

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET
POPULAIRE

*Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche
Scientifique*

Université Mouloud Mammeri de Tizi ousou

Faculté du génie de la construction

Département du génie mécanique



Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de master 2 professionnel en génie mécanique

Spécialité : énergétique

Option : énergies renouvelables

THEME

*Dimensionnement d'un système
photovoltaïque pour la climatisation d'une
salle de lecture*

Réalisé par :
M^{elle} AIT ABDELMALEK Kenza

Dirigé par :
M. MOHELLEBI

Promotion 2012/2013

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer mes vifs remerciements à mon promoteur Mr. Hakim Mohellebi pour son aide, sa disponibilité et ses conseils pour l'aboutissement de ce travail, qu'il trouve ici ma profonde gratitude et toute ma reconnaissance et mon respect.

Je remercie également les membres du jury qui me feront l'honneur d'examiner ce travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Enfin je remercie Mecherri Izem et Saïd Hamade ainsi que tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Que tout le personnel de l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou trouve ici mon profond respect.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

A mes chers parents

A mes frères et mes sœurs

A ma très chère sœur Lynda

A mon très cher beau frère Samir

Mon ange Anaïs

A tous mes amis

Introduction générale

Chapitre I : Principaux systèmes de climatisation

1. Introduction.....	3
2. Les systèmes de climatisation	3
2.1. Les climatiseurs pour fenêtre.....	3
2.2. Les climatiseurs mobiles	4
2.3. Les climatiseurs mono split	5
2.4. Les systèmes de climatisation centralisée	6
3. Les cycles thermodynamiques	7
3.1. Le cycle théorique	8
3.2. Le cycle réel.....	9
3.3. Le cycle pratique	10
4. Les fluides frigorigènes.....	12
5. Efficacité énergétique	13
6. Conclusion	14

Chapitre II : Le système photovoltaïque

1. Introduction.....	14
2. Données énergétiques sur l'ensoleillement.....	14
2.1. Aspects géométriques	14
2.1.1. Le soleil	14
2.1.2. Le mouvement de la terre.....	15
2.1.3. La trajectoire apparente du Soleil.....	16
2.2. Aspects énergétiques	19
2.2.1. Heure et temps.....	19
2.2.2. Durée et taux d'ensoleillement.....	20
2.2.3. Caractéristiques du rayonnement solaire.....	21
2.3. Orientation du capteur	27
3. La cellule photovoltaïque.....	27
3.1. Définition de la cellule	27
3.2. Les semis conducteurs	28

3.2.1.	Semi-conducteur intrinsèque	29
3.2.2.	Semi-conducteur extrinsèque	29
3.3.	Les différents types de dopage	30
3.3.1.	Les semi-conducteurs de type N	30
3.3.2.	Les semi conducteurs de type P	30
3.3.3.	La jonction P-N	31
3.4.	Les différents types de cellule	32
3.4.1.	Cellules monocristallines (mono c-Si)	33
3.4.2.	Cellules poly cristallines	33
3.4.3.	Les cellules amorphes (couches minces).....	34
4.	La conversion photovoltaïque	35
5.	Le générateur photovoltaïque.....	37
5.1.	Système de stockage	37
5.1.1.	Les accumulateurs électrochimiques.....	38
5.1.2.	Association de batteries.....	42
5.2.	Les régulateurs.....	42
5.3.	Le convertisseur (onduleur).....	42
5.4.	Câble.....	43
6.	Conclusion	43

Chapitre III : Détermination de la charge thermique

1.	Introduction.....	44
2.	Présentation du local	44
3.	Bilan thermique estival	44
3.1.	Température extérieure.....	45
3.2.	Température intérieure	45
3.3.	La charge frigorifique	45
3.3.1.	Les apports internes.....	45
3.3.2.	Les apports externes	46
4.	Bilan thermique hivernal.....	53
4.1.	Température intérieure de base.....	53
4.2.	Température extérieure de base	53
4.3.	Charge calorifique	54

4.3.1.	Les déperditions par transmission	54
4.3.2.	Les déperditions par renouvellement d'air	55
4.3.3.	Les ponts thermiques.....	55
5.	Dimensionnement des composants	56
5.1.	Introduction	56
5.2.	L'évaporateur.....	56
5.3.	Le condenseur.....	57
5.4.	L'organe de détente	58
5.5.	Le compresseur.....	59
6.	Conclusion	60

Chapitre IV : Etude technico-économique

1.	Introduction.....	61
2.	Evaluation du besoin en énergie électrique.....	63
3.	Estimation de l'énergie solaire récupérable	63
3.1.	Période estivale.....	64
3.2.	Période hivernale	66
4.	Dimensionnement du panneau photovoltaïque	68
4.1.	La puissance crête.....	68
4.2.	La production électrique d'un module.....	68
5.	Dimensionnement de l'accumulateur.....	71
6.	Dimensionnement du régulateur	72
7.	L'onduleur.....	73
8.	Le cout d'installation	73
9.	Calcul de prix kilowattheure solaire	74
10.	Conclusion	76

Conclusion générale

Liste des figures

Figure (1.1) : le climatiseur fenêtre	4
Figure (1.2) : le climatiseur mobile	4
Figure (1.3) : une installation plafonnière	5
Figure (1.4) : une installation murale	5
Figure (1.5) : un climatiseur multi-split	6
Figure (1.6) : les différents éléments d'un climatiseur	7
Figure (1.7) : le cycle théorique.	9
Figure (1.8) : évolution du fluide frigorigène sur le diagramme (T, S)	9
Figure (1.9) : diagramme de Mollier	10
Figure (1.10) : diagramme de Mollier pour un cycle pratique d'une machine	11
Figure (2.1) : Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année j.....	15
Figure (2.2) : Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil.....	16
Figure (2.3) : La latitude et la longitude.....	16
Figure (2.4) : Mouvement apparent du Soleil observé d'un point de latitude L	17
Figure (2.5) : Repérage de la position du Soleil.....	18
Figure (2.6) : Variation de l'angle horaire en fonction de temps solaire vrai	18
Figure (2.7) : La répartition du rayonnement solaire	22
Figure (2.8) : Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre.....	23
Figure (2.9) : Définition de l'air mass	24
Figure (2.10) : composantes du rayonnement solaire au sol	25
Figure (2.11) : La cellule, le module et le panneau photovoltaïque.....	28
Figure (2.12) : Un semi conducteur de type N	30
Figure (2.13) : Un semi-conducteur de type P	31
Figure (2.14) : Constituant technologique d'une cellule à jonction PN.....	31
Figure (2.15) : Cellule au silicium monocristallin	33
Figure (2.16) : Cellule au silicium multi cristallin	34
Figure (2.17) : Un module photovoltaïque au silicium amorphe	34
Figure (2.18) : Connexion en série et en parallèle de plusieurs cellules	35
Figure (2.19) : Connexion de cellules à l'intérieur du module	35

Figure (2.20) : Schéma de principe du fonctionnement d'une cellule photovoltaïque en silicium	37
Figure (2.21) : Accumulateur électrochimique	38
Figure (2.22) : Association de deux batteries en série / en parallèle.....	42
Figure (3.1) : le plan de la salle 04	44
Figure (3.2) : pont thermique mur-plancher	56
Figure (4.1) : Schéma d'une installation photovoltaïque	61
Figure (4.2) : Diagramme simplifié du dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome AC	62
Figure (4.3) : Histogramme des irradiances reçues sur une surface horizontale pendant la période estivale	65
Figure (4.4) : Histogramme des irradiances reçues sur une surface inclinée pendant la période estivale	66
Figure (4.5) : Histogramme des irradiances reçues sur une surface horizontale pendant la période hivernale	67
Figure (4.6) : Histogramme des irradiances reçues sur une surface inclinée pendant la période hivernale	68
Figure (4.7) : Schéma de l'installation photovoltaïque.....	75

Liste des tableaux

Tableau (2.1) : Répartition des ondes électromagnétique	23
Tableau (2.2) : Rayonnement solaire sur un plan horizontal notations utilisées.....	26
Tableau (2.3) : Caractéristique du silicium	32
Tableau (3.1) : Les coefficients de correction	46
Tableau (3.2) : Valeurs pratiques des résistances superficielles unitaires	47
Tableau (3.3) : La conductivité thermique des constituants des parois.....	48
Tableau (3.4) : La conductivité thermique des constituants des parois.....	48
Tableau (3.5) : La conductivité thermique des constituants du plancher	49
Tableau (3.6) : La conductivité thermique des constituants du plafond	50
Tableau (3.7) : La conductivité thermique de la porte et les vitres	50
Tableau (3.8) : La conductivité thermique des constituants des parois.....	51
Tableau (3.9) : Les températures intérieures de base	53
Tableau (3.10) : Les valeurs de la température extérieure de base	53
Tableau (3.11) : La conductivité thermique des constituants des parois.....	54
Tableau (4.1) : Les valeurs des différentes irradiations sur un plan horizontal pendant la période estivale.....	64
Tableau (4.2) : Les valeurs des différentes irradiations reçues sur un plan incliné pendant la période estivale.....	65
Tableau (4.3) : Les valeurs des différentes irradiations sur un plan horizontal pendant la période hivernale	66
Tableau (4.4) : Les valeurs des différentes irradiations reçues sur un plan incliné pendant la période hivernale	67
Tableau (4.5) : Valeur du Ratio de Performance PR.....	69
Tableau (4.6) : Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques	70
Tableau (4.7) : Le cout d'installation du système photovoltaïque.....	74
Tableau (4.8) : Récapitulatif du dimensionnement du système photovoltaïque.	76

Liste des symboles

Symbole	Désignations	Unités
AM	Air masse	/
BP	Basse pression	/
COP	Coefficient de performance	%
EEF	Effet frigorifique	%
FF	Fluide frigorigène	/
GMT	l'heure du méridien de Greenwich	Heure
HP	Haute pression	/
PV	Panneau photovoltaïque	/
TFH	Temps du faisceau horaire	Heure
TL	Temps légal	Heure
TSM	Temps solaire moyen	Heure
TSV	Temps solaire vrai	Heure
TS	Temps solaire	Heure
TU	Temps universel	Heure
ZCE	Zone de charge espace	/
α	Azimut du soleil	Degré
β	Angle d'inclinaison du panneau	Degré
δ	Déclinaison solaire	Degré
γ	Angle d'orientation sud	Degré
Δ	Décalage administratif	Heure
φ ; L	Latitude	Degré
λ	Longueur d'onde	μm
	Conductivité thermique	$\text{w/m}^\circ\text{C}$
h	La hauteur du soleil	Degré
h	Constante de Planck.	J/s
n	numéro du faisceau horaire	/
ω	Angle horaire du soleil	Degré
ω_c	L'ongle horaire au couché du soleil	Degré
ω_l	L'ongle horaire au levé du soleil	Degré
τ	Le taux d'autodécharge	/
θ	Angle zénithal	Degré
ν	Fréquence	Hz
η	Rendement du compresseur	/
η	Rendement effectif	/
η_f	Rendement faradique	/
a	Albédo	/
c	Vitesse de propagation	m/s
C	la capacité de la batterie à la température T	Ah
C_c	Coefficient de correction	/
C_T	Cout totale de l'installation PV	DA
C_u	Pris unitaire de l'énergie électrique	DA
C_1	Cout annuel d'énergie consommé	DA
C10	Capacité de la batterie	Ah
$C^{(25)}$	la capacité de la batterie à 25°C	Ah
d	Durée du jour	Heure
D	Rayonnement diffus	$\text{Wh/m}^2 \cdot \text{jour}$

D	Profondeur de décharge	/
D*	Eclairage diffus	Wh/m ²
e _i	Epaisseur du matériau de construction	m
E ₀	Constante solaire	w/m ²
E _T	Correction du temps	Minute
E _{nom}	Puissance radiative dans la condition standard STC	w/m ²
E _p	Energie produite par jour	Wh/jour
E _c	Energie consommée par jour	Wh/jour
F _s	Facteur solaire de vitrage	/
G	Rayonnement global	Wh/m ² jour
G*	Eclairage global	Wh/m ²
G ₀	Irradiation journalière sur un plan horizontal	Wh/m ²
G _{min}	Irradiation moyenne journalière minimale	Wh/m ² jour
G _v	Moyenne d'ensoleillement sur les vitres	W /m ²
h _e	coefficient d'échange thermique pour les murs	W/m ² C°
h _i	coefficient d'échange thermique pour les murs	W/m ² C°
H	Enthalpie	J/kg
I	Rayonnement direct	Wh/m ² jour
I*	Eclairage direct	Wh/m ²
I _{cc}	Courant de court-circuit	A
I _{opt}	Courant nominale	A
I _R	Le courant du régulateur	Ampère
I _{Rmax}	Le courant maximal admissible en entrée	A
j	Numéro du jour de l'année	/
K	Coefficient de transmission	w/m ² C°
K ₁	Coefficient en tenant compte de la nature du cadre	/
l	longitude	Degré
ṁ	Débit massique du FF	Kg/s
n	durée de stockage	Mois
N	Nombre de module solaire nécessaire à l'installation	/
N	Taux horaire de renouvellement d'air	heur ⁻¹
N	Nombre de lampes	/
N	Nombre des occupants	/
N	Nombre de machines	/
P	Puissance électrique	W
P	Pression	Bar
P _A	Consommation annuel	Wh/ans
P _c	puissance crête	W _C
P _{cu}	Puissance crête unitaire	W _C
P _e	puissance d'une unité (lampe)	W
P _m	Puissance de la machine	W
P _{mo}	Puissance maximale de l'onduleur	W
PR	Ratio de performance	/
Q _a	la capacité avant stockage	Ah
Q _p	la capacité après stockage	Ah
S	Surface d'échange de chaleur	m ²
S _v	Surface de vitrage	m ²
SS ₀	Durée maximale d'insolation	Heure

SS	Durée d'insolation	Heure
t	Durée de fonctionnement	Heure/jour
T_{ev}	Température d'évaporation	C°
T_c	Température de condensation	C°
T_{ext}	Température de base extérieure	C°
T_{int}	Température de base intérieure	C°
U	Tension de travail de l'installation	Volt
U_b	Tension de la batterie	volt
U_{CO}	Tension en circuit ouvert	Volt
U_{opt}	Tension nominale	Volt
V	Densité de batterie à une température donnée	/
$V^{(25)}$	Densité de la batterie à $25^{\circ}C$	/
V_h	Volume du local	m^3
X_j	Nombre de jours d'autonome nécessaire	Jours
Φ_0	Apport dégagé par personne	W
Φ_c	Déperdition calorifique	W
Φ_{ev}	Flux évacuée par l'évaporateur	W
Φ_E	Apport dus à l'éclairage	W
Φ_f	Charge frigorifique	W
Φ_m	Apport dus aux machines	W
Φ_p	Apport dus au personnel	W
Φ_{pt}	Pont thermique	W
Φ_{ra}	Déperditions par renouvellement d'air	W
Φ_s	Apport de chaleur par ensoleillement	W
Φ_{sn}	Apport de chaleur par ensoleillement (nord)	W
Φ_{ss}	Apport de chaleur par ensoleillement (sud)	W
Φ_{tr}	Apport de chaleur par transmission	W

Introduction générale

Introduction générale

Les énergies renouvelables sont des énergies qui se renouvèlent assez rapidement pour être considérées comme inépuisable à l'échelle humaine du temps. Face aux prévisions d'épuisement inévitable des ressources mondiales en énergie fossile (pétrole, gaz, charbon...), ou énergie d'origine thermonucléaire (uranium, plutonium...), face aux multiples crises pétrolières, économiques, aux changements climatiques dus à l'effet de serre, la science s'est tout naturellement intéressée aux ressources dites " renouvelables " et notamment vers la plus ancienne, le soleil, qui déverse chaque jour l'équivalent de 100 000 milliards de TEP (tonnes équivalent pétrole). Cette valeur est à comparer aux 9,58 milliards de TEP que représente la consommation annuelle mondiale en énergie primaire. [1]

Les exigences du protocole de Kyoto imposent que notre avenir énergétique doit être basé sur des énergies non polluantes ayant des ressources importantes. Le photovoltaïque, est une jeune énergie renouvelables dans la production de l'énergie électrique. Il pourrait devenir l'énergie du futur, parce que l'électricité qu'il produit respecte globalement l'environnement grâce à sa faible émission de CO₂, ce qui participe à diminuer les émissions dues aux effets de serre. Ainsi, on peut dire que le photovoltaïque répond aux exigences du protocole de Kyoto, et que c'est une énergie qui sera exploitée et utilisée. [2]

Le soleil est aujourd'hui une énergie qu'il nous faut la capter, la transformer, la stocker.... Capter cette énergie et la transformer directement en électricité par effet photovoltaïque, provient de la conversion de la lumière du soleil en électricité au sein de matériaux semi-conducteurs, en générant un courant continu de micro puissance calculé en watt crête (W_c) qui peut être transformé en courant alternatif.

C'est une énergie décentralisée et peut être utilisée au moment même où elle est produite. Elle permet de couvrir les besoins d'une habitation en électricité tels que l'éclairage, le pompage de l'eau et la production du froid.

L'énergie solaire peut s'avérer très avantageuse dans le cas d'installations chez des particuliers, tel est le cas de notre travail qui répond à la demande d'un utilisateur potentiel pour climatiser un local, dans le but de réduire sa facture d'électricité. Toutefois, la problématique du compromis entre la qualité d'installation et le devis de cette installation ainsi que le coût d'investissement reste toujours posée.

INTRODUCTION GENERALE

Pour bien traiter cette problématique, dans ce projet de fin d'études, nous réalisons un dimensionnement des systèmes photovoltaïque pour l'alimentation d'une machine frigorifique (le climatiseur).

Pour mener à bien notre travail, ce mémoire est structuré en quatre chapitres :

Dans le chapitre I, nous présentons des généralités sur la climatisation.

Les différents concepts sur l'énergie solaire, puis la technologie de l'installation photovoltaïque, et des généralités sur les différents composants du système sont décrits dans le second chapitre.

Dans le Chapitre III, un bilan thermique pour déterminer les besoins de rafraîchissement et du chauffage est réalisé.

Une étude technico-économique afin d'estimer la rentabilité de ce projet fait l'objet du chapitre IV.

Enfin, nous terminons ce travail par une conclusion.

Chapitre I

Principaux systèmes de
climatisation

1. Introduction

Dans ce chapitre nous décrivons les différents systèmes de climatisation, ainsi que les cycles thermique d'une machine frigorifique, et enfin une généralité sur les fluides frigorigènes.

2. Les systèmes de climatisation

Un système de climatisation de l'air peut rétablir le confort des occupants en abaissant la température et le taux d'humidité des pièces de la maison. Les systèmes de conditionnement d'air ou de climatisation peuvent être divisés en deux :

- Le système central ;
- Le système unitaire (individuel).

Le système unitaire utilise des unités monoblocs, leur installation rapide et facile (pas de travaux d'installation complexes) sur un mur, une fenêtre, ou au dessus d'une porte, par contre le système central est constitué d'un ensemble de composants dans une seule chambre centrale mécanisée d'où l'air conditionné est envoyé dans des conduites vers toutes les pièces de la maison. Voici les différents modèles du climatiseur individuel :

2.1. Les climatiseurs pour fenêtre

L'appareil est installé dans une fenêtre, dans un trou percé d'une paroi, il est également facile à installer. Il utilise un système de réfrigération à expansion directe pour refroidir l'air du local (pièce) dans certain cas, il permet aussi de chauffer (soit par électricité, ou pompe à chaleur).

Le chemin parcouru par le fluide frigorigène suivant le chiffrage numérique dans un climatiseur à fenêtre est donné par la figure (1.1).

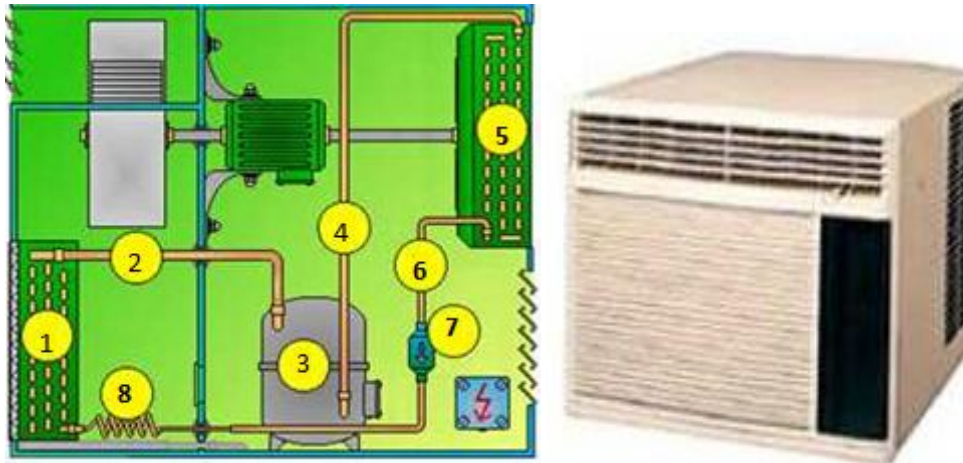


Figure (1.1) : Le climatiseur fenêtré.

- | | |
|----------------|------------------------|
| 1 Evaporateur | 2 Tuyauterie BP |
| 3 Compresseur | 4 Tuyauterie HP |
| 5 Condenseur | 6 Tuyauterie liquide |
| 7 Déshydrateur | 8 Capillaire détenteur |

2.2. Les climatiseurs mobiles

Ce sont des refroidisseurs d'air à détente directe, il faut laisser une ouverture pour l'évacuation du flux de chaleur du condenseur, leur puissance frigorifique est limitée. Ils sont conçus pour un usage privé, on les appelle aussi des climatiseurs sur pieds car ils se déplacent sur roulettes.



Figure (1.2) : Le climatiseur mobile.

2.3. Les climatiseurs mono split

Un climatiseur split système est composé de deux parties raccordées par un tube de liaison frigorifique :

- Unité intérieure : contient un évaporateur avec son ventilateur.
- Unité extérieure : le compresseur, le condenseur, le détendeur et les accessoires sont installés à l'extérieur du local.

Ce model de climatiseur présente un avantage par rapport aux climatiseurs monobloc. Il est moins bruyant, l'unité intérieure est disponible en plusieurs versions selon leurs emplacement, voire figure (1.3) et figure (1.4).



Figure (1.3) : Une installation plafonnière.

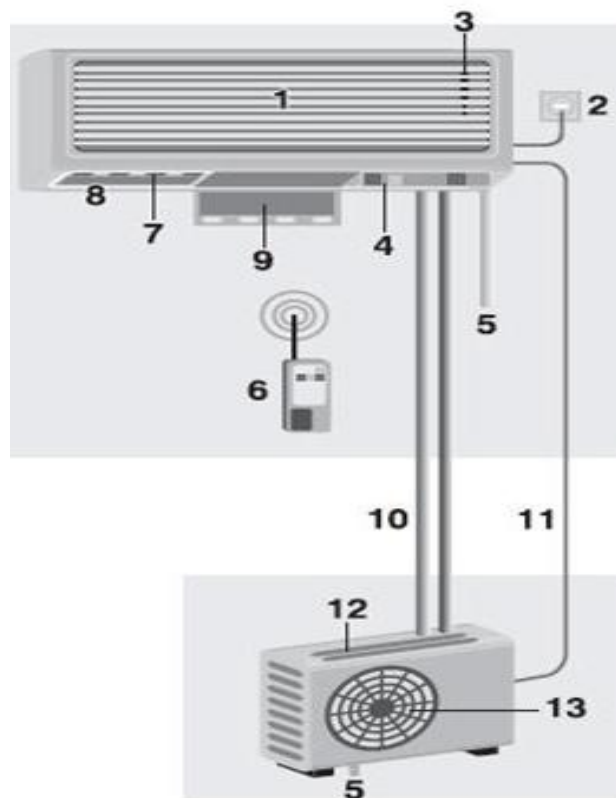


Figure (1.4) : Une installation murale.

1. Air repris dans le local ;
2. Alimentation électrique(prise) ;
3. Sonde de température de reprise de l'air ;
4. Commande de l'unité intérieure ;
5. L'évacuation des condensats ;
6. Télécommande ;
7. Volet réglable ;
8. L'air soufflé dans le local ;
9. Filtre à air ;
10. Liaison du fluide frigorigène ;
11. Raccordement électrique ;
12. Air repris de l'extérieur ;
13. Air soufflé à l'extérieur.

2.4. Les systèmes de climatisation centralisée

Avant d'être envoyé dans un réseau de distribution, l'air est traité dans une centrale unique qui contient tous les dispositifs nécessaires ; groupe frigorifique, filtre, ventilateur, échangeurs ce qui facilite le montage, la surveillance et l'entretien. Les gaines de distribution doivent être bien isolées pour les températures extrêmes en période chaude.

Parmi les systèmes de climatisation centrale, on y trouve les multi-split. Ils sont constitués d'une unité extérieure qui alimente plusieurs unités intérieures de différents types, telle qu'elles sont lié à l'unité extérieure par une propre liaison frigorifique bitube.

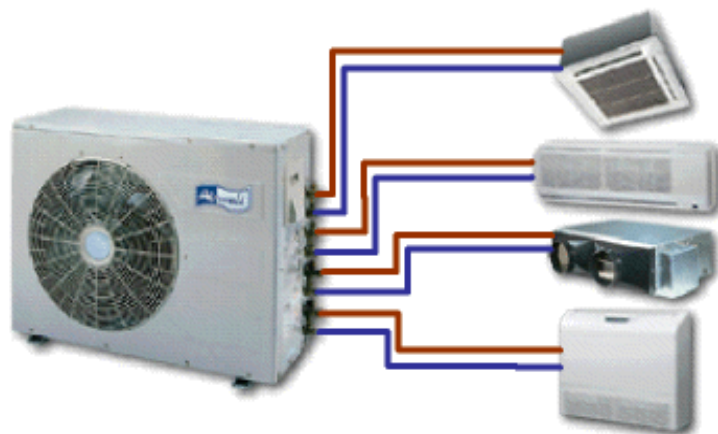


Figure (1.5) : Un climatiseur multi-split.

3. Les cycles thermodynamiques

Une machine frigorifique à compression se compose de quatre éléments de base, parcourus par un fluide frigorigène ayant la propriété de s'évaporer à basse température et se condenser à haute température. Ces éléments sont représentés dans la figure ci-dessous.

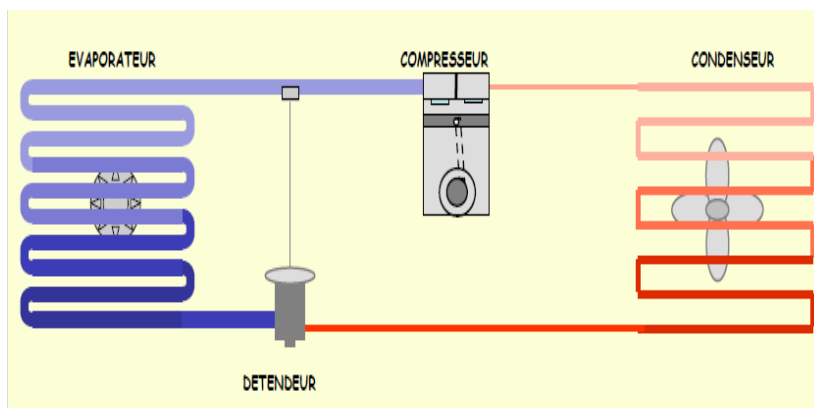


Figure (1.6) : Les différents éléments d'un climatiseur.

- L'évaporateur est un serpentin dans lequel le frigorigène absorbe la chaleur ambiante. Lorsque le frigorigène atteint le point d'ébullition, il se transforme en vapeur à basse température ;
- Le compresseur comprime les molécules du gaz frigorigène, ce qui a pour effet d'augmenter la pression et la température ;
- Le condenseur est un serpentin dans lequel le fluide frigorigène transporte de la chaleur vers l'extérieur et se liquéfie ;
- Le détendeur abaisse la pression créée par le compresseur, ce qui provoque une baisse de température. Le frigorigène devient un mélange à basse température de vapeur et de liquide ;
- Le frigorigène est le fluide qui circule à l'intérieur de l'appareil de climatisation et qui absorbe, transporte et libère successivement la chaleur.

On peut présenter le circuit du fluide frigorigène dans une machine frigorifique comme suit :

- Le fluide provenant du détendeur sous forme liquide est à une température inférieure à celle du local à climatiser, qui circule dans l'évaporateur. Au fur et à mesure de son

parcours, le fluide au contact de l'air chaud au travers de l'évaporateur se met en ébullition et absorbe la chaleur de l'air du local à climatiser.

- A la sortie de l'évaporateur, le fluide se trouve complètement à l'état vapeur, il est maintenant aspiré par le compresseur et amené à une pression plus élevée pour que la température soit supérieure à l'air extérieur.
- A présent, le compresseur refoule dans le condenseur le fluide comprimé toujours à l'état vapeur et à une plus haute température que l'air extérieur.
- Au fur et à mesure de son parcours, le fluide au contact de l'air extérieur au travers du condenseur se condense et rejette la chaleur dans l'air extérieur.
- A la sortie du condenseur, le fluide se trouve complètement à l'état liquide, il est maintenant injecté dans le détendeur qui le ramène à la pression de départ et donc à la température de départ. Le cycle peut alors recommencer.

3.1. Le cycle théorique

Un cycle frigorifique est formé de deux isothermes au changement d'état présenté par les transformations (4-1) et (2-3) sur la figure 7, et de deux évolutions isentropiques : compression (1-2), et détente (3-4).

On appelle ce cycle théorique par le cycle de Carnot et là on y trouve que la compression et la détente se font dans la zone liquide-vapeur (changement de phase). Le cycle théorique représente un fonctionnement idéal de la machine sans fuite thermique, ni perte de charge.

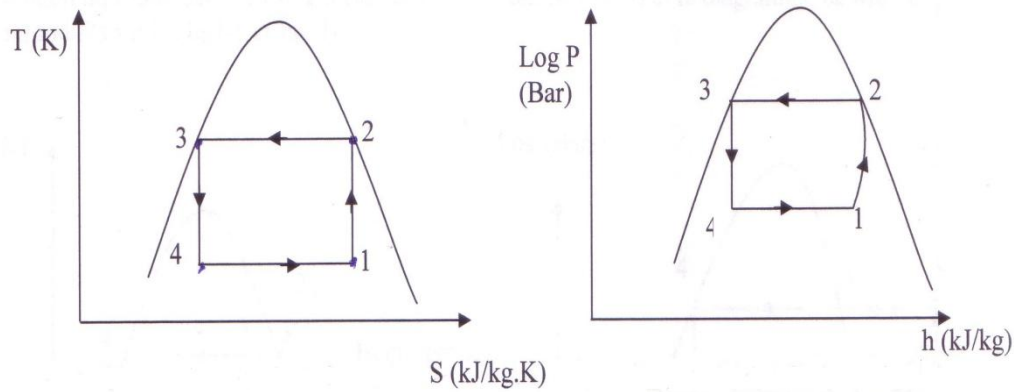


Figure (1.7) : Le cycle théorique. [3]

3.2. Le cycle réel

L'inconvénient majeur du cycle de Carnot peut être supprimé par la compression de la vapeur sèche, puis on remplace la détente isentropique par une détente adiabatique et isenthalpique.

C'est-à-dire, on effectue une compression isentropique où il y a échauffement du fluide jusqu'à l'obtention du gaz qui sera refoulé au condensateur où il cède la chaleur vers l'extérieur par l'intermédiaire d'un fluide caloporteur qui est l'air dans le cas des machines frigorifique.

A la sortie du condenseur, le fluide est à l'état liquide, il passe au détendeur où il subit une détente isenthalpique. Finalement, il subit un changement de phase de l'état liquide à l'état vapeur jusqu'au point de saturation.

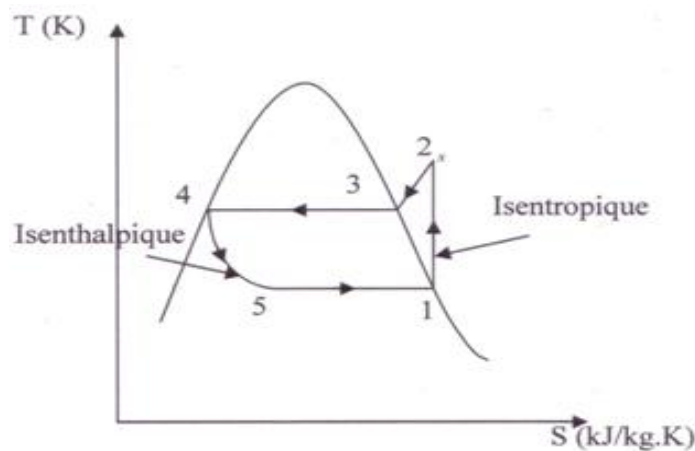


Figure (1.8) : Evolution du fluide frigorigène sur le diagramme (T, S). [3]

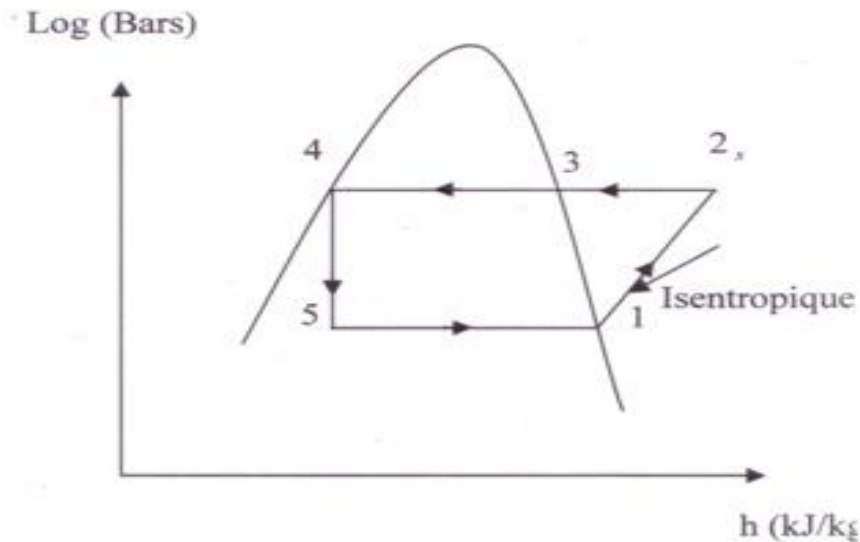


Figure (1.9): Diagramme de Mollier.

3.3. Le cycle pratique

Contrairement au cycle théorique, le cycle pratique tient en compte les pertes de charge au niveau de l'évaporateur, tel que la vaporisation, qui se fait à une pression variable et à température constante.

A la sortie de l'évaporateur (état vapeur complète) la surchauffe assure la protection contre les coups du liquide.

Le sous-refroidissement améliore le rendement du détendeur, et permet de gagner plus de calories au niveau de l'évaporateur.

Suivant l'enchaînement numérique du cycle pratique présenté ci-dessus, on aura ce qui suit :

1→2 : une compression ou le travail nécessaire à la compression est : $W = h_2 - h_1$

Et le rendement du compresseur est donné par :

$$\eta = \frac{h_{2s} - h_1}{h_2 - h_1} \quad (1.1)$$

2→3 : une désurchauffe, abaissement de température de T_2 à T_3 , donc échange de chaleur tel qu'on a :

$$Q_{2-3} = h_3 - h_2 \quad (1.2)$$

3→4 : une condensation à température constante (changement de phase)

$$Q_{3-4} = h_4 - h_3 \quad (1.3)$$

4→5 : la température du fluide diminue et il subit un sous refroidissement donc il dégage une quantité de chaleur vers le milieu extérieur.

$$Q_{4-5} = h_5 - h_4 \quad (1.4)$$

5→6 : une détente isenthalpique, une chute de pression de celle de la condensation à la pression d'évaporation.

6→7 : un changement de phase de l'état liquide à l'état vapeur sous une température constante avec une variation d'enthalpie importante.

7→1 : finalement, une surchauffe de la vapeur après le point de saturation 7.

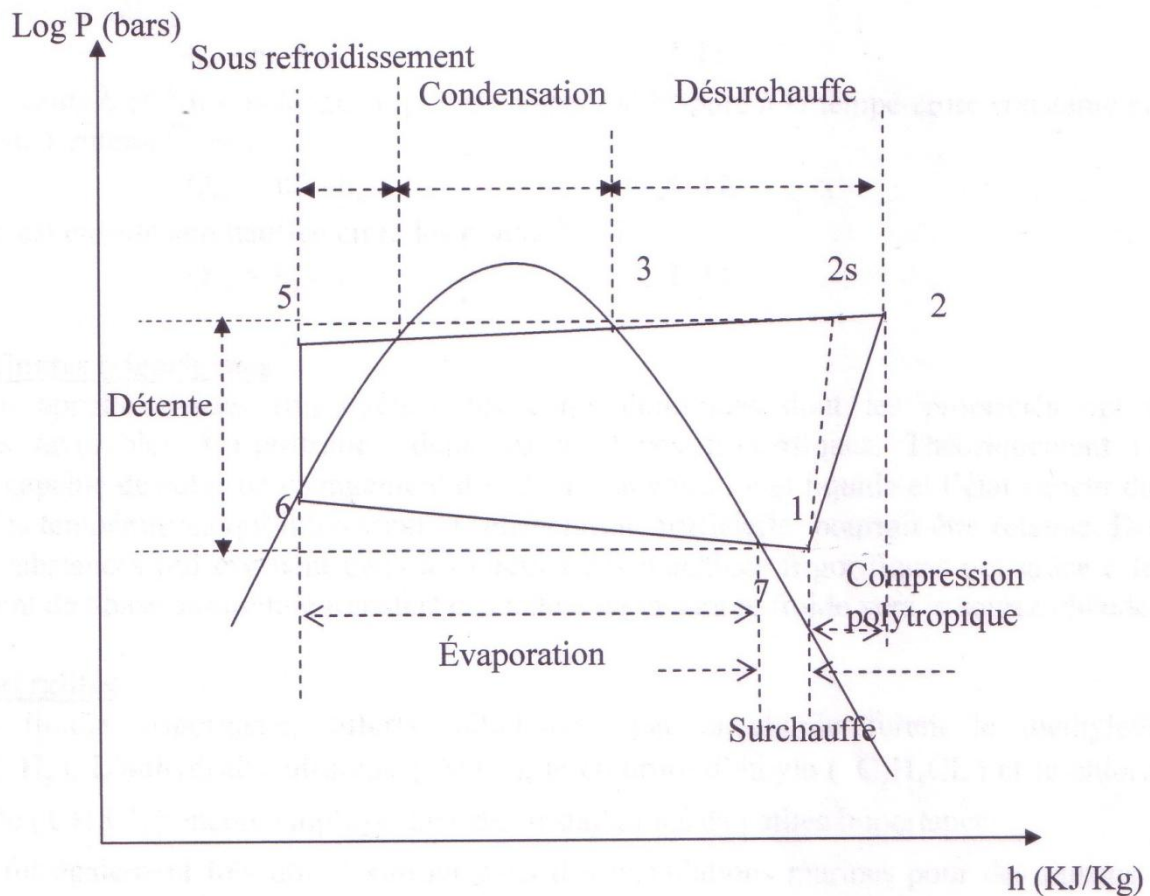


Figure (1.10): Diagramme de Mollier pour un cycle pratique d'une machine.

4. Les fluides frigorigènes

Un fluide frigorigène ou un réfrigérant est un mélange de corps purs en phase liquide, gazeuse ou les deux à la fois en fonction de la température et de la pression. Les fluides frigorigènes sont utilisés dans les systèmes de production de froid (climatisation, congélation, réfrigération...) grâce à leur changement de phase, ils assurent le transfert de chaleur de la source froide vers la source chaude par la propriété d'évaporation à faible température sous pression atmosphérique.

Les compresseurs sont l'un des éléments les plus coûteux d'un ensemble de traitement de l'air. Les caractéristiques ci-dessous sont prises en compte lors du choix d'un fluide frigorigène : [3]

- Faible taux de compression ;
- Basse pression d'évaporation en marche normale, supérieure à la pression atmosphérique ;
- Faible température de fin de compression (une température élevée n'est pas favorable à la stabilité chimique de l'huile et du fluide frigorigène) ;
- Une forte viscosité présente des inconvénients, perte de charge importante, et faible transmission de chaleur ;
- Conductivité thermique du liquide aussi bien de la vapeur doit être élevée ;
- La disponibilité facile ; et le prix compétitif ;
- Retour de l'huile aisé ;
- La toxicité et l'influence sur l'ozone ; et sur le réchauffement climatique ;
- Influence sur les composants de la machine même.
- Le COP (consommation d'énergie) ;
- Enfin, le client impose quelque fois le fluide.

5. Efficacité énergétique

Le rendement énergétique global de la machine est exprimé par le rapport de la puissance utile sur la puissance électrique totale absorbée par la machine, ce rendement est appelé : [4]

- ✓ COP : coefficient de performance en mode chaud.

$$\text{COP} = \frac{\text{puissance calorifique}}{\text{puissance électrique absorbée}} \quad (1.5)$$

- ✓ EER : efficacité énergétique en mode froid.

$$\text{EER} = \frac{\text{puissance frigorifique}}{\text{puissance électrique absorbée}} \quad (1.6)$$

Donc, l'efficacité énergétique (EER) d'un climatiseur mesure la puissance frigorifique pour chaque unité d'énergie électrique consommée lorsque l'appareil fonctionne continuellement. On le calcule en divisant la puissance frigorifique par la puissance électrique, plus l'EER est élevé, plus l'appareil est efficace.

Le rapport entre les efficacités mesurées et théoriques est appelé le rendement effectif. Il est donné comme suit :

$$\eta = \frac{\text{Efficacité énergétique mesurée}}{\text{Efficacité énergétique théorique}} \quad (1.7)$$

Par conséquent, le rendement effectif est toujours inférieur à 1 (ou à 100 %), puisqu'il a été défini par deux valeurs proches. S'il est déterminé comme supérieur à 1 et que les mesures sont justes, alors la seule explication est que le calcul de l'efficacité théorique est faux.

6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les types du système de climatisation ainsi que les différents cycles énergétiques. Aussi, nous avons donné un aperçu général sur les fluides frigorigènes et l'efficacité énergétique.

Chapitre II

Le système
photovoltaïque

1. Introduction

L'augmentation brutale du prix de pétrole survenue en 1979 a conduit l'homme à s'intéresser à des sources d'énergie renouvelables, au premier rang on distingue l'énergie solaire, mais son utilisation nécessite un investissement de départ souvent plus lourd que pour les sources d'énergie conventionnelles. [2]

Ce présent chapitre est composé de deux parties essentielles, la première définira les aspects géométriques et énergétiques sur l'ensoleillement qui seront utiles pour le calcul du rayonnement reçu sur terre, la seconde fera l'objet de présenter le système photovoltaïque avec des définitions des différents composants.

2. Données énergétiques sur l'ensoleillement

Afin d'estimer le rayonnement reçu par une surface sur terre pour le calcul et le dimensionnement d'un panneau solaire il est nécessaire de définir les différents facteurs qui caractérisent le gisement solaire.

L'énergie solaire transformée en énergie électrique par un panneau photovoltaïque dépend du lieu d'implantation et des paramètres constituant les données géométriques et énergétiques.

2.1. Aspects géométriques

On s'intéresse ici aux aspects géométriques du rayonnement solaire intercepté par la Terre dans le but ultérieur, de calculer le flux reçu par un plan incliné placé à la surface de la Terre et orienté dans une direction fixée. La connaissance de ce flux est la base du dimensionnement de tout système solaire.

2.1.1. Le soleil

Le soleil est à l'origine de la vie sur terre. Cette énergie arrive sous forme d'un rayonnement électromagnétique après avoir parcouru des millions de kilomètres.

Le soleil est une sphère gazeuse composée essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium. Son diamètre est de 1 391 000 km (100 fois celui de la Terre). Il est situé à une distance moyenne de 149 598 000 km de la terre et sa masse est de l'ordre de $2 \cdot 10^{27}$ tonnes.

Toute l'énergie du Soleil provient de réactions thermonucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde $564 \cdot 10^6$ tonnes d'hydrogène en $560 \cdot 10^6$ tonnes d'Hélium,

la différence de 4 millions de tonnes est dissipée sous forme d'énergie ($E = mc^2$), ce qui représente une énergie totale de 36.10^{22} kW, la Terre reçoit que $1,8.10^{17}$ W. [2]

La valeur du flux de rayonnement solaire E reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (soit à environ 80 km d'altitude) varie au cours de l'année avec la distance Terre/Soleil. Sa valeur moyenne E_0 est appelée la *constante solaire*, elle vaut $E_0 = 1357 \text{ W. m}^{-2}$. [2]

2.1.2. Le mouvement de la terre

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est une ellipse dont le Soleil est l'un des foyers. Le plan de cette ellipse est appelé l'*écliptique*.

L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance Terre/Soleil ne varie que de $\pm 1,69\%$ par rapport à la distance moyenne qui est de 149 598 000 km. [5]

La Terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la Terre est appelé l'*équateur*. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique, la direction du Soleil et le plan équatorial font entre eux un angle appelé *déclinaison* et qui vaut au cours de l'année $+23^\circ 27'$ au solstice d'été (21 juin), $-23^\circ 27'$ au solstice d'hiver (21 décembre), et nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre). Cette déclinaison est responsable des saisons. La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation suivante :

$$\delta = 23.45^\circ \sin[0.980^\circ (j + 284)] \quad (2.1)$$

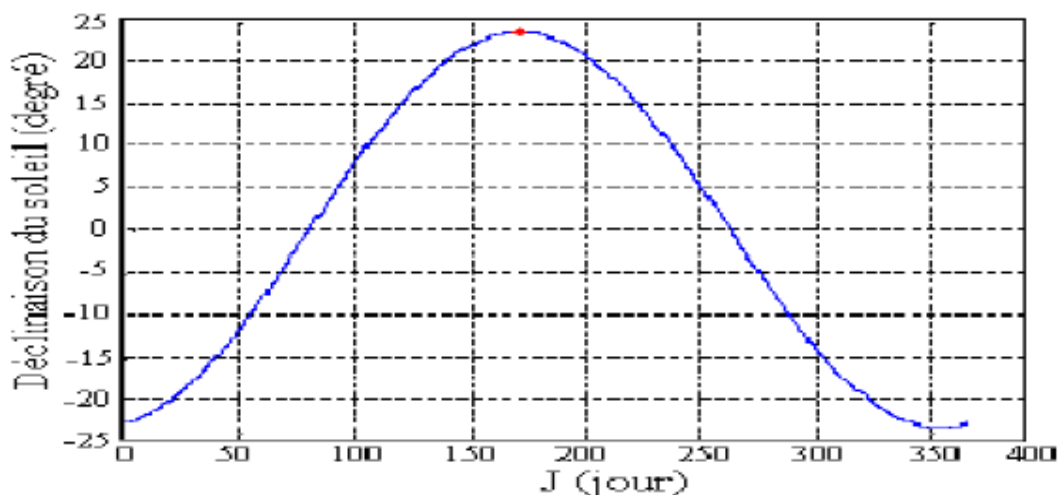


Figure (2.1) : Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année j . [5]

Les mouvements de la Terre autour de son axe et autour du Soleil sont schématisés sur la figure (2. 2).

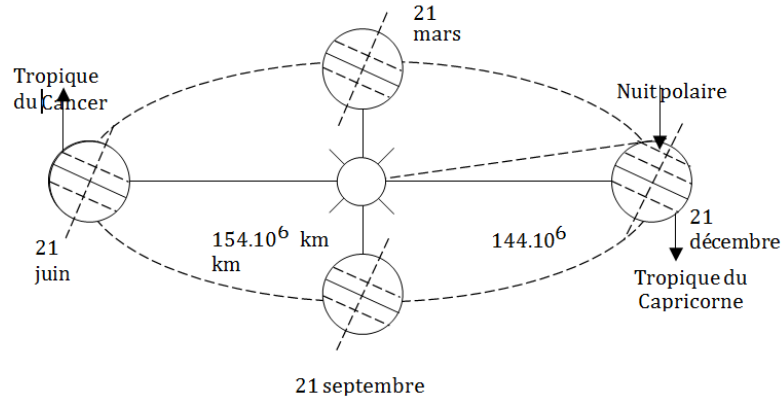


Figure (2.2) : Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil. [5]

2.1.3. La trajectoire apparente du Soleil

Le mouvement apparent du Soleil vu par un observateur fixe en un point de latitude L et la longitude l est représenté sur la figure (2.4), rappelons que la latitude est la distance angulaire d'un point quelconque du globe par rapport à l'équateur (de 0 à 90° dans l'hémisphère nord), quant à la longitude, c'est également un angle donnée par rapport au méridien de Greenwich en se déplaçant vers l'Est, figure (2.3).

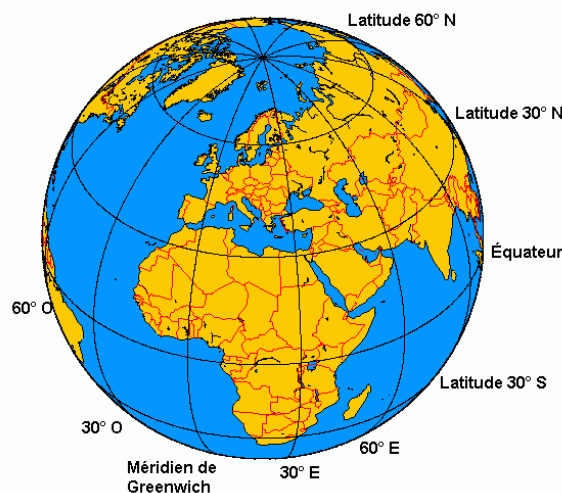


Figure (2.3) : La latitude et la longitude

La position du soleil est définie par deux angles figure (2.5) :

- Sa **hauteur angulaire h** : l'angle entre la direction du soleil et le plan horizontal du lieu.

La hauteur h du Soleil peut alors se déduire de la relation :

$$\sin h = \cos \delta \cos \omega \cos \varphi + \sin \delta \sin \varphi \quad (2.2)$$

- Son **azimut α** : l'angle entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil, compté négativement vers l'est. et l'azimut par la relation :

$$\sin \alpha = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\sin h} \quad (2.3)$$

A midi solaire, l'angle que fait la direction du Soleil avec la verticale du lieu est égal à $(L - d)$. La durée du jour est de 12h aux équinoxes, elle est inférieure à 12h entre le 21 septembre et le 21 mars, supérieure à 12h entre le 21 mars et le 21 septembre.

Ces deux angles sont fonction de :

- La latitude L du lieu,
- La date j (numéro du jour de l'année),
- L'heure solaire TS dans la journée.

La latitude L et la date j servent à déterminer la trajectoire du Soleil dans le ciel et l'heure TS donne sa position instantanée sur cette trajectoire.

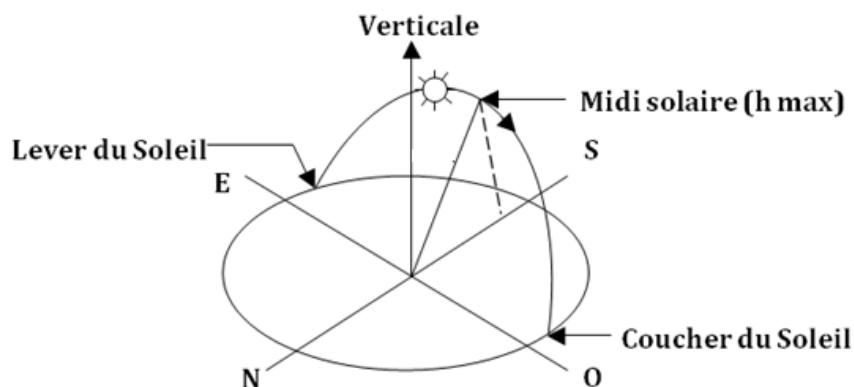


Figure (2.4) : Mouvement apparent du Soleil observé d'un point de latitude L . [5]

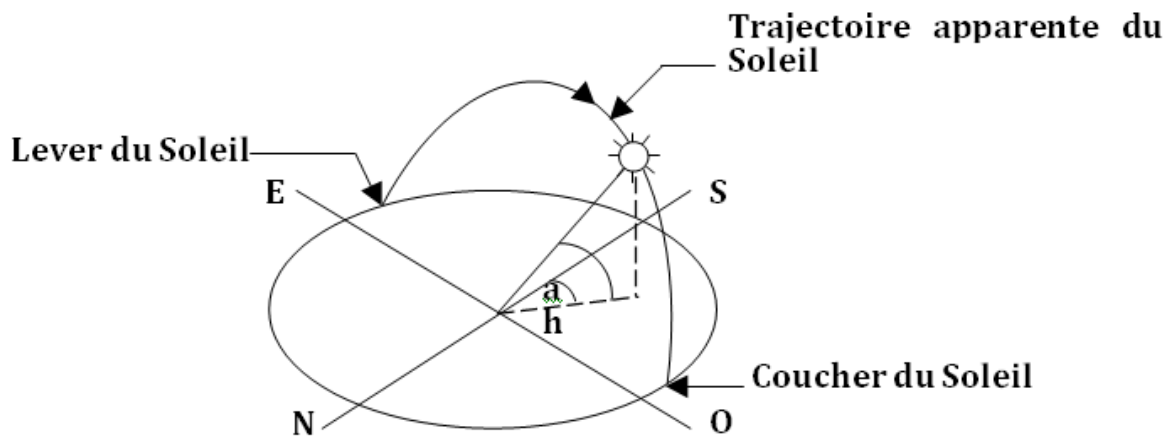


Figure (2.5) : Repérage de la position du Soleil

On définit le jour comme le temps mis par la Terre pour effectuer un tour sur elle-même. Un jour a été divisé en 24h et on a défini l'*heure solaire TS* en fixant $TS = 12h$ lorsque la hauteur du Soleil est maximale (le Soleil est à son « Zénith »).

On définit également l'*angle horaire ω* par : Le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire dans sa course de l'Est vers l'Ouest par rapport au Méridien local, ou encore c'est l'angle formé par le plan méridien céleste et la projection de la direction terre /soleil sur le plan de l'équateur céleste, il est exprimé par la relation :

$$\omega = 15^\circ (TS - 12) \quad (2.4)$$

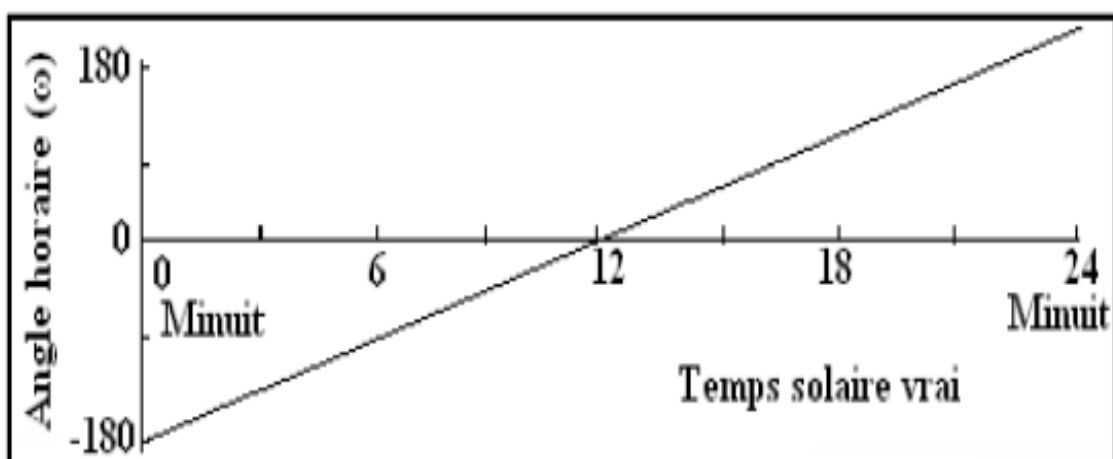


Figure (2.6) : Variation de l'angle horaire en fonction de temps solaire vrai. [5]

2.2. Aspects énergétiques

2.2.1. Heure et temps

A. Durée du jour

Le module ω_l de l'angle horaire au lever du Soleil s'obtient en écrivant $\sin(h) = 0$ dans la formule (2.2), ce qui donne :

$$\cos(\omega_l) = -\tan(L) \tan(\delta) \quad (2.5)$$

L'heure solaire au lever du Soleil a donc pour valeur :

$$(TS)_l = 12 - \frac{\omega_l}{15} \quad (2.6)$$

L'angle horaire ω_c au coucher du Soleil est l'opposé de l'angle horaire à son lever, nous avons donc $\omega_l = -\omega_c$ et la durée du jour vaut :

$$d = 2 \frac{\omega_l}{15} \quad (2.7)$$

B. Equation de temps

L'équation du temps indique la correction qui permet de passer du temps solaire vrai au temps solaire moyen. Cette correction varie de -14 à +16 minutes au cours de l'année.

Elle est donnée par la relation suivante :

$$E_T = -[0.0002 - 0.4797 \cos \beta + 3.2265 \cos 2\beta + 0.0903 \cos 3\beta + 7.3509 \sin \beta + 9.3912 \sin 2\beta + 0.3361 \sin 3\beta] \quad (2.8)$$

$$\text{Avec } \beta = \frac{2\pi}{366} d \quad (2.9)$$

C. Le temps solaire vrai (TSV)

C'est le temps donné par les cadrans solaires. Il traduit à la fois le mouvement de rotation de la terre sur elle-même et son mouvement autour du soleil.

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{15} \quad (2.10)$$

D. Le temps solaire moyen (TSM)

On définit le temps solaire moyen en supposant un mouvement uniforme de la terre autour de son axe et donc le jour solaire moyen dure 24 heures.

$$TSM = TU - E_T \quad (2.11)$$

E. Le temps du fuseau horaire (TFH)

C'est le temps civil du méridien de Greenwich, appelé encore GMT. La terre est divisée en 24 fuseaux horaires numérotés de 0 à 23.

$$TFH = TU + n \quad (2.12)$$

F. Le temps légal (TL)

C'est le temps qui tien compte du fuseau horaire dans lequel se situe la majeure partie du pays, il se trouve donc décalé d'un nombre entier d'heures par rapport au fuseau horaire origine (Greenwich). Il est donné par la relation suivante :

$$TL = TFH + \Delta \quad (2.13)$$

Δ : Décalage administratif, 1h en hiver, et 2h en été en Europe, mais en Algérie, il est sur toute l'année égale à 1 heure.

2.2.2. Durée et taux d'ensoleillement**A. Durée d'ensoleillement**

Selon les conditions atmosphériques, le ciel peut être plus ou moins couvert de nuages au cours d'une journée. Ceux-ci occultent le Soleil, totalement ou partiellement, empêchant ainsi le rayonnement d'atteindre directement le sol. On dit que la nébulosité est plus ou moins importante selon qu'il y a beaucoup ou peu de nuages.

On appelle *durée effective d'ensoleillement* ou *insolation SS* le temps pendant lequel, au cours d'une journée, le rayonnement solaire direct a atteint le sol du lieu considéré. On appelle *rayonnement direct* le rayonnement qui atteint la surface terrestre sans avoir subi de déviation depuis son émission par le Soleil.

B. Taux d'ensoleillement

Par ciel clair sans nuages, le sol reçoit le rayonnement solaire direct pendant toute la durée du jour, ou plus précisément pendant la durée maximale d'ensoleillement SS_0 . On appelle taux d'ensoleillement ou taux d'insolation le rapport entre la durée effective et la durée maximale d'ensoleillement. [5]

$$\sigma = \frac{SS}{SS_0} = \frac{\text{durée d'insolation}}{\text{durée maximale d'insolation}} \quad (2.14)$$

Ou bien :

$$\sigma = \frac{\text{durée totale}}{\text{durée du jour}} = \frac{dds}{ddj} \quad (2.15)$$

2.2.3. Caractéristiques du rayonnement solaire

L'énergie qui nous vient du soleil représente la quasi-totalité de l'énergie disponible sur la terre, elle est à l'origine de la biomasse (photosynthèse), du cycle de l'eau, des vents et des courant océanique. Ainsi sous forme stockée durant des millions d'années dans nos réserves de gaz, pétrole et charbon.

On y trouve la chaleur de la terre (géothermie), les marées et l'énergie nucléaire comme les seules ressources non solaires. Cette énergie est émise dans l'espace sous forme d'ondes électromagnétiques dans le domaine visible, ultraviolet et infrarouge donc beaucoup de lumière.

A. Rôle de l'atmosphère

L'atmosphère est constituée de plusieurs couches de caractéristiques différentes, ce sont :

- La troposphère, entre le sol et 15 km d'altitude.
- La stratosphère entre 15 et 80 km d'altitude.
- L'ionosphère entre 80 et 200km d'altitude.

Les caractéristiques absorbantes de l'atmosphère sont déterminées par la présence de :

- CO₂ (0,03%),
- Vapeur d'eau,
- Ozone O₃ située entre 10 et 30 km d'altitude,
- Aérosols : grains de sable, poussières, fumées.

L'énergie lumineuse « extraterrestre » avant son entrée dans l'atmosphère vaut 1357 w/m^2 (précisée par la NASA) qui est la constante solaire, mais elle n'est pas exacte à cause des légères variations de la distance entre la terre/soleil et de l'activité solaire.

Cette énergie qui descend directement vers notre planète ne peut pas parvenir sur terre car elle va subir des transformations en traversant l'atmosphère. Environ 23 % du rayonnement solaire est directement réfléchi vers l'espace. Le reste subit, en traversant l'atmosphère, une atténuation et une modification de spectre suite à des phénomènes complexes d'absorption par les gaz, de diffusion par les molécules et d'absorption et de diffusion par les poussières et les aérosols.

Ainsi, la couche d'ozone absorbe la majeure partie du rayonnement ultraviolet tandis que la vapeur d'eau absorbe une partie du rayonnement infrarouge.

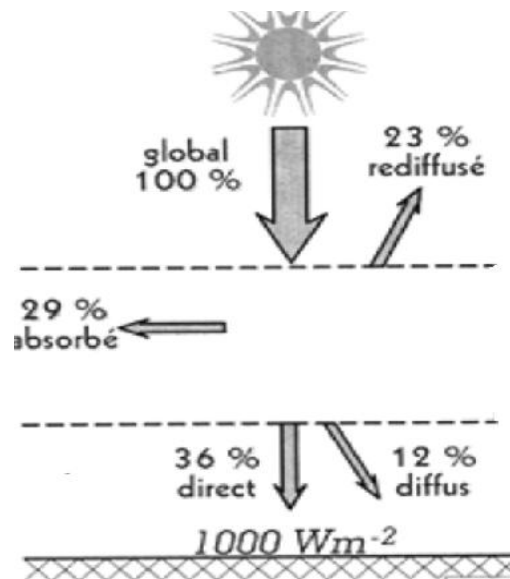


Figure (2.7) : La répartition du rayonnement solaire.

B. Spectre solaire

Le spectre solaire est une décomposition en longueurs d'ondes en couleurs différentes. Les photons, grains de lumière qui composent ce rayonnement électromagnétique sont porteurs d'une énergie reliée à la longueur d'onde par la relation suivante :

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (2.16)$$

La courbe standard de la répartition spectrale du rayonnement solaire est répartie comme suit :

Ultraviolet UV	$0.20 < \lambda < 0.38 \mu\text{m}$	6.4%
Visible	$0.38 < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$	48.0%
Infrarouge IR	$0.78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$	45.6%

Tableau (2.1) : Répartition des ondes électromagnétique.

On trouvera sur la figure (2.8) la répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre avec indication des gaz partiellement opaques qui filtrent ce rayonnement selon la longueur d'onde.

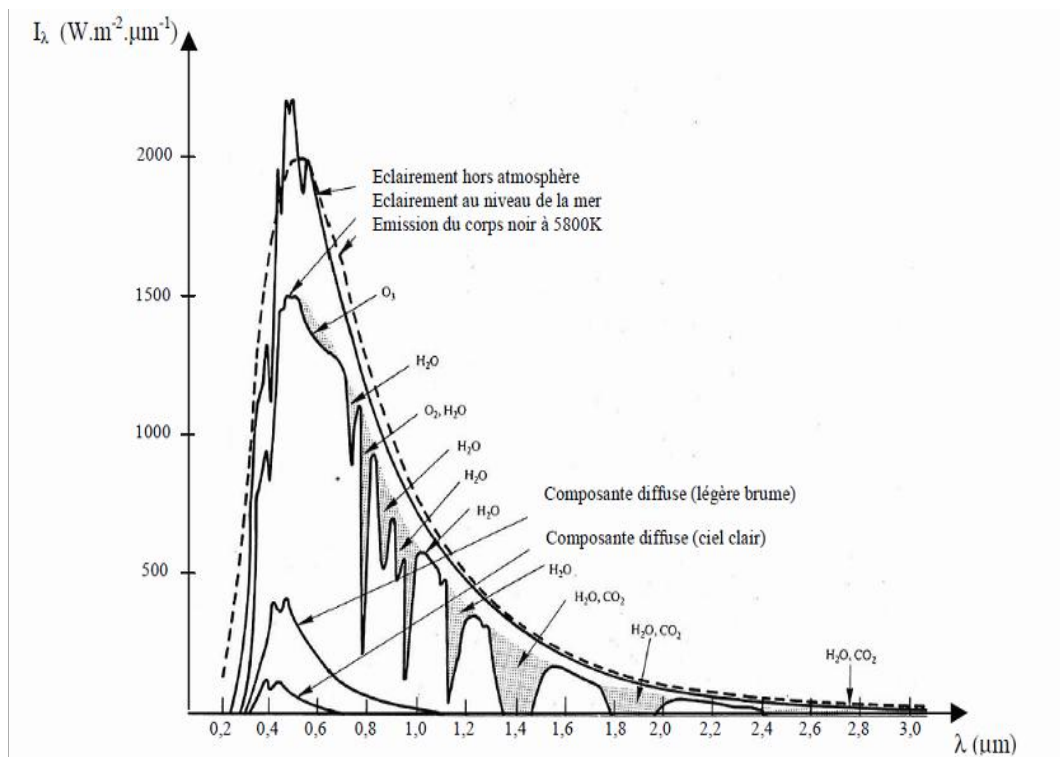


Figure (2.8) : Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre. [1]

C. Masse d'air

La masse d'air est le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol et celle traversée à la verticale du lieu. Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus il va subir de transformations. Cela dépend de la hauteur du soleil h , à l'aide des segments x et y de la figure (1.9) on décrit la longueur du trajet du soleil :

$$y = \frac{x}{\sin\theta} \quad \text{ou bien} \quad y = \frac{x}{\cos\theta} \quad (2.17)$$

Avec θ : est l'angle de la verticale (ongle zénithal).

La masse d'air quantifie la réduction de la puissance de la lumière qui passe à travers l'atmosphère et absorbé par de l'air et de la poussière. Elle est définie comme suit :

$$MA = \frac{y}{x} = \frac{1}{\sin\theta} \quad \text{ou bien} \quad MA = \frac{1}{\cos\theta} \quad (2.18)$$

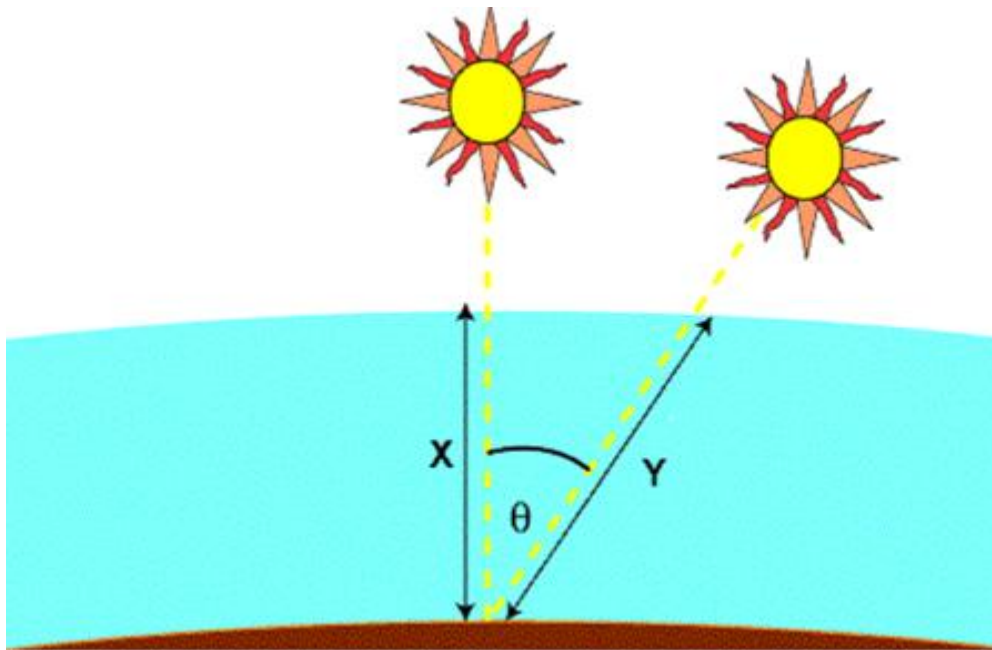


Figure (2.9): Définition de l'air mass.

Dans l'expression (code) AM_x : le x désigne ce rapport $\left(\frac{y}{x}\right)$ Par exemple :

AM_0 : le rayonnement solaire hors atmosphère ;

AM_1 : soleil au zénith ;

AM_2 : soleil à 30° ;

$AM_{1.5}$: Soleil à 41.8° (qui est choisi comme référence pour les photovoltaïques).

Ainsi les **conditions standards de qualification des cellules** sont un spectre $AM_{1.5}$, une puissance incidente de $1\,000\text{ W/m}^2$ et une température de 25°C , donc le spectre à cette condition correspond à celui du rayonnement solaire ayant traversé 1,5 épaisseurs d'atmosphère standard, ce qui correspond à un soleil à $41,8^\circ$ de hauteur sur l'horizon.

D. Rayonnement solaire

Comme nous l'avons évoqué précédemment, l'atmosphère ne transmet pas au sol la totalité du rayonnement solaire qu'elle reçoit :

- Le **rayonnement direct** est celui reçu du soleil en ligne droite, qui traverse l'atmosphère sans subir de modifications.
- Le **rayonnement diffus** est la part du rayonnement solaire diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère (aérosols, air, nébulosité). Il n'a pas de direction privilégiée.
- Le **rayonnement global** est la somme du rayonnement direct et diffus.

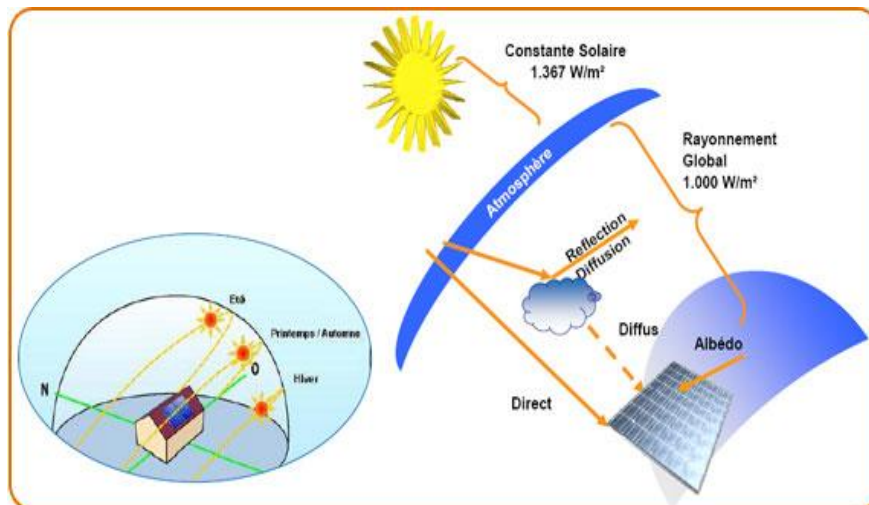


Figure (2.10): Composantes du rayonnement solaire au sol.

Les trois composantes I, D et G sont reliées par la relation suivante :

$$G = I \sin h + D \quad (2.19)$$

On estime le rayonnement global G reçu par une surface horizontale comme suit : [5]

$$G = G_0 (\sqrt{2\sigma + 1} - 0,72) \quad (wh. m^{-2}. jr^{-1}) \quad (2.20)$$

$$G_0 = 3,795. 10^4 \cos(\varphi) \cos(\delta) \left[\sin \omega_l - \frac{\pi \omega_l}{180} \cos(\omega_l) \right] 1000/3600 \quad (2.21)$$

On estime le rayonnement diffus reçu par une surface horizontale comme suit :

$$D = (-0,53\sigma + 0,53) \tag{2.22}$$

On estime le rayonnement direct I reçu par une surface horizontale comme suit :

$$I = G - D \tag{2.23}$$

Les notations utilisées pour les composantes du rayonnement solaire sur une surface horizontale sont données dans le tableau (2.2).

Irradiation solaire Energie reçue pendant une certaine durée $W.m^{-2}.durée^{-1}$ ou $kWh.m^{-2}.durée^{-1}$	Directe	I	G = I + D
	Diffuse	D	
	Globale	G	
Eclairement solaire Flux instantané $W.m^{-2}$	Direct	I*	G* = I* + D*
	Diffus	D*	
	Global	G*	

Tableau (2.2) : Rayonnement solaire sur un plan horizontal, notations utilisées. [5]

On estime le rayonnement diffus D (β, γ) reçu par une surface inclinée d'un angle β avec la verticale de lieu et orientée par rapport au sud d'un angle γ comme suit :

$$D(\beta, \gamma) = D \cos^2 \frac{\beta}{2} + a G \sin^2 \frac{\beta}{2} \tag{2.24}$$

Avec **a** : albédo.

On estime le rayonnement direct I (β, γ) reçu par une surface inclinée comme suit :

$$I(\beta, \gamma) = I. [\cosh. \sin\beta. \cos(a - \gamma) + \sinh. \cos\beta] \tag{2.25}$$

On estime le rayonnement globale G (β, γ) reçu par une surface inclinée comme suit :

$$G(\beta, \gamma) = I(\beta, \gamma) + D \cos^2 \frac{\beta}{2} + a G \sin^2 \frac{\beta}{2} \tag{2.26}$$

L'albédo est la partie réfléchiée par le sol, il dépend de l'environnement du site. La neige par exemple, renvoie énormément de rayons lumineux alors qu'un asphalte n'en renvoie aucun. Il faudra donc en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés. [2]

2.3. Orientation du capteur

L'orientation d'un module photovoltaïque obéit à la règle suivante :

- Elle doit être en plein sud pour les sites situées dans l'hémisphère nord et en plein nord pour les sites situés dans l'hémisphère sud.

Pour la ville de Tizi-Ouzou, l'orientation plein sud permet la meilleure captation du rayonnement. Une plus grande surface de captage permet de compenser une orientation qui ne serait pas optimale.

3. La cellule photovoltaïque

Un système photovoltaïque est un dispositif qui convertit directement l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique. L'élément de base de ces systèmes est la **cellule photovoltaïque** ou bien **une cellule solaire**.

3.1. Définition de la cellule

Une **cellule** photovoltaïque est un composant électronique optimisé pour collecter un courant continu produit par une source de lumière.

La cellule a la forme d'une plaque mince. Cette plaque est constituée d'une jonction entre deux couches semi-conductrices, ou entre une plaque métallique et une couche semi-conductrice. Chaque couche est reliée à un conducteur électrique, de sorte que l'on dispose de deux fils pour relier la cellule à un circuit électrique extérieur.

Les cellules ne fonctionnent jamais sans être liées à d'autres cellules pour former un module dont la conception offre une protection contre les intempéries, ceci en vue de garantir une durée de vie suffisante (de l'ordre de 20 à 30 ans pour les cellules au silicium cristallin, beaucoup moins pour les cellules au silicium amorphe). [1]

Un assemblage de plusieurs modules montés dans un même plan s'appelle un panneau. L'ensemble des panneaux d'une installation s'appelle un champ photovoltaïque.

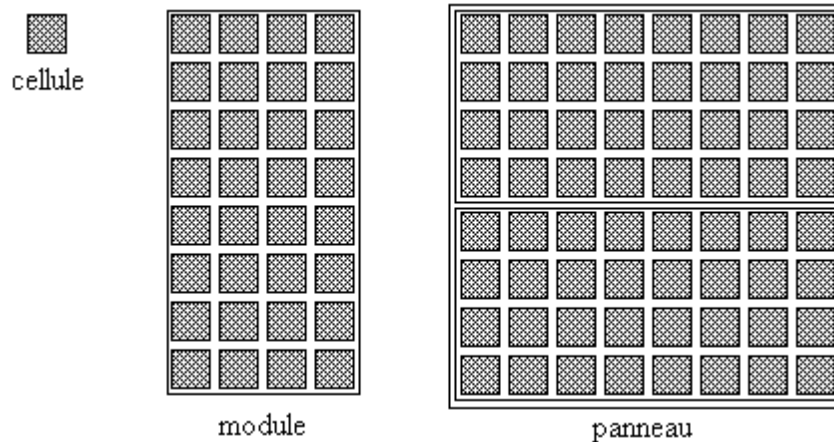


Figure (2.11) : La cellule, le module et le panneau photovoltaïque.

Un module photovoltaïque est caractérisé par sa puissance nominale appelée improprement puissance de crête du fait qu'elle n'est dépassée que très rarement. Cette puissance correspond à des conditions normalisées. Il s'agit notamment, selon les normes internationales, de : [1]

- un rayonnement solaire de $1000 \text{ W} / \text{m}^2$,
- une température interne des cellules de 25°C .
- un spectre du rayonnement AM 1.5.

Pour faire la différence entre les modules, il faut veiller à ce que leur puissance nominale soit définie dans les mêmes conditions qu'on a déjà cité ci-dessus.

Quoi qu'il en soit, la puissance moyenne réellement fournie par un module est toujours très inférieure à sa puissance nominale, car même les conditions nominales des normes internationales sont très optimistes par rapport aux situations réelles.

Les cellules photovoltaïques actuelles sont le plus souvent fabriquées en silicium. Cet élément est très répandu dans la nature (on l'extrait du sable SiO_2). On l'utilise sous deux formes très différentes : le silicium cristallin et le silicium amorphe.

3.2. Les semis conducteurs

Les semi-conducteurs sont des corps dont la résistivité est intermédiaire entre celle des métaux et celle des isolants, varie sous l'influence des facteurs tels que : la température, l'éclairement et le champ électrique. Les principaux semi-conducteurs sont le silicium et le germanium. Ils se conduisent comme des isolants. A des températures élevées, ou en présence d'impuretés, ou de lumière, la conductivité des semi-conducteurs s'accroît fortement, pouvant même devenir comparable à celle des métaux.

Le comportement de la conductivité en fonction de la température, de la lumière ou des impuretés s'explique par une augmentation du nombre d'électrons de conduction, qui transportent le courant électrique. Dans un semi-conducteur pur tel que le silicium, les électrons périphériques d'un atome sont mis en commun avec les atomes voisins pour établir des liaisons covalentes qui assurent la cohésion du cristal. Ces électrons périphériques, dits électrons de valence, ne sont pas libre de transporter le courant électrique. Pour produire des électrons de conduction, on expose à la température ou à la lumière les électrons périphériques, afin de rompre les liaisons covalentes : les électrons sont alors mobiles. C'est ce qui explique l'augmentation de la conductivité électrique des semi-conducteurs en fonction de la température ou la lumière.

Il existe deux états physiques de semi conducteurs : l'état intrinsèque et l'état extrinsèque, la différence réside dans la présence ou non d'impuretés.

3.2.1. Semi-conducteur intrinsèque

Un semi-conducteur dit intrinsèque est un matériau idéal dépourvu de toutes impuretés (sans dopage), ne possédant ni défaut physique ni défaut chimique. Un tel monocristal possède une structure de type tétraédrique, chaque atome est entouré symétriquement de 4 atomes, Son comportement électronique ne dépend que de sa structure.

Sa bande de conduction est vide, il possède des électrons dans la bande de valence, la bande intermédiaire est étroite. Il conduit le courant qu'à haute température, si on le chauffe, on crée des paires électron-trou.

La conduction est assurée par deux types de porteur : électrons libres et trous libres. Leurs concentration respectives N et P équivalente à la concentration intrinsèque N_i : $N_i = N = P$.

3.2.2. Semi-conducteur extrinsèque

Un semi-conducteur extrinsèque, s'il contient des impuretés dans sa structure, la conduction est assurée soit par les électrons libres pour les semi-conducteurs de type N ($n > p$), soit par les trous libres pour ceux de type P ($n < p$). Pour augmenter sa conductivité électrique, on remplace dans le réseau cristallin certains atomes d'origine par des atomes se trouvant à gauche ou à droite de la colonne IV du tableau périodique, c'est la technique de dopage.

3.3. Les différents types de dopage

Les semi conducteurs intrinsèques ne sont pas utiliser dans leur état d'origine, on y rajoute des impuretés pour modifier leur comportement. Et ce qui concerne ceux de types semi conducteurs extrinsèques, il existe deux forme :

3.3.1. Les semi-conducteurs de type N

En ajoutant des atomes étrangers de phosphore qui ont 5 électrons dans leur couche externe dans une structure cristalline du silicium (4 électrons de valence), un électron par atome de phosphore ne pourra pas se lier avec ses correspondants du silicium, il y aura alors un excédent de charges négatives dans le cristal. Le matériau sera donc potentiellement « donneur » d'électrons, disponibles pour la conduction électrique. Donc un semi-conducteur de type N est obtenu par le dopage avec des impuretés pentavalentes (atome donneurs). Un semi-conducteur de type N peut être dopé avec l'arsenic (As), l'antimoine (Sb) qui possèdent 5 électrons sur leur couche externe.

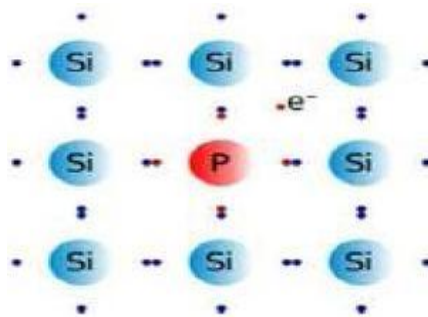


Figure (2.12) : Un semi conducteur de type N.

3.3.2. Les semi conducteurs de type P

Également on dope le silicium avec du bore qui a seulement trois électrons dans sa bande de valence. Ce qui résulte l'apparition d'un excédent de trous, donc de charges positives, puisqu'il manque un électron à chaque atome de bore pour compléter les 4 électrons de silicium. Le matériau est à l'inverse du précédent « accepteur » d'électrons.

Un semi-conducteur de type P, est obtenu par le dopage avec les impuretés trivalentes (atomes accepteurs) ainsi, il peut être dopé avec l'Aluminium (Al), du bore (B) et de l'indium (In) qui possèdent 3 électrons sur leur couche externe.

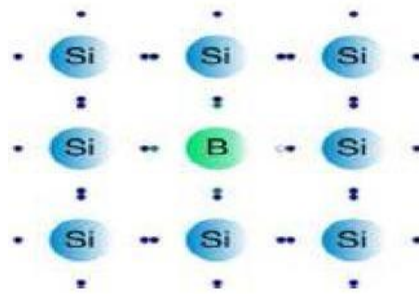


Figure (2.13) : Un semi-conducteur de type P

Il est possible de créer au sein du matériau une discontinuité (une jonction) qui crée un champ électrique.

3.3.3. La jonction P-N

Une jonction P-N est constituée par la juxtaposition d'un semi conducteur type N et d'un autre de type P. Lorsque le semi-conducteur de type P est constitué du même matériau que le semi-conducteur de type N, le système est appelé *homojonction*. Dans le cas contraire, on parle d'*hétérojonction*. La zone de transition qui sépare les deux parties N et P est appelée la jonction PN, région de contact.

- On trouve dans la partie dopée P :
 - des trous, porteurs majoritaires mobiles ;
 - des électrons, porteurs minoritaires ;
 - des ions négatifs fixes.

- On trouve dans la partie dopée N :
 - des électrons, porteurs majoritaires mobiles ;
 - des trous, porteurs minoritaires ;
 - des ions positifs fixes.

Après contact il y a diffusion des électrons de la région N vers la région P et des trous de la région P vers la région N. Le passage d'un électron de N vers P donne naissance à une charge positive fixe du côté N. Le même phénomène se produit dans la région P, le passage d'un trou de P vers N laisse une charge négative fixe du côté P. Il y a alors l'apparition d'une zone désertée charger négativement du côté P et positivement du côté N. Cette zone est la zone de charge d'espace (ZCE) d'épaisseur de l'ordre de $0.25 \mu\text{m}$. Elle crée un champ électrique interne \vec{E} orienté de N vers P.

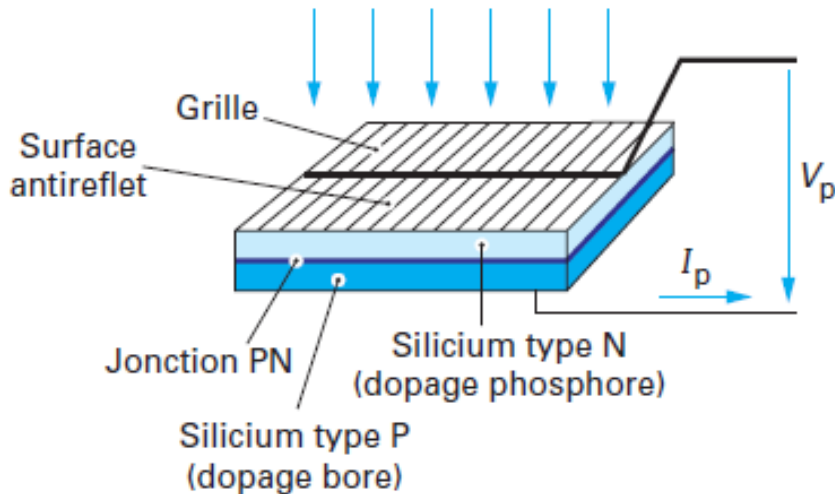


Figure (2.14) : Constituant technologique d'une cellule à jonction PN. [6]

3.4. Les différents types de cellule

Le matériau de base utilisé est le silicium : un élément abondant dans la nature puisqu' il constitue environ 28 % de l'écorce terrestre, on l'extrait du sable. Trouvé sous forme de dioxyde de silicium SiO_2 , un atome possède quatre électrons sur sa couche périphérique appelée couche de valence, il est donc tétravalent. Le tableau (2.3) donne quelques propriétés du matériau : [2]

Propriété	Valeur
Masse atomique	28.086
Masse volumique	2330 kg /m ³
Nombre atomique	14
Température de fusion	1683 K
Température d'ébullition	2628 K
Dilatation thermique	4,2. 10 ⁻⁶ /K

Tableau (2.3): Caractéristique du silicium

Pour que le silicium soit utilisable en électronique, il doit être très pur, il suffit d'un seul atome d'impureté sur un million pour multiplier les porteurs de charge par dix millions cette pureté coute très cher à obtenir.

Selon le matériau de base, les cellules peuvent être divisées en trois groupes :

3.4.1. Cellules monocristallines (mono c-Si)

Ce sont les photopiles de la première génération. Elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Leur procédé de fabrication est long et exigeant en énergie; plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium poly cristallin. Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal.

Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Elles ont un rendement de 12 à 18%, mais la méthode de production est laborieuse.



Figure (2.15) : Cellule au silicium monocristallin. [6]

3.4.2. Cellules poly cristallines

Elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux, elles ont un rendement de 12 à 15%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines. Ces cellules se sont aujourd'hui imposées grâce à leur potentiel de gain de productivité. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication. La durée de vie estimée à 30 ans.

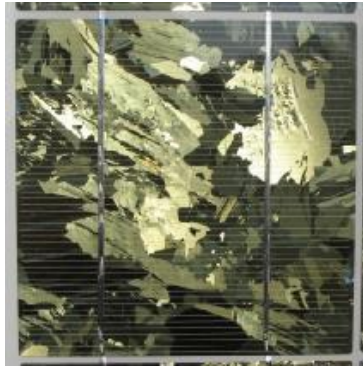


Figure (2.16): Cellule au silicium multi cristallin.

3.4.3. Les cellules amorphes (couches minces)

Une deuxième génération fait appel à la technologie des films minces, ce qui réduit fortement le coût en matière première. La plupart des matériaux utilisés sont des semi-conducteurs non organiques, mais des semi-conducteurs organiques et des matériaux dopés en colorants absorbant à différentes longueurs d'onde. Beaucoup moins coûteux, ils sont également étudiés et développés en tant que matériaux PV.

Cependant le rendement est actuellement limité à 10 % pour les semi-conducteurs non organiques tels le tellure de cadmium (CdTe), le sélénure de cuivre et d'indium (CIS) et le disélénure de cuivre d'indium et gallium (CISG). Le rendement est de 5 % pour les semi conducteurs organiques dont la durée de vie est limitée actuellement à 5 ans. Des progrès en termes de rendement et de durée de vie sont attendus pour cette technologie.



Figure (2.17) : Un module photovoltaïque au silicium amorphe.

Note :

On connecte en parallèle plusieurs branches pour réaliser un champ photovoltaïque, chacune comporte plusieurs cellules montées en série, cette connexion est applicable, mais malheureusement, une mauvaise cellule détériore toutes les caractéristiques d'une branche.

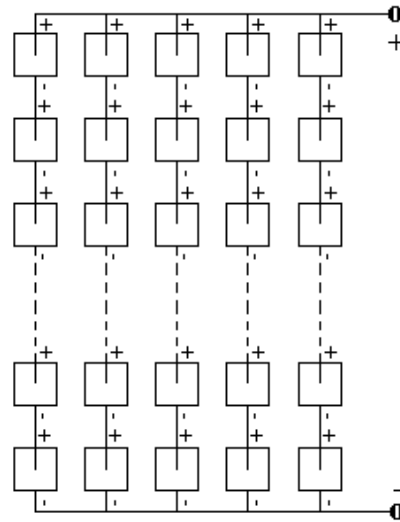


Figure (2.18) : Connexion en série et en parallèle de plusieurs cellules.

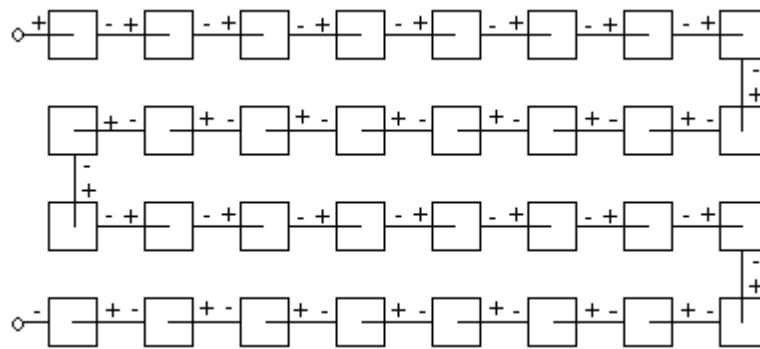


Figure (2.19) : Connexion de cellules à l'intérieur du module.

Lorsque les cellules sont mises en série, la tension de toutes les cellules s'ajoutent et le courant est le même que celui d'une seule cellule. D'où il faut câbler des cellules du même courant, on appelle cela l'appairage : on choisit les cellules selon leur courant pour les câbler entre elles car si l'une d'elles était plus faible en courant, elle imposerait son courant à toute la série ce qui pénaliserait le module complet.

Si l'on câblait des cellules en parallèle, ce sont les courants qui s'ajouteraient et la tension resterait constante. Il faudrait cette fois-ci appairer les tensions et non les courants. C'est ce qui se passe lors de la mise en parallèle des modules photovoltaïques pour constituer un générateur de puissance.

4. La conversion photovoltaïque

On attaque maintenant le cœur du phénomène photovoltaïque qui est la conversion de la lumière solaire en électricité. Le mot photovoltaïque vient du grec « photos » qui signifie lumière, « volta » qui signifie le nom du physicien italien qui découvre en 1800 la pile électrique. [1]

La conversion d'énergie met en jeu trois phénomènes physiques : [1]

- L'absorption de la lumière dans le matériau,
- Le transfert d'énergie des photons aux charges électriques,
- La collecte des charges.

Le rayon lumineux qui arrive sur un matériau photovoltaïque peut subir trois chemins optiques :

- La réflexion : la lumière est renvoyée vers l'espace,
- La transmission : elle traverse l'objet,
- L'absorption : elle s'introduit dans le matériau mais elle ne sort pas, donc l'énergie est récupérée sous une autre forme qui est l'énergie électrique, il faut, donc, que ce matériau ait une capacité d'absorption de la lumière visible et des propriétés optiques et électriques pour permettre la conversion photovoltaïque.

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type N et dopée de type P.

Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau N se diffusent dans le matériau P. La zone initialement dopée N devient chargée positivement, et la zone initialement dopée P chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone N et les trous vers la zone P. Une jonction PN a été formée.

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

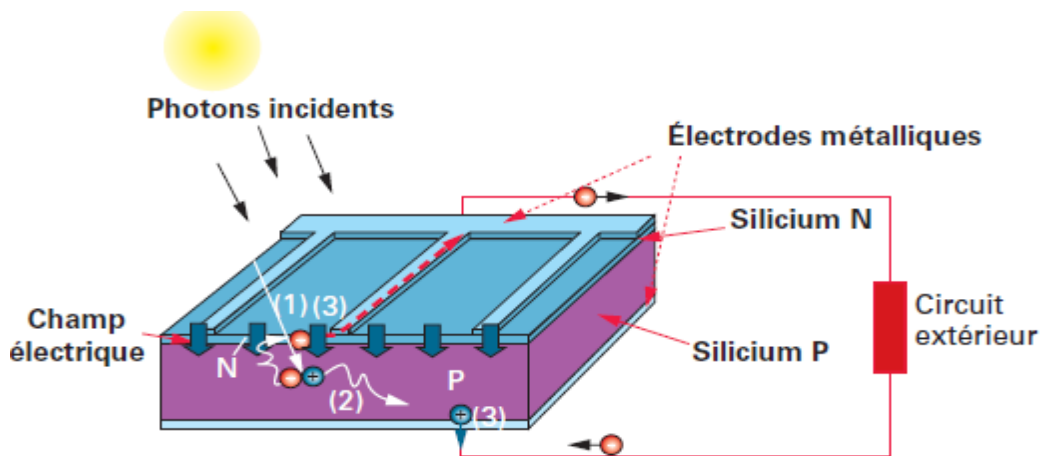


Figure (2. 20) : Schéma de principe du fonctionnement d'une cellule photovoltaïque en silicium. [7]

- (1) Absorption de photons d'énergie, et création des paires électron-trou.
- (2) Séparation des paires électron-trou grâce au champ électrique créé par le différentiel de type de dopage dans le silicium (N et P ici) et diffusion des charges créé à travers le semi-conducteur.
- (3) Collecte des charges par le circuit extérieur via les contacts métalliques.

5. Le générateur photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque est constitué de modules, d'un générateur de charge-décharge et d'une batterie d'accumulateur. Il produit un courant continu qui peut être converti si nécessaire en courant alternatif à l'aide d'un onduleur.

Les modules photovoltaïques, composés d'un ensemble de cellules connectées entre elles, transforment directement la lumière en électricité.

Généralement, une batterie d'accumulateurs stocke l'énergie électrique produite pour pouvoir la restituer à tout moment (jour ou nuit, ensoleillement ou non). Avec la batterie, un régulateur de charge/décharge protège la batterie contre les surcharges et décharges profondes et prolonge ainsi sa durée de vie.

5.1. Système de stockage

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

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

5.1.1. Les accumulateurs électrochimiques

Les batteries stockent sous forme chimique, l'énergie électrique produite par les panneaux photovoltaïques. Ces batteries comportent des électrodes négatives et positives composées d'alliages dissemblables plongés dans un électrolyte (acide). L'ensemble est encapsulé dans un bac sellé ou muni d'un bouchon de remplissage et d'un évent. Les réactions d'oxydoréduction qui gouvernent le fonctionnement d'une batterie sont réversibles, dans la mesure où celle-ci n'a pas été longtemps ni complètement déchargée ni surchargée, ce qui permet la restitution de l'énergie cinétique. Et on distingue 2 types couramment utilisés : [1]

- Les batteries avec accumulateurs plomb (Pb).
- Les batteries avec accumulateurs au nickel-cadmium (Ni-Cd).

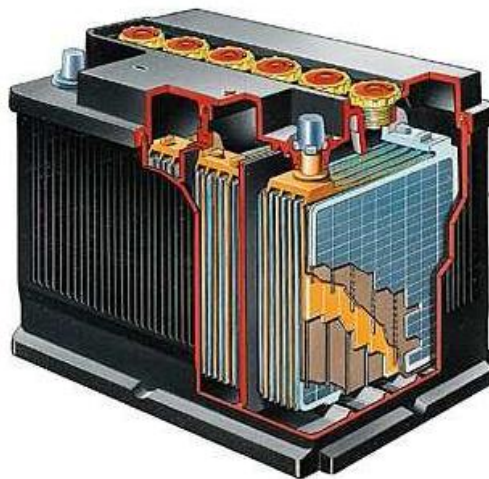


Figure (2.21) : Accumulateur électrochimique

A. Accumulateurs au plomb

Les accumulateurs au plomb sont la transposition dans le domaine industriel, du voltamètre H_2SO_4 Pb. Le plomb est le matériau le plus utilisé dans ce type d'accumulateur.

Dans son état pur, il est mou et malléable, sa limite élastique est très basse. Les propriétés chimiques du plomb le rendent important dans l'industrie de la batterie. Il est en effet facilement attaqué par l'acide nitrique. Le plomb forme un bon nombre d'oxydes avec l'oxygène ; le monoxyde de plomb (PbO), le bioxyde de plomb (PbO₂) et le trioxyde de plomb

(PbO₃). Ces batteries se différencient par le type de construction de leurs électrodes et elles comportent :

A.1. Electrode positive

Ces plaques peuvent être de plusieurs sortes.

- Plaques à grandes surfaces : elles sont constituées plomb pur coulé (sans additifs). Grâce à la liaison interne les couches de la surface (bioxyde de plomb) et le noyau de plomb ces plaques ont un bon comportement à courants élevés.
- Plaque à support : la masse active de ces plaques a support est conspuée un matériau séparée. Le matériau porteur est un alliage de plomb. Il existe trois types de plaques à support : plaques tubulaires, plaques à tiges et plaques à grilles.

A.2. Electrode négative

L'électrode négative est une plaque à grille. Elle est dite plane à pochette ou frittées. La plaque plane à pochette négative est identique à la plaque positive, mais garnie d'oxyde de fer et de mercure. La plaque frittée est composée d'un mélange de poudre très fine et magnétite Fe₃O₄ et de cuivre. Ce mélange est mis en une couche de faible épaisseur sur un grillage métallique à mailles fines tendu sur un cadre d'acier, puis l'ensemble est comprimé à forte pression.

A.3. L'électrolyte

L'électrolyte est une solution d'acide sulfurique (H₂SO₄) qui répond à certaines normes, incolore et liquide de tout dépôt de matière insoluble. Pour compenser les pertes par électrolyse et évaporation, on effectue des remplissages périodiques avec de l'eau distillée. L'influence de la température sur la densité de l'électrolyte n'est pas négligeable, elle est donnée par la formule de correction suivante :

$$d^{(25)} = d - 0.0007(T - 25) \quad (2.27)$$

Caractéristiques des batteries au plomb

i. Tension

A 25°C la tension aux bornes d'un élément d'accumulateur varie entre 1,7 et 2,4 V suivant l'état de charge dans les conditions nominales, on la prend fixe et pour une valeur de 2V. Comme la densité de l'électrolyte varie en fonction de la température, la tension de la batterie s'évalue par la relation empirique suivante :

$$V = V^{(25)} - 0,005(T - 25) \quad (2.28)$$

Avec $V^{(25)}$ la tension de la batterie à 25°C et V sa tension à une température donnée.

ii. Capacité

$$C = C^{(25)} [1 - 0,003(T - 25)] \quad (2.29)$$

la capacité C de la batterie à la température T , elle définit le nombre d'ampères heures que la batterie peut débiter pour un courant et une tension de fin de décharge bien définie, elle dépend de la géométrie de la plaque, la température et du volume de la matière active.

iii. Rendement en quantité (rendement faradique)

Il définit le rapport entre l'électricité débité à la décharge Q_d et celle de la charge Q_c . Il varie de 0,7 à 0,95 pour les types d'accumulateurs plomb et entre 0,7 à 0,8. Il diminue pour l'élévation de la température et son équation est donnée par :

$$\eta_f = \frac{Q_d}{Q_c} \quad (2.30)$$

iv. Rendement énergétique

C'est le rapport entre le nombre de wattheures restitués et le nombre de wattheures fournis. Il varie entre 0,45 et 0,6 pour un accumulateur au plomb.

v. Profondeur de décharge

C'est le pourcentage de la capacité déchargée. Elle influe sur la durée de vie de l'accumulateur. Pour une profondeur de 80%, le nombre de cycles de charge et de décharge est compris entre 1000 et 1500.

vi. Autodécharge

La présence des impuretés dans la matière active où dans l'électrolyte semble être une cause de perte de charge. Le taux d'autodécharge est donné par :

$$\tau = \frac{Q_a - Q_p}{n \times Q_a} \quad (2.31)$$

Q_a : la capacité avant stockage.

Q_p : la capacité après stockage.

n : durée de stockage en mois.

vii. Durée de vie

Les batteries ont la plus petites durée de vie par rapport aux autres éléments constituant le système photovoltaïque, cette durée dépend du nombre des cycles charge/décharge et des conditions d'utilisation. On l'estime pour les accumulateurs au plomb de 6 à 7 ans.

B. Batteries au nickel-cadmium

Elles se présentent sous 3 formes : boutons, rond et prismatiques. La différence de potentiel aux bornes de deux électrodes est de 1,29 V à 25° C.

Caractéristiques des batteries au nickel-cadmium**i. Tension**

La tension nominale est de 1,2 V, mais elle varie entre 1,15 et 1,45V par élément suivant l'état de charge. La tension de fin de décharge maximale admise oscille entre 1,1 et 1,0 V par élément.

ii. Capacité

Les accumulateurs de type semi-ouvert ont des capacités qui s'échelonnent de 2 à 200 Ah environ, selon les constructeurs. Les accumulateurs étanches à électrodes frittées peuvent être classés en 03 groupes :

- les batteries à éléments parallélépipédiques ayant une capacité de 1 à 50 Ah environ.
- les éléments cylindriques dont les capacités s'échelonnent de 01 à 10 Ah.
- les éléments boutons de 0,1 à 3 Ah.

iii. Rendement en quantité

Le rendement en quantité atteint environ 85%. Les valeurs moyennes des énergies massiques vont de 20 à 35 Wh.kg⁻¹ selon la construction et la taille de l'élément.

iv. Rendement en énergie

Le rendement en énergie est de l'ordre de 70%, les énergies volumiques étant de 60 à 80 Wh.dm⁻³.

v. Autodécharge

Les éléments traditionnels au cadmium sont caractérisés par une autodécharge extrêmement faible. Les éléments à électrodes frittées ont une autodécharge plus élevée que ceux à électrodes traditionnelles.

vi. Durée de vie

Des accumulateurs travaillant de façon cyclique, avec des décharges complètes, auront une capacité maximale durant 300 cycles environ pour les éléments à électrodes tubulaires, des 500 cycles pour ceux à électrodes frêtées.

5.1.2. Association de batteries

On associe des batteries en série pour obtenir des tensions multiples de 12 V (24 V, 48V) et en parallèle pour augmenter la capacité.

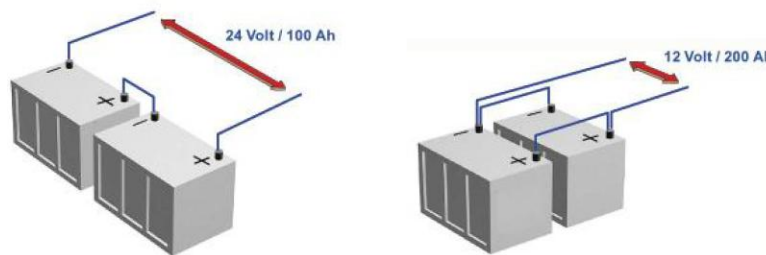


Figure (2.22): Association de deux batteries en série / en parallèle. [1]

La première figure représente l'association en série de deux batteries, et la deuxième représente une association en parallèle de deux batteries 12 Volts /100 Ah.

5.2. Les régulateurs

La batterie est l'un des éléments les plus fragiles d'un système photovoltaïque. En effet, une charge excessive entraîne un dégagement gazeux, dû aux réactions internes, ce qui provoque l'oxydation des électrodes de même une décharge profonde provoque la sulfatation des électrodes, c'est-à-dire une couche de sulfate qui empêche la recharge. Afin de contrôler au mieux les conditions de charge et de recharge on intercale entre le générateur et la batterie d'accumulateur un dispositif de régulation appelé : régulateur de charge. Celui-ci constitue donc un élément de base dans l'installation photovoltaïque dont il dépend de la fiabilité et le rendement de la centrale. Il assure :

- La protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes.
- L'optimisation d'un transfert d'énergie du générateur photovoltaïque à l'utilisation.

5.3. Le convertisseur (onduleur)

C'est l'onduleur qui transforme le courant continu produit par les panneaux en courant alternatif adapté aux normes qui sont le monophasé ou triphasé, 50 ou 60Hz.

L'onduleur est un dispositif électronique statique servant à convertir le courant électrique continu en courant alternatif (signal carré ou sinusoïdal) avec la fréquence souhaitée, dont il existe une très grande variété sur le marché. Il est utilisé dans deux types de systèmes.

Les alimentations sans interruption : la source de tension continue est généralement donnée par la batterie d'accumulateurs, la tension et la fréquence de sortie sont fixes.

Les variations de vitesse : la tension et la fréquence de sortie sont variables.

5.4. Câble

Dans une installation photovoltaïque, les câbles de la partie courant continue doivent remplir les exigences suivantes : [1]

- être protégés contre les courts-circuits et les courants de fuite à la terre ;
- présenter une gamme de tension élevée ($\geq 2\text{kV}$) ;
- être léger, minces, faciles à installer et de bonne maniabilité ;
- être ignifugés avec une faible toxicité en cas d'incendie et sans halogène ;
- disposer des pertes de puissance faibles (max.1%).

6. Conclusion

L'objet de ce présent chapitre a été mené pour présenter les caractéristiques essentielles au dimensionnement d'un panneau photovoltaïque (données géométriques et énergétiques) du gisement solaire, mais aussi établir les équations donnant le rayonnement global reçu sur une surface quelconque.

On a décrit aussi dans cette partie les composants d'un système photovoltaïque, en commençant par la cellule en silicium, les caractéristiques ainsi que la transformation de l'énergie lumineuse en énergie électrique. La particularité de ces systèmes réside dans le fait qu'ils ne fournissent de l'énergie que lorsqu'ils sont soumis au rayonnement solaire et donc tributaire de son intensité, variable dans le temps (jour, saison, année). Elle justifie le recours à des dispositifs de stockage d'énergie, réalisé au moment où le rayonnement est maximal pour être utilisé lorsque ce dernier est minimal ou nul. A cet effet, un dispositif a été décrit dans le présent chapitre ; il s'agit des batteries d'accumulateur.

Chapitre III

Détermination de la
charge thermique

1. Introduction

Après avoir recensé les données essentielles, on entame l'étude du bilan thermique d'un local, cela veut dire le calcul du coefficient de déperditions thermique qui sera utile pour déterminer les besoins en chauffage ou en climatisation.

Donc pour mener ce projet, il est nécessaire d'avoir les données météorologiques du lieu et les conditions de confort, ainsi que les données architecturales du local.

L'objet de ce chapitre est de présenter un bilan thermique estival et hivernal d'un local, puis le dimensionnement des différents composants d'un climatiseur.

2. Présentation du local

Le local d'étude est la salle de lecture 04 de la nouvelle bibliothèque de la Maison de la culture Mouloud Mammeri située au centre ville de Tizi- ouzou. (Annexe 1)

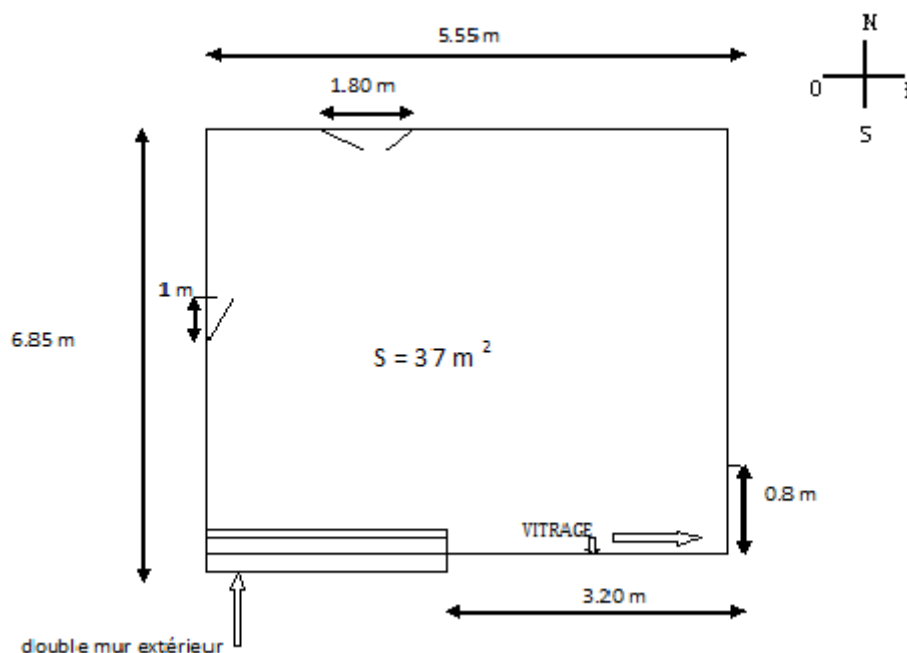


Figure (3.1) : le plan de la salle 04.

3. Bilan thermique estival

Pendant la période d'été les températures sont souvent très élevées (mois de juin, juillet, aout) pour cela l'homme doit assurer le confort physiologique qui est de maintenir la température du locale de 22 à 26 C°. [8]

Le principe consiste à extraire la quantité de chaleur disponible au local en effectuant un bilan thermique estival pour déterminer les apports de chaleur, en se basant sur la température du confort et la température ambiante ou extérieure.

3.1. Température extérieure

La température extérieure est la moyenne arithmétique des températures maximum sur une période de 10 ans elle est fournie par la station météorologique qui couvre la région Tizi Ouzou, et qui nous donne la valeur de 35C° comme température extérieure pour la période d'été.

3.2. Température intérieure

C'est la température de l'air que l'on veut obtenir dans la salle à l'absence de tout apport à part celui fourni par l'installation de climatisation, on peut l'assimiler à une température comprise entre 22 C° à 26 C°, pour un niveau de confort amélioré la température intérieure est 24C° (Annexe 2).

3.3. La charge frigorifique

La charge frigorifique est la quantité de chaleur à éliminer dans un local sous les conditions les plus favorables, On distingue deux types d'apports en saison estivale, leur somme est appelée la charge frigorifique du local :

- ✓ Les apports internes ;
- ✓ Les apports externes.

3.3.1. Les apports internes

L'apport interne est la quantité de chaleur dégagée par les machines, les occupants et les appareils d'éclairage.

A. Les apports dus aux machines

Les appareils électriques utilisent une énergie pour se fonctionner, aussi elles dégagent une quantité de chaleur non négligeable pour le calcul du bilan thermique d'une pièce, c'est donné par la relation suivante :

$$\phi_m = 0.86. P_m . N. C_C \quad (3.1)$$

Nombre d'heures écoulées	0	1	2	3	4	6	8	10
Coefficient d'amortissement	0.29	0.77	0.85	0.89	0.92	0.96	0.98	0.99

Tableau (3.1) : les coefficients de correction.

B. Les apports dus à l'éclairage

Ils consistent la puissance des lampes incandescence ou ampoules classiques, ils sont données par la relation suivante :

$$\phi_E = P_e \cdot N \quad (3.2)$$

La salle de lecture est équipée par des tubes en néons d'une puissance de 36 W.

$$\phi_E = 36 \times 6 = 216 \text{ w} = 0.216 \text{ KW.}$$

C. Les apports dus au personnel

La présence du personnel dans une salle dégage une charge importante à ne pas négliger, pour une personne active, on a $\phi_0 = 200 \text{ kcal/h}$, par contre pour une personne inactive on a moins, $\phi_0 = 150 \text{ kcal/h}$.

$$\phi_p = \phi_0 \cdot N \quad (3.3)$$

Le nombre d'adhérents à la salle est de 20 personnes au maximum

$$\phi_p = 150 \times \frac{4180}{3600} \times 20 = 3483.33 \text{ w}$$

$$\phi_p = 3.48 \text{ kW}$$

Finalement la charge totale interne est donnée par :

$$A_{\text{int}} = \phi_m + \phi_p + \phi_E \quad (3.4)$$

$$A_{\text{int}} = 0.216 + 3.483 = 3.699 \text{ KW}$$

3.3.2. Les apports externes

Ils consistent les gains de chaleur par ensoleillement à travers les vitrages, et par transmission à travers les parois (murs, porte, fenêtre).

A. Les apports de chaleur par transmission

C'est le flux de chaleur qui traverse les parois du local par convection, conduction ou rayonnement ce flux est calculé pour chaque surface en contact avec l'extérieur, ou avec un local non refroidit donné par la relation suivante :

$$\Phi_{tr} = K S \Delta T = K S (T_{ext} - T_{int}) \quad (3.5)$$

Les conditions de températures sont: $T_{ext} = 35C^{\circ}$

$$T_{int} = 24C^{\circ}$$

$$\Phi_{tr} = \Phi_{mur} + \Phi_{porte} + \Phi_{dalle} + \Phi_{vitre} + \Phi_{planché} \quad (3.6)$$

Le coefficient de transmission surfacique K pour un mur quelconque est donné par la relation suivante : [9]

$$K = \frac{1}{R} = \frac{1}{\frac{1}{h_i} + \sum \frac{e_i}{\lambda_i} + \frac{1}{h_e}} \quad (3.7)$$

Avec : h_i , h_e : les valeurs du coefficient d'échange thermique pour les murs intérieurs et extérieurs respectivement.

Les résistances thermiques sont données sur le tableau suivant :

$\frac{1}{h}$ ($m^2 \cdot ^{\circ}C/W$)	Paroi en contact avec :			Paroi en contact avec :		
	-l'extérieur -un passage ouvert -un local ouvert			-un autre local, chauffé ou non chauffé -comble -un vide sanitaire		
Résistance thermique	$\frac{1}{h_i}$	$\frac{1}{h_e}$	$\frac{1}{h_i} + \frac{1}{h_e}$	$\frac{1}{h_i}$	$\frac{1}{h_e}$	$\frac{1}{h_i} + \frac{1}{h_e}$
Mur latéral	0,11	0,06	0,17	0,11	0,11	0,22
Toiture	0,09	0,05	0,14	0,09	0,09	0,18
Plancher	0,17	0,05	0,22	0,17	0,17	0,34

Tableau (3.2) : valeurs pratiques des résistances superficielles unitaires. [10]

A.1. Le mur extérieur

Les composés du mur extérieur à double cloisons de l'intérieur vers l'extérieur [9]

Constituants	Epaisseur (cm)	Conductivité λ (w/m c°)
Plâtre	1	0.35
Enduit en ciment	1.5	1.15
Brique	10	0.7
Lame d'air	5	0.16
Brique	15	0.7
Enduit en ciment	1.5	1.15

Tableau (3.3) : La conductivité thermique des constituants des parois.

$$R = \frac{1}{h_i} + \frac{1}{h_e} + \frac{e_1}{\lambda_1} + 2 \frac{e_2}{\lambda_2} + \frac{e_3}{\lambda_3} + \frac{e_4}{\lambda_4} + \frac{e_5}{\lambda_5}$$

$$= 0.11 + 0.06 + \frac{0.01}{0.35} + 2 \frac{0.015}{1.15} + \frac{0.1}{0.7} + \frac{0.05}{0.16} + \frac{0.15}{0.7} = 0.581 \text{ m}^2 \text{ c}^\circ / \text{w}$$

$$K = 1.718 \text{ w} / \text{m}^2 \text{ c}^\circ$$

A.2. Le mur intérieur

Les murs intérieur sont à base de la brique constituer de : [9]

Constituants	Epaisseur (cm)	Conductivité λ (w/m c°)
Plâtre	2 × 1	0.35
Enduit en ciment	2 × 1.5	1.15
Brique	10	0.7

Tableau (3.4) : La conductivité thermique des constituants des parois.

$$R = \frac{1}{h_i} + \frac{1}{h_e} + 2 \frac{e_1}{\lambda_1} + 2 \frac{e_2}{\lambda_2} + \frac{e_3}{\lambda_3} = 0.11 + 0.11 + 2 \frac{0.01}{0.35} + 2 \frac{0.015}{1.15} + \frac{0.1}{0.7}$$

$$= 0.446 \text{ m}^2 \text{ c}^\circ / \text{ w}$$

$$K = 2.241 \text{ w} / \text{ m}^2 \text{ c}^\circ$$

A.3. Le plancher

Le plancher bas est une dalle en béton armé, les épaisseurs, et les constituants en allant de l'intérieure du local vers le sol sont : [10]

Constituants	Epaisseur (cm)	Conductivité λ (w/m c°)
Carrelages	1.5	2.1
Mortier en ciment	2	1.4
Sable	5	0.6
Dalle plein	20	1.75
Enduit ciment	1.5	1.15
Plâtre	1	0.35

Tableau (3.5) : La conductivité thermique des constituants du plancher.

$$R = \frac{1}{h_i} + \frac{1}{h_e} + \frac{e_1}{\lambda_1} + \frac{e_2}{\lambda_2} + \frac{e_3}{\lambda_3} + \frac{e_4}{\lambda_4} + \frac{e_5}{\lambda_5} + \frac{e_6}{\lambda_6}$$

$$= 0.34 + \frac{0.015}{2.1} + \frac{0.02}{1.4} + \frac{0.05}{0.6} + \frac{0.2}{1.75} + \frac{0.015}{1.15} + \frac{0.01}{0.35} = 0.6 \text{ m}^2 \text{ c}^\circ / \text{ w}$$

$$K = 1.66 \text{ w} / \text{ m}^2 \text{ c}^\circ$$

A.4. Le plafond

Les constituants en allant de l'intérieur du local vers le premier étage sont :

Constituants	Epaisseur (cm)	Conductivité λ (w/m c°)
Faux plafond	1	0.35
Plâtre	1	0.35
Enduit ciment	1.5	1.15
Dalle pleine	20	1.75
Sable	5	0.6
Mortier en ciment	2	1.4
Carrelage	1.5	2.1

Tableau (3.6) : La conductivité thermique des constituants du plafond.

$$R = \frac{1}{h_i} + \frac{1}{h_e} + 2 \frac{e_1}{\lambda_1} + \frac{e_2}{\lambda_2} + \frac{e_3}{\lambda_3} + \frac{e_4}{\lambda_4} + \frac{e_5}{\lambda_5} + \frac{e_6}{\lambda_6}$$

$$= 0.18 + 2 \frac{0.01}{0.35} + \frac{0.015}{1.15} + \frac{0.2}{1.75} + \frac{0.05}{0.6} + \frac{0.02}{1.4} + \frac{0.015}{2.1} = 0.649 \text{ m}^2 \text{ c}^\circ / \text{w}$$

$$K = 1.54 \text{ w} / \text{m}^2 \text{ c}^\circ$$

Constituants	K (w/m ² c°)
Porte intérieur en bois	2
Vitrage double 11 mm	3

Tableau (3.7) : La conductivité thermique de la porte et les vitres. [4]

Après avoir calculé les coefficients des surfaces d'échange, on récapitule nos résultats sur le tableau suivant :

Les parois d'échange	La surface S (m ²)	K (w/m ² C°)	K.S	ΔT
Mur ext	10.03	1.718	17.23	11
Mur int	23.69	2.241	53.06	7
Plancher	37	1.66	61.42	7
Porte	3.38	2	6.76	7
Vitre	17.08	3	51.24	11

Tableau (3.8) : La conductivité thermique des constituants des parois.

$$\Phi_{\text{mur ext}} = K S \Delta T = K S (T_{\text{ext}} - T_{\text{int}}) = 189.54 \text{ W}$$

$$\Phi_{\text{mur int}} = 371.45 \text{ W}$$

$$\Phi_{\text{plancher}} = 429.94 \text{ W}$$

$$\Phi_{\text{porte}} = 47.32 \text{ W}$$

$$\Phi_{\text{vitre}} = 563.64 \text{ W}$$

Alors:

$$\begin{aligned} \phi_{\text{tr}} &= \phi_{\text{mur}} + \phi_{\text{porte}} + \phi_{\text{vitre}} + \phi_{\text{plancher}} \\ \phi_{\text{tr}} &= 189.54 + 371.45 + 47.32 + 429.94 + 563.64 \\ \phi_{\text{tr}} &= 1601.89 \text{ W} = 1.60 \text{ kW} \end{aligned}$$

B. Les apports de chaleur par ensoleillement

Ils sont dus à l'intensité du flux solaire qui atteint la surface vitrée, et dépendent des facteurs suivant :

- ✓ La situation géographique du bâtiment (latitude) ;
- ✓ Moment considéré (heur et mois) ;
- ✓ L'orientation de la surface vitrée.

Ces apports s'expriment par [12] :

$$\phi_s = F_s \times K_1 \times K_2 \times S_v \times G_v \quad (3.8)$$

Pour réduire le cout de climatisation, on est amené à installer des vitres antisolaires doubles vitrage (3 mm) et une lame d'air (5mm), avec une protection intérieur par des stores vénitiens claire, d'où le facteur solaire est 0.51, qui est le rapport du flux total transmis par le vitrage antisolaire et le flux transmis à travers un vitrage ordinaire.[11]

Pour le calcul on prend en considération la moyenne du flux sur les vitrages pour trois mois (période estival) et suivant l'orientation Est ou Sud des vitres. Les coefficients K_1 et K_2 sont respectivement 1 (cadre en bois) et 0,92.

G_v : moyenne d'ensoleillement sur les vitres. (Annexe 3)

- Pour une orientation verticale Sud $G_v = 136.49 \text{ w/m}^2$
- Pour une orientation verticale Est $G_v = 99.66 \text{ w/m}^2$

On a deux vitres la première de surface 13.66 m^2 orientée vers le sud, et la deuxième de 3.416 m^2 orientée vers le nord.

$$\phi_{se} = 0.51 \times 1 \times 0.92 \times 3.416 \times 99.66 = 159.73$$

$$\phi_{ss} = 0.51 \times 1 \times 0.92 \times 13.66 \times 136.49 = 874.80$$

$$\phi_s = 159.73 + 874.80 = 1034.53 \text{ w} = 1.03 \text{ KW}$$

Donc les apports externes :

$$A_{\text{ext}} = \phi_{\text{tr}} + \phi_s = 1601.89 + 1034.53 = 2636.42 \text{ W} \quad (3.9)$$

Alors le flux total estival est :

$$\Phi_f = \sum A_{\text{ext}} + \sum A_{\text{int}}$$

$$\Phi_f = 2636.42 + 3699 = 6135.42 \text{ W}$$

$$\Phi_f = 6.13 \text{ KW}$$

Le flux estival total ou la charge frigorifique est estimée à 6,13 kW, cette valeur doit être évacuée afin d'avoir une température de confort comprise entre 22C° à 26C° .

4. Bilan thermique hivernal

Le bilan thermique hivernal consiste à calculer toutes les déperditions de l'habitation, et elles sont égales au flux de chaleur sortant par transmission de chaleur à travers les parois et par renouvellement d'air. Selon la classification thermique des communes d'Algérie citée au DTR du ministère de l'Habitat, portant sur les zones climatiques, la région de Tizi Ouzou est classée dans la zone B (Annexe 4).

4.1. Température intérieure de base

La température intérieure de base est la température de l'air que l'on désire obtenir au centre de la pièce en absence de tout apport de chaleur autre que celui fourni par l'installation de chauffage. Sauf spécifications particulières, on prendra les valeurs suivantes de la température intérieure de base :

Immeuble d'habitation, maison individuelle	21°C
Pièce principale, pièce de service	
cage d'escalier chauffée, circulation chauffée en continu	18°C
Bureau chauffé en continu	21°C
Magasin chauffé en continu	21°C
Local artisanal chauffé en continu	21°C

Tableau (3.9) : Les températures intérieures de base [11]

4.2. Température extérieure de base

La température extérieure de base est une moyenne de températures minimales annuelles, par souci d'économie, une installation de chauffage n'est jamais calculée pour assurer le confort optimal pour la température la plus basse de tous les minimas annuels.

ZONE	Altitude (m)	T_{ext}
A	<300	6
	300 à 500	3
	500 à 1000	1
B	<500	2
	500 à 1000	1

Tableau (3.10) : les valeurs de la température extérieure de base. [11]

On utilise donc une température extérieure de référence, dite température extérieure de base. Elle est donnée en fonction de l'altitude et de la zone climatique où est implanté le bâtiment.

4.3. Charge calorifique

Les déperditions calorifiques sont égales au flux de chaleur sortant d'un local, ou d'un groupe de locaux, par transmission de chaleur à travers les parois et par renouvellement d'air, dans les conditions intérieures et extérieures de base. Elles s'expriment en watts (W), pour évaluer les calculs on a opté pour la méthode de carrier.

4.3.1. Les déperditions par transmission

Les déperditions par transmission sont le flux de chaleur perdue par la salle, par transmission à travers les parois. Il est calculé pour chaque surface de la pièce qui est en contact avec l'extérieur ou avec un autre local non chauffé. Il est donné sous la formule suivante :

$$\Phi_{tr} = K S \Delta T = K S (T_{ext} - T_{int}) \quad (3.10)$$

Les conditions de températures sont: $T_{ext} = 2C^{\circ}$, $T_{int} = 21C^{\circ}$

$$\Phi_{tr} = \Phi_{mur} + \Phi_{porte} + \Phi_{dalle} + \Phi_{vitre} + \Phi_{planché} \quad (3.11)$$

Le coefficient de transmission surfacique K pour les murs de la salle est donné sur le tableau suivant :

Les parois d'échange	La surface S (m ²)	K (w/m ² C ^o)	K.S	ΔT
Mur ext	10.03	1.718	17.23	19
Mur int	23.69	2.241	53.08	3
Plancher	37	1.66	61.42	3
Porte	3.38	2	6.76	3
Vitre	17.08	3	51.24	19

Tableau (3.11) : La conductivité thermique des constituants des parois

$$\Phi_{mur\ ext} = K S \Delta T = K S (T_{ext} - T_{int}) = 327.39\ W$$

$$\Phi_{mur\ int} = 159.26\ W$$

$$\Phi_{\text{plancher}} = 184.26\text{W}$$

$$\Phi_{\text{port}} = 22.28\text{W}$$

$$\Phi_{\text{vitre}} = 973.56\text{W}$$

Alors:

$$\phi_{\text{tr}} = \phi_{\text{mur}} + \phi_{\text{porte}} + \phi_{\text{vitre}} + \phi_{\text{plancher}}$$

$$\phi_{\text{tr}} = 327.39 + 159.26 + 22.28 + 973.56 + 184.26$$

$$\phi_{\text{tr}} = 1666.75 \text{ w} = 1.66 \text{ kW}$$

4.3.2. Les déperditions par renouvellement d'air

Les infiltrations causées par la différence entre la quantité de chaleur apportée par l'air qui pénètre dans le local et la quantité de chaleur apportée par l'air à sa sorti, sont appelées les déperditions par renouvellement d'air.

Le renouvellement de l'air élimine les polluants, et rapport de l'air oxygéné, mais il entraine aussi une déperdition calorifique donné par la formule suivante : [11]

$$\Phi_{\text{ra}} = 0.34 \times N \times V_h (T_{\text{int}} - T_{\text{ext}}) \quad (3.12)$$

N : le taux horaire de renouvellement de l'air du volume V_h il est à 0.5 h^{-1} (Annexe 5).

0.34 : chaleur volumique de l'air.

$$\Phi_{\text{ra}} = 0.34 \times 0.5 \times 157.99 (21 - 2) = 510.30\text{W}$$

4.3.3. Les ponts thermiques

Les ponts thermique excitent même si il y a une bonne isolation à l'intérieur du local, comme approximation on chiffre ces pertes à 20 % de celles des parois (mur, vitre, toit, plancher). [11]

$$\phi_{\text{pt}} = 0.2 \phi_{\text{tr}} \quad (3.13)$$

$$= 0.2 \times 1666.75 = 333.35 \text{ W}$$

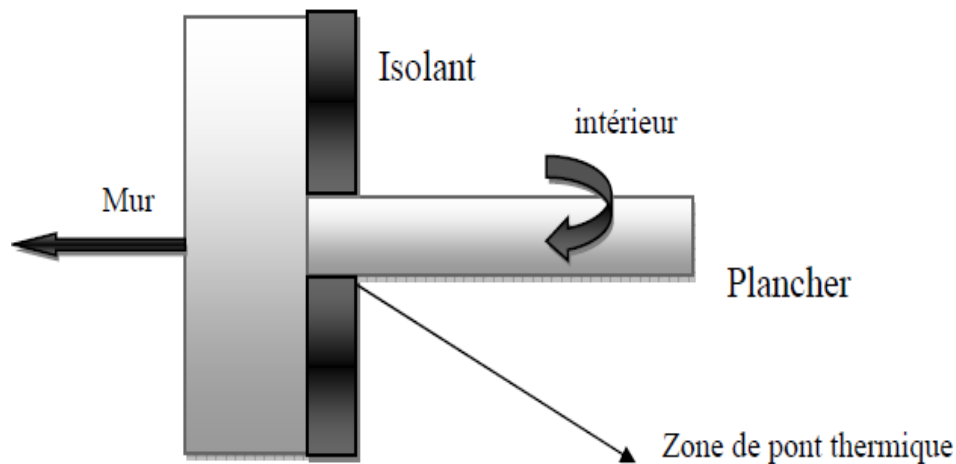


Figure (3.2) : pont thermique mur-plancher [2]

Les déperditions totales pour la période hivernale :

$$\phi_c = \phi_{tr} + \phi_{ra} + \phi_{pt} \quad (3.14)$$

$$= 1666.75 + 510.30 + 333.35 = 2510.4 \text{ W}$$

$$\phi_c = 2.51 \text{ kW}$$

Le flux hivernal total ou la charge calorifique est estimée à 2,51 kW, cette valeur est inférieure à celle de la période de climatisation.

5. Dimensionnement des composants

5.1. Introduction

Pour maintenir la température intérieure de la salle à 24°C°, il faut extraire les apports de chaleur (la charge frigorifique) calculés précédemment. Pour ce faire, on doit déterminer la surface d'échange nécessaire de l'évaporateur et du condenseur, et l'étape à suivre sera décrite dans ce qui suit, ainsi selon la charge frigorifique, on détermine le compresseur nécessaire pour notre climatiseur.

5.2. L'évaporateur

Les évaporateurs sont des échangeurs thermiques, ils assurent le passage du flux entre le fluide frigorigène (FF) et le fluide à refroidir. Ce dernier refroidit tandis que Le FF

absorbe la chaleur et se vaporise, et cela se fait entre la température du milieu (salle) et la température de vaporisation du fluide frigorigène.

Le mode de transmission de chaleur se fait par :

- Convection naturelle ou forcée à l'aide d'un ventilateur ;
- Conduction à travers la paroi métallique du tube.

Le flux à évacuer est donné par la relation suivante :

$$\Phi_{ev} = h_{ev} S_{ev} \Delta T = h_{ev} S_{ev} (T_{int} - T_{ev}) \quad (3.15)$$

h_{ev} : Le coefficient d'échange convectif ($w/m^2 \text{ } ^\circ C$), à déterminer par un programme de calcul, il est estimé entre 25 à 40 $w/m^2 \text{ } ^\circ C$. [13]

D'où la surface de l'évaporateur sera déterminée par la relation suivante :

$$S_{ev} = \frac{\Phi_{ev}}{h_{ev} (T_{int} - T_{ev})} \quad (3.16)$$

Φ_{ev} : La charge frigorifique du local déjà calculé par le bilan estival.

T_{ev} : La température d'évaporation du fluide frigorigène.

T_{int} : La température intérieure du local qui est 24 °.

5.3. Le condenseur

Dans une installation frigorifique, le condenseur sert à assurer le passage du flux thermique du fluide frigorigène au milieu ambiant extérieur. Ainsi, il faut refroidir le condenseur au moyen d'un fluide extérieur qui est ; soit de l'air ou de l'eau, soit les deux à la fois. Leur classification est selon la nature du médium de condensation. On y trouve des condenseurs à air et des condenseurs à eau.

La quantité de chaleur à dissiper au condenseur est la somme de chaleur absorbée par l'évaporateur et l'équivalent calorifique produit par le compresseur en utilisant le diagramme enthalpique (Annexe 6) du fluide frigorigène pour l'application suivante :

$$\dot{m} = \frac{\Phi_f}{h_2 - h_1} \quad [\text{kg/s}] \quad (3.17)$$

Et pour trouver l'équivalent calorifique du compresseur on a :

$$\Phi_{\text{comp}} = \dot{m} (H_3 - H_2) \quad (3.18)$$

Finalement la chaleur dissipée au condenseur est:

$$\Phi_c = \Phi_f + \Phi_{\text{comp}} \quad (3.19)$$

Donc le condenseur doit être dimensionné pour évacuer Φ_c . Cette puissance thermique est échangée entre le fluide frigorigène et le fluide caloporteur (air), elle est donnée par la relation suivante:

$$\Phi_c = h_c S_c \Delta T = h_c S_c (T_c - T_{\text{ext}}) \quad (3.20)$$

h_c : Le coefficient d'échange convectif ($\text{w/m}^2 \text{C}^\circ$), à déterminer par un programme de calcul, il est estimé entre 20 à 30 $\text{w/m}^2 \text{C}^\circ$. [13]

D'où la surface du condenseur sera trouvée par la relation suivante

$$S_c = \frac{\Phi_c}{h_c (T_c - T_{\text{ext}})} \quad (3.21)$$

5.4. L'organe de détente

Les détendeurs sont destinés à l'alimentation des évaporateurs en fluide frigorigène. Ils constituent la séparation entre la partie haute pression (HP) et la partie basse pression (BP) du circuit frigorifique. Une autre fonction essentielle du détendeur est de réduire la pression du fluide frigorigène à la sortie du condenseur jusqu'à la pression à l'entrée d'évaporateur.

Le fluide entre à l'état liquide, il subit une chute de pression et se vaporise partiellement. Les détendeurs rencontrés sur les climatiseurs sont soit un tube capillaire, soit un détendeur thermostatique. Certains appareils sont équipés d'un détendeur électronique.

Les dispositifs alimentant les évaporateurs à détente sèche sont les détendeurs. Quant aux autres dispositifs, il s'agit de systèmes de détection de niveau.

Le tube capillaire est l'organe de détente le plus répandu, en raison de sa simplicité et de son coût réduit, il est en cuivre de longueur variable (de 1 à 7 m) et d'un diamètre intérieur variable généralement de 0.6 à 4 mm. Ses dimensions sont déterminées expérimentalement.

5.5. Le compresseur

Le compresseur est le fournisseur d'énergie au fluide pour lui permettre de passer de la basse pression à la haute pression puis le rejeter dans le condenseur. De nombreux types de compresseurs sont utilisés selon l'application et le niveau de performance souhaité. Les compresseurs frigorifiques sont répartis en fonction de leur puissance, en trois classes :

- Compresseurs ménagers,
- Compresseurs commerciaux,
- Compresseurs industriels.

On peut les classer aussi en deux grandes familles :

- Les compresseurs volumétriques ;
- Les compresseurs dynamiques.

Les compresseurs volumétriques augmentent la pression du gaz en réduisant le volume du fluide dans la chambre de compression à l'aide du travail fourni au mécanisme du compresseur. Ils sont presque les seuls généralement utilisés. On distingue les compresseurs alternatifs à piston et les compresseurs rotatifs. Ces deux types de machines sont actuellement construits sous une des formes suivantes :

- les moto-compresseurs hermétiques,
- les compresseurs ouverts,
- les moto- compresseurs semi hermétiques ou semi ouverts ou accessibles.

Le règlement (CE) N° 2037/2000 du parlement européen et du conseil interdit à partir de 1 janvier 2010 l'utilisation de tous les HCFC (chlorofluorocarbone partiellement halogénés) à cause de leur effet destructeur sur la couche d'ozone, il s'agit surtout du R22 et de tous les mélanges qui le contient par exemple : R-401A , R-402A , R-408A , R-409A. Et pour la climatisation le R22 peut être remplacé par le R-407C ou le R-410A qui a été choisi pour ce projet.

Le choix du compresseur est obtenu en utilisant un logiciel nommée SELECT 3, on introduit la charge frigorifique et le fluide frigorigène (R410A), pour avoir toutes les caractéristiques du compresseur à utiliser, d'où on a : [14]

- Moteur scroll climatisation ;
- Le fluide utilisé est le R-410 A ;

- Puissance frigorifique 6.24 KW ;
- Consommation électrique 1.8 KW ;
- Débit massique du fluide 42.53 g/s ;
- COP est 3,47.

6. Conclusion

On a présenté un bilan thermique annuel de la salle de lecture, puis on a décrit une méthode de dimensionnement des échangeurs de chaleurs, ainsi on a choisi le compresseur équivalent qui assure une puissance électrique de 1.8 KW qu'on utilisera dans le chapitre suivant pour dimensionner le système photovoltaïque de cette installation.

Chapitre IV

Etude technico-économique

1. Introduction

La conception et le dimensionnement d'un champ photovoltaïque précis est en réalité un processus relativement complexe car il y a de nombreux paramètres à prendre en considération, une certaine dose d'impondérable (la météorologie), et surtout de multiples interactions entre les choix. Par exemple, les consommations du régulateur de charge, de l'onduleur, de la batterie, doivent être ajoutées à celle des récepteurs pour définir la consommation totale du système. Or, le choix de ces paramètres dépend de la taille du champ photovoltaïque, lui-même déterminé par la consommation. Donc la conception d'un système photovoltaïque est le résultat d'une optimisation réalisée par itérations.

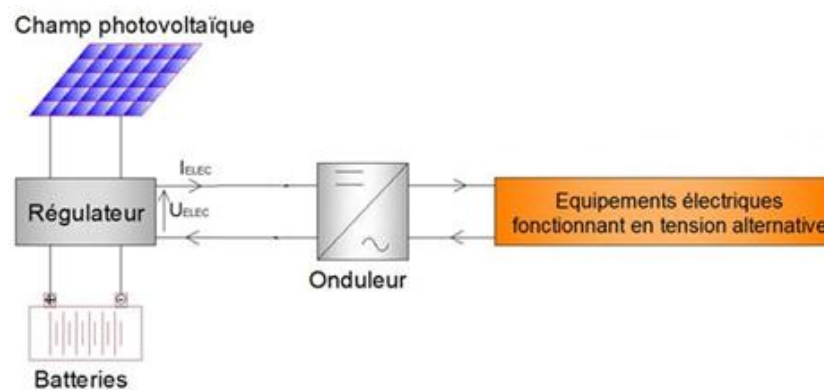


Figure (4.1) : Schéma d'une installation photovoltaïque.

Les étapes suivantes résument les démarches à suivre pour concevoir un système photovoltaïque autonome (figure 4.2): [1]

- Détermination des besoins de l'utilisateur : tension, puissance des appareils et durée d'utilisation ;
- Estimation de l'énergie solaire récupérable à partir des données fournis par le centre météorologique ;
- Définition des modules photovoltaïques : tension de fonctionnement, technologie et la puissance totale ;
- Le calcul de la capacité de la batterie ;
- Choix d'un régulateur et de l'onduleur ;
- Détermination des accessoires de câblage, des sections de câbles...
- Le coût du système.

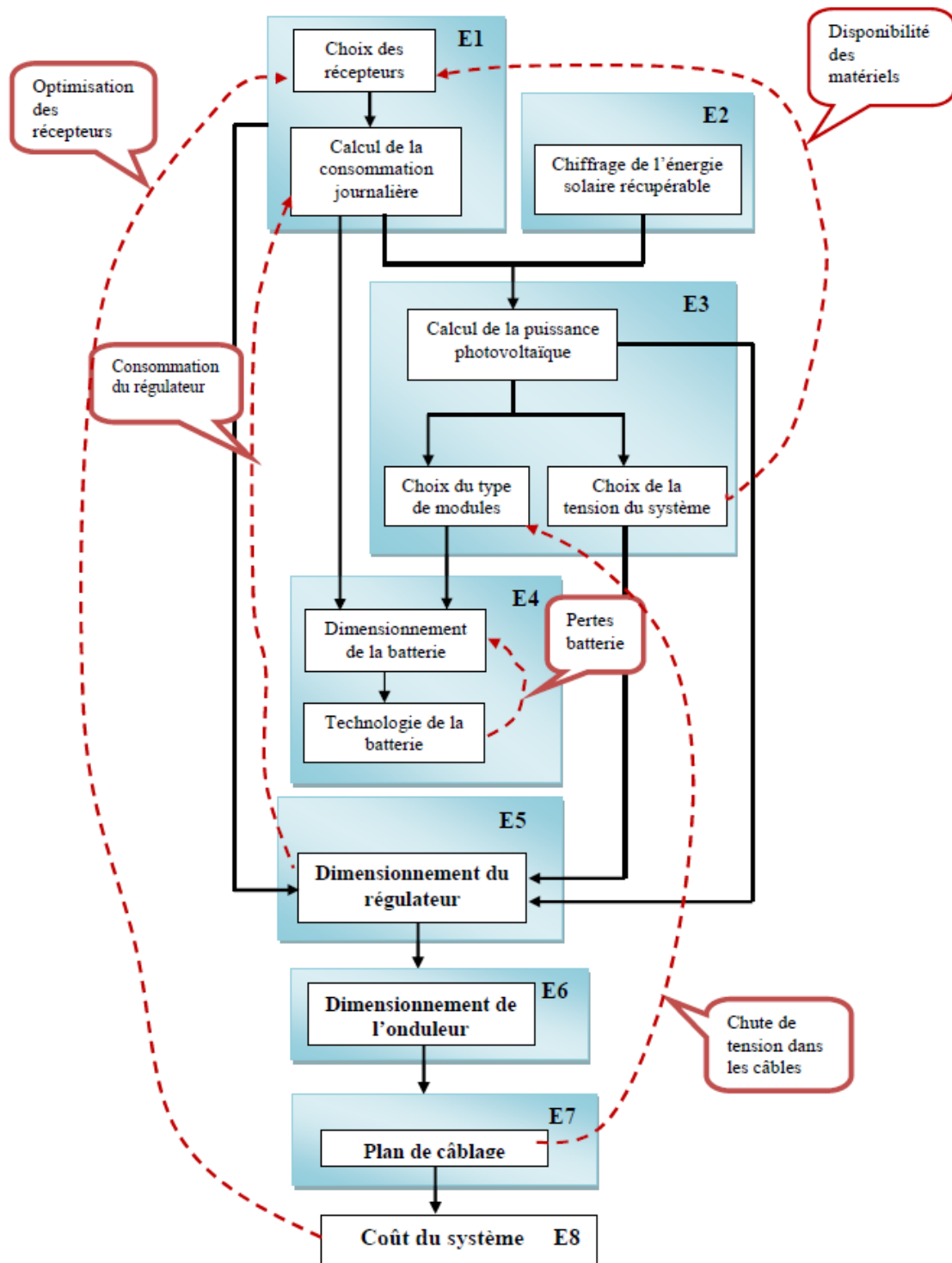


Figure (4.2) : Diagramme simplifié du dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome. [1]

2. Evaluation du besoin en énergie électrique

Une évaluation des besoins en énergie doit être faite pour un bon dimensionnement d'une installation photovoltaïque, et toute exigence supplémentaire peut provoquer une augmentation de la puissance : plus de panneaux, plus de batteries.

- La puissance est une donnée instantanée.
- L'énergie c'est une donnée intégrée sur une période de temps.

Ces deux grandeurs sont reliées par le temps. L'énergie est le produit de la puissance par le temps :

$$E_c = P \cdot t \quad (4.1)$$

Cette relation permet de calculer la consommation journalière en énergie, qui est le produit de la puissance consommée par le temps d'utilisation. En effet, comme un système photovoltaïque fournit son énergie le jour, il est naturel de prendre la période de 24 heures comme unité de temps.

Comme nous l'avons déjà déterminé dans le Chapitre 3, notre machine réceptrice est un climatiseur, le fluide frigorigère est le R410A.

Pour la période de climatisation ou de chauffage, on estime la durée de fonction à

$t = 8$ h/jour, vu que la salle de lecture s'ouvre de 8 heures à 16 heures.

$$E_c = P_e \times t = 1.8 \times 8 = 14.4 \text{ kwh/j}$$

3. Estimation de l'énergie solaire récupérable

On dispose de nombreuses données statistiques de rayonnement solaire délivré par les stations météorologiques. Ce sont ces données, globales sur une journée, qui servent la plupart du temps au dimensionnement d'un système photovoltaïque. Ou bien on doit disposer de la fraction d'insolation σ déjà donnée par l'équation (2.14) afin de calculer le rayonnement global G . Pour un dimensionnement plus rapide, on se servira de la valeur la plus faible de la période de fonctionnement de l'application G_{\min} , celle-ci dépend du lieu géographique, l'orientation et l'inclinaison du champ photovoltaïque. Pour cela, nous allons utiliser logiciel CALSOL, développé par INES qui permet de fournir une estimation sur l'irradiation totale journalière. (Annexe 7)

La zone étudiée se trouve dans la ville de Tizi ousou qui a les coordonnées géographiques suivantes :

Albedo = 0.2 ($0.15 < a < 0.25$ ciment, pierre) ;

Ongle d'inclinaison $\beta = 45^\circ$; $\varphi = 36^\circ 42'$

Orientation plein sud $\delta = 0^\circ$.

3.1. Période estivale

Les résultats obtenus sont présentés sur les tableaux 1 et 2, avec des diagrammes des irradiations reçues sur les surfaces horizontales et inclinées pendant la période estivale.

Irradiation kWh/m ² . jour	Avril	Mai	Juin	Juillet	Aout	Septembre
G(0,0)	5.43	6.55	7.24	7.36	6.17	4.9
I(0,0)	3.19	4.04	4.69	5.01	3.91	3.06
D(0,0)	2.24	2.51	2.55	2.35	2.26	1.84

Tableau (4.1): Les valeurs des différentes irradiations sur un plan horizontal pendant la période estivale.

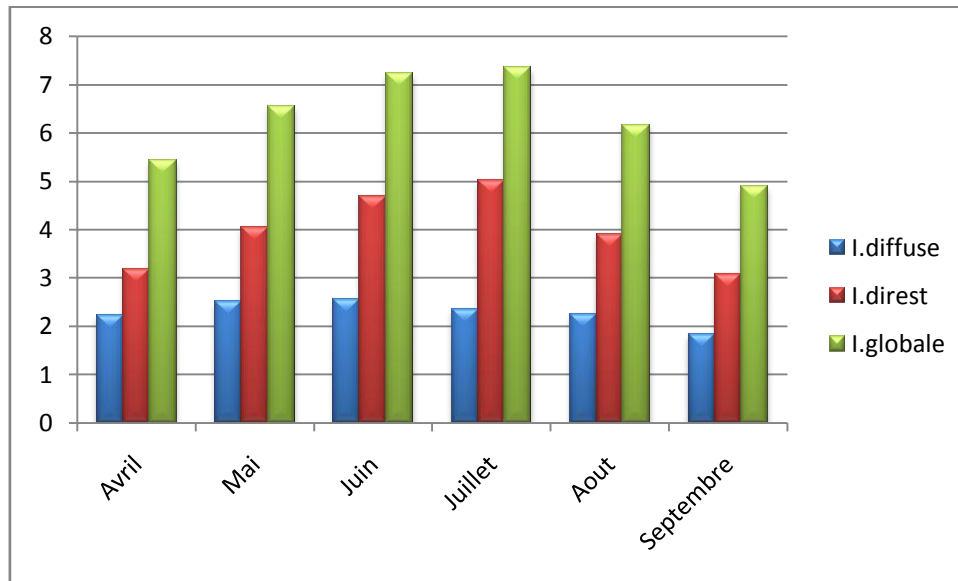


Figure (4.3) : Histogramme des irradiations reçues sur une surface horizontale pendant la période estivale.

Irradiation kWh/m ² . jour	Avril	Mai	Juin	Juillet	Aout	Septembre
I(45,0)	3.49	3.61	3.79	4.21	3.88	3.9
D(45,0)	1.91	2.15	2.18	2.01	1.93	1.57
R(45,0)	0.16	0.19	0.21	0.22	0.18	0.14
G(45,0)	5.56	5.94	6.19	6.44	5.99	5.61

Tableau (4.2) : Les valeurs des différentes irradiations reçues sur un plan incliné pendant la période estivale.

Les résultats sont indiqués dans le deuxième tableau. Ce qui nous intéresse est l'irradiation totale journalière reçue par le champ photovoltaïque, en kWh/m².jour. Il convient ensuite d'identifier le mois correspondant à l'irradiation minimale. Ici, il s'agit du mois de septembre avec une irradiation journalière de 5.61 kWh/m².jour. Ainsi, dans le cadre du calcul de la puissance crête, $G_{\min} = 5.61$ kWh/m².jour.

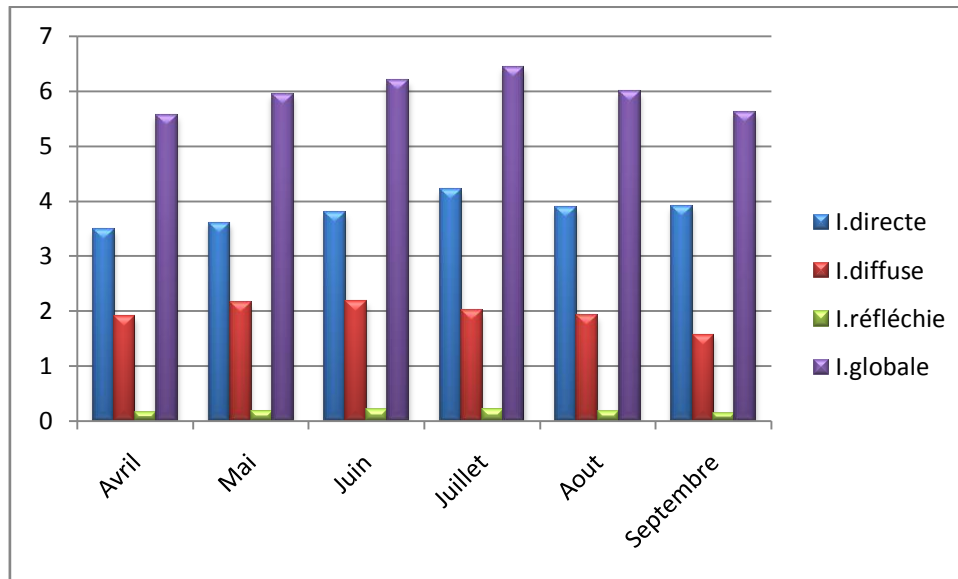


Figure (4.3) : Histogramme des irradiations reçues sur une surface inclinée pendant la période estivale.

3.2. Période hivernale

Les résultats obtenus sont présentés sur les tableaux 3 et 4, avec des diagrammes des irradiations reçues sur les surfaces horizontales et inclinées pendant la période d'hiver.

Irradiation kWh/m ² . jour	oct.	nov.	déc.	jan	fév.	mars
G(0,0)	3.38	2	1.54	1.91	2.55	3.96
I(0,0)	1.98	0.94	0.67	0.95	1.21	2.18
D(0,0)	1.4	1.06	0.87	0.96	1.34	1.78

Tableau (4.3) : Les valeurs des différentes irradiations sur un plan horizontal pendant la période hivernale.

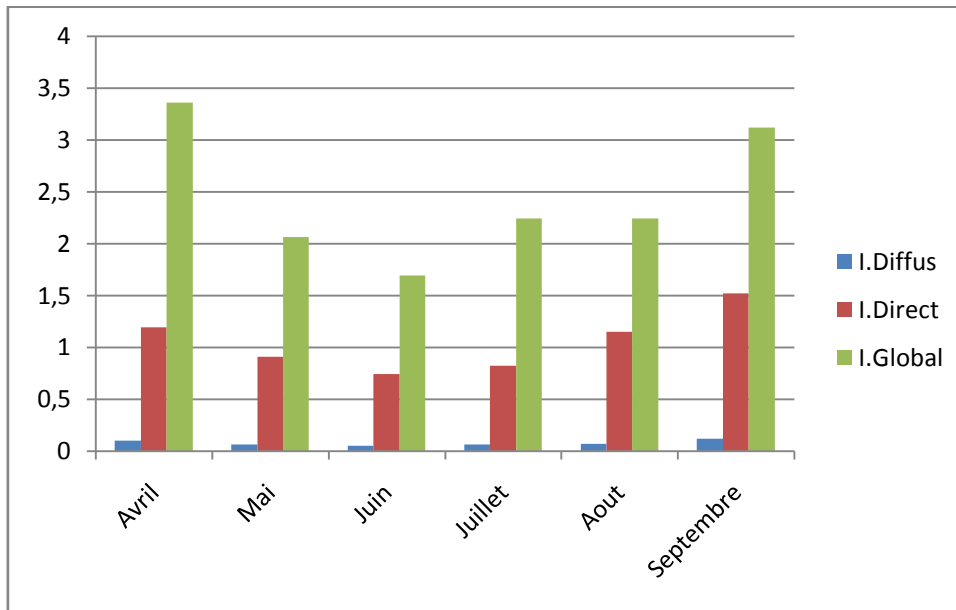


Figure (4.5) : Histogramme des irradiations reçues sur une surface horizontale pendant la période hivernale.

Irradiation kWh/m ² . jour	oct.	nov.	déc.	jan	fév.	mars
I(45,0)	3.36	2.06	1.69	2.24	2.24	3.12
D(45,0)	1.19	0.91	0.74	0.82	1.15	1.52
R(45,0)	0.1	0.06	0.05	0.06	0.07	0.12
G(45,0)	4.65	3.02	2.48	3.11	3.46	4.76

Tableau (4.4) : Les valeurs des différentes irradiations reçues sur un plan incliné pendant la période hivernale.

Le mois correspondant à l'irradiation minimale est le mois de Décembre avec une irradiation journalière de 2.48 kWh/m².jour.

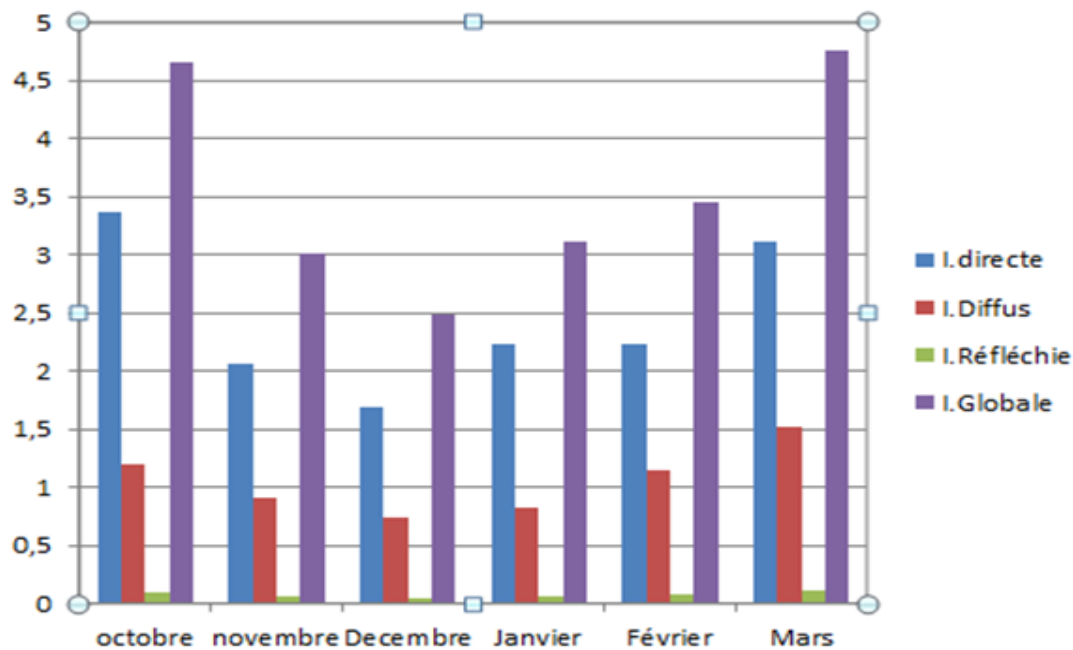


Figure (4.6) : Histogramme des irradiations reçues sur une surface inclinée pendant la période hivernale.

4. Dimensionnement du panneau photovoltaïque

4.1. La puissance crête

La puissance crête est une donnée normative appliquée aux cellules photovoltaïques. Elle correspond à la puissance qui peut délivrer dans les conditions standards d'ensoleillement (1k W/m^2), et de température 25°C .

En pratique, la puissance d'un capteur installé dans un site n'atteint jamais la puissance crête à cause de la variation d'ensoleillement, de l'orientation et de sa température.

$$P_c = P_{cu} \times N \quad (4.2)$$

4.2. La production électrique d'un module

L'énergie photovoltaïque à produire est l'énergie que doit fournir l'ensemble des panneaux photovoltaïques pour couvrir le besoin en énergie électrique, quelque soient les conditions cette production électrique potentielle de l'installation autonome s'écrit de la façon suivante : [15]

$$E_p = \frac{P_c}{E_{nom}} \times G_{min} \times PR \quad (4.3)$$

Avec :

- E_p est l'énergie électrique journalière potentiellement produite par l'installation photovoltaïque, exprimée en kWh/jour.
- P_c est la puissance crête du champ photovoltaïque.
- E_{nom} est la puissance radiative dans la condition standard de test (conditions STC), exprimée en kW/m². Donc, $E_{nom} = 1 \text{ kW/m}^2$.
- G_{min} est l'irradiation solaire journalière reçue par une surface unitaire (1 m²) du champ photovoltaïque, en prenant en compte l'orientation et l'inclinaison de celui-ci.
- PR est le ratio de performance de l'installation photovoltaïque, il remplace des valeurs en tenant compte des facteurs suivants :
 - ✓ L'incertitude météorologique ;
 - ✓ L'inclinaison non corrigée des modules ;
 - ✓ La perte du rendement du module dans le temps (vieillessement et poussière) ;
 - ✓ Le rendement du régulateur, des batteries et de l'onduleur ;
 - ✓ Les pertes dans les câbles et connexions...etc.

Ainsi, nous pouvons dresser un tableau général récapitulatif de la valeur du ratio de performance, en fonction de la ventilation des modules :

	Modules très peu ventilés	Modules peu ventilés	Modules ventilés	Modules bien ventilés
Ratio de performance PR	0.55	0.60	0.65	0.70

Tableau (4.5) : Valeur du Ratio de Performance PR d'une installation photovoltaïque autonome en fonction de la ventilation des modules. [15]

Notre but étant de calculer la puissance crête P_c de l'installation photovoltaïque, exprimons P_c en fonction des autres paramètres :

$$P_c = \frac{E_p \times E_{nom}}{G_{min} \times PR} \quad (4.4)$$

Période de climatisation :

$$P_c = \frac{14.4 \times 1}{5.61 \times 0.65} = 3.86 \text{ kWc}$$

Période de chauffage :

$$P_c = \frac{5.79 \times 1}{2.48 \times 0.65} = 3.59 \text{ kWc}$$

Il faudra donc installer une puissance photovoltaïque d'au moins 3,59kWc.

Le tableau (4.6) nous donne la tension adaptée la plupart du temps pour les différentes puissances du champ photovoltaïque.

Puissance du champ photovoltaïque	0 – 500 W _c	500 W _c – 2 kW _c	2 kW _c – 10 kW _c	> 10 kW _c
Tension recommandée	12 VDC	24 VDC	48 VDC	> 48 VDC

Tableau (4.6): Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques. [15]

La tension recommandée du champ photovoltaïque pour les deux périodes est 48 VDC.

Le module choisi pour notre étude est un module de type LUXOR monocristallin d'une puissance optimale de 190 W_c. Ils sont disponibles au niveau de la société ALENER (Chlef). Il présente les caractéristiques suivantes : (Annexe 8)

$$I_{opt} = 5.28 \text{ A}; \quad I_{cc} = 5.71 \text{ A}; \quad U_{opt} = 36.27 \text{ V}; \quad U_{co} = 43.81 \text{ V}.$$

- Nombre des panneaux :

Nous rappelons que le module à une puissance de 190 Wc soit :

$$\text{Nombre de modules} = \frac{P_c}{\text{puissance crête unitaire du module}} \quad (4.5)$$

Il faut arrondir le nombre de modules à la valeur entière supérieure, et parfois au nombre pair supérieur quand il faut les câbler deux à deux.

Pour notre cas d'étude, le nombre de modules est calculé :

$$\text{Nombre de modules} = \frac{3860}{190} = 20.31. \quad N = 22 \text{ modules.}$$

$$N_s = \frac{U}{U_{opt}} = \frac{48}{36.27} = 1.32 \quad (4.6)$$

$N_s = 2$ modules en série

$$N_p = \frac{N}{N_s} = \frac{22}{2} = 11 \quad (4.7)$$

$N_p = 11$ modules branché en parallèle

Donc pour avoir une tension de 48 V, il faudra 2 modules en série et 11 modules dans chaque branche pour la période d'été. Mais pour la période d'hiver on aura besoin de 20 modules dont 10 sont branchés en parallèle.

5. Dimensionnement de l'accumulateur

Les batteries solaires stockent l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques afin d'assurer l'alimentation électrique en toutes circonstances (jour ou nuit, ciel dégagé ou couvert).

Nous vous recommandons de bien vérifier le cycle (nombre de cycles complets de charge - décharge). Il indique la durée de vie de la batterie solaire. Les batteries solaires de qualité ont une durée de vie de plus de 500 cycles, soit de 7 ans jusqu'à 15 ans. [1]

Pour réaliser le dimensionnement des batteries, on procède de façon suivante :

- On calcule l'énergie consommée E_c par les différents récepteurs.
- On détermine le nombre de jours d'autonomie nécessaire X_i .
- On détermine la profondeur de décharge (D) acceptable pour le type de batterie,
- Le choix de la tension de la batterie utilisée est selon la puissance crête.

On calcule la capacité de stockage de la batterie en appliquant la formule : [15]

$$C_{10} > \frac{X_j \times E_c}{D \times U_{BATT}} \quad (4.8)$$

C_{10} : La capacité de la batterie en ampère-heure (Ah).

E_c : L'énergie consommée par jour (Wh/j).

D : La décharge maximale admissible (0,8 pour les batteries au plomb).

X_i : L'autonomie est estimée au minimum à 6h = 0.25 jour.

$$C_{10} = \frac{0.25 \times 14.4 \times 1000}{0.7 \times 48} = 107.14 \text{ Ah}$$

$$C_{10} = \frac{0.25 \times 5.79 \times 1000}{0.7 \times 48} = 43.08 \text{ Ah}$$

Ainsi, la capacité nominale C_{10} de la batterie doit être au moins de 107.14Ah en saison estivale ou de 43.08 Ah en saison d'hiver, donc la batterie choisie pour notre étude est RA 12-125F.

$$N_{bs} = \frac{U}{U_b} = \frac{48}{12} = 4 \quad (4.9)$$

$$N_{bs} \cong 4 \text{ batteries}$$

$$N_{bp} = \frac{C_u}{C_e} = \frac{107.14}{125} = 0.85 \quad (4.10)$$

$$N_{bp} \cong 1 \text{ branche}$$

Le parc batterie sera constitué de quatre accumulateurs de 12 V /125 Ah chacun, le système fonctionnant sous 48 V les accumulateurs seront couplés en série pour toute l'année.

6. Dimensionnement du régulateur

Le régulateur sert à augmenter la durée de vie des accumulateurs tout en atteignant les rendements les plus élevés possibles. Le rôle du régulateur dans une installation solaire est très important car le niveau de charge des batteries solaires ne doit être ni trop bas (pas en dessous de 40%) ni trop haut (ne pas dépasser 95%). Des charges trop faibles ou trop importantes non régulées détériorent les batteries et limitent leur durée de vie.

Il assure principalement les tâches suivantes :

- protection de l'accumulateur contre les décharges profondes.
- limitation de la tension de charge terminale (protection contre les surcharges).
- prévention de la décharge des batteries pendant la nuit dans les résistances internes du générateur photovoltaïque.

Le régulateur sera dimensionné d'après les paramètres suivants tension, courant : [15]

- Tension nominale : elle doit être celle du champ photovoltaïque.
- Courant d'entrée : c'est le courant de charge maximal que les modules sont susceptibles de débiter à un instant donné. Il doit être supporté sans problèmes par le régulateur. Pour estimer ce courant, le plus sûr est de prendre 1,5 fois le courant de fonctionnement des modules.

$$I = 1.5 \times N_s \times U_{co} \quad (4.11)$$

$$I = 1.5 \times 2 \times 43.81 = 131.43A.$$

Pour notre type de régulateur SPT- 4110, le courant de charge nominal doit être pris égal au courant de fonctionnement des modules sous 48 V, soit : (Annexe 9)

$$I_{opt} = 5.28 \text{ A} \quad \text{et} \quad I_{cc} = 5.71 \text{ A}.$$

- Courant du régulateur : $I_R = 5.28A \times 11 \text{ branches} = 58.8 \text{ A}$ Pour les 22 modules 190 W_C.
- Le courant maximal admissible en entrée : $I_{Rmax} = 5.71 \times 11 \text{ branches} = 62.81A$.

7. L'onduleur

Le choix d'onduleur repose sur trois critères :

- ✓ la compatibilité en puissance ;
- ✓ la compatibilité en tension ;
- ✓ la compatibilité en courant.

Faire coïncider la puissance du champ photovoltaïque avec celle de l'onduleur est la première chose qui il faut effectuer, donc à une tension de 48V et $T=40C^\circ$, la puissance du convertisseur et de 2200W > 1800W puissance du récepteur (voir annexe 10).

La tension maximale du générateur ne doit jamais atteindre la tension maximale autorisée sur l'onduleur (les surtensions détruiraient inévitablement l'onduleur).

8. Le cout d'installation

Le tableau (4.7) est le devis estimatif des principaux composants de l'installation photovoltaïque qu'on a dimensionnée (consulter les tarifs donnés en annexe 10).

Désignation	Nombre	Prix unitaire DA	Sous total DA
Panneaux Photovoltaïques 190Wc	22	16.700,00	352.000,00
Accumulateurs 125Ah	04	21.000,00	84.000,00
Régulateur	01	20.000,00	20.000,00
Onduleur 3000VA	01	16.300,00	16.300,00
Prix total (Hors Taxes)			472.300,00 DA
Prix TTC (TVA 17%)			80.291,00 DA
Prix total TTC (TVA 17%)			552.591,00 DA

Tableau (4.7) : Le cout d'installation du système photovoltaïque.

L'estimation du cout de la consommation annuel minimale est donnée par :

$$C_1 = P_A \times C_u = 5270.4 \times 4.179 = 22025 \text{ DA} \quad (4.12)$$

Le taux de revenu d'investissement est le nombre d'années nécessaire pour rembourser nos investissements et au delà de cette période, le gain d'énergie électrique sera gratuite, il est estimé à cette valeur :

$$v = \frac{C_T}{C_1} = \frac{552.591,00 \text{ DA}}{22025 \text{ DA}} = 25 \quad (4.13)$$

Donc après 25 ans au maximum on remboursera tous l'investissement photovoltaïque

9. Calcul de prix kilowattheure solaire

L'énergie journalière produite par l'installation est :

$$E_p = \frac{P_c}{E_{nom}} \times G_{min} \times PR \times N = \frac{190}{1000} \times 2480 \times 0.65 \times 22 = 6738.16 \text{ Wh/j}$$

L'énergie fourni par an est : $6738.16 \times 365 = 2459428.4 \text{ Wh/an}$.

L'énergie produite sur une période de 25 ans est :

$$2459428.4 \times 25 = 61485710 \text{ Wh/25 ans}$$

= 61485.71 KWh/ 25 ans.

Le prix de 1kwh solaire est :

$$\frac{552.591,00\text{DA}}{61485.71} = 8.987\text{DA}$$

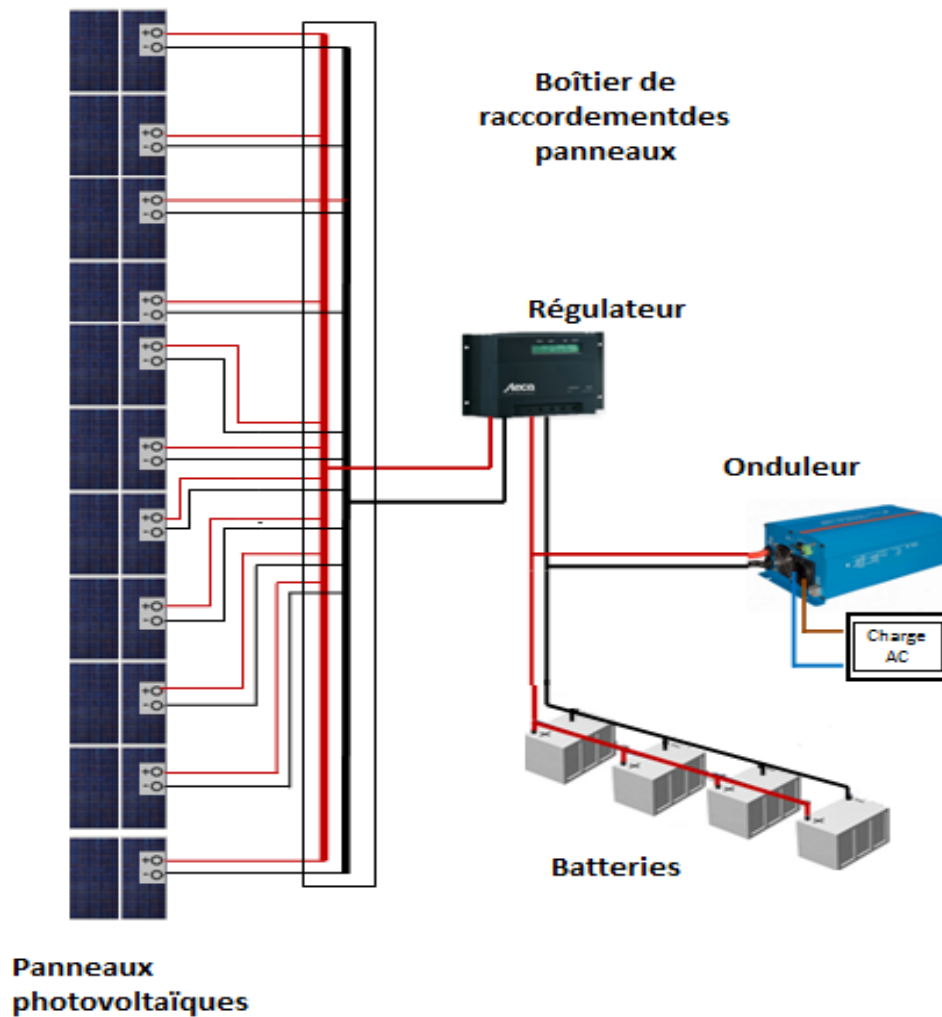


Figure (4.7) : Schéma de l'installation photovoltaïque.

Les résultats du dimensionnement du système photovoltaïque sont cités dans le tableau ci dessous qui résume tous les équipements dont on a besoin ainsi que leurs puissances.

Elément du système photovoltaïque		La valeur	
Panneaux	Puissance crête P_c (W _c)	4180	
	Inclinaison θ (°)	45	
	Nombre des modules	Série	2
		parallèle	11
Capacité des Batteries	C (Ah)	500	
Puissance max de l'onduleur	P_{mo} (W)	2200	
Courant du régulateur	I_R (A)	58.80	
Cout d'installation	C_T (DA)	552.591,00DA.	

Tableau (4.8) : Récapitulatif du dimensionnement du système photovoltaïque.

10. Conclusion

On a dimensionné une installation photovoltaïque, puis on a estimé le taux de retour d'investissement, et pour conclure cette étude économique, une estimation du coût du kilowattheure solaire a été effectuée afin de la comparer à celle de l'énergie traditionnelle, d'où on remarque que le KWh solaire est cher (pris double), estimé à 8.987 DA devant l'électricité de la Sonelgaz qui est de 4.179 DA.

Conclusion générale

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

A l'issue de l'étude que nous venons de présenter, nous avons mis en œuvre nos connaissances théorique afin de dimensionner le système photovoltaïque qui pourra répondre au besoin journalier de notre application.

Le site d'implantation (la ville de TIZI-OUZOU) est caractérisé par un climat tempéré et d'un fort ensoleillement durant la période estivale. Ceci favorise un gain énergétique important durant cette période. Par conséquent, la possibilité d'une exploitation de cette énergie solaire permet de garantir continuellement l'alimentation en énergie électriques pour diverses applications dans le reste du pavillon.

En tenant compte de ces caractéristiques climatique, nous avons pu réaliser un dimensionnement acceptable. Ce dernier porte environ 22 modules, 4 batteries, avec un système de conversion du courant continu en courant alternative, mais un cout d'investissement relativement élevé qui est estimé à 552.591,00 DA. Notons que le cout d'investissement est remboursable durant 25 ans.

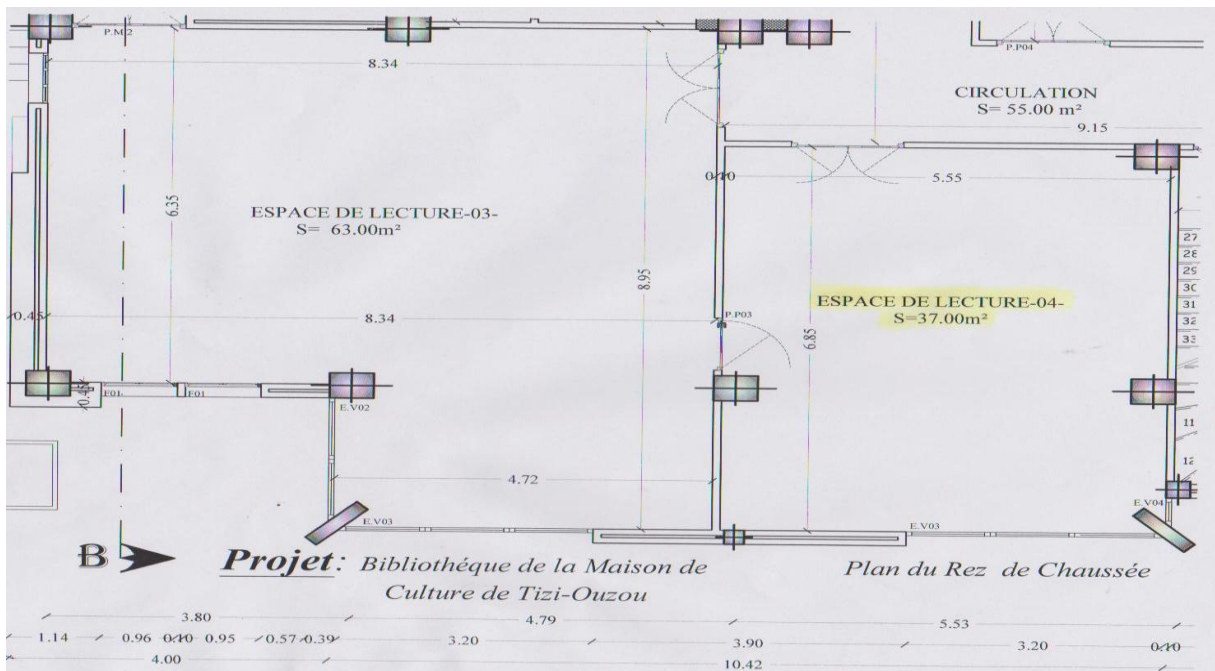
Après avoir estimé le coût du kWh solaire et le comparé aux prix du kWh issu d'énergies traditionnelles (électrique), le résultat nous montre que ce coût est relativement cher et non rentable comparé aux autre ressources disponibles. Cependant, dans le cas ou l'état subventionne le projet, le coût sera à la baisse.

Annexes

Annexe

ANNEXE 1

Le plan de la salle



ANNEXE 2

Les conditions intérieures de base (été) [10]

APPLICATION	Niveau de confort amélioré		Niveau de confort normal		
	Température sèche (°C)	Humidité relative (%)	Température sèche (°C)	Humidité relative (%)	Accroissement toléré de la température (°C)
Séjour de longue durée Logement, hôtel, bureaux, hôpital, école, etc.	24	45	27	50	2
Séjour de courte durée Magasin, banque, bureaux de poste, salon de coiffure, etc.	24	45	27	50	2
Séjour de durée limitée avec gains latents importants Amphithéâtre, salle de spectacle, lieu de culte, salle de restauration, cuisine, etc.	24	50	27	60	1

Annexe

ANNEXE 3

Moyenne d'ensoleillement suivant l'orientation vertical sud [16]

MOIS	TOTAL JOURNEE (G/Vitrage) Wh/m ²	MOYENNE (G/Vitrage) W/m ²
AVRIL	2222	185,16
MAI	1666	138,83
JUIN	1390	115,83
JUILLET	1492	124,33
AOUT	2032	169,33
SEPTEMBRE	2832	236
TOTAL	11634	969,48
MOYENNE GENERALE	1939	161,58

Moyenne d'ensoleillement suivant l'orientation vertical est [16]

MOIS	TOTAL JOURNEE (G/Vitrage) Wh/m ²	MOYENNE (G/Vitrage) W/m ²
AVRIL	942	78,5
MAI	1180	98,33
JUIN	1364	113,66
JUILLET	1258	104,83
AOUT	966	80,5
SEPTEMBRE	770	64,17
TOTAL	6480	539,99
MOYENNE GENERALE	1080	90

Annexe

ANNEXE 4

ZONAGE CLIMATIQUE [11]

Wilaya	Communes	Z o n e
15 TIZI OUZOU	Groupe de Communes 1 : Aghrib - Aït Chaffa - Akerrou - Azzefoun Iflissen - Mizrana - Tizirt - Zekri Groupe de Communes 2 : Toutes les communes autres que celles figurant au groupe de communes 1.	A B
16 ALGER	Toutes les communes	A
17 DJELFA	Groupe de Communes 1 : Amoura - Deldoul - Guettara - Oum El Adam - Seb Rahal - Selmana Groupe de Communes 2 : Toutes les communes autres	D C

ANNEXE 5

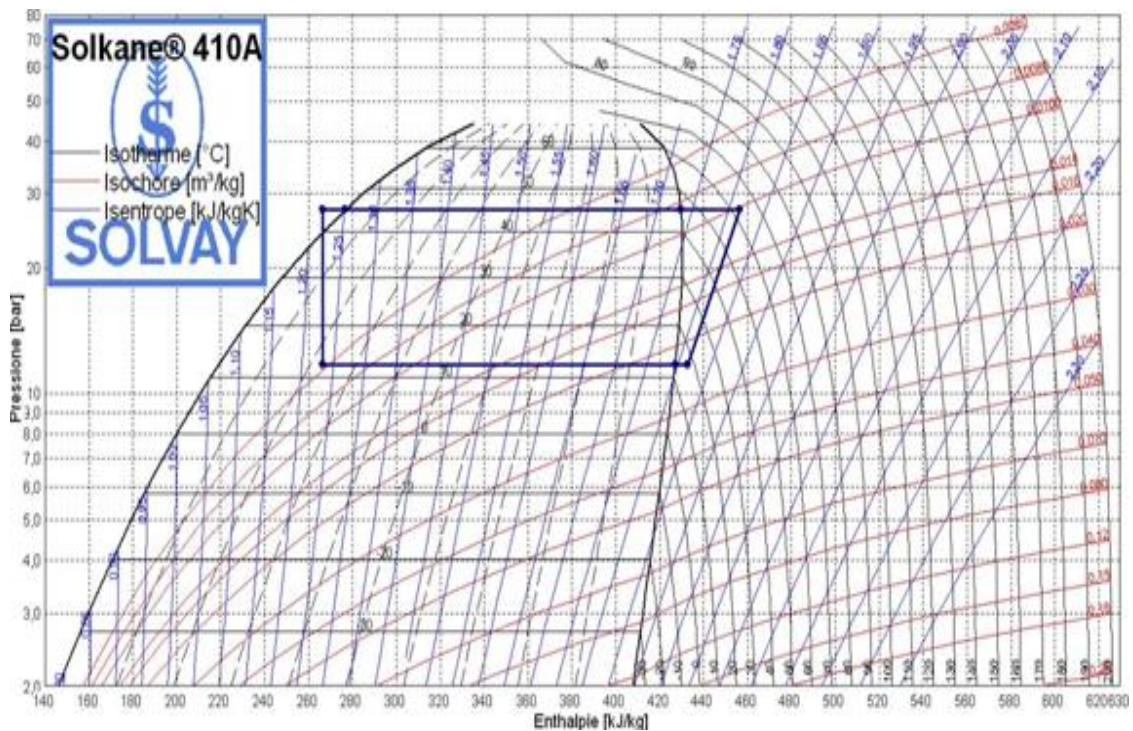
Le taux horaire de renouvellement d'air du volume V du local [10]

Dépendances	N (en h ¹)
Maison individuelle, toutes dépendances (caves, garage, cellier, ...)	0,5
Immeuble collectif d'habitation	
- Circulation commune	
⊞ sans ouverture directe sur l'extérieur	0,5
⊞ avec ouverture directe sur l'extérieur	2
⊞ avec bouche ou gaine de désenfumage ouverte en permanence	4
- Hall d'entrée	4
- Garage collectif	1
- Autres dépendances	0,5

Annexe

ANNEXE 6

Diagramme enthalpique du R410-A.



ANNEXE 7

Irradiation sur un plan horizontal en KWh/m² .jour.

Irradiation :	jan	fév	mars	avr	Mai	juin	juil	août	sep	oct	nov	déc	année
Globale (IGH)	1.91	2.55	3.96	5.43	6.55	7.24	7.36	6.17	4.9	3.38	2	1.54	4.43
Directe (IBH)	0.95	1.21	2.18	3.19	4.04	4.69	5.01	3.91	3.06	1.98	0.94	0.67	2.66
Diffuse (IDH)	0.96	1.34	1.78	2.24	2.51	2.55	2.35	2.26	1.84	1.4	1.06	0.87	1.77

Irradiation sur un plan d'inclinaison 45° et d'orientation 0°.

Irradiation :	jan	fév	mars	avr	Mai	juin	juil	août	sep	oct	nov	déc	année
Directe (IBP)	2.24	2.24	3.12	3.49	3.61	3.79	4.21	3.88	3.9	3.36	2.06	1.69	3.14
Diffuse (IDP)	0.82	1.15	1.52	1.91	2.15	2.18	2.01	1.93	1.57	1.19	0.91	0.74	1.51
Réfléchie (IRP)	0.06	0.07	0.12	0.16	0.19	0.21	0.22	0.18	0.14	0.1	0.06	0.05	0.13
Globale (IGP)	3.11	3.46	4.76	5.56	5.94	6.19	6.44	5.99	5.61	4.65	3.02	2.48	4.77

Annexe

ANNEXE 8

Fiche technique du panneau photovoltaïque [15]

ECO LINE ECO LINE 72/185 – 200 W

Famille des modules mono-cristallins

Données électriques	LX-185M	LX-190M	LX-195M
Puissance nominale P _{mpp} [Wp]	185,00	190,00	195,00
Classe P _{mpp}	186,50 - 191,49	191,50 - 196,49	196,50 - 201,49
Courant nominal I _{mpp} [A]	5,16	5,28	5,33
Tension nominale V _{mpp} [V]	36,15	36,27	36,87
Courant de court-circuit I _{sc} [A]	5,62	5,71	5,79
Tension à vide [V]	43,58	43,81	44,04
Rendement STC	14,61 %	15,00 %	15,39 %
Rendement pour 200 W/m ²	14,21 %	14,61 %	15,00 %
NOCT [°C]	47 ± 2°C	47 ± 2°C	47 ± 2°C

Données techniques selon les STC | Specifications as per STC : 1000 W/m², 25°C, AM 1,5 / STC rayonnement 1000 W/m², température du module 25°C, AM=1,5 | NOCT : 47°C

ANNEXE 9

Fiche technique du régulateur [15]



Annexe

	2070	2140	4055	4110	4140
Caractérisation des performances de fonctionnement					
Tension de système	12 V (24 V)		48 V		
Consommation propre	14 mA				
Côté entrée DC					
Tension à vide du panneau photovoltaïque	< 50 V		< 100 V		
Courant du panneau	70 A	140 A	55 A	110 A	140 A
Côté sortie DC					
Courant du consommateur	70 A	70 A	55 A	55 A	70 A
Tension finale de charge	13,7 V (27,4 V)		54,8 V		
Tension de charge rapide	14,4 V (28,8 V)		57,6 V		
Charge d'égalisation	14,7 V (29,4 V)		58,8 V		
Point de référence de réenclenchement (SOC / LVR)	> 50 % / 12,6 V (25,2 V)		> 50 % / 50,4 V		
Protection contre la décharge profonde (SOC / LVD)	< 30 % / 11,1 V (22,2 V)		< 30 % / 44,4 V		
Conditions de fonctionnement					
Température ambiante	-10 °C ... +60 °C				
Installation et construction					
Borne de raccordement (à fils fins / à un fil)	50 mm ² - AWG 1	95 mm ² - AWG 000	50 mm ² - AWG 1	70 mm ² - AWG 00	95 mm ² - AWG 000
Degré de protection	IP 65				
Dimensions (X x Y x Z)	330 x 330 x 190 mm	360 x 330 x 190 mm	330 x 330 x 190 mm	360 x 330 x 190 mm	
Poids	10 kg				

Annexe


ANNEXE 10

Fiche technique de l'onduleur [15]

Convertisseur Phoenix	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
fonctionnement en parallèle et triphasé	Oui				
CONVERTISSEUR					
Plage de tension d'entrée (V CC)	9,5 - 17V 19 - 33V 38 - 66V				
1 sortie	Tension de sortie: 230 VAC ±2% Fréquence: 50 Hz ± 0,1% (1)				
Puissance de sortie du convertisseur à 25 °C (VA) (2)	1200	1600	2000	3000	5000
Puissance du convertisseur à 25 °C (W)	1000	1300	1600	2500	4500
Puissance du convertisseur à 40 °C (W)	900	1200	1450	2200	4000
Puissance de pointe (W)	2400	3000	4000	6000	10000
Efficacité maxi 12/ 24 /48 V (%)	92 / 94	92 / 94	92 / 92	93 / 94 / 95	94 / 95
Puissance de charge zéro 12 / 24 / 48 V (W)	8 / 10	8 / 10	9 / 11	15 / 15 / 16	25 / 25
Puissance de charge zéro en mode AES (W)	5 / 8	5 / 8	7 / 9	10 / 10 / 12	20 / 20
Puissance de charge zéro en mode recherche (W)	2 / 3	2 / 3	3 / 4	4 / 5 / 5	5 / 6

ANNEXE 11


Pris du panneau photovoltaïque



الجزائرية للطاقت الجديدة و المتجددة
Algérienne des Energies Nouvelles et Renouvelables
 Filiale du Groupe SOPREC

Société par actions au Capital Social de 21 000 000,00 DA

7 Rue Adjudant Azoune
 CHLEF 02000 ALGERIE
 Email : spa.alener@gmail.com
 Tél : 027 71 89 41
 Web : www.groupe-soprec.com



Liste des prix des produits1/2

N°	Réf	Intitulé	Unité	P.U/Prix de Vente HT DA
01	AE10744	PV.LUXOR 36/80W mono-crystalline	UN	8.500,00
02	AE10749	PV.LUXOR 36/120W poly-crystalline	UN	14.500,00
03	KD19772	PV.LUXOR 72/190W mono-crystalline	UN	16.700,00
04	BAT12100	BATT.LUMINOUS 12/100 AH Acide	UN	14.500,00
05	BAT12150	BATT.LUMINOUS 12/150 AH Acide	UN	20.040,00
06	AE10234	ONDULEUR SMA SUNNY WEB BOX	UN	58.920,00
07	02	BATT.RITAR 12/180 AH VRLA	UN	25.940,00
08	KD10398	CONNECTEUR MC3 FEMEL 4MM ²	UN	85,00
09	KD10401	CONNECTEUR MC3 MALE 4MM ²	UN	85,00
10	AE10178	ONDULEUR SMA TEMP-SENSOR AMB	UN	5.550,00
11	KD16521	Câble 1x6mm ² 500 ML NOIR	RLX	57.500,00 (115/ML)
12	KD16520	Câble 1x4mm ² 500 ML NOIR	RLX	43.500,00 (87/ML)

RC: 02/00-0906274/B/10 NIF: 001002090627417 NIS: 001002010008576 Art.Imp 02010555103 Cpt Bancaire 032002013571301208 clé 69 AGB CHLEF
 Usine & Ateliers : Bon lieu 02024 Oum Drou Chief. Tél : 213.27.71.88.48/89.41/05.60.08.51.45 Mobile : 05.60.08.51.12 Fax : 213.27.71.84.49

Bibliographie

BIBLIOGRAPHIE

[1] : ANNE LABOURET, MICHEL VILLOZ

« L'énergie solaire photovoltaïque ». 4^{em} édition Dunod. Paris. 2009.

[2] : JACQUES BERNARD

« Energie solaire, calculs et optimisations ». Edition Ellipses. 2004.

[3] : PATRICK JACQUARD, SERGE SANDRE

« La pratique de la climatisation et du chauffage thermodynamique ». 3^e édition Dunod. Sep 2012.

[4] : Weigel, Guibourt.J

« Eléments de calcul d'une installation de chauffage ». 11^{em} édition Eyrolles.Paris.

[5] : YVES JANNOT.

« Thermique solaire ». Janvier 2007.

[6] : ABDELILAH SLAOUI.

« Nanostructure pour cellules photovoltaïque inorganiques » Les Sélections. Technique de l'ingénieur. 2010.

[7] : STEPHANE ASTIER.

« Conversion photovoltaïque du rayonnement solaire à la cellule ». Les Sélections. Technique de l'ingénieur. 2008.

[8] : Sprenger.Recknagel

« Manuel pratique du génie climatique ».Paris, 1980.

[9] : H.BREIDERT.

« Calcul des chambres froides ». Édition PYC. Avril1998. Paris.

[10] : Documentation technique réglementaire C 3.4

« Thermique des bâtiments d'habitation, Règles de calcul des apports calorifique ». Centre National d'étude et de recherche Intégrées du bâtiment. 1998.

[11] : Documentation technique réglementaire C 3.2

« Thermique des bâtiments d'habitation, Règles de calcul de déperditions calorifique ». Centre National d'étude et de recherche Intégrées du bâtiment. 10/12/1997.

[12] : Cours de climatisation

« Base de calcul des installations de climatisation ».Les éditions parisiennes. 7^{em} édition

[13] : Manuel de climatisation trane

« Fabrication de matériel climatisation, chauffage, de ventilation et transfert de chaleur ». 4^{em} édition .USA. 1985.

[14] logiciel de climatisation select 3.

[15] document de formation d'installation photovoltaïque. Algérienne des énergies nouvelles et renouvelables ALENER. Chlef.2013.

[16] ATLAS solaire de l'Algérie Tome 2.