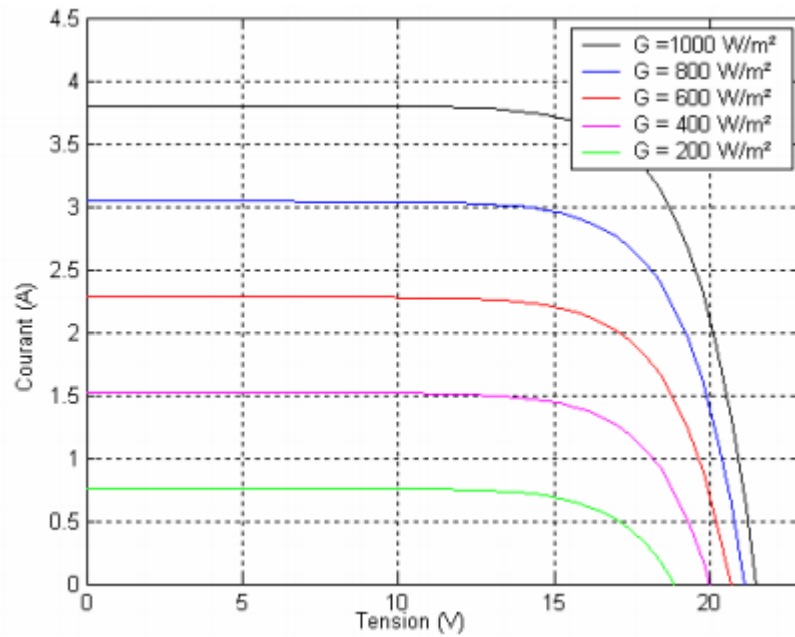


Figure II.3 : caractéristique $I=f(V)$ pour différents éclairements d'un panneau [17]

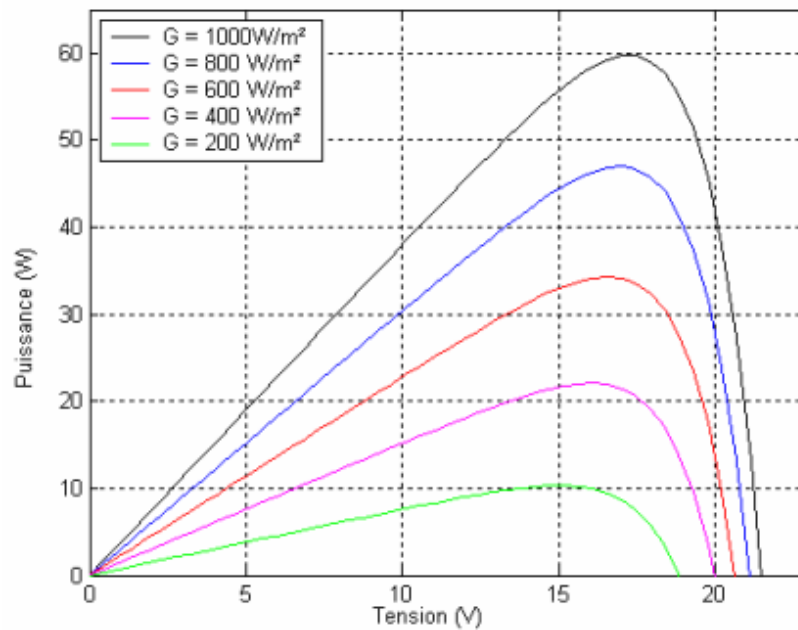


Figure II.4 : caractéristique $P=f(V)$ pour différents éclairements d'un panneau [17]

II.3.2 Influence de la température :

La température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue. Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement prise en compte [16].

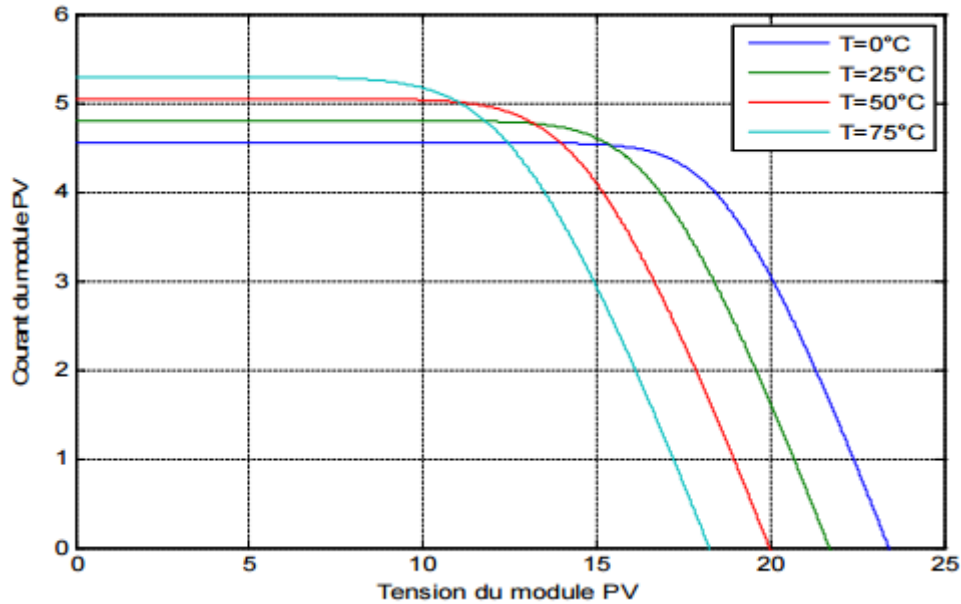


Figure II.5 : caractéristique $I=f(V)$ pour différentes températures d'un panneau [17]

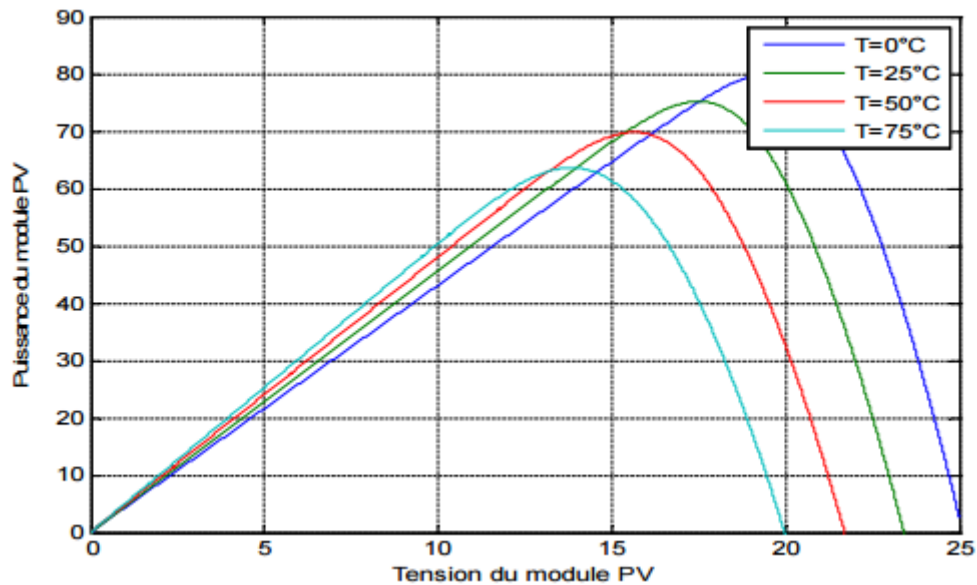


Figure II.6 : caractéristique $P=f(V)$ pour différentes températures d'un panneau [17]

II.4 MPPT :

La cellule (ou module) photovoltaïque a un point de puissance maximale (PPM) qui varie en fonction de l'ensoleillement et de la température. Ceci est obtenu par le biais des commandes MPPT, 'Maximum Power Point Tracking' qui est divisée en deux analogiques ou numériques.

Le principe de cette commande basé sur la variation automatique du rapport cyclique α en l'amenant à la valeur optimale de manière à maximiser la puissance délivrée par le panneau PV [13].

Dans le cas des commandes MPPT analogiques, se pose le problème de la divergence de l'encombrement des composants électronique utilisés [5-9]. Dans le cas des commandes MPPT numériques, plusieurs algorithmes ont été utilisés dans la littérature à savoir : la méthode de la conductance incrémentale, la méthode de la logique floue (Fuzzy Logic Control), celle à base des réseaux de neurones (Neural Network) [13] et la méthode perturbation et observation (P&O) traditionnelle qui présente des problèmes de précisions sur la régulation autour du PPM .

II.4.1 Méthode de perturbation et d'observation :

La méthode de perturbation et observation (P&O) est une approche largement répandue dans la recherche de MPPT, parce qu'elle est simple et exige seulement des mesures de tension et de courant du V_{PV} et I_{PV} respectivement, elle peut dépister le point maximum de puissance même lors des variations de l'éclairement et la température.

Le principe de cet algorithme est d'effectuer une perturbation sur la tension et le courant du panneau PV, ensuite calculé la puissance fournie par ce panneau PV à l'instant k $P_{pv}(k)$, puis la compare à la précédente instant $P_{pv}(k-1)$. En va avoir par suivant le figure (II.3) [18].

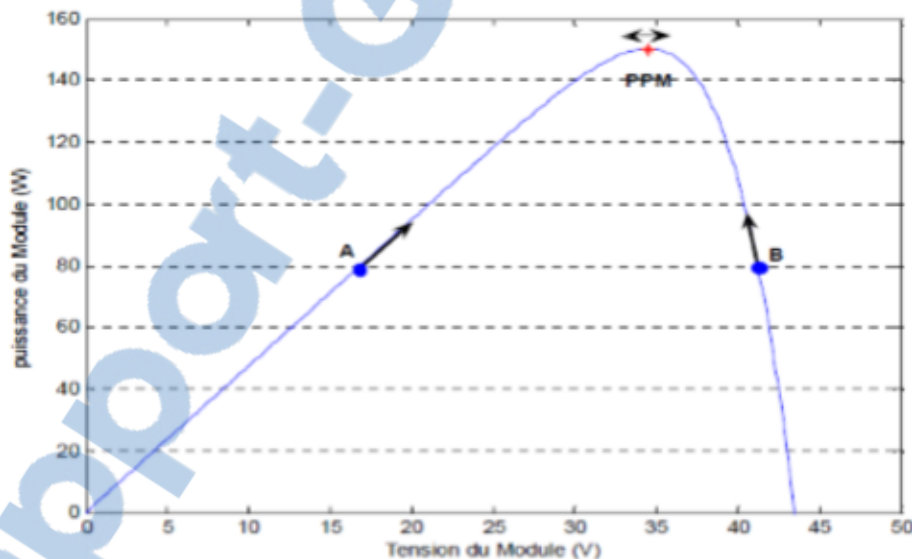


Figure II.7 : Courbe $p=f(v)$ d'un panneau solaire [18]

Si la puissance de sortie augmente, V_{pv} est ajustée dans la même direction que dans l'instant précédent. Si la puissance de sortie diminue, V_{pv} est ajustée dans la direction opposée que dans le cycle précédent. Lorsque le point de puissance maximale est atteint, V_{pv} oscille autour de la valeur optimale V_{op} . Ceci cause une perte de puissance qui augmente avec le pas de l'incrémental de la perturbation. On cas le pas d'incrémental est grande, l'algorithme du MPPT répond rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement. D'un autre côté si le pas est petit, les pertes lors des conditions de changements atmosphériques lents ou stables, seront inférieures mais le système ne pourra pas répondre

rapidement aux changements rapides de la température ou de l'éclairement. Le pas idéal est déterminé expérimentalement en fonction des besoins.

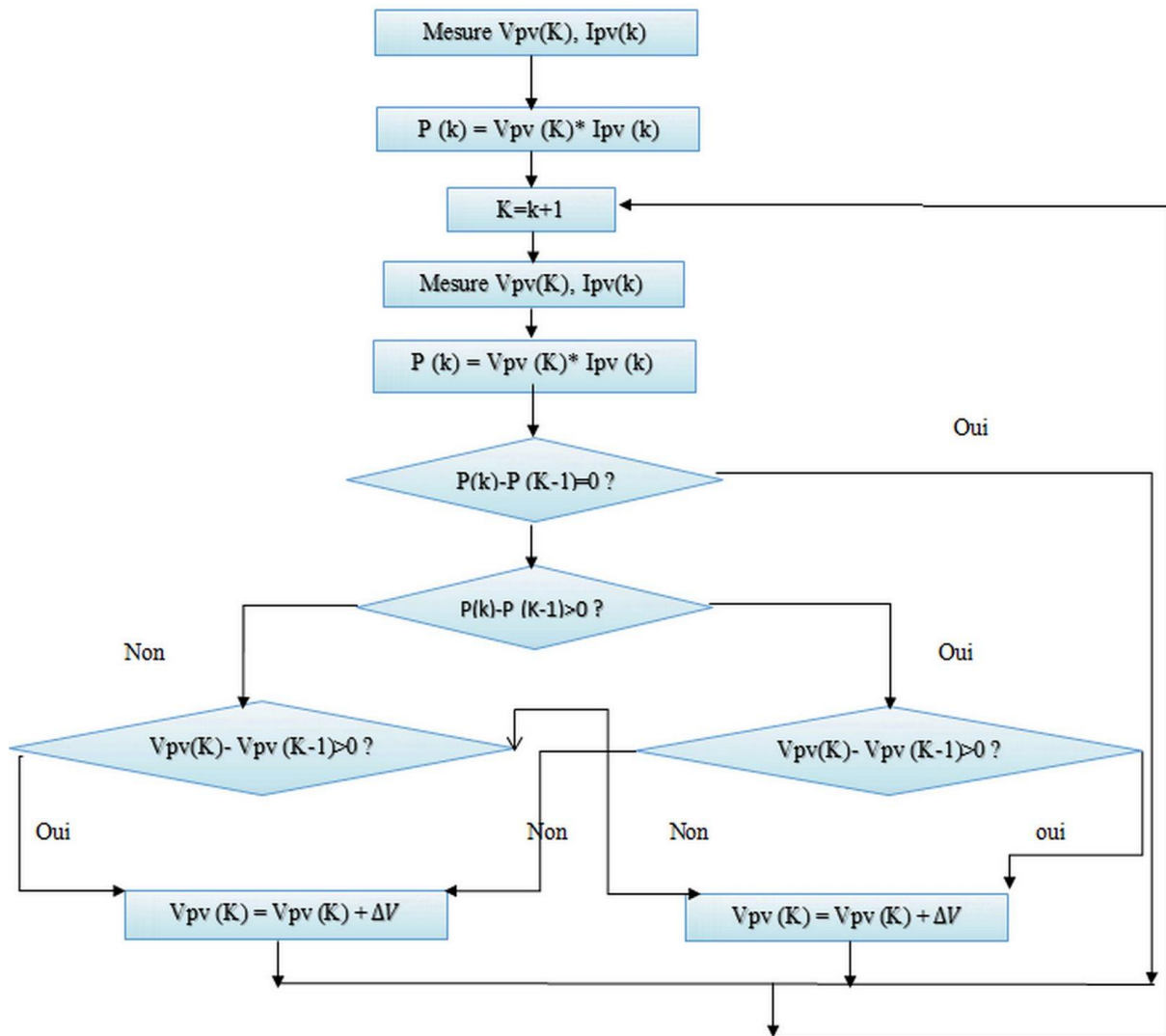


Figure II.8 : Organigramme de la méthode P&O [18]

Si une augmentation de l'ensoleillement, on aura donc une augmentation à la puissance du panneau. L'algorithme précédent réagit comme si cette augmentation est produite par l'effet de perturbation précédente, alors il continue dans la même direction qui est une mauvaise direction, ce qui l'éloigne du vrai point de puissance maximale. Ceci cause un retard de réponse lors des changements soudains de fonctionnement et des pertes de puissance. Pour remédier à l'inconvénient majeur de la déviation de cette méthode lors de la recherche du MPP durant l'augmentation rapide des niveaux d'insolation, une version améliorée de cet algorithme est proposée, où on introduit une nouvelle condition dans la branche « Oui » de condition $\Delta P(k) > 0$ dans la structure de l'organigramme de l'algorithme de P&O [19].

II.4.2 Méthode d'incrémentation de la conductance :

Dans cet algorithme la dérivée de la puissance de sortie du panneau est calculée d'une autre manière. Elle est calculée en fonction de la tension V et sa différence dV et du courant I et sa différence dI .

Cette dérivée est nulle au point de puissance maximale, positive à gauche du point MPP et négative à droite.

La puissance du panneau solaire est donnée par [48] :

$$P = V \cdot I \quad (\text{II.15})$$

Le dérivé partiel $\frac{dp}{dv}$ est donnée par :

$$\frac{dp}{dv} = \frac{d(V \cdot I)}{dV} = I * \frac{dV}{dI} + V * \frac{dI}{dV} = I + V * \frac{dI}{dV} \quad (\text{II.16})$$

$$\frac{1}{V} \frac{dp}{dv} = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} \quad (\text{II.17})$$

On définit la conductance de la source $G = \frac{I}{V}$ et l'incrémentale conductance $\Delta G = \frac{dI}{dV}$

$$\frac{dp}{dv} > 0 \quad \text{si} \quad \frac{I}{V} > -\frac{dI}{dV} \quad (\text{II.18})$$

$$\frac{dp}{dv} = 0 \quad \text{si} \quad \frac{I}{V} = -\frac{dI}{dV} \quad (\text{II.19})$$

$$\frac{dp}{dv} < 0 \quad \text{si} \quad \frac{I}{V} < -\frac{dI}{dV} \quad (\text{II.20})$$

La figure (II.5) présent le l'organigramme de l'algorithme incrémentation de la conductance.

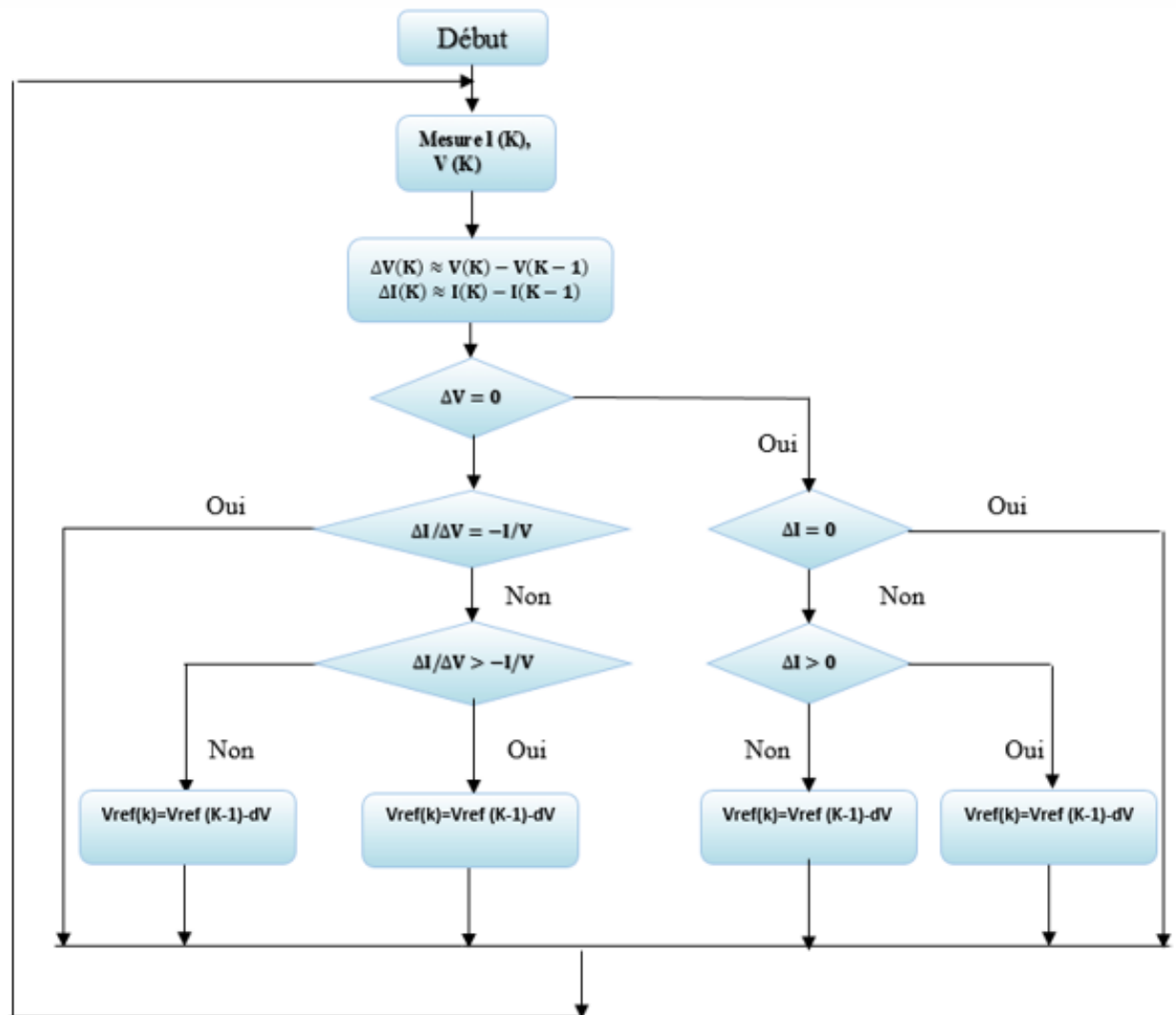


Figure II.9 : Organigramme de la méthode incrémentation de la conductance [18]

II.5 Les convertisseurs :

II.5.1 Les hacheurs :

Un hacheur permet de régler le transfert d'énergie d'une source continue vers la charge avec un rendement élevé. Selon la structure, il peut être abaisseur ou élévateur de tension et, dans certaines conditions, renvoyer de l'énergie à l'alimentation. Il est utilisé dans les alimentations et pour le pilotage des moteurs.

II.5.1.1 Type d'hacheur :

Nous traitons dans cette partie des convertisseurs unidirectionnels en courant et en tension. Cela implique que la fluence d'énergie ne peut se faire, au sein du convertisseur, que dans un seul sens. Cela revient également à considérer [20] :

- des sources de tension non réversibles, unidirectionnelles en courant.
- des sources de courant non réversibles, unidirectionnelles en tension.

Cela conduit à l'étude des convertisseurs DC-DC les plus simples qui puissent être. Dans ce cadre, on distingue trois familles de convertisseurs statiques (ou hacheurs).

- ✓ hacheur abaisseur (ou buck),
- ✓ hacheur élévateur (ou boost),
- ✓ hacheur abaisseur-élévateur (buck-boost).

II.5.1.1.1 Hacheur abaisseur :

C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type tension continue et la charge de sortie continue de type source de courant. L'interrupteur K figure (II.6) peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage).

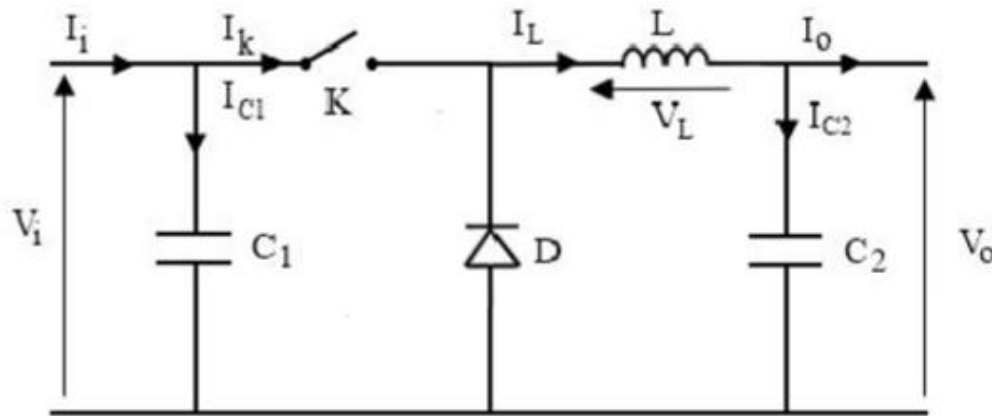


Figure II.10 : schéma électrique d'un hacheur buck [20]

a) Fonctionnement :

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αT_e , la tension appliquée aux bornes de la diode est. L'interrupteur est commandé à la fréquence de découpage $f = \frac{1}{T_e}$. La source fournit de l'énergie à la charge et à l'inductance. Pendant le temps $f \in [\alpha T_e, T_e]$, l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D. La tension à ses bornes est donc nulle [20].

Les chronogrammes (tracés dans le cas idéal) de la figure (figII.7) sont tracés dans le cas d'une conduction continue, c'est-à-dire que le courant ne repasse jamais par zéro. Pour calculer la relation entre la tension d'entrée et celle de sortie, on exprime que la tension moyenne aux bornes de l'inductance est nulle :

$$V_0 = \alpha \cdot V_i \quad (\text{II.21})$$

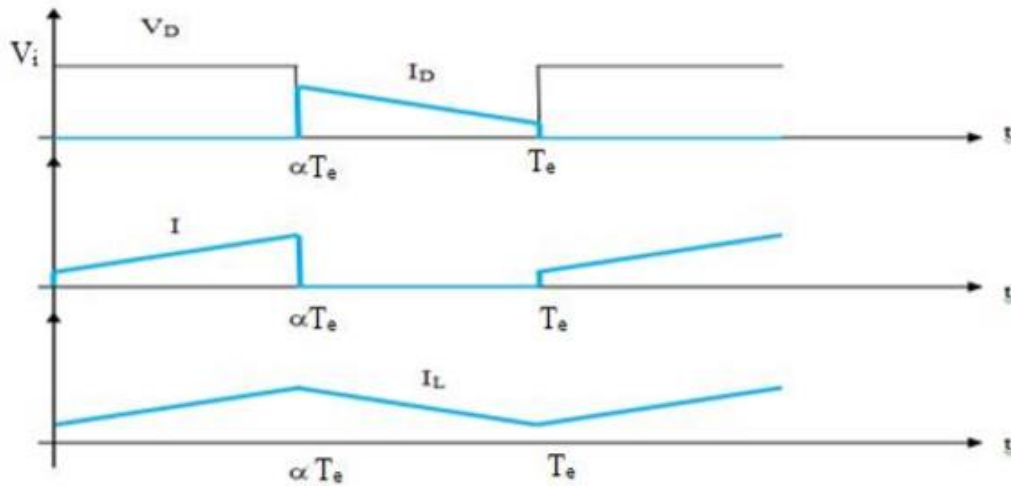


Figure II.11 : chronogrammes de courant et tension d'un hacheur buck [20]

b) Modèle mathématique équivalent :

Pour savoir le comportement réel nous devons faire la représentation du circuit équivalent par les deux états du commutateur et de tirer par suite le modèle mathématique reliant les variables d'entrée/sortie. La figure (fig.II.8) montre le schéma du circuit équivalent d'un convertisseur dévolteur avec le commutateur fermé, tandis que la figure (fig.II.9) représente le convertisseur dévolteur avec le commutateur ouvert pendant $(1-\alpha)T_e$ [20].

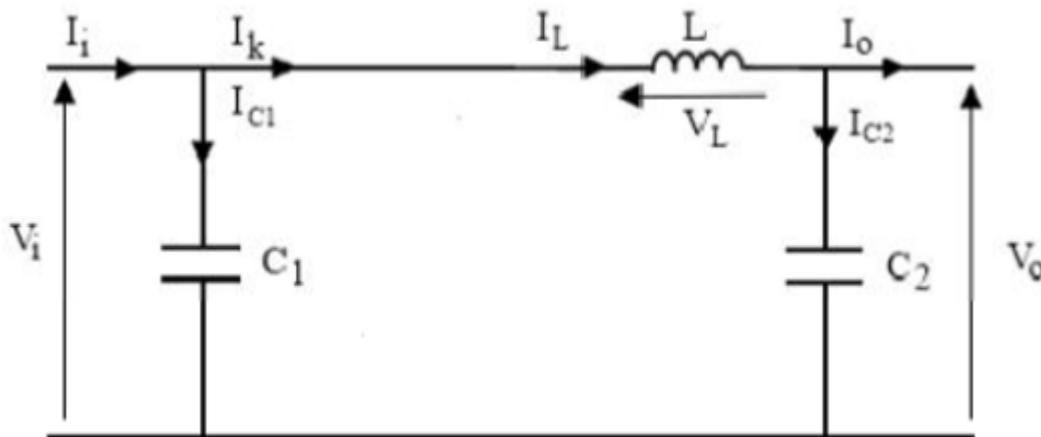


Figure II.12 : schéma électrique d'un hacheur buck fermé [20]

Lorsqu'on applique la loi de Kirchhoff sur le circuit ci-dessus on aura les équations suivantes :

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad (\text{II.22})$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = I_L(t) - I_o(t) \quad (\text{II.23})$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = -V_o(t) \quad (\text{II.24})$$

Les équations suivantes sont déduites de la figure (fig.II.9) :

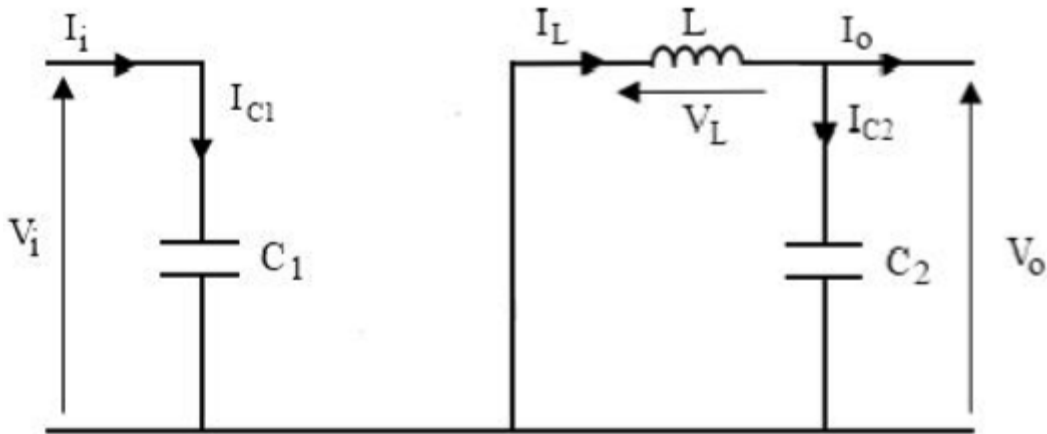


Figure II.13 : schéma électrique d'un hacheur buck ouvert [20]

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) \quad (\text{II.25})$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = I_L(t) - I_o(t) \quad (\text{II.26})$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = -V_o(t) \quad (\text{II.27})$$

II.5.1.1.2 . Hacheur élévateur :

C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type courant continu (inductance en série avec une source de tension) et la charge de sortie est de type tension continue (condensateur en parallèle avec la charge résistive). L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage) [20].

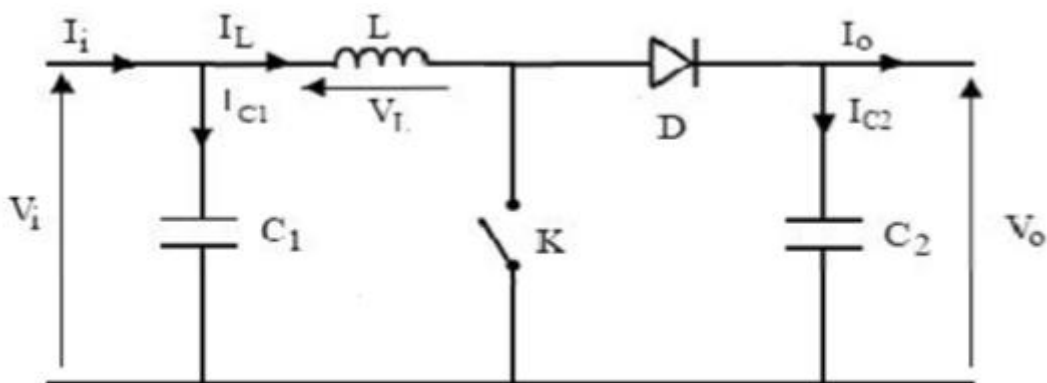


Figure II.14 : schéma électrique d'un hacheur boost [20]

a) Fonctionnement :

Quand l'interrupteur est fermé pendant la αT_e , le courant dans l'inductance croît linéairement. La tension aux bornes de K est nulle. Pendant le temps $t \in [\alpha T_e, T_e]$, l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la

circulation du courant dans la diode de roue libre D. On a alors $V_k=V_0$. En écrivant que la tension aux bornes de l'inductance est nulle, on arrive à :

$$V_0(1 - a) = V_i \tag{II.28}$$

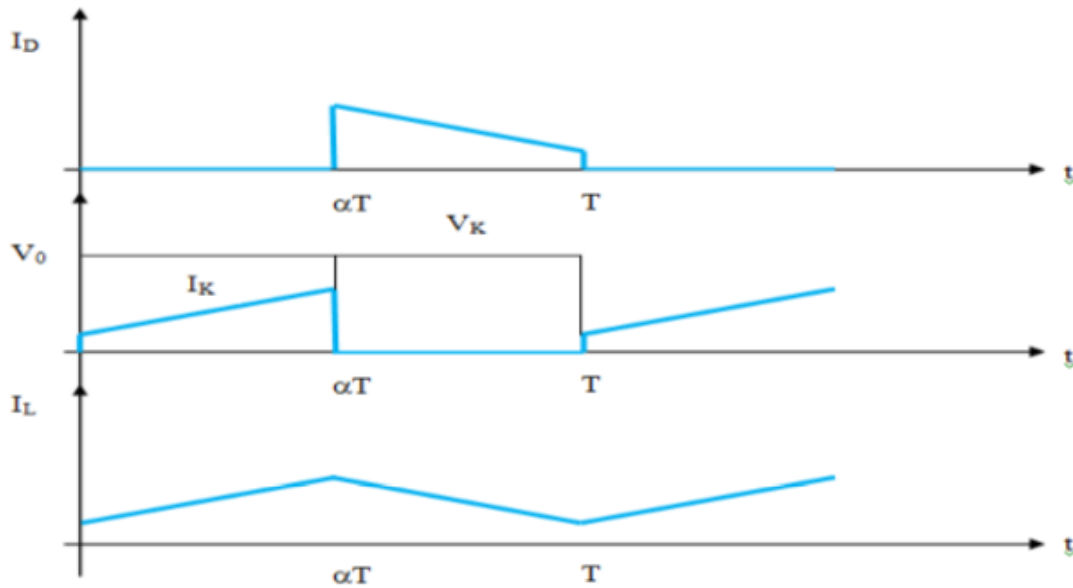


Figure II.15 : chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost [20]

b) Modèle mathématique équivalent :

Afin de pouvoir synthétiser les fonctions du hacheur survolteur à l'état d'équilibre, il est nécessaire de présenter les schémas équivalents du circuit à chaque position de l'interrupteur K. celui de la figure (fig II.12), présente le circuit équivalent du boost lorsque K est fermé C.-à-d. entre $[0, \alpha T_e]$ [20].

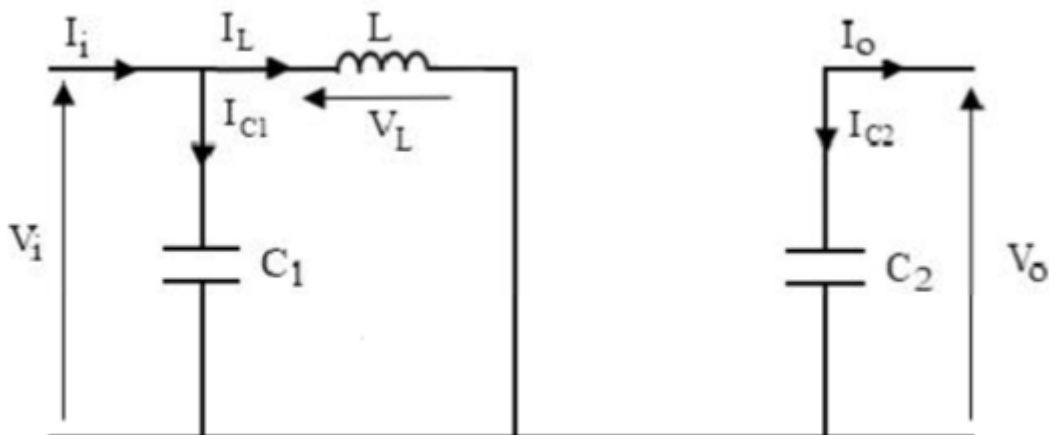


Figure II.16 : schéma électrique d'un hacheur boost fermé [20]

Comme pour le circuit buck, l'application des lois de Kirchhoff sur les circuits équivalents des deux phases de fonctionnement donne : [20]

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad (\text{II.29})$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = -I_o(t) \quad (\text{II.30})$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) \quad (\text{II.31})$$

À l'état ouvert de l'interrupteur K, le circuit équivalent au fonctionnement du Boost est le suivant :

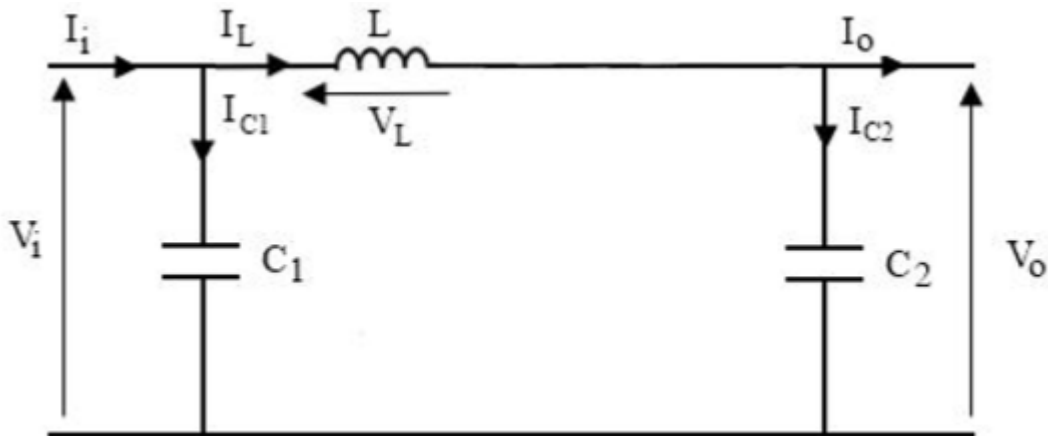


Figure II.17 : schéma électrique d'un hacheur boost ouvert [20]

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad (\text{II.32})$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = I_L(t) - I_o(t) \quad (\text{II.33})$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_o(t) \quad (\text{II.34})$$

II.5.1.1.3 Hacheur abaisseur-élevateur :

Le hacheur buck-boost est un convertisseur indirect DC-DC à stockage inductif. La source d'entrée est de type tension continue (filtrage capacitif en parallèle avec une source de tension) et la charge de sortie continue de type source de tension (condensateur en parallèle avec la charge résistive). L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage)[20].

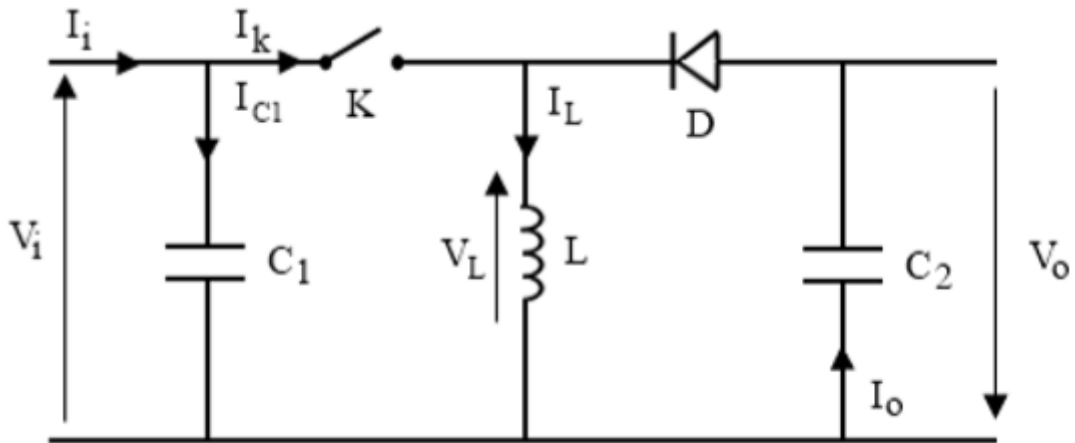


Figure II.18 : schéma électrique d'un hacheur buck-boost [20]

a) **Fonctionnement :**

Cette structure de convertisseur permet d'obtenir des tensions négatives à partir de tension positive. Le schéma de principe est présenté figure (figII.14). Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αT_e , le courant augmente linéairement. La tension est égale à V_i . À l'ouverture de K , la diode prend le relais et la tension V_L est égale à $-V_o$. Par définition la tension moyenne aux bornes de l'inductance est nulle. Il en résulte que :

$$V_i \cdot \alpha \cdot T = V_o(1 - \alpha)T \tag{II.35}$$

Quand le rapport cyclique $\alpha > 0.5$ le hacheur buck-boost fonction comme un hacheur boost et si le rapport cyclique $\alpha < 0.5$ le hacheur buck-boost fonction comme un hacheur buck.

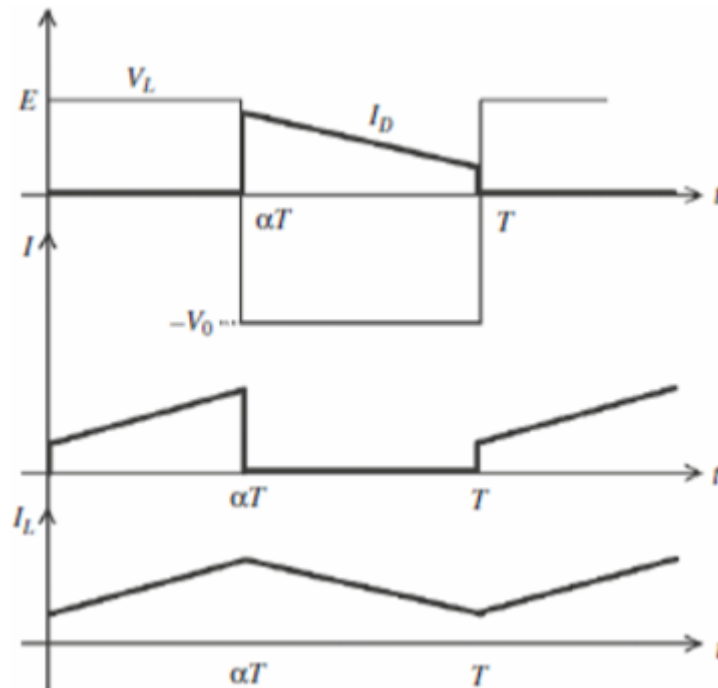


Figure II.19 : chronogrammes de courant et tension d'un hacheur buck-boost [20]

b) Modèle mathématique équivalent :

Lorsque l'interrupteur K est fermé le circuit équivalent est montré sur la figure (fig.II.16)

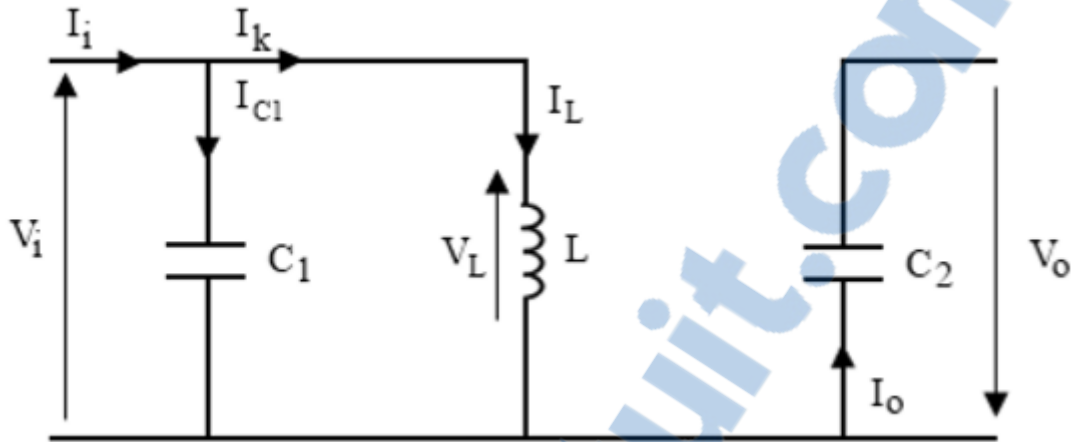


Figure II.20 : schéma électrique d'un hacheur buck-boost fermé [20]

En appliquant la loi de Kirchhoff à ce circuit on obtiendra les équations suivantes :

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad \text{(II.36)}$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = -I_o(t) \quad \text{(II.37)}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) \quad \text{(II.38)}$$

Lorsque l'interrupteur K est ouvert le circuit équivalent apparait à la figure (fig.II.17).

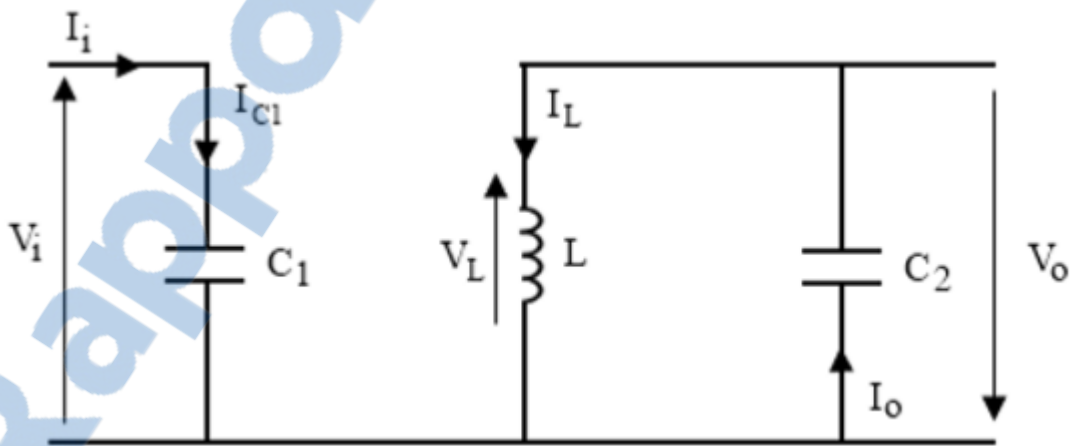


Figure II.21 : schéma électrique d'un hacheur buck-boost ouvert [20]

Le modèle d'équation dans cette configuration est comme suit :

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) \quad (\text{II.39})$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} = I_0(t) - I_L(t) \quad (\text{II.40})$$

$$V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_0(t) \quad (\text{II.41})$$

II.5.2 Les onduleurs :

C'est un convertisseur statique permettant de fabriquer un échange d'énergie entre une source de tension continue fournie par une batterie ou un redresseur, et une source de tension alternative pour alimenter des charges en courant alternatif. La forte évolution de cette fonction s'est appuyée, d'une part sur le développement des composants à semi-conducteur entièrement commandables, puissants et robustes et rapides, et d'autre part, sur l'utilisation quasi-généralisée des techniques dites de modulation de largeur d'impulsion, ainsi que le progrès réalisé dans le domaine de la micro-informatique [23].

II.5.2.1 Classification des onduleurs :

Comme on le sait, il y a beaucoup de considérations qui notent les onduleurs et que nous ne pouvons pas tous les citer. Dans ce qui suit, nous classons les onduleurs par quelques-unes des considérations :

II.5.2.1.1 Selon la nature de l'alimentation :

a) Onduleur de tension :

On appelle onduleur de tension, un onduleur qui est alimenté par une source de tension continue.

b) Onduleur de courant :

On dit onduleur de courant, un onduleur qui est alimenté par une source de courant continue.

II.5.2.1.2 Selon la réversibilité :

a) Onduleur autonome :

Un onduleur est dit autonome s'il utilise l'énergie d'un circuit auxiliaire propre à lui pour la commutation des IGBTs ou d'autres semi-conducteurs, dans ce cas nous commandons la fréquence de l'onde de tension de sortie.

b) Onduleur non autonome :

C'est le nom donné au montage redresseur tous thyristors qui, en commutation naturelle assistée par le réseau auquel il est raccordé, permet un fonctionnement en onduleur. À la base du développement des entraînements statiques à vitesse variable pour moteurs à courant continu et alternatif, cyclo-convertisseurs, onduleurs de courant pour machines synchrones et asynchrones, jusqu'à des puissances de plusieurs MW, ce type de montage est progressivement supplanté, au profit de convertisseurs à IGBT ou GTO [23].

II.5.2.1.3 Selon la nature de charge :

a) Onduleur monophasé :

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

- Onduleur monophasé en pont :

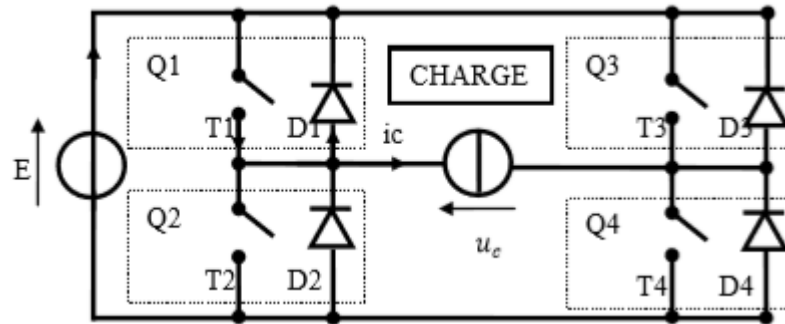


Figure II.22 : structure de montage d'un onduleur en pont [23]

On notera que :

T1, T2, T3, T4 : Transistors de puissance.

D1, D2, D3, D4 : Diodes de puissance.

Q1, Q2, Q3, Q4 : Transistors avec une diode antiparallèle.

E : Tension continue.

U_c , i_c : La tension et le courant de la charge.

L'onduleur en pont comporte quatre interrupteurs de puissance désignés par Q1, Q2, Q3 et Q4. L'analyse de cette structure montre à l'évidence qu'il est possible d'imposer aux bornes de la source de courant i_c une tension aussi bien positive que négatives. Le tableau des données I. 1 permet d'en infliger ou ils ne sont considérés que les états respectifs des interrupteurs qui ne violent aucune des règles fondamentales définissant les états bloqués ou passent des interrupteurs au sein d'un bras de commutation.

On doit noter qu'une telle structure permet d'imposer en fait trois niveaux de tension, à savoir $U_c = E$, $U_c = -E$ ainsi que, $U_c = 0$, ce dernier niveau de tension correspond à une phase de roue libre, sans échange d'énergie entre les deux sources. Suivant le type de commande adopté, ce troisième niveau peut être ou non mis à contribution.

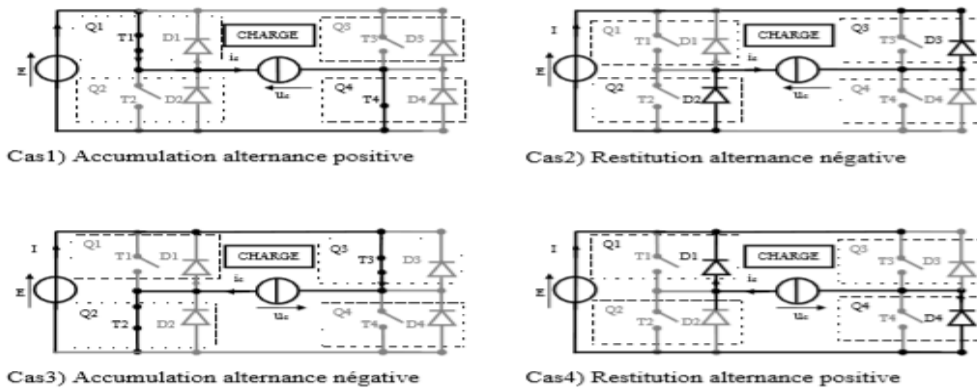


Figure II.23: les quatre cas possibles de commutation de l'onduleur.

Avec cette commande, il y a enchaînement de quatre mailles de conduction :

On notera d'emblée la différence de notation suivant que l'on considère les grandeurs électriques côté continu ou bien côté alternatif :

$$Uc = \widehat{Uc} \sin \omega t \quad \widehat{Uc} = \sqrt{2}Uc \quad (II.42)$$

$$ic = \widehat{ic} \sin(\omega t + \varphi) \quad \widehat{ic} = \sqrt{2}ic \quad (II.43)$$

Avec:

$\widehat{Uc}, \widehat{ic}$: Les valeurs max du tension et courant.

Uc, Ic : Les valeurs efficaces du tension et courant.

ω, φ : La pulsation et le déphasage du courant par rapport à la tension.

On utilise pour l'explication de la commande plaine onde, T1 et T3 sont commandés en même temps, saturés pendant l'alternance positive et bloqués pendant l'alternance négative. De même pour T2 et T4, bloqués pendant l'alternance positive et saturés pendant l'alternance négative.

Remarque :

- L'état de l'interrupteur Q1 est lié à l'état de l'interrupteur Q4 : ils seront passants et bloqués simultanément.
- L'état de l'interrupteur Q2 est lié à l'état de l'interrupteur Q3 : ils seront passants et bloqués simultanément.

En reprenant les notations ci-dessus, on peut écrire : $S = \overline{Bras1} = \overline{Bras2}$, où S est le signal de synchronisation. On obtient le chronogramme de commande Figure II.23 ci-dessous.

- On remarque que, c'est une commande complémentaire.
- On remarquera, en début d'alternance un temps mort (retard à la saturation des transistors) permettant au transistor conduisant précédemment de se bloquer.
- On remarquera que ce sont les blocages des transistors qui délimitent les alternances.

Le signe de l'alternance est déterminé par le signe de uc .

- Chaque alternance débute par une phase de restitution et se termine par une phase d'accumulation.
- Les mailles dans les cas 1 et 4 ont la même équation: [61]

$$L \frac{di}{dt} + R \cdot i = u = +E1 \quad (\text{Charge inductive}) \quad (\text{II.44})$$

- Les mailles dans les cas 2 et 3 ont même équation :

$$L \frac{di}{dt} + R \cdot i = u = -E1 \quad (\text{II.45})$$

- **Onduleur monophasé en demi-pont :**

Le schéma de principe d'un tel onduleur monté en demi-pont est montré sur la Figure I.9.

Il est constitué principalement d'un seul bras qui se compose de deux interrupteurs de puissance notés Q1 et Q2 à commande complémentaire. La commande (180°) défini la durée de conduction de chacun des interrupteurs est alors d'un demi cycle correspondant à la fréquence du signal de sortie requis lors de la fermeture de l'interrupteur Q1, la tension aux bornes de la charge serait donc de $+E/2$, et prend la valeur $-E/2$ quand le second interrupteur, Q2 est fermé [23].

II.5.3 Commande de l'onduleur monophasée :

On peut, à présent, envisager les différentes commandes possibles pour un onduleur de tension monophasée. Le principe de commande d'un onduleur monophasée présenté sur la Figure (fig II.19) valable pour un bras de commutation.

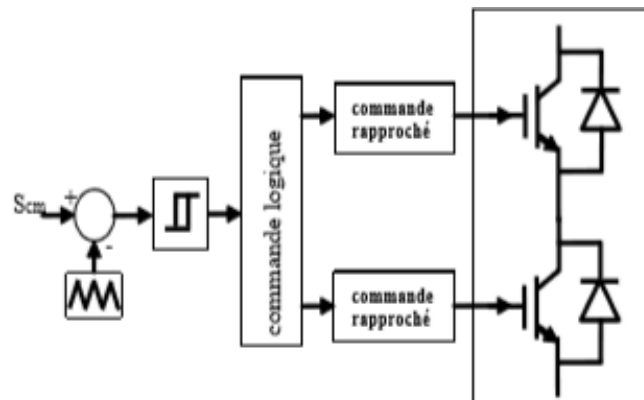


Figure II.24 : principe de commande du bras d'onduleur [23]

Le principe de la commande est de comparé un signal de modulation à un signal de type «triangle» ou « dent de scie » noté S_p appelé la porteuse. Le résultat de cette comparaison crée un signal de commande pour les gâchettes des interrupteurs (MOSFET) d'une façon complémentaire. Dans ce cas, doit donc être selon toute logique de doubler la chose pour obtenir la commande de deux bras de commutation. La commande décrite ici est sous sa forme la plus complexe, dans la mesure où les deux bras de commutations de convertisseur peuvent être commandés de manière indépendante. Quand bien même la porteuse est

identique pour les deux bras, deux signaux de commandes indépendants sont générés pour commander les deux bras. Pour un onduleur de tension monophasée on distingue principalement deux types de modulation [23] :

Les modulations à rapport cyclique fixe (plaine onde, décalé), ou le rapport cyclique de chacune des cellules de commutation est maintenu constant.

- Les modulations de largeur d'impulsion (MLI), ou le rapport cyclique est variable, sinusoidalement pour un grand nombre d'applications.

II.5.3.1 Commande à rapport cyclique fixe :

a- Commande plaine onde :

Les commandes sont déduites de la comparaison entre le signal constant S_{cst} et de porteuse S_p Figure (fig II.24), Le résultat de cette comparaison donne un signal de commande S_{cm}

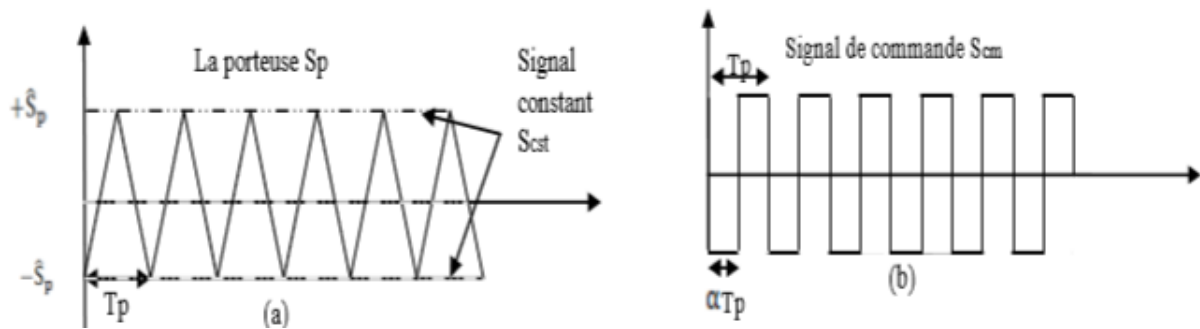


Figure II.25 : commande décalée [23]

Tout croisement des signaux de S_{cst} avec la porteuse S_p se traduit par un changement de l'état des interrupteurs du bras de commutation.

$S_{cst} \geq S_p$ l'interrupteur Q1 amorcé, Q2 bloqué. $S_{cst} \leq S_p$ l'interrupteur Q2 amorcé, Q1 bloqué.

On donne la tension de la charge u_c a pour valeur moyenne : [64]

$$U_{cmoy} = T[EaT - E(1 - a)T] = (2a - 1)E \quad (\text{II.46})$$

Avec α = rapport cyclique, détermine donc, la valeur moyenne de la tension u_c .

b- Commande décalée :

La Figure (fig II.25) représente la modulation $+E/0 (+\alpha)$ et la modulation $-E/0 (-\alpha)$

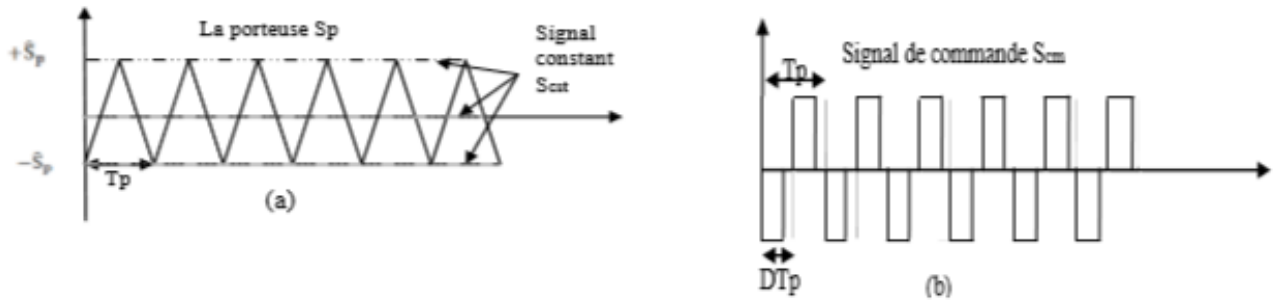


Figure II.26 : commande décalée [23]

Les relations pour les deux modes de fonctionnement sont :

$$U_{cmoy} = +E\alpha \quad (\text{II.47})$$

$$U_{cmoy} = -E\alpha \quad (\text{II.48})$$

Ces relations traduisent bien que le fonctionnement dans les quatre quadrants est obtenu par le mode de contrôle de la grandeur α .

c- Commande a rapport cyclique variable :

MLI intersective (sinus-triangle)

Les commandes sont déduites de la comparaison entre le signal variable S_{var} (sinusoïdale d'amplitude variable et de fréquence f qui détermine la fréquence de la tension de sortie) et de porteuse S_p (triangulaire d'amplitude fixe et de fréquence très élevée). Le résultat est un chronogramme de commande S_{cm} (Figure II.22)

Le réglage en amplitude et en fréquence de la tension de sortie de l'onduleur est défini par le coefficient de réglage en tension (représentant le rapport de l'amplitude de la tension de référence à la valeur crête de la porteuse), et l'indice de modulation (donnant le rapport des fréquences de la porteuse et de la référence) [23].

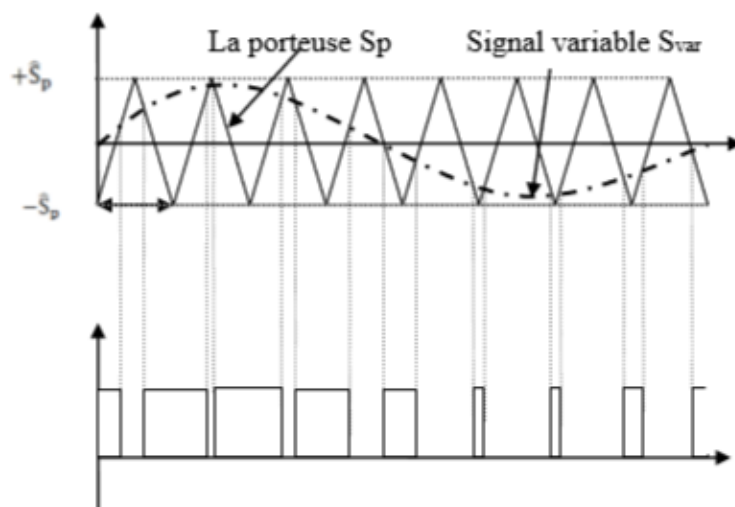


Figure II.27 : principe de la commande MLI intersective [23]

b) Onduleur triphasé :

Un onduleur triphasé est constitué de trois onduleurs monophasés regroupés en parallèle et commandés de façon à obtenir à la sortie trois tensions décalées de 120 degrés. Les interrupteurs du même bras de l'onduleur doivent être complémentaires pour que la tension de la source continue ne soit jamais en court-circuit et pour que les circuits des courants i_{c1} , i_{c2} et i_{c3} ne soient jamais ouverts. Afin que les interrupteurs puissent donner trois tensions de sorties déphasées de 120° degré, l'une par rapport à l'autre. Ce type d'onduleur est généralement recommandé pour des applications de grande puissance. La Figure (II.23) définit la structure d'onduleur triphasé.

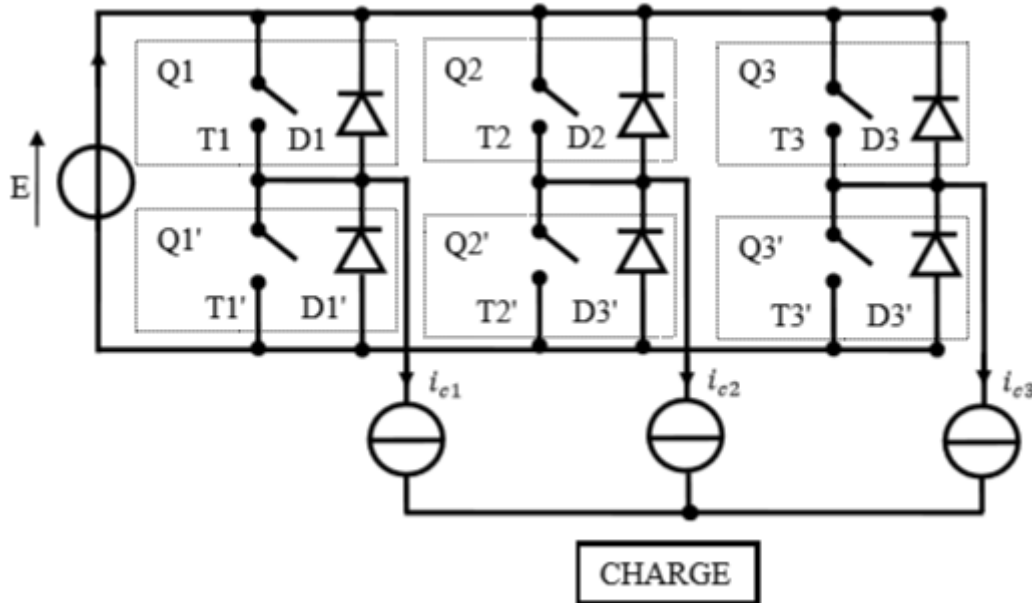


Figure II.28 : Schéma d'un onduleur triphasé [23]

II.6 Stockage :

Les panneaux solaires permettent de générer de la puissance le jour et cette puissance est considérée comme intermittente, car elle ne fonctionne pas la nuit, ou lorsque les conditions climatiques sont inappropriées. Pour que le réseau reçoive de l'énergie en tout temps, il nécessite d'intégrer un système de stockage qui va emmagasiner l'énergie délivrée par les panneaux, quand ces derniers génèrent plus d'énergie que le réseau ou la charge en a besoin. Cette énergie ainsi stockée pourra être envoyée au réseau au moment où alimenter une charge à un moment adéquat.

La batterie est un périphérique de stockage qui répond à nos attentes, elle est utilisée dans de nombreux domaines et elle est en plein essor. Grâce à cela, de nombreux efforts sont fournis pour améliorer son fonctionnement [24].

II.6.1 Caractéristique de la batterie :

II.6.1.1 La résistance interne de l'accumulateur :

La résistance peut donc être déterminée en fonction de ses composants, à savoir : la résistance de l'électrolyte, la résistance de contact entre les électrodes et les cellules, et la résistance des matériaux propres à chacune des électrodes.

II.6.1.2 La tension à vide :

Lorsque la batterie est totalement chargée, la tension à vide équivaut environ à la tension idéale.

II.6.1.3 La tension nominale :

La tension nominale est un paramètre important, elle représente la tension que la batterie doit recevoir en sorte qu'elle fonctionne correctement. Cette tension diffère en fonction des différents types de batteries, puisqu'elle est déterminée par le potentiel de la réaction chimique de chaque élément du couple oxydant/réducteur utilisé. Cette tension peut avoir une valeur de 6V, 12V, 24V, 48V...

II.6.1.4 La tension de fin décharge :

Comme son nom l'indique, cette tension correspond à la valeur de la tension une fois la batterie complètement déchargée. Elle représente donc la valeur minimum que la tension doit avoir pour ne pas endommager la batterie.

II.6.1.5 La capacité :

Ce paramètre correspond à l'énergie maximale que la batterie peut emmagasiner et donc fournir, elle est proportionnelle à la dimension de la batterie, elle se définit par l'équation :

$$Q = \int_{t_0}^t I_b(t) dt \quad (\text{II.49})$$

Son unité de mesure est l'ampère-heure (Ah).

II.6.1.6 Le taux de décharge et charge :

Le taux de décharge correspond au temps que la batterie met pour se décharger dans son intégralité. Par exemple, si on a un courant de décharge de 10A et une batterie de 50Ah, le taux de décharge sera égal à 5A/h. On le notera alors C/5.

II.6.1.7 Profondeur de décharge :

Cette caractéristique est exprimée en pourcentage, elle représente l'énergie maximale qui peut être extraite de la batterie sans pour autant endommager celle-ci, ce qui permet de retarder au maximum sa durée de vie.

II.6.1.8 Influence des paramètres extérieurs :

La température influe sur le rendement de la batterie. Afin d'avoir un rendement optimal, la température idéale est de 25 degrés.

II.6.1.9 Durée de vie de jour d'autonomie :

Le nombre de jour d'autonomie se détermine en laissant la batterie alimenter le réseau jusqu'à sa décharge, sans la recharger. La durée de vie correspond au nombre de cycle charge/décharge la batterie peut effectuer.

II.6.1.10 Energie :

Elle s'exprime généralement en joule, mais peut aussi s'exprimer en watt/heure. Elle est régie par l'équation :

$$E = \int_{t_0}^t V(t) i_b(t) dt \quad (\text{II.50})$$

II.6.1.11 Etat de charge de l'accumulateur :

L'état de charge, souvent simplifié par l'acronyme SOC (state-of-charge), est une caractéristique très importante à connaître, puisqu'elle nous renseigne, en pourcentage, sur le niveau de charge de la batterie. Être capable d'estimer l'état de charge permet d'éviter les décharges profonde ou les charges excessives qui abîmeront les batteries. Cette observation à pour objectif d'anticiper la dégradation de la batterie afin d'allonger au maximum sa durée de vie. L'état de charge peut être défini par la capacité disponible exprimée en fonction de la capacité nominale, comme le montre l'équation :

$$SOC = \left(\frac{\text{Capacité disponible (Ahr)}}{\text{Capacité nominal (Ahr)}} \right) 100 \quad (\text{II.51})$$

Ils existent de nombreuses techniques d'estimation du SOC, aussi bien physiques qu'électrique.

La méthode physique consiste donc à mesurer la densité de l'électrolyte à l'aide d'un densimètre. Plus la densité de l'électrolyte sera grande, plus l'état de charge sera élevé. Pour effectuer la mesure, il faut enlever l'électrolyte. Cette manipulation n'est pas possible sur toutes les batteries. Il y a également au préalable une longue période de stabilisation pour obtenir des résultats précis. (Jaya Deepti, 2007) La méthode électrique la plus utilisée est celle de l'intégration du courant. Il existe un lien entre la quantité de courant de la batterie, la charge et la décharge de la batterie. Dans ce cas, l'état de charge peut être défini par l'équation :

$$SOC(t) = SOC_0 - \frac{\int_{t_0}^t I_b(\tau) d\tau}{Q} \quad (\text{II.52})$$

SOC_0 : état de charge initiale.

$\int_{t_0}^t I_b(\tau) d\tau$: Charge délivrée par la batterie à l'instant t.

Q : Charge nominale de la batterie.

Une autre méthode pour la détermination de SOC consiste à se baser sur la mesure du courant et de la tension, et ainsi estimer la tension à vide. Il existe une relation linéaire approximative entre la tension à vide et l'état de charge, caractérisée par l'équation :

$$SOC(t) = \frac{V_0(t) - a}{b} \quad (\text{II.53})$$

Avec :

a : étant la tension lorsque $SOC(t) = 0\%$

b : est obtenue a partir de la valeur a et $V_0(t)$ lorsque $SOC(t) = 100\%$

L'estimation de l'état de charge est essentielle à la gestion de l'énergie car elle permet d'optimiser la performance de l'accumulateur.

II.6.2 Etude de l'art des différents accumulateurs existants :

On note 2 principales sortes d'accumulateurs : les primaires et les secondaires. Les primaires ont le désavantage d'avoir, au sein de la batterie, une réaction chimique Irréversible, ils sont donc non rechargeables. Ces accumulateurs sont destinés aux appareils électronique et

autres produits de consommation. À l'inverse, les accumulateurs secondaires ont une réaction chimique réversible peuvent donc être rechargés, ils sont plus voués à une utilisation industrielle. Nous allons donc comparer les différents accumulateurs secondaires Afin de déterminer lequel est le mieux approprié à notre application.

II.6.3 Type de batteries existantes :

La différence entre les accumulateurs réside dans la nature chimique utilisée dans leur couple oxydant-réducteur. En effet les plus utilisés sont :

- l'accumulateur Pb (au plomb).
- l'accumulateur Li-ion et Li-Po (aux ions de lithium et lithium polymère).
- l'accumulateur NiMH (aux hydrures métalliques de nickel).
- l'accumulateur Ni-Cd (au nickel cadmium).

De nouvelles sortes d'accumulateurs devraient voir le jour sur le marché industriel dans un avenir proche, comme l'accumulateur à base de brome (avec comme couple : sodium-brome, zinc-brome, vanadium-brome...), où l'accumulateur Li-air. Ces prototypes sont encore au stade de la recherche.

II.6.3.1 Accumulateur Pb :

Le premier accumulateur secondaire Inventé en 1859 par Gustave Planté confère à l'homme une bonne maîtrise de cette technologie. Peu coûteuse, elle est souvent utilisée, notamment pour les systèmes automobiles fonctionnant à des températures ambiantes et elle n'est pas sensible à l'effet mémoire. Néanmoins, cette technologie est assez polluante, le nombre de cycle est assez bas (500 environ) et son énergie est limitée, en témoigne ce tableau récapitulatif :

| | |
|------------------------------------|-------------|
| Durée de vie (année) | 4-5 |
| Nombre de cycle de vie | 800 |
| Rendement charge/décharge (%) | 50 |
| Autodécharge (%) | 5 |
| Tension nominale par élément (V) | 2,1 |
| Résistance interne (Ohm) | Très faible |
| Température en fonctionnement (°C) | Ambiante |
| Énergie massique (Wh/kg) | 30-50 |
| Énergie volumique (Wh/l) | 75-120 |
| Temps de charge (h) | 8 |

Table II.1 : caractéristique de l'accumulateur au plomb

II.6.3.2 Accumulateur NI-Cd :

Cet accumulateur, plus récent que celui au plomb, possède de nombreux avantages. En effet, il a la capacité de réaliser un grand nombre de cycle de charge/décharge, sa résistance interne très faible, ce qui minimise les pertes de puissances, son stockage est simple, adapté à

différents niveau de charge, et sa charge est très rapide (60% de la capacité de charge totale en 20 minutes).

Ces avantages technologiques par rapport aux batteries de plomb se répercutent fatalement sur le coût du produit, qui est 3 fois supérieur à ce dernier. Aussi le caractère polluant du cadmium est un inconvénient de taille pour ce modèle. Il possède également une faible densité énergétique et se décharge assez rapidement, et est sensible à l'effet mémoire. Les caractéristiques de cette batterie son résumé dans le tableau :

| | |
|------------------------------------|---------------------------------|
| Durée de vie (année) | 2-3 |
| Nombre de cycle de vie | 1200 |
| Rendement charge/décharge (%) | 70-90 |
| Autodécharge (% par mois) | 15 |
| Tension nominale par élément (V) | 1,2 |
| Résistance interne (Ohm) | Environ 0.06 par cellule de 1Ah |
| Température en fonctionnement (°C) | -40 à +80 |
| Énergie massique (Wh/kg) | 45-80 |
| Énergie volumique (Wh/l) | 80-150 |
| Temps de charge (h) | 1 |

Table II.2 : caractéristique de l'accumulateur Ni-Cd

II.6.3.3 Accumulateur NiMh :

Cet accumulateur, contrairement aux deux précédent, n'est pas polluant (absence de cadmium et de plomb). Il peut emmagasiner plus d'énergie que le Ni-Cd et est peu sensible à l'effet mémoire. Il a dans sa globalité de meilleures performances que le Ni-Cd, même si son autodécharge est plus handicapante et sa durée de vie plus courte en nombre de cycle. Il détecte difficilement la fin de charge et ne supporte pas le dépassement de charge.[76]

Les caractéristiques de cette batterie son résumé dans le tableau :

| | |
|------------------------------------|---------------------------------|
| Durée de vie (année) | 2-4 |
| Nombre de cycle de vie | 1000 |
| Rendement charge/décharge (%) | 66 |
| Autodécharge (% par mois) | 20 |
| Tension nominale par élément (V) | 1,2 |
| Résistance interne (Ohm) | Environ 0.06 par cellule de 1Ah |
| Température en fonctionnement (°C) | Ambiante |
| Énergie massique (Wh/kg) | 60-110 |
| Énergie volumique (Wh/l) | 220-330 |
| Temps de charge (h) | 1 |

Table II.3 : caractéristique de l'accumulateur NiMH

II.6.3.4 Accumulateur Li-ion :

Il ne présente aucun effet mémoire et une faible autodécharge. Bien qu'il ne nécessite pas de maintenance, sa durée de vie est faible. Paradoxalement, il possède un nombre correct de cycle de vie. Cela veut dire que ce modèle s'use même si il n'est pas utilisé (vieillessement, usure, corrosion...). Des efforts pour pallier ce manque de durée de vie sont en train d'être réalisés, notamment en changeant la structure de l'électrode. L'amélioration des performances de ce modèle est en plein essor. Son avantage primordial est sa haute densité d'énergie (grand potentiel électrochimique). Le lithium étant un métal très léger, son poids est également un avantage.

La principale faiblesse de ce modèle réside dans son aspect sécuritaire : la surchauffe peut entraîner l'explosion. Pour assurer la sécurité, la batterie doit être munie d'un système de protection. L'autre moyen développé est de modifier le couple, en utilisant un accumulateur Li-Polymère, mais malgré son avantage sécuritaire cet accumulateur n'est pas suffisamment compétitif (puissance massique et nombre de cycle charge/décharge trop faible).

Les caractéristiques de la batterie Li-ion sont résumées dans le tableau :

| | |
|------------------------------------|-------------|
| Durée de vie (année) | 7 |
| Nombre de cycle de vie | 1000 |
| Rendement charge/décharge (%) | 90 |
| Autodécharge (% par mois) | 2 |
| Tension nominale par élément (V) | 3,6 |
| Résistance interne (Ohm) | Très faible |
| Température en fonctionnement (°C) | Ambiante |
| Énergie massique (Wh/kg) | 90-180 |
| Énergie volumique (Wh/l) | 220-400 |
| Temps de charge (h) | 2-3 |

Table II.4 : caractéristique de l'accumulateur li-ion

II.7 La charge :

La charge représente l'ensemble des fonctions assurées par divers appareils reliés au système photovoltaïque (éclairage, pompage, production de froid, etc...). En fonction de la disponibilité et de la faisabilité, ces appareils peuvent être alimentés avec une tension continue ou alternative (basse ou élevée). Le choix a été fait de façon à fournir, avec l'installation photovoltaïque, l'énergie pour l'éclairage, la télévision et pour d'autres utilisations domestiques (machine à raser, etc...).

II.7.1 Types de charge :

Parmi les types de charges existants, on distingue les deux types suivants :

- Charge à puissance constante
- Charge à puissance variable

II.7.1.1 Charge à puissance constante :

Ce type de charge est le plus fréquent (tubes fluorescents, téléviseurs et autres équipements domestiques, réseaux hertziens, etc...). En effet, ce sont des charges dont la puissance d'utilisation est constante quelles que soient les variations de la tension autour de la tension nominale. Ceci peut être illustré par la représentation graphique de leur caractéristique I-V (figure II.29) sur la plage de fonctionnement des modules.

II.7.1.2 Charge à puissance variable :

Les charges de type résistif (clôture électrique, etc...) ne travaillent pas à une tension définie et la puissance est proportionnelle au carré du courant ($P = R.I^2$). La Représentation graphique de leur caractéristique est donnée par la figure (II.29)

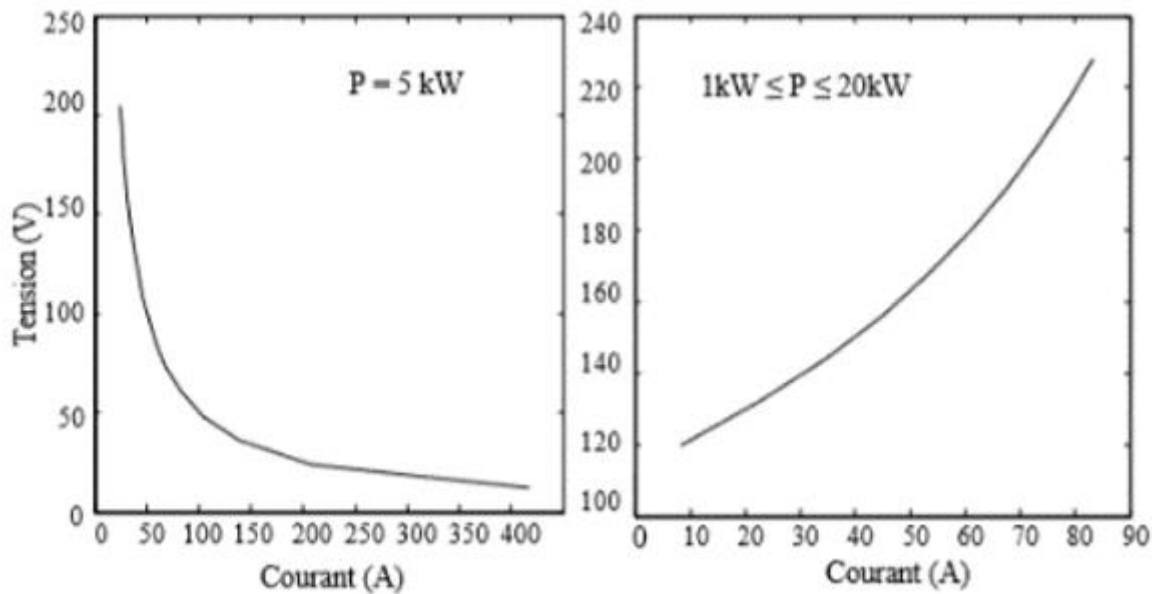


Figure II.29 : charge a puissance constante et variable

II.7.2 Choix de la tension du système :

C'est très important de choisir la tension de travail du système en courant continu, car cette tension en fonction de la charge influe directement sur le choix des systèmes de conversion et de régulation, ainsi que sur le câblage et aussi sur les appareils à usage domestique. On peut citer un exemple de choix de la tension suivant la puissance de la charge:

- $P_c < 150W_c$: système en 12V
- $300W_c < P_c < 1000W_c$: système en 24V
- $P_c \geq 1000W_c$: système en Tension $\geq 48V$

II.7.3 Distribution de l'énergie :

Une fois l'énergie électrique produite par le générateur photovoltaïque est stockée dans les accumulateurs, il ne reste plus qu'à la consommer. Pour alimenter à partir d'un générateur PV ou d'une batterie délivrant un courant continu en basse tension des appareils normalement alimentés par la tension alternative normalisée imposée par les grands réseaux nationaux de distribution (220V ou 380V, 50Hz).

Il s'agit donc :

- soit de rester en continu en utilisant des appareils pouvant fonctionner à partir de cette forme de courant.
- soit d'intercaler un ou plusieurs convertisseurs capables de transformer le courant continu en alternatif, entre le système générateur/batterie et les appareils.

➤ **Modes de distribution de l'énergie photovoltaïque :**

Il existe trois types de système de distribution de l'énergie PV à partir de l'ensemble générateur/batterie. Pour un même profil de charge à satisfaire, il est nécessaire de comparer pour chacun des systèmes de distribution :

- l'investissement direct (achat d'un onduleur ; achat d'un appareil fonctionnant à partir du courant continu souvent plus onéreux que le même appareil fonctionnant à partir du courant alternatif),
- l'investissement indirect : telle solution par les pertes qu'elle entraîne peut impliquer un surdimensionnement de la batterie et du générateur photovoltaïque. Il est très important de noter que la conception d'un système PV ne se limite pas aux choix du générateur PV et de la batterie. L'énergie solaire doit être convertie et stockée. Il importe donc d'en gaspiller le moins possible (cela devrait d'ailleurs être le cas quelle que soit la source énergétique). Seule une conception d'ensemble du système (de la production à la consommation) permet de satisfaire les besoins au moindre coût.

a) Distribution en courant continu :

C'est bien sûr la distribution la plus simple. Elle s'effectue directement à partir de la batterie. La difficulté se reporte alors sur le choix des appareils. La plupart des appareils électroménagers sont en effet conçus pour fonctionner à partir du courant alternatif. Il faut donc chercher des appareils fonctionnant en courant continu .

b) Distribution centralisée en courant alternatif :

C'est la solution qui paraît a priori s'imposer, en particulier :

- Si le réseau électrique de l'habitation est déjà posé ;
- Si les appareils électriques sont achetés.

Il suffit en effet d'installer un convertisseur entre le système générateur/batterie et le réseau électrique. Celui-ci est alors semblable à un réseau 220 V classique (figure II.30). Le convertisseur devra être dimensionné en fonction d'une estimation de la puissance maximale.

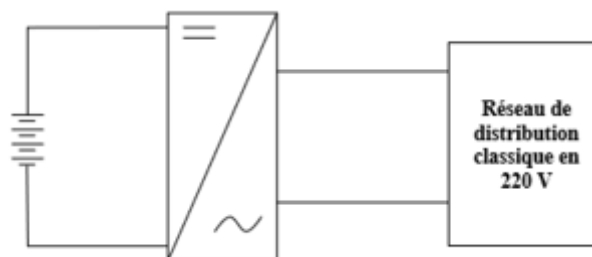


Figure II.30 : distribution avec un seul convertisseur central

L'utilisation d'un convertisseur central conduit donc à augmenter dans une proportion considérable, la consommation de l'installation. Cette augmentation se répercute sur le dimensionnement de la batterie et sur celle du générateur photovoltaïque. Cette solution extrêmement simple à concevoir, puisqu'elle évite tous les problèmes posés par une

distribution non standard, doit donc être appliquée avec une grande prudence. Elle n'est réellement intéressante que si les conditions suivantes sont réunies :

- L'installation comprend plusieurs appareils fonctionnant en permanence ou une grande partie du jour et de la nuit (car alors l'utilisation d'un seul convertisseur peut se justifier).
- Le convertisseur utilisé présente un bon rendement quelle que soit la puissance appelée (par exemple supérieur à 70 % pour une puissance supérieure ou égale à $P_n / 10$, P_n étant la puissance nominale).
- Le surcoût direct (achat de l'onduleur) et indirect (surdimensionnement de la batterie et de l'onduleur) est acceptable.

c) distribution mixte :

Afin d'éviter les inconvénients de surcoût liés à la précédente solution, il paraît intéressant d'utiliser une distribution mixte (figure II.31) qui comprend :

- Un réseau principal en courant continu. Sur celui-ci seront connectés directement le plus grand nombre possible d'appareils (par rapport aux besoins à satisfaire) ;
- Un ensemble de sous-réseaux secondaires alimentant chacun un ou éventuellement quelques appareil(s) à courant alternatif à partir d'un onduleur.

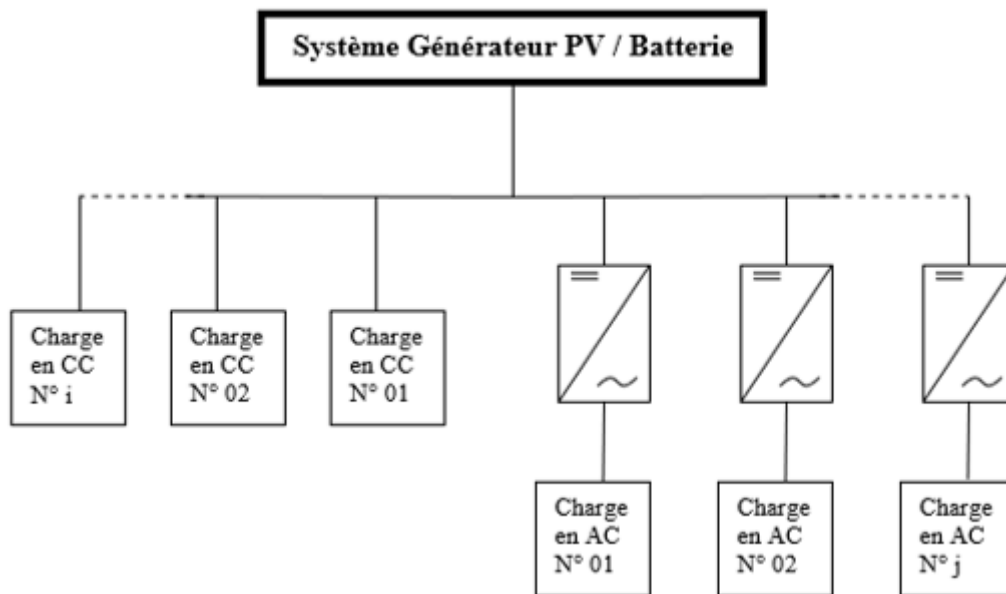


Figure II.31 : distribution mixte

L'économie directe de cette distribution n'est pas évidente, la somme des coûts des convertisseurs peut même être plus élevée que celui d'un convertisseur central. En revanche, le convertisseur n'est alimenté que pendant le temps de fonctionnement ; le rendement du convertisseur est optimum, car il a été choisi pour un usage bien défini. Au repos, les pertes du convertisseur sont nulles. L'économie indirecte peut être très importante.

II.8 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté le concept d'une modélisation photovoltaïque, une étude sur les commandes MPPT pour chercher le point maximum afin d'optimiser en permanence la puissance produite, les convertisseurs statiques (DC-DC et DC-AC) ainsi que les caractéristiques des batteries et leurs types d'accumulateurs existants.

CHAPITRE III : Dimensionnement du système photovoltaïque (étude de cas)

III.1 Introduction :

D'après notre stage à la direction de distribution de l'électricité et du gaz de l'ouest Adrar, on a constaté que l'Algérie est électrifiée à 99% (2016) dont la wilaya d'Adrar a pris part d'un taux de 95% (2016). Nous arrivons à trouver un site isolé ou il s'agit de fournir à un foyer un système électrique permettant de satisfaire ses besoins nécessaires énergie (l'éclairage, réfrigérateur, Tv... Etc.).

A cette raison, ce chapitre va être consacré au dimensionnement du système photovoltaïque suivis par une comparaison économique entre la voie conventionnelle (Sonelgaz) et la voie photovoltaïque.

III.2 Choix du site :

La Wilaya d'Adrar est située dans le sud-ouest de l'Algérie à une latitude de 27,88 (27° 53'N), une longitude de -0,28 (0° 17' W) et une altitude de 269 m. Elle est en superficie la deuxième plus grande wilaya d'Algérie avec 427 368 km². Majoritairement occupée par le Sahara, la wilaya est peu peuplée avec seulement 432 193 habitants (estimation 1er janvier 2011).

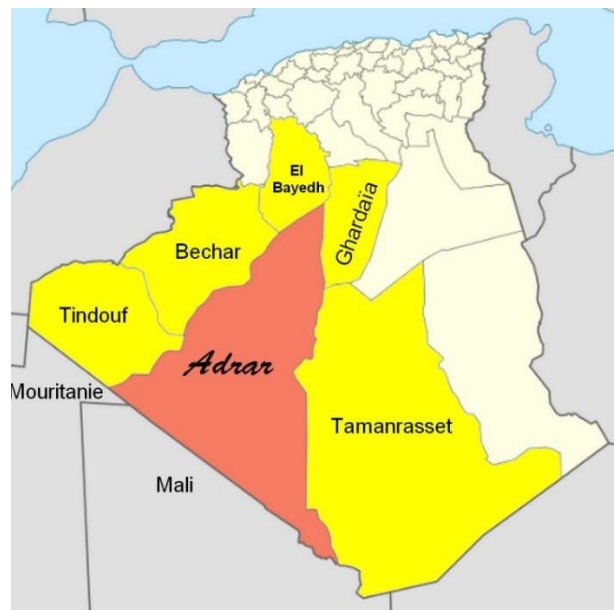


Figure III.1 : situation géographique de la wilaya d'Adrar.

Au nord de la wilaya se trouve les wilayas de Ghardaïa et d'El Bayedh, à l'ouest les wilayas de Béchar et de Tindouf, à l'est la wilaya de Tamanrasset et au sud la Mauritanie et le Mali.

La Wilaya d'Adrar a pour principale économie l'agriculture avec notamment son système d'irrigation la « foggara ». Elle dispose notamment d'un important potentiel solaire grâce à une bonne durée d'ensoleillement (9,5 h par jour) et peut arriver jusqu'à 12h/j pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6h/j en période estivale.

La wilaya d'Adrar est parmi les wilayas les plus ensoleillées en Algérie en occupant un espace très important, elle se situe dans la cinquième zone de gisement solaire en Algérie.

La zone 5 en Algérie, est l'une des zones où un certain nombre de projets solaires tels que la centrale photovoltaïque (trig lours et route d'aregen), les systèmes d'éclairage, sont déjà mis en application. [2]

La connaissance de ce gisement solaire est importante pour concevoir, dimensionner et optimiser les systèmes énergétiques solaires.

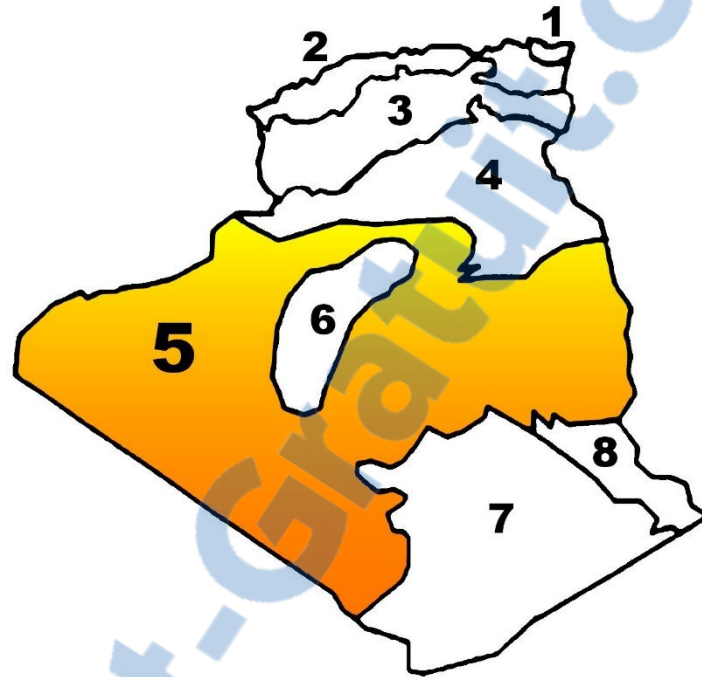


Figure III.2 : zones climatique de l'Algérie.

III.2.1 Situation du site :

« Tamantit » est une commune de la wilaya d'Adrar, daïra de Fenoughil situé au sud-est le de la wilaya dans une région agricole a une distance de 13 km d'Adrar, elle dispose d'une superficie de 6937Km².

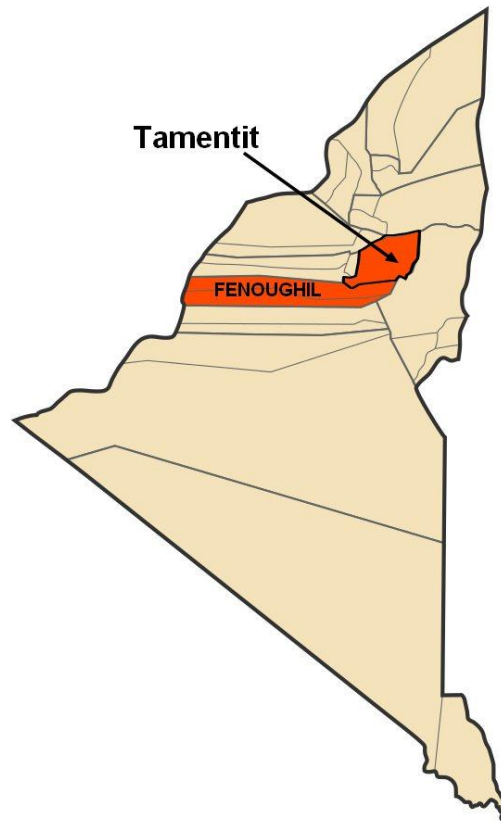


Figure III.3 : Carte de la Wilaya d'Adrar.

III.2.2 Le site choisi « zone rurale a Tamantit » :

L'habitat est très éloigné du réseau électrique, elle ne peut pas être aidé pour son raccordement au réseau : cette famille désire d'améliorer son niveau de confort pour un investissement faible dans l'attente de modifications dans la politique d'électrification (création d'une nouvelle ligne à proximité qui modifie le cout du raccordement...).

En somme, il s'agit de fournir à ces habitants un système électrique permettant de satisfaire les besoins essentiels pour un coût minimal.

Ensoleillement :

L'ensoleillement varie selon la région et l'époque de l'année. De nombreux auteurs se sont intéressés à l'étude théorique et expérimentale du rayonnement solaire. Nous pouvons citer Pr. OULIMAR Ibrahim, ingénieur d'état de soutien à la recherche - unité de recherche en énergie renouvelable en milieu saharien, qui a présenté une simulation de la position apparente du soleil à chaque instant de la journée, du mois et de l'année.

Ce travail est enrichi par un calcul d'estimation des énergies instantanées, journalières, mensuelles et annuelles sur un capteur d'orientation placé sur le site d'Adrar.

Les statistiques suivantes représentées sur le tableau ci-dessous sont recueillis par la station météorologique de l'unité de recherche des énergies renouvelables au milieu saharien (Adrar) [25].

| 16 Décembre 2016 | | | 13 Décembre 2016 | | |
|------------------|--------------------|-----------------------------|------------------|--------------------|-----------------------------|
| Heure | Temps solaire vrai | Irradiation journalière MAX | Heure | Temps solaire vrai | Irradiation journalière MIN |
| 07 :56 | 6,79 | 3,11 | 07 :48 | 6,91 | 5,18 |
| 08 :03 | 7,13 | 93,48 | 08 :03 | 7,16 | 24,08 |
| 09 :03 | 8,13 | 433,74 | 09 :03 | 8,16 | 110,57 |
| 10 :03 | 9,13 | 695,02 | 10 :03 | 9,16 | 659,29 |
| 11 :03 | 10,13 | 884,57 | 11 :03 | 10,16 | 738,01 |
| 12 :03 | 11,13 | 1000,84 | 12 :03 | 11,16 | 646,59 |
| 13 :03 | 12,13 | 1032,18 | 13 :03 | 12,16 | 899,59 |
| 14 :03 | 13,13 | 983,23 | 14 :03 | 13,16 | 304,01 |
| 15 :03 | 14,13 | 850,39 | 15 :03 | 14,16 | 652,04 |
| 16 :03 | 15,13 | 644,53 | 16 :03 | 15,16 | 168,58 |
| 17 :03 | 16,13 | 155,63 | 17 :03 | 16,16 | 80,28 |
| 17 :58 | 17,05 | 7,77 | 17 :58 | 17,07 | 2,07 |

Table III.1 : Irradiation de la journée 16 13 décembre 2016 (Valeurs MAX et MIN).

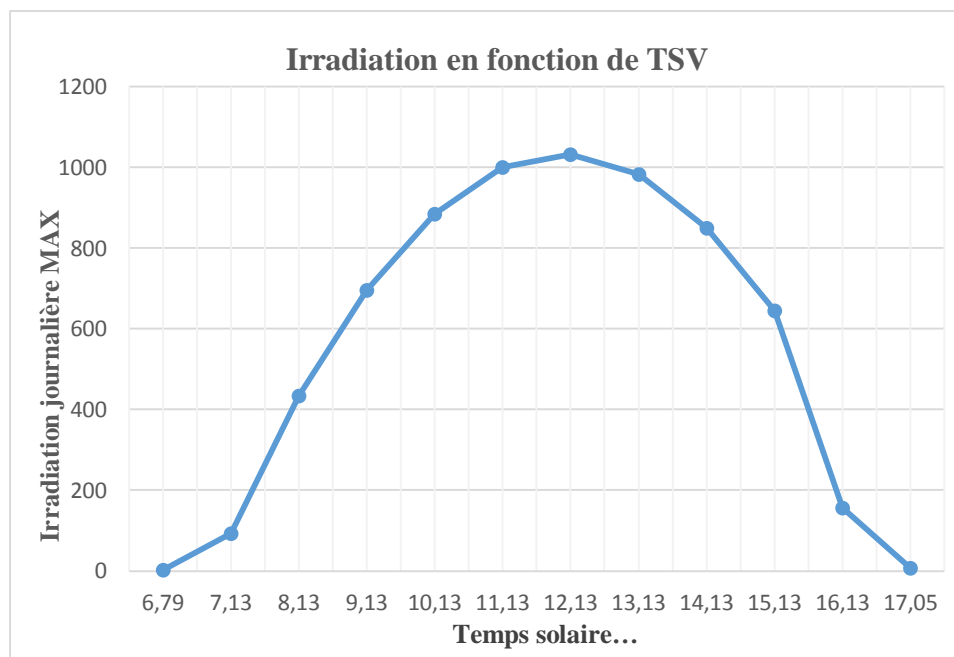


Figure III.4 : Irradiation de la journée du 16 décembre 2016 (Valeurs MAX)

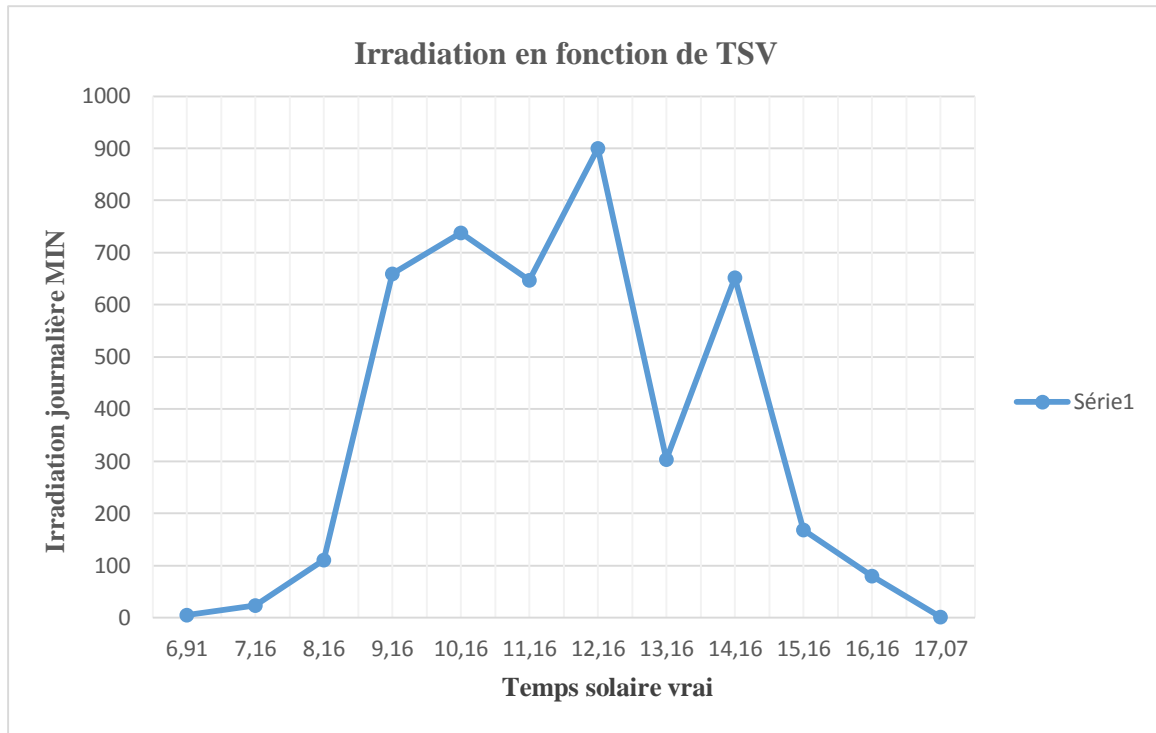


Figure III.5 : Irradiation de la journée du 13 décembre 2016 (Valeurs MIN)

| 15 Mars 2016 | | | 13 Mars 2016 | | |
|--------------|--------------------|-----------------------------|--------------|--------------------|-----------------------------|
| Heure | Temps solaire vrai | Irradiation journalière MAX | Heure | Temps solaire vrai | Irradiation journalière MIN |
| 07 :14 | 6,10 | 4,66 | 07 :16 | 6,13 | 4,14 |
| 08 :04 | 6,94 | 197,32 | 08 :01 | 6,88 | 179,19 |
| 09 :04 | 7,94 | 483,20 | 09 :01 | 7,88 | 290,02 |
| 10 :04 | 8,94 | 744,74 | 10 :01 | 8,88 | 545,35 |
| 11 :04 | 9,94 | 950,86 | 11 :01 | 9,88 | 837,18 |
| 12 :04 | 10,94 | 1086,04 | 12 :01 | 10,88 | 515,57 |
| 13 :04 | 11,94 | 1132,65 | 13 :01 | 11,88 | 543,80 |
| 14 :04 | 12,94 | 1103,13 | 14 :01 | 12,88 | 466,63 |
| 15 :04 | 13,94 | 982,46 | 15 :01 | 13,88 | 829,93 |
| 16 :04 | 14,94 | 783,06 | 16 :01 | 14,88 | 556,48 |
| 17 :04 | 15,94 | 530,33 | 17 :01 | 15,88 | 221,40 |
| 18 :04 | 16,94 | 122,22 | 18 :01 | 16,88 | 100,99 |
| 18 :59 | 17,85 | 8,28 | 18 :56 | 17,79 | 6,73 |

Table III.2 : Irradiation de la journée 15et 13 mars 2016(Valeurs MAX et MIN)

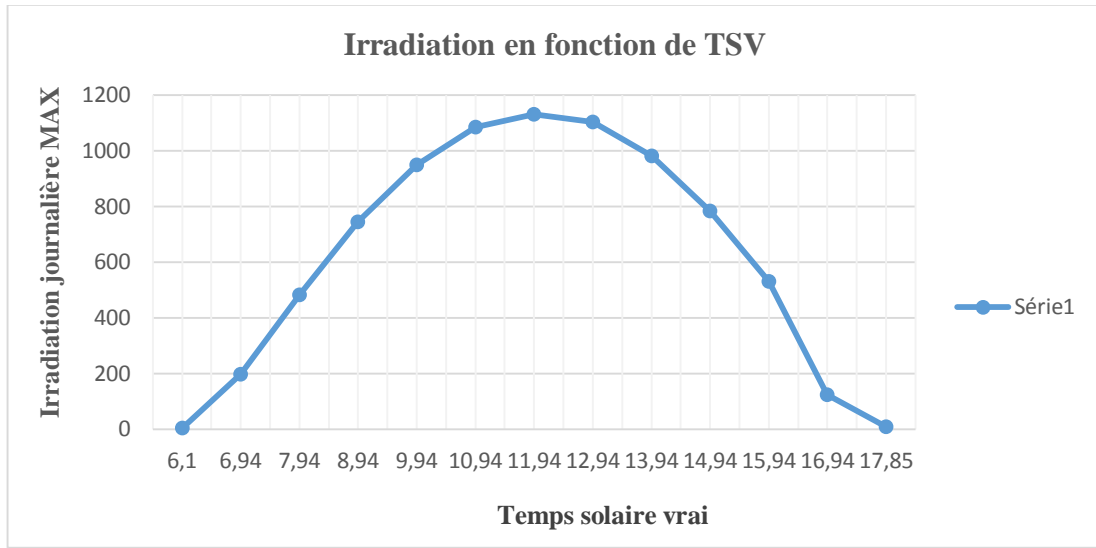


Figure III.6 : Irradiation de la journée du 15 MARS 2016 (Valeurs MAX)

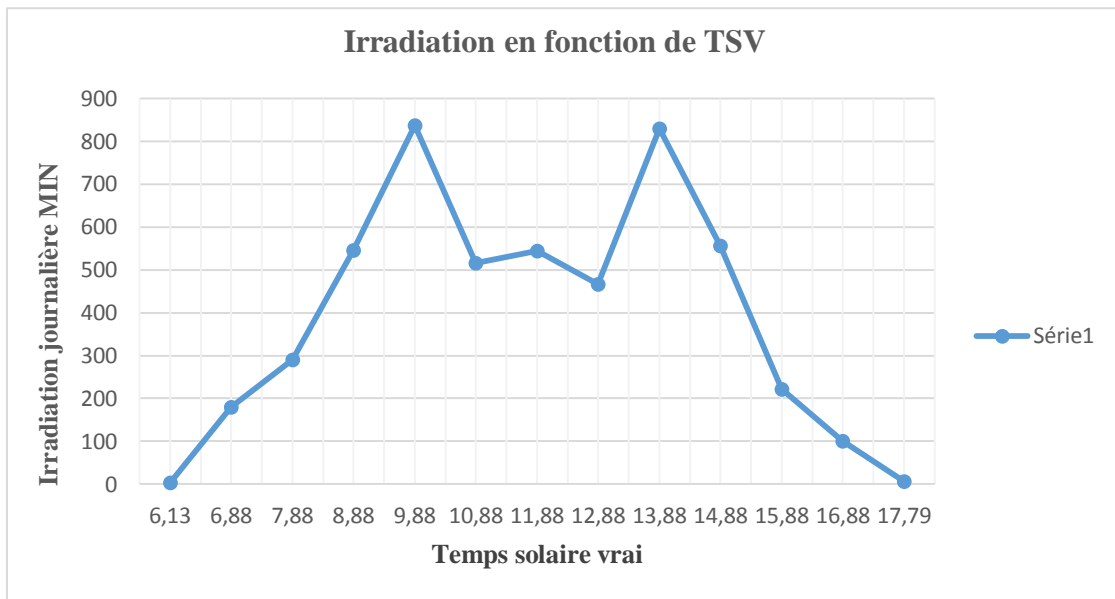


Figure III.7 : Irradiation de la journée du 13 MARS 2016 (Valeurs MIN)

L'énergie solaire reçue sur le site pour une inclinaison à la latitude du lieu est donnée par le tableau suivant :

| mois | MIN | MAX | MOYENNE | température (°C) |
|-----------|---------|---------|---------|---------------------|
| janvier | 2828,97 | 7351,87 | 6192,34 | 16,27 |
| février | 1909,92 | 7933,42 | 6666,83 | 18,23 |
| mars | 5649,64 | 8088,96 | 7465,54 | 20,21 |
| avril | 4640,17 | 7968,74 | 6964,71 | 29,01 |
| mai | 1093,15 | 7470,28 | 6055,26 | 32,02 |
| juin | 5065,03 | 7148,81 | 6795,42 | 36,28 |
| juillet | 5876,97 | 7885,19 | 6744,66 | 39,13 |
| août | 5019,94 | 7788,44 | 6824,39 | 37,65 |
| septembre | 3217,4 | 7470,22 | 6267,91 | 35,3 |
| octobre | 2297,52 | 7483,71 | 6230,94 | 28,78 |
| novembre | 2029,69 | 7412,11 | 6092,31 | 20,1 |
| décembre | 3861,91 | 6994,5 | 5999,25 | 15,31 |

Table III.3 : Irradiation et température sur un plan incliné à la latitude du lieu (Adrar) –
Année 2016

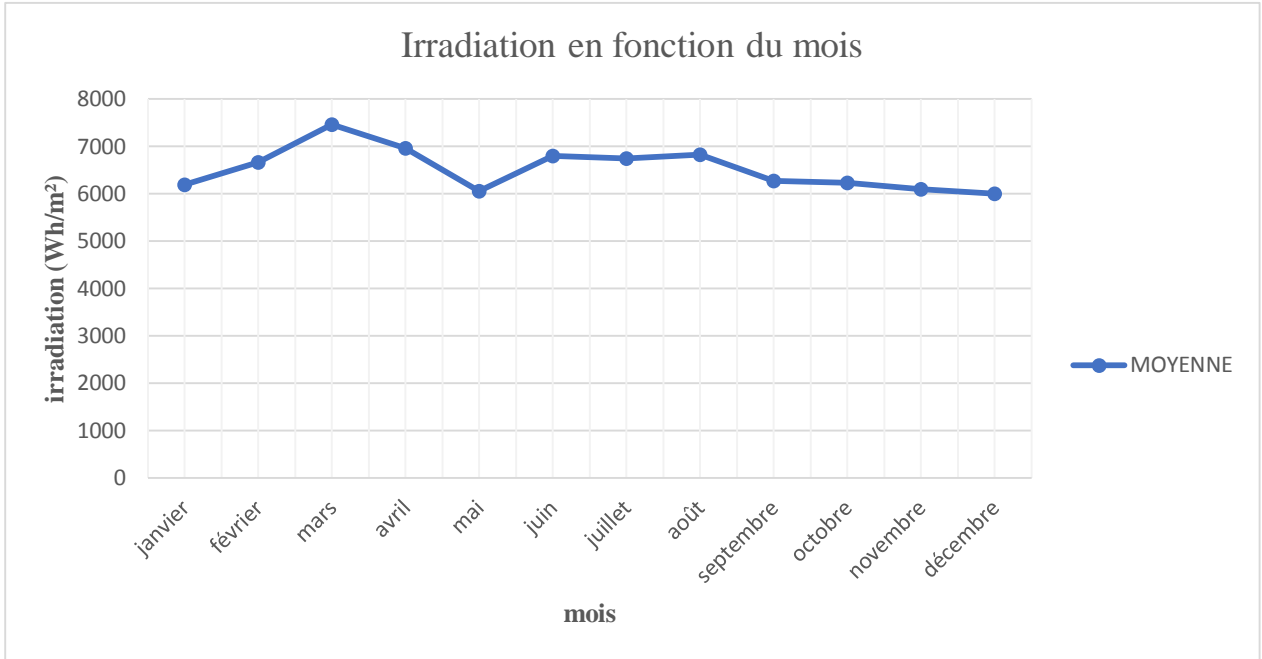


Figure III.8 : Irradiation moyenne mensuelle de l'année 2016

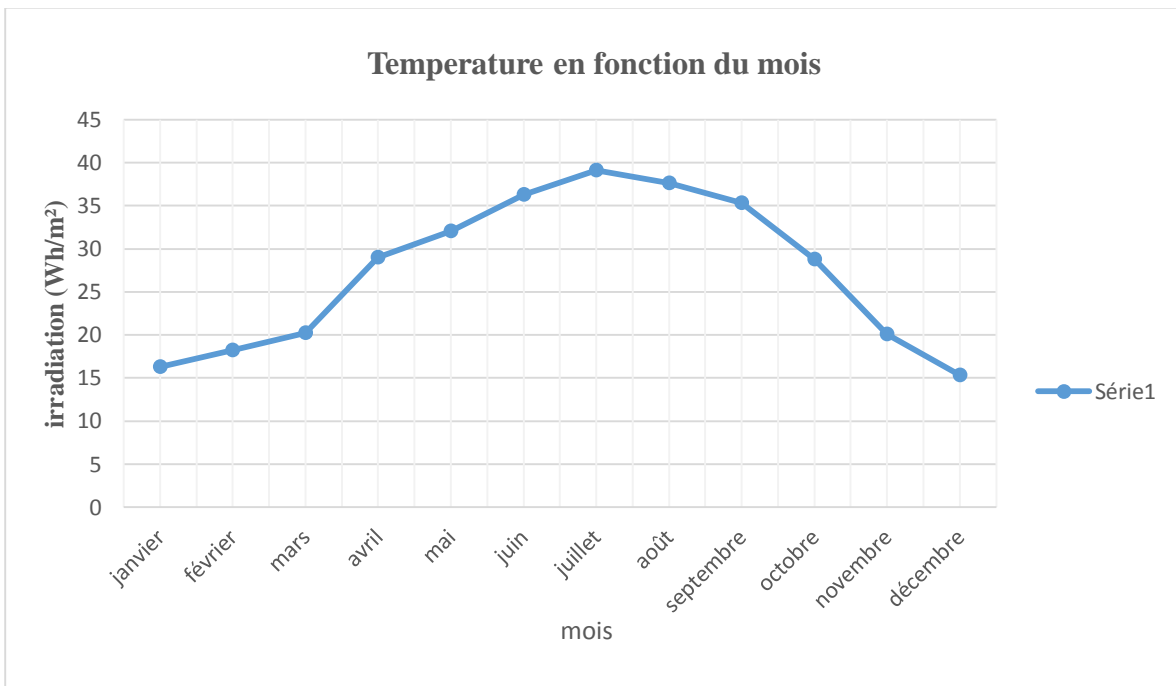


Figure III.9 : Température moyenne mensuelle de l'année 2016

Photo de site :



Figure III.10 : vue du l'est du site



Figure III.11 : vue en dessus du site



Figure III.12 : vue latérale



Figure III.13 : vue à l'intérieur de la cuisine



Figure III.14 : vue à l'intérieur du hall



Figure III.15 : un autre angle de vue du hall

III.3 Dimensionnement du système PV :

Pour la réalisation d'une installation photovoltaïque, le dimensionnement reste une étape indispensable.

Dimensionner un système PV c'est déterminer en fonction de sollicitations telles que l'ensoleillement et le profil de charge, l'ensemble des éléments de la chaîne PV, à savoir, la taille du générateur, la capacité de stockage, le cas échéant la puissance d'un convertisseur, voire l'inclinaison des modules et la tension d'utilisation.

Une installation surdimensionnée veut dire des surcoûts, tandis qu'une installation sous dimensionnée veut dire manque de fiabilité. Quelle que soit la méthodologie utilisée et la précision avec laquelle sont pris en compte les différents composants de la chaîne, on reste confronter à deux types d'estimations :

- la première sur la demande qui est dans la plupart des cas assez grossièrement définie car elle est souvent mal connue et qui subit des fluctuations journalières, hebdomadaires ou saisonnières.
- la seconde sur le gisement solaire au sujet duquel on se heurte à un manque crucial de données représentatives. Ce problème nous amène à calculer l'irradiation selon des données relatives au site de l'installation. Ceci démontre que la fiabilité d'une installation PV est étroitement liée au dimensionnement qui est lié à son tour à la disponibilité de données fiables. Le mérite d'une installation PV est souvent mesuré par sa capacité à fournir de l'énergie en toute circonstance.

Nous allons présenter dans ce chapitre le dimensionnement, qui nous permette de préciser la consommation des usagers, la taille du générateur et du stockage après la présentation des paramètres d'entrée intervenants dans les calculs.

III.3.1 Dimensionnement de la charge :

Pour l'installation d'un système photovoltaïque, On estime que le foyer contient 11 points lumineux pour les différentes pièces de l'habitat pour laquelle on a utilisé des lampes fluorescentes pour optimiser la consommation de l'énergie. Concernant les autres charges telles que le réfrigérateur et la télévision (LCD), on a utilisé des équipements de Type Classe A.

Puisque la puissance d'un climatiseur est si importante, son utilisation pour un système photovoltaïque n'est pas rentable. La construction avec des quelque matériaux et techniques traditionnelles d'architecture aident a gardé une température ambiante, a cette raison qu'on a utilisé 04 ventilateurs dans les différentes pièces du foyer.

a) Architecture de l'habitat :

Le site choisis est constitué d'un grand terrain agricole d'une superficie de 1600 m², il est composé d'un hangar pour les animaux, d'un puits (une pompe alimentée par un groupe électrogène), d'un bassin d'eau et d'un habitat entouré d'un mur de clôture de couleur terre.

L'Habitat a été construit selon une architecture locale, qui a la spécification de la vie sociale de la région. La construction des murs nécessite un minimum de qualification afin de bénéficier d'une température ambiante à l'intérieur de l'habitat, les murs sont construit en double parois de briques, Ils reçoivent un enduit de terre argileuse, de bouse de vache et de paille finement hachée.

L'habitat est occupé par une famille de 05 personnes, dans une surface de 220 m², constitué d'un grand hall (Salon Traditionnel), 03 chambres, cuisine, bloc sanitaire et cage escalier.

Les tableaux ci-dessous, indiquent la consommation journalière des différents appareils :

| | | | | Eté | |
|----------------------------|--------------------|---------------|--------|-----------------------------|------------------------------|
| Eléments | Equipements | Puissance (W) | Nombre | Heures de fonctionnement(h) | Consommation électrique (Wh) |
| Hall (espace traditionnel) | Lampe 1 | 80 | 2 | 2 | 320 |
| | Téléviseur | 80 | 1 | 5 | 400 |
| | Récepteur TV | 20 | 1 | 5 | 100 |
| | Ventilateur 1 | 40 | 1 | 2 | 80 |
| Chambre1 (enfant) | Lampe 2 | 50 | 2 | 2 | 200 |
| | Ventilateur 2 | 40 | 1 | 2 | 80 |
| Chambre2 (parent) | Lampe 3 | 50 | 1 | 1,5 | 75 |
| | Ventilateur 3 | 40 | 1 | 2 | 80 |
| | chargeur téléphone | 5 | 2 | 0,15 | 1,5 |
| Salon | Lampe 4 | 50 | 2 | 0,3 | 30 |
| | Ventilateur 4 | 40 | 1 | 2 | 80 |
| Cuisine | Réfrigérateur | 150 | 1 | 7 | 1050 |
| | Lampe néant 5 | 36 | 1 | 1 | 36 |
| | Radio | 8 | 1 | 2 | 16 |
| Salle de bain | Lampe 6 | 30 | 1 | 0,3 | 9 |
| Wc | Lampe 7 | 30 | 1 | 0,5 | 15 |
| | | | | Total | 2572,5 |

Table III.4 : Estimation des consommations d’appareils disponible dans l’Habitat en été

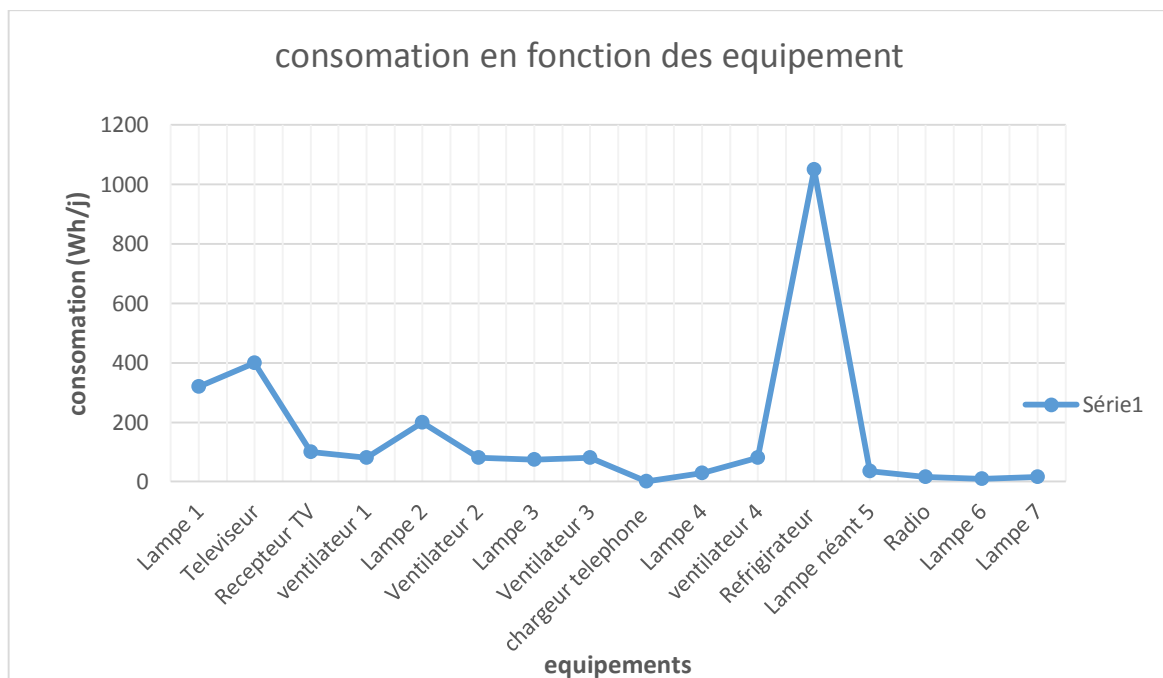


Figure III.16 : la consommation électrique journalière en été de différents équipements

| | | | | Hiver | |
|----------------------------|--------------------|---------------|--------|--------------------------|------------------------------|
| Eléments | Equipements | Puissance (W) | Nombre | Heures de fonctionnement | Consommation électrique (Wh) |
| Hall (espace traditionnel) | Lampe 1 | 80 | 2 | 3 | 480 |
| | Téléviseur | 80 | 1 | 4 | 320 |
| | Récepteur TV | 20 | 1 | 4 | 80 |
| | Ventilateur 1 | 40 | 1 | 0,5 | 20 |
| Chambre1 (enfant) | Lampe 2 | 50 | 2 | 3 | 300 |
| | Ventilateur 2 | 40 | 1 | 0,5 | 20 |
| Chambre2 (parent) | Lampe 3 | 50 | 1 | 2 | 100 |
| | Ventilateur 3 | 40 | 1 | 0,5 | 20 |
| | chargeur téléphone | 5 | 2 | 0,15 | 1,5 |
| Salon | Lampe 4 | 50 | 2 | 0,3 | 30 |
| | Ventilateur 4 | 40 | 1 | 0,5 | 20 |
| Cuisine | Réfrigérateur | 150 | 1 | 5 | 750 |
| | Lampe néant 5 | 36 | 1 | 2 | 72 |
| | Radio | 8 | 1 | 2 | 16 |
| Salle de bain | Lampe 6 | 30 | 1 | 0,2 | 6 |
| WC | Lampe 7 | 30 | 1 | 0,6 | 18 |
| | | | | Total | 2253,5 |

Table III.5 : Estimation des consommations d'appareils disponible dans l'Habitat en Hiver

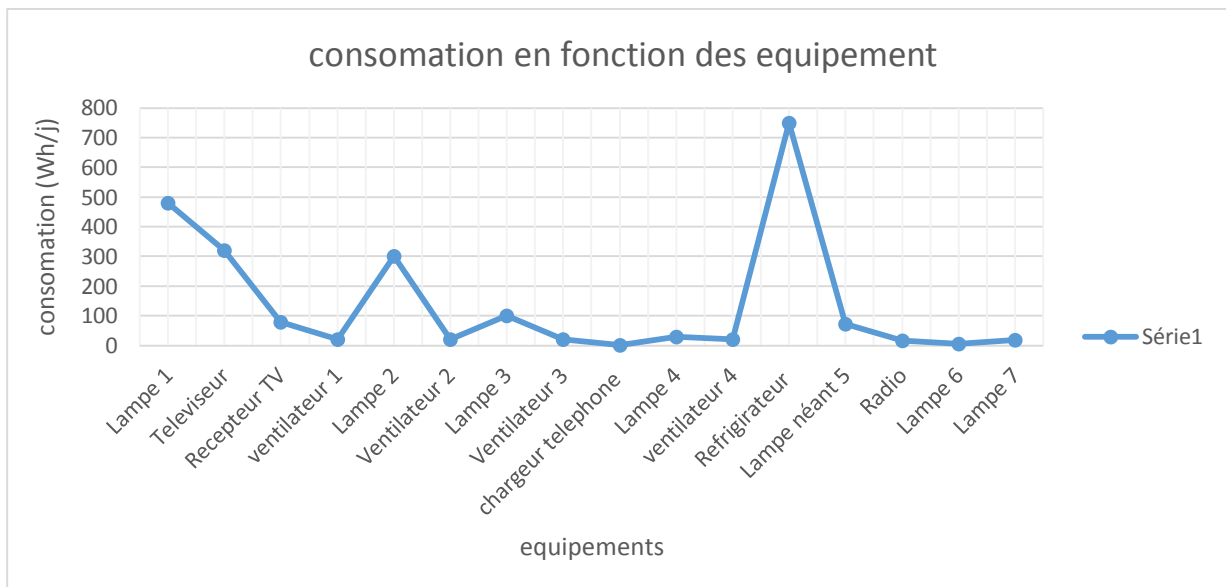


Figure III.17 : la consommation électrique journalière en hiver de différents équipements

L'énergie totale consommée en été est égale à : $E = \sum E_i = 2572,5 \text{ Wh}$ et l'énergie totale consommée en hiver est égale à : $E = \sum E_i = 2253,5 \text{ Wh}$.

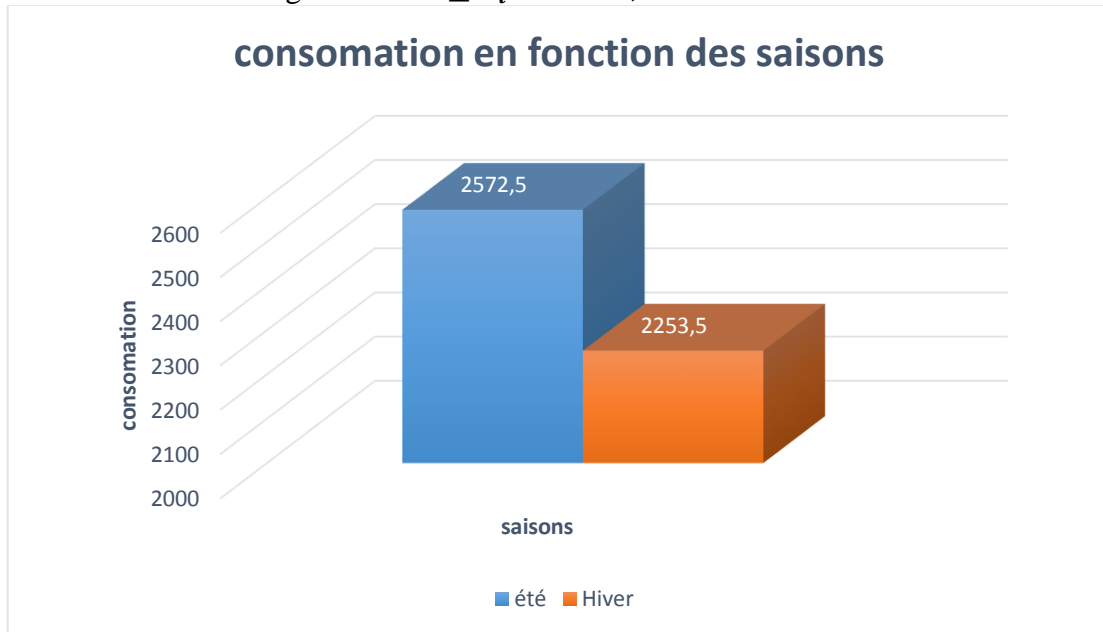


Figure III.18 : la consommation journalière globale pour deux saisons

D'après les tableaux et les graphes ci-dessus : en remarque que la consommation d'énergie électrique du foyer varie d'un mois à un autre dont elle a une valeur maximale dans le mois d'été avec **2572,5 Wh** ensuite elle diminue jusqu'à **2253,5 Wh** en mois d'hiver.

III.3.1.1 Dimensionnement du module photovoltaïque :

La seconde étape du dimensionnement d'une installation photovoltaïque dans un habitat isolé est le dimensionnement de son parc de modules photovoltaïques.

Nous connaissons maintenant la quantité d'électricité nécessaire ainsi que le temps dont nous disposons pour la produire. Maintenant, on doit calculer la quantité de modules photovoltaïques que l'on devra posséder pour couvrir ces besoins. Il faut pour cela connaître l'ensoleillement de la région d'Adrar où se trouve l'installation, et adapter ces données à sa situation.

III.3.1.2 Calcul de l'énergie produite pour l'alimentation électrique :

L'efficacité de l'onduleur est donnée entre 80 % et 95%. Pour nos calculs nous avons choisi la valeur d'une efficacité de 90 %. Il faut rajuster cette valeur au besoin, lorsqu'on choisit le modèle d'onduleur.

$$\text{L'énergie produite journalière : } E_p = \frac{C_j}{E_{ond}} \quad \text{wh/j}$$

Avec :

C_j : Consommation journalière.

E_{ond} : Energie de l'onduleur.

E_p : Energie produite.

En mois de mars :

$$E_p = \frac{2572,5}{0,90} = 2858.33 \text{ Wh/j}$$

En mois de décembre :

$$E_p = \frac{2253,5}{0,90} = 2503.89 \text{ Wh/j}$$

III.3.1.3 Calcul de la puissance crête (Pc) requise par l'installation :

Les modules vont produire de l'électricité qui sera stockée dans les batteries pendant toute la durée de la charge. Mais ils vont également en produire durant la décharge. On vient de calculer la quantité d'énergie que les modules doivent produire chaque jour. Pour connaître la puissance crête à installer, il ne reste plus qu'à diviser ce nouveau résultat par le coefficient d'ensoleillement.

$$P_c = \frac{E_p}{E_j * E_r} Wc$$

En mois de mars :

$$P_c = \frac{2858,33}{7,46554 * 0,77} = 497,23 Wc$$

En mois de décembre :

$$P_c = \frac{2503,89}{5,99925 * 0,77} = 542,035 Wc$$

Avec :

Pc : Puissance Crête.

E_p : Energie Produite.

E_j : Irradiation journalière.

E_r : Efficacité du Régulateur de charge des accumulateurs égale à 0.77.

La puissance crête à installer n'est plus la même dans les deux saisons, puisqu'il s'agit des consommations différentes et d'intensités de rayonnement solaire reçue sur le capteur différente aussi. (C'est évident que l'ensoleillement d'hivers doit être inférieur à celui d'été).

III.3.1.4 Calcul du nombre de panneau :

Dans les deux cas (utilisation continue et périodique), les calculs peuvent être affinés en tenant compte de l'inclinaison et de l'orientation des modules, ainsi que des pertes engendrées par la chaleur et le matériel.

En mois de mars :

$$Np = \frac{P_c(\text{générateur})}{P_c(\text{panneaux})}$$

$$Np = \frac{497,23}{250} = 1,98 \approx 2 \text{ panneaux.}$$

En mois de décembre :

$$Np = \frac{542,035}{250} = 2,17 \approx 3 \text{ panneaux.}$$

La différence de charge entre les deux mois nous a conduits à l'obtention (par calcul) 03 panneaux solaires pour satisfaire la charge demandée en mars et décembre.

III.3.1.5 Calcul de la surface occupée par les panneaux :

La surface totale des panneaux photovoltaïques est donnée par l'équation suivante :

$$S_T = S_U \cdot N$$

Avec :

S_U : La surface unitaire des panneaux.

N : Les nombres des panneaux.

$$S_T = 1,63 * 3 = 4,89 \approx 5 \text{ m}^2$$

III.3.1.6 Dimensionnement des Batteries :

Pour dimensionner les batteries de stockage, il ne reste plus qu'à se poser trois questions : quelle est la quantité d'énergie à stocker, quelle doit être l'autonomie de mon installation, et quelle est la profondeur de décharge maximum que je veux imposer à mes batteries ?

a) *Autonomie :*

L'autonomie d'une installation est le nombre de jours pendant lesquels les batteries initialement chargées peuvent assurer les besoins en électricité sans que les modules ne fonctionnent. Autrement dit, les batteries stockent de l'énergie lorsque les modules sont éclairés. Lorsqu'ils ne produisent plus (nuit, panne, mauvais temps ...), les batteries peuvent continuer de restituer cette électricité pendant quelques jours. Il faut donc se demander combien de temps on souhaite avoir de l'électricité en cas de problèmes. En général, on peut partir sur une base de quatre jours d'autonomie. Bien entendu, cela dépend fortement de l'usage qu'on a de l'installation et des conditions météorologiques.

L'irradiation solaire annuelle est si importante dans la ville d'Adrar, à cette raison, nous ne rencontrons pas ce problème d'autonomie solaire dans notre site choisis, deux jours d'autonomie suffira largement.

b) Profondeur de décharge :

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

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

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

Le juste milieu que l'on choisit généralement d'appliquer se situe donc entre 60 et 80% de décharge, ce qui permet de réduire le nombre de batteries tout en leur assurant une bonne espérance de vie.

III.3.1.7 Calcul de la capacité de stockage :

La capacité de stockage est proportionnelle à la consommation électrique, plus la consommation augmente, plus la capacité de stockage augmente. La profondeur de décharge, ainsi que la tension de recommandation du système sont des coefficients constants. On compte pour une tension du système de 24 V.

$$C_{sto} = \frac{E_{ch} * AUT}{P_d * R_{batt}} Wh$$

$$C_{sto} = \frac{2253.5 * 2}{0.8 * 0.85} = 6627.94 Wh$$

Avec :

C_{sto} : Capacité de stockage(wh).

AUT : Autonomie(j).

P_d : profondeur de décharge (%).

R_{batt} : Rendement de batterie(%).

V_{batt} : Tension de la batterie

La capacité de stockage en Ampère heure (Ah), est donnée par la relation suivante :

$$C_{Ah} = \frac{C_{sto}}{V_{batt}} (Ah)$$

$$C_{Ah} = \frac{6627,94}{24} = 276,16 \approx 300 Ah$$

III.3.1.8 Calcul du nombre de la batterie :

$$N_{batt} = \frac{C_{Ah}}{C_b}$$

Avec :

C_b: capacité d'une seule batterie.

$$N_{batt} = \frac{300}{100} = 3 \text{ batteries}$$

Notre habitat a besoin de 3 batteries pour stocker l'énergie électrique fournie par les panneaux solaire.

III.4 Etude Economique :

III.4.1 Etude d'électrification de l'habitat par voie classique (énergie conventionnelle) :

Fiche technique :

| Localité | Commune | Daïra | Consistance physique | | | |
|----------|----------|-----------|----------------------|-----|------------------------|---------------|
| | | | MT | BT | N° des Transformateurs | N° des Foyers |
| Adrar | Tamantit | Fenoughil | 10 | 0.2 | 1 | 1 |

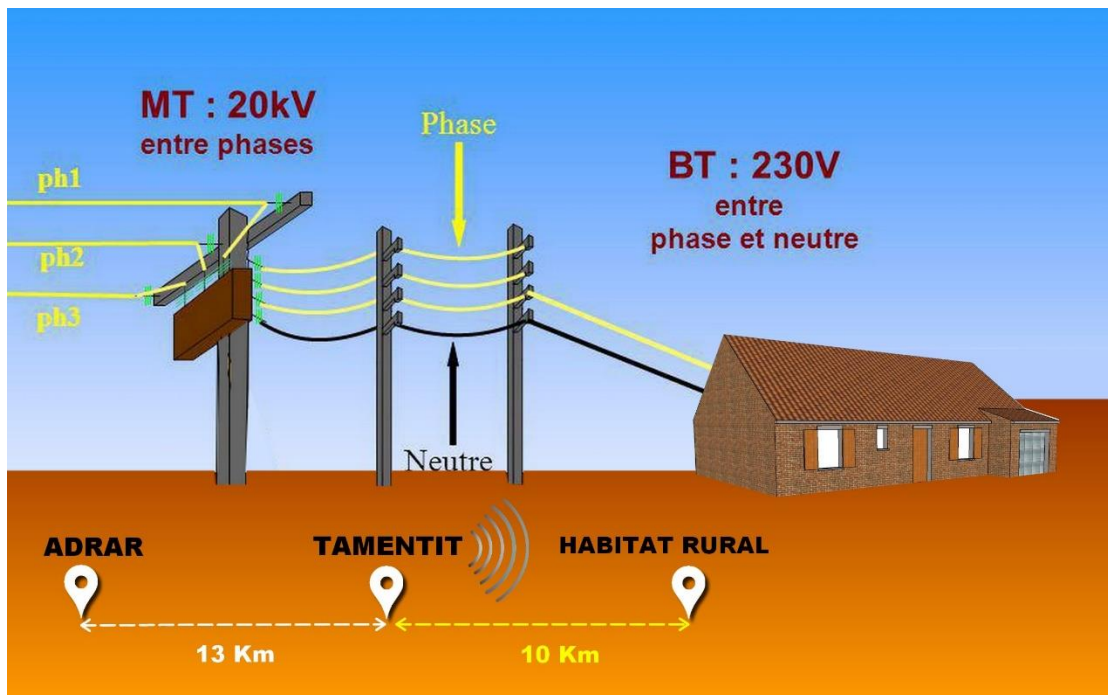


Figure III.19 : Trajectoire de Moyenne Tension de la commune de Tamantit a zone rurale souhaitée

. Devis :

DEVIS
Adrar le : 01.06.2017

Client :

| N ° | Désignation | Quantité | | |
|-----|-----------------------------------|----------|------------------|--------------|
| 1 | Câble MT (34,3*3) mm ² | 10 (Km) | 2282500,00 (1km) | 22825000 ,00 |
| 2 | Câble BT 70 mm ² | 0.2(Km) | 996000,00 (1km) | 199200,00 |
| 3 | Transformateur 160 KVA | 1 | 481400,00 | 481400,00 |
| 4 | Disjoncteur | 1 | 207500,00 | 207500,00 |
| | | | Total HT | 23713100,00 |
| | | | TVA 19 % | 4505489,00 |
| | | | Total TTC | 28218589,00 |

III.4.2 Etude d'électrification de l'habitat par voie photovoltaïque :

III.4.2.1 Critères De Dimensionnement :

Les deux critères importants du dimensionnement optimal sont :

- La satisfaction d'une condition sur le comportement énergétique du système en termes d'autonomie ou de déficit autorisé, en effet l'utilisateur a la possibilité de définir au départ l'autonomie du système ou la satisfaction d'un certain taux de couverture pour la période la plus défavorable.
- L'équilibre du couple générateur/stockage.

Ces deux critères cités précédemment ont le principal avantage de traduire ce que les utilisateurs pensent des systèmes photovoltaïques.

Devis :

Pour l'électrification du foyer de notre site par voie photovoltaïque on estime une installation de 3 modules photovoltaïque avec puissance 190 w.

DEVIS

Adrar le : 01.06.2017

Client :

| N ° | Désignation | Quantité | P. Unit HT | Montant HT |
|-----|----------------------------------|----------|------------|------------|
| 1 | Module photovoltaïque 190 W | 3 | 23750,00 | 71250,00 |
| 2 | Onduleur | 1 | 10000,00 | 10000,00 |
| 3 | Batterie | 3 | 20850,00 | 62550,00 |
| 4 | Convertisseur DC/DC | 2 | 4000,00 | 8000,00 |
| 7 | Châssis en fer pour les panneaux | 1 | 3000,00 | 3000,00 |
| | | | Total HT | 154800,00 |
| | | | TVA 19 % | 29412,50 |
| | | | Total TTC | 184212,50 |

III.4.2.2 Comparaison entre l'électrification par voie conventionnel et par voie photovoltaïque :

A) Comparaison Technique :

- ✓ Intérêt du Photovoltaïque pour l'électrification rurale par apport à l'électrification

Par voie conventionnel :

Le mode d'électrification par voie photovoltaïque représente une grande importance surtout à travers ses caractéristiques techniques.

Ce qui est particulièrement indiqué pour desservir les usagers isolés dans les territoires à faible densité et dont la demande consiste essentiellement à satisfaire les besoins énergétiques de base (lumière, réfrigération, pompage, télévision, radio).

Les autres caractéristiques marquantes du PV sont :

- une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- le caractère modulaire des panneaux photovoltaïque permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au mégawatt.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est pas l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions

- La conception modulaire permettant les extensions adaptées au besoin.
- La possibilité de développement des petites activités dans les localités à faible développement économique.
- Des capitaux limités, utilisables d'une manière souple et décentralisée, et mobilisables sur des périodes de temps plus longues.

En peut citez en plus de ces derniers les avantages techniques du PV qui sont :

- Absence de chute de tension
- Service permanente.
- Facilité de déplacement.

Au contraire au mode d'électrification par voie conventionnel parce qu'un réseau classique aurait nécessité un temps d'installation bien plus grands .On trouve aussi :

- Chute de tension élevée.
- Continuité de service n'est pas assurer.
- coupures fréquent surtout à cause d'effets naturels.
- impossibilité de déplacement en cas de déménagement.

B) Comparaison économique :

L'un des points forts d'une électrification par voie photovoltaïque par rapport à l'électrification par voie conventionnelle réside dans l'intérêt d'une utilisation décentralisée avec absence des coûts de transport de l'énergie produite. Ce qui met le coût un paramètre de comparaison très important.

D'après le devis établis précédemment l'alimentation de notre foyer rural par voie conventionnelle vaut 28218589,00DA qui représente un coût très élevé par rapport à celui de l'alimentation en électricité par le système photovoltaïque qui est égale à 184212,50DA qui représente un coût raisonnable.

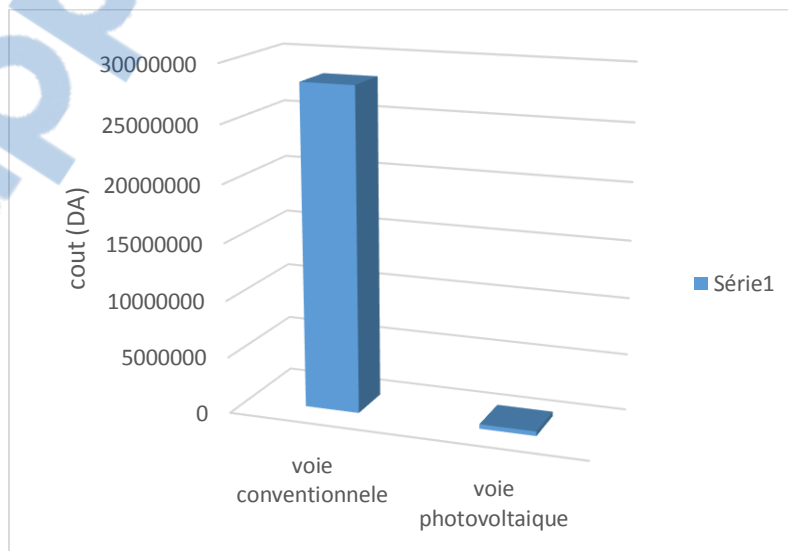


Figure III.20 : cout d'installation pour les deux voies.

III.4.3 Comparaison technico-économique :

A partir de la comparaison technique et la comparaison économique on peut alors faire sortir une comparaison technico-économique ou l'avantage de satisfaction des besoins énergétique, la facilité de déplacement des installation ainsi que le facteur de la protection de l'environnement et n'exige pas un cout de réalisation très élevé ,toutes ses spécificités vont mettre l'électrification de notre habitat par voie photovoltaïque est le mode le plus adéquat et convenable.

III.5 CONCLUSION :

A la fin de ce chapitre, on peut conclure à travers l'étude d'électrification d'un site isolée par voie classique et par voie photovoltaïque nous arrivons à montrer que l'électrification par voie photovoltaïque est la plus approprié de tous les côtés.

La raison qui fait que la réalisation des études semblables n'aboutit pas sur le plan réel et que l'électrification est encore prise en charge par l'état et que les coûts de l'investissement sont pris en charge par l'état, donc notre étude devient très intéressante lorsque l'électrification par voie classique ne serait pas subventionnée ou totalement financée par l'état ou lorsque les mêmes subventions seront accordées au profit de l'électrification photovoltaïque.

CHAPITRE IV : Simulations et résultats

IV.1 Simulation :

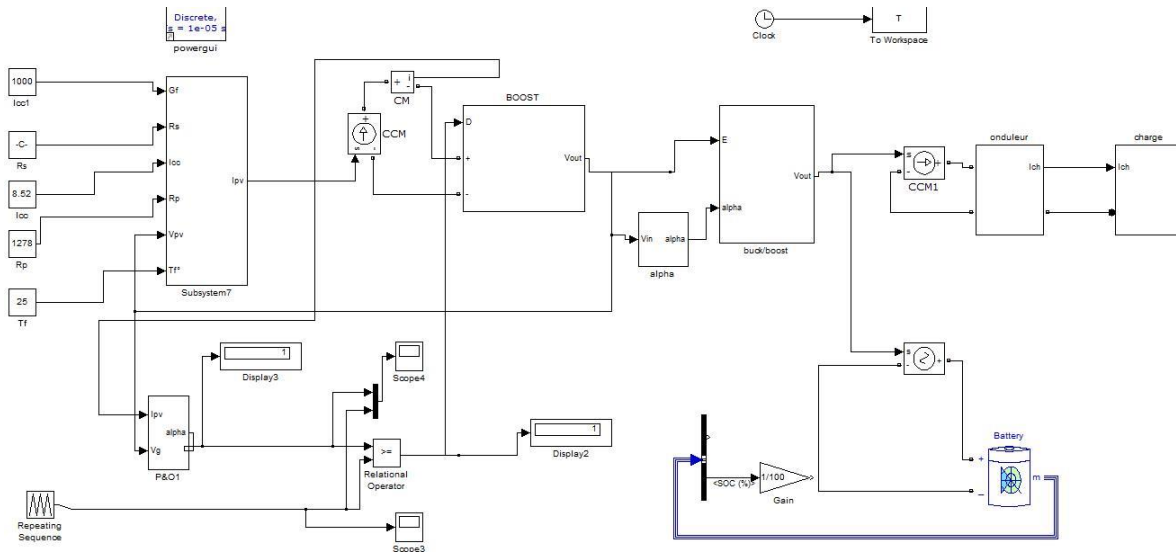


Figure IV.1 : Schéma bloc du système photovoltaïque

IV.1.1 Simulation du panneau photovoltaïque :

Afin de voir le comportement du GPV lors de changement climatique, deux essais sont effectués, le premier consiste à faire varier les irradiations et à maintenir la température constante. Les résultats sont illustrés dans les figures 1

Dans le deuxième essai l'irradiation reste constante, mais la température change. Les résultats sont donnés par les figures 2.

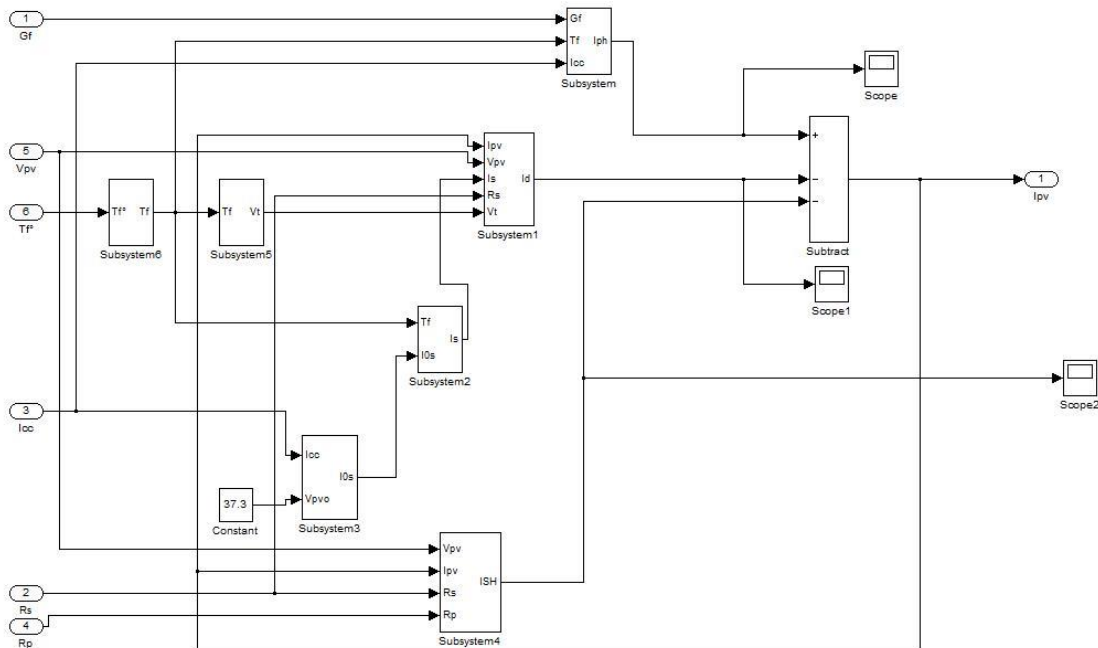


Figure IV.2 : Schéma bloc du panneau photovoltaïque

IV.1.2 simulation du hacheur boost :

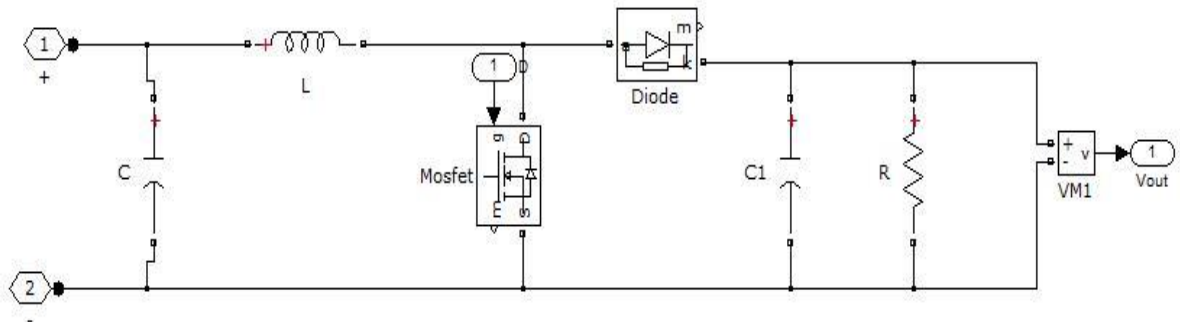


Figure IV.3 : Schéma bloc du hacheur boost

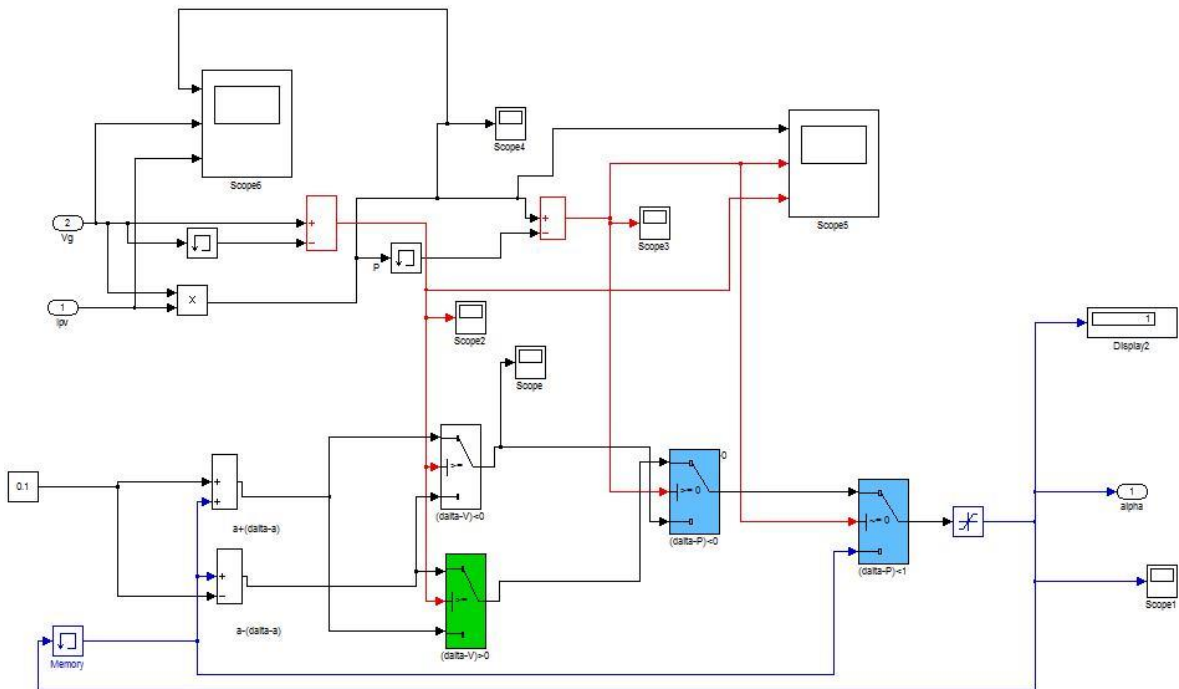


Figure IV.4 : Schéma bloc de la MPPT

IV.1.3 Simulation de l'onduleur

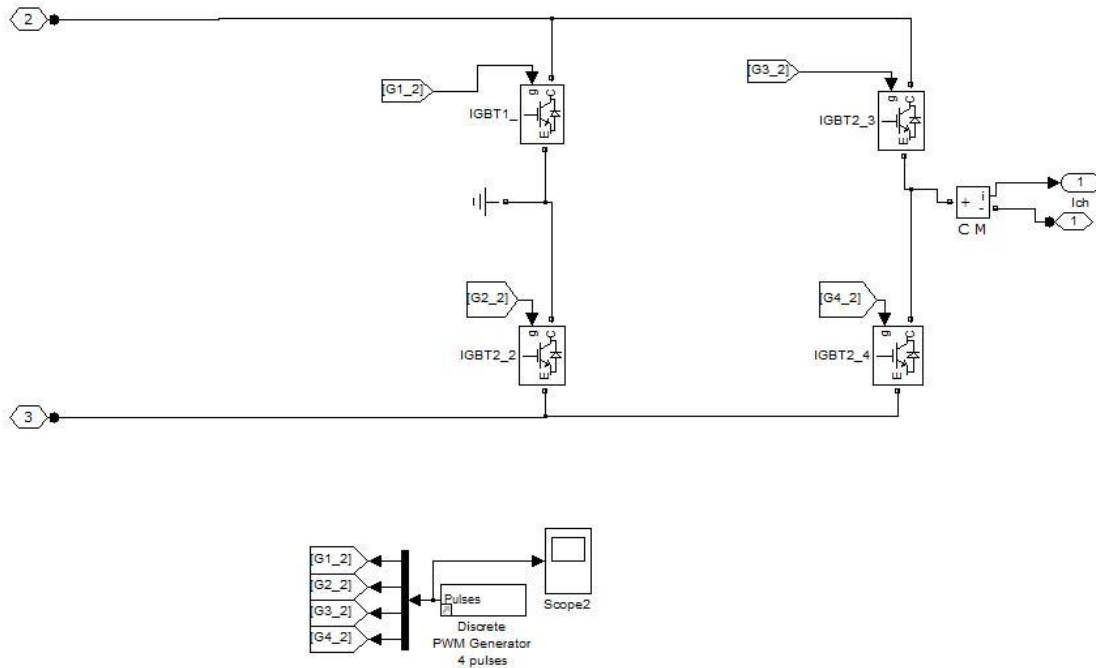


Figure IV.5 : Schéma bloc de l'onduleur

IV.1.4 Simulation de l'hacheur buck-boost :

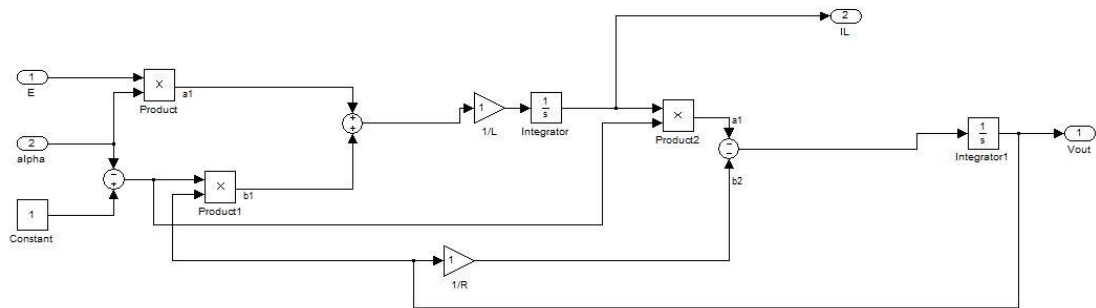
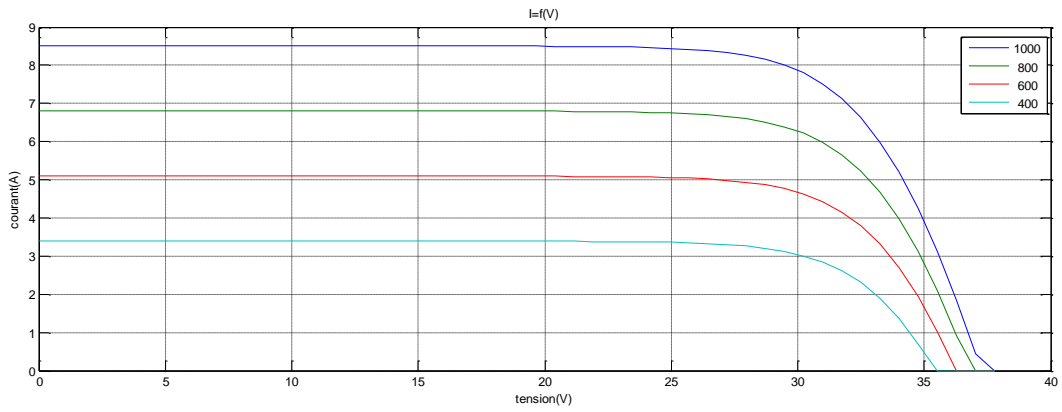


Figure IV.6 : Schéma bloc de le hacheur buck-boost

IV.2 Résultat de simulation



IV.3

Figure IV.7 : Caractéristique I(V) influence de l'irradiation

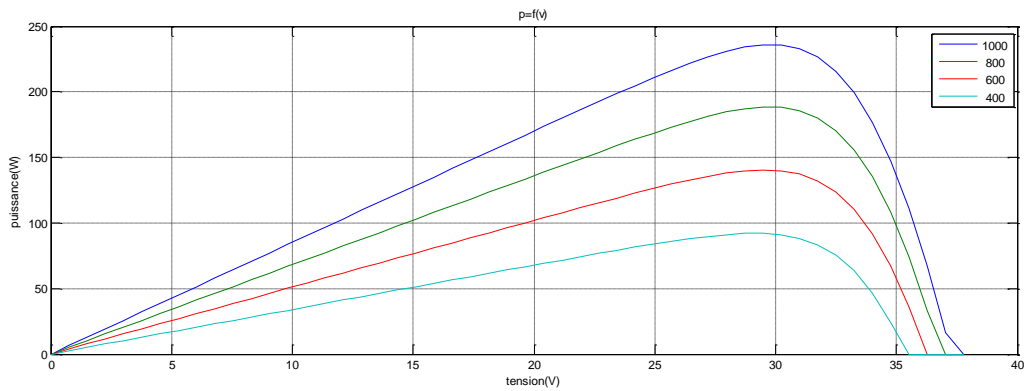


Figure IV.8 : Caractéristique P(V) de l'irradiation

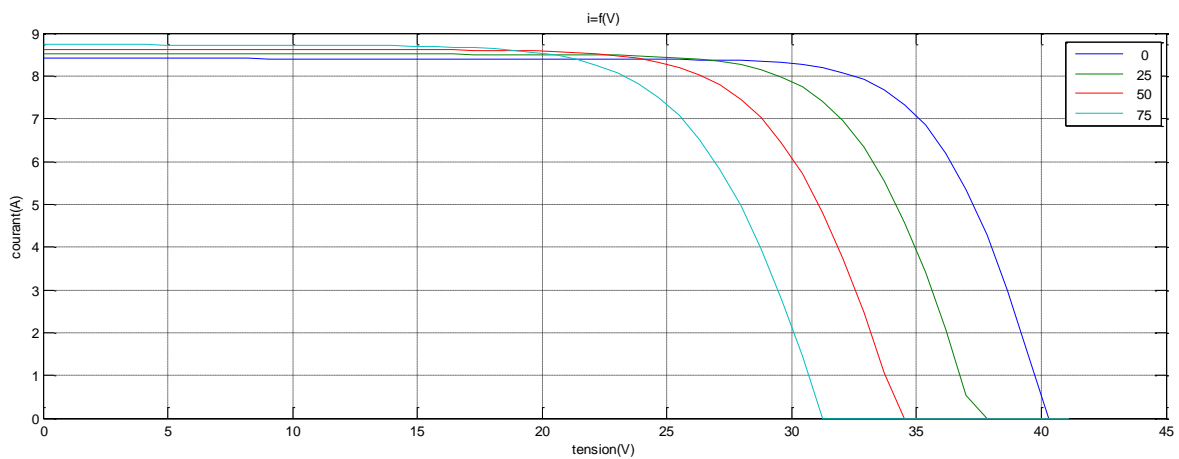


Figure IV.9 : Caractéristique I(V) influence de la température

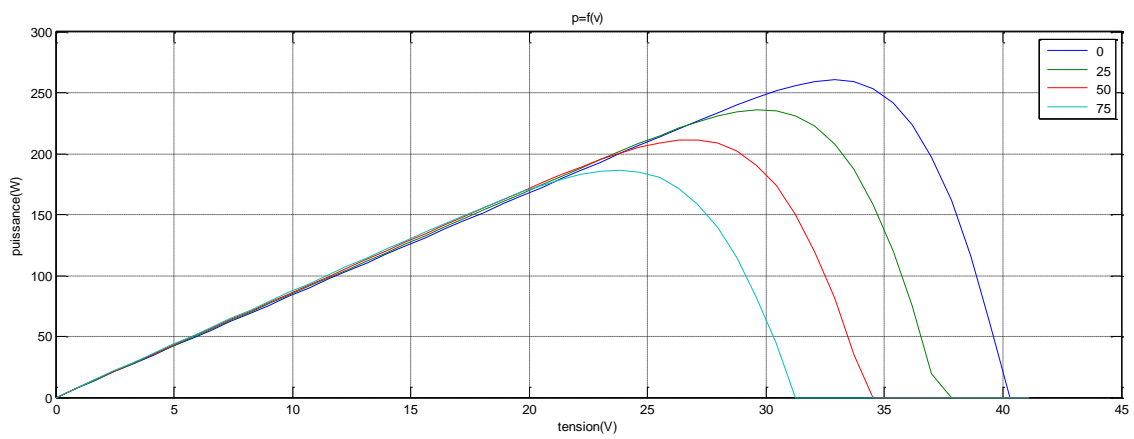


Figure IV.12 : Caractéristique P(V) influence de la température

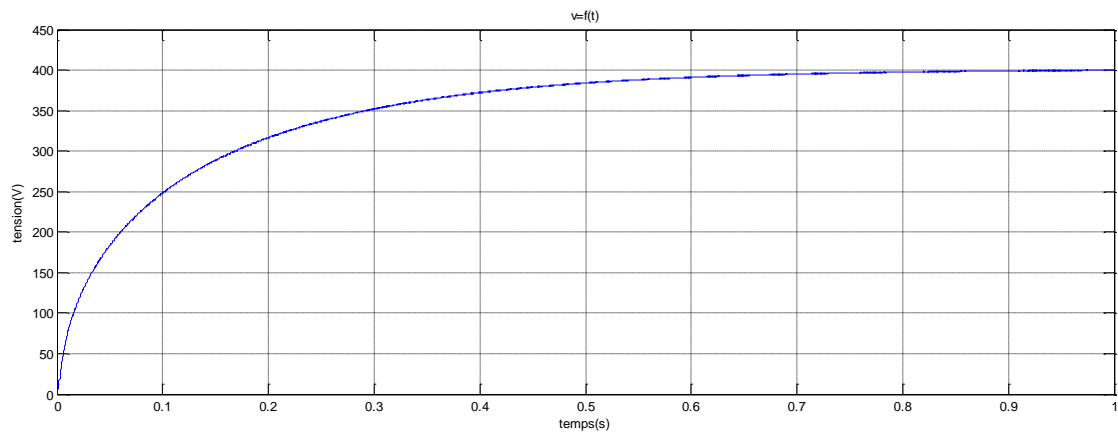


Figure IV.11 : Tension de sortie du hacheur

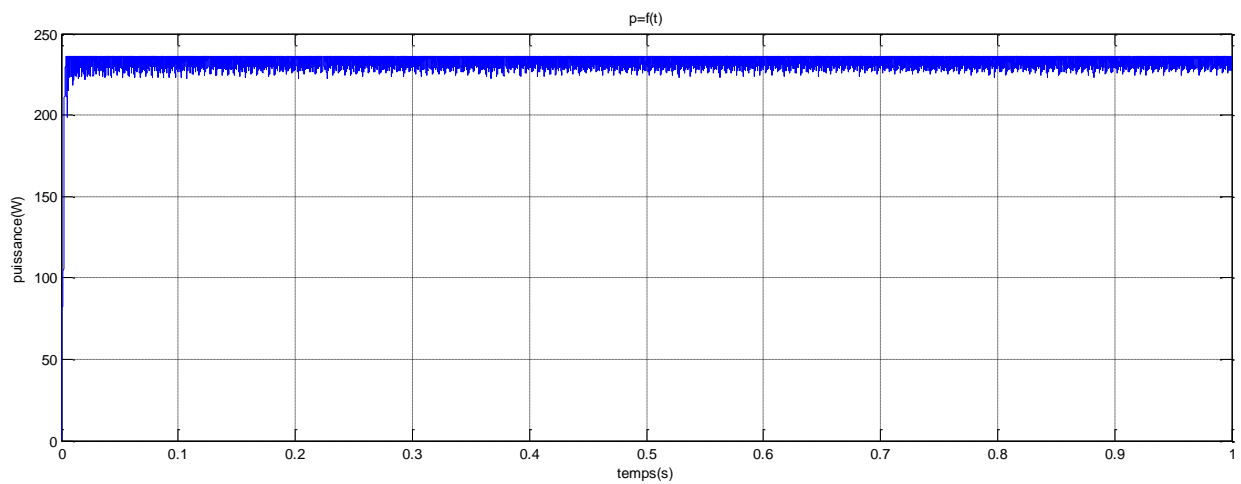


Figure IV.10 : La puissance de sortie du hacheur boost

La puissance délivrée par l’hacheur boost atteint la puissance désirée 230W

IV.4 Conclusion :

Dans ce chapitre on a fait la simulation du système photovoltaïque a savoir le panneau photovoltaïque avec ces caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$, et les convertisseurs sous MATLAB SIMULINK.

Des résultats de simulation sont donnés pour différentes conditions de fonctionnement (variation de l'irradiation et de la température

Conclusion générale

Dans le but de diminuer le coût d'installation et de production d'énergie électrique par voie photovoltaïque, plusieurs études et travaux sont menés autour du dimensionnement des systèmes PV. Dans notre travail, l'étude qu'on a réalisée était dirigée dans ce sens, et cela en prenant en compte plusieurs paramètres importants dans une installation photovoltaïque.

Dans le cadre de ce travail, nous avons entrepris une étude théorique et expérimentale d'alimentation en électricité d'un habitat rural en milieu saharien dans le but d'atteindre un taux d'électrification de 100 % à Adrar (95 % en 2016) .

Notre étude repose sur un dimensionnement d'une installation photovoltaïque en modélisant chaque composant de cette installation , ensuite nous passons à la détermination des caractéristiques I-V et P-V du panneau utilisé et de les valider par simulation.

Nous avons ensuite fait l'étude d'un hacheur survolteur qui est connecté à un générateur photovoltaïque dont sa commande est assurée par un algorithme de recherche du point de puissance maximale (MPPT) de type P&O. Après avoir obtenu une tension continue suffisante à la sortie du hacheur nous avons étudié et modélisé un onduleur de tension permettant de convertir cette tension continue à une tension alternative conforme à celle de l'installation de notre habitat. Pour le cas de notre installation , l'utilisation des batteries est nécessaire pour assuré un approvisionnement continu en énergie électrique .Ces dernières se chargent par un convertisseur Buck-Boost .Les résultats de simulation nous ont permis de validé le système complet de l'installation photovoltaïque .

A travers l'étude d'électrification d'un site isolée par voie classique et par voie photovoltaïque nous arrivons à montrer que électrification par voie photovoltaïque est la plus approprié de toutes les côtés.

Pour conclure , on a effectué un stage pratique à l'Unité de recherche des énergies renouvelables en milieu saharien située à Adrar d'une durée de 16 jours .Notre mission été de recueillir les différentes données réelles de l'année 2016 concernant le gisement solaire. on a eu l'occasion de connaître le principe de fonctionnement du système photovoltaïque ainsi de réinstaller avec le staff technique l'éclairage publique au niveau de l'unité.

En même temps , on a pu faire un autre stage au niveau de la société de la distribution de l'électricité et du gaz de l'Ouest –Adrar dans les différentes divisions (Technique, commerciale... Etc).Pendant cette période, on a collecter les Canevas de l'année 2016 des différentes consommations trimestrielles et annuelles de toutes les communes et daïras de la wilaya d'Adrar ainsi que les prix des différents composants pour une installation conventionnelle.

Conclusion générale

On a eu le privilège de visiter la centrale photovoltaïque d'Adrar qui est d'une puissance de 20 MW dans laquelle on a pu y accéder à la chambre d'acquisition des données afin de voir le fonctionnement du système en temps réel .

En perspective, ce travail pourra être complété par :

- Dimensionnement et optimisation d'un système hybride (photovoltaïque-éolien) par l'utilisation d'une base de données de vitesse du vent pour la même wilaya d'Adrar vue que cette dernière possède un potentielle éolienne favorable d'électrifiée les régions isolée.
- Modélisation et simulation d'un système de pompage photovoltaïque.

Rapport-Gratuit.com

Bibliographie

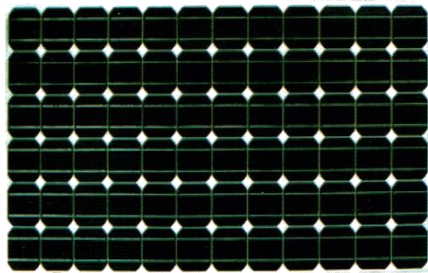
- [1] **ACHOU Yacine, RACHEDI Abdallah** ,«Réalisation d'une carte de mesure et d'affichage à base d'Arduino Mega2560 : application aux systèmes photovoltaïque». Mémoire de Master académique , UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA ,2016.
- [2] **AMAMRA Mohammed Salah , DJEDIDI Yahia**, «Optimisation de la production d'un générateur photovoltaïque ».Mémoire de Master académique , Université Kasdi Merbah Ouargla , 2015.
- [3] **AMARA Karima** ,«Contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension ». Mémoire de Magister , Université Mouloud Mammeri , izi-Ouzou , 2014-2015.
- [4] **ATEK Mourad** ,«Effets du taux d'ombrage sur les performances des cellules solaires à base de CIGS ». Mémoire de Magistère ,Université Ferhat Abbas de SÉTIF ,2012-2013.
- [5] **BENAMARA Vincent** ,«Etude et simulation d'un panneau solaire raccordé au réseau avec périphériques de stockage ». Ecole de technologie supérieur , Montréal , 2012 .
- [6] **BENBOUZA Chaouki** ,«Production et performance des capteurs hybrides (PV/T) à eau intégrés dans le bâtiment-cas de l'Algérie. ».Mémoire de Magister ,Université constantine1 , 2014.
- [7] **BENDJELLOULI Zakaria** , « Contribution a la modélisation d'une cellule solaire ». Mémoire de Magistère. Université de Bechar, 2009.
- [8] **BENKHELIFA Abdelaziz**, «Modélisation et expérimentation d'un capteur solaire plan à eau . Influence de l'intensité de l'éclairement solaire et de l'inclinaison du capteur solaire sur le rendement du capteur ». Mémoire de Master , université de Ouargla 2012.
- [9] **BENSEDDIK.O et DJALOUD.F** ,« Etude et optimisation du fonctionnement d'u système photovoltaïque ».Mémoire de Master , université de Ouargla 2012.
- [10] **BORNI Abdelhalim** , «Etude et régulation d'un circuit d'extraction de la puissance maximale d'un panneau solaire ».Mémoire de Magistère , Université de constantine ,2009.
- [11] **BOUDEN Abdelmalek** ,«Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque».Mémoire de Magister , Université de constantine , 2008.
- [12] **CHIKH-BLED.B, SARI-ALI ET.I , BENYOUCEF.B**,«Méthode de dimensionnement optimal d'une installation photovoltaïque».Revue International D'Héliotechnique N° 41 (2010) 25-30 ,Unité de Recherche de Matériaux et Energies Renouvelables (URMER).
- [13] **HANANOU Fatiha , ROUABAH Aicha** , «Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque ».Mémoire de Master , Université kasdi merbah Ouargla , 2014.

Bibliographie

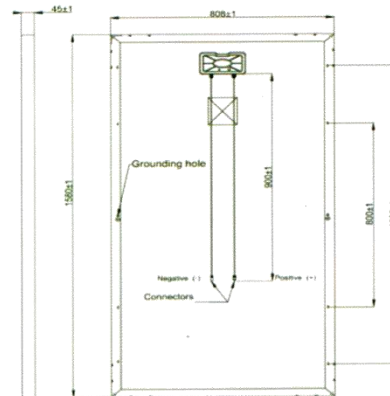
- [14] **HELALI Kamelia** , « Modélisation d'une cellule photovoltaïque :Etude comparative». Mémoire de Magister , UMMTO(Tizi-Ouzou) 2012.
- [15] **MAMMAR Hichem et ,BELARBI Moussaab**,«Etude des paramètres influençant les performances des cellules solaires sensibilisées par colorant ».Mémoire de Licence ,Université de Tlemcen ,2011.
- [16] **MAZARI Hichem** ,«Mise au point d'un dispositif autonome de poursuite du soleil SUN TRACKER ->».Mémoire de Magister ,Université d'Oran ,2012 .
- [17] **MECHALIKH Med Nadjib , HAMADA Charaf Eddine** ,« Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau».Université kasdi merbah Ouargla , 2013.
- [18] **MECHERI Salah-Eddine** ,«Réalisation d'un onduleur de tension monophasé contrôlé par une carte arduino».Mémoire de Master ,Université de Constantine 1, 2013-2014.
- [19] **MORNAY Thomas, VERNAY Alexis, VOLLE Marion** ,«Les cellule photovoltaïques». Institution des Chartreux ,2004-2005.
- [20] **OULIMAR Ibrahim** , «Gisement solaire à la wilaya d'Adrar». unité de recherche en énergie renouvelable en milieu saharien(Adrar), 2016.
- [21] **SEDRATI Youcef , NOUAR Hatem** , «Implémentation de l'algorithme P&O pour un système photovoltaïque ». Mémoire de Master , Université kasdi merbah Ouargla , 2016.
- [22] **TOUIL NacerEddine , GHENBAZI Slimane** , «Modélisation et Simulation d'un Système Photovoltaïque ». Mémoire de master , Université Echahid Hama Lakhder d'El-Oued ,2015.
- [23] **ZEMOURI Azeddine** ,«Etude expérimentale d'un convertisseur DC/DC controler par une commande robuste ». Mémoire de Magister , Université de Batna , 2014.
- [24] **ZERGUINE Bilal** ,«Modélisation d'un système de production électrique par la cellule photovoltaïque ». Mémoire de Magister ,Université Badji mokhtar Annaba,2010.
- [25] <https://www.edfenr.com/lexique/rayonnement-diffus/>

Module Photovoltaïque Monocristallin

72 Cellules



Caractéristiques physiques (mm) :



Caractéristiques électriques :

| | Unité | Module | | |
|---|-------|--------|-------|-------|
| Puissance nominale | W | 190 | 195 | 200 |
| Voltage Circuit ouvert (V _{co}) | V | 45.36 | 45.57 | 45.64 |
| Courant de court Circuit I _{sc} | A | 5.71 | 5.77 | 5.85 |
| Tension mpp V _{mpp} | V | 37.36 | 37.72 | 38.64 |
| Courant mpp I _{mpp} | I | 5.08 | 5.16 | 5.24 |
| Système voltage max VDC | V | 1000 | | |
| Facteur de température (cellule): | | | | |
| Température nominale de fonctionnement | NOCT | 45±2°C | | |
| Coefficient de température de puissance | %/°C | -0.37 | | |
| Coefficient de température de courant | %/°C | +0.033 | | |
| Coefficient de température de voltage | %/°C | -0.241 | | |

Caractéristiques mécaniques :

| | |
|---------------------------------|--|
| Type de cellule | Cellule monocristalline avec anti-reflection |
| Nombre de cellules par module | 72 cellules (6x12) |
| Dimensions de la cellule | 125x125 mm |
| Dimensions du module | 1580x808x45 mm |
| Poids du module | 14,5 kg |
| Cadre | Alliage en aluminium anodisé |
| Type de verre | Verre trempé, 3.2 mm d'épaisseur |
| Boite de jonction et connecteur | IP65, 3 Diodes By-passe et câbles compatibles avec un connecteur MC4 |
| Température d'utilisation | - 40°C à 85°C |

STC : 1000 w/m², AM1.5 et 25°C température de la cellule; NOCT : Température nominale de fonctionnement de la cellule.

06

www.condoraz.com


Catalogue des Kits Solaires 2014



Type de Batterie : JYHY121000

Voltage Nominal (v) : 12 v

Capacité (Ah) : 100 Ah

Longueur : 33 cm

Largeur : 17,3 cm

Hauteur : 21,6 cm

Poids : 29,8 Kg

Annexe B

| 16 Décembre 2016 | | | 13 Décembre 2016 | | |
|------------------|--------------------------|-----------------------------------|------------------|--------------------------|-----------------------------------|
| Heure | Temps solaire vrai | Irradiation Journalière MAX | Heure | Temps solaire vrai | Irradiation Journalière MIN |
| 07 48 | 6.88 | 3.11 | 07 48 | 6.91 | 5.18 |
| 07 53 | 6.97 | 7.25 | 07 53 | 6.99 | 1.55 |
| 07 58 | 7.05 | 38.84 | 07 58 | 7.07 | 21.75 |
| 08 03 | 7.13 | 93.48 | 08 03 | 7.16 | 24.08 |
| 08 08 | 7.22 | 127.92 | 08 08 | 7.24 | 26.93 |
| 08 13 | 7.30 | 159.26 | 08 13 | 7.32 | 38.33 |
| 08 18 | 7.38 | 189.55 | 08 18 | 7.41 | 49.20 |
| 08 23 | 7.47 | 216.74 | 08 23 | 7.49 | 64.48 |
| 08 28 | 7.55 | 246.00 | 08 28 | 7.57 | 67.85 |
| 08 33 | 7.63 | 276.55 | 08 33 | 7.66 | 84.93 |
| 08 38 | 7.72 | 302.45 | 08 38 | 7.74 | 99.96 |
| 08 43 | 7.80 | 330.42 | 08 43 | 7.82 | 98.66 |
| 08 48 | 7.88 | 357.35 | 08 48 | 7.91 | 98.92 |
| 08 53 | 7.97 | 382.47 | 08 53 | 7.99 | 125.33 |
| 08 58 | 8.05 | 407.59 | 08 58 | 8.07 | 97.88 |
| 09 03 | 8.13 | 433.74 | 09 03 | 8.16 | 110.57 |
| 09 08 | 8.22 | 455.23 | 09 08 | 8.24 | 154.85 |
| 09 13 | 8.30 | 480.87 | 09 13 | 8.32 | 223.21 |
| 09 18 | 8.38 | 501.33 | 09 18 | 8.41 | 291.58 |
| 09 23 | 8.47 | 528.26 | 09 23 | 8.49 | 417.95 |
| 09 28 | 8.55 | 550.53 | 09 28 | 8.57 | 292.10 |
| 09 33 | 8.63 | 570.98 | 09 33 | 8.66 | 303.75 |
| 09 38 | 8.72 | 593.51 | 09 38 | 8.74 | 345.96 |
| 09 43 | 8.80 | 615.78 | 09 43 | 8.82 | 424.16 |
| 09 48 | 8.88 | 637.53 | 09 48 | 8.91 | 389.46 |
| 09 53 | 8.97 | 655.92 | 09 53 | 8.99 | 500.81 |
| 09 58 | 9.05 | 676.38 | 09 58 | 9.07 | 676.90 |
| 10 03 | 9.13 | 695.02 | 10 03 | 9.16 | 659.29 |
| 10 08 | 9.22 | 714.18 | 10 08 | 9.24 | 534.99 |
| 10 13 | 9.30 | 728.17 | 10 13 | 9.32 | 493.56 |
| 10 18 | 9.38 | 744.74 | 10 18 | 9.41 | 270.86 |
| 10 23 | 9.47 | 763.65 | 10 23 | 9.49 | 267.24 |
| 10 28 | 9.55 | 780.47 | 10 28 | 9.57 | 187.48 |
| 10 33 | 9.63 | 796.53 | 10 38 | 9.74 | 529.29 |
| 10 38 | 9.72 | 815.17 | 10 43 | 9.82 | 776.07 |
| 10 43 | 9.80 | 826.57 | 10 48 | 9.91 | 811.55 |
| 10 48 | 9.88 | 846.77 | 10 53 | 9.99 | 770.90 |
| 10 53 | 9.97 | 857.64 | 10 58 | 10.07 | 808.44 |
| 10 58 | 10.05 | 874.73 | 11 03 | 10.16 | 738.01 |
| 11 03 | 10.13 | 884.57 | 11 08 | 10.24 | 772.71 |
| 11 08 | 10.22 | 895.97 | 11 13 | 10.32 | 791.35 |
| 11 13 | 10.30 | 907.10 | 11 18 | 10.41 | 631.32 |
| 11 18 | 10.38 | 917.72 | 11 23 | 10.49 | 801.19 |
| 11 23 | 10.47 | 931.18 | 11 28 | 10.57 | 793.94 |
| 11 28 | 10.55 | 938.43 | 11 33 | 10.66 | 841.84 |
| 11 33 | 10.63 | 952.93 | 11 38 | 10.74 | 827.60 |

Annexe B

| | | | | | |
|-------|-------|---------|-------|-------|--------|
| 11 38 | 10.72 | 961.74 | 11 43 | 10.82 | 821.91 |
| 11 43 | 10.80 | 968.99 | 11 48 | 10.91 | 858.68 |
| 11 48 | 10.88 | 978.31 | 11 53 | 10.99 | 868.78 |
| 11 53 | 10.97 | 987.12 | 11 58 | 11.07 | 661.36 |
| 11 58 | 11.05 | 994.89 | 12 03 | 11.16 | 646.59 |
| 12 03 | 11.13 | 1000.84 | 12 08 | 11.24 | 334.56 |
| 12 08 | 11.22 | 1007.83 | 12 13 | 11.32 | 337.93 |
| 12 13 | 11.30 | 1010.42 | 12 18 | 11.41 | 806.37 |
| 12 18 | 11.38 | 1019.23 | 12 23 | 11.49 | 841.07 |
| 12 23 | 11.47 | 1021.82 | 12 28 | 11.57 | 782.03 |
| 12 28 | 11.55 | 1023.89 | 12 33 | 11.66 | 663.95 |
| 12 33 | 11.63 | 1025.18 | 12 38 | 11.74 | 880.43 |
| 12 38 | 11.72 | 1030.62 | 12 43 | 11.82 | 672.23 |
| 12 43 | 11.80 | 1031.40 | 12 48 | 11.91 | 818.28 |
| 12 48 | 11.88 | 1029.07 | 12 53 | 11.99 | 761.32 |
| 12 53 | 11.97 | 1033.99 | 12 58 | 12.07 | 741.11 |
| 12 58 | 12.05 | 1036.32 | 13 03 | 12.16 | 899.59 |
| 13 03 | 12.13 | 1032.18 | 13 08 | 12.24 | 894.41 |
| 13 08 | 12.22 | 1036.32 | 13 13 | 12.32 | 860.74 |
| 13 13 | 12.30 | 1028.29 | 13 18 | 12.41 | 923.93 |
| 13 18 | 12.38 | 1029.07 | 13 23 | 12.49 | 944.65 |
| 13 23 | 12.47 | 1024.67 | 13 28 | 12.57 | 887.68 |
| 13 28 | 12.55 | 1024.92 | 13 33 | 12.66 | 857.65 |
| 13 33 | 12.63 | 1016.12 | 13 38 | 12.74 | 853.50 |
| 13 38 | 12.72 | 1016.64 | 13 43 | 12.82 | 756.13 |
| 13 43 | 12.80 | 1010.17 | 13 48 | 12.91 | 522.56 |
| 13 48 | 12.88 | 1003.17 | 13 53 | 12.99 | 259.99 |
| 13 53 | 12.97 | 997.73 | 13 58 | 13.07 | 275.01 |
| 13 58 | 13.05 | 991.78 | 14 03 | 13.16 | 304.01 |
| 14 03 | 13.13 | 983.23 | 14 08 | 13.24 | 295.72 |
| 14 08 | 13.22 | 972.61 | 14 13 | 13.32 | 276.82 |
| 14 13 | 13.30 | 966.91 | 14 18 | 13.41 | 252.22 |
| 14 18 | 13.38 | 958.11 | 14 23 | 13.49 | 233.57 |
| 14 23 | 13.47 | 946.46 | 14 28 | 13.57 | 224.77 |
| 14 28 | 13.55 | 938.43 | 14 33 | 13.66 | 209.75 |
| 14 33 | 13.63 | 925.48 | 14 38 | 13.74 | 206.64 |
| 14 38 | 13.72 | 912.54 | 14 43 | 13.82 | 217.78 |
| 14 43 | 13.80 | 900.36 | 14 48 | 13.91 | 238.75 |
| 14 48 | 13.88 | 892.86 | 14 53 | 13.99 | 305.04 |
| 14 53 | 13.97 | 875.77 | 14 58 | 14.07 | 515.31 |
| 14 58 | 14.05 | 861.78 | 15 03 | 14.16 | 652.04 |
| 15 03 | 14.13 | 850.39 | 15 08 | 14.24 | 500.81 |
| 15 08 | 14.22 | 834.85 | 15 13 | 14.32 | 562.70 |
| 15 13 | 14.30 | 822.95 | 15 18 | 14.41 | 467.14 |
| 15 18 | 14.38 | 808.44 | 15 23 | 14.49 | 365.12 |
| 15 23 | 14.47 | 792.39 | 15 28 | 14.57 | 299.35 |
| 15 28 | 14.55 | 772.71 | 15 33 | 14.66 | 212.60 |
| 15 33 | 14.63 | 750.96 | 15 38 | 14.74 | 170.39 |
| 15 38 | 14.72 | 736.45 | 15 43 | 14.82 | 156.93 |
| 15 43 | 14.80 | 720.40 | 15 48 | 14.91 | 142.94 |

Annexe B

| | | | | | |
|-------|-------|--------|-------|-------|--------|
| 15 48 | 14.88 | 703.83 | 15 53 | 14.99 | 140.87 |
| 15 53 | 14.97 | 683.37 | 15 58 | 15.07 | 143.46 |
| 15 58 | 15.05 | 662.39 | 16 03 | 15.16 | 168.58 |
| 16 03 | 15.13 | 644.53 | 16 08 | 15.24 | 169.35 |
| 16 08 | 15.22 | 624.07 | 16 13 | 15.32 | 182.82 |
| 16 13 | 15.30 | 601.28 | 16 18 | 15.41 | 170.91 |
| 16 18 | 15.38 | 577.46 | 16 23 | 15.49 | 147.08 |
| 16 23 | 15.47 | 558.30 | 16 28 | 15.57 | 142.94 |
| 16 28 | 15.55 | 534.47 | 16 33 | 15.66 | 127.67 |
| 16 33 | 15.63 | 514.28 | 16 38 | 15.74 | 106.69 |
| 16 38 | 15.72 | 501.85 | 16 43 | 15.82 | 96.58 |
| 16 43 | 15.80 | 486.30 | 16 48 | 15.91 | 97.36 |
| 16 48 | 15.88 | 475.43 | 16 53 | 15.99 | 93.48 |
| 16 53 | 15.97 | 343.36 | 16 58 | 16.07 | 84.94 |
| 16 58 | 16.05 | 247.04 | 17 03 | 16.16 | 80.28 |
| 17 03 | 16.13 | 155.63 | 17 08 | 16.24 | 70.95 |
| 17 08 | 16.22 | 138.28 | 17 13 | 16.32 | 57.49 |
| 17 13 | 16.30 | 71.73 | 17 18 | 16.41 | 45.06 |
| 17 18 | 16.38 | 54.38 | 17 23 | 16.49 | 37.04 |
| 17 23 | 16.47 | 40.92 | 17 28 | 16.57 | 31.07 |
| 17 28 | 16.55 | 32.63 | 17 33 | 16.66 | 23.56 |
| 17 33 | 16.63 | 26.15 | 17 38 | 16.74 | 17.61 |
| 17 38 | 16.72 | 22.79 | 17 43 | 16.82 | 13.73 |
| 17 43 | 16.80 | 17.35 | 17 48 | 16.91 | 6.73 |
| 17 48 | 16.88 | 16.05 | 17 53 | 16.99 | 4.92 |
| 17 53 | 16.97 | 11.14 | 17 58 | 17.07 | 2.07 |
| 17 58 | 17.05 | 7.77 | | | |



أسعار الشبكة الكهربائية (جويلية 2016)

| المبلغ | سعر الوحدة | الكمية | الوحدة | تعيين الأشغال و لوازم الكهرباء |
|--|--------------|--------|--------|---|
| شبكة الضغط المتوسط الجوي (MT/A) | | | | |
| 2 160 000,00 | 2 160 000,00 | 1,000 | كلم | شبكة التوتر المتوسط الجوي عمود أسمنتي (34,4X3م) 2م المنيوم |
| 2 750 000,00 | 2 750 000,00 | 1,000 | كلم | شبكة التوتر المتوسط الجوي عمود حديدي (34,4X3م) 2م المنيوم |
| 2 400 000,00 | 2 400 000,00 | 1,000 | كلم | شبكة التوتر المتوسط الجوي عمود أسمنتي (93,3X3م) 2م المنيوم |
| 3 660 000,00 | 3 660 000,00 | 1,000 | كلم | شبكة التوتر المتوسط الجوي عمود حديدي (93,3X3م) 2م المنيوم |
| شبكة الضغط المتوسط الأرضي (MT/S) | | | | |
| 4 950 000,00 | 4 950 000,00 | 1,000 | كلم | شبكة التوتر المتوسط الأرضي 10 ك.ف. (193X3م) 2م المنيوم |
| 6 900 000,00 | 6 900 000,00 | 1,000 | كلم | شبكة التوتر المتوسط الأرضي 10 ك.ف. (240X1X3م) 2م المنيوم |
| 4 500 000,00 | 4 500 000,00 | 1,000 | كلم | شبكة التوتر المتوسط الأرضي 30 ك.ف. (120X1X3م) 2م المنيوم |
| 5 800 000,00 | 5 800 000,00 | 1,000 | كلم | شبكة التوتر المتوسط الأرضي 30 ك.ف. (185X1X3م) 2م المنيوم |
| الشبكة المفتولة للضغط المنخفض الجوي (BT/A) | | | | |
| 1 200 000,00 | 1 200 000,00 | 1,000 | كلم | شبكة التوتر المنخفض الجوي معلق على الواجهة (35X3 أو 70X3م) 2م |
| 1 760 000,00 | 1 600 000,00 | 1,100 | كلم | شبكة التوتر المنخفض الجوي معلق على الواجهة (150X3م) 2م |
| 2 350 000,00 | 2 350 000,00 | 1,000 | كلم | شبكة التوتر المنخفض الجوي عمود أسمنتي (35X3 أو 70X3م) 2م |
| 2 795 000,00 | 2 795 000,00 | 1,000 | كلم | شبكة التوتر المنخفض الجوي عمود حديدي (35X3 أو 70X3م) 2م |
| 2 900 000,00 | 2 900 000,00 | 1,000 | كلم | شبكة التوتر المنخفض الجوي عمود أسمنتي (150X3م) 2م |
| 4 100 000,00 | 4 100 000,00 | 1,000 | كلم | شبكة التوتر المنخفض الجوي عمود حديدي (150X3م) 2م |
| الشبكة المفتولة للضغط المنخفض الأرضي (BT/S) | | | | |
| 7 000 000,00 | 7 000 000,00 | 1,000 | كلم | شبكة التوتر المنخفض الأرضي (150X3م) نحاسي |
| 5 500 000,00 | 5 500 000,00 | 1,000 | كلم | شبكة التوتر المنخفض الأرضي (95X3م) نحاسي |
| أشغال تركيبات اعمدة المحول (GENI-CIVIL POSTE ACC) | | | | |
| 250 179,65 | 250 179,65 | 1 | وحدة | أشغال تركيبات أعمدة المحول المعلق (عمود واحدة) |
| 467 215,88 | 467 215,88 | 1 | وحدة | أشغال تركيبات أعمدة المحول المعلق (عمودين) |
| أشغال شبكة الغاز الطبيعي | | | | |
| 0,00 | 4 580 001,00 | 0,000 | كلم | أشغال شبكة الضغط المتوسط (200) |
| 0,00 | 2 990 000,00 | 0,000 | كلم | أشغال شبكة الضغط المتوسط (125) |
| 223 600,00 | 1 720 000,00 | 0,130 | كلم | أشغال شبكة الضغط المتوسط (63) |
| 0,00 | 1 480 000,00 | 0,000 | كلم | أشغال شبكة الضغط المتوسط (40) |
| 0,00 | 136 500,00 | 0 | وحدة | حرفية شبكة الضغط المتوسط (200) |
| 0,00 | 79 200,00 | 0 | وحدة | حرفية شبكة الضغط المتوسط (125) |
| 68 749,00 | 68 749,00 | 1 | وحدة | حرفية شبكة الضغط المتوسط (63) |
| 0,00 | 62 700,00 | 0 | وحدة | حرفية شبكة الضغط المتوسط (40) |
| 5 710,95 | 5 710,95 | 1 | وحدة | تكاليف ربط محول الغاز الطبيعي |

Résumé

Le présent travail est consacré à l'étude Technico-économique de l'alimentation en électricité au niveau de la localité d'une zone rurale à Tamantit (Adrar) par un système photovoltaïque. Dans la première étape, l'analyse du potentiel solaire de la localité en question a été effectuée. Ceci a permis d'en déduire sur la base de données la valeur moyenne de l'irradiation solaire et la température. Dans la seconde étape, notre étude a été focalisée sur le système photovoltaïque autonome afin d'interpréter les résultats du dimensionnement concernant les différents éléments nécessaires pour la mise en place de notre projet. Dans la troisième étape, on s'est basé sur une comparaison économique entre la voie conventionnelle (Sonelgaz) et la voie photovoltaïque. Finalement, on peut dire que l'utilisation des énergies renouvelables demeure une stratégie intelligente pour garantir des conditions de vie favorables aux générations futures.

Mots clés

Système photovoltaïque, Dimensionnement, Etude Technico-économique

Abstract

This work is devoted to a technical and economic study of power supply by a photovoltaic system in rural area at Tamanit (adrar). First, analysis of solar potential has been made in this area. It allowed to us to deduct on the database the mean value of the solar irradiation and the temperature. Second, this work focalized on the autonomous photovoltaic system in order to interpret the results of dimensioning of the different elements needful in our project's implementation. After that, our work made an economical comparison between conventional way (sonelgaz) and photovoltaic way. In the end we may say that the use of renewable energies is an intelligent strategy to ensure favorable conditions for future generations.

Key words

Photovoltaic system, Dimensioning, Technical-economic study

ملخص :

يمثل هذا العمل دراسة تقنية اقتصادية حول التغذية الكهربائية على مستوى منطقة ريفية بتمنطيط بولاية أدرار وذلك عن طريق النظام الضوئي. في المرحلة الأولى من الدراسة قمنا بتنفيذ تحليل للطاقة الشمسية المحتملة لهذه المنطقة محل الدراسة. وهذا ما سمح لنا بتبسيط المعطيات والبيانات لقيمة الإشعاع الشمسي و الحراري. وفي المرحلة الثانية ارتكزت الدراسة حول النظام الضوئي المستقل لتمكيننا من تفسير نتائج تغيير الحجم لمختلف العناصر اللازمة لإنشاء مشروعنا المستهدف. أما في المرحلة الثالثة فقمنا بتخصيصها حول مقارنة اقتصادية بين الطريقة التقليدية (سونلغاز) و الطريقة الضوئية. وفي الأخير يمكننا القول ان استعمال الطاقات المتجددة لا يزال استراتيجية ذكية مهمة لضمان ظروف معيشية مواتية للأجيال المستقبلية. الكلمات المفتاحية: النظام الضوئي، تغيير الأحجام، دراسة تقنية اقتصادية.

الكلمات المفتاحية: النظام الضوئي، التحجيم، دراسة تقنية اقتصادية.