

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أبي بكر بلقايد – تلمسان  
Université Abou Bekr Belkaïd– Tlemcen

Faculté de TECHNOLOGIE



## MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER**

**En :** Eletrotechnique

**Spécialité :** Réseaux Electriques & Réseaux Electriques Intelligents

**Par :** Mekki ADDOU et Abderrahim BEDDIAF

# Dimensionnement d'une installation photovoltaïque autonome pour l'alimentation d'une ferme

Soutenu publiquement, le **14/06/2016**, devant le jury composé de :

Mr. S.M.MELIANI	Maître de Conférences -A-	Univ. Tlemcen	President
Mr. A. KHEROUS	Maître de Conférences -A-	Univ. Tlemcen	Examineur
Mr. M.C.BENHABIB	Maître de Conférences -A-	Univ. Tlemcen	Examineur
Mr. A. MECHERNENE	Maître de Conférences -A-	Univ. Tlemcen	Encadreur



---

## Dedicace

*J<sub>E</sub> dédie ce travail :*

- *à ma mère et mon père pour tous les sacrifices qu'ils ont faits pour moi, pour leur soutien continu durant mon travail, que Dieu les protège ;*
- *à mes frères Fouad et Yassine et ma sœur unique Amel, que Dieu les garde, je leurs souhaite une vie pleine de succès et de réussite ;*
- *à tous ma famille, petits et grands ;*
- *à mes chers collègues Amina, Narimane, Nihed, Zineb, Sarah, Ayyoub, Abdelkader et Yassine sans oublie mon binôme Mekki ;*
- *à tous mes enseignants depuis le primaire jusqu'à maintenant ;*
- *enfin, à tout ce ceux qui m'ont aidé de près ou de loin dans ce travail ainsi qu'à tout les collègue de la promotion du Master Electrotechnique, option "Réseau électrique et réseau électrique intelligent".*

Abderrahim Beddiaf  
Tlemcen, le 14 juin 2015

---

## Dedicace

*J<sub>E</sub> dédie ce travail :*

- *á ma chère grand mère que Dieu lui accorde une longue vie ;*
- *á mes parents pour tous les sacrifices qu'ils ont faits pour moi, pour leur soutien continu durant toutes mes études, que Dieu les protège ;*
- *á mon frère et mes sœurs, que Dieu me les garde, je vous souhaite une vie pleine de succès et de réussite ;*
- *á tout ma famille ;*
- *á mon ami Abderrahim Beddiaf ;*
- *á tout mes collègues de la promotion du Master Electrotechnique, option "Réseau électrique et réseau électrique intelligent" ;*
- *á tout mes amis (es) ;*
- *Enfin á tout ce ceux qui m'ont aidé de prés ou de loin dans ce travail.*

Mekki Addou  
Tlemcen, le 14 juin 2016

---

## Remerciements

Avant tout, nous remercions Dieu le Tout-puissant de nous avoir donné le courage, la volonté, la patience et la santé durant toutes ces années d'études et que grâce à lui que ce travail a pu être réalisé.

Nous sommes honorés que Monsieur Sidi Mohamed MELIANI, Maître de Conférence à l'Université Abou Bekr Belkaïd, ait accepté de présider et d'honorer de sa présence le jury de soutenance du présent mémoire de Master. Qu'il trouve ici l'expression de notre reconnaissance et de notre profond respect.

Nous tenons à exprimer nos plus sincères remerciements à notre encadreur, le Docteur Abdelkader Mchernene, Maître de Conférence à l'Université Abou Bekr Belkaïd de Tlemcen. Nous lui sommes reconnaissant pour la confiance dont il nous a fait preuve, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail, malgré les charges qu'il assume actuellement et pour ses précieux conseils qui nous ont permis une progression concrète dans ce projet.

Nous sommes honorés que Monsieur Mohamed Choukri BELHABIB et Monsieur Abdelghani Kherrous, tout deux Maître de Conférence à l'Université Abou Bekr Belkaïd de Tlemcen d'aient accepté d'évaluer ce travail en qualité d'examineurs.

Enfin, nous remercions monsieur A.Brikci Nigassa, T.Hmiyem et les équipes de la division photovoltaïque de l'unité de recherche des énergies renouvelables au milieu saharien de Adrar de nous avoir aidés à accomplir notre stage de perfectionnement.

Abderrahim Beddiaf et Mekki Addou  
Tlemcen, le 14 juin 2016

# TABLE DES MATIÈRES

DEDICACE	i
DEDICACE	ii
REMERCIEMENTS	iii
NOMENCLATURE	xi
GLOSSAIRE	xiii
INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
I ENERGIE SOLAIRE ET SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE	4
I.1 INTRODUCTION	5
I.2 GISEMENT SOLAIRE	5
I.2.1 Le spectre solaire	6
I.2.2 La masse d'air	6
I.2.3 Energie solaire hors atmosphère	7
I.2.3-a Constante solaire	7
I.2.4 Gisement solaire disponible au niveau du sol	8
I.2.4-a Le rayonnement direct	8
I.2.4-b Le rayonnement diffus	8
I.2.4-c Le rayonnement réfléchi	9
I.2.4-d Le rayonnement global	9
I.2.5 Paramètres de position	9
I.2.5-a Repérage d'un site à la surface de la terre	9
I.2.5-b Repérage du soleil	10
I.3 LE GISEMENT SOLAIRE EN ALGÉRIE	12
I.4 TECHNOLOGIE SOLAIRE ET SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE	14
I.4.1 L'effet photovoltaïque	14
I.4.2 Principe de fonctionnement	14
I.4.3 Les différents types de cellules solaires	14
I.4.4 Paramètre des cellules photovoltaïques	15
I.4.4-a Courant de court-circuit $I_{cc}$	15
I.4.4-b Tension à circuit ouvert $V_{co}$	15
I.4.4-c Rendement énergétique	15
I.4.4-d Facteur de forme ff	16

I.4.5	Effet des variations climatiques sur la cellule PV . . . . .	16
I.4.5-a	Variation du rayonnement . . . . .	16
I.4.5-b	Variation de la température . . . . .	17
I.4.6	Générateur photovoltaïque . . . . .	18
I.4.7	Association des cellules PV . . . . .	19
I.4.7-a	Association en série . . . . .	19
I.4.7-b	Association en parallèle . . . . .	19
I.4.7-c	Association hybride (série/parallèle) . . . . .	20
I.4.8	Différents types de système PV . . . . .	20
I.4.8-a	Système autonome . . . . .	21
I.4.8-b	Système PV raccordées au réseau . . . . .	21
I.4.8-c	Système hybride . . . . .	22
I.5	CONCLUSION . . . . .	22
<b>II</b>	<b>PROJET D'ÉCLAIRAGE DE LA FERME</b>	<b>23</b>
II.1	INTRODUCTION . . . . .	23
II.2	ECLAIREMENT . . . . .	24
II.3	ECLAIRAGE . . . . .	25
II.3.1	Terminologie et notions de photométrie . . . . .	25
II.3.2	Flux lumineux . . . . .	26
II.3.3	Différent types d'éclairages . . . . .	26
II.3.4	Luminaire . . . . .	27
II.3.4-a	Distribution lumineuse du luminaire . . . . .	28
II.3.4-b	Classification photométrique des luminaires . . . . .	29
II.3.4-c	Recherche de la classe photométrique . . . . .	30
II.3.5	Sources lumineuses . . . . .	30
II.3.5-a	Lampes à incandescence . . . . .	31
II.3.5-b	Lampes fluorescentes . . . . .	34
II.3.5-c	Lampes à LED . . . . .	36
II.3.5-d	Lampes à décharge . . . . .	37
II.4	ETAPES À SUIVRE POUR L'ÉTUDE DE L'ÉCLAIRAGE DE LA FERME . . . . .	38
II.5	APPLICATION À LA FERME . . . . .	43
II.5.1	Cahier des charges . . . . .	43
II.5.1-a	Locaux à éclairer . . . . .	43
II.5.1-b	Choix des lampes . . . . .	43
II.5.1-c	Choix des luminaires . . . . .	43
II.6	CONCLUSION . . . . .	46
<b>III</b>	<b>STOCKAGE DE L'ÉNERGIE ET POMPAGE</b>	<b>47</b>
III.1	INTRODUCTION . . . . .	47
III.2	BATTERIES . . . . .	48
III.2.1	Principe de fonctionnement . . . . .	48
III.2.2	Caractéristique de la batterie . . . . .	49
III.2.2-a	Résistance interne de l'accumulateur . . . . .	49

III.2.2-b	Tension à vide	49
III.2.2-c	Tension nominale	49
III.2.2-d	Rendement	49
III.2.2-e	Capacité	49
III.2.2-f	Tension de fin décharge	49
III.2.2-g	Profondeur de décharge	49
III.2.2-h	Taux d'auto-décharge	50
III.2.2-i	Température	50
III.2.2-j	Durée de vie et nombre de jour d'autonomie	50
III.3	TYPES D'ACCUMULATEURS	50
III.3.1	Accumulateur au plomb <i>Pb</i>	50
III.3.1-a	Accumulateur Nickel-Cadmium <i>Ni – Cd</i>	51
III.3.2	Accumulateur Nickel-Metal-Hydrure <i>Ni – MH</i>	51
III.3.3	Accumulateur Li-Ion	51
III.3.4	Autres batteries	52
III.3.4-a	Nickel-Zinc	52
III.3.4-b	Nickel-Fer	53
III.3.4-c	Zinc-halogènes	53
III.4	SYSTÈME DE RÉGULATION	53
III.5	STOCKAGE APPLIQUÉ A LA FERME	54
III.5.1	Présentation architecturale de la ferme étudiée	54
III.5.2	Dimensionnement de l'installation PV	54
III.5.2-a	Estimation de la consommation journalière	55
III.5.2-b	Estimation de l'ensoleillement	55
III.5.2-c	Calculer la puissance de l'installation	58
III.5.2-d	Dimensionnement du convertisseur	59
III.5.2-e	Dimensionnement du stockage	60
III.5.2-f	Dimensionnement de régulateur	61
III.6	TECHNOLOGIE DU POMPAGE	61
III.6.1	Principes généraux du pompage solaire	61
III.7	DIMENSIONNEMENT DU SYSTÈME DE POMPAGE	63
III.7.1	Débit	63
III.7.2	Hauteur manométrique totale	63
III.7.3	Les étapes de dimensionnement	64
III.7.3-a	Estimation des besoins en eau	64
III.7.3-b	Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire	64
III.7.3-c	Calcul de l'énergie électrique	65
III.7.3-d	Détermination de l'énergie solaire disponible	65
III.7.3-e	Mois de dimensionnement	65
III.7.3-f	Dimensionnement du générateur photovoltaïque	65
III.7.3-g	Dimensionnement de la pompe	66
III.8	APPLICATION À LA FERME	66
III.9	CONCLUSION	68

---

<b>IV LES CONVERTISSEURS DE PUISSANCE</b>	<b>69</b>
IV.1 INTRODUCTION . . . . .	69
IV.2 CONVERTISSEURS DC-DC . . . . .	70
IV.2.1 Hacheur Boost . . . . .	70
IV.2.2 Hacheur Buck . . . . .	73
IV.2.3 Hacheur Buck/Boost . . . . .	76
IV.3 CONVERTISSEURS DC-AC . . . . .	78
IV.3.1 Onduleurs monophasés . . . . .	78
IV.4 RECHERCHE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMUM . . . . .	86
IV.4.1 Principe de la recherche du point de puissance maximal . . . . .	86
IV.4.2 Commandes MPPT . . . . .	87
IV.5 DÉFINITION ET SIMULATION DE DÉMONSTRATEUR . . . . .	92
IV.5.1 Modèle d'une cellule solaire . . . . .	92
IV.5.2 Modélisation du convertisseur Boost . . . . .	94
IV.5.3 Simulation du convertisseur Buck/Boost . . . . .	96
IV.5.4 Modélisation de la commande MPPT PO . . . . .	97
IV.6 RÉSULTATS DE SIMULATION . . . . .	99
IV.7 CONCLUSION . . . . .	103
CONCLUSION GÉNÉRALE	<b>104</b>
BIBLIOGRAPHIE	<b>110</b>
ANNEXE A	
ANNEXE B	
ANNEXE C	

# TABLE DES FIGURES

I.1	Le spectre solaire [6]	6
I.2	Définition de la masse d'air [8]	7
I.3	Evolution annuelle de la constante solaire [6]	8
I.4	Composantes du rayonnement solaire au sol [8]	9
I.5	Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné [8]	10
I.6	Trajectoire de la terre autour du soleil [8]	11
I.7	Ensoleillement moyen annuel dans le monde [54]	12
I.8	Moyenne annuelle de l'irradiation solaire en Algérie [54]	13
I.9	Principe de fonctionnement d'une cellule solaire [21]	14
I.10	Différents types des cellules	15
I.11	Caractéristique $I(V)$ pour différents éclairement	16
I.12	Caractéristique $P(V)$ pour différents éclairement	17
I.13	Caractéristique $I(V)$ pour différents températures [20]	17
I.14	Caractéristique $P(V)$ pour différentes températures.	18
I.15	De la cellule au champ GPV	18
I.16	Caractéristique groupement en série des cellules identiques [26]	19
I.17	Caractéristique d'un groupement en parallèle des cellules identiques [26]	19
I.18	Caractéristique d'un groupement hybride des cellules identiques [26]	20
I.19	Classification des systèmes photovoltaïques [47]	20
I.20	Système PV autonome [57]	21
I.21	Systèmes connectés au réseau [52]	22
I.22	Système hybride (PV-éolienne-groupe diesel) [47]	22
II.1	Eclairage d'une surface	24
II.2	Variation de l'éclairage moyen (en fonction de la durée d'utilisation)	25
II.3	Flux lumineux d'une source	26
II.4	Eclairage direct	26
II.5	Eclairage indirecte	27
II.6	Eclairage mixte	27
II.7	Distribution extensive	28
II.8	Distribution intensive	28
II.9	Distribution asymétrique	28
II.10	Répartition photométrique	29
II.11	Lampe à incandescence standard	32

II.12 Lampe tungstène-halogènes . . . . .	33
II.13 Tube fluorescent . . . . .	34
II.14 Lampe fluorescente compacte . . . . .	35
II.15 Lampe à LED . . . . .	36
II.16 Dimension d'un local . . . . .	39
III.1 Principe de fonctionnement d'un accumulateur . . . . .	48
III.2 L'emplacement du régulateur . . . . .	54
III.3 Plan architectural de la ferme . . . . .	55
III.4 Implantation des points lumineux sur le plan . . . . .	56
III.5 Installation type [29] . . . . .	62
III.6 Système à entraînement direct système à piles . . . . .	63
III.7 Définition des différents paramètres . . . . .	64
IV.1 Schéma électrique d'un hacheur boost [21] . . . . .	70
IV.2 Schéma électrique d'un hacheur boost pour K fermé [21]. . . . .	71
IV.3 Schéma électrique d'un hacheur boost pour K ouvert [21] . . . . .	72
IV.4 Différentes tensions et courants du hacheur boost . . . . .	73
IV.5 Schéma électrique du buck [21] . . . . .	74
IV.6 Schéma électrique du buck pour K fermé [36] . . . . .	74
IV.7 Schéma électrique du buck pour K ouvert [36] . . . . .	75
IV.8 Différents signaux du buck [27] . . . . .	76
IV.9 Schéma électrique d'un hacheur buck/boost [36] . . . . .	76
IV.10 Schéma électrique d'un hacheur buck-boost pour K fermé [36] . . . . .	77
IV.11 Schéma électrique d'un hacheur buck-boost ouvert . . . . .	77
IV.12 Schéma de base d'un onduleur monophasé demi-pont. . . . .	79
IV.13 Tension aux bornes de la charge . . . . .	79
IV.14 Schéma réel d'un onduleur demi-pont . . . . .	80
IV.15 Courant traversant une charge résistive . . . . .	80
IV.16 Les différents courants pour une charge inductive . . . . .	82
IV.17 Schéma de principe d'un onduleur monophasé en Pont H . . . . .	82
IV.18 Schéma réel d'un onduleur en pont H . . . . .	83
IV.19 Tension aux bornes de la charge . . . . .	83
IV.20 Formes d'onde pour la commande symétrique . . . . .	84
IV.21 Courant et la tension aux bornes de la charge . . . . .	86
IV.22 Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque . . . . .	87
IV.23 Schéma du principe de la méthode PO [48]. . . . .	88
IV.24 Algorithme de la méthode PO . . . . .	89
IV.25 Schéma de principe de la méthode CI . . . . .	90
IV.26 Algorithme de la méthode de la conductance incrémentale . . . . .	91
IV.27 Schéma électrique d'une cellule pv [56] . . . . .	92
IV.28 Schéma bloc du GPV sous MATLAB SIMULINK . . . . .	94
IV.29 Schéma bloc du convertisseur boost en circuit ouvert . . . . .	95
IV.30 Schéma bloc du convertisseur boost en charge . . . . .	95

IV.31 Schéma bloc du convertisseur buck/boost pour le régime non inverseur . . . . .	97
IV.32 Schéma bloc du convertisseur buck/boost pour le régime inverseur . . . . .	97
IV.33 Schéma bloc de la commande MPPT PO sous Simulink . . . . .	97
IV.34 Paramétrage du bloc MPPT . . . . .	98
IV.35 Schéma bloc du système . . . . .	98
IV.36 Caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ . . . . .	99
IV.37 Caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ pour différentes irradiances . . . . .	100
IV.38 Caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ pour différentes températures . . . . .	100
IV.39 Évolution des tensions de sortie des convertisseur boost et buck/boost . . . . .	101
IV.40 Etat de charge des batteries (SOC) . . . . .	101
IV.41 Caractéristique $D = f(Irradiation)$ pour différentes températures . . . . .	102
IV.42 Caractéristique $D = f(T)$ pour différentes irradiances . . . . .	102

## ANNEXES

FIG. A.1 Organigramme calculant le numéro du jour
FIG. B.1 Caractéristique des modules choisis pour le pompage
FIG. B.2 Fiche technique du convertisseur choisi
FIG. B.3 Fiche technique de la batterie choisi
FIG. B.4 Caractéristique du régulateur
TABLE. C.1 Tableau de recommandations AFE
TABLE. C.2 Tableau de facteur de réflexion de classe B
TABLE. C.3 Tableau de facteur de réflexion de classe T

---

## Nomenclature

Les principales notations et abréviations utilisées dans ce mémoire sont expliquées ci-dessous, sous leur forme la plus couramment employée dans le domaine du génie électrique.

Nom	Symbole	Unité
Accélération de la pesanteur	$g$	$m/s^2$
Angle horaire	$\omega$	$^\circ$
Azimut du soleil	$a$	
Classe photométrique supérieure (Eclairage indirect)	$X_1$	
Classe photométrique (Eclairage direct)	$X$	
Courant de court circuit	$I_{cc}$	A
Charge d'électron	$q$	C
Constante de Boltzman	$k$	J/K
Courant de saturation	$I_0$	A
Courant	$I$	A
Constante solaire	$E$	
Déclinaison	$\delta$	$^\circ$
Débit	$Q$	$m^3/h$
Densité de l'eau	$\rho_a$	$kg/m_3$
Définition photométrique du lumière	$ph$	
Energie électrique	$E_e$	Wh/j
Energie hydraulique	$E_h$	Wh/j
Facteur d'idéalité de la diode	$n$	
Facteur de forme	$ff$	
Hauteur manométrique total	HMT	m
Hauteur géométrique	$H_g$	m
Hauteur du soleil	$h$	m
Latitude	$\theta$	$^\circ$
Longitude	$\phi,$	$^\circ$
Masse d'air	$AMx$	

Nom	Symbole	Unit
Numéro du jour	$j$	
Niveau statique	$N_s$	m
Niveau dynamique	$N_d$	m
Puissance crête	$W_c$	W
Puissance nominale du motopompe	$P_N$	W
Puissance hydraulique	$P_h$	W
Puissance	P	W
Perte de charge	$P_c$	
Période	T	s
Photo-courant	$I_{ph}$	A
Quantité d'eau journalière	$V_a$	$m^3/j$
Rendement	$\eta$	
Rendement motopompe	$\eta_{MP}$	
Rendement d'onduleur	$\eta_{ond}$	
Rendement de la partie inférieure	$\eta_i$	
Rendement de la partie supérieure	$\eta_s$	
Rapport cyclique	$\alpha$	
Résistance série	$R_s$	$\Omega$
Résistance shunt	$R_{sh}$	$\Omega$
Tension de la cellule	V	V
Tension thermique	$V_{th}$	V
Température des cellule	T	$^{\circ}K$
Tension de circuit ouvert	$V_{co}$	V

---

## Glossaire

Acronyme	Signification
Fem	Force électromotrice
GPV	Générateur photovoltaïque
HMT	Hauteur manométrique total
IRC	Indice de roudi des couleurs
LFC	Lampe fluorescent compact
Li-ion	Lithium ion
MPPT	Maximum power point triking
MPP	Power point maximum
MLI	Modelation de largeur d'impulsion
Ni-Cd	Nickel-Cadmium
Ni-MH	Nickel-Metal-Hydride
Pb	Plomb
PWM	Pulse width modelation
PV	Photovoltaïque
TVS	Temps solaire vrais

---

## Introduction générale

Actuellement, la production d'énergie électrique est un défi de la plus grande importance pour les années à venir, aussi bien du point de vue écologique, qu'économique. Les besoins énergétiques des sociétés industrialisées, mais aussi des pays en voie de développement ne cessent de croître.

On entend par énergie renouvelable, des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. A la différence des énergies fossiles, les Energies renouvelables sont des énergies à ressource illimitée.

Aujourd'hui, l'essentiel de la production mondiale d'énergie provient de sources fossiles non renouvelables. Ce type d'énergie donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. De plus, la consommation excessive de stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures.

L'épuisement des ressources fossiles, à plus ou moins long terme, la flambée du cours du pétrole, la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre rendent urgentes la maîtrise des consommations et la diversification des sources d'énergie ainsi que l'utilisation et le développement des énergies renouvelables.

Les énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire, la biomasse et l'énergie hydroélectrique, sont des alternatives prometteuses pour concurrencer les sources d'énergies de nature fossile et nucléaire.

Cette transformation s'effectue sans bruit, sans émission de gaz, elle est donc une énergie totalement propre. Par ailleurs, l'absence et le manque en mouvement des pièces mécaniques lui confèrent un niveau de fiabilité inégalable (la durée de vie d'un module photovoltaïque est estimé généralement par les experts à 30 ans).

Le rayonnement solaire est reparti sur toute la surface de la terre et ne cause aucun conflit entre les pays contrairement au pétrole. Une partie de ce rayonne-

ment peut être exploitée pour produire directement de la chaleur (Technique du solaire thermique) ou de l'électricité (Technique du solaire photovoltaïque). Les systèmes photovoltaïques semblent bien s'imposer comme moyen de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. Ces systèmes se composent des champs de modules et d'un ensemble de composants qui adaptent l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs.

L'électricité photovoltaïque présente une option économique intéressante pour des sites non raccordés au réseau de distribution centralisée. Lorsque les besoins à couvrir sont faibles, où l'absence d'une maintenance lourde constitue un avantage évident. Les systèmes photovoltaïques trouvent alors leur pleine justification dans les régions rurales isolées et les pays en voie de développement. Elle permet de couvrir les besoins en électricité d'une habitation, tels que l'éclairage, le pompage de l'eau et la production du froid, ...

De par sa situation géographique, l'Algérie, bénéficie de conditions favorables pour la production et l'utilisation de l'énergie solaire d'origine photovoltaïque. En effet, l'introduction de ce type énergies peut être aisément envisagée sur de nombreux sites, vu son important potentiel solaire, notamment dans le grand sud, qui est caractérisé par de très fort apports solaires avec une différence de température diurne-nocturne très importante. Par conséquent, compte tenu de la baisse des revenus de la rente pétrolière et de l'importance de son gisement solaire, l'Algérie est condamnée à inscrire une nouvelle politique de reconversion énergétique comme perspective économique et géostratégiques dans les prochaines décennies.

Dans notre travail, nous proposons l'étude du dimensionnement d'un système photovoltaïque pour l'alimentation d'une ferme agricole. Les besoins concernant l'éclairage, le pompage de l'eau et le stockage de l'énergie électrique par batteries, constituent l'essentiel de l'étude effectuée.

Ce travail est complété par l'étude d'un démonstrateur dont le but est l'étude en simulation d'un système photovoltaïque constitué d'un ou plusieurs panneaux, d'un premier convertisseur de type Boost (élevateur), d'une charge électrique équivalente matérialisant les récepteurs vus coté continu (avant le convertisseur continu-alternative), et d'un second convertisseur Buck/Boost destiné au contrôle de la charge-décharge des batteries de stockage.

Une analyse de la modélisation et de la simulation du fonctionnement électrique du système est présentée, et une commande MPPT utilisant l'algorithme de type PO (Perturbation et Observation), et assurant la poursuite de la puissance maximale fournie par le générateur photovoltaïque est développée.

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres :  
Le premier chapitre donne un bref aperçu sur l'énergie délivrée par le soleil et

présente un état, non exhaustif, des technologies solaires couramment employé actuellement.

Le deuxième chapitre concerne les différentes techniques de l'éclairage, ses principaux constituant, ainsi qu'une méthode de dimensionnement appliquée au cas de la ferme étudiée.

Après la présentation de la ferme, de ses besoins en pompage et stockage, le troisième chapitre traite de l'étude, du dimensionnement de la partie concernant le stockage de l'énergie électrique délivrée par les panneaux solaires dans les batteries d'accumulateurs.

Le quatrième est consacré à l'étude et l'analyse des principaux convertisseurs employés dans les installations photovoltaïques. Deux techniques de recherche MPPT sont présentées et leur algorithme sont analysés. Un démonstrateur logiciel, développé sous l'environnement MATLAB SIMULINK, est présenté et quelque résultat de simulation numérique sont donnés à titre d'exemple. Ce démonstrateur pourra être utilisé pour l'analyse, la compréhension et le dimensionnement d'installation photovoltaïque similaire à celle étudié dans le présent travail.

Ce travail s'achève par une conclusion générale et quelques perspectives s'inscrivant dans de futurs travaux sont mentionnées.

Enfin, des fiches techniques relatives aux composants et matériels étudiés et choisis sont présentés en annexes.

## Chapitre I

---

# Energie solaire et système photovoltaïque

---

### SOMMAIRE

---

I.1	INTRODUCTION . . . . .	5
I.2	GISEMENT SOLAIRE . . . . .	5
I.2.1	Le spectre solaire . . . . .	6
I.2.2	La masse d'air . . . . .	6
I.2.3	Energie solaire hors atmosphère . . . . .	7
I.2.4	Gisement solaire disponible au niveau du sol . . . . .	8
I.2.5	Paramètres de position . . . . .	9
I.3	LE GISEMENT SOLAIRE EN ALGÉRIE . . . . .	12
I.4	TECHNOLOGIE SOLAIRE ET SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE . . . . .	14
I.4.1	L'effet photovoltaïque . . . . .	14
I.4.2	Principe de fonctionnement . . . . .	14
I.4.3	Les différents types de cellules solaires . . . . .	14
I.4.4	Paramètre des cellules photovoltaïques . . . . .	15
I.4.5	Effet des variations climatiques sur la cellule PV . . . . .	16
I.4.6	Générateur photovoltaïque . . . . .	18
I.4.7	Association des cellules PV . . . . .	19
I.4.8	Différents types de système PV . . . . .	20
I.5	CONCLUSION . . . . .	22

---

## I.1 Introduction

La lumière émise par le soleil présente une alternative énergétique durable pour la production d'électricité car le soleil est une source d'énergie illimitée, elle pourrait couvrir environ de 15 000 fois notre consommation globale d'énergie [55]-[28] ce qui donne un potentiel très important à l'échelle du besoin de l'activité humaine [14] telle que la quantité d'énergie arrivée au sol se compte sur 10 000 Watts crête par mètre carré dans les zones tempérées et jusqu'à 14 000 Watts crête par mètre carré lorsque l'atmosphère est faiblement polluée [55].

La transformation de l'énergie solaire en électricité est faite par des éléments dits cellule photovoltaïque qui forment d'autres éléments appelés modules ou panneaux photovoltaïques par leur association en série/parallèle.

Le flux solaire reçu au niveau du sol dépend de plusieurs paramètres :

- l'orientation, la nature et l'inclinaison de la surface terrestre,
- la latitude du lieu de collecte,
- son degré de pollution et son altitude,
- la période de l'année,
- l'instant considéré dans la journée,
- la nature des couches nuageuses.

Les zones les plus favorables sont répertoriées sous forme d'atlas et mettent en évidence des "gisements solaires" à la surface de la terre [28].

Pour mieux comprendre le mode de fonctionnement de cette énergie, nous allons parler dans ce chapitre d'une manière générale du gisement solaire, de la conversion photovoltaïque et des principaux éléments constitutifs d'un système photovoltaïque.

## I.2 Gisement solaire

L'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée est décrite par un ensemble de données appelé le gisement solaire. Son rôle détermine l'énergie reçue par un site donné. Pour les systèmes énergétiques solaires, il est nécessaire de connaître le gisement solaire pour le dimensionnement le plus exact possible en tenant en compte des besoins à satisfaire. La connaissance du gisement solaire d'une région est plus ou moins précise selon [8] :

- la densité des stations pour lesquelles on a des données,
- le nombre d'années de mesures disponibles,
- le pas de temps des données (mois, jour, heure),
- la durée d'ensoleillement,
- l'albédo du sol ...

### I.2.1 Le spectre solaire

Le rayonnement solaire est dû à la manifestation des interactions nucléaires qui s'effectuent au niveau du soleil [6], il est constitué des radiations électromagnétiques émises par le soleil.

Son spectre s'étend des plus petites longueurs d'onde (0,2 m) qui se trouvent dans la bande des ultraviolets (rayons gamma) jusqu'à la bande des infrarouges (rayons X) ou il y a les grandes longueurs d'ondes (2,5 m) [22]-[21], la répartition de ce spectre est celle d'un corps noir à 5800°K [6] comme le montre la figure I.1 :

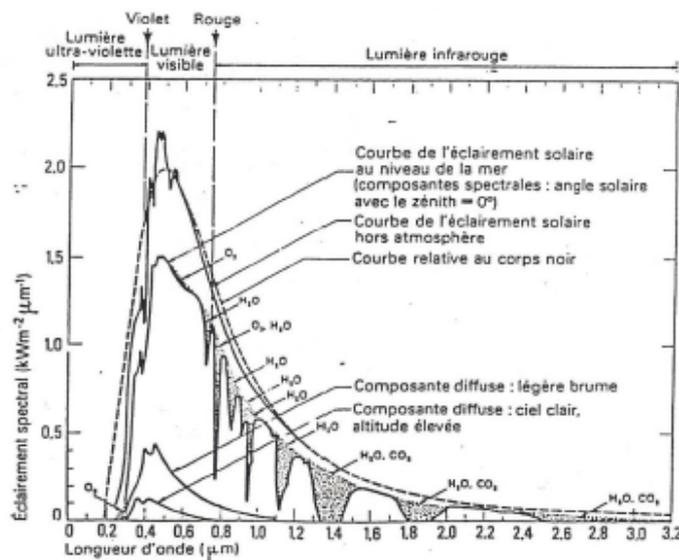


FIGURE I.1 – Le spectre solaire [6]

La figure I.1 présente la courbe d'énergie du corps noir 5800°K, le rayonnement solaire hors atmosphère et le rayonnement solaire au niveau de la mer en fonction de la longueur d'onde. Ces courbes montrent que 9,2% de l'énergie de ce spectre se trouve dans l'ultraviolet, 42,4% dans le visible et 48,4% dans l'infrarouge [28].

### I.2.2 La masse d'air

L'absorption du rayonnement par les molécules (O<sub>3</sub>, CO<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>O, ...) trouvés dans l'atmosphère ainsi que d'autres particules et les conditions climatiques touchent la valeur du spectre et le rendre différent à la surface de la terre. Pour connaître la distance traversée par le rayonnement direct à travers l'atmosphère pour atteindre le sol, on introduit un coefficient appelé masse d'air ( $AM_x$ ) qui a l'expression suivante :

$$AM_x = \frac{1}{\sin(h_1)} \quad (I.1)$$

où  $h_1$  est l'angle qui fait le soleil avec son zénith.

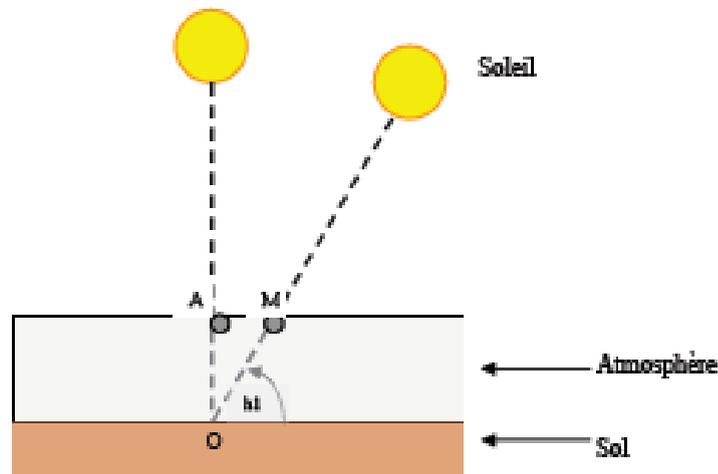


FIGURE I.2 – Définition de la masse d'air [8]

En posant  $x = OM$

$$OM \cdot \sin(h1) = OA \Rightarrow OM = \frac{OA}{\sin(h1)}$$

### I.2.3 Energie solaire hors atmosphère

L'énergie du soleil est causée par des réactions thermonucléaires de fusion de l'Hydrogène en Hélium, sa température est à l'environ de 5800°K, cette énergie transportée par le rayonnement solaire est de l'ordre de 1353 W/m<sup>2</sup>, ce qui représente, en 24 heures une valeur de 32.5 KWh avec une marge de 1.5% [6]-[8].

Un paramètre, appelée la constante solaire, est introduit pour caractériser le rayonnement solaire hors atmosphère.

#### I.2.3-a Constante solaire

C'est le flux énergétique reçu par une surface unité, normale aux rayons solaires, située en dehors de l'atmosphère à une distance moyenne terre-soleil. Il est variable durant l'année suivant le changement de la distance terre-soleil.

L'expression qui détermine ce paramètre est la suivante [6] :

$$E = E' [1 + 0,033 \cdot \cos(0,984 \cdot j)] \quad (I.2)$$

avec :  $E' = 1353 \text{ W/m}^2$  ;  $j$  : numéro du jour de l'année.

La figure I.3 présente l'évolution annuelle de la constante solaire.

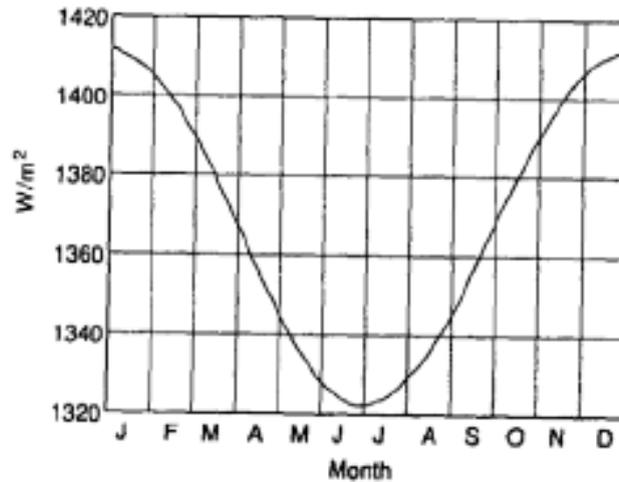


FIGURE I.3 – Evolution annuelle de la constante solaire [6]

On remarque qu'au mois de janvier la constante solaire atteint la valeur maximale (autour de  $1415 \text{ W/m}^2$ ) et elle est minimale au mois de juillet (autour de  $1322 \text{ W/m}^2$ ).

#### I.2.4 Gisement solaire disponible au niveau du sol

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire se modifie à cause de l'absorption par les gaz présents dans l'atmosphère, la diffusion par les molécules et d'autres paramètres comme les nuages, l'albédo, la température ambiante, le vent, l'humidité relative et les aérosols ou particules polluantes. Ces paramètres dépendent aussi du lieu géographique, de la saison, de l'heure de la journée et des conditions météorologiques du moment [8].

Au niveau du sol le rayonnement solaire peut être absorbé et diffusé, pour cela on distingue plusieurs composants.

##### I.2.4-a Le rayonnement direct

C'est celui qui arrive directement au sol sans avoir été dispersé par l'atmosphère, il forme des ombres car ses rayons sont parallèles entre eux. Il est mesuré par un appareil appelé pyrhéliomètre.

##### I.2.4-b Le rayonnement diffus

C'est la partie du rayonnement diffusé par les particules (les molécules, gouttelettes d'eau, poussière ...) en suspension dans l'atmosphère, il n'a pas de direction privilégiée et sa mesure est effectuée avec un pyranomètre.

### I.2.4-c Le rayonnement réfléchi

C'est la partie réfléchi par le sol et dépend de la nature du site (nuage, sable . . .). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lieu appelé Albédo (coefficient de réflexion du sol  $\epsilon$ ) tel que  $0 \leq \epsilon \leq 1$ .

### I.2.4-d Le rayonnement global

C'est le rayonnement reçu sur une surface horizontale provenant du soleil et la somme des composants précédents comme le montre la figure I.4.

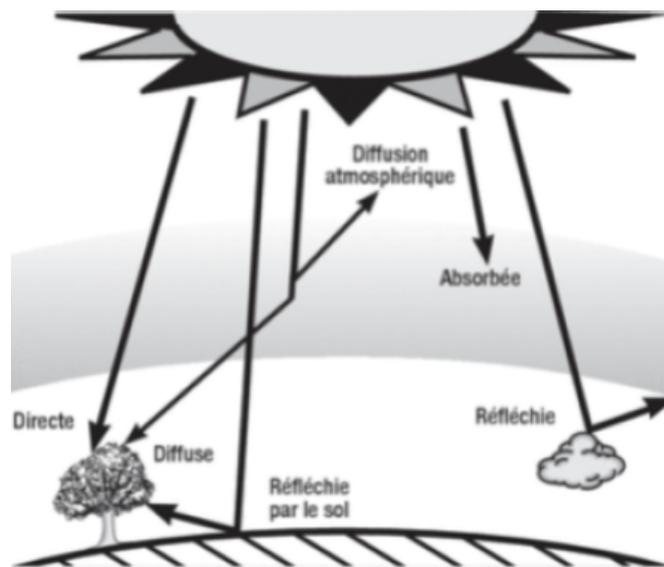


FIGURE I.4 – Composantes du rayonnement solaire au sol [8]

## I.2.5 Paramètres de position

### I.2.5-a Repérage d'un site à la surface de la terre

Un point quelconque de la sphère terrestre est caractérisé par sa latitude et sa longitude. Ces deux grandeurs sont appelés coordonnées géographiques :

#### 1. La latitude :

C'est l'angle  $\theta$  que fait la verticale du lieu avec le plan équatorial, elle varie de  $-90^\circ$  à  $+90^\circ$  :

- si  $0^\circ < \theta < +90^\circ$  le site est dans l'hémisphère nord,
- si  $-90^\circ < \theta < 0^\circ$  le site est dans l'hémisphère sud.

## 2. La longitude :

Elle représente l'angle entre le plan méridien passant par ce lieu et le plan méridien origine (Green Winch). C'est l'angle formé entre le méridien du lieu envisagé et le méridien de l'origine (Green Wich  $0^\circ$ ). Elle est comprise entre  $-180^\circ$  et  $+180^\circ$  :

- si  $0^\circ < \phi < +180^\circ$  le lieu est situé à l'est,
- si  $-180^\circ < \phi < 0^\circ$  le lieu est situé à l'ouest.

Une autre coordonné, l'*altitude* est également introduite, c'est la distance verticale entre le point considéré et une surface de référence (niveau de la mer). Elle est exprimée généralement en mètre.

la figure I.5 définir les différents coordonnées terrestres.

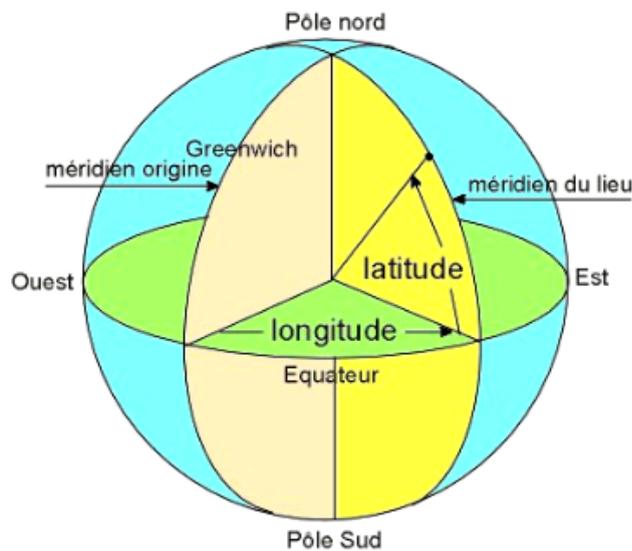


FIGURE I.5 – Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné [8]

Comme la terre met 24 heures pour faire un tour sur elle-même ( $360^\circ$ ), chaque heure représente  $15^\circ$  d'écart de longitude et donc chaque degré de longitude représente 4 minutes [22].

### I.2.5-b Repérage du soleil

La terre gravite autour du soleil sur une trajectoire sous forme d'ellipse dont le soleil est l'un de ses foyers dans une période de 365 jours 5h 48 mn 40s (365.25 jours) [28]. La distance terre-soleil est variable durant l'année tel qu'elle est maximale au début de mois de juillet et minimale au début de janvier comme le montre la figure I.6.

La position du soleil par rapport à la terre n'est pas fixe, elle correspond de l'heure de la journée et la saison. Ce changement est la conséquence de la rotation de la terre sur elle-même et de son mouvement autour du soleil.

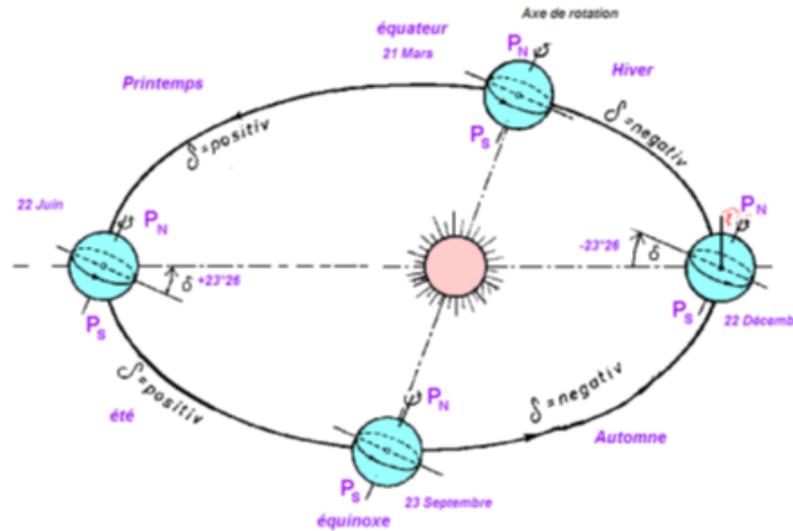


FIGURE I.6 – Trajectoire de la terre autour du soleil [8]

La détermination de cette position se base sur deux systèmes de coordonnées :

### Coordonnées équatoriales

#### **Déclinaison :**

C'est l'angle  $\delta$  formé entre la direction soleil-terre et le plan de l'équateur terrestre. Elle est nulle aux équinoxes ou les durées du jour et de la nuit sont égales et atteint ses deux valeurs extrêmes aux solstices, elle vaut  $-23,27^\circ$  au solstice d'hiver et  $+23,27^\circ$  au solstice d'été.

Elle est exprimée en degrés par la relation suivante [43] :

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \frac{360}{365,25(j + 284)} \quad (\text{I.3})$$

où :

$j$  est le numéro du jour de l'année.

#### **Angle horaire :**

C'est l'angle  $\omega$  compris entre le méridien du lieu et la projection du soleil sur le plan équatorial à un moment donné, il mesure le mouvement du soleil par rapport à l'instant où le soleil passe au plans méridien du lieu (midi). Il est donné par la relation suivante :

$$\omega = 15 \cdot (TSV - 12) \quad (\text{I.4})$$

où :

$TSV$  est le temps solaire vrai.

### Coordonnées horizontales

#### **Hauteur du soleil :**

C'est l'angle  $h$  que fait entre la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal. Elle varie entre  $-90^\circ$  et  $+90^\circ$ .

- $h < 0$ , pour la nuit,
- $h = 0$ , aux levé et couché,
- $h > 0$ , pour le jour.

Il est donné par la relation suivante [43] :

$$\sin(h) = \sin(\theta) \cdot \sin(\delta) + \cos(\theta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \quad (\text{I.5})$$

#### **Azimuth du soleil :**

C'est l'angle  $a$  compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et le sud, sa variation est de  $-90^\circ$  à  $+90^\circ$ . Elle a le signe positif vers l'ouest et négatif vers l'est. Il est donné par la relation suivante :

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (\text{I.6})$$

L'azimut  $a$  est exprimé indépendamment de la hauteur  $h$  :

$$\tan(a) = \frac{\sin(\omega)}{(\sin(\phi) \cdot \cos(\omega) - \cos(\phi) \cdot \tan(\delta))} \quad (\text{I.7})$$

## I.3 Le gisement solaire en Algérie

La situation géographique de l'Algérie lui offre un gisement solaire très élevé, ce qui la classe parmi les trois pays qui disposent des meilleurs gisements solaires dans le monde [1] comme le montre la figure I.7.

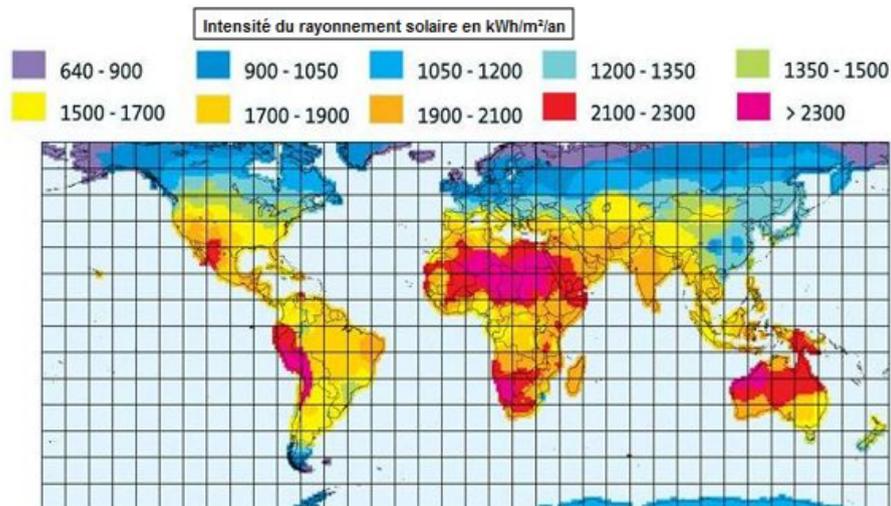


FIGURE I.7 – Ensoleillement moyen annuel dans le monde [54]

Les taux d'irradiation solaire au niveau du nord de Sahara Algérien, La région d'Adrar particulièrement, est de l'ordre de 1200 kWh/m<sup>2</sup>/an, Par contre, les meilleurs taux d'irradiation solaire en Europe sont de l'ordre de 800 KWh/m<sup>2</sup>/an limités à la partie sud de l'Europe. Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque. Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi R'Mel [50]-[6].

Le tableau suivant indique le taux d'ensoleillement pour l'Algérie :

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie(%)	4	10	86
Durée moy d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m/an)	1700	1900	26500

TABLE I.1 – Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques [2]

La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m<sup>2</sup> est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m<sup>2</sup>/an au Nord et 2263 KWh/m<sup>2</sup>/an au Sud du pays [2].

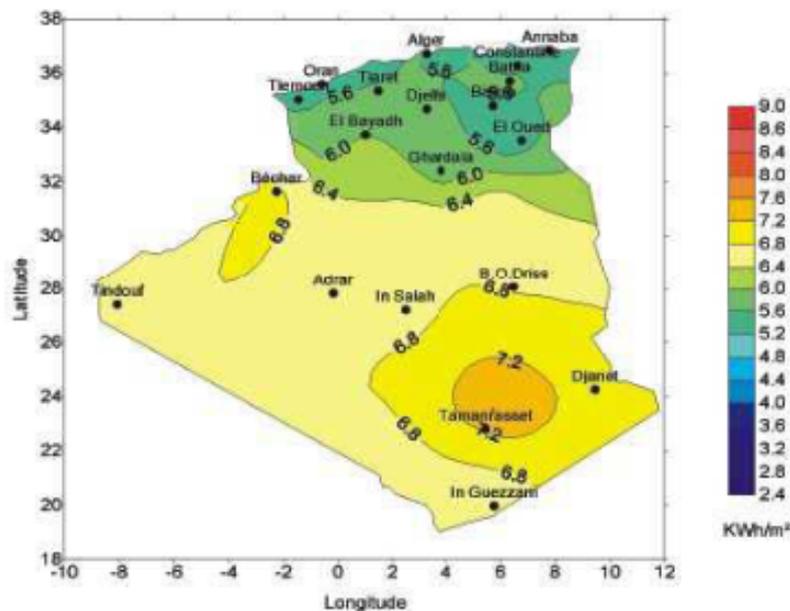


FIGURE I.8 – Moyenne annuelle de l'irradiation solaire en Algérie [54]

## I.4 Technologie solaire et système photovoltaïque

### I.4.1 L'effet photovoltaïque

Le terme photovoltaïque est d'origine Grecque, il est composé de deux mots : photo qui signifie la « lumière » et le nom de l'inventeur de la pile électrique « Alessandro Volta » [55].

L'effet photovoltaïque est la conversion directe d'une partie de la lumière émis par le soleil (photons) en énergie électrique par le biais de cellule photovoltaïque lorsque sa surface est exposée à la lumière, elle aussi connue sous le nom de photopile.

### I.4.2 Principe de fonctionnement

Une cellule photovoltaïque est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P et l'autre dopée N créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des paires électron-trous. Ils créent alors des électrons (chargés N) et des trous (chargés P). Ceux-ci créent alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positive et négative de la cellule.

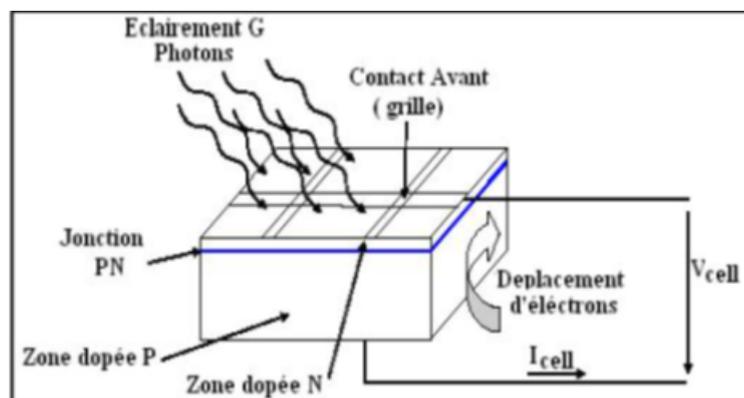


FIGURE I.9 – Principe de fonctionnement d'une cellule solaire [21]

### I.4.3 Les différents types de cellules solaires

Les cellules photovoltaïques sont les éléments de base d'un générateur photovoltaïque, sa constitution est de semi-conducteur généralement à base de Silicium, ou de sulfure de cadmium (CdS), Tellure de Cadmium (CdTe). Elles délivrent une tension de l'ordre de 0,5 Volt chacune. Il existe différents types de cellules solaires. Chaque type de cellule est caractérisé par son rendement et son coût. Les principaux types de cellules qui existe actuellement sont [21]-[8] :

### Les cellules monocristallines

Elles sont composées d'un silicium cristallisé en un seul cristal c'est pourquoi sa couleur est uniforme.

### Les cellules polycristallines

Les cellules polycristallines sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé sous forme de cristaux multiples, on peut donc différencier les cristaux.

### Les cellules amorphes

Elles ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé.

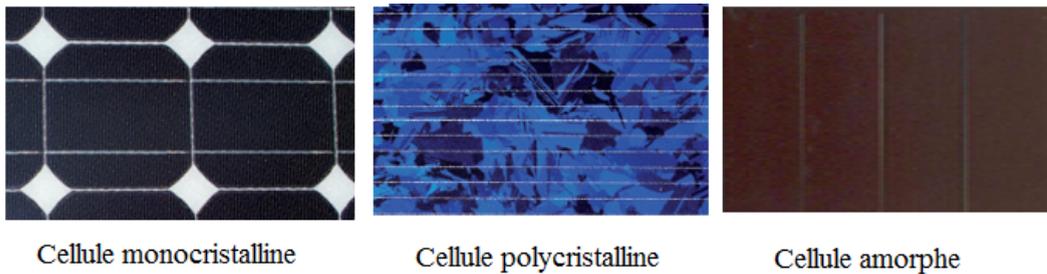


FIGURE I.10 – Différents types des cellules

Il y a d'autres types des cellules PV comme les cellules en matériaux organiques (rendement d'environ de 3,6%) et les cellules tandem [18]. Le tableau 13 (Annexe A) illustre une comparaison entre les différentes technologies [11].

## I.4.4 Paramètre des cellules photovoltaïques

### I.4.4-a Courant de court-circuit $I_{cc}$

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nulle. Dans le cas idéal ( $R_s$  nulle et  $R_{sh}$  infinie), ce courant se confond avec le photo-courant  $I_{ph}$  [55].

$$I_{cc} = I_{ph}$$

### I.4.4-b Tension à circuit ouvert $V_{co}$

C'est la tension pour laquelle le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul (c'est la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur photovoltaïque) [55].

$$V_{co} = V_T \cdot \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_{sat}} + 1\right)$$

### I.4.4-c Rendement énergétique

C'est le rapport entre la puissance électrique maximale fournie par la cellule  $P_{max}(I_{opt}, V_{opt})$  et la puissance solaire incidente. Il est donné par :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{inc}} = \frac{I_{opt} \cdot V_{opt}}{P_{inc}}$$

Avec  $P_{inc}$  est égale au produit de l'éclairement et de la surface totale des photopiles. Ce paramètre reflète la qualité de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique [55].

#### I.4.4-d Facteur de forme ff

Ce facteur représente le rapport entre la puissance maximale  $P_{max}$  fournie par la cellule ou générateur et la puissance optimale. Il représente la mesure de la qualité de la cellule ou d'un générateur, il est défini par la relation [18].

$$ff = \frac{P_{max}}{I_{cc} \cdot V_{co}} = \frac{I_{opt} \cdot V_{opt}}{I_{cc} \cdot V_{co}}$$

### I.4.5 Effet des variations climatiques sur la cellule PV

La température et l'éclairement sont deux paramètres qui influent sur la caractéristique courant-tension d'une cellule PV, tel que la variation de ces paramètres implique un changement de cette caractéristique.

#### I.4.5-a Variation du rayonnement

La variation du rayonnement (l'ensoleillement) entraîne une variation du courant proportionnelle à cette dernière et une variation de la tension relativement faible. En effet, le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement alors que la tension de circuit ouvert est une fonction logarithmique (figure I.11) [20].

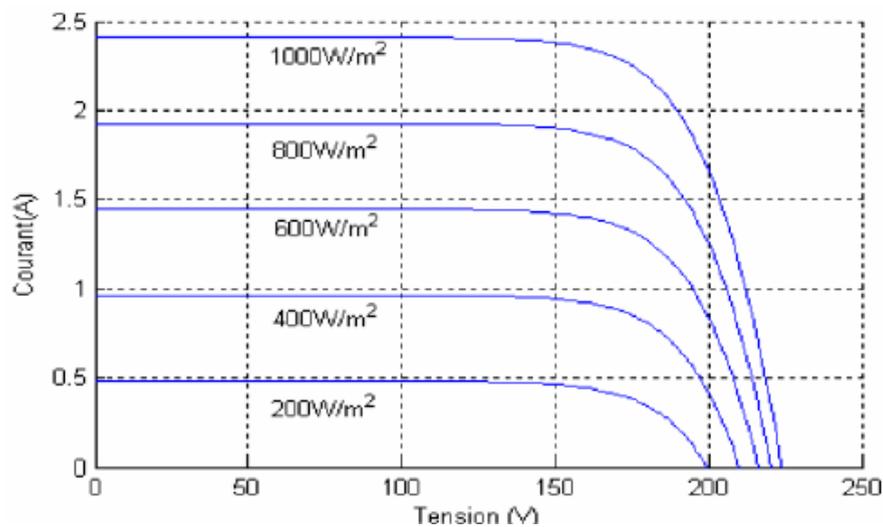


FIGURE I.11 – Caractéristique  $I(V)$  pour différents éclairement

L'augmentation du rayonnement entraîne aussi une augmentation de puissance (figure I.12).

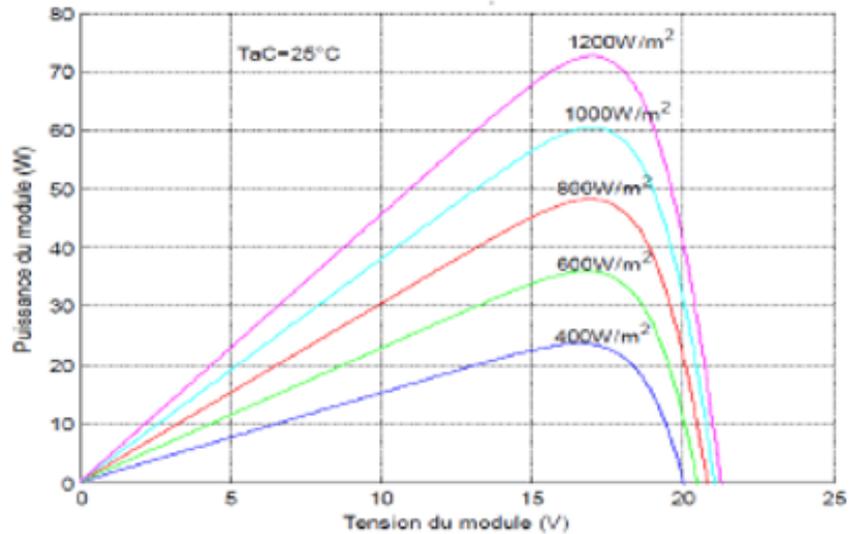


FIGURE I.12 – Caractéristique  $P(V)$  pour différents éclairement

#### I.4.5-b Variation de la température

La température a une faible influence sur le courant de court-circuit puisqu'il varie légèrement, mais la tension du circuit ouvert baisse proportionnellement à l'élévation de la température, par conséquent la puissance diminue comme montrer par les figures I.13 et I.14.

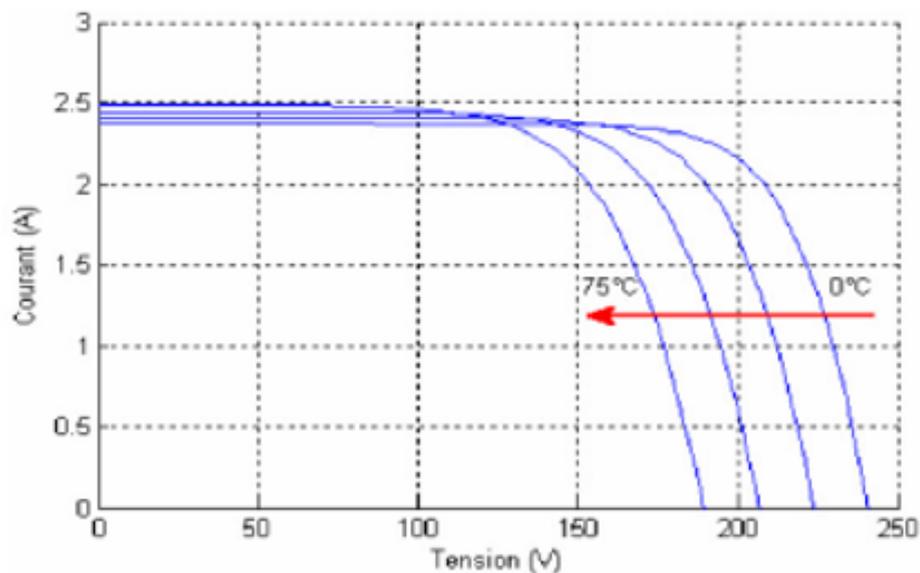
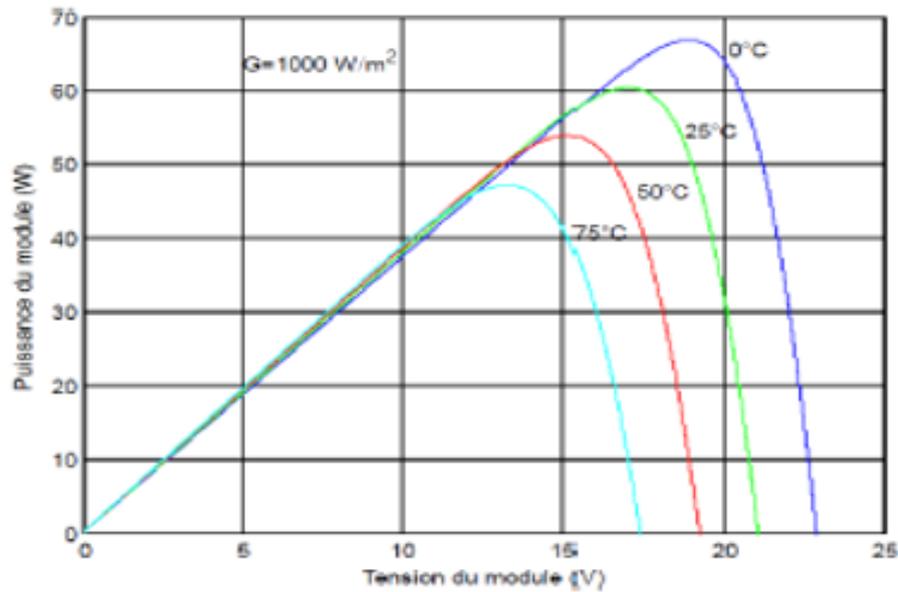


FIGURE I.13 – Caractéristique  $I(V)$  pour différentes températures [20]

FIGURE I.14 – Caractéristique  $P(V)$  pour différentes températures.

#### I.4.6 Générateur photovoltaïque

De la part de ses dimensions les cellule PV délivrent une puissance de quelque watt sous une tension de faible. Pour produire plus de puissance, il doit assembler plusieurs cellules afin de créer un module ou un panneau photovoltaïque. En effet, les modules PV sont composés d'un ensemble de cellules mises en série et/ou en parallèle, réalisant la conversion de la lumière du soleil en électricité. Les module eux-mêmes associés en série et parallèle pour former un champ photovoltaïque d'une puissance crête définie selon des conditions spécifiques d'éclairement, de température et de spectre solaire.

Le générateur photovoltaïque (GPV) est une combinaison de plusieurs modules PV ou panneau. Il représente pour un système PV la source de l'énergie à fournir.

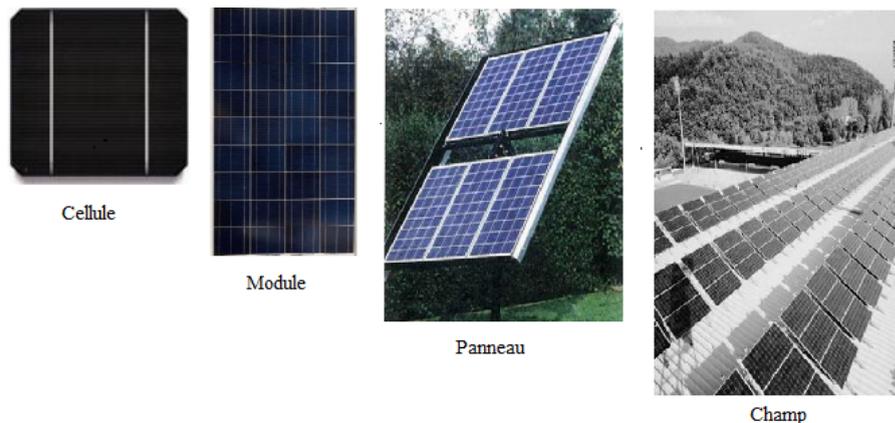


FIGURE I.15 – De la cellule au champ GPV

## I.4.7 Association des cellules PV

### I.4.7-a Association en série

Prenant le cas d'un circuit électrique dont les charge sont en série, Dans un groupement en série, le courant qui traverse les cellules est le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions de chacune des cellules à un courant donné. Si le nombre des cellules en série  $N_s$  augmente il suffit de dilater la caractéristique  $I(V)$  d'un facteur  $N_s$  vers la droite (suivant l'axe des tensions). La figure I.16 montre la caractéristique résultante obtenue en associant en série  $N_s$  cellules identiques.

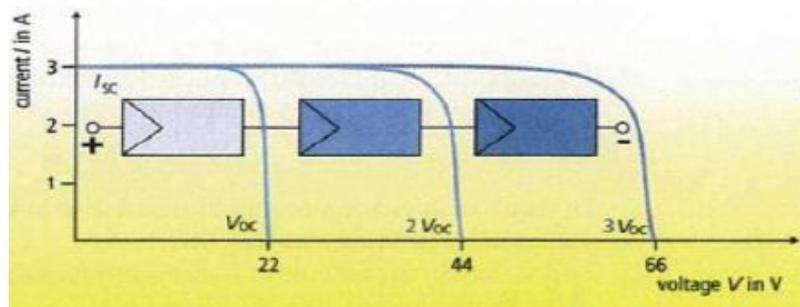


FIGURE I.16 – Caractéristique groupement en série des cellules identiques [26]

### I.4.7-b Association en parallèle

Le principe d'un circuit électrique dont les charges sont en parallèle est applicable au groupement en parallèle des cellules. Dans un groupement de cellules connectées en parallèle, la tension aux bornes des cellules est la même et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants de chacune à une tension donnée. Si le nombre des cellules en parallèle  $N_P$  augmente il suffit de dilater la caractéristique  $I(V)$  d'un facteur  $N_P$  vers le haut. La figure I.17 montre la caractéristique résultante obtenue en associant en parallèles  $N_P$  cellules identiques.

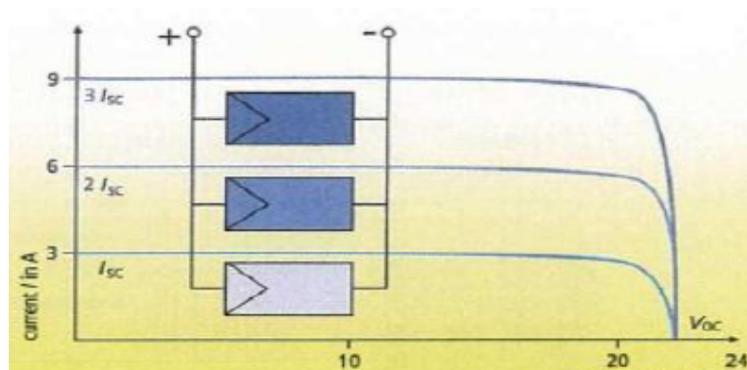


FIGURE I.17 – Caractéristique d'un groupement en parallèle des cellules identiques [26]

### I.4.7-c Association hybride (série/parallèle)

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces cellules, les valeurs du courant de court-circuit total et de la tension à vide totale sont données par les relations [18] :

$$I'_{cc} = N_p \cdot I_{cc} \quad V'_{co} = N_s \cdot V_{co}$$

La figure I.18 montre la caractéristique résultante obtenue en associant, en série  $N_s$  et en parallèle  $N_p$  des cellules identiques.

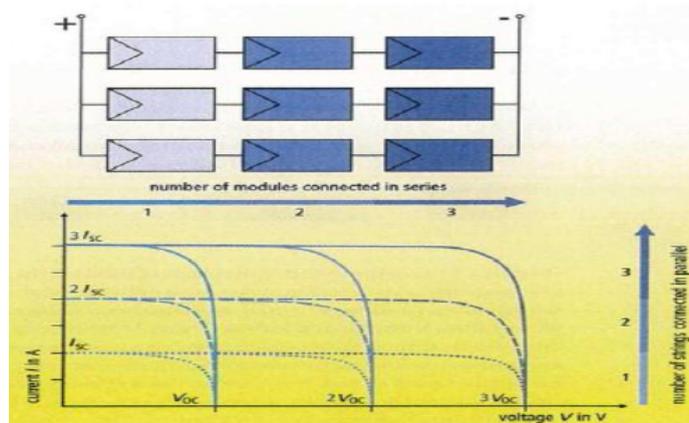


FIGURE I.18 – Caractéristique d'un groupement hybride des cellules identiques [26]

### I.4.8 Différents types de système PV

On peut classer les systèmes PV selon le schéma suivant :

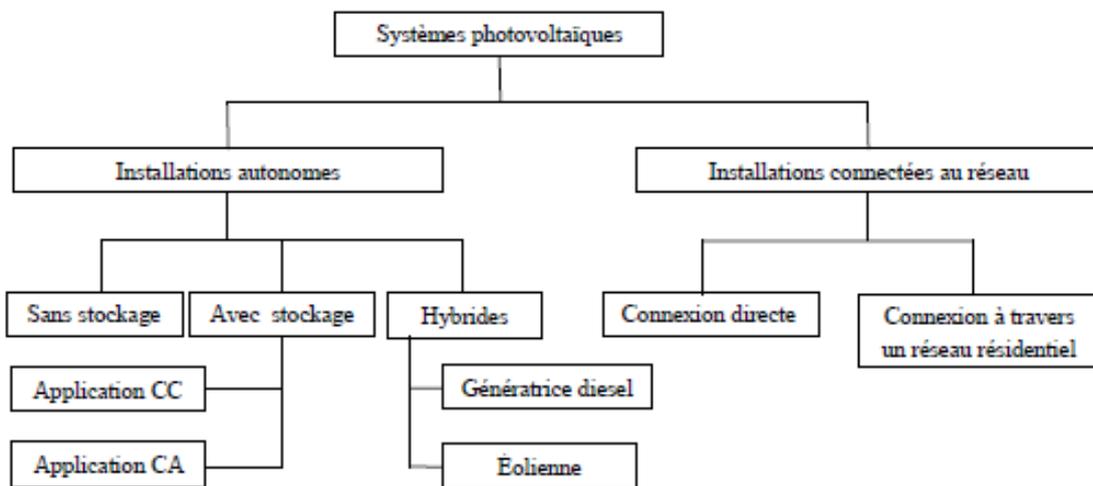


FIGURE I.19 – Classification des systèmes photovoltaïques [47]

### I.4.8-a Système autonome

Ce type des systèmes est généralement utilisé dans les sites isolés où il n'y a pas de réseau. Il est constitué d'un générateur photovoltaïque qui permet de fournir l'énergie électrique nécessaire, un ensemble de batteries où accumulateurs a pour rôle le stockage d'énergie car la consommation ne dépend pas des heures d'ensoleillement, un régulateur qui a le rôle de protéger les batteries contre les surcharges et les décharges profondes.

De plus, ces installations comportent également selon le cas des interfaces de conversion continu-continu (charges fonctionnant en courant continu) et/ou continu-alternatif (charges fonctionnant en courant alternatif).

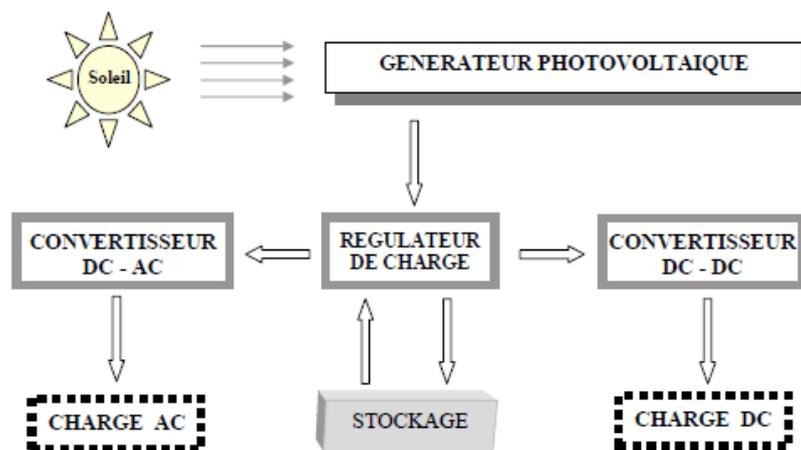


FIGURE I.20 – Système PV autonome [57]

### I.4.8-b Système PV raccordées au réseau

Les systèmes PV raccordées au réseau sont généralement divisés selon deux modes de connexion.

- **Connexion directe** : Dans ce cas, toute l'énergie produite est vendue et le courant consommé est fourni par le réseau.

- **A travers des réseaux résidentiels** : Lorsque la production dépasse la consommation dans les réseaux domestiques la puissance injectée au réseau sera le surplus de la puissance produite. Le tarif d'achat du kWh produit par une installation photovoltaïque est supérieur au prix pratiqué par les compagnies électriques pour la vente d'électricité à leurs clients. Il est donc nécessaire de compter séparément les kWh injectés et ceux prélevés sur le réseau, ce qui oblige à installer deux compteurs unidirectionnels (électroniques) un compteur qui comptabilise l'énergie achetée au fournisseur d'énergie et un autre compteur mesure l'énergie renvoyée sur le réseau électrique lorsque la production dépasse la consommation.

Ce type des systèmes élimine la partie la plus problématique et la plus chère d'une installation autonome qui est le stockage.

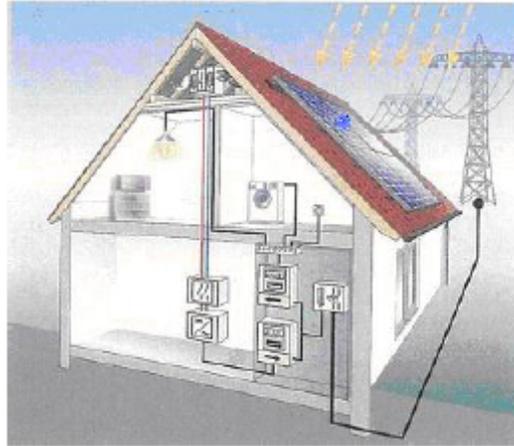


FIGURE I.21 – Systèmes connectés au réseau [52]

#### I.4.8-c Système hybride

Lorsque le générateur PV ne couvre pas seul tout les besoins énergétiques tout, il possible d'introduire d'autre sources (éolienne, petite hydraulique, biomasse, groupe diesel . . .) afin de mieux garantir la qualité de l'approvisionnement en électricité. Ce type d'installation est alors dit hybride.

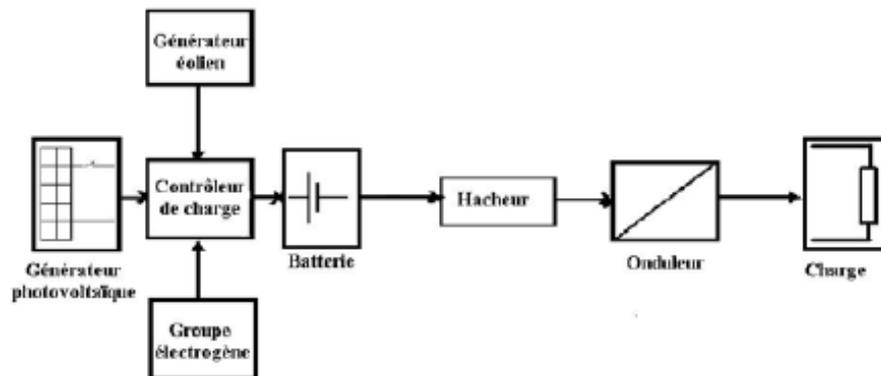


FIGURE I.22 – Système hybride (PV-éolienne-groupe diesel) [47]

## I.5 Conclusion

Dans ce premier chapitre, un bref aperçu est présenté concernant les gisements solaires, et particulièrement celui disponible en Algérie, puis un état des technologies solaires couramment employé actuellement est exposé. Le prochain chapitre est consacré aux techniques de l'éclairage et au dimensionnement appliquée au cas de la ferme étudiée.

## Chapitre II

---

# Projet d'éclairage de la ferme

### SOMMAIRE

---

II.1 INTRODUCTION . . . . .	23
II.2 ECLAIREMENT . . . . .	24
II.3 ECLAIRAGE . . . . .	25
II.3.1 Terminologie et notions de photométrie . . . . .	25
II.3.2 Flux lumineux . . . . .	26
II.3.3 Différent types d'éclairages . . . . .	26
II.3.4 Luminaire . . . . .	27
II.3.5 Sources lumineuses . . . . .	30
II.4 ÉTAPES À SUIVRE POUR L'ÉTUDE DE L'ÉCLAIRAGE DE LA FERME	38
II.5 APPLICATION À LA FERME . . . . .	43
II.5.1 Cahier des charges . . . . .	43
II.6 CONCLUSION . . . . .	46

---

## II.1 Introduction

Après avoir pris connaissance des principales technologies solaires employées actuellement, le présent chapitre traite des différentes techniques appliquées à l'éclairage des locaux d'habitation ainsi qu'aux étapes successives nécessaires à leur dimensionnement.

Une étude comparative des différents constituant d'une installation d'éclairage est exposée (lampes, tubes, luminaires ...).

## II.2 Eclairage

L'éclairage lumineux est la grandeur définie par la photométrie correspondant à la sensation humaine de l'éclairage. Plus un objet qui n'est pas totalement noir et qui ne produit pas de lumière par lui-même est éclairé, plus il est visible distinctement. La photométrie définit cette grandeur rigoureusement, afin de pouvoir la calculer, connaissant l'intensité lumineuse des sources de la lumière, leur distance et leur direction [3].

L'éclairage lumineux se différencie de l'éclairage énergétique par l'application d'une pondération par longueurs d'onde qui correspond à la sensibilité de la vision humaine. La Commission internationale de l'éclairage a défini les tables d'efficacité lumineuse spectrale qui représentent la sensibilité de l'« observateur de référence ». Les appareils de mesure doivent avoir une sensibilité spectrale similaire [3].

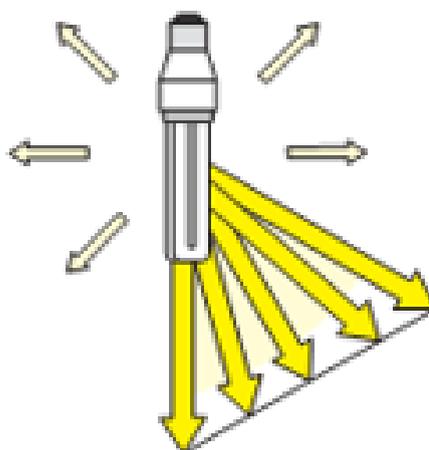


FIGURE II.1 – Eclairage d'une surface

En photométrie, l'éclairage correspond à un flux lumineux reçu par unité de surface. Son unité dans le système international est le lux : 1 lux (lx) correspond à un flux lumineux de 1 lumen (lm) couvrant uniformément 1 mètre carré ( $m^2$ ) soit [3] :

$$1 \text{ lx} = 1 \text{ lm}/m^2$$

Le niveau d'éclairage dans un local n'est pas constant dans le temps. Il diminue progressivement en raison de différents phénomènes [5] :

- L'empoussièrement et le vieillissement des luminaires,
- L'usure des lampes,
- L'empoussièrement et le vieillissement des parois du local.

Pour cette raison, on distingue trois types d'éclairages [5] :

- a- **Eclairage moyen initial ( $E_0$ )** C'est la base des projets d'éclairage. Cette valeur est obtenue à la mise en service de l'installation, après stabilisation des lampes (généralement après 100 heures de fonctionnement).
- b- **Eclairage moyen en service ( $E_s$ )**  
C'est la valeur obtenue en cours d'utilisation. On considère généralement cette valeur au milieu de la période de maintenance.
- c- **Eclairage moyen maintenu ( $E_m$ )**  
C'est l'éclairage subsistant juste avant les interventions d'entretien (remplacement des lampes et nettoyage des luminaires). Cet entretien permet en principe de revenir à l'éclairage initial ( $E_0$ ).

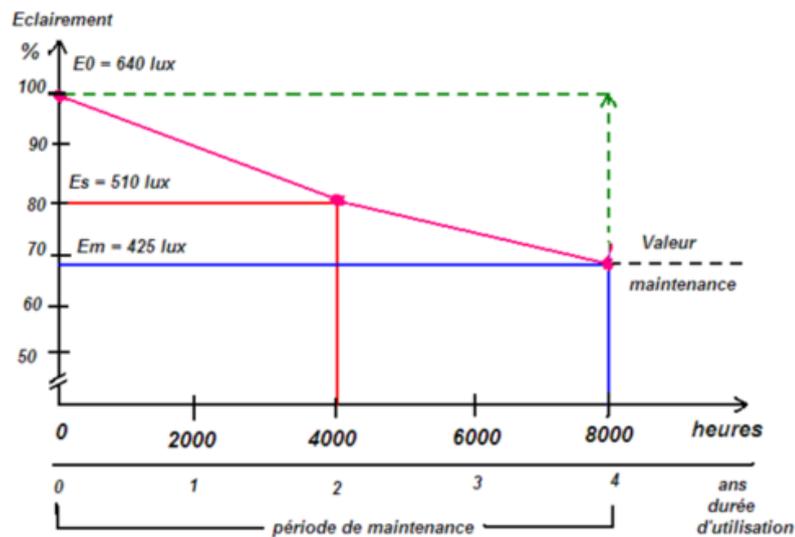


FIGURE II.2 – Variation de l'éclairage moyen (en fonction de la durée d'utilisation)

## II.3 Eclairage

L'éclairage est l'ensemble des moyens qui permettent à l'homme de doter son environnement des conditions de luminosité qu'il estime nécessaires à son activité ou son agrément.

### II.3.1 Terminologie et notions de photométrie

Avant de passer en revue les différents moyens permettant d'assurer un éclairage efficace dans les logements, nous rappelons ci-dessous quelques principes théoriques de base relatifs à la lumière et à l'éclairage. Cette section a pour seul objectif d'introduire les notions fondamentales de terminologie et de photométrie nécessaires pour comprendre les concepts abordés dans ce guide [7].

### II.3.2 Flux lumineux

Le flux lumineux  $F$  est la quantité de lumière rayonnée par une source dans toutes les directions de l'espace. Il s'exprime en lumens [7].

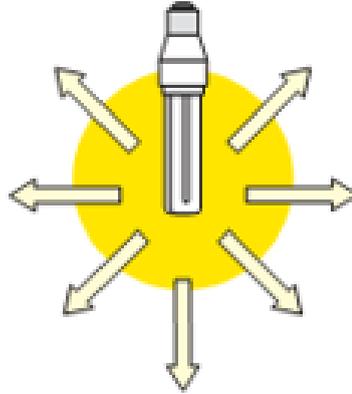


FIGURE II.3 – Flux lumineux d'une source

C'est d'une certaine manière la puissance lumineuse qu'une source émet ; c'est donc sur cette base que les sources lumineuses peuvent être en partie comparées. Deux sources émettant le même flux lumineux donneront, a priori, la même quantité de lumière dans la pièce [7].

### II.3.3 Différent types d'éclairages

Selon la finalité de l'éclairage, la manière dont la lumière produite par une source est dirigée sur la surface à éclairer sera différente en fonction des luminaires utilisés et de leur placement [30].

- **Direct** : Le flux lumineux est dirigé directement sur la surface à éclairer. Il est très économique ; Il y a des risques d'éblouissement.

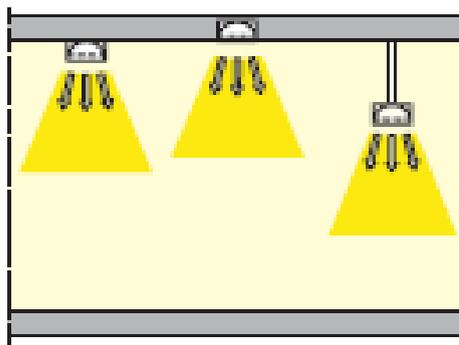


FIGURE II.4 – Eclairage direct

- **Indirect** : La totalité du flux lumineux est dirigé vers le haut ; Il supprime l'éblouissement mais diminue les ombres et le relief. Son inconvénient majeur est son très mauvais rendement.

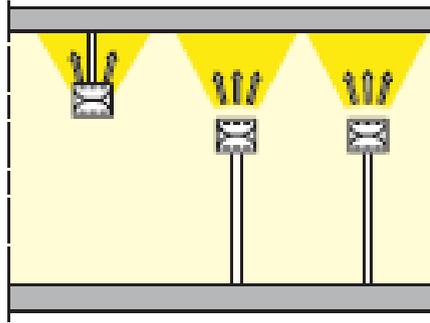


FIGURE II.5 – Eclairage indirecte

- **Mixte** : C'est un compromis entre l'éclairage direct et indirect, avec les inconvénients et les avantages des deux systèmes.

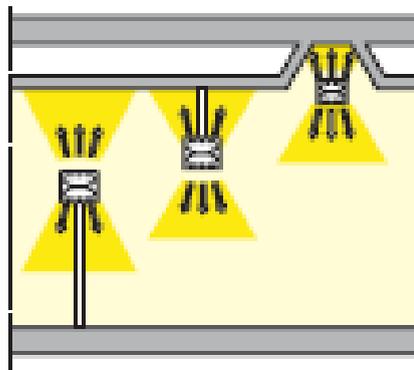


FIGURE II.6 – Eclairage mixte

### II.3.4 Luminaire

Les luminaires sont des appareils d'éclairage qui contiennent la source lumineuse ainsi que les éventuels auxiliaires. Son rôle est triple [7].

- il dirige, au moyen de l'optique, la lumière fournie par la source lumineuse vers l'espace à éclairer ;
- il protège la lampe et les éventuels auxiliaires contre les influences externes (coups, eau, poussières, etc...);
- il joue un rôle esthétique particulièrement important dans les applications résidentielles de par sa forme, ses couleurs et ses matériaux.

### II.3.4-a Distribution lumineuse du luminaire

Les luminaires ont pour principale fonction de distribuer la lumière émise par la source lumineuse dans l'espace, il est nécessaire de décrire comment cette distribution s'opère

Trois types de distribution sont identifiés [7] :

**Distribution extensive** : le faisceau lumineux est large, donnant un éclairage relativement uniforme.

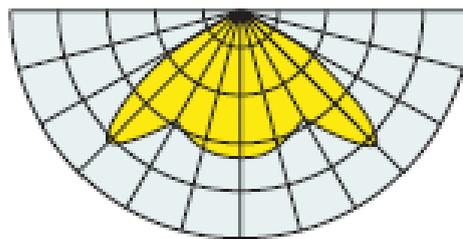


FIGURE II.7 – Distribution extensive

**Distribution intensive** : lorsque le flux lumineux est dirigé vers un point précis de l'espace

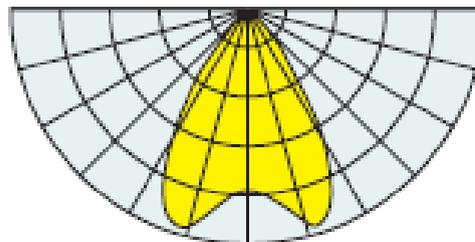


FIGURE II.8 – Distribution intensive

**Distribution asymétrique** : qui est utilisée pour éclairer des surfaces verticales comme des murs ou des tableaux.

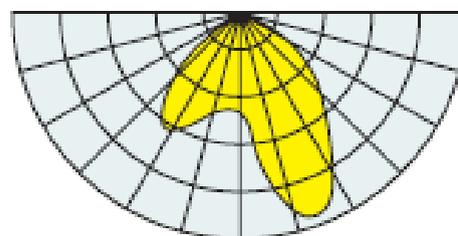


FIGURE II.9 – Distribution asymétrique

### II.3.4-b Classification photométrique des luminaires

Le flux lumineux émis par un appareil se divise en deux parties [30].

- 1- Une partie émise vers le plafond ou l'éclairage est indirecte (lettre T) ;
- 2- Une partie orientée vers le sol ou l'éclairage est directe.

Il y a des luminaires qui engendrent des cônes lumineux très évasés, d'autres très étroits. Ce critère très simple permet de construire 5 catégories de luminaires.

La répartition photométrique est caractérisée par les flux repérés de F1 à F5 conformément à la norme NF C 71-120.

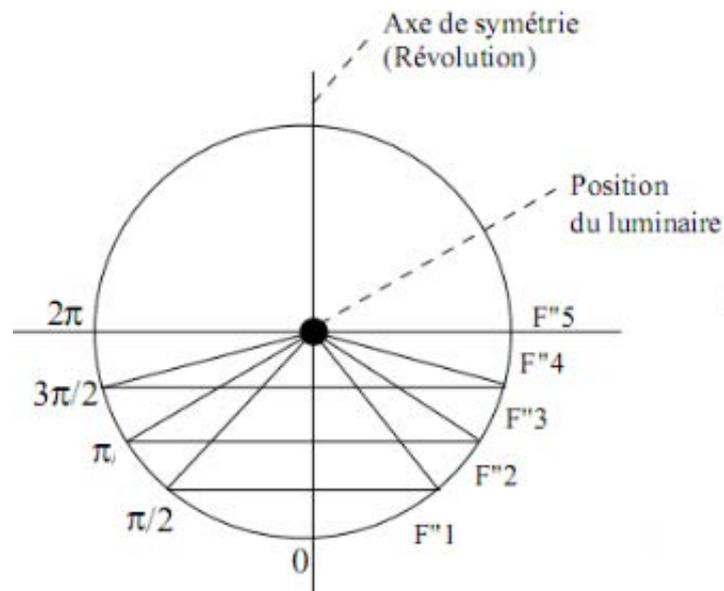


FIGURE II.10 – Répartition photométrique

D'après la norme NFC 71-121 les luminaires sont répartis en 20 classes repérées de A à T comme le montre le tableau ci-dessous.

TABLE II.1 – Classes de luminaires

Classe	Catégorie de luminaire
A,B,C,D,E	F1 direct intensif
F,G,h,I,J	F2 direct extensif
K,L,M,N	F3 semi-direct
O,P,Q,R,S	F4 mixte
T	F5 indirect

### II.3.4-c Recherche de la classe photométrique

L'équation photométrique du luminaire est donnée par le constructeur. Elle est de la forme :

$$PH = \eta_i X + \eta_s T \quad (\text{II.1})$$

$PH$  : Définition photométrique du lumière ;  
 $\eta_i$  : Rendement de la partie inférieure ;  
 $X$  : classe Photométrique (Éclairage direct) ;  
 $\eta_s$  : Rendement de la partie supérieure ;  
 $T$  : Classe photométrique supérieure (Éclairage indirect).

**Exemple** :  $0,39.D+0,26.T$

0,39 : 39 % du flux des lampes part en direct (vers le bas) ;  
 $D$  : Répartition selon la norme C 71-121 ;  
0,26 : 26 % du flux des lampes part en indirect (vers le haut) ;  
 $T$  : éclairage indirect.

### II.3.5 Sources lumineuses

Les sources lumineuses artificielles se répartissent en trois grandes familles technologiques [45] :

- **Lampes à incandescence** : elles émettent de l'énergie lumineuse par le biais d'un filament métallique porté à incandescence par la traversée d'un courant électrique.

- **Lampes fluorescentes et les lampes à décharge** : La lumière est produite par la décharge d'un gaz excité par un courant électrique émis entre deux électrodes (phénomène que l'on peut comparer à ce lui de la foudre).

Le rayonnement émis est directement visible pour les lampes à décharge, alors qu'il résulte d'une transformation d'un rayonnement ultraviolet par le biais de poudres fluorescentes, pour les lampes fluorescentes. L'origine de l'éclairage à incandescence remonte au 19<sup>siècle</sup> avec la mise au point par Thomas Edison d'une lampe à filament de carbone en 1879.

L'apparition de la lampe à décharge peut être située à peu près à la même époque, quant à la première lampe fluorescente, elle a été réalisée par A. Claude en 1936. Depuis cette période, la technologie a considérablement évolué. L'efficacité lumineuse de la lampe d'Edison était de 1,5 lm/W, alors que certaines lampes dépassent aujourd'hui 150 lm/W.

Le progrès technique dans l'éclairage a fait évoluer les caractéristiques techniques des sources lumineuses sur trois axes principaux :

- accroissement régulier des performances énergétiques ;
- amélioration de la qualité de la lumière émise ;
- extension des possibilités d'utilisation :
  - \* miniaturisation,
  - \* élargissement des gammes de puissance,
  - \* variation de la puissance d'une même source entre autre.

Cette dynamique caractérise l'évolution du secteur de l'éclairage depuis un siècle et continuera certainement à orienter le changement technique dans les années à venir, notamment en ce qui concerne l'amélioration des performances énergétiques.

### II.3.5-a Lampes à incandescence

Ces lampes très courantes reposent sur un principe de fonctionnement inventé par Thomas Edison au XIXe siècle. Un filament de tungstène s'échauffe lorsqu'un courant électrique le traverse. Placé dans une ampoule vide ou remplie d'un gaz inerte, le filament chaud émet des photons lumineux et donc de la lumière. Il perd aussi des particules de métal qui se déposent sur la paroi de l'ampoule diminuant ainsi son rendement lumineux. Au cours du temps le filament s'amincit et finit par se rompre.

#### Lampes à incandescence standard

La lampe à incandescence standard se compose d'un filament de tungstène en fermé dans une capsule de verre translucide vide ou remplie d'une combinaison de gaz neutres. Lorsqu'il est traversé par un courant électrique, le filament est porté à incandescence et émet un rayonnement visible à dominante rouge (température de couleur : 2700 K) [10].

Ces lampes assurent aujourd'hui la quasi-totalité des besoins d'éclairage dans le résidentiel, et une partie importante des besoins dans le tertiaire. Elles sont disponibles dans une gamme de puissance très étendue (de quelques watts jusqu'à plusieurs centaines de watts), avec des culots standards à vis ou baïonnette, et dans de multiples formes et apparences (claire, dépolie, opale, carrée, globe, flamme, etc...) [45].

S'agissant d'un produit banalisé, leur prix de vente est très peu élevé, de l'ordre de quelques euros pour les ampoules standard à quelques dizaines d'euros pour les ampoules décoratives. De nombreuses améliorations ont été apportées à la lampe à incandescence depuis la lampe d'Edison (tungstène, double spiralage du filament, introduction de gaz inertes,...) qui ont amélioré sa durée de vie et fait passer son efficacité lumineuse de 1-2 lm/W à 10-15 lm/W.

La résistance du filament à l'évaporation ne permettait pas d'aller au delà de cette limite, une augmentation de la température étant nécessaire pour atteindre une plus grande efficacité mais elle se traduisait par une réduction en simultanée de la durée de vie. L'introduction des cycles halogènes a permis de contourner cette double contrainte et d'accroître les performances lumineuses et la durée de vie des lampes [45].

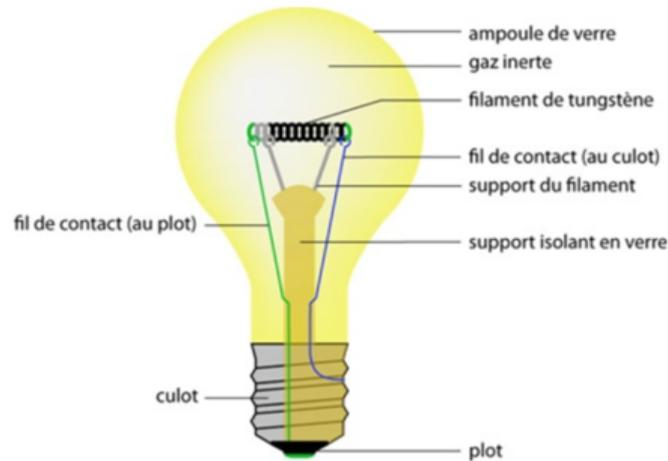


FIGURE II.11 – Lampe à incandescence standard

#### Avantage et inconvénients [24]

- Prix d'achat peu élevé.
- Mauvais rendement 92 à 95% de l'énergie électrique perdus en chaleur (seuls 5 à 8% de l'électricité consommée est transformé en lumière).
- L'intensité lumineuse diminue avec le temps.
- La durée de vie n'excède pas 1000 heures.
- Le dégagement de chaleur est important.

#### Lampes tungstène-halogènes

Les lampes tungstène-halogènes sont des lampes à incandescence dont le filament fonctionne à plus haute température sans entraîner une accélération de l'évaporation grâce à l'introduction de composés halogènes qui permettent la régénération du filament en continu [10].

A l'origine ces lampes n'étaient disponibles qu'en deux standards. Les lampes halogènes "crayons" (basse tension/forte puissance) qui associés à des luminaires de forte puissance et modulable, ont popularisé l'éclairage halogène dans le secteur résidentiel. Les lampes halogènes très basse tension (TBT) de petite taille utilisées en éclairage d'accentuation [45].

L'une et l'autre nécessitaient des luminaires spécifiques, pour des raisons de sécurité ou pour l'intégration de l'alimentation. Depuis peu, les lampes halogènes son disponibles avec des culots standards (lampes halogènes à double enveloppe) et peuvent se substituer aux ampoules à incandescence classiques [45].

Enfin, il convient de mentionner les recherches portant sur la mise au point d'une nouvelle lampe à incandescence (probablement de type halogène) dont les performances énergétiques seraient au moins de 30% supérieures à celles de l'incandescence, la durée de vie de l'ordre de 3000 heures, pour un prix qui resterait du même ordre de grandeur que celui des lampes halogènes [45].



FIGURE II.12 – Lampe tungstène-halogènes

#### Avantage[24]

- Rendement lumineux 2 fois supérieur à celui des lampes à incandescence classiques,
- Durée de vie deux fois plus longue (environ 2000 heures),
- Leur petite taille permet d'utiliser des luminaires plus compacts.

#### Inconvénients[24]

- Les rayons ultraviolets ne sont pas arrêtés par le quartz constituant l'ampoule. Or ces rayonnements sont cancérigènes et il est dangereux de s'y exposer à très courte distance pendant de longues périodes. Une simple paroi en verre arrête ces ultraviolets et écarte tout danger.
- Le quartz de l'ampoule est très fragile et ne supporte pas le contact avec les doigts,
- Leur prix est plus élevé que celui des lampes à incandescence classiques.

TABLE II.2 – Comparaison des lampes à incandescence standards et halogénées

	Incand.stand 100 W	Halogène 100 W	Halogène TBT 50 W <sup>3</sup>
Flux nominal (lm)	1350	1600	
Efficacité lumineuse (lm/W)	13,5	16	20-22
Durée de vie (heures)	1000	2000	3000
Température de couleur (°K)	2720	2830	3100
Indice de Rendu de couleur	100	100	100

### II.3.5-b Lampes fluorescentes

#### Tubes fluorescents

Le principe de l'éclairage fluorescent est ce lui de la décharge dans une vapeur de mercure traversée par un courant électrique [10], décharge produisant un rayonnement peu visible principalement situé dans l'ultraviolet. Une poudre luminescente située sur l'enveloppe transforme ce rayonnement UV en lumière visible [30].

Pour fonctionner, les tubes fluorescents nécessitent un appareillage complémentaire (starter, ballast) contenu dans le luminaire qui permet d'amorcer et d'entretenir la décharge. Les tubes fluorescents ont une efficacité lumineuse très supérieure à celles des lampes à incandescence (50 - 90 lm/W) et une durée de vie de l'ordre de 10 000 heures [45].

La qualité de la lumière produite dépend essentiellement des poudres fluorescentes déposées sur l'enveloppe. Les premières poudres permettaient d'atteindre une bonne efficacité énergétique mais au détriment de la qualité de la lumière produite, ce qui a orienté l'éclairage fluorescent vers les usages où seule l'intensité lumineuse importait (industrie notamment)[45].

Des progrès sensibles ont été enregistrés dans ce domaine depuis la fin des années 70, avec la mise au point de poudres à trois bandes et la diminution du diamètre des tubes, qui permettent d'atteindre aujourd'hui 100 lm/W, sans que ces progrès se fassent au détriment de la qualité de la lumière.

Les tubes fluorescents sont disponibles dans plusieurs qualités, principalement, les tubes "de luxe" à rendu de couleur élevé (IRC supérieur à 85) dont l'efficacité lumineuse est proche de 60 lm/W et les tubes "économiques" dont le rendement dépasse 80 lm/W mais pour un IRC situé entre 50 et 85.



FIGURE II.13 – Tube fluorescent

**Avantages :** [24]

- Prix relativement peu élevé à l'achat.
- Bon rendement énergétique, (30 % de l'énergie électrique sont convertis en lumière).
- Leur durée de vie est 6 à 8 fois plus longue qu'une lampe classique, (6000 à 8000 heures).

**Inconvénients :** [24]

- Dimensions peu pratiques.
- Lumière relativement froide.

**Lampes fluorescentes compactes**

La lampe fluorescente compacte (LFC) ou lampe basse consommation fonctionne selon le même principe que les tubes fluorescents rectilignes [10]. Elle bénéficie de ce fait des caractéristiques propres à l'éclairage fluorescent, efficacité lumineuse (40 à 60 lm/W) et longue durée de vie (environ 8 000 heures).

On distingue deux grandes familles de LFC, les lampes de substitution et les lampes d'intégration [45]. Les lampes de substitution sont conçues pour rempla-



FIGURE II.14 – Lampe fluorescente compacte

cer des lampes à incandescence, principalement dans le secteur résidentiel [10]. Elles présentent un culot identique à celui des sources à incandescence (vis Ou douille) et intègrent les systèmes d'allumage nécessaires à leur fonctionnement [45].

Les lampes d'intégration à ballast séparé sont destinées prioritairement au secteur tertiaire, et permettent de remplacer le seul tube en fin de vie. La lampe ne comprend qu'un tube fluorescent qui s'adapte directement sur le luminaire par le biais d'un culot spécifique, le ballast étant intégré dans le luminaire [45].

Les premières LFC ont été commercialisées en Europe par Philips en 1980.

Depuis, elles ont beaucoup évoluées ; les premières lampes étaient volumineuses et lourdes, et nécessitaient plusieurs minutes pour atteindre leur pleine puissance, avec parfois des phénomènes de scintillement. L'encombrement des lampes actuelles a été sensiblement réduit de telle sorte qu'une partie des problèmes de compatibilité avec les luminaires existants devrait disparaître. De même l'introduction des ballasts électroniques en remplacement des ballasts électromagnétiques a amélioré les performances globales, réduit le poids, diminué le délai d'allumage et supprimé les phénomènes de scintillement [45].

**Avantages :** [24]

- Prix d'achat élevé, économie conséquente sur durée de vie.
- Leur durée de vie est élevée (6000 à 8000 heures).
- Elles se placent sur des supports à visser classiques.

**Inconvénients :** [24]

- Coût élevé à l'achat (amortissable après 3000 heures d'utilisation)
- La montée en puissance n'est pas instantanée.  
(Il faut plusieurs dizaines de secondes avant que la lampe fournisse son éclairage maximal.
- Ces lampes ne conviennent donc pas pour des éclairages de très courte durée.
- Rayonnement électromagnétique important 180V/m.  
Eviter l'utilisation de ces lampes comme lampes de chevet ou de bureau.

### II.3.5-c Lampes à LED

Surtout connues pour une série d'usages techniques (lampe témoin pour électroménager, lampes de poche...) et pour leur aspect design, les lampes à LED ouvrent de nouvelles perspectives en matière d'éclairage, surtout ponctuel.

Elles reposent sur une technologie récente constituée d'un dispositif semi-conducteur au silicium qui, traversé par un courant très faible (quelques centaines de milliampères) et une tension de quelques Volts (à partir de 3,5 V), provoque une émission puissante de lumière. Pour les diodes utilisées dans l'éclairage, le dispositif émetteur de lumière est noyé en cours de fabrication dans une lentille qui distribue la lumière selon un angle de 120 degrés [24] .

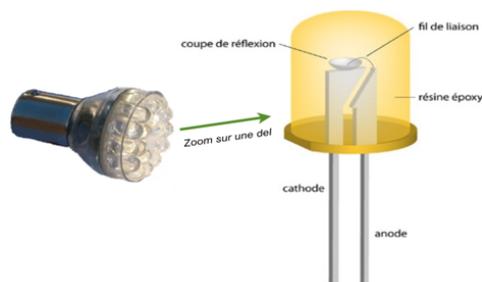


FIGURE II.15 – Lampe à LED

**Avantages** [24]

- Très faible consommation électrique ;
- Durée de vie très longue (environ 50000 heures) ;
- De très petite taille, elles permettent beaucoup de fantaisie.

**Inconvénients** [24]

- Encore coûteuses à l'achat, pour un groupe de LED donnant la même lumière 10 fois plus chères qu'une lampe économique.

**II.3.5-d Lampes à décharge**

Les lampes à décharge se répartissent en deux grandes familles, la décharge basse pression à laquelle appartiennent les lampes fluorescentes, et la décharge haute pression qui sera décrite ici. La distinction entre les deux familles tient au fait que dans la décharge haute pression, le rayonnement émis par le gaz contenu dans l'ampoule se situe pour l'essentiel dans le visible, et qu'il ne nécessite donc pas de conversion par le biais de poudres luminescentes [45].

Les lampes à décharge à haute pression, que l'on appellera lampes à décharge (HID en anglais), sont les sources qui présentent aujourd'hui les plus grandes efficacités lumineuses (80 - 100 lm/W), exception faite des lampes au sodium basse pression. Quoi que disponibles dans une gamme de puissance de plus en plus étendue, les lampes à décharge sont pour l'instant encore destinées aux applications qui requièrent de fortes (ou très fortes) puissances et elles imposent certaines contraintes en matière d'alimentation électrique, montée en puissance, réallumage, sécurité, etc...

Malgré ces caractéristiques qui en limitent l'usage à des applications spécifiques, les lampes à décharge sont évoquées ici car des progrès récents rendent possible ou envisageable une extension progressive vers les applications de plus faibles puissances, compatibles avec les utilisations dans le résidentiel et le tertiaire [45].

**Lampes à vapeur de mercure**

Les lampes à vapeur de mercure (aussi appelés ballons fluorescents) fonctionnent selon un principe semblable à celui des tubes fluorescents, mais la vapeur de mercure est sous une pression élevée. Une partie du rayonnement est émis directement par le gaz et une autre par l'intermédiaire des poudres fluorescentes.

Ces sources ont une durée de vie importante, mais une efficacité lumineuse limitée (40 à 60 lm/W). Elles sont disponibles dans une gamme de puissance de 50 à 1000 W, et principalement destinées à l'éclairage public extérieurs. Du fait de la concurrence des autres sources à décharge (iodures métalliques et sodium) les lampes à vapeur de mercure approchent aujourd'hui de l'obsolescence [45].

### Lampes aux halogénures métalliques

Les lampes aux halogénures métalliques utilisent la technologie des lampes à décharge au mercure mais avec des performances améliorées provenant de l'addition de composés halogènes (iodures). Ceux-ci entraînent un cycle de régénération qui permet d'obtenir des quantités et qualités de lumière supérieures à ce que produirait le mercure seul.

L'efficacité lumineuse des lampes aux halogénures métalliques est de l'ordre de 80 à 100 lm/W, pour des gammes de puissance courantes situées entre 250 et 1000 W. De nouvelles lampes de faible puissance sont apparues récemment (moins de 100 W et jusqu'à 35 W) principalement destinées à l'éclairage d'accentuation (vitrines, magasins salles d'exposition), qui peuvent laisser supposer une diffusion ultérieure en direction du tertiaire et résidentiel en complément des sources incandescentes ou halogènes [45]

### Lampes au sodium haute-pression

Les lampes à vapeur de sodium présentent une efficacité lumineuse extrêmement élevée, le maximum étant atteint avec le sodium basse pression (près de 200 lm/W) pour un rayonnement monochromatique jaune. En accroissant la pression de vapeur, on obtient une très nette amélioration du rendu de couleur, mais au détriment de l'efficacité lumineuse.

A haute pression, le maximum d'efficacité (100- 120 lm/W) est obtenu pour un IRC de l'ordre de 20, les lampes à décharge couramment utilisées en éclairage extérieur ont une efficacité de 90 lm/W pour un IRC de 60, et les nouvelles lampes "blanches", un IRC supérieur à 70 mais au prix d'une efficacité lumineuse qui devient inférieure à 60 lm/W. Elles sont en revanche disponibles dans de faibles puissances (moins de 100 W) et peuvent constituer une source de substitution pour l'incandescence ou l'halogène mais uniquement pour l'instant en usage professionnel [45].

## II.4 Etapes à suivre pour l'étude de l'éclairage de la ferme

**1- Détermination du niveau d'éclairement nécessaire** pour le local étudié suivant la nature de l'activité (Recommandations AFE).

**2- Calcul de l'indice du local  $K$  et du facteur de suspension  $J$**

Le calcul de  $K$  et  $J$  s'effectue en fonction des dimensions du local à éclairer :

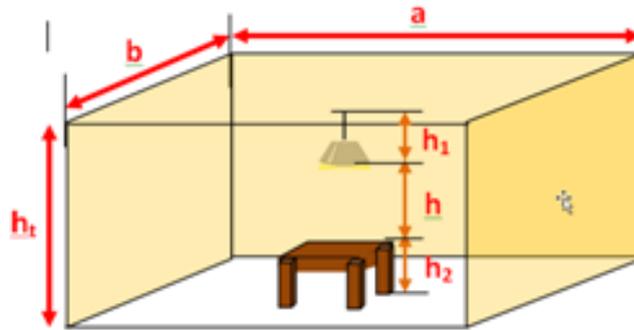


FIGURE II.16 – Dimension d'un local

$a$  : Longueur

$b$  : Largeur

$ht$  : Hauteur total

$h2$  : Hauteur du plan utile

$h1$  : Hauteur de suspension de source lumineuse

$h$  : Hauteur plan de travail /source lumineuse

**Indice du local  $K$  :**

$$K = \frac{a.b}{(a + b).h} \quad (\text{II.2})$$

**Indice de suspension  $J$  :**

$$J = \frac{hl}{h + h1} \quad (\text{II.3})$$

**NB :**

Il faut arrondir l'indice du local  $K$  aux nombres 0,6 - 0,8 - 1 - 1,25 - 1,5 - 2 - 2,5 - 3 - 4 - 5

$J$  est très souvent pris à 0 ou à 1/3 [8].

### 3- Détermination du facteur de réflexion $FR$ [30]

On a caractérisé en pourcentage les facteurs de réflexion du plafond, des murs et du plan utile. Pour éviter une surcharge des tableaux, ces facteurs ne sont pas donnés en pourcentage, mais en fonction du chiffre des dizaines de ces valeurs Le tableau ci-dessous nous donne le coefficient à appliquer :

TABLE II.3 – Facteur de réflexion

	Très clair	Clair	Moyen	Sombre	Nul
Plafond	8	7	5	3	0
Murs	7	5	3	1	0
Plan utile	3	3	1	1	0

**Exemple**

$$\left. \begin{array}{l} \text{Plafond blanc mat 70\%} \\ \text{Mur de couleur jaune vif 30\%} \\ \text{Sol en carrelage foncé 10\%} \end{array} \right\} \Rightarrow \text{FR}=731$$

**4- Détermination du facteur de dépréciation  $d$** 

En cours d'utilisation, le flux émis par une lampe baisse ; les causes sont diverses :

- les lampes se couvrent de poussière ; les parois du local sont moins réfléchissantes ;
- les lampes ont tendance à s'user et le flux lumineux produit diminue ;
- selon la maintenance, changement périodique des lampes.

TABLE II.4 – Valeurs des différents facteurs

Niveau d'empoussièrage	Facteur d'empoussièrage	Facteur lampe	Facteur maintenance	Compensateur de dépréciation
Faible	0.9	0.9	0.8	1.25
Moyen	0.8	0.9	0.7	1.40
Elevé	0.7	0.9	0.6	1.6

**5- Le choix de luminaire (Classe photométrique)****6- Relevé du facteur d'utilance**

Ce tableau est issu de la norme NF C 71-120 et 7-121 et donne les valeurs du facteur d'utilance en fonction du facteur de suspension  $J$ , de l'indice du local  $K$ , de la classe photométrique et du facteur de réflexion.

TABLE II.5 – Facteur utilisation pour  $J=1/3$

Luminaire classe C, table d'utilisation pour $J=1/3$		C													
		873	871	773	771	753	751	731	711	551	531	511	331	311	000
facteur de reflection	0.60	68	63	67	63	56	54	49	55	54	49	45	49	45	44
	0.80	79	73	78	72	67	64	59	55	63	58	55	58	55	53
	1.00	86	79	85	78	74	71	65	62	70	65	61	65	61	60
	1.25	93	85	92	84	82	77	72	68	76	72	68	71	68	66
	1.50	98	88	96	87	86	81	76	72	80	76	72	75	72	70
	2.00	105	93	102	92	94	86	82	79	85	81	78	81	78	76
	2.50	108	96	106	95	98	90	86	83	88	85	83	84	82	80
	3.00	112	98	109	97	102	92	89	86	91	88	85	87	85	83
	4.00	116	100	113	99	107	96	93	90	94	91	89	90	88	86
	5.00	119	102	115	100	110	98	95	93	96	94	92	92	91	88

$K$

### 7- Calcul du flux total à fournir $F$

Pour éclairer la totalité du plan utile d'une pièce rectangulaire ( surface =  $a.b$  ) au niveau d'éclairage  $E$  avec des lampes, il faut installer des lampes donnant au total un flux  $F$  ( en lumens ).

$$F = \frac{E'' . a . b . d}{(\eta_i . u_i) + (\eta_s . u_s)} \quad (\text{II.4})$$

### 8- Détermination du nombre de luminaires $N$

$$N = \frac{F}{n . f_L} \quad (\text{II.5})$$

où :

$n$  : nombre de sources lumineuses (tubes ou lampes),

$F$  : Flux lumineux total,

$f_L$  : flux d'une lampe.

### 9- Emplacement des luminaires pour que le flux soit équitablement réparti

L'uniformité de l'éclairage dépend de la répartition des luminaires, ainsi que de la diffusion de la lumière par les parois et le plafond. Selon la classe des luminaires (voir symbole photométrique), on doit respecter une valeur de rapport entre la distance des luminaires et la hauteur entre luminaire et plan de travail.

TABLE II.6 – Coefficients d'interdistance des luminaires

Classe des luminaires	Distance maximale entre deux luminaires
A	$DM \leq 1,0.h$
B	$DM \leq 1,1.h$
C	$DM \leq 1,3.h$
D	$DM \leq 1,6.h$
E	$DM \leq 1,9.h$
F	$DM \leq 2.h$
G	$DM \leq 2,0.h$
H	$DM \leq 1,9.h$
I	$DM \leq 2,0.h$
J	$DM \leq 2,3.h$

## II.5 Application à la ferme

### II.5.1 Cahier des charges

Le cahier des charges précise particulièrement les données suivantes.

#### II.5.1-a Locaux à éclairer

La nature d'activité de chaque pièce de la ferme ainsi que leurs dimensions et la couleur des murs et du plafond sont mentionnées au tableau suivant :

TABLE II.7 – Dimensions et couleur des zones d'études de la ferme

	Nature d'activité	Dimensions						Couleurs		
		a	b	h1	h2	h	ht	Plafond	Murs	Sol
CH1,2	Chambre	4	2	0.5	0	2.5	3	Blanc	Jaune vif	Gris foncé
CH3	Salon	4	3	0.5	0.85	1.65	3	Blanc	Vert	Gris foncé
CH4	Cuisine	4	3	0	0.85	2.15	3	Blanc	Verts	Gris foncé
CH5	Sanitaire	2	1	0	0	3	3	Blanc	Bleu	Blanc
CH6	Bergerie	10	8	1	0	2	3	Gris	Gris	Gris

#### II.5.1-b Choix des lampes

TABLE II.8 – Types des lampes

Type	Constructeur	Durée de vie	Puissance (W)	Flux lumineux (lm)	Tension (V)	Température des couleurs (K)	Classe
Fluorescent	K2	8000h	55	3575	220	6500	A
Fluorescent	VEGAS	8000h	11	650	220-240	6500	A
Fluorescent	SPRINTING	1 an	32	2055	170-250		A
Fluorescent	ALITE	1 an	1000	14000	220		B

#### II.5.1-c Choix des luminaires

TABLE II.9 – Types des luminaires

Constructeur	Référence	Symbole photométrique	Nombre des lampes	Type
PHILIPS	HPL-N	0,84C	1	Suspendu
	Savio TPS762	0,48C+0,21T	2	Suspendu
	Kristea MPK-632	0,67B	1	Plafonnier
	SON	0,77C	1	Suspendu

On peut calculer maintenant le nombre de luminaires pour la bergerie :

#### Choix des luminaires

- Constructeur : PHILIPS

- Référence :HPL-N
- Définition photométrique : Ph=0.84C+0T
- Type : suspendu
- Nombre des lampes : 1

**Système d'éclairage** : F1 (directe extensif)

**Niveau d'éclairement** :  $E'' = 125$  lux

**Indice de local  $K$**  :

$$K = (a.b)/((a + b).h) \Rightarrow K = (10 \times 8)/(10 + 8) \times 4 = 2.22 \quad (\text{II.6})$$

On prend la valeur la plus proche et supérieure : 2,5

**Indice de suspension  $J$**  :

$$J = hl/(h + hl) \Rightarrow 1/1 + 2 = 1/3 \quad (\text{II.7})$$

**Coefficient  $FR$**  :  $FR = 311$

**Facteur  $U$**  :  $U = 0,82$

**Facteur  $d$**  :  $d = 1,6$

**Calcul du flux lumineux total  $F$**  :

$$F = \frac{E'' . a . b . d}{(\eta_i . u_i) + (\eta_s . u_s)}$$

$$F = (125 \times 10 \times 8 \times 1,6) / (0,84 \times 0,82) = 23229 \text{ lm}$$

**Choix de lampe**

- Type : économie d'énergie
- Constructeur : SPRINTING
- Puissance : 32 W
- Flux lumineux : 2055 lm

**Nombre de luminaires  $N$**  :

$$N = \frac{F}{n . fl} \Rightarrow N = 23229 / 2055 = 11,31$$

On prend une valeur de 12 luminaires

**Distance entre luminaires  $DM$**  :  $DM = 1,3 \times h = 1,3 \times 2 = 2,6$

**Nombre de luminaires sur la longueur  $X$**  :  $X = a / DM = 10 / 2,6 = 3,85$

On prend une valeur de 4 luminaire dans le sens longitudinal

**Nombre de luminaire sur la largeur  $Y$  :**  $Y=b/DM=8/2,6=3,08$

On prend une valeur de 3 luminaires dans le sens transversal.

**Nombre de rangée : 3          Nombre de luminaires par rangée : 4**

Toutes les données sont récapitulées dans le tableau suivant.

TABLE II.10 – Eclairage des zones d'étude de la ferme

		CH1 et CH2	CH3	CH4	CH5	CH6
Luminaires	Type	Suspendu			Plafonnier	Suspendu
	Constructeur	PHILIPS				
	Référence	Savio TPS762		SON	Kristea MPK632	HPL-N
	Nombre des lampes	2	2	1		
	Symbole photométrique	0.48C+0.21T		0.77C	0.67B	0.84C
Système d'éclairage		Mixte extensif		Directe intensif		Directe extensif
Eclairement (lux)		175	200	200	100	125
$K$		0.6	0.8	0.8	0.6	2.5
$J$		1/3	1/3	1/3	0	1/3
$FR$		731	731	731	753	311
$U$	Directe	0.49	0.69	0.59	0.8	0.82
	Indirecte	0.8	0.13	-	-	-
$d$		1.25	1.25	1.4	1.25	1.6
$F(\text{lm})$		6944	13947	7396	466	23229
Lampes	Type	Fluorescent				
	Constructeur	K2			Vegas	SPRINTING
	Puissance (W)	55			11	32
	Flux lumineux (lm)	3575			650	2055
$N$		1	2	2	1	12
$DM$		-	2.15	2.8	-	12
$X$		-	-	-	-	4
$Y$		-	-	-	-	3

## **II.6 Conclusion**

Dans le présent chapitre, les différentes techniques de l'éclairage sont présentées, ainsi que ses principaux éléments constitutants (lampe, tubes, luminaires ...). Les différentes étapes du dimensionnement appliquée au cas pratique de la ferme étudiée sont exposées et détaillées.

Suivant la même logique, le chapitre suivant concerne les besoins énergétiques de l'installation, puis le dimensionnement et le nombre de panneaux nécessaires. Les techniques de stockage de l'énergie par des batteries d'accumulateurs et de pompage de l'eau sont également abordées.

## Chapitre III

---

# Stockage de l'énergie et pompage

### SOMMAIRE

---

III.1 INTRODUCTION . . . . .	47
III.2 BATTERIES . . . . .	48
III.2.1 Principe de fonctionnement . . . . .	48
III.2.2 Caractéristique de la batterie . . . . .	49
III.3 TYPES D'ACCUMULATEURS . . . . .	50
III.3.1 Accumulateur au plomb <i>Pb</i> . . . . .	50
III.3.2 Accumulateur Nickel-Metal-Hydride <i>Ni – MH</i> . . . . .	51
III.3.3 Accumulateur Li-Ion . . . . .	51
III.3.4 Autres batteries . . . . .	52
III.4 SYSTÈME DE RÉGULATION . . . . .	53
III.5 STOCKAGE APPLIQUÉ A LA FERME . . . . .	54
III.5.1 Présentation architecturale de la ferme étudiée . . . . .	54
III.5.2 Dimensionnement de l'installation PV . . . . .	54
III.6 TECHNOLOGIE DU POMPAGE . . . . .	61
III.6.1 Principes généraux du pompage solaire . . . . .	61
III.7 DIMENSIONNEMENT DU SYSTÈME DE POMPAGE . . . . .	63
III.7.1 Débit . . . . .	63
III.7.2 Hauteur manométrique totale . . . . .	63
III.7.3 Les étapes de dimensionnement . . . . .	64
III.8 APPLICATION À LA FERME . . . . .	66
III.9 CONCLUSION . . . . .	68

---

### III.1 Introduction

Ce chapitre débute par une étude concernant les batteries d'accumulateurs, leurs différents types, leur principe de fonctionnement et caractéristiques techniques.

Puis un exposé des technologies de pompage solaire est présenté. Enfin, les choix et dimensionnement relatifs à ces deux techniques, sont appliqués à la ferme considérée.

## III.2 Batteries

Les batteries, dites aussi accumulateurs, sont des systèmes électrochimiques destinés à stocker une énergie chimique et à la restituer ultérieurement sous forme d'énergie électrique.

### III.2.1 Principe de fonctionnement

Un accumulateur est un dispositif électrochimique qui permet la conversion réversible d'énergie chimique en énergie électrique.

En charge, l'énergie électrique est convertie et stockée sous forme d'énergie chimique à travers des réactions d'oxydoréduction. En décharge, l'élément fonctionne en mode générateur. Dans ce cas, l'énergie chimique est convertie en énergie électrique, et les réactions inverses se produisent aux électrodes [9].

Un accumulateur est constitué principalement, de deux électrodes qui permettent de stocker les électrons à l'issue des réactions électrochimiques d'oxydoréduction. Ces électrodes sont immergées dans l'électrolyte qui permet le transport des espèces ioniques d'une électrode à l'autre. Le séparateur permet l'isolation électrique pour assurer le passage des électrons via le circuit électrique extérieur.

Enfin, pour assurer le contact avec ce circuit extérieur, des collecteurs de courant, bons conducteurs électroniques, sont présents à chaque électrode [9].

La figure III.1 présente le schéma de principe de fonctionnement d'un accumulateur pour les modes de décharge (a) et de charge (b).

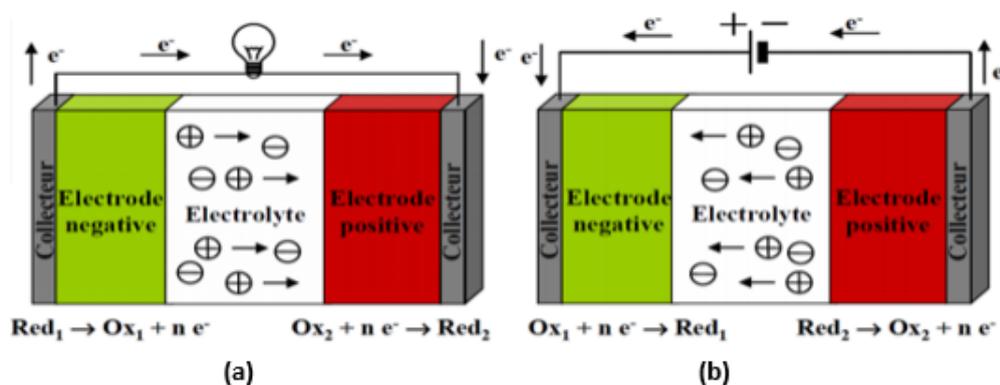


FIGURE III.1 – Principe de fonctionnement d'un accumulateur

## III.2.2 Caractéristique de la batterie

### III.2.2-a Résistance interne de l'accumulateur

La résistance interne est toujours très faible (de l'ordre de quelques centièmes d'ohm) et négligeable en général, dans les applications numériques [44]. La résistance interne d'un accumulateur peut donc être déterminée en fonction de ses composants, à savoir : la résistance de l'électrolyte, la résistance de contact entre les électrodes et les cellules, et la résistance des matériaux propre à chacune des électrodes [17].

### III.2.2-b Tension à vide

La tension à vide est la tension dans laquelle la batterie est totalement chargée.

### III.2.2-c Tension nominale

C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge. Cette tension diffère en fonction des différents types de batteries, elle peut avoir une valeur de 6V, 12V, 24V, 48V...

### III.2.2-d Rendement

C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.

### III.2.2-e Capacité

La capacité d'une batterie est la quantité d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles le courant circule, elle est proportionnelle aux dimensions de la batterie. Ce paramètre est exprimé en Coulombs ou l'ampère-heure (Ah) ( $1\text{Ah}=3600\text{C}$ ).

Par exemple, une batterie de 100 Ah peut fournir 100 A pendant une heure, ou 50 A pendant 2 heures, ou 2 A pendant 50 heures.

### III.2.2-f Tension de fin décharge

Comme son nom l'indique, c'est la marge de tension que doit avoir pour ne pas endommager la batterie.

### III.2.2-g Profondeur de décharge

La profondeur de décharge est le pourcentage de l'énergie maximale qui doit être extraite de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge, elle influence sur la durée de vie de la batterie (plus la profondeur de décharge est important plus la durée de vie de la batterie sera courte).

### III.2.2-h Taux d'auto-décharge

L'auto-décharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné et pour une température donnée.

### III.2.2-i Température

La température de la batterie est celle de son atmosphère. Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés. C'est Un facteur qui influence la capacité car les températures plus faibles réduisent leur capacité significativement, par contre des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie.

### III.2.2-j Durée de vie et nombre de jour d'autonomie

Le nombre de jour d'autonomie est la période pendant laquelle la batterie assure le fonctionnement du récepteur jusqu'à sa décharge, sans la recharger.

## III.3 Types d'accumulateurs

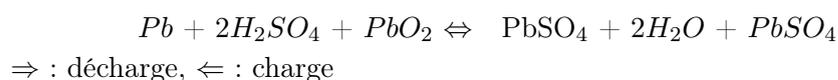
### III.3.1 Accumulateur au plomb *Pb*

Le premier accumulateur, appelé aussi secondaire inventé en 1859 par le physicien français Gustave Planté. Il est souvent utilisée pour les systèmes automobiles pour le démarrage des moteurs à combustion et pour les applications stationnaires notamment le stockage d'énergie photovoltaïque et il n'est pas sensible à l'effet mémoire. Néanmoins, cette technologie est assez polluante, le nombre de cycle est assez bas, leur durée de vie est insuffisante et son énergie est limitée [17] [4].

Face à son faible coût, sa large disponibilité, sa fabrication aisée et sa bonne recyclabilité, la batterie au plomb acide est la forme de stockage de l'énergie électrique la plus courante.

Ce système se compose de deux électrodes et d'un électrolyte. L'électrode positive est en dioxyde de plomb  $PbO_2$  et la négative en plomb  $Pb$ , l'électrolyte est une solution d'acide sulfurique  $H_2SO_4$  qui permet le flux d'ions entre les deux électrodes et crée un courant. La différence de potentiel entre les deux électrodes est de 2V [13].

La réaction chimique réversible mise en jeu est donnée par [44] :



### III.3.1-a Accumulateur Nickel-Cadmium $Ni - Cd$

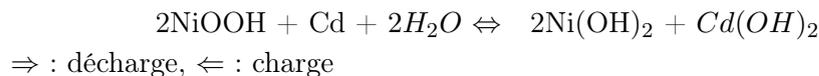
En 1899, le suédois Waldemar Junger invente la première batterie rechargeable nickel-cadmium  $NiCd$  [9], ce type d'accumulateur est plus récent que celui au plomb, parmi ses avantages [17] :

- il a la capacité de réaliser un grand nombre de cycle de charge/décharge ;
- sa résistance interne très faible, ce qui minimise les pertes de puissances ;
- son stockage est simple, adapté à différents niveaux de charge ;
- sa charge est très rapide (60% de la capacité de charge totale en 20 minutes).

Ces avantages technologiques par rapport aux batteries de plomb se repercutent fatalement sur le coût du produit, qui est 3 fois supérieur à ce dernier, pour cette raison ils sont utilisées pour les applications de puissance relativement faible. Aussi le caractère polluant du Cadmium est un inconvénient de taille pour ce modèle. Il possède également une faible densité énergétique et se décharge assez rapidement, et est sensible à l'effet mémoire [17]-[57].

Les accumulateurs Cadmium-Nickel sont réalisés à partir de 2 électrodes immergés dans une solution (électrolyte). L'électrode positive est l'hydroxyde de Nickel, et le négative est du Cadmium. L'électrolyte est à base de Potasse, d'où le nom d'accumulateur alcalin. Leurs tension varie de 1.15 à 1.45 V par élément avec une valeur nominale à 1.2 V [44].

La réaction réversible globale est la suivante [26] :



### III.3.2 Accumulateur Nickel-Metal-Hydrure $Ni - MH$

Cette technologie est commercialisée en 1990 [9], cet accumulateur, contrairement aux deux précédents, n'est pas polluant (absence de cadmium et de plomb). Il peut emmagasiner plus d'énergie que le Ni-Cd (capacité environ 1,8 fois supérieure) [26] et est peu sensible à l'effet mémoire. Il a dans des meilleures performances que le Ni-Cd.

Parmi ses inconvénients on trouve que son autodécharge est plus handicapante et sa durée de vie plus courte en nombre de cycle, en plus il détecte difficilement la fin de charge et ne supporte pas le dépassement de charge [17].

### III.3.3 Accumulateur Li-Ion

En 1991, le constructeur japonais Sony commercialise la première batterie rechargeable à base de lithium [9], elle a comme avantages la faible autodécharge,

aucun effet mémoire et ne nécessite pas de maintenance, de plus son avantage primordial est sa haute densité d'énergie (grand potentiel électrochimique). Le Lithium étant un métal très léger, son poids est également un avantage. Par contre sa durée de vie est faible et elle possède un nombre correct de cycle de vie ce qui signifie que ce type s'use même s'il n'est pas utilisé [17].

Ces accumulateurs utilisent un électrolyte liquide organique et la réaction réversible mise en jeu fait intervenir l'insertion d'Ions Lithium. Leur tension présente une grande amplitude de variation 2,5 V à 3,7 V. Ils coutent 10 plus que les accumulateurs au plomb [44].

Voici un tableau comparatif des caractéristiques de ces 4 technologies[17] [39] :

TABLE III.1 – Comparatif des technologies d'accumulateurs

	Plomb	Ni-Cd	Ni-MH	Li-ion
Durée de vie (année)	4-5	2-3	2-4	7
Nombre de cycle de vie	800	1200	1000	1000
Rendement charge /décharge (%)	50	70-90	66	90
Autodécharge(% par mois)	5	15	20	2
Tension nominal par élément (V)	2,1	1,2	1,2	3,6
Résistance interne (Ohm)	Très faible	Environ 0,06 par cellule de 1 Ah	Environ 0,06 par cellule de 1Ah	Très faible
Température en fonctionnement (C)	Ambiante	-40 à +80	Ambiante	Ambiante
Energie massique (Wh/Kg)	30-50	45-80	60-110	90-180
Energie volumique (Wh/l)	75-120	80-150	220-330	220- 400
Temps de charge (h)	8	1	1	2-3
Coût	Pas trop chère	Très chère	Très chère	Très chère

### III.3.4 Autres batteries

#### III.3.4-a Nickel-Zinc

Dans le contexte actuel de souci environnemental, le remplacement du Cadmium par le Zinc serait meilleur. La tension de ce couple varie de 1.6 à 1.8 V. Ce couple à l'avantage d'être moins coûteux que le Ni-Cd. En revanche, son plus gros défaut est une mauvaise résistance au cyclage (environ 600 à 1000 cycles) et sa durée de vie reste le problème majeur à résoudre [26] [44].

La réaction chimique réversible globale est donnée par [26] :



### III.3.4-b Nickel-Fer

Cette technologie peut atteindre un très grand nombre de cycles. Ils ont un très fort taux d'auto décharge et un rendement faible. La tension varie entre 1,2 et 1,4 V [44].

### III.3.4-c Zinc-halogènes

Les avantages des électrodes en Nickel sont un coût relativement faible, sa légèreté et produit un potentiel élevé. Pour améliorer le cycle de vie de ce type d'accumulateur, des études ont conduit au remplacement de l'électrolyte alcalin par une solution acide. Les couples les plus prometteurs sont Zinc-Chlore  $Zn - Cl_2$  et Zinc-Brome  $Zn - Br_2$ . Ce dernier donne une f.e.m de 1,9 V.

Ce type de pile est adapté au régime de décharge soutenu sur un faible intervalle de temps [26].

## III.4 Système de régulation

Le régulateur de charge est un élément indispensable pour les installations photovoltaïques isolées du réseau. Sa principale fonction est d'assurer le contrôle de l'état de charge de la batterie afin de maximiser la durée de vie et éviter sa destruction. Ainsi, il quantifie le courant qui arrive ou qui sort de la batterie car le niveau de charge ne doit être ni trop bas (décharge profonde) ni trop haut (surcharge).

Il protège la batterie contre une surcharge du courant qui arrive du panneau photovoltaïque par réduction du courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée d'un côté et de l'autre coté contre une décharge profonde engendrée par le consommateur.

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur laquelle s'appliquera le régulateur pour assurer sa fonction. Le régulateur mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tension préréglés : seuil haut et seuil bas [32].

Il se place à l'intermédiaire des autres composants du système, entre le panneau et les batteries pour contrôler la charge et entre les batterie et l'utilisateur pour le contrôle de la décharge comme le montre la figure III.2 :

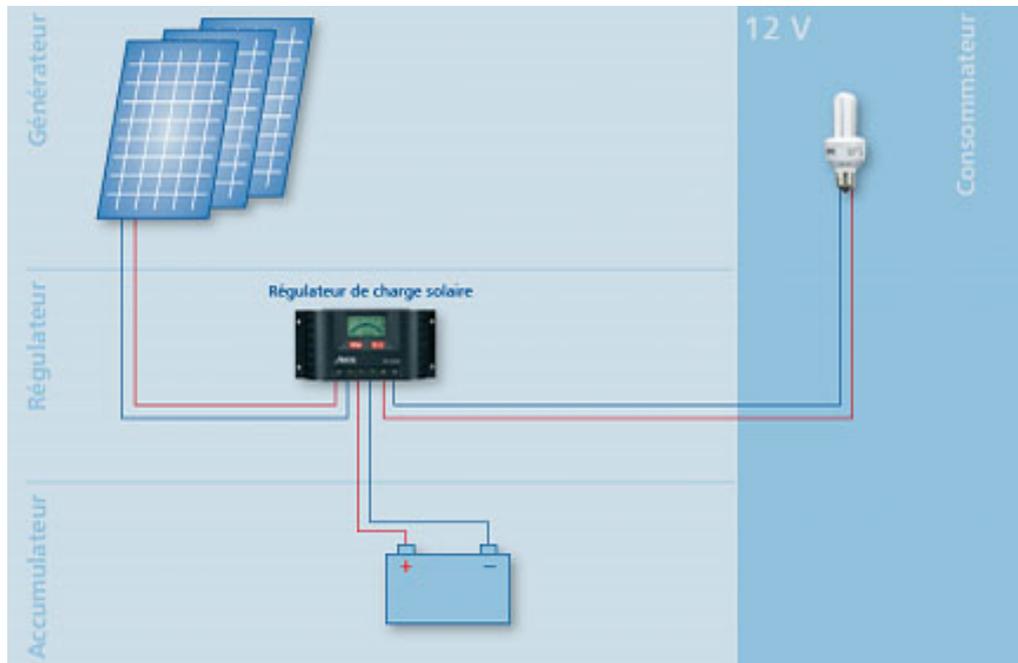


FIGURE III.2 – L'emplacement du régulateur

## III.5 Stockage appliqué a la ferme

### III.5.1 Présentation architecturale de la ferme étudiée

Le plan architectural de la ferme est représenté sur la figure III.3.

### III.5.2 Dimensionnement de l'installation PV

L'emplacement des sources de lumière est montrée dans la figure III.4

Afin de bien dimensionner l'installation il devra suivre les étapes suivantes :

- estimer la consommation d'énergie journalière ;
- connaître l'ensoleillement du site d'installation ;
- calculer la puissance de l'installation solaire ;
- dimensionner les convertisseurs ;
- dimensionner les batteries.

Dans cette étude, on considère le cas réel du dimensionnement d'une ferme située dans les environs de la ville de Remchi dont les coordonnées géographiques sont :

- latitude :  $35^{\circ} 2'58''$  Nord ,
- longitude :  $-1^{\circ} 26'26''$  Ouest
- altitude par rapport au niveau de la mer : 209 m.

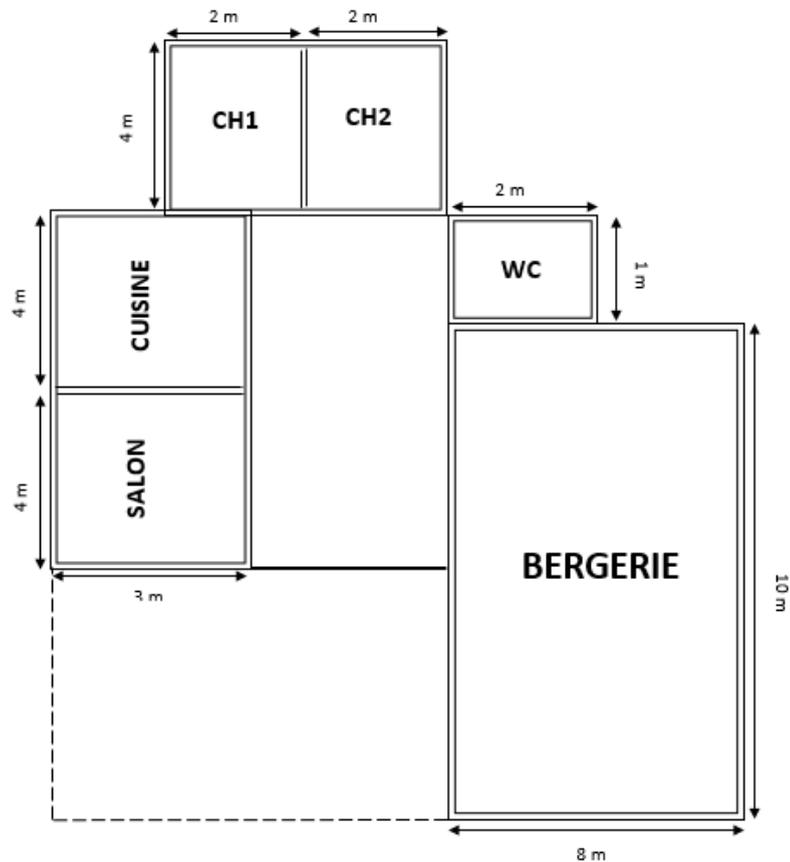


FIGURE III.3 – Planc architectural de la ferme

### III.5.2-a Estimation de la consommation journalière

Cette étape comporte peu de calculs, mais demande relativement beaucoup de réflexion car une erreur à ce stade faussera vos résultats jusqu'à la fin. Il s'agit d'estimer la consommation d'équipements supposés connus. L'objectif est d'obtenir la consommation totale moyenne par jour. L'énergie totale moyenne nécessaire chaque jour  $E_c$  (Wh/j) est la somme des consommations énergétiques des divers équipements constituant le système à étudier, à savoir la télévision, les lampes d'éclairage, les appareils électroniques, etc...

Le tableau suivant présente les différents équipements ainsi que leur puissance, leur durée d'utilisation en heures, leur consommation journalière en Wh/j et la consommation totale de tout l'installation.

La consommation totale sera donc :  $E_c = 9959$  Wh/j

### III.5.2-b Estimation de l'ensoleillement

Le tableau ci-dessous illustre les données d'ensoleillement moyennes de chaque mois [4] :

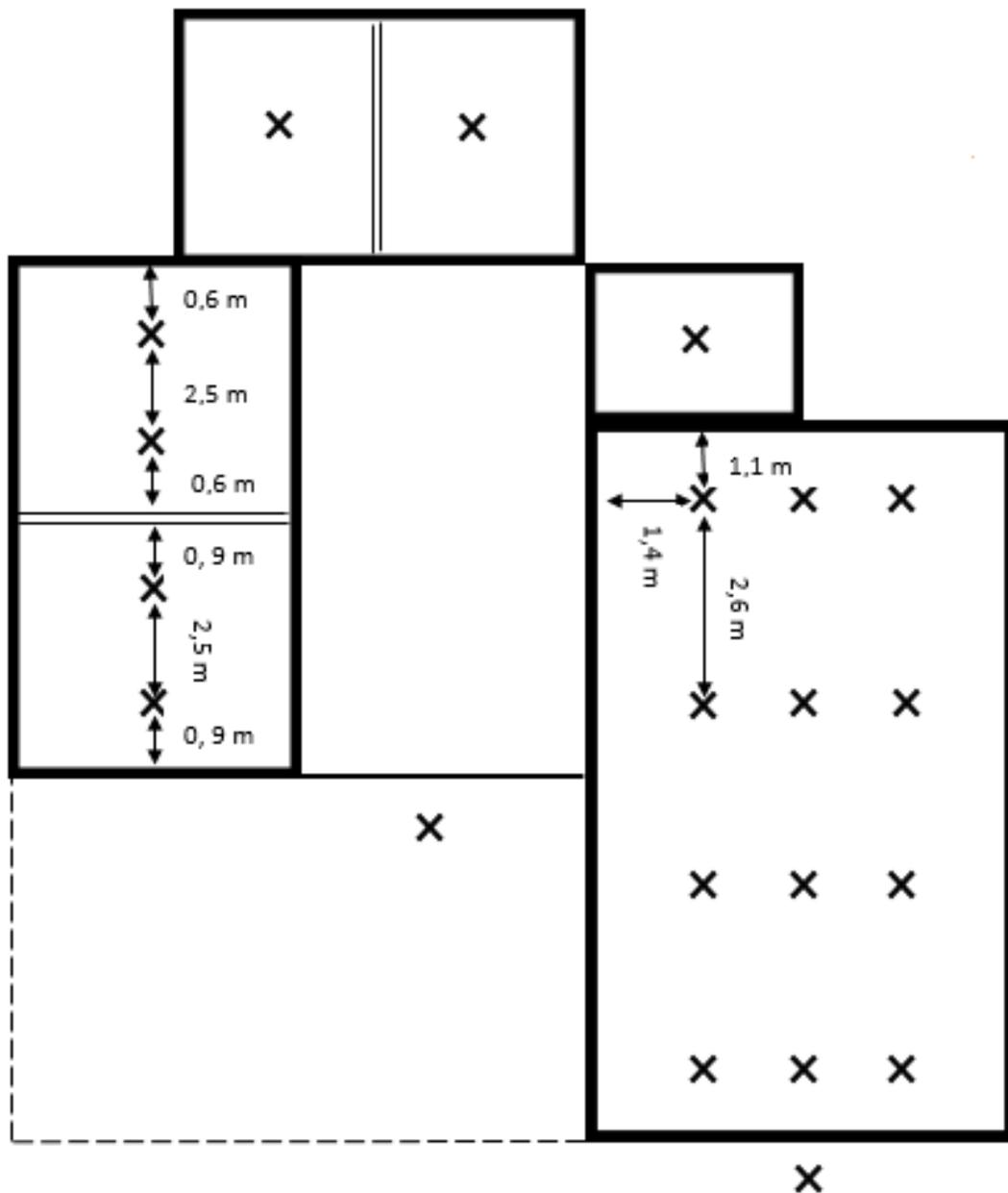


FIGURE III.4 – Implantation des points lumineux sur le plan

TABLE III.2 – Consommation journalière

	Nombres des lampes	Puissance (W)	Temps d'utilisation (h)	Consommation (Wh/j)
Ch1	2	110	2	220
CH2	2	110	2	220
CH3	4	220	2	440
CH4	2	110	3	330
CH5	1	11	1	11
CH6	12	384	2	768
Eclairage public	2	1000	7	7000
TV	/	20	3	60
Frigo	/	65	14	910

TABLE III.3 – Estimation mensuelle de l'irradiation

Mois	$H_h$	$H_{opt}$	$H(35)$	$T_{24h}$	$N_{DD}$
Jan	2840	4580	4680	10,6	206
Fev	3690	5220	5300	11,2	161
Mar	5190	6240	6260	13,9	94
Avr	5880	6160	6110	15,7	47
Mai	6930	6540	6420	18,8	2
Juin	7820	6970	6810	23,3	1
Jui	7770	7120	6960	25,8	0
Aug	7060	7130	7040	26,7	1
Sep	5590	6450	6450	23,1	6
Oct	4490	6020	6090	19,8	22
Nov	3090	4790	4890	14,8	152
Dec	2610	4410	4530	12,4	168
Année	5260	5970	5970	18,0	860

où :

$H_h$  : Irradiation sur un plan horizontal (Wh/m<sup>2</sup>/jour)

$H_{opt}$  : Irradiation sur un plan avec l'inclinaison optimale (Wh/m<sup>2</sup>/jour)

$H(35)$  : Irradiation sur un plan incliné :35 °C. (Wh/m<sup>2</sup>/jour)

$T_{24h}$  : Température moyenne journalière (24h) ( ° C)

$N_{DD}$  : Nombre de degrés-jours de chauffage (-)

On remarque que le mois de décembre est le moins d'ensoleillement le plus défavorable avec une production de 4530Wh/m<sup>2</sup>/jour pour une inclinaison optimale égale à 35°.

### III.5.2-c Calculer la puissance de l'installation

Maintenant nous savons quelle est notre consommation quotidienne et l'ensoleillement de notre site, il nous faut calculer la production quotidienne.

Pour cela il y a une formule à appliquer :

$$P_c = \frac{E_c \cdot 1000}{K_p \cdot I_r}$$

$P_c$  : puissance crête

$K_p$  : coefficient des pertes (les pertes dans les convertisseurs + les câbles).

$I_r$  : Irradiation du mois le plus défavorable

1000 c'est l'ensoleillement de référence (1000 Wc/m<sup>2</sup>)

Supposant que le facteur des pertes égale à 20%, alors la puissance nécessaire pour l'installation est :

$$P_c = \frac{9959 \cdot 1000}{0.8 \cdot 4530} = 2748W$$

Les modules choisis ont les caractéristiques sur le tableau suivant III.4 :

TABLE III.4 – Caractéristiques électriques des modules choisis

Constructeur	CONDOR				
		Polycristallin		Monocristallin	
	Unité	Module			
Puissance nominale	W	240	250	250	260
Tension en circuit ouvert ( $V_{co}$ )	V	36,66	37,07	37,24	37,36
Courant de court Circuit $I_{sc}$	A	8,32	8,63	9,00	9,01
Tension mpp $V_{mpp}$	V	30,26	31,25	30,90	31,19
Courant mpp $I_{mpp}$	A	7,83	7,96	8,28	8,37
Tension maximale du système $V_{dc}$	V	1000			
Charge maximale de fusibles (A)	A	15			
Facteur de température (cellule) :					
Température normale de fonctionnement	NOCT	45±2 °C		45±2 °C	
Coefficient de température de puissance	%/°C	-0,37		-0,36	
Coefficient de température de courant	%/°C	+0,04		+0,06	
Coefficient de température de voltage	%/°C	-0,33		-0,36	

Pour connaître le nombre de panneaux  $N_p$  à installer on utilise la formule suivante :

$$N_p = \frac{P_c}{P_p}$$

où :

$P_p$  : La puissance d'un panneau.

Il est rarement ou les installations photovoltaïques donnent la puissance voulu que le consommateur avait besoin, donc le système peut être surdimensionné ou sous dimensionné, pour cette raison le choix des panneaux se détermine suivant la déférence entre la puissance donnée par le GPV et la puissance souhaitée tel qu'elle soit la plus petite possible.

Si cette déférence est élevée et positive donc le système sera surdimensionné et par conséquent sa coute chère, par contre si elle est grande par valeur négative on tombe sur le risque de mal fonctionnement du système.

les panneaux utilisés sont de puissance égale à 250 W, donc le nombre des panneaux est :

$$N_p = \frac{2748}{250} = 10,9923$$

Or il impossible d'installer 10,99 panneaux, alors en arrondi à 11.

10,99  $\Rightarrow$  2748W

11  $\Rightarrow$  X

$$X = \frac{2748.11}{10,99} = 2750$$

#### III.5.2-d Dimensionnement du convertisseur

L'onduleur se dimensionne en fonction de plusieurs critères :

**Tension d'entrée** : elle doit être la même que celle des batteries ou du régulateur (12, 24 ou 48 V DC).

**Tension de sortie** : 220/230 V AC, 50Hz

**Puissance nominale** : c'est la puissance nécessaire pour le fonctionnement normale des appareils constituant la charge. Il faut toujours choisir un convertisseur dont la puissance est légèrement supérieure à celle des appareils.

**Puissance maximale** : certains appareils possèdent un moteur (réfrigérateur, microonde, lave-linge, ...), lorsqu'ils démarrent leur consommation augmente très fortement, donc l'onduleur doit être capable de fournir une grande puissance sur un court laps de temps (généralement 2 ou 3 fois la puissance nominale).

**Rendement** : une partie de l'électricité transformée est consommée par le convertisseur (entre 80 et 95% de l'énergie est restituée). Il est important de contrôler ce rendement, sachant qu'un bon produit se situe autour de 90%.

**Forme du signal** : la sinusoïde produite par le convertisseur peut avoir plusieurs formes (de la plus coûteuse à la moins chère : pur sinus, pseudo sinus ou carré).

Le convertisseur choisi est le B42P3K-2 de 3000 W imposé par le constructeur DIMEL qui a les caractéristiques sur la fiche technique de la figure 52 (Annexe B).

### Pourquoi l'utilisation de panneaux de silicium monocristallin ?

Selon la fiche technique du convertisseur choisi, cet dernier peut fonctionner entre 20 et 31 V DC. Maintenant si vous revenez au tableau des caractéristique des modules vous trouvez que la tension des modules pour le silicium monocristallin est 30,9 V et celle pour le polycristallin égal à 31,25 V.

Le GPV de système nécessite 11 modules de silicium monocristallin connectés en parallèle.

#### III.5.2-e Dimensionnement du stockage

Il doit tenir compte la profondeur de décharge  $P_r$  des batteries pour connaître l'énergie  $E_s$  faut il stocker. Pour notre cas on adopte 75%.

$$E_s = \frac{E_c}{P_r}$$

Il peut y avoir des périodes de manque d'ensoleillement, pour cela il faut prend en considération le nombre de jour d'autonomie  $N_j$  qu'on va prendre 3 jours pour notre étude.

Donc, la capacité de stockage  $C_s$  en Wh est :

$$C_s = E_s \cdot N_j$$

Pour déterminer la capacité des batteries  $C_b$  en Ampère heure, on divise la capacité de stockage  $C_s$  par la tension des batteries  $V_b$  (24V).

$$C_b = \frac{C_s}{V_b}$$

Le nombre de batteries  $N_b$  à installer est le rapport de la capacité  $C_b$  par la capacité d'une seul batterie  $C_{bat}$ .

$$N_b = \frac{C_b}{C_{bat}}$$

Pour le choix optimal des batteries on effectuer des calculs sur des batteries de différents capacité du constructeur DIMEL, ces calculs sont détaillés dans le tableau ci dessous.

Selon les calculs effectués on trouve que les batteries de 120 Ah est le bon choix entre les autres car la déférence entre la capacité fourni par l'ensemble des batteries et la capacité souhaité est minimale.

TABLE III.5 – Différents capacité des batteries

Capacité (Ah)	65		100		120		150		200	
Nombre	25,53	26	16,59	17	13,83	14	11,06	12	8,29	9
Différence (Ah)	30,16		40,16		20,16		140,16		140,16	

Les caractéristiques techniques de la batterie choisi sont mentionnés dans la figure 53 (Annexe B).

**Application numérique :**

$$E_s = \frac{9959}{0,75} = 13279Wh/j$$

$$C_s = 13279.3 = 39836Wh$$

$$C_b = \frac{39836}{24} = 1659,83Ah$$

$$N_b = \frac{1659,8}{120} = 14$$

**NB :**

- La tension de cette batterie est de 12 V, par contre la tension de système est de 24 V. Alors la solution est de connecter deux batteries en série.
- Le nombre des batteries calculé est pour 24 V donc il faut le multiplier par 2 pour lui trouver pour 12 V (donc il nous faut 28 batteries de 12 V).

### III.5.2-f Dimensionnement de régulateur

En fonction de la tension des modules et des batteries le régulateur utilisé est de constructeur STECA, ses caractéristiques sont indiquées (figure 54 (Annexe B)).

## III.6 Technologie du pompage

### III.6.1 Principes généraux du pompage solaire

Les panneaux solaires photovoltaïques (1) produisent l'énergie électrique sous forme d'un courant continu qui est converti à travers un convertisseur statique (3) pour alimenter un groupe moto-pompe immergé ou flottant (4). Le groupe moto-pompe est composé d'un moteur à courant alternatif mono, bi ou triphasé ou à courant continu à commutation électronique qui est couplé à une pompe centrifuge à étages multiples ou à une pompe volumétrique ou autre suivant le débit recherché. La pompe centrifuge transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation des roues à aubes alors que la pompe volumétrique transmet l'énergie du moteur par un mouvement hélicoïdale qui permet littéralement de propulser l'eau à la surface. Les systèmes proposés sont composés de modules photovoltaïques montés sur un châssis de support (2) incliné suivant la latitude du site afin d'optimiser

la production photovoltaïque, ou rotatif suivant la course du soleil. Le dispositif est complété par le convertisseur statique (3) monté en surface et qui permet la conversion du courant continu produit par le champ solaire en courant alternatif ou continu pour alimenter le moteur couplé à la pompe (Figure III.5) [29].

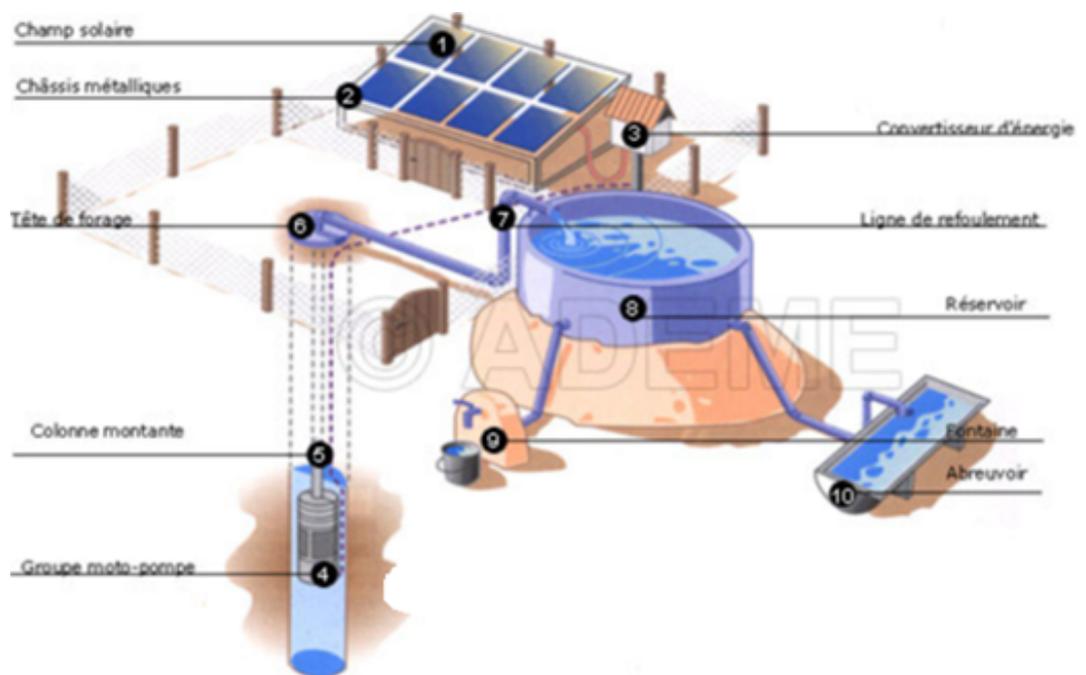


FIGURE III.5 – Installation type [29]

Le système de pompage peut être à entraînement direct (nommés au fil de soleil) ou à piles. La figure de suivante illustrent les composantes de chaque type de système [29].

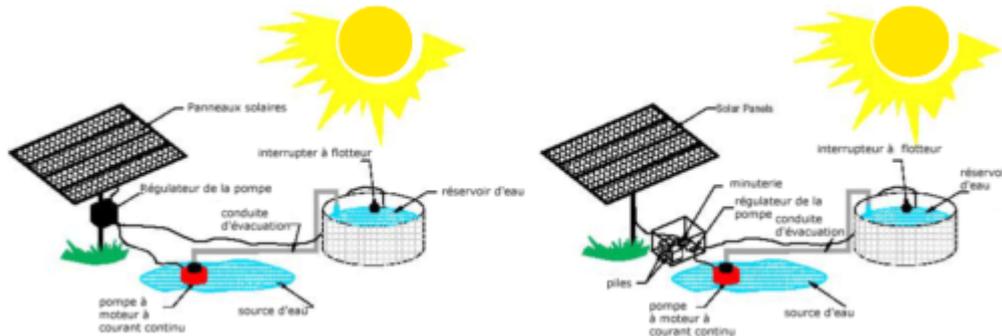


FIGURE III.6 – Système à entraînement direct système à piles

## III.7 Dimensionnement du système de pompage

### III.7.1 Débit

Le débit  $Q$  est la quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné. En pompage, le débit est habituellement donné en litres par heure (l/h). En pompage solaire, le débit (ou le besoin en eau) est souvent exprimé en  $m^3/h$  [46].

### III.7.2 Hauteur manométrique totale

La hauteur manométrique totale  $HMT$  d'une pompe est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Cette hauteur peut être calculée comme suit [46] :

$$HMT = Hg + Pc \quad (III.1)$$

où :

$Hg$  est hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation  $Hr + Nd$ . Pour une pompe de surface sur un plan d'eau,  $Hg$  sera choisi en fonction de la hauteur de la pompe à son niveau le plus bas.

$Pc$  est les pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites.

#### Niveau statique

Le niveau statique  $Ns$  d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau avant pompage.

### Niveau dynamique

Le niveau dynamique  $Nd$  d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné. Pour le calcul de la  $HMT$ , le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen. La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement  $Rm$ .

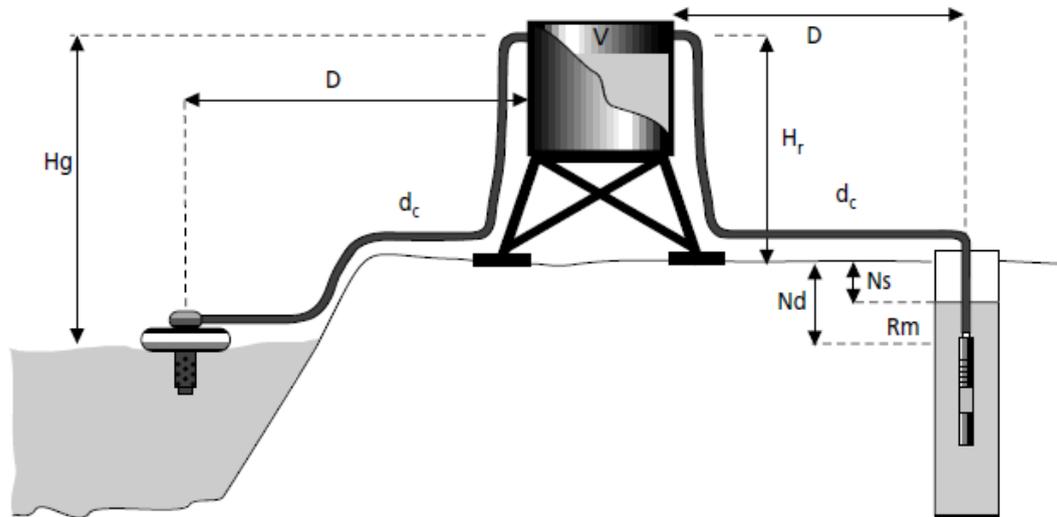


FIGURE III.7 – Définition des différents paramètres

### III.7.3 Les étapes de dimensionnement

Les différentes étapes pour le dimensionnement d'un système de pompage sont [35] :

- Evaluation des besoins en eau ;
- Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire ;
- Détermination de l'énergie solaire disponible ;
- Choix des composants.

#### III.7.3-a Estimation des besoins en eau

La détermination des besoins en eau pour la consommation se diffère d'une population à une autre selon le mode de vie.

La capacité du réservoir sera déterminée selon les besoins en eau journalières et l'autonomie requise du système [12].

#### III.7.3-b Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire

L'énergie hydraulique dépend des besoins nécessaires en eau et des caractéristiques de puit  $HMT$ , elle est calculée à partir de la relation suivante [12] :

$$E_h = \frac{g \cdot \rho_a \cdot V_a \cdot HMT}{3600} \quad (\text{III.2})$$

Où

$E_h$  : énergie hydraulique (Wh/jour)

$HMT$  : hauteur manométrique totale (m)

$V_a$  : quantité d'eau journalière ( $m^3$ /jour)

$\rho_a$  : densité de l'eau ( $1000 \text{ kg}/m^3$ )

$g$  : accélération de la pesanteur ( $9,81 \text{ m}/s^2$ )

### III.7.3-c Calcul de l'énergie électrique

L'énergie nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur donnée pendant une journée est calculée à partir de l'équation suivante [35] :

$$E_e = \frac{E_h}{\eta_{ond} \cdot \eta_{MP}} \quad (\text{III.3})$$

Où :

$E_e$  : Energie électrique exprimé en (Wh/jour)

$\eta_{MP}$  : Rendement du groupe motopompe, en général entre 30% et 60%.

$\eta_{ond}$  : Rendement de l'onduleur.

### III.7.3-d Détermination de l'énergie solaire disponible

La méthode de dimensionnement utilisée est basée sur les calculs des valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation solaire disponible et de l'énergie hydraulique nécessaire [12].

### III.7.3-e Mois de dimensionnement

Le mois de dimensionnement sera le mois le plus défavorable, c'est-à-dire celui dont le rapport entre l'irradiation solaire et l'énergie hydraulique nécessaire soit minimum.

### III.7.3-f Dimensionnement du générateur photovoltaïque

Le dimensionnement du générateur photovoltaïque nécessite à [46] :

- Choisir l'inclinaison du champ ;
- Estimer l'ensoleillement minimal pendant la période de fonctionnement ;
- Déterminer l'efficacité approximative du champ.
- Estimer la capacité, en Watts-crête, que doit avoir le champ ;
- Déterminer la configuration du champ, réajuster selon les spécifications des modules.

La puissance crête du générateur photovoltaïque se calcule en fonction de nombre d'heures maximal d'ensoleillement du mois le plus défavorable pour l'inclinaison optimal et les pertes (la température, la poussière ...).

la relation de celui-ci est [46] :

$$Wc = \frac{E_e}{E_{ensoleil} \cdot (1 - Pertes)} \quad (\text{III.4})$$

où :

$E_{\text{ensoleil}}$  : nombre d'heures maximal d'ensoleillement

Le choix du type de module déterminera le nombre de modules en série et en parallèle.

### III.7.3-g Dimensionnement de la pompe

La puissance nominale du groupe motopompe est calculé comme suit :

$$P_N = \frac{E_e}{E_{\text{ensoleil}}} \quad (\text{III.5})$$

Le puissance hydraulique est

$$P_h = 2,72 \cdot Q \cdot HMT \quad (\text{III.6})$$

Le débit crête  $Q(m^3/h)$  est calculé par la relation :

$$Q = \frac{P_h}{2,725 \cdot HMT} \quad (\text{III.7})$$

## III.8 Application à la ferme

### Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire

$$E_h = \frac{g \cdot \rho \cdot V_a \cdot HMT}{3600} = \frac{9,81 \cdot 1000 \cdot 20 \cdot 40}{3600} = 2176 Wh/j$$

### Calcul de l'énergie électrique

Le rendement global du système ( $\eta_{mp}$  et  $\eta_{ond}$ ) est considéré de 45%.

$$E_e = \frac{E_h}{\eta_{mp} \cdot \eta_{ond}} = \frac{2176}{0,45} = 4835,5 Wh/j$$

### Calcul la puissance nominal de la pompe

Données du site :

- La ville de Remchi-Tlemcen-Algerie
- Latitude : 35,03 ° N
- Longitude : -1,26 ° O
- Altitude : 218 m
- Saison d'exploitation : toute l'année

Les données des différents irradiations sont mentionnées dans le tableau III.3 [4] :

$$P_N = \frac{E_e}{E_{\text{ensoleil}}} = \frac{4835}{4,5} = 1074,6 W$$

**Calcul le débit max Q en m<sup>3</sup>/h**

le puissance hydraulique nécessaire est :

$$P_h = P_N \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{ond} = 1074,6 \cdot 0,45 = 483,57W$$

$$P_h = 2,725 \cdot Q \cdot HMT \Rightarrow Q = \frac{P_h}{2,725 \cdot HMT} = \frac{483,57}{2,725 \cdot 40} = 4,43m^3/h$$

Pour notre étude, le choix de la motopompe utilisée est porté sur une gamme de pompes proposées par le constructeur LORENTZ. Les types des pompes sont donnés dans le tableau III.6.

TABLE III.6 – Différents types des pompes

PS1200	HR-10	HR-10	C-SJ5-8	C-SJ8-7	C-SJ12-4
HMT(m)	30-80	0-60	0-40	0-24	0-15
Débit max (m <sup>3</sup> /h)	1,9	2,7	7,5	11	21
Rendement max (%)	64	65	48	48	48
Fonctionnement solaire direct	Tension nominale 72-96V DC, Tension en circuit ouvert max 200V DC				
Générateur solaire (W)	420-1200	350-1200	350-1200	350-1200	350-1200

Selon nos besoins, d'une part, un débit horaire de 4,43 m<sup>3</sup>/h, et une hauteur manométrique totale de 40 m d'autre part, la motopompe adéquate sera alors la pompe C-SJ5-8.

**Calcul la puissance crête photovoltaïque**

Les pertes sont prise en considération de 15%.

$$P_{ph} = \frac{P_N}{1 - pertes} = \frac{1074,6}{0,85} = 1264,2W$$

Quel que soit le système, les nombres de modules (en séries et/ou en parallèles) calculés ne sont pas des entiers ; il faut donc les arrondir pour trouver la nouvelle puissance corrigé [35].

Dans la pratique, il est difficile de trouver une connexion des modules qui donne une puissance de 1264,2 W, pour cette raison on arrondi la puissance à 1200 W.

Le sous dimensionnement est de :  $S = \frac{1264,2 - 1200}{1200} = 5\%$

On s'intéresse à la gamme des modules de 150 W, 155 W, 160 W du constructeur CONDOR (Fiche technique : figure 51-annexe B).

Maintenant on va calculer le nombre des modules nécessaire et leurs association série/parallèle en tenant compte la tension nominale du fonctionnement de la pompe  $V_n = 72$  V.

TABLE III.7 – Caractéristiques mécaniques des modules

Puissance des modules	150	155	160
Nombre des module( $P_{ph}/V_n$ )	8	7,74 arrondi à 8	7,5 arrondi à 8
Modules en série ( $V_n/V_{module}$ )	4	4	4
Modules en parallèle	2	2	2

Le choix optimal est de prendre 8 panneaux de 160 W pour compenser le sous dimensionnement tel que :

$$1200 \text{ W} \implies 7,5 \text{ modules}$$

$$x \implies 8 \text{ modules}$$

$$x = \frac{1200 \cdot 8}{7,5} = 1280 \text{ W}$$

Donc le système sera surdimensionné de :

$$\frac{1280 - 1264,2}{1264,2} = 1,2\%$$

### III.9 Conclusion

Dans le présent chapitre, après une présentation de la ferme, de ses besoins en pompage et stockage par batteries, le dimensionnement de ces deux sous-systèmes a été effectué.

Le quatrième sera consacré à l'étude et l'analyse convertisseurs statiques employés dans les installations photovoltaïques. Deux techniques de recherche MPPT seront présentées et un démonstrateur logiciel sera développé sous l'environnement MATLAB SIMULINK.

## Chapitre IV

---

# Les convertisseurs de puissance

---

### SOMMAIRE

---

IV.1 INTRODUCTION . . . . .	69
IV.2 CONVERTISSEURS DC-DC . . . . .	70
IV.2.1 Hacheur Boost . . . . .	70
IV.2.2 Hacheur Buck . . . . .	73
IV.2.3 Hacheur Buck/Boost . . . . .	76
IV.3 CONVERTISSEURS DC-AC . . . . .	78
IV.3.1 Onduleurs monophasés . . . . .	78
IV.4 RECHERCHE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMUM . . . . .	86
IV.4.1 Principe de la recherche du point de puissance maximal . . . . .	86
IV.4.2 Commandes MPPT . . . . .	87
IV.5 DÉFINITION ET SIMULATION DE DÉMONSTRATEUR . . . . .	92
IV.5.1 Modèle d'une cellule solaire . . . . .	92
IV.5.2 Modélisation du convertisseur Boost . . . . .	94
IV.5.3 Simulation du convertisseur Buck/Boost . . . . .	96
IV.5.4 Modélisation de la commande MPPT PO . . . . .	97
IV.6 RÉSULTATS DE SIMULATION . . . . .	99
IV.7 CONCLUSION . . . . .	103

---

## IV.1 Introduction

Le but de ce chapitre est l'étude des quelques types convertisseurs DC-DC, utilisés dans les systèmes photovoltaïques, tels le hacheur dévolteur (Buck), le hacheur survolteur (Boost) et le hacheur mixte (Buck/Boost), ainsi que les convertisseurs DC-AC (onduleurs).

Le dimensionnement de ces convertisseurs est également envisagé, puis deux algorithmes de recherche de la puissance maximale (MPPT) fournis par le générateur photovoltaïque sont détaillés.

Enfin, un démonstrateur numérique a été conçu, ce dernier ayant pour rôle l'étude, l'analyse et le dimensionnement des systèmes photovoltaïques identiques au cas de la ferme étudiée.

## IV.2 Convertisseurs DC-DC

Le convertisseur DC/DC transforme la tension de la batterie ou du module en une tension DC différente pour alimenter la charge. Il permet le contrôle de la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé.

On distingue trois types de convertisseurs : boost, buck, buck/boost [40].

### IV.2.1 Hacheur Boost

C'est un convertisseur DC-DC, sa source d'entrée doit être du courant continu, pour cela il est nécessaire d'ajouter une inductance en série avec une source de tension, et sa charge de sortie est de tension continue, c'est la raison d'existence d'un condensateur en parallèle avec la charge résistive.

Il est parfois appelé hacheur survolteur car il convertit sa tension d'entrée en une tension de sortie supérieure, connu aussi sous le nom d'hacheur parallèle.

Le schéma de principe est celui de la figure IV.1.

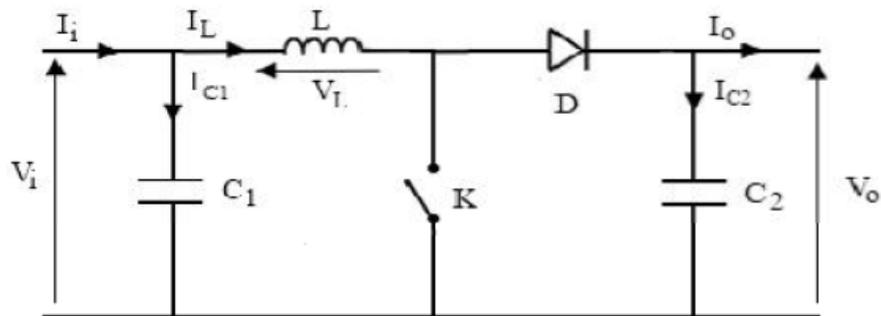


FIGURE IV.1 – Schéma électrique d'un hacheur boost [21]

Les interrupteurs K et la diode D doivent être complémentaires (si l'un est fermé, l'autre doit être ouvert) pour ne pas court-circuiter la source, et ne pas mettre la charge en circuit ouvert.

On note :

$\alpha$  : le rapport cyclique des impulsions qui commandent l'interrupteur,  
 T : étant la période des impulsions.

Quand l'interrupteur K est fermé pendant l'intervalle  $[0, \alpha T]$ , l'inductance emmagasine une énergie et le courant augmente linéairement.

Les courants qui traversent K et D ainsi que leurs tensions à ses bornes sont cités dans le tableau IV.1

TABLE IV.1 – Grandeurs des interrupteurs

	tension (V)	courant (A)
K	0	$I_i$
D	$-V_0$	0

Le schéma équivalent du circuit lorsque K est fermé présenté dans la figure IV.2

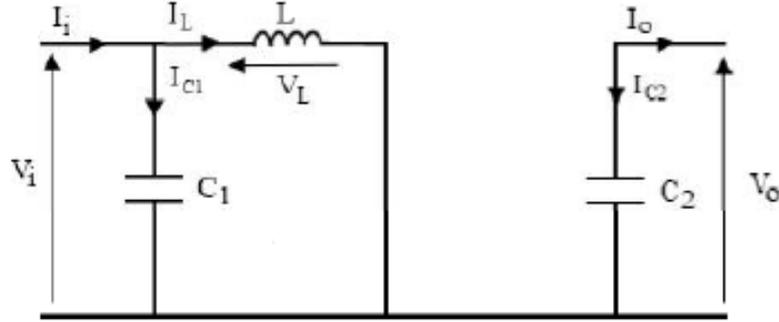


FIGURE IV.2 – Schéma électrique d'un hacheur boost pour K fermé [21].

Suite à l'application des lois de Kirchhoff on a [37] :

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \quad (IV.1)$$

$$i_{C2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = -i_o(t) \quad (IV.2)$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L}{dt} = -v_i(t) \quad (IV.3)$$

Pendant l'intervalle  $[\alpha T, T]$ , l'interrupteur s'ouvre et l'inductance L libère l'énergie emmagasinée qui s'ajoute à celle de la source pour alimenter la charge via la diode D.

Le tableau IV.2 illustre les différents courants et tensions des interrupteurs de ce cas.

TABLE IV.2 – Grandeurs des interrupteurs

	tension (V)	courant (A)
K	$V_i$	0
D	0	$I_i$

Le principe de fonctionnement est schématisé dans la figure IV.3

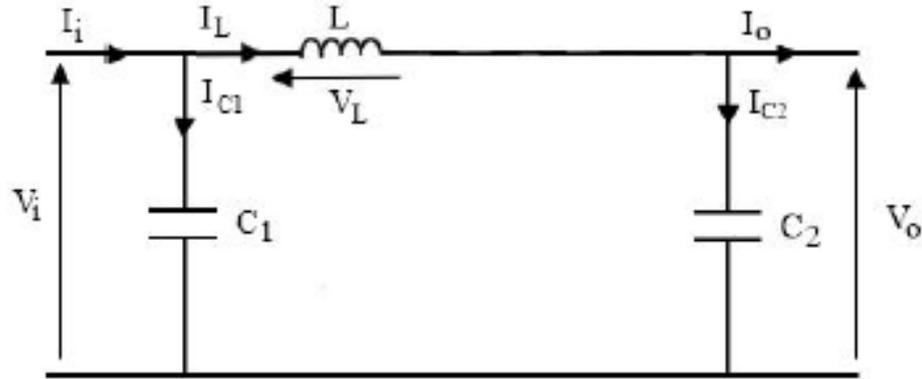


FIGURE IV.3 – Schéma électrique d'un hacheur boost pour K ouvert [21]

D'après la figure IV.3 on obtient [37] :

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \quad (\text{IV.4})$$

$$i_{C2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t) \quad (\text{IV.5})$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L}{dt} = v_i(t) - v_o(t) \quad (\text{IV.6})$$

Les grandeurs électriques de sorties dans le convertisseur survolteur sont liées à celles d'entrées en fonction du rapport cyclique par les équations suivantes [20] :

$$V_o = \frac{V_i}{1 - \alpha} \quad (\text{IV.7})$$

$$I_o = (1 - \alpha)I_i \quad (\text{IV.8})$$

L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor de type MOSFET, IGBT ou BJT [25] puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage).

La figure IV.4 montre les différents signaux de l'hacheur boost.

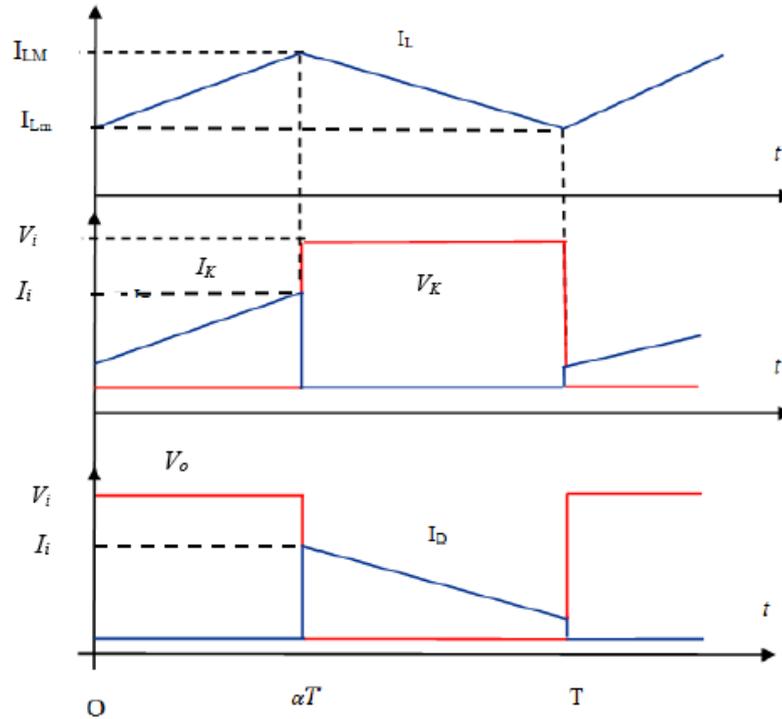


FIGURE IV.4 – Différentes tensions et courants du hacheur boost

La tension de sortie en valeur moyenne et l'ondulation de courant dans l'inductance sont comme suite [16] :

$$\Delta I_L = \frac{\alpha V_i}{Lf} \quad (\text{IV.9})$$

$$\Delta V_o = \frac{\alpha I_o}{Cf} = \frac{\alpha V_i}{(1-\alpha)RCf} \quad (\text{IV.10})$$

### IV.2.2 Hacheur Buck

C'est un convertisseur direct DC-DC, la source d'entrée est de type tension continue et la charge de sortie continue de type source de courant. Il est peut être souvent trouvé dans la littérature sous le nom de hacheur dévolteur ou hacheur série car il permet de convertir une tension d'entrée à une tension de sortie inférieure. Son schéma de principe est représenté dans la figure IV.5.

Pendant l'intervalle  $[0, \alpha T]$ , l'interrupteur K est fermé et commandé à la fréquence de découpage  $f = 1/T$  [21]. La source  $V_i$  fournit de l'énergie à la charge à travers l'inductance. Les grandeurs des interrupteurs en courant et tension sont illustrés dans le tableau IV.3.

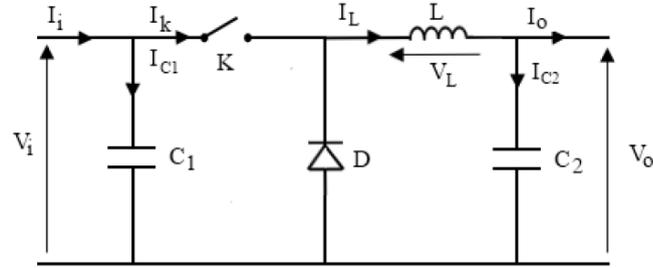


FIGURE IV.5 – Schéma électrique du buck [21]

TABLE IV.3 – Grandeurs des interrupteurs

	Tension (V)	Courant (A)
K	0	$I_o$
D	$-V_s$	0

La figure IV.6 montre le principe de fonctionnement si K est fermé.

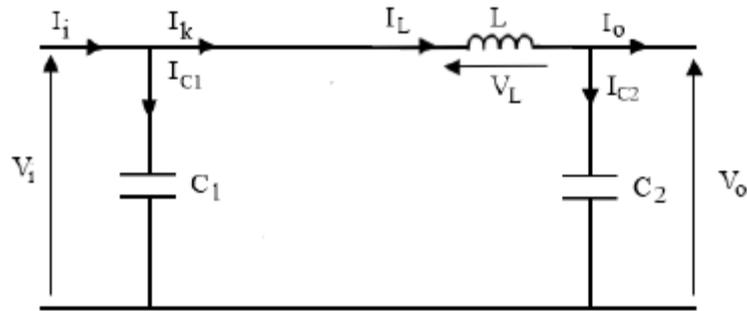


FIGURE IV.6 – Schéma électrique du buck pour K fermé [36]

Les relations tirées du circuit précédent sont les suivantes [36]-[15] :

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \quad (\text{IV.11})$$

$$i_{C2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t) \quad (\text{IV.12})$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = v_i(t) - v_o(t) \quad (\text{IV.13})$$

$$v_o(t) = \frac{1}{C_2} \int i_{c2}(t) dt = \frac{1}{C_2} \int (i_L(t) - i_o(t)) dt \quad (\text{IV.14})$$

Pendant le temps  $t \in [\alpha T, T]$  l'interrupteur s'ouvre et la diode D sera passante. L'énergie emmagasinée dans l'inductance est alors déchargée dans la capacité et la charge.

La tension aux bornes des interrupteurs et leurs courant sont cités dans le tableau IV.4.

TABLE IV.4 – Grandeurs des interrupteurs

	Tension (V)	Courant (A)
K	$V_i$	0
D	0	$I_L$

Le principe de fonctionnement dans cette phase est montré dans la figure IV.7.

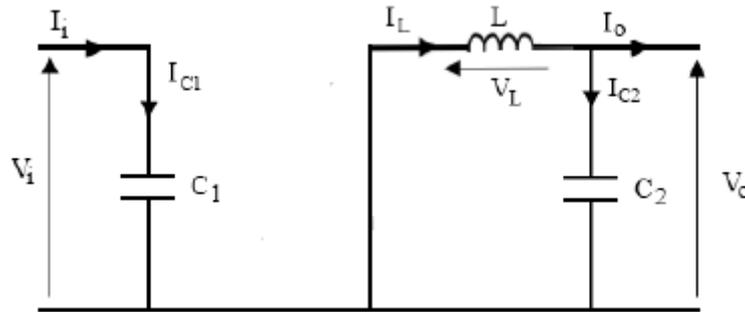


FIGURE IV.7 – Schéma électrique du buck pour K ouvert [36]

D'après la figure IV.7 on déduit les équations suivantes [36][14].

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i_i(t) \quad (\text{IV.15})$$

$$i_{C2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t) \quad (\text{IV.16})$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = -v_o(t) \quad (\text{IV.17})$$

$$v_o(t) = \frac{1}{C_2} \int i_{C2}(t) dt = \frac{1}{C_2} \int (i_L(t) - i_o(t)) dt \quad (\text{IV.18})$$

La relation entre les grandeurs d'entrée et de la sortie s'exprime dans les équations suivantes :

$$V_o = \alpha V_i \quad (\text{IV.19})$$

$$I_i = \frac{1}{\alpha} I_o \quad (\text{IV.20})$$

La tension de sortie en valeur moyenne et l'ondulation de courant dans l'inductance sont comme suite [16] :

$$\Delta I_L = \frac{\alpha(1-\alpha)V_i}{Lf} \quad (\text{IV.21})$$

$$\Delta V_o = \frac{\Delta I_L}{8Cf} = \frac{\alpha(1-\alpha)V_i}{8CLf^2} \quad (\text{IV.22})$$

Les formes d'ondes sont représentées dans la figure IV.8.

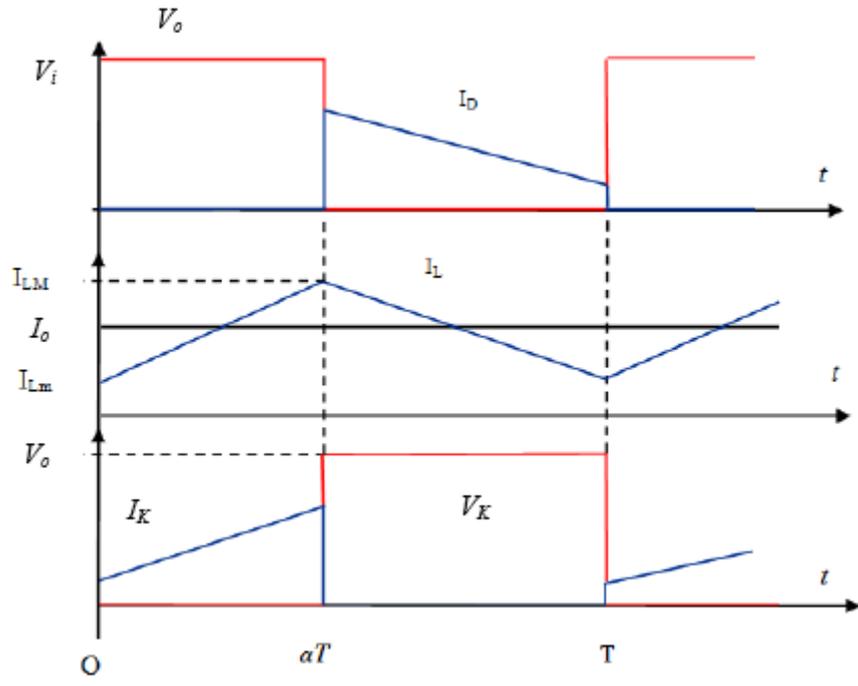


FIGURE IV.8 – Différents signaux du buck [27]

### IV.2.3 Hacheur Buck/Boost

Le hacheur buck-boost est un convertisseur indirect DC-DC à stockage inductif. La source d'entrée est de type tension (filtrage capacitif en parallèle avec une source de tension) et la charge de sortie de type tension (condensateur en parallèle avec la charge résistive). Dans ce dispositif, la tension peut être augmentée ou diminuée selon le mode de commutation. Cette structure de convertisseur permet de produire une tension de sortie négative à partir de tension d'entrée positive [36][58]. Le schéma de principe est présenté dans la figure IV.9.

Tandis que, l'interrupteur K est fermé pendant la durée  $[0, \alpha T]$ , le courant dans l'inductance croît linéairement, l'énergie est stockée. La tension est égale à  $V_i$  comme le montre la figure IV.10.

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

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \quad (\text{IV.23})$$

$$i_{C2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = -i_o(t) \quad (\text{IV.24})$$

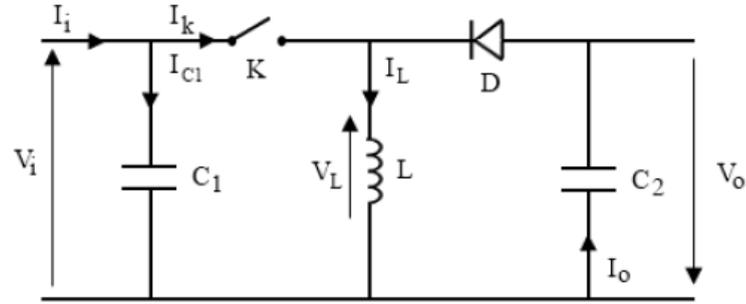


FIGURE IV.9 – Schéma électrique d'un hacheur buck/boost [36]

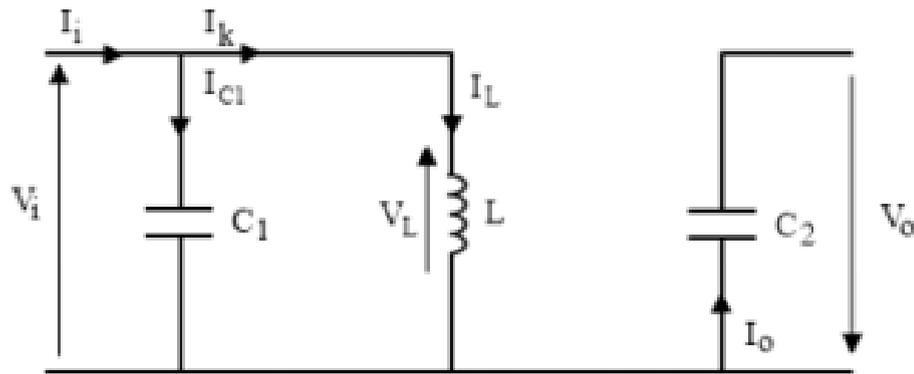


FIGURE IV.10 – Schéma électrique d'un hacheur buck-boost pour K fermé [36]

$$v_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = v_i(t) \quad (\text{IV.25})$$

À l'ouverture de K, la tension au borne de l'inductance est inversée et égale à  $-V_o$ , et le courant décroît linéairement dans l'inductance, l'énergie stockée se transfère vers la charge via la diode comme il est représenté dans la figure IV.11.

Le modèle d'équation dans cette configuration est comme suit [36] :

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i_i(t) \quad (\text{IV.26})$$

$$i_{C2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = i_o(t) - i_L(t) \quad (\text{IV.27})$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = v_o(t) \quad (\text{IV.28})$$

La relation qui assemble les tensions d'entrée/sortie est donnée comme suit [16].

$$V_o = \frac{\alpha}{1 - \alpha} V_i \quad (\text{IV.29})$$

À partir de l'équation ci-dessus on déduit que :

Si le rapport cyclique  $\alpha > 0.5$  le hacheur buck-boost fonctionne comme un hacheur

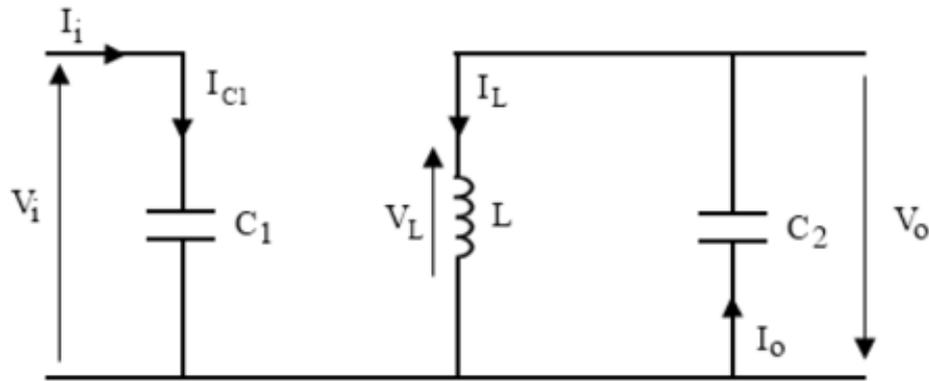


FIGURE IV.11 – Schéma électrique d'un hacheur buck-boost ouvert

boost.

Si le rapport cyclique  $\alpha < 0.5$  le hacheur buck-boost fonctionne comme un hacheur buck.

L'ondulation du courant dans l'inductance et l'ondulation de la tension de sortie sont données par (doc35) :

$$\Delta I_L = \frac{\alpha V_i}{Lf} \quad (\text{IV.30})$$

$$\Delta V_o = \frac{\alpha I_s}{Cf} = \frac{\alpha^2 V_i}{(1-\alpha)RCf} \quad (\text{IV.31})$$

## IV.3 Convertisseurs DC-AC

### IV.3.1 Onduleurs monophasés

L'onduleur est un convertisseur statique de l'électronique de puissance. Il est utilisé dans tout système électrique où la transformation de tension et courant continu (DC) en tension et courant alternatif (AC) est nécessaire. La fonction principale de cet dispositif est de créer au niveau de sa sortie une tension alternative réglable en fréquence et en valeur efficace à partir d'une tension continue en entrée.

Un onduleur est dit autonome s'il assure de lui-même sa fréquence et sa forme d'onde.

Suivant leurs topologies, on distingue deux classes d'onduleurs monophasés :

- Onduleur monophasé en demi-pont,
- Onduleur monophasé en pont (Pont H).

#### IV.3.1-a Onduleur monophasé en demi-pont

Le schéma de principe d'un tel onduleur monté en demi-pont est montré sur la figure IV.12.

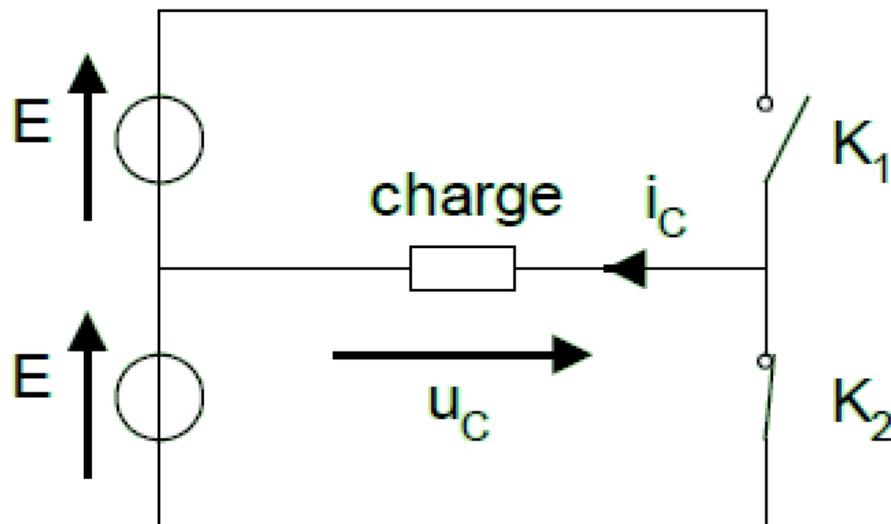


FIGURE IV.12 – Schéma de base d'un onduleur monophasé demi-pont.

Il est constitué principalement d'une source de tension continue  $E$ , et de deux interrupteurs de puissance notés  $K_1$  et  $K_2$  à commande complémentaire. La durée de conduction de chacun des interrupteurs est alors d'un demi cycle ( $180^\circ$ ) correspondant à la fréquence du signal de sortie requis.

Il doit étudier l'état de ces interrupteurs afin de savoir le principe de fonctionnement tel que si :

- $0 < t < T/2$  :  $K_1$  est fermé et  $K_2$  est ouvert :  $U_c = +E$  ( $>0$  V)
- $T/2 < t < T$  :  $K_1$  est ouvert et  $K_2$  est fermé :  $U_c = -E$  ( $<0$  V)

La tension  $U_c$  aux bornes de la charge est celle de la figure IV.13.

La valeur moyenne de  $U_c$  est donc :  $\bar{U}_c = 0$  V.

La valeur efficace de  $U_c$  est donc :  $U_c = E$ .

Les deux interrupteurs peuvent être des transistors ou des thyristors, composants électroniques qui doivent être :

- commandables à la fermeture,
- commandables à l'ouverture,
- bidirectionnels en courant.

Pour cela on insère des diodes  $D_1, D_2$  en parallèle avec les interrupteurs. Ces derniers deviennent bidirectionnels car les diodes assurent la conduction d'un courant négatif en cas de déphasage de ce dernier par rapport à la tension aux bornes de la charge [42].

La figure IV.13 montre les principes de ce type des onduleurs.

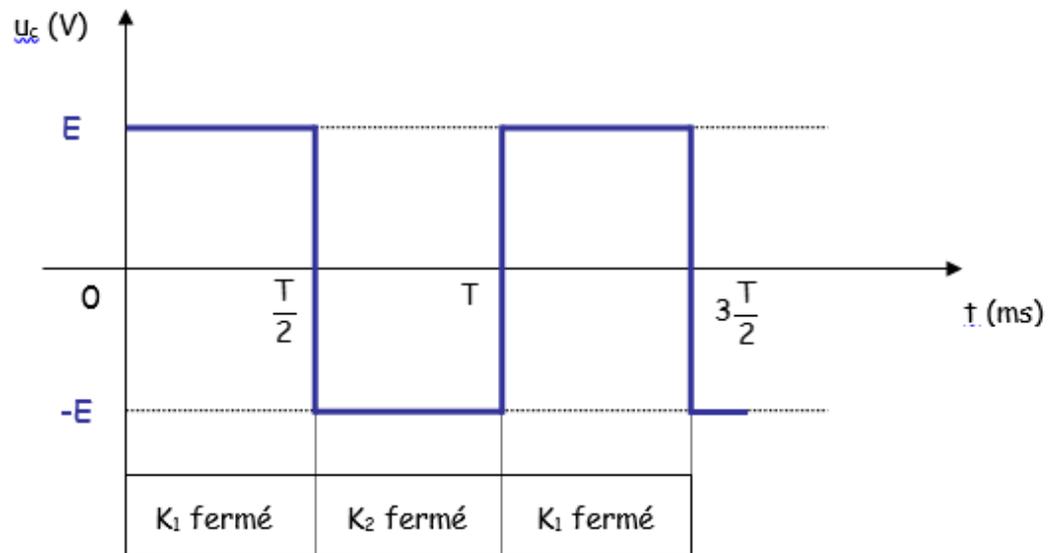


FIGURE IV.13 – Tension aux bornes de la charge

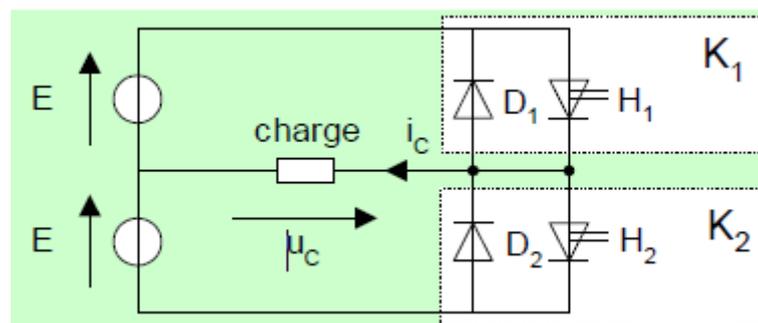


FIGURE IV.14 – Schéma réel d'un onduleur demi-pont

Si la charge est résistive l'image du courant ne se modifie pas , dont la représentation est la suivante, dans ce cas les diodes n'ont aucun rôle :

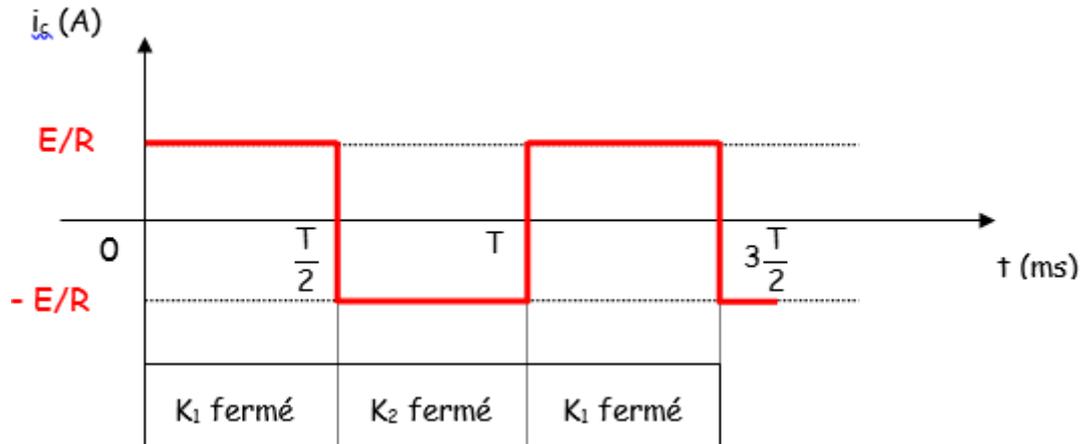


FIGURE IV.15 – Courant traversant une charge résistive

La valeur moyenne de  $i_c$  est donc :  $\bar{I}_c = 0$  A.

La valeur efficace de  $i_c$  est donc :  $I_c = \frac{E}{R}$ .

Dans une charge inductive l'intensité du courant dans la charge peut être positive alors que la tension à ses bornes est tantôt positive et tantôt négative, il est de même lorsque l'intensité du courant est négative, les diodes sont donc essentielles dans l'étude de la circulation du courant parce que la conduction s'effectue en 4 phases :

**- 1<sup>er</sup>phase**

$$U_c = +E$$

$$K1 \text{ conduit} \Rightarrow i_c < 0$$

$$D1 \text{ conduit} \Rightarrow i_{D1}(t) = -i_c(t)$$

**- 2<sup>e</sup>phase**

$$U_c = +E$$

$$K1 \text{ conduit} \Rightarrow i_c > 0$$

$$T1 \text{ conduit} \Rightarrow i_{T1}(t) = i_c(t)$$

**- 3<sup>e</sup>phase**

$$U_c = -E$$

$$K2 \text{ conduit} \Rightarrow i_c > 0$$

$$D2 \text{ conduit} \Rightarrow i_{D2}(t) = i_c(t)$$

**- 4<sup>e</sup>phase**

$$U_c = -E$$

$$K2 \text{ conduit} \Rightarrow i_c < 0$$

$$T2 \text{ conduit} \Rightarrow i_{T2}(t) = -i_c(t)$$

Les chronogrammes dans la figure IV.16 représentent les formes d'ondes pour une charge inductive.

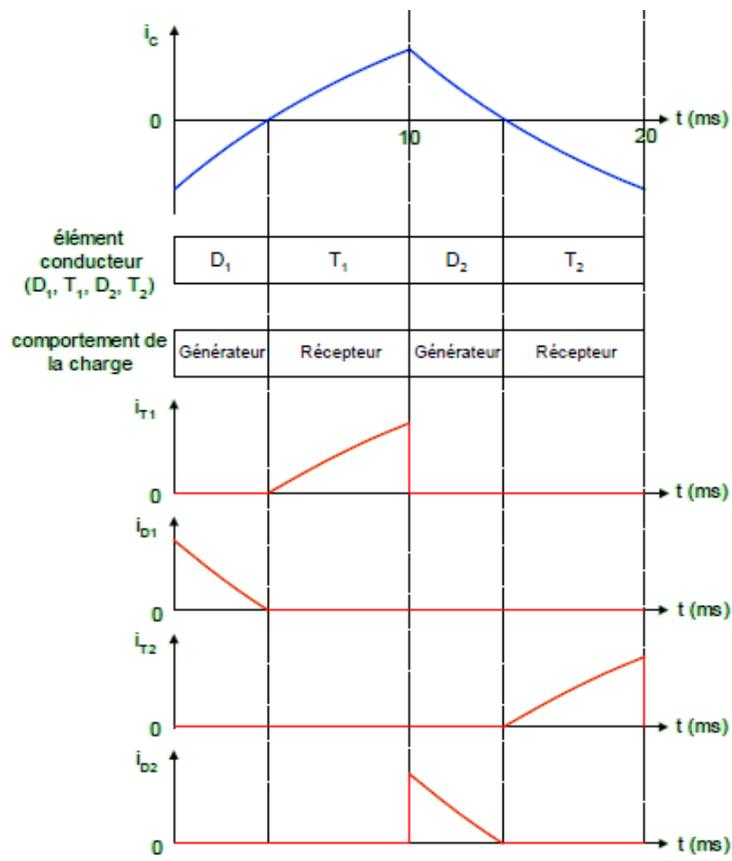


FIGURE IV.16 – Les différents courants pour une charge inductive

IV.3.1-b Onduleur monophasé en pont (Pont H)

L'onduleur en pont est représenté en figure IV.17.

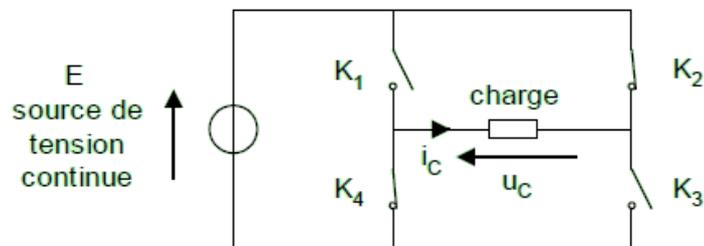


FIGURE IV.17 – Schéma de Principe d'un Onduleur Monophasé En Pont H

Il comporte quatre interrupteurs de puissance commandées notées K1, K2, K3 et K4 respectivement.

En pratique le montage de ce type d'onduleur est comme suit :

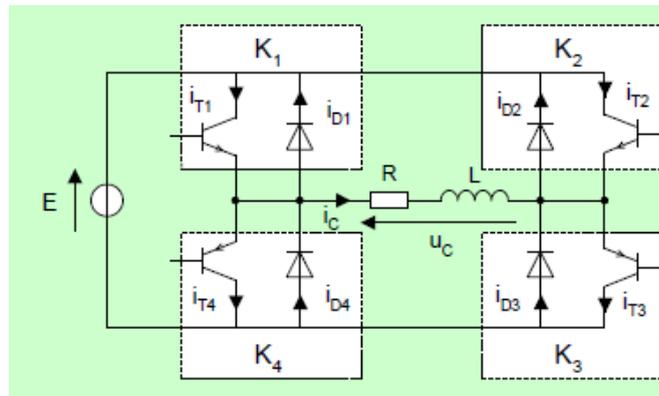


FIGURE IV.18 – Schéma réel d'un onduleur en pont H

Il existe plusieurs types de commande d'onduleurs comme (commande symétrique, Décalée...). Les différentes commandes ont le but d'obtenir l'allure sinusoïdale ou niveau de la sortie, et pour chaque commande le principe de fonctionnement se change [36].

### Commande symétrique

Cette commande se trouve aussi sous le nom de Commande simultanée ou à deux niveaux de tensions.

On note  $T$  la période de fonctionnement des interrupteurs. Le principe de fonctionnement est comme suite :

Quand les interrupteurs  $K_1$  et  $K_3$  sont fermés simultanément durant l'intervalle  $[0, T/2]$ , la tension imposée aux bornes de la charge prend la valeur  $+E$ , et de  $-E$  lors de la fermeture simultanée des deux autres interrupteurs  $K_2$  et  $K_4$  pendant  $[T/2, T]$ . L'allure de tension aux bornes de la charge est montré dans la figure IV.19.

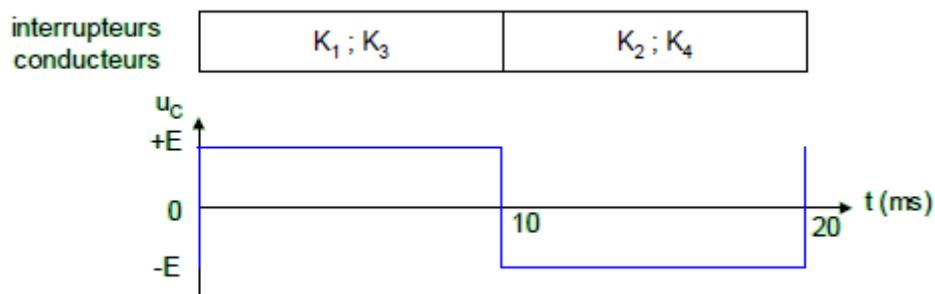


FIGURE IV.19 – Tension aux bornes de la charge

Comme l'onduleur en demi-pont, le courant traversant la charge suit la trajectoire de tension si la charge est résistive. Par contre si elle est inductive le courant évolue suivant 4 phases :

**- 1<sup>er</sup> phase**

$U_c = +E$

K1 ; K3 conduisent  $\Rightarrow i_c < 0$

D1 ; D3 conduisent  $\Rightarrow i_{D1}(t) = i_{D3}(t) = -i_c(t)$

**- 2<sup>e</sup> phase**

$U_c = +E$

K1 ; K3 conduisent  $\Rightarrow i_c > 0$

T1 ; T3 conduisent  $\Rightarrow i_{T1}(t) = i_{T3}(t) = i_c(t)$

**- 3<sup>e</sup> phase**

$U_c = -E$

K2 ; K4 conduisent  $\Rightarrow i_c > 0$

D2 ; D4 conduisent  $\Rightarrow i_{D2}(t) = i_{D4}(t) = i_c(t)$

**- 4<sup>e</sup> phase**

$U_c = -E$

K2 ; K4 conduisent  $\Rightarrow i_c < 0$

T2 ; T4 conduisent  $\Rightarrow i_{T2}(t) = i_{T4}(t) = -i_c(t)$

D'où les chronogrammes sur la figure IV.20.

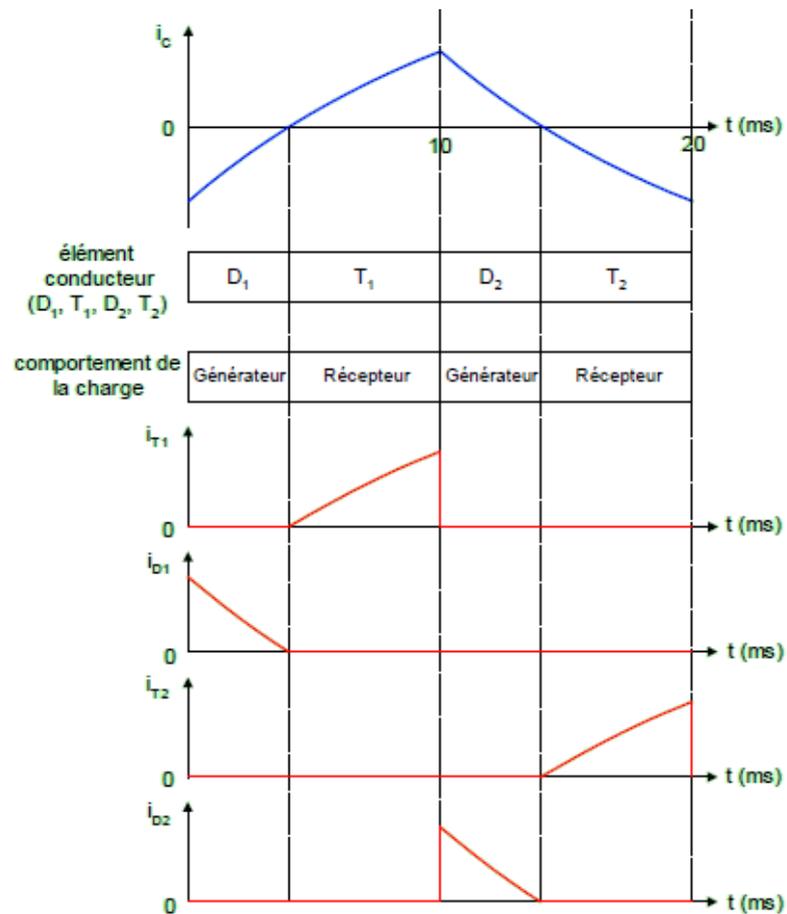


FIGURE IV.20 – Formes d'onde pour la commande symétrique

### - Commande décalée

Dite aussi commande à trois niveaux tensions.

Il est possible d'obtenir trois niveaux de tensions si les deux cellules de commutation de cet onduleur fonctionnent de manière totalement indépendante l'une de l'autre. Pour cela un décalage temporel  $\beta$  des ordres de commande de ces deux cellules, permet de générer les trois niveaux de tension :  $+E$ ,  $0$  et  $-E$ .

$$\underline{0 < \omega t < \beta} :$$

Les interrupteurs K3 et K4 sont fermés, K1 et K2 sont ouverts :

$$\begin{cases} U_c = 0 \text{ V} \\ i_c < 0 \end{cases} \Rightarrow \text{D3; T4 conduisent}$$

$$\underline{-\beta < \omega t < \pi} :$$

Les interrupteurs K1 et K3 sont fermés, K2 et K4 sont ouverts :

$$U_c = +E;$$

Si  $i_c < 0 \Rightarrow \text{D1, D3 conduisent}$

Si  $i_c > 0 \Rightarrow \text{T1, T3 conduisent}$

$$\underline{-\pi < \omega t < \pi + \beta} :$$

Les interrupteurs K1 et K2 sont fermés, K3 et K4 sont ouverts :

$$U_c = 0;$$

$i_c > 0 \Rightarrow \text{D2; T1 conduisent}$

$$\underline{-\pi + \beta < \omega t < 2\pi} :$$

Les interrupteurs K2 et K4 sont fermés, K1 et K3 sont ouverts :

$$U_c = -E;$$

Si  $i_c > 0 \Rightarrow \text{D4, D2 conduisent}$

Si  $i_c < 0 \Rightarrow \text{T4, T2 conduisent}$

On peut régler l'angle de commande  $\beta$  de manière à ce que cette courbe se rapproche le plus d'une sinusoïde [38].

D'où la figure IV.21 :

La valeur efficace de tension de sortie  $U_c$  ne dépend que de l'angle  $\beta$ . Sa valeur efficace est [38] :

$$V_{eff} = E \sqrt{1 - \frac{\beta}{\pi}} \quad (\text{IV.32})$$

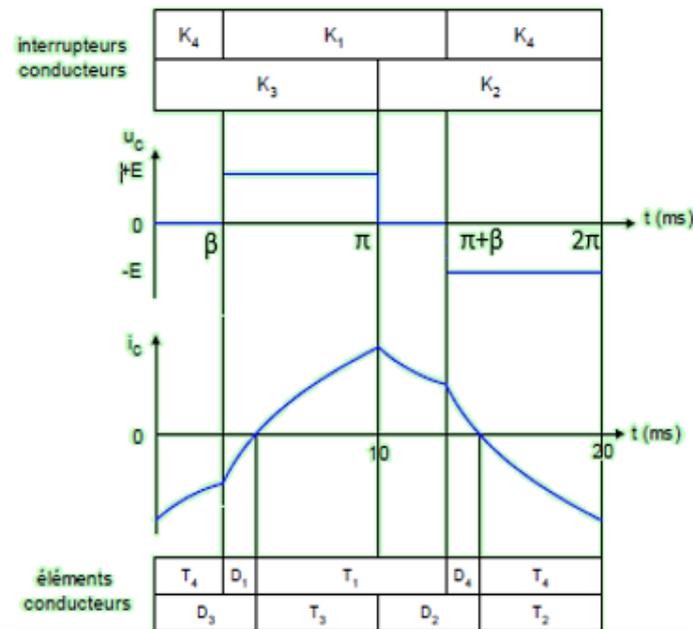


FIGURE IV.21 – Courant et la tension aux bornes de la charge

## IV.4 Recherche du point de puissance maximum

### IV.4.1 Principe de la recherche du point de puissance maximal

Nous savons que les caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  d'un GPV dépendent des conditions d'éclairement, de température et de vieillissement des modules. Ces caractéristiques possèdent un point de fonctionnement où la puissance débitée est maximale dit PPM (Point de Puissance Maximale) ou en anglais MPP (Maximum Power Point); Afin d'extraire cette puissance optimale à tout instant, un étage d'adaptation doit être introduit, jouant un rôle d'interface entre le générateur et la charge à l'aide d'un convertisseur DC-DC contrôlé par une commande de recherche de ce MPP, cette commande est nommée MPPT (Maximum Power Point Tracking) [37].

L'optimisation consiste à se fixer sur ce point en permanence en agissant de façon automatique sur la charge vue par le générateur [53], c a d de laisser ce dernier fonctionner dans sa zone optimale.

La figure IV.22 représente une chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque élémentaire associée à une commande MPPT [41].

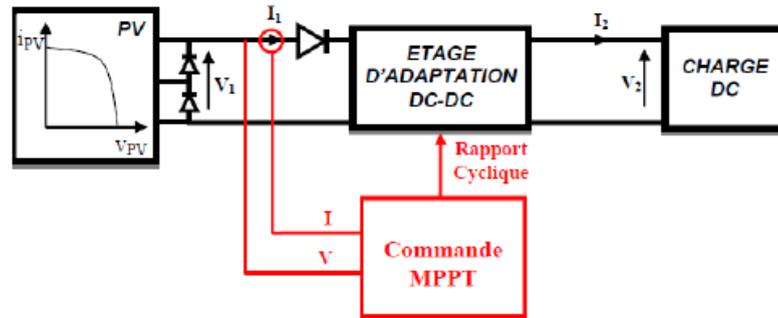


FIGURE IV.22 – Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque

### IV.4.2 Commandes MPPT

Les commandes MPPT se divisent en deux catégories :

- analogiques,
- numériques.

Dans le cas des commandes MPPT analogiques, se pose le problème de la divergence de l'encombrement des composants électronique utilisés [34].

Dans le cas des commandes MPPT numériques, plusieurs algorithmes ont été utilisés parmi lesquelles il y a :

- La méthode perturbation et observation (PO),
- La méthode de la conductance incrémentale.

Dans ce cadre, on aura détaillé les deux méthodes de la commande numérique citées précédemment.

#### IV.4.2-a Méthode de perturbation et observation (PO)

Cette méthode est aujourd'hui largement utilisée, car elle donne un bon résultat et il est facile à implémenter. Comme son nom l'indique elle consiste à perturber la tension du générateur PV  $V_{pv}$  autour de sa valeur initiale par augmentation ou diminution de cette tension, puis l'observation du comportement de la variation de puissance  $P_{pv}$  qui en résulte. mais il présente des oscillations autour du MPP et il peut diverger à l'évolution rapide des conditions atmosphériques, aussi le temps de calcul dépend aux conditions initiales [51] [49].

La figure montre le principe de l'algorithme PO. Premièrement, le courant et la tension du générateur photovoltaïque sont détectés à un point puis la puissance est calculée correspondant à ce point. Si la puissance est supérieure à sa valeur précédente alors la puissance augmente ( $\Delta P > 0$ ) dans cette direction le point de fonctionnement se déplace vers son point de puissance maximale et la tension est perturbée par augmentation ce qui signifie que le rapport cyclique du convertisseur a été augmenté. Mais si la puissance tirée du générateur photovoltaïque est inférieure à celle de précédente ( $\Delta P < 0$ ) alors le point de fonction-

nement se déplace loin de la puissance maximale, la tension est alors perturbée dans le sens inverse en diminuant la tension pour la diminution du rapport cyclique [23]-[51]-[37].

Si la valeur de puissance est la même que la précédente ( $P=0$ ) alors le point de puissance maximum est atteint.

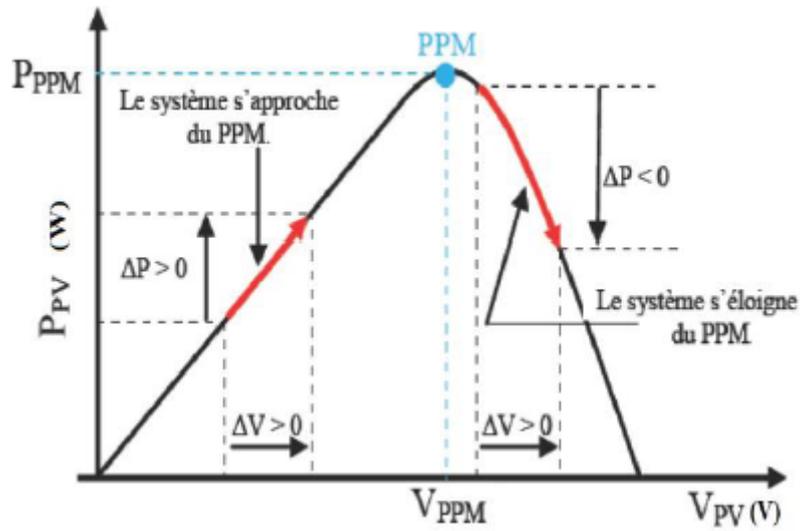


FIGURE IV.23 – Schéma du principe de la méthode PO [48].

La figure représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type PO, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension) sont nécessaires pour déterminer la puissance du GPV à chaque instant [49].

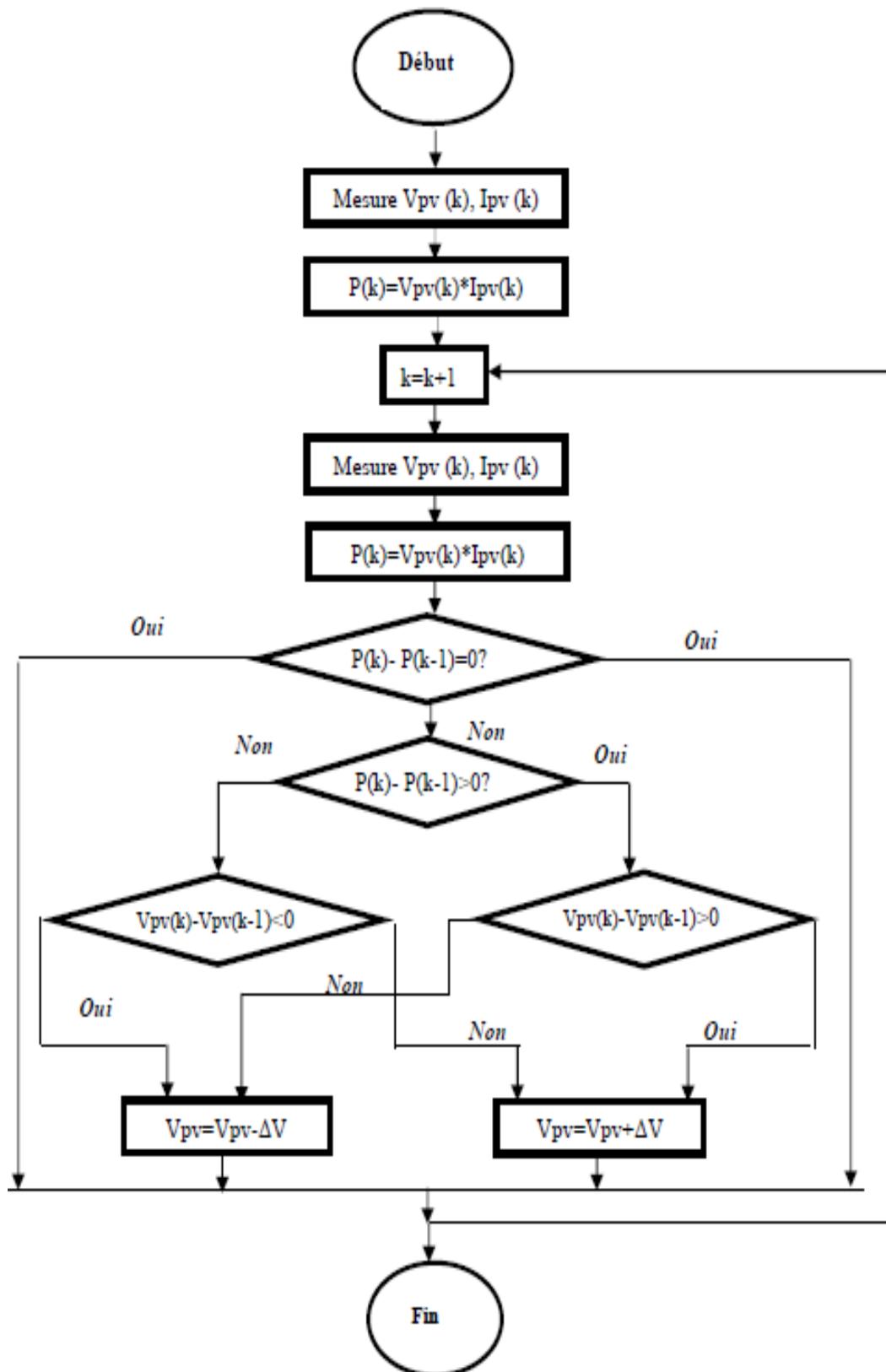


FIGURE IV.24 – Algorithme de la méthode PO

#### IV.4.2-b Méthode de la conductance incrémentale

La méthode d'incrémentation de la conductance a été proposée pour éviter les inconvénients de la méthode PO de recherche du MPP [31].

Cette méthode utilise deux capteurs de tension et de courant pour détecter la tension et le courant de sortie du générateur photovoltaïque [33]. Elle est basée sur le fait que la pente (dérivé  $\frac{dP}{dV}$ ) de la courbe de puissance du panneau est nulle au MPP, positif à gauche et négative à droite.

La puissance du panneau solaire est donnée par :  $P=IV$

La dérivé partielle  $dV/dP$  est donnée par [58] :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (\text{IV.33})$$

$$\frac{1}{V} \frac{dP}{dV} = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} \quad (\text{IV.34})$$

On définit la conductance de la source  $G=\frac{I}{V}$  et l'incrémentale conductance  $\Delta G = \frac{dI}{dV}$  [55].

$$\frac{dP}{dV} > 0 \quad \text{ou} \quad \frac{dI}{dV} > -\frac{1}{V} \quad \text{à gauche de MPP}$$

$$\frac{dP}{dV} < 0 \quad \text{ou} \quad \frac{dI}{dV} < -\frac{1}{V} \quad \text{à droit de MPP}$$

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad \text{ou} \quad \frac{dI}{dV} = -\frac{1}{V} \quad \text{au MPP}$$

La figure IV.25 présent le signe de  $dP/dV$  pour différentes zones de fonctionnement [31].

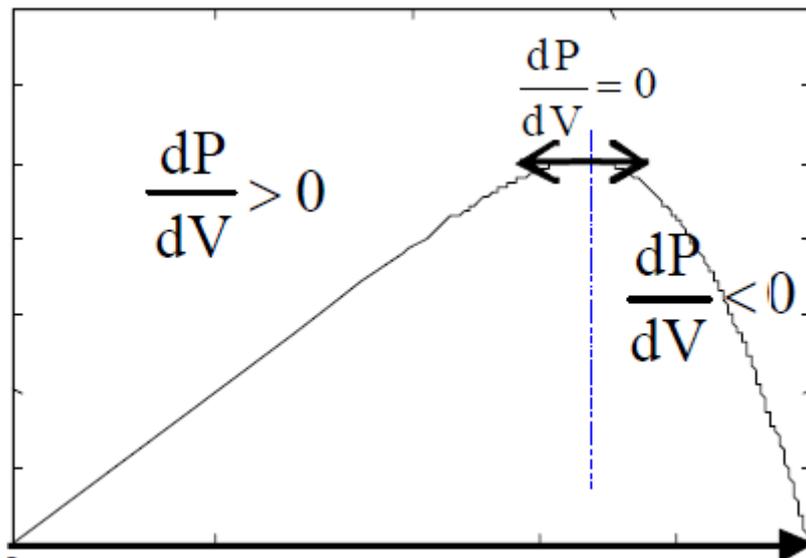


FIGURE IV.25 – Schéma de principe de la méthode CI

L'algorithme de la méthode de conductance incrémental est présenté dans la figure IV.26 [31].

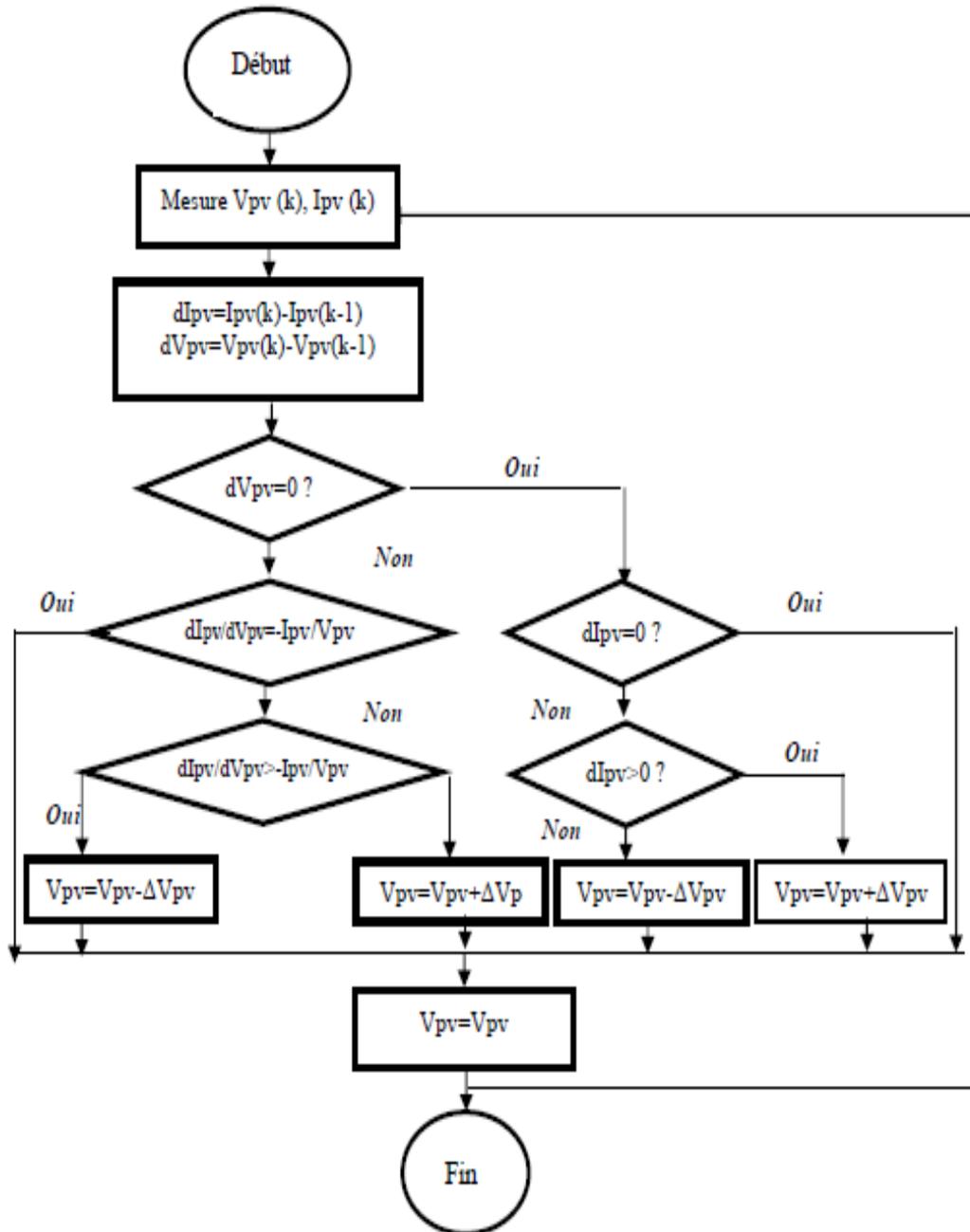


FIGURE IV.26 – Algorithme de la méthode de la conductance incrémentale

## IV.5 Définition et simulation de démonstrateur

### IV.5.1 Modèle d'une cellule solaire

La figure IV.27 présente le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque sous éclairage [20].

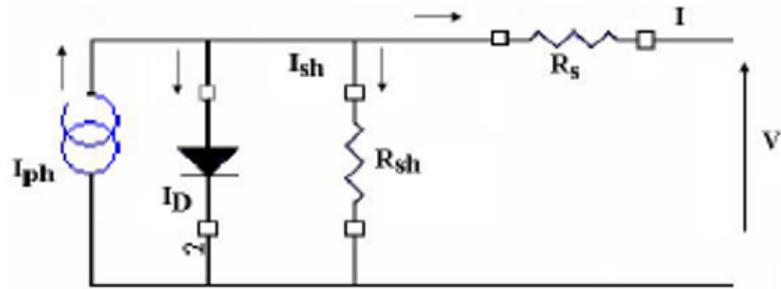


FIGURE IV.27 – Schéma électrique d'une cellule pv [56]

Il correspond à un générateur de courant  $I_{ph}$  monté en parallèle avec une diode. Deux résistances parasites sont introduites dans ce schéma pour tenir compte des phénomènes dissipatifs au niveau de la cellule. Ces résistances ont une certaine influence sur la caractéristique  $I(V)$  de la cellule :

- La résistance série  $R_s$  est la résistance interne de la cellule dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles.

- La résistance shunt  $R_{sh}$  est due à un courant de fuite au niveau de la jonction ; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

Le modèle mathématique pour la caractéristique courant-tension d'une cellule PV est donné comme suit [56] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (\text{IV.35})$$

avec :

$I_{ph}$  : Photo-courant, il s'exprime comme suite :

$$I_{ph} = [I_{cc} + K_i \cdot (T_{mod} - T_r)] \cdot \frac{G}{1000} \quad (\text{IV.36})$$

où :

$$T_{mod} = \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G + T + T_{ref} \quad (\text{IV.37})$$

$T_r=298$  K  
 $K_i=0,06$   
 $NOCT=45$  °C  
 $T_{ref}=273$   
 $G$  : Irradiation

Le courant qui circule dans la diode  $I_D$  est déterminé par la relation suivante :

$$I_D = I_s \left[ e^{\left( \frac{V_{pv}}{N_s} + I_{pv} \cdot R_s \right) \cdot \left( \frac{q}{n \cdot K \cdot T_{mod}} \right)} - 1 \right] \quad (\text{IV.38})$$

où :

$I_s$  est le courant de saturation de la diode.

$$I_s = I_{cr} \cdot \left( \frac{T_{mod}}{T_r} \right)^3 \cdot e^{\left( \frac{q \cdot E_g}{n \cdot K} \right) \cdot \left( \frac{1}{T_r} - \frac{1}{T_{mod}} \right)} \quad (\text{IV.39})$$

$V_{pv}$  : Tension aux bornes de la cellule,

$n$  : Facteur d'idéalité de la diode ( $n= 1,403$ ),

$q$  : Charge de l'électron ( $q=1,6021 \text{ e-}19$  C),

$K$  : Constante de Boltzman ( $K=1,3854 \cdot \text{e-}23$  J/K),

$T$  : Température de la cellule en Kelvin.

$R_s$  : Résistance série ( $R_s= 5 \text{ e-}3 \Omega$ )

$N_s$  : Nombre des cellules en série ( $N_s= 60$ )

$I_{cr}= 3,047 \text{e-}7$

$E_g= 1,11$

La relation du courant circulant dans la résistance shunt  $I_{sh}$  est :

$$I_{sh} = \left( \frac{V_{pv}}{N_s} + (I_{pv} \cdot R_s) \right) \cdot \frac{1}{R_{sh}} \quad (\text{IV.40})$$

où :

$R_{sh}$  : Résistance shunt

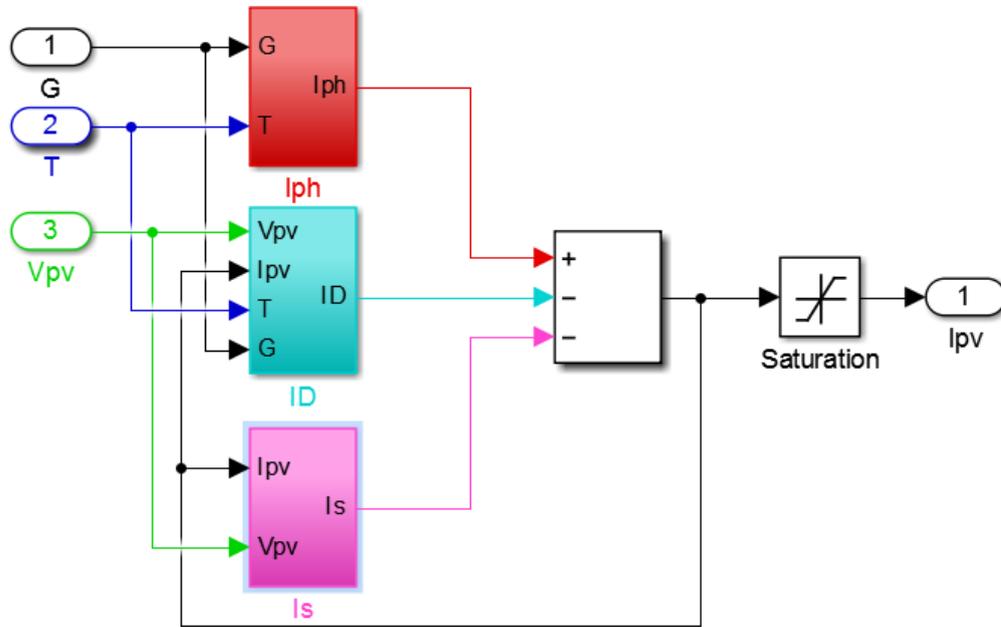


FIGURE IV.28 – Schéma bloc du GPV sous MATLAB SIMULINK

### IV.5.2 Modélisation du convertisseur Boost

Maintenant, nous savons que :

$$L \frac{di_L}{dt} = E - V_o(1 - \alpha) \quad (\text{IV.41})$$

$$C \frac{dV_o}{dt} = i_L(1 - \alpha) - \frac{V_o}{R} \quad (\text{IV.42})$$

D'après les deux équations précédentes on déduit les équations d'état suivantes, où  $i_L$  est le courant dans la bobine  $L$ ,  $E$  est la tension d'entrée,  $V_o$  est la tension de sortie [19].

Soit  $x_1 = i_L$  et  $x_2 = V_o$  :

$$\dot{x}_1 = \frac{E}{L} - \frac{x_2(1 - \alpha)}{L} \quad (\text{IV.43})$$

$$\dot{x}_2 = \frac{x_1(1 - \alpha)}{C} - \frac{x_2}{RC} \quad (\text{IV.44})$$

Alors, la représentation classique en espace d'état  $\dot{x} = Ax + Bu$  se transforme en [19] :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1-\alpha}{L} \\ \frac{1-\alpha}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} E \quad (\text{IV.45})$$

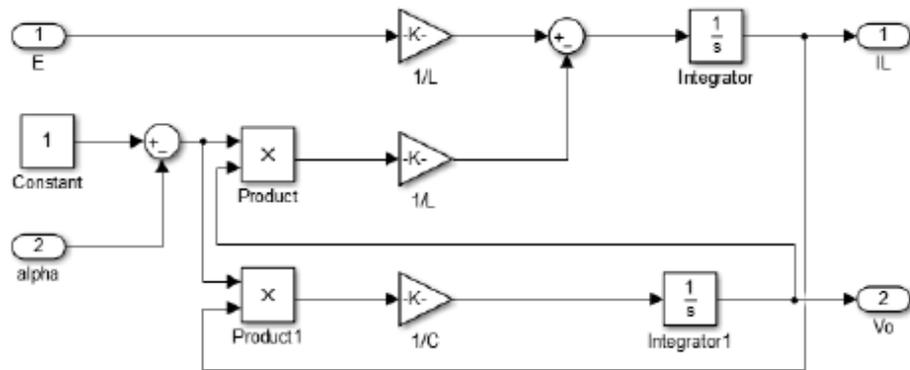


FIGURE IV.29 – Schéma bloc du convertisseur boost en circuit ouvert

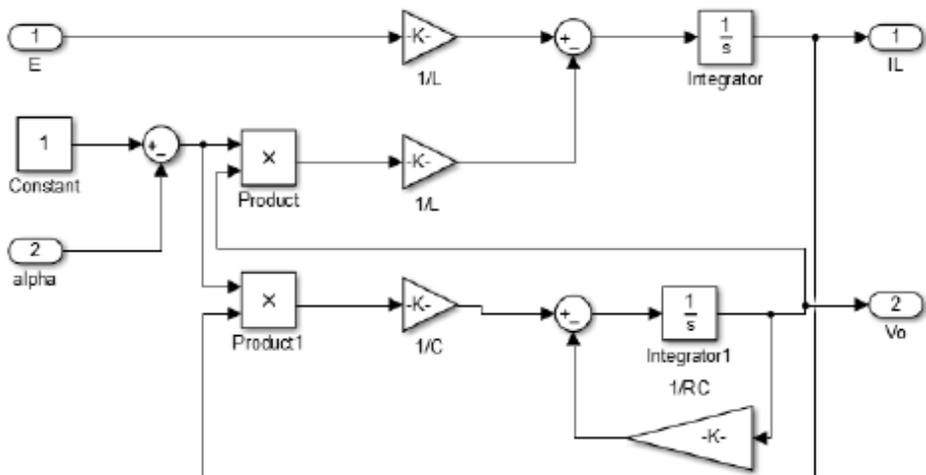


FIGURE IV.30 – Schéma bloc du convertisseur boost en charge

### IV.5.2-a Calcul des paramètres du Boost

Les paramètres du système sont : l'inductance de la bobine  $L$ , la capacité du condensateur  $C$  et la résistance de la charge  $R$ . Les variables d'état sont le courant dans la bobine et la tension aux bornes du condensateur,  $\alpha$  qui représente le rapport cyclique et  $T_s$  est la période de découpage

$$P_o = \frac{V_o^2}{R} \quad (\text{IV.46})$$

$$R = \frac{V_o^2}{P_{out}} \quad (\text{IV.47})$$

$$I_L = \frac{V_o}{R} \cdot \frac{1}{1 - \alpha} \quad (\text{IV.48})$$

$$\Delta I_L = 10\% \cdot I_L \quad (\text{IV.49})$$

$$L = \frac{E}{2 \cdot \Delta I_L} \cdot \Delta T_s \quad (\text{IV.50})$$

$$\Delta V_c = 1\% \cdot V_o \quad (\text{IV.51})$$

$$C = \frac{V_o}{2 \cdot \Delta V_c \cdot R} \cdot \Delta T_s \quad (\text{IV.52})$$

### IV.5.3 Simulation du convertisseur Buck/Boost

Comme il est montré précédemment on a :

$$L \frac{di_L}{dt} = \alpha E + V_{out}(1 - \alpha) \quad (\text{IV.53})$$

$$C \frac{dV_{out}}{dt} = -i_L(1 - \alpha) - \frac{V_{out}}{R} \quad (\text{IV.54})$$

Lorsque l'interrupteur est passant :

$$L \frac{di_L}{dt} = \alpha E \quad (\text{IV.55})$$

$$C \frac{dV_{out}}{dt} = -\frac{V_{out}}{R} \quad (\text{IV.56})$$

Lorsque l'interrupteur est bloqué :

$$L \frac{di_L}{dt} = V_{out} \quad (\text{IV.57})$$

$$C \frac{dV_{out}}{dt} = -i_L - \frac{V_{out}}{R} \quad (\text{IV.58})$$

L'application de la méthode d'espace d'état des équations précédente est représentée dans le système suivant [19] :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1-\alpha}{L} \\ \frac{1-\alpha}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\alpha}{L} \\ 0 \end{bmatrix} E \quad (\text{IV.59})$$

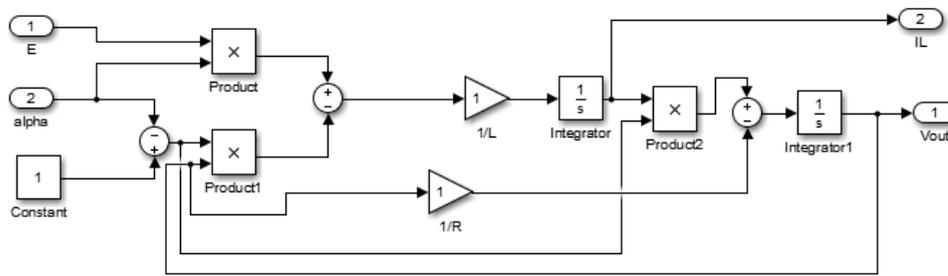


FIGURE IV.31 – Schéma bloc du convertisseur buck/boost pour le régime non inverseur

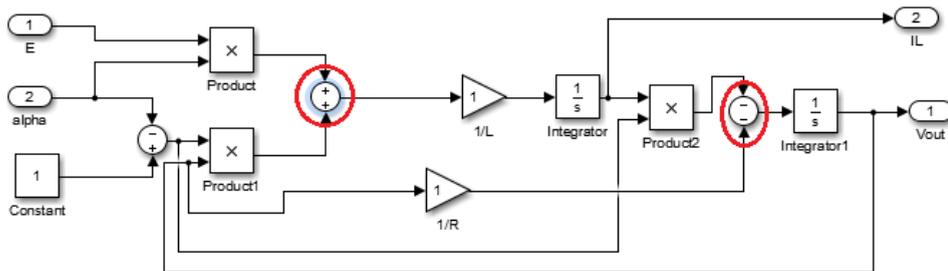


FIGURE IV.32 – Schéma bloc du convertisseur buck/boost pour le régime inverseur

Le modèle Simulink du convertisseur buck/boost est présentée dans les figures IV.31 et IV.32.

#### IV.5.4 Modélisation de la commande MPPT PO

##### Bloc MPPT parameters

Les figures IV.35 et IV.34 représentent le schéma de la commande MPPT et son paramétrage, la figure IV.35 quant à elle montre le schéma bloc du système simulé sous MATLAB SIMULINK.

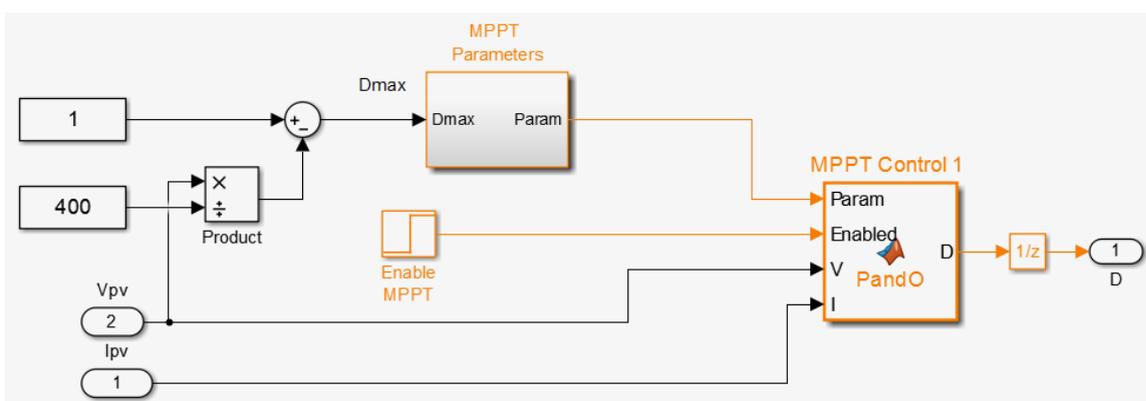


FIGURE IV.33 – Schéma bloc de la commande MPPT PO sous Simulink

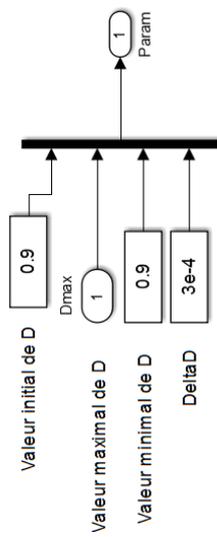


FIGURE IV.34 – Paramétrage du bloc MPPT

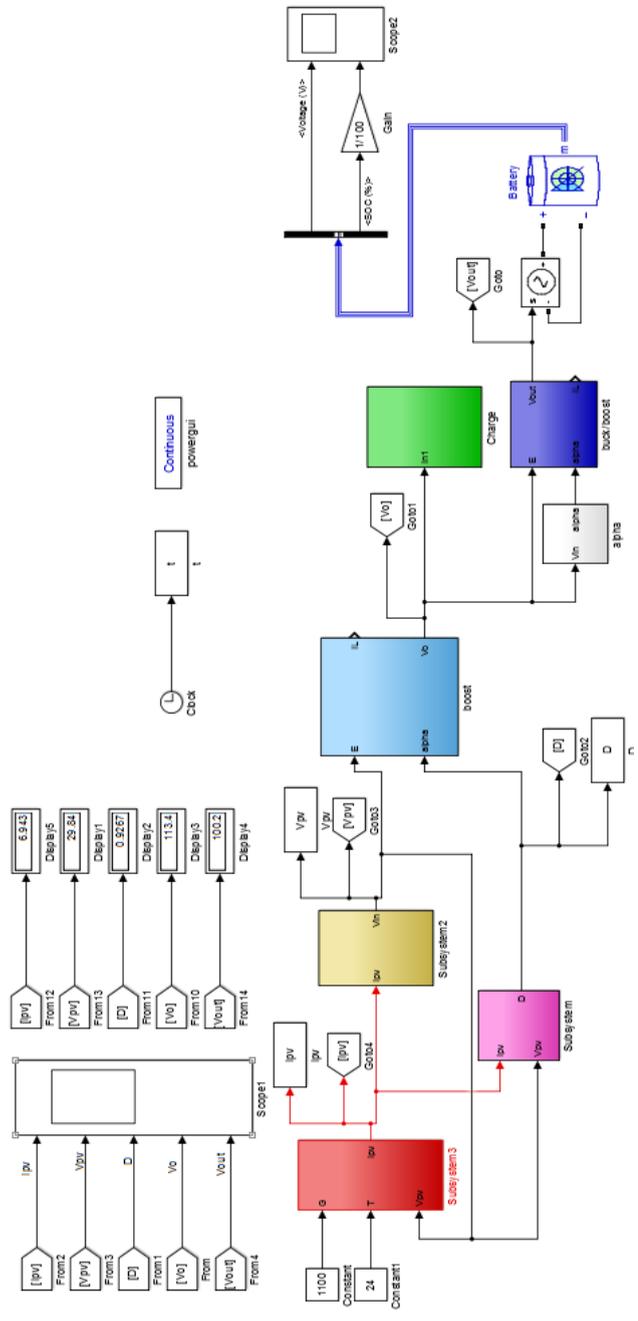


FIGURE IV.35 – Schéma bloc du système

## IV.6 Résultats de simulation

Les caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  typiques sont représentées sur les figures IV.36 :

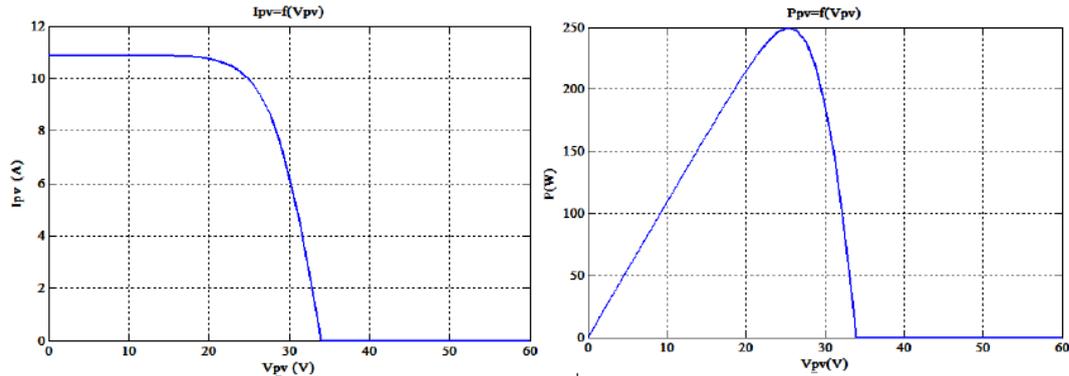


FIGURE IV.36 – Caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$

Afin de voir le comportement du GPV lors de changement climatique, deux essais sont effectués, le premier consiste à faire varier les irradiances et à maintenir la température constante. Les résultats sont illustrées dans les figures IV.37.

Dans le deuxième essai l'irradiation reste constant, mais la température change. Les résultats sont donnés par les figures IV.38.

Les figures IV.39 montrent respectivement l'évolution temporelle des tension mesurées en sortie du convertisseur boost  $V_o$  et en sortie du convertisseur buck/boost  $V_{out}$  dans le cas d'une charge des batteries pour un SOC initial de 75%. L'état de charge est illustrée par l'évolution du SOC représenté sur la figure IV.40.

On remarque que la tension en sortie du boost atteint son régime permanent à 400 V en une seconde. Tandis que la tension de sortie du convertisseur buck/boost atteint le régime établi avec un léger dépassement seulement 8 secondes après le démarrage. La valeur du SOC atteint les 100% un peu avant 8 seconde, la batterie est alors pleinement chargée.

La figure IV.41 tracée sur EXEL montre les variations de rapport cyclique en régime permanent  $D$  délivré par la commande MPPT en fonction de niveau d'irradiation pour différentes températures du panneau solaire. De la même manière la figure IV.42 montre l'évolution du rapport cyclique en fonction de la température pour plusieurs irradiation.

Ces caractéristiques prouvent l'efficacité de la commande MPPT utilisée, aussi bien pour de large variation de l'irradiation que pour celle de la température.

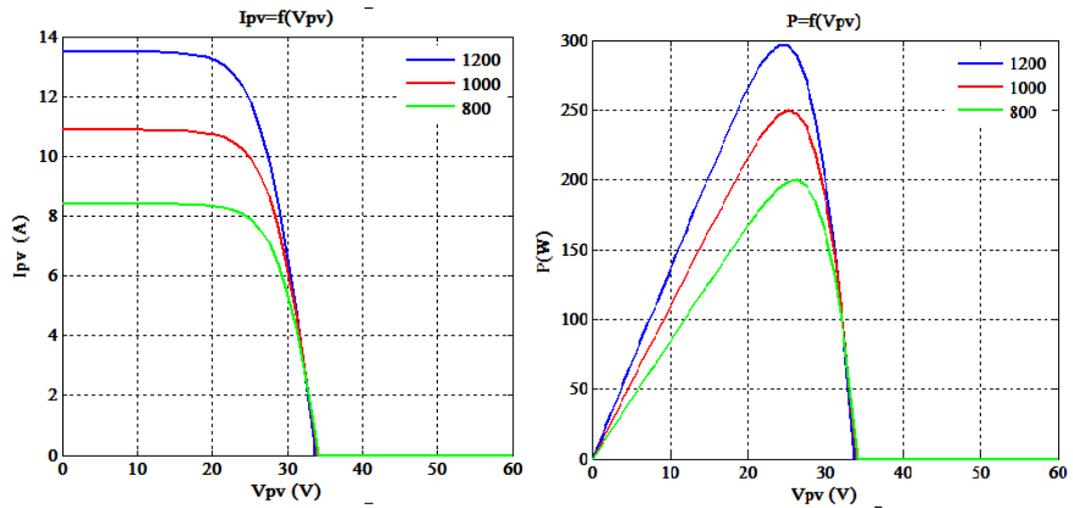


FIGURE IV.37 – Caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  pour différentes irradiations

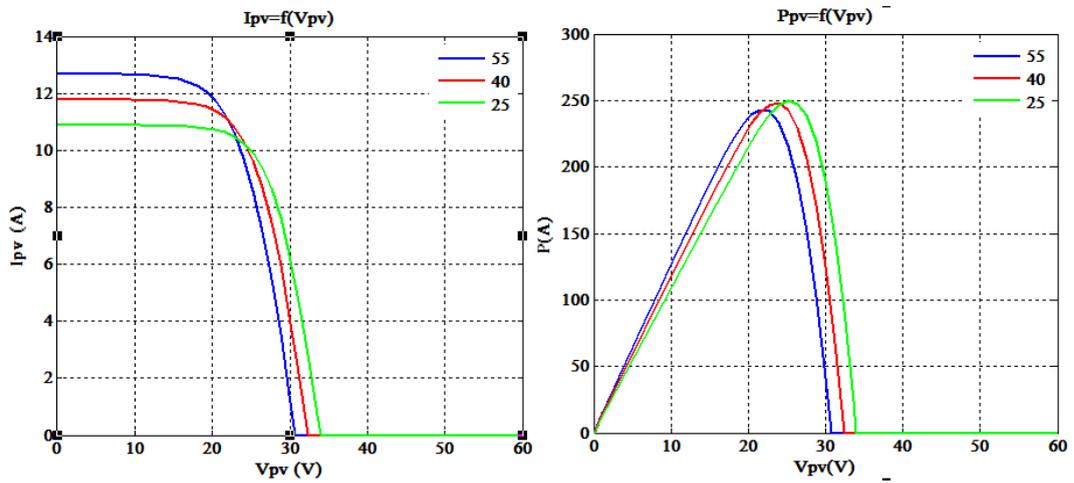


FIGURE IV.38 – Caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  pour différentes températures

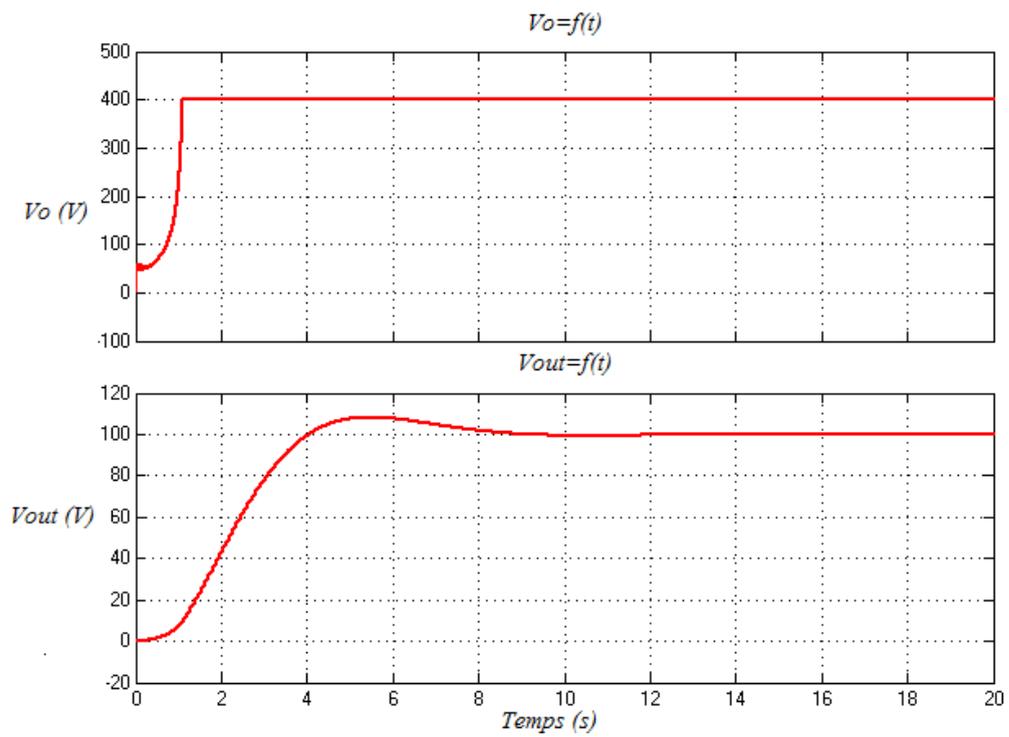


FIGURE IV.39 – Évolution des tensions de sortie des convertisseur boost et buck/boost

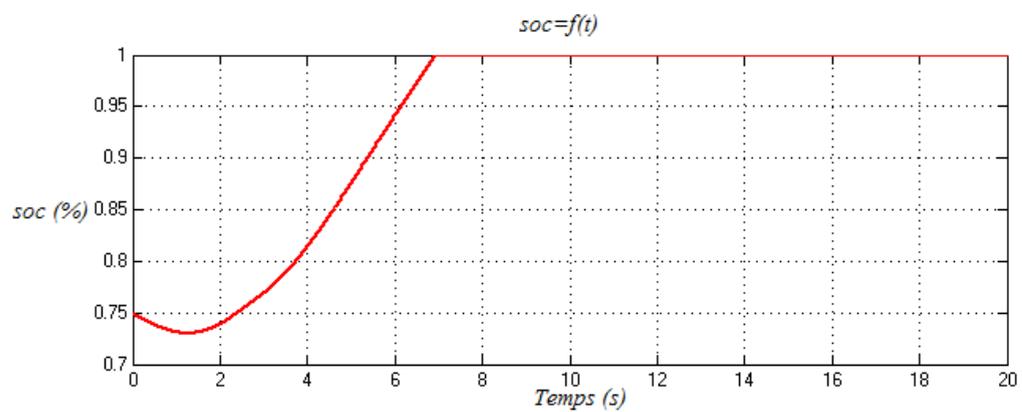
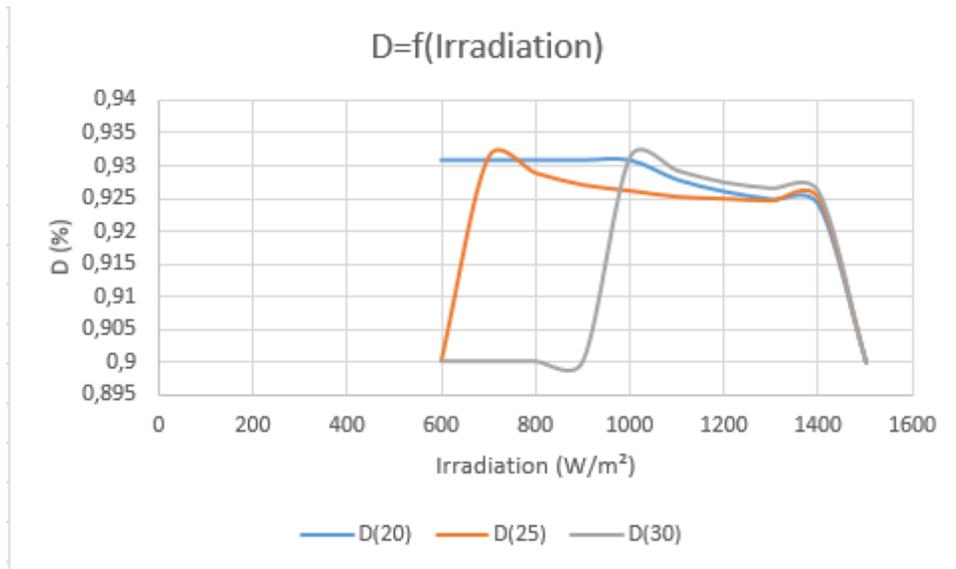
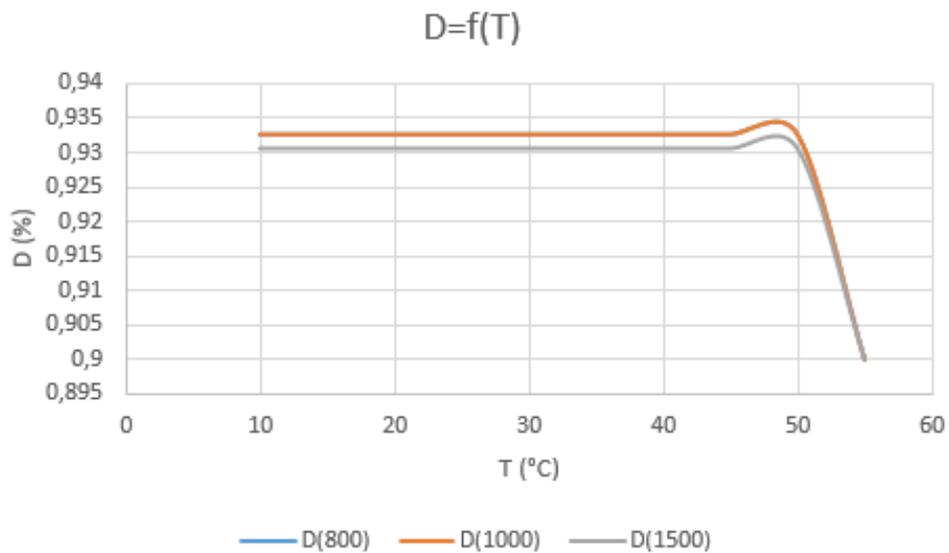


FIGURE IV.40 – Etat de charge des batteries (SOC)

FIGURE IV.41 – Caractéristique  $D = f(Irradiation)$  pour différentes températuresFIGURE IV.42 – Caractéristique  $D = f(T)$  pour différentes irradiances

## IV.7 Conclusion

Dans ce dernier chapitre, les topologies de base des convertisseurs continu-continu (DC-DC) et continu-alternatif (DC-AC) sont décrites.

De même, deux commandes MPPT et leurs algorithmes destinés à la recherche de la puissance optimale (maximale) du générateur photovoltaïque sont présentées (Méthodes de perturbation et observation et de la conductance incrémentale).

Un démonstrateur numérique a été conçu, sous environnement MATLAB SIMULINK, ce dernier ayant pour objectif l'étude, l'analyse et le dimensionnement des systèmes photovoltaïques identiques au cas de la ferme étudiée. Des résultats de simulation sont donnés pour différentes conditions de fonctionnement (Variation de l'irradiation et de la température).

---

## Conclusion générale

Les exigences du protocole de Kyoto imposent une mutation énergétique basé sur des énergies non polluantes. L'énergie solaire de nature photovoltaïque est, aussi bien du point de vue technique qu'économique, une alternative intéressante pour les sites non raccordés au réseau de distribution centralisée. Elle devrait devenir l'énergie du futur, parce que l'électricité qu'elle produit respecte globalement l'environnement grâce l'absence d'émission de CO<sub>2</sub>.

D'autre part, lorsque les besoins à couvrir sont faibles les systèmes photovoltaïques trouvent leur pleine justification. Ce type d'énergie décentralisée peut être utilisée hors réseau dans le secteur des habitations secondaires, des refuges de montagnes, et dans les régions déshéritées telle que le sud algérien où l'isolement est très accentué (un tiers de la population mondiale n'a pas accès à l'énergie électrique).

L'énergie photovoltaïque permet de couvrir les besoins d'une habitation en électricité tels que l'éclairage, le pompage de l'eau ou la production du froid.

Le coût lié à l'éclairage des locaux représentant environ 10% de la facture électrique, convaincre les consommateurs de réaliser un bon éclairage autonome, est un excellent argument, car une installation d'éclairage bien pensée peut contribuer à la rentabilité d'une activité par des gains financiers, par une réflexion sur les coûts d'exploitation et de maintenance et des gains de productivité.

De même, le pompage photovoltaïque est l'une des applications les plus prometteuses de l'utilisation de l'énergie solaire et trouve naturellement sa place dans les sites ruraux agricoles.

Le type de stockage généralement utilisé dans ce système est la batterie au plomb. La maturité dont cette technologie fait preuve et son faible coût en sont les raisons principales.

Pour contribuer à la solution des problèmes d'énergie dans les sites ruraux isolés, il est intéressant de développer des sources décentralisées reposant sur l'énergie photovoltaïque. Dans la recherche de telles solutions, le dimensionnement est une étape

primordiale dans les buts de rationalisation et d'amortissement des investissements réalisés.

Ce travail consiste donc en étude de l'électrification d'une ferme agricole avec un système solaire photovoltaïque autonome munis de batteries d'accumulateur. Le dimensionnement est défini comme étant la solution basée sur le compromis entre le coût et la fiabilité ou en d'autres termes, la meilleure combinaison dimension du générateur-dimension de l'accumulateur pour obtenir une fiabilité déterminée.

Nous avons proposé une méthode destinée à l'étude du dimensionnement du système photovoltaïque comprenant l'éclairage des différents locaux de la ferme, le stockage de l'énergie et le pompage de l'eau. Nous complétons le projet par la conception d'un démonstrateur logiciel dont l'objectif est de proposer un outil visant à faciliter la compréhension, l'étude, l'analyse et le dimensionnement d'une installation similaire à celle étudiée dans le présent mémoire. Un type réel de batterie est choisi et un modèle du sous-système de stockage pour une éventuelle amélioration de son dimensionnement a été développé.

A cet effet, le présent mémoire a été structuré de la manière suivante :

Le premier chapitre donne une description générale, le principe de fonctionnement de chaque élément constituant un système photovoltaïque et un aperçu des technologies solaires couramment employées actuellement.

Le deuxième chapitre concerne les différentes techniques d'éclairage, ses principaux constituants, ainsi que le détail du dimensionnement appliqué au cas de la ferme étudiée.

Après la présentation de la ferme, de ses besoins en pompage de l'eau et du stockage de l'énergie recueillie, le troisième chapitre traite de l'étude, du dimensionnement de la partie concernant le stockage de l'énergie électrique délivrée par les panneaux solaires dans les batteries d'accumulateurs. Le quatrième chapitre est consacré à l'étude et l'analyse des principaux convertisseurs employés dans les installations photovoltaïques. Deux techniques de recherche MPPT (Méthodes Perturbation-Observation et de la Conductance Incrémentale) sont présentées et analysées. Un démonstrateur logiciel, développé sous l'environnement MATLAB SIMULINK, est présenté et quelques résultats de simulation numérique sont donnés à titre d'exemple.

Tout travail étant perfectible, nous proposons les perspectives suivantes pour de futurs travaux :

- Le développement d'un programme informatique pour le dimensionnement des systèmes autonomes photovoltaïques comportant des installations d'éclairage, de pompage et de stockage.

- La création d'un guide pour le choix de nouveaux composants et récepteurs moins gourmands en énergie.
- L'introduction de systèmes destinés à la protection des différentes parties de l'installation (fusibles, disjoncteurs, relais de protection, parafoudre ...) et ainsi augmenter la continuité de service de l'installation.
- La recherche et la validation d'un modèle précis et fiable pour le stockage de l'énergie par batterie d'accumulateur.
- La prise en considération de différents types de convertisseur DC-AC (Onduleurs) et de récepteurs électriques dans le modèle du démonstrateur afin de le rendre plus complet et précis.
- Utiliser de nouvelles topologies plus performantes pour les convertisseurs DC-DC, telles que la structure SEPIC par exemple.
- Introduire de nouveaux systèmes de stockage (Super condensateur, pile à combustible ...) et d'autre moyens de production afin de réaliser des systèmes hybrides (petite hydraulique, petite éoliennes, groupe diesel ...).
- Développer et dimensionner un système de production-stockage-consommation décentralisé, basées sur les énergies renouvelables, construit autour d'une **structure multi-port** adapté aux particularités des systèmes ruraux.

---

## Bibliographie

- [1] <http://www.algerie-focus.com/2014/12/le-gisement-solaire-de-lalgerie-est-parmi-les-trois-meilleurs-gisements-dans-le-monde/>.
- [2] <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=potentiels>.
- [3] <https://fr.wikipedia.org/wiki/>
- [4] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>.
- [5] *dossier technique*, 2007.
- [6] A.BENKHELIFA : *Modelisation et experimentation d'un capteur solaire plan a eau Influence de l'intensite de l'eclairment solaire et de l'inclinaison du capteur solaire sur le rendement du capteur*. 2012.
- [7] A.DENEYER, P.D'HERDT et B.DEROISY : *Guide pratique et technique de l'eclairage rèsidentiel*. JAN Venstermans, juin 2011.
- [8] A.E.BOUZID et M.AZIZI : *Dimensionnement d'un systeme photovoltaïque pour l'alimentation d'une ferme*. juin 2008.
- [9] A.EDDAHECH : *Modelisation du vieillissement et determination de l'état de sante de batterie lithium-ion pour aplication vehicule électrique et hybride*. Thèse de doctorat, Université de Bordeaux 1, Décembre 2013.
- [10] Agence nationale pour le développement des energies renouvelables et de l'efficacité energetique. *Manuel technique de l'éclairage*.
- [11] A.MORSLI : *Etude d'un système solaire photovoltaïque, utilisant des supercondensateurs*. Edition universitaire européennes, 2012.
- [12] A.HADJ ARAB, M.BENGHANEM et A.GHARBI : Dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque. 2005.
- [13] A.T.SINGO : *Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome*. Thèse de doctorat, Université de Nancy, Février 2010.
- [14] B.BOUKEZATA, A.CHAOUI, J.P.GAUBERT et M.HACHEMI : Systeme solaire photovoltaïque connecte au reseau électrique et associe a un filtre actif parallele. juillet 2014.
- [15] B.CHRISTOPHE, P.FREDERIC, M.CHRISTOPHE et G.NICOLAS : Chapitre3, simulation of power converters using matlab-simulink.

- [16] B.HUANG : *Convertisseur continu-continu à rapport de transformation élevé pour application pile à combustible*. Thèse de doctorat, Institut national polytechnique de Lorraine, Mai 2009.
- [17] B.VINCENT : *Étude et simulation d'un panneau solaire raccordé au réseau avec périphérique de stockage*. Septembre 2012.
- [18] D.BETAOUAF et O.H.Mohamed KABER : *COMMANDE robuste d'un système photovoltaïque a usage domestique*. Juin 2013.
- [19] D.SPIROV, V.LAZAROV, D.ROYE, Z.ZARKOV et O.MANSOURI : *Modelisation des convertisseurs statique dc-dc pour des applications dans les énergies renouvelables en utilisant matlab/simulink*. Septembre 2009.
- [20] E.KECHAR, E.AZZAG et I.TOUAÏBIA : *Influence des rayonnements solaires sur le rendement des panneaux photovoltaïques*. Thèse de doctorat, Université Abou bekr Belkaid – Tlemcen, 2015.
- [21] F.HANANOU et A.ROUABAH : *Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque*. juin 2014.
- [22] F.MEZIANI : *Détermination du gisement solaire par traitement d'image MSG*.
- [23] G.KAPIL, A.MAROOOF, S.SAURABH et M.MUGDHA : *Matlab based solar tracking photovoltaic module using mppt algorithm*. Janvier 2014.
- [24] M.LE GUEN, J.P.PRUVOST et P.PUJADES : *Thèse de doctorat*.
- [25] H.MABROUK, S.MABROUK, A.B.H.ADAMOUMITICHE et M. SARRAOUI : *Etude de la technique d'optimisation sur le système de pompage photovoltaïque au fil de soleil*. Décembre 2014.
- [26] I.BENDJAMAA : *Modélisation et commande d'un système De stockage photovoltaïque*.
- [27] K.AYACHE KHEDIDJA : *Modélisation et simulation d'un générateur photovoltaïque couplé à un réseau électrique*. Septembre 2014.
- [28] K.HELALI : *Modelisation d'une cellule photovoltaïque :etude comparative*. juin 2012.
- [29] K.THIERRY et S.MAURICE : *Système photovoltaïque : Dimensionnement pour pompage d'eau, pour une irrigation goutte-à-goutte*. ZOUGMORE François.
- [30] L.FERRE : *Étude de l'éclairage d'une salle de classe*. janvier 2012.
- [31] L.ZAROOUR : *Etude technoique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque-éolien hors réseau*. Thèse de doctorat, Univarsité Mentouri de Constantine, Juillet 2010.
- [32] M.BELHADJ : *Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome*. 2008.
- [33] M.BIBEK et P.K.BIBHU : *MATLAB based modeling of photovoltaic array characteristics*. mai 2012.
- [34] M.F.YADEN, M.EL OUARIACHI, T. MRABTI, KA.KASSMI, B.TIDHAF, E.CHADLI et K.KASSMI : *Conception et réalisation d'un système photovoltaïque muni d'une commande mppt numérique*. Juin 2011.

- [35] M.L.LOUAZENE, D.KORICHI et B.AZOUÏ : Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque application sur le site de ouargla. Mars 2013.
- [36] M.N.MECHALIKH et C.E.HAMADA : *Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau*. juin 2013.
- [37] M.REBHI, K.BOUFELDJA, M.SELLAM et A.BENATILLAH : Simulation et réalisation d'un étage mppt pour un système hybride pv- diesel. Novembre 2010.
- [38] M.TOUMI : *Application des onduleurs multi niveaux dans les systèmes de chauffage par induction (Analyse, Modélisation et Commande)*. juin 2012.
- [39] N.ACHAÏBOU : Introduction à l'étude du système de stockage dans un système photovoltaïque. 1999.
- [40] N.AOUCHICHE, M.S.AÏT CHEIKH et A.MALEK : Poursuite du point de puissance maximale d'un système photovoltaïque par les méthodes de l'incrément de conductance et la perturbation observation. Septembre 2013.
- [41] N.F.BENHADDOUCHE : *La Commande d'un Système Photovoltaïque d'un Satellite*. Octobre 2013.
- [42] O.BENSEDDIK et F.DJALOUÏ : *Etude et optimisation du fonctionnement d'un système photovoltaïque*. juin 2012.
- [43] R.ALAIN : *Gisement solaire et transferts énergétiques*.
- [44] R.ALAIN : *Systèmes photovoltaïques*. Octobre 2011.
- [45] R.GHURBURRUN, F.SETTA et B.TOULZE : Thèse de doctorat.
- [46] R.JIMMY, D.THOMAS, S.ERIC et S.S.BOCAR : *Le pompage photovoltaïque*. Eric Schiller, 17 février 2007.
- [47] R.MECHOUMA : *Contribution à l'étude des onduleurs dans les systèmes photovoltaïques : applications pour les charges*. Thèse de doctorat, Université Hadj Lakhdar-Batna, mars 2015.
- [48] R.MERAHI et R.CHENNI : Amélioration de la commande po par une détection synchrone du courant de batterie. 2011.
- [49] S.ABADA : *Etude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur Sepic*. 2011.
- [50] S.BENTOUBA, A.SLIMANI, M.S.BOUCHERIT et H.MESSAOUD : L'énergie renouvelable en algérie et l'impact sur l'environnement. 2010.
- [51] S.HADJI, J.P.GAUBERT et F.KRIM : Maximum power point tracking (mppt) for photovoltaic systems using open circuit voltage and short circuit current. Octobre 2013.
- [52] S.MAKHLOUFI : *Contribution à l'optimisation des installations photovoltaïque par des commandes intelligentes*. Thèse de doctorat, Université Hadj Lakhdar-Batna, janvier 2013.
- [53] S.NDOYE, I.LY, F.I.BARRO, O.LEMRABOTT et G.SISSOKO : Modélisation et simulation sous matlab/simulink de la chaîne d'alimentation d'une

- station relais de telecommunications en energie solaire hotovoltaique dans une zone isolee du reseau electrique. 2009.
- [54] S.SEMAOUÏ : Modélisation, simulation et optimisation des gisements solaires et éoliens des sites isolés de l'algerie cas d'adrar et de naama. 2015.
- [55] W.BENSACI : *Modelisation et simulation d'un systeme photovoltaïque adapté par une commande MPPT*. 2012.
- [56] A.Ould Mohamed YAHYA, A.Ould MAHMOUD et I.YOUM : Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque. Juillet 2008.
- [57] Y.BENBACHIR : Etude de l'électrification d'un village avec de l'énergie solaire photovoltaïque. Juin 2004.
- [58] Z.LAYACHI, A.BORNI, A.BOUCHEKOUR et N.TERKI : Buck-boost converter system modeling and incremental inductance algorithm for photovoltaic system via matlab/simulink. Octobre 2014.

## Calcul du numéro de jour $j$

### Méthode 1

L'organigramme donnée à la figure A.1 permet de calculer le numéro du jour « $j$ » à partir de la date écrite sous forme  $jj.mm$  (*jour. Mois*) [8].

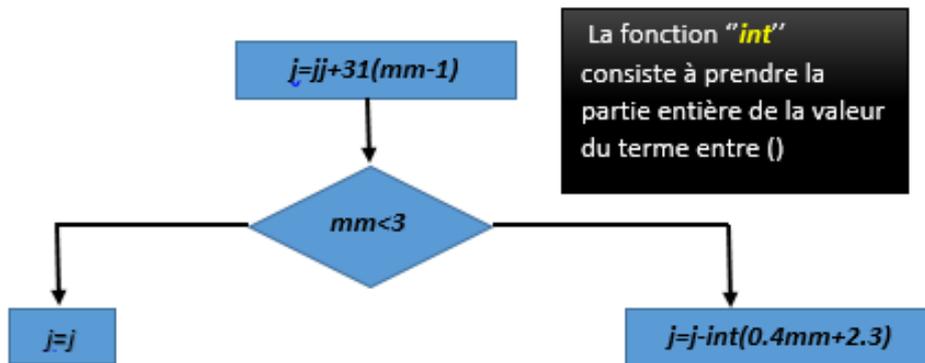


FIGURE A.1 – Organigramme calculant le numéro du jour

## Méthode 2

Cette méthode est simple, elle consiste à ajouter le numéro du jours dans le mois au numéro caractéristique de chaque mois [22].

Le tableau A.1 donne les numéros caractéristiques de chaque mois.

TABLE.A.1 - Numéro caractéristique de chaque mois

Mois	Numéro caractéristique
Janvier	0
Février	31
Mars	59 (ou 60 pour les années bissextile)
Avril	90 (ou 91 pour les années bissextile)
Mai	120 (ou 121 pour les années bissextile)
Juin	151 (ou 152 pour les années bissextile)
Juillet	181 (ou 182 pour les années bissextile)
Aout	212 (ou 213 pour les années bissextile)
Septembre	243 (ou 244 pour les années bissextile)
Octobre	273 (ou 274 pour les années bissextile)
Novembre	304 (ou 305 pour les années bissextile)
Décembre	334 (ou 335 pour les années bissextile)

## Comparaison des technologies des cellules PV

TABLE.A.2 - Différentes technologies des cellules PV

Matériau	Rendement	Longévité	Caractéristiques	Principal utilisation
Silicium monocristallin	12 à 18%(24,7% en laboratoire)	20 à 30 ans	-Très performant, -Stabilité de production, -Méthode de production coûteuse et laborieuse.	Aérospatial, modules pour toits, façades ...
Silicium poly cristallin	11 à 15% (19,8% en laboratoire)	20 à 30 ans	-Adapté à la production à grande échelle - Stabilité de production, - plus de 50% du marché mondial	Modules pour toits, façade, génération ...
Amorphe	5 à 8 % (13% en laboratoire)		-Peut fonctionner sous la lumière fluorescente, -Fonctionnement si faible lumière, - Fonctionnement par temps couvert, -Fonctionnement si ombrage partiel, -La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20% supérieur à la puissance nominale et se stabilise après quelque mois.	Appareil électronique (montre, calculatrices), intégration dans les bâtiment.

### Programme MATLAB

Voici un programme MATLAB qui permet de calculer les différents étapes de dimensionnement :

```
clear all
clc
total=0; %besion d'energie par jour "Wh/j"
Ch=[110 110 220 110 11 384 20 65 1000]; %la puissance des charges "W"
Te=[2 2 2 3 1 2 3 14 7]; %temps d'utilisation par jour"h"
Co=Ch.*Te; %consommation par jour "Wh/j"
for j=1:length(Co)
total=total+Co(j);
end
disp(['La consommation journaliere est: ' num2str(total) ' Wh/j'])
disp('_____')
%l'iradiation
IR=[4680 5300 6260 6110 6420 6810 6960 7040 6450 6090 4890 4530];
for i=1:length(IR)
IRmin=IR(i);
if IR(i)<IRmin
IRmin=IR(i);
end
end
end

K=0.8; %coefficient de pertes
Pc=total*1000/(K*IRmin);
disp(['La puissance crete à installer est: ' num2str(Pc) 'W'])
Pp=[250 240 235]; %puissance du panneau
disp('_____')
Np=(Pc./Pp); %nombre des panneau reel
Np1=ceil(Np); %nombre des panneau nécessaire
Plus=(Np1.*Pc./Np)-Pc; %le surplus
```

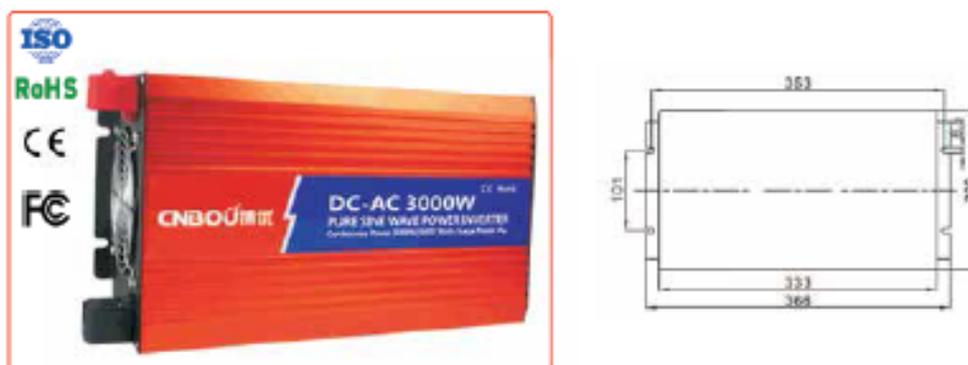
```
for i=1:length(Pp)
    min=Plus(1);
    P_inst=Pp(1);
    Nbrp1=Np1(i);
    if Plus(i)<min
        min =Plus(i);
        P_inst=Pp(i);
    else
        min=min;
    end
end
min;
disp(['les panneaux utilisés sont de puissance égale à: ' num2str(P_inst)])

disp(['le nombre de panneaux a installer est: ' num2str(Nbrp1) ])
disp('_____')
disp('dimensionnement du stockage ')
disp('_____')
Pr=0.75; %profondeur de décharge
Vb=24; %tension de la batterie
Es=total/Pr; % energie stockée
Nj_auto=3; %nombre de jours d'autonomie
Cb=Es*Nj_auto; %capacité de la batterie en Wh
C=Cb/Vb; %capacité de la batterie en(Ah)
disp(['la capacité du stockage est égale à: ' num2str(C)])
Cab=[65 100 120 150 200 230 250]; %capacité d'une seule batterie(Ah)
Nb=C./Cab; %nombre des batteries reel
Nb1=ceil(C./Cab); %nombre des batteries nécessaire
Sur_plus=(Nb1.*C./Nb)-C; %le sur dimensionnement de capacité
mini=Sur_plus(1); %capacité choisi

for j=1:length(Sur_plus)
    if Sur_plus(j)< mini
        mini=Sur_plus(j);
        CAP=Cab(j);
        nbr_bat=Nb1(j);
    else
        mini=mini;
    end
end
disp(['les batteries utilisées sont de capacité égale à: ' num2str(CAP)])
disp(['le nombre des batteries est: ' num2str(nbr_bat)])
```

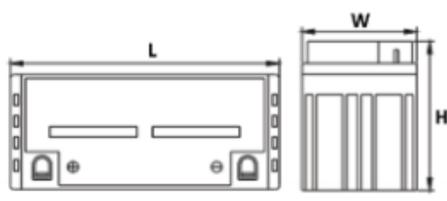


FIGURE B.1 – Caractéristiques des modules choisis pour le pompage



MODEL	B12P3K-2	B24P3K-2	B48P3K-2
<b>Puissance nominale</b>	3000W		
<b>Puissance au Pic</b>	6000W		
<b>Fréquence</b>	50HZ $\pm$ 0.5HZ ou 60HZ $\pm$ 0.5HZ		
<b>Forme d'onde</b>	onde sinusoïdale pure		
<b>Efficacité du système</b>	plus haut 94%		
<b>Tension d'entrée DC</b>	DC12V	DC24V	DV48V
<b>Tension de sortie AC</b>	220VAC ou 230VAC ou 240VAC $\pm$ 5%		
<b>Plage de tension d'entrée DC</b>	10-15.5V	20-31V	40-61V
<b>Alarme batterie basse</b>	10.5 $\pm$ 0.5V	21 $\pm$ 0.5V	42 $\pm$ 1V
<b>Arrêt batterie basse</b>	10 $\pm$ 0.5V	20 $\pm$ 0.5V	40 $\pm$ 1V
<b>Protection</b>	Tension de batterie trop basse		
	Surcharge		
	Température trop élevée		
	Court-circuit en sortie		
	Court-circuit en entrée		
<b>Température de fonctionnement</b>	-10°C - +50°C		
<b>Taille de produit</b>	366x200x145 mm		
<b>Poids</b>	7.65/9 kg		
<b>Garantie</b>	2 ans		

FIGURE B.2 – Fiche technique du convertisseur choisi



Référence	RA12-120
Tension nominale	12V
Capacité nominale	120Ah@10hr-rate to 1.80V per cell @25 °C
Résistance interne	Approx. 4mΩ
Max. Courant de décharge	1200 A (5 sec)
Température de fonctionnement	Décharge: -20 °C ~ 60 °C Charge: 0 °C ~ 50 °C Stockage: -20 °C ~ 60 °C
Poids	Approx. 35.0 Kg
Dimension (L*W*H)	407*177*225 mm
Garantie	1 an

FIGURE B.3 – Fiche technique de la batterie choisi

	MPPT 6000
<b>Caractérisation des performances de fonctionnement</b>	
Tension de système	12 V / 24 V / 48 V
Puissance nominale	850 W / 1.700 W / 3.400 W
Efficacité max.	> 98 %
Consommation propre	2 W
<b>Côté entrée DC</b>	
Tension MPP / string	17 V ... 170 V
Tension à vide du panneau photo-voltaïque / string (à la température de service minimale)	20 V ... 200 V
Courant du panneau	2 x 30 A
<b>Côté sortie DC</b>	
Courant du consommateur	60 A
Tension finale de charge	13,9 V / 27,8 V / 55,6 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 (LVR)	12,5 V / 25 V / 50 V
Protection contre la décharge profonde (LVD)*	11,5 V / 23 V / 46 V
<b>Conditions de fonctionnement</b>	
Température ambiante	-25 °C ... +50 °C

FIGURE B.4 – Caractéristique du régulateur

## Annexe C

TABLE C.1 – Tableau de recommandations AFE

Nature des locaux	Éclairage recommandé en lux	Nature des locaux	Éclairage recommandé en lux	Nature des locaux	Éclairage recommandé en lux
<b>Habitations</b>		<b>Bibliothèques</b>		<b>Hôtels, restaurants, cafés</b>	
Salles de bains : éclairage général	100	Éclairage vertical des rayonnages	200	Cuisines	200
Miroirs sur le visage	500	Tables de lecture	500	Chambre à coucher (éclairage général)	100
Chambres à coucher : éclairage général	175			Miroirs de lavabo - sur le visage	500
Lits et miroirs	500	<b>Établissements d'enseignement</b>		Salles à manger, salles de café, salles de restaurant, salon d'hôtel	300
Cuisines : fourneaux, évier, tables	425	Salles de classe, salles de conférence, amphithéâtres, laboratoires	425		
Salles de séjour : éclairage général	200	Classes d'enfants à vue anormale (amblyopes)	700	<b>Ateliers de mécanique générale</b>	
Lecture intermittente	150	Salles de dessin industriel (sur les tables)	850	• Postes de contrôles (suivant dimensions des détails)	
Lecture prolongée	500	Salles de dessin d'art	500	Minuscule	3 000
Travail d'écolier à la maison	325	Salles de couture	425 à 625	Très fin	1 500
				Fin	1 000
<b>Salles de spectacles</b>				Assez fin	500
Foyer	125			Moyen	300
Salle de théâtre, de concert ou de cinéma (pendant les entractes)	250	<b>Hôpitaux et cliniques</b>		• Ateliers de montage	
Pupitres d'orchestre	500	Laboratoires (pathologie et recherches)	500	Très petites pièces	1 250 à 1 750
		Salles d'opération (éclairage général)	500	Petites pièces	625
<b>Culture physique, gymnases et sports</b>		Lits de malades (examen et lecture)	200	Pièces moyennes	425
Tennis ouvert	250	Salles d'examen	500	Grosses pièces	200
Entraînement	500			• Machines-outils et établis	
Compétition	500	<b>Magasins sur rues très passantes</b>		Éclairage général	300
Basket	250	Vitrines sur rue	5 000	Éclairage localisé :	
Entraînement	500	Présentations spéciales sur comptoirs et en vitrines intérieures	1 000	- pour travail très délicat (vérification au calibre, rectification de pièces de précision, etc.)	1 500
Compétition	500	Éclairage général	500	- pour travail de petites pièces, rectification de pièces petites ou moyennes, réglage de machines automatiques	700
Manège d'équitation	100			- pour travail de pièces moyennes, rectification de grosses pièces	500
Bassin de piscine	100	<b>Magasins sur rues secondaires</b>		• Soudage et brasage	
		Vitrines sur rue	1 000	De finesse moyenne	250
<b>Bureaux</b>		Comptoirs et vitrines intérieures	500	En électronique	700
Tenue de livres, dactylographie, comptabilité, machines à calculer, fiches et comptoirs de caissiers	600	Éclairage général	300		
Travaux généraux de bureau autres que ci-dessus	200				
Salles de dessin	150				
- éclairage général	1 000				
- éclairage sur les tables					

<b>LUMINAIRE CLASSE B</b>													<b>B</b>	
Indice de maille km = 1,00 - Indice de proximité kp = 0,50														
TABLEAU D'UTILANCE POUR j = 0														
Facteurs de réflexion	873	871	773	771	753	751	731	711	551	531	511	331	311	000
0,60	81	75	80	74	69	66	61	58	65	61	58	61	58	56
0,80	91	83	89	81	79	75	70	66	74	69	66	69	66	64
1,00	97	87	95	86	85	80	75	72	79	75	72	74	71	70
1,25	103	92	101	90	92	85	81	78	84	80	77	79	77	75
1,50	107	94	104	93	96	88	84	81	86	83	80	82	80	78
2,00	112	98	109	96	102	92	89	86	91	88	86	87	85	83
2,50	116	100	112	99	106	95	93	90	94	91	89	90	88	86
3,00	118	101	115	100	109	98	95	93	96	94	92	92	91	88
4,00	122	103	118	102	114	100	98	97	98	97	95	95	94	92
5,00	124	105	120	103	116	102	100	99	100	99	98	97	96	94

TABLE C.2 – Tableau de facteur de réflexion de classe B

<b>LUMINAIRE CLASSE T</b>													
Indice de maille $k_m = 1,00$ - Indice de proximité $k_p = 0,50$													
TABLEAU D'UTILISANCE POUR $j = 0$													
Facteurs de réflexion	873	871	773	771	753	751	731	711	551	531	511	311	000
0,60	47	43	40	37	29	28	23	19	19	16	13	9	8
0,80	56	51	47	43	37	35	29	25	24	21	19	12	10
1,00	63	56	53	48	43	40	35	31	28	24	22	14	13
1,25	69	61	58	52	49	45	40	36	31	28	25	16	15
1,50	74	65	62	56	54	49	44	40	34	31	28	18	17
2,00	80	70	68	60	60	55	50	47	38	35	33	20	19
2,50	85	73	71	63	65	58	54	51	40	38	36	22	21
3,00	88	75	74	64	68	61	57	54	42	40	38	23	22
4,00	92	78	77	67	62	64	61	59	44	43	41	25	24
5,00	94	79	79	68	75	66	64	61	46	44	43	26	25

TABLE C.3 – Tableau de facteur de réflexion de classe T



# DIMENSIONNEMENT D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE POUR L'ALIMENTATION AUTONOME D'UNE FERME

## Résumé

Ce travail concerne l'étude et le dimensionnement d'une installation solaire photovoltaïque autonome d'une ferme agricole, équipée de batteries d'accumulateurs. L'équipement comprenant l'éclairage des différents locaux de la ferme, un système de stockage de l'énergie fournit par les panneaux solaires et une installation de pompage de l'eau. Les techniques d'éclairage, de stockage et de pompage sont présentées et une méthodologie de dimensionnement est détaillée pour chacun des constituants du système. Enfin, un démonstrateur dont l'objectif est de proposer un outil visant à faciliter la conception, l'analyse et le dimensionnement d'une installation similaire à la ferme étudiée est proposé et validé à l'aide de simulations numériques. Un type réel de batterie est choisi et un modèle du système de stockage pour une éventuelle amélioration de son dimensionnement a été développé.

## Mots clés

*Système photovoltaïque - Eclairage - Pompage solaire - Stockage de l'énergie électrique - Batteries - Convertisseurs survolteur et survolteur/dévolteur - Commande MPPT.*

---

## SIZING OF A PHOTOVOLTAIC INSTALLATION FOR AUTONOMOUS SUPPLY OF A FARM

## Abstract

This work concerns the study and sizing of an autonomous photovoltaic solar installation of an agricultural farm, equipped of accumulator batteries. The equipment including the lighting of the different local of the farm, a system of storage of the energy provides by the solar panels and an installation of water pumping. techniques of lighting, storage and pumping are presented and a sizing methodology is detailed for each of the constituent of the system. Finally, a demonstrator whose objective is to propose a tool aiming to facilitate the conception, the analysis and sizing of a similar installation in the studied farm is proposed and validate with the help of numeric simulations. A real type of battery is chosen and a model of the storage system for a possible improvement of its sizing has been developed.

## Keywords

*Photovoltaic System - Lighting - Solar Pumping - Storage of the Electric Energy - - Batteries - Converters Boost and Buck/Boost - MPPT Control.*