

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MENTOURI DE CONSTANTINE
FACULTE DES SCIENCES EXACTES
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

SOUTENANCE DE THESE

Doctorat en Sciences

en **Physique Énergétique**

Par

RACHID CHENNI

**ÉTUDE TECHNICO-ECONOMIQUE D'UN SYSTEME
DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE DANS UN
VILLAGE SOLAIRE.**

Devant le jury :

Président :	Abdelhamid CHARI	Professeur	U.Mentouri Constantine
Rapporteur :	Tahar KERBACHE	Maître de conférences	U.Mentouri Constantine
Examineurs:	Mimia BENABBES MARIR	Professeur	U.Mentouri Constantine
	Boubekeur AZOUI	Professeur	Université de Batna
	Mayouf BELHAMEL	Directeur de recherche	CDER Alger
	Abderrahmane HAMIDAT	Maître de recherche	CDER Alger.

La soutenance aura lieu le Samedi 24 février 2007 à 09H30
à la salle AUDIOVISUEL, sise Campus Chaabet Ersas.

Toute personne intéressée est cordialement invitée.

REMERCIEMENTS

Ce travail que nous présentons a été effectué au LEC-UM de Constantine et au LEI-UCL de Louvain-la-neuve Belgique.

Je ne saurais au terme de ce projet, m'empêcher d'adresser ma profonde gratitude à tous ceux de près ou de loin, directement ou indirectement, de façon active ou même passive, qui ont apporté leur contribution à l'aboutissement du présent projet de recherche et à l'édification de ce que je deviens aujourd'hui.

Je remercie tout particulièrement :

Monsieur Tahar KERBACHE, Directeur du présent mémoire qui, avec dévouement, constante disponibilité et savoir faire a bien voulu diriger ce travail ;

Mes vifs remerciements pour monsieur Ernest MATAGNE, Professeur au LEI UCL de Louvain-la-neuve Belgique pour m'avoir accueilli au sein de son laboratoire et m'avoir suggéré la voie à suivre pour l'élaboration de ce travail ;

Monsieur Abdelhamid CHARI, Professeur au département de physique qui me fait l'honneur de présider le jury;

Madame Mimia BENABBES MARIR, Professeur au département d'électronique, pour son intérêt accru dans ce domaine et son accord pour être examinatrice de cette thèse ;

Que monsieur Mayouf BELHAMEL, Directeur du Centre de Développement des Énergies Renouvelables, veuille trouver l'expression de ma profonde gratitude d'avoir bien voulu accepter d'examiner ce travail ;

Je remercie également monsieur Abderrahmane HAMIDAT, Docteur, Maître de recherche au CDER Alger de m'honorer de sa présence au jury ;

Je remercie monsieur Boubekour AZOUI, Professeur et Directeur de recherche à l'université de Batna, pour sa disponibilité et sa présence et pour m'honorer en étant mon examinateur.

DÉDICACES

**À ma très chère épouse Ibtissama, à mon cher fils Walid,
À mes parents, frères et sœurs,
À ma belle famille,
À tous ceux qui m'ont aimé, m'aiment et m'aimeront pour moi-même,
je dédie ce présent travail.**

SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
Chapitre 1- Traitement des données solaires.....	4
1.1. Introduction.....	4
1.2. Hypothèses de base à la modélisation directionnelle de l'éclairement.....	4
1.3. Définition des repères utilisés.....	5
1.3.1. Introduction.....	5
1.3.2. Caractérisation de l'orientation et de l'inclinaison des modules.....	5
1.3.3. Coordonnées horizontales du soleil.....	6
1.3.4. Coordonnées horaires du soleil.....	6
1.3.5. Détermination des coordonnées horizontales et de l'angle d'incidence.....	7
1.3.6. Récapitulatif des angles utilisés.....	7
1.4. Détermination de la position du soleil.....	8
1.4.1. Introduction.....	8
1.4.2. Mouvement de la terre autour du soleil.....	8
1.4.3. Temps solaires.....	8
1.4.3.a- Temps solaire vrai.....	8
1.4.3.b- Temps solaire moyen.....	8
1.4.4. Grandeurs fonctions de la date.....	9
1.4.4.a- Déclinaison du soleil $\delta(N)$	9
1.4.4.b- Équation du temps $Et(N)$	9
1.4.4.c- Temps légal et temps solaire vrai.....	9
1.4.4.d- Système d'équations liant le temps légal à l'angle horaire.....	10
1.4.5. Détermination numérique des angles.....	10
1.4.5.a- Coordonnées horaires.....	10
1.4.5.b- Coordonnées horizontales.....	10
1.4.5.c- Angle d'incidence.....	11
1.4.6. Conclusion.....	11
1.5. Modélisation du ciel.....	11
1.5.1. Introduction.....	11
1.5.2. Notations utilisées.....	12
1.5.3. Éclairement hors atmosphère.....	12
1.5.4. Épaisseur de l'atmosphère.....	13
1.5.4.a- Notion de masse atmosphérique.....	13
1.5.4.b- Lien de la masse atmosphérique à la pression.....	14
1.5.4.c- Notion de masse atmosphérique relative.....	14
1.5.5. Atténuation du rayonnement par l'atmosphère.....	15
1.5.5.a- Introduction.....	15
1.5.5.b- Composition de l'atmosphère.....	16
1.5.5.c- Définition d'une atmosphère de référence.....	16
1.5.5.d- Facteur de trouble total de Linke.....	17
1.5.5.e Distinction entre absorption et diffusion.....	17
1.5.6. Calcul a priori du trouble d'absorption.....	17
1.5.6.a- Introduction.....	17
1.5.6.b- Données relatives à la couche d'ozone.....	18
1.5.6.c- Données relatives à l'eau condensable.....	18
1.5.6.d- Expression de T_0	18
1.5.7. Conclusion.....	20
1.6. Composantes du rayonnement.....	20
1.6.1. Introduction.....	20
1.6.2. Rayonnement direct.....	20
1.6.3. Formules semi empiriques pour le rayonnement diffus.....	21

1.6.3.a- Composante unidirectionnelle du rayonnement.....	21
1.6.3.b- Composante du diffus isotrope.....	21
1.6.3.c- Expression du diffus du cercle d'horizon.....	22
1.6.3.d- Rayon diffus du sol.....	22
1.6.3.e- Rayonnement diffus.....	22
1.6.3.f- Rayonnement global.....	22
1.6.4. Confirmation numérique.....	22
1.6.4.a- Évolution du rayonnement en fonction de T'	22
1.6.4.b Conclusion.....	25
1.7. Implémentation du modèle.....	25
1.8. Conclusion.....	26
Chapitre 2- Le générateur photovoltaïque.....	27
2.1 Introduction.....	28
2.1.1. Vocabulaire.....	28
2.1.2. Qu'est ce qu'une cellule photovoltaïque.....	28
2.2. Modélisation des panneaux.....	29
2.2.1. Introduction.....	29
2.2.2. Modèle lumineux.....	30
2.2.2.a- Partie optique.....	30
2.2.2.b- Partie courant photo généré.....	30
2.2.3. Modèle électrique.....	35
2.2.3.a- Caractérisation des éléments.....	35
2.2.3.b- Courants de jonctions.....	35
2.2.3.c- La résistance shunt R_{sh}	36
2.2.3.d- Détermination des paramètres électriques sur base des valeurs nominales.....	36
2.2.3.e- Spécification du générateur photovoltaïque.....	38
2.3. Implémentation du modèle.....	38
2.3.1. Raisonnement poursuivi.....	39
2.3.2. Organigramme.....	39
2.4. Analyse des résultats.....	40
2.4.1. Caractéristique courant- tension.....	40
2.4.2. Paramètres influençant le fonctionnement des cellules.....	40
2.4.2.a- Influence de la température de jonction.....	40
2.4.2.b- Influence du rayonnement.....	41
2.4.2.c- Influence simultanée du rayonnement et de la température.....	41
2.4.2.d- Influence de la résistance série et du facteur de qualité de la diode.....	41
2.4.2.e- Recherche du point optimal de fonctionnement.....	42
2.4.3. Conclusion.....	42
2.5. Conclusion.....	43
Chapitre 3- Conversion et optimisation de la puissance du générateur photovoltaïque.....	44
3.1. Introduction.....	45
3.2. Fonctionnement d'un générateur PV à sa puissance maximale.....	45
3.2.1. Principe.....	45
3.2.2 Exemple d'interface de puissance.....	46
3.3 Conception du système de poursuite du point optimum de fonctionnement.....	47
3.3.1 Principe de la régulation.....	47
3.3.2 Description, modélisation et mise en équation du système.....	49
3.3.2.a- Les panneaux photovoltaïques.....	50
3.3.2.b- Le convertisseur DC-DC et la charge (batterie).....	51
3.3.2.c- Le système complet.....	52
3.3.2.d- Mise en équation du système et caractérisation du point optimum.....	52
3.3.3 Synthèse du régulateur.....	54

3.3.3.a- Générateur basse fréquence.....	55
3.3.3.b- Le correcteur PI.....	56
3.4 Simulation avec logiciel PVSIM.....	57
3.4.1 Résultats de simulation.....	57
3.4.1.a- Le courant I_b	57
3.4.1.b- La tension U_c aux bornes du générateur.....	58
3.4.2 Cas d'un saut d'éclairement.....	59
3.4.3 Simulation du régulateur.....	60
3.4.3.a- La tension V_{mes} aux bornes de la résistance shunt.....	60
3.4.3.b- Cas d'un saut positif d'éclairement.....	60
3.4.3.c- Cas d'un saut négatif d'éclairement.....	61
3.5 Simulation avec logiciel PSpice.....	62
3.5.1 Modèle du convertisseur simulé en PSpice.....	62
3.5.2 Réalisation et résultat expérimental du convertisseur.....	67
3.6 Conclusion.....	68
Chapitre 4- Modélisation de la pompe centrifuge.....	69
4-1 Généralités.....	70
4-1-1 Les Types de pompes.....	70
4-1-2 La pompe volumétrique.....	71
4-1-3 La pompe centrifuge.....	71
4.2 Constitution d'une pompe centrifuge et principe de fonctionnement.....	73
4.2.1 La courbe débit-hauteur.....	73
4.2.2 Courbe de puissance.....	75
4.2.3 Courbe de rendement.....	75
4.2.4 Couple de la pompe.....	75
4.3 Dimensionnement de la pompe centrifuge.....	75
4.3.1 Résultat de dimensionnement.....	76
4.4 Conclusion.....	77
Chapitre 5- Modélisation du système de pompage global.....	78
5.1 Introduction.....	79
5.2 Pompage au fil du soleil.....	79
5.2.1 Modélisation du moteur à aimant permanent.....	79
5.2.2 Technique de poursuite du point de puissance maximale (MPPT).....	81
5.2.3 Fonctionnement du système de pompage avec un MPPT.....	81
5.2.4 Adaptation du point de fonctionnement par un convertisseur (CC-CC).....	83
5.2.5 Fonctionnement du système.....	84
5.2.6 Influence des paramètres climatiques.....	85
5.2.6.a- Influence de l'éclairement sur le point de fonctionnement optimal.....	85
5.2.6.b- Influence de la température sur le point de fonctionnement optimal.....	86
5.2.7 Étude en régime permanent (avec et sans optimisation).....	86
5.2.8 Commentaire des résultats.....	87
5.2.9 Conclusion.....	87
5.3 Pompage à l'aide d'un moteur à courant alternatif.....	88
5.3.1 Modèle électrique du moteur synchrone (MSAP).....	88
5.3.1.a- Modélisation de l'onduleur de tension.....	89
5.3.1.b- Principe de la commande vectorielle.....	90
5.3.1.c- Description du système global du MSAP.....	90
5.3.1.d- Résultats de simulation du moteur synchrone (MSAP).....	92
5.3.2 Modèle du moteur asynchrone (MAS).....	93
5.3.2.a- Résultats de simulation du moteur asynchrone (MAS).....	94
5.3.3 Localisation du point de fonctionnement optimal.....	95
5.3.4 Influence de l'éclairement sur le point de fonctionnement nominal.....	95

5.4 Conclusion.....	98
Chapitre 6- Bilan énergétique et analyse économique.....	100
A. Bilan énergétique.....	101
6.1. Introduction.....	101
6.2. Estimation des besoins en électricité.....	101
6.2.1. Estimation de l'ensoleillement maximal.....	101
6.2.2. Estimation de la puissance requise des modules.....	101
6.3. Besoins énergétiques.....	102
6.3.1. Charges domestiques.....	102
6.3.2. Charges agricoles.....	103
6.3.3. Energie à fournir à l'ensemble des charges.....	103
6.3.4. Energie fournie par le module photovoltaïque.....	104
6.4. Calcul de la taille du générateur photovoltaïque.....	104
6.4.1 Calcul de la valeur moyenne de i	104
6.4.2. Calcul de la capacité de la batterie.....	105
B. Analyse économique.....	106
6.5. Calcul des différents coûts d'installation du système photovoltaïque.....	106
6.5.1. Equipement et matériel solaire.....	106
6.5.2. Etude technique et réalisation.....	106
6.5.3. Travaux de génie civil.....	107
6.5.4. Installation.....	107
6.5.5 Les frais de renouvellement.....	107
6.6. Coût d'un système photovoltaïque.....	107
6.6.1. Coût sur la durée de vie du système.....	107
6.6.2. Coût actualisé du système et coût du kWh consommé.....	107
6.7. Système de pompage photovoltaïque.....	108
6.7.1. Analyse économique des systèmes de pompage photovoltaïque.....	108
6.7.2. Equipements et leur durée de vie.....	109
6.7.3. Coût de l'entretien.....	109
6.7.4. Coût global actualisé du m^3 d'eau.....	109
6.8. Coût de l'installation photovoltaïque.....	109
6.8.1. Estimation du coût global des composant du système.....	110
6.8.1.1. Actualisation du coût du système de stockage.....	110
6.8.1.2. Estimation du coût global des équipements solaires.....	110
6.9. Simulation du coût de l'installations PV.....	111
6.9.1. Caractéristiques des composants du système.....	111
6.9.2. Coût estimatif du mètre cube d'eau.....	111
6.9.3. Interprétation des résultats.....	112
6.10 Méthode de calcul.....	112
6.10.1 Calcul du coût du système photovoltaïque.....	112
6.10.1.a- Estimer le coût du système photovoltaïque.....	112
6.10.1.b- Calcul du coût du système de stockage (batteries si nécessaires).....	113
6.10.1.c- Évaluation du coût du système de conversion (Convertisseur si nécessaire).....	113
6.10.2. Algorithme de calcul.....	113
6.10.2.a- Détermination de la charge.....	113
6.10.2.b- Calcul du coût du système PV.....	114
6.11 Calcul des coûts sur la durée de vie	115
6.11.1 Coûts initiaux.....	115
6.11.2. Évaluation des coûts du système de pompage.....	116
6.12 Conclusion.....	117
Conclusion générale.....	119
Bibliographie.....	121

Introduction générale

Depuis la généralisation de l'utilisation de l'électricité, la consommation énergétique n'a cessé d'augmenter, le problème de la conversion et du stockage de l'énergie a conduit à la recherche et au développement de nouvelles sources d'approvisionnement. Cet intérêt s'est accru face à l'épuisement inéluctable des énergies fossiles, à leur impact sur l'environnement et aux déchets qu'ils engendrent.

La technologie photovoltaïque (PV) est une solution attrayante comme remplacement ou complément des sources conventionnelles d'approvisionnement en électricité en raison de ses nombreux avantages :

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

La situation géographique de l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire. En effet vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée de l'ensoleillement qui dépasse les dix heures par jour pendant plusieurs mois, notre pays peut couvrir certains de ses besoins en énergie solaire, ces avantages pourraient être profitables dans les régions les plus reculées surtout dans les applications du pompage photovoltaïque.

Le pompage photovoltaïque est l'une des applications prometteuses de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque. Le système de pompage PV est généralement composé d'un générateur PV, d'un convertisseur d'énergie, d'un moteur et d'une pompe.

Deux types de systèmes peuvent être utilisés, le premier est constitué d'un générateur PV couplé directement à un groupe motopompe, le deuxième est composé d'un générateur PV couplé à une motopompe CC ou AC à travers un convertisseur continu-continu fonctionnant en MPPT (Maximum Power Point Tracking) pour la machine continue et toujours un convertisseur continu-continu fonctionnant en MPPT couplé à un convertisseur continu-alternatif pour la machine alternative.

Due au coût élevé du générateur photovoltaïque et à la désadaptation existante entre les caractéristiques $I-V$ du générateur et de la charge, une grande importance est donnée à leur conception et à leur utilisation optimale qui permettent un fonctionnement fiable et économique. À cet effet le concepteur est intéressé par l'obtention d'un système qui présente une meilleure adaptation entre ses différents composants.

L'objet de notre thèse porte sur la présentation de la technique d'adaptation et d'optimisation de ces systèmes en vue d'un meilleur rendement d'utilisation du générateur PV.

Généralement, l'étude effectuée est axée et orientée vers l'optimisation de la puissance du générateur PV, sur l'incorporation d'un convertisseur continu-continu commandé par un algorithme de recherche du point de la puissance maximale (MPPT).

Cette étude concerne la modélisation, l'analyse et l'optimisation du système de pompage photovoltaïque comportant un générateur PV, un convertisseur continu-continu et un groupe motopompe. La modélisation des différents éléments d'un système photovoltaïque est une étape indispensable qui doit précéder toute phase de dimensionnement, d'optimisation ou de simulation.

Le document présenté est rédigé en six chapitres principaux résumés dans ce qui suit

Dans le premier chapitre, un modèle mathématique détaillé sera présenté pour la modélisation du ciel et des composantes du rayonnement. La caractéristique $I-V$ du générateur photovoltaïque fera l'objet au chapitre deux, d'une attention particulière à travers un modèle mathématique plus souple qui aboutit à une solution numérique (avec logiciel matlab 6p5) permettant la détermination de cette caractéristique, et les influences des différents paramètres (éclairage, température, facteur de qualité, résistance série, ...), ainsi que les différentes spécifications électriques du générateur.

La présentation de l'intérêt du traqueur analogique qu'on va étudier et la réalisation pratique de ce convertisseur MPPT va être présentée au troisième chapitre.

Au quatrième chapitre sera entamée une modélisation de la pompe centrifuge que nous avons choisie pour notre système de pompage.

Le chapitre cinq donne un aperçu théorique et une simulation des différents types de moteurs utilisés dans le pompage photovoltaïque. Une modélisation et une comparaison entre le couplage direct et le système après optimisation de l'ensemble du système de pompage photovoltaïque (générateur, convertisseur, moteur, pompe centrifuge) sera montrée.

Il est clair que l'analyse économique des solutions photovoltaïques prend de plus en plus d'importance, elle est indispensable pour prendre des décisions d'investissement en toute connaissance de cause pour pouvoir quantifier la rentabilité de l'électricité photovoltaïque.

L'objectif du sixième et dernier chapitre consiste à évaluer les coûts représentatifs d'un système de pompage photovoltaïque installé dans la région de Constantine, cette étude aboutira à une estimation du coût du mètre cube d'eau pompée par notre système de pompage photovoltaïque.

Chapitre 1- Traitement des données solaires

Les données météorologiques concernant le rayonnement solaire ne sont généralement pas suffisantes pour pouvoir quantifier tous les phénomènes qui se produisent lorsqu'un panneau photovoltaïque reçoit de la lumière. Il est donc nécessaire de compléter ces données en faisant usage d'un calcul astronomique de la position du soleil et d'un modèle de l'atmosphère. C'est ce à quoi s'attache ce chapitre.

Bonne lecture

1.1 Introduction

Dans le problème qui nous intéresse ici, il est nécessaire de transformer les données météorologiques mises à notre disposition. En effet, la plupart du temps, celles-ci ne fournissent que des valeurs de rayonnement global sur un plan présentant une certaine orientation. Le problème qui se pose ici est que ces données ne permettent pas de déterminer l'orientation de ce rayonnement. Or la connaissance de celle-ci est nécessaire pour quantifier le rayonnement réellement reçu et les problèmes de réflexion, de réfraction et d'absorption qui influencent l'efficacité des rayons.

Nous voyons donc que l'efficacité du rayonnement va dépendre de l'angle d'incidence de chacun des rayons composants ce rayonnement. Nous parlons de plusieurs rayons, car comme il sera expliqué dans la section 1.2, le rayonnement global est constitué de plusieurs composantes, qui ont chacune leur orientation propre. Il est donc nécessaire de trouver un moyen de quantifier ces différentes composantes à partir de la connaissance du rayonnement global. Ce chapitre va exposer un modèle qui permet d'effectuer cette décomposition. Celui-ci s'inspire du livre atlas solaire de l'Algérie [Réf. 1.1].

1.2 Hypothèses de base à la modélisation directionnelle de l'éclairement

En pratique, les mesures effectuées sur le terrain permettent de quantifier le rayonnement global sur un certain plan et il est presque impossible de disposer des données expérimentales relatives à toutes les directions simultanément. Cependant, en usant de certains modèles, il est possible de subdiviser le rayonnement mesuré en un certain nombre de composantes aux répartitions directionnelles simples.

Une première subdivision consiste à distinguer le rayonnement direct du soleil du rayonnement diffus. Le premier est celui qui atteint le lieu considéré sans avoir subi de diffusion de la part de l'atmosphère ou de réflexion par le sol. La direction de cette composante sera simplement celle du soleil, considéré comme un point de la voûte céleste.

Par contre, pour ce qui est du rayonnement diffus, c'est-à-dire celui qui arrive au lieu considéré après avoir subi un ou plusieurs changements de direction; plusieurs composantes interviennent. On sépare tout d'abord le diffus du ciel du diffus du sol selon que la direction considérée pointe vers le ciel ou vers le sol.

Le diffus du ciel sera ici considéré comme la résultante des trois composantes: essentiellement un terme isotrope, toutes les parties du ciel contribuent à part égale à ce terme; le diffus circumsolaire, qui tient compte du fait que la partie du ciel au voisinage du soleil est plus lumineuse que le reste du ciel (en effet, la diffusion de la lumière par les gaz n'est pas isotrope et les directions proches de la direction d'incidence sont privilégiées) dont la direction sera

considérée égale à celle du rayonnement direct; le diffus du cercle d'horizon, qui tient compte du fait que la partie du ciel proche de l'horizon est plus lumineuse que le reste du ciel (du fait de la présence d'aérosols dans la basse atmosphère) et qui provient essentiellement de la ligne d'horizon.

Le diffus du sol, moins important, est normalement considéré comme formé d'une seule composante isotrope.

1.3 Définition des repères utilisés

1.3.1 Introduction

Le traitement des données solaires nécessite la définition de plusieurs repères. Leur utilisation spécifique sera justifiée par la suite. Les figures utilisées dans cette section sont issues de [Réf. 1.2].

1.3.2 Caractérisation de l'orientation et de l'inclinaison des modules

L'orientation et l'inclinaison d'un plan sont caractérisées par les variables a et b définies comme indiqué à la figure ci-dessous, où le vecteur \vec{n} est le vecteur perpendiculaire au plan considéré.

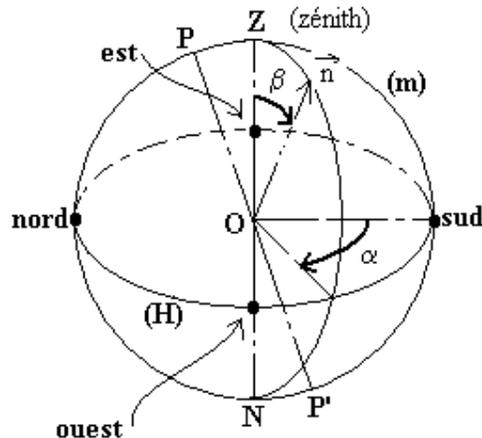


Figure 1-1 : Définition des paramètres a et b

La variable a qui désigne l'orientation des panneaux est choisie de telle sorte que

$a = -90^\circ$ pour une orientation Est

$a = 0$ pour une orientation Sud

$a = 90^\circ$ pour une orientation Ouest

$a = 180^\circ$ pour une orientation Nord

Par ailleurs, l'inclinaison est désignée par la variable b , choisie de telle sorte que

$b = 0$ pour un plan horizontal tourné vers le haut

$b = 90^\circ$ pour un plan vertical

$b = 180^\circ$ pour un plan horizontal tourné vers le bas

1.3.3 Coordonnées horizontales du soleil

La position du soleil à un instant considéré est donnée par l'azimut du soleil a et son élévation h .

La figure ci-dessous décrit les différents angles concernés, ainsi que quelques définitions

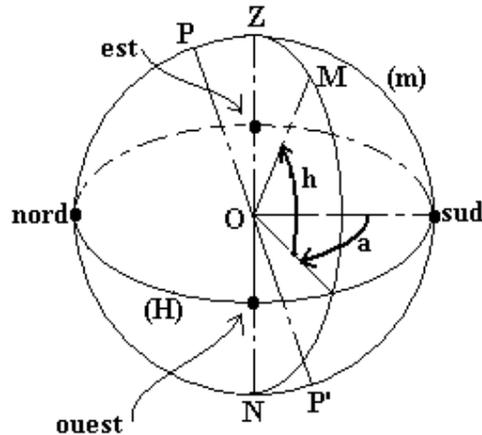


Figure 1-2 : Coordonnées horizontales

Les valeurs importantes de ces deux angles sont les suivantes :

- $a = 0$ à midi ;
- $h > 0$ le jour ;
- $h < 0$ la nuit.

1.3.4 Coordonnées horaires du soleil

Les coordonnées horizontales introduites précédemment sont intéressantes pour définir la position du soleil par rapport à une installation donnée. Par contre, elles sont peu commodes pour décrire le mouvement apparent du Soleil.

Il est préférable pour cela d'utiliser un autre système de coordonnées, les coordonnées horaires, qui sont définies à la figure ci-dessous

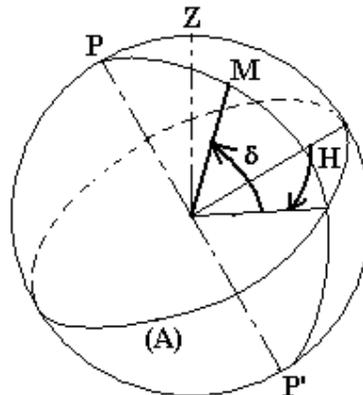


Figure 1-3 : Coordonnées horaires

d est appelée la déclinaison et H son angle horaire. Le plan (A), perpendiculaire à l'axe PP' des pôles, n'est autre que le plan équatorial. Pour rappel, Z est le zénith du lieu considéré.

Ces coordonnées sont très faciles à déterminer comme nous le verrons un peu plus loin. Leur calcul ne nécessite que la connaissance du jour de l'année et de l'heure légale, en plus de la position du lieu considéré.

Il est à noter que la déclinaison prend une valeur pratiquement constante durant la journée.

1.3.5 Détermination des coordonnées horizontales et de l'angle d'incidence

Comme dit précédemment, les coordonnées horaires sont très simples à déterminer en faisant usage d'un peu d'astronomie. Un peu de trigonométrie permet d'exprimer l'azimut a , l'élévation h ainsi que l'angle d'incidence en fonction de l'angle horaire H et de la déclinaison du soleil δ . Il reste cependant à déterminer deux angles supplémentaires pour que cela soit possible: la longitude λ et la latitude φ du lieu considéré. Une fois ces angles connus, nous avons:

$$\begin{cases} \sin(h) = \cos(H) \cdot \sin(\delta) + \sin(H) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(j) \\ \sin(a) \cdot \cos(h) = \sin(H) \cdot \sin(\delta) \end{cases} \quad (1-1)$$

$$\begin{aligned} \cos(i) = & \sin(a) \cdot \sin(b) \cdot \sin(H) \cdot \cos(d) \\ & + \cos(a) \cdot \sin(b) \cdot (\cos(H) \cdot \cos(d) \cdot \sin(j) - \sin(d) \cdot \cos(j)) \\ & + \cos(b) \cdot (\cos(H) \cdot \cos(d) \cdot \cos(j) + \sin(d) \cdot \sin(j)) \end{aligned} \quad (1-2)$$

1.3.6 Récapitulatif des angles utilisés

Les angles définis ci avant et qui seront utilisés tout au long de ce chapitre sont repris dans le tableau suivant:

Repère	Angles	Dénomination
Coordonnées horizontales	α	Orientation des modules
	β	Inclinaison des modules
	a	Azimut
	h	Élévation
Coordonnées horaires	H	Angle horaire
	δ	Déclinaison
Coordonnées géographiques	λ	Longitude
	φ	Latitude

1.4 Détermination de la position du soleil

1.4.1 Introduction :

Cette partie, basée sur des considérations astronomiques, va nous permettre de voir comment il est possible de déterminer la position du soleil à partir de la connaissance de l'année et de l'heure légale.

1.4.2 Mouvement de la terre autour du soleil

Le mouvement de la Terre autour du soleil s'effectue dans un plan nommé le plan de l'écliptique. L'axe des pôles, autour duquel s'effectue le mouvement de rotation de la Terre, n'est pas perpendiculaire au plan de l'écliptique. Le plan équatorial, perpendiculaire à l'axe des pôles PP' et passant par le centre de la terre O, fait avec le plan de l'écliptique un angle constant, appelé obliquité, et noté d_0 et valant 23.44° , comme nous pouvons le voir sur la figure [Réf. 1.2]

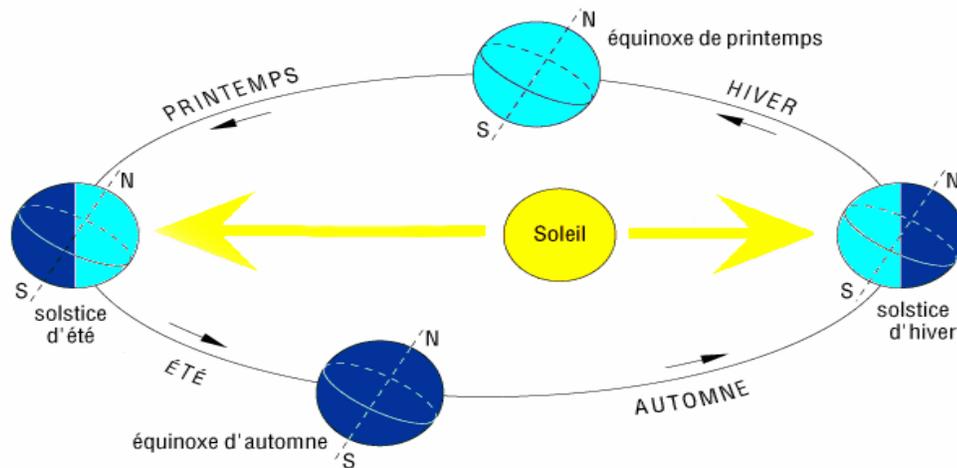


Figure 1-4 : Représentation du mouvement de la terre autour du soleil

1.4.3 Temps solaires

1.4.3.a Temps solaire vrai

En astronomie, on appelle " Temps Solaire Vrai " (*TSV*) en un lieu et à un instant donnés, l'angle horaire du Soleil. Cette notion tient compte à la fois du mouvement de rotation de la terre sur elle-même et de son mouvement autour du Soleil.

En physique, on prend par commodité, $TSV=12h$ pour la valeur nulle de l'angle horaire (c'est-à-dire midi) :

$$TSV = 12 + (H/15) \quad (1-3)$$

Dans cette expression *TSV* s'exprime en heures et *H* en degrés.

1.4.3.b Temps solaire moyen

La vitesse de la Terre sur son orbite n'est pas constante au cours de l'année. Pour avoir un temps qui " s'écoule " à vitesse constante (celui mesuré par les horloges), on définit donc un temps solaire moyen (*TSM*).

L'écart entre TSV et TSM varie selon la date, mais est nul en moyenne, par définition. L'expression de cet écart porte le nom de " Equation du temps ".

1.4.4 Grandeurs fonctions de la date

1.4.4.a Déclinaison du soleil, $d(N)$

Comme le montre la figure (1-3), cet angle est celui défini par la direction du soleil et le plan équatorial de la terre. En coordonnées équatoriales géocentriques, on voit que la déclinaison d varie entre deux extremums respectivement égaux à l'obliquité de l'écliptique et à son opposé.

En considérant que le même cycle recommence au début de chaque année (ce qui est inexact, ne serait-ce que parce que toutes les années ne comptent pas le même nombre de jours), on peut exprimer de manière approchée la déclinaison $d(N)$, en fonction du jour de l'année N , par la formule :

$$\sin(d(N)) = 0.398 \cdot \sin(2p[N - 82 + 2 \sin(2p(N - 2)/365)]/365) \quad (1-4)$$

1.4.4.b Équation du temps $E_t(N)$

Le mouvement apparent du Soleil n'est pas parfaitement régulier pour deux raisons :

- La rotation de la terre se fait selon l'axe nord-sud, alors que le mouvement de la terre par rapport au soleil s'effectue dans le plan de l'écliptique,
- La vitesse angulaire de la Terre dans son mouvement héliocentrique n'est pas constante (loi des aires).

La durée des journées va donc varier légèrement (entre 23 h 59 m 39 s et 24h 00m 30s). Cette variation entraîne l'existence d'un écart entre le temps solaire vrai et le temps solaire moyen. Cet écart porte le nom d'équation du temps

$$E_t = TSV - TSM \quad (1-5)$$

Si nous supposons que le même cycle recommence au début de chaque année, E_t peut être approchée, avec une bonne précision, par la formule suivante

$$E_t(N) = 9.87 \sin 2N' - 7.53 \cos N' - 1.5 \sin N' \quad (1-6)$$

$$N' = 360(N - 81)/365 \quad (1-7)$$

N' est donc exprimé en degré.

L'équation du temps peut atteindre 16 minutes (fin octobre, début novembre). Pour une simulation à l'échelle d'une année, cet écart n'est pas très significatif. Pour une simulation à l'échelle d'un jour, l'écart E_t est pratiquement constant.

1.4.4.c Temps légal et temps solaire vrai

Le temps universel (TU) est défini comme le temps (TSM) du méridien de Greenwich. Le temps légal (TL) est ce temps augmenté d'un décalage DE qui dépend du fuseau horaire considéré.

1.4.4.d Système d'équations liant le temps légal à l'angle horaire [Réf.1.3]

En utilisant les relations liant les différentes grandeurs définies ci-dessus, il est possible de déterminer l'angle horaire de la seule connaissance du jour et de l'heure légale au lieu considéré. Les formules suivantes montrent la succession de calcul à effectuer pour arriver à ce résultat :

$$\begin{cases} TL = TU + DE & \rightarrow TU \\ TU = TSM - (I / 15) & \rightarrow TSM \\ TSM = TSV - (E_t / 60) & \rightarrow TSV \\ TSV = 12 + (H / 15) & \rightarrow H \end{cases} \quad (1-8)$$

1.4.5 Détermination numérique des angles

Les fonctions Matlab que nous citons dans la suite de cette section sont utilisées dans la fonction Test_angl.m qui peut être consultée à l'annexe1.

1.4.5.a Coordonnées horaires

Le calcul de ces coordonnées, qui suit le cheminement exposé à la section 1.4.4, est réalisé à l'aide de la fonction Coordonnees_Horaires_Soleil.m (fichier Test_angl.m) qui peut être consultée à l'annexe1. L'évolution de l'angle horaire H et de la déclinaison d en fonction du temps solaire vrai, peuvent être observées sur le schéma suivant :

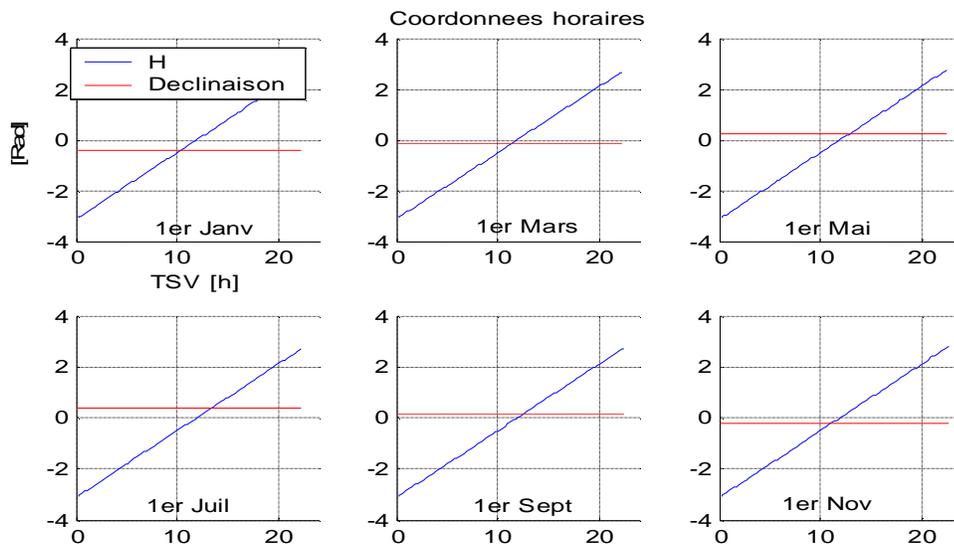


Figure1-5 : Variation des coordonnées horaires en fonction du temps solaire vrai durant l'année.

1.4.5.b Coordonnées horizontales

Ce calcul est réalisé à l'aide de la fonction Coordonnees_Horizontales_Soleil.m. Celle-ci utilise le système d'équations (1-1). Les évolutions de l'azimut a et de l'élévation h en fonction du temps solaire vrai, sont représentées par la figure suivante :

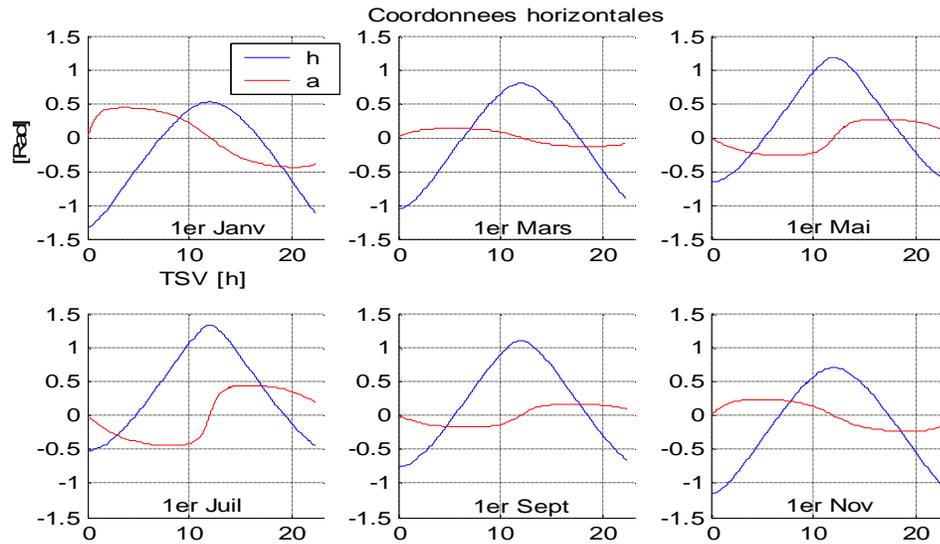


Figure1-6 : Variation des coordonnées horizontales en fonction du temps solaire vrai durant l'année.

1.4.5.c Angle d'incidence

Ce calcul est réalisé à l'aide de la fonction Angle_Incidence.m.

L'évolution de l'angle d'incidence i en fonction du temps solaire vrai, conformément à l'équation (1-2), peut être observé sur le schéma suivant :

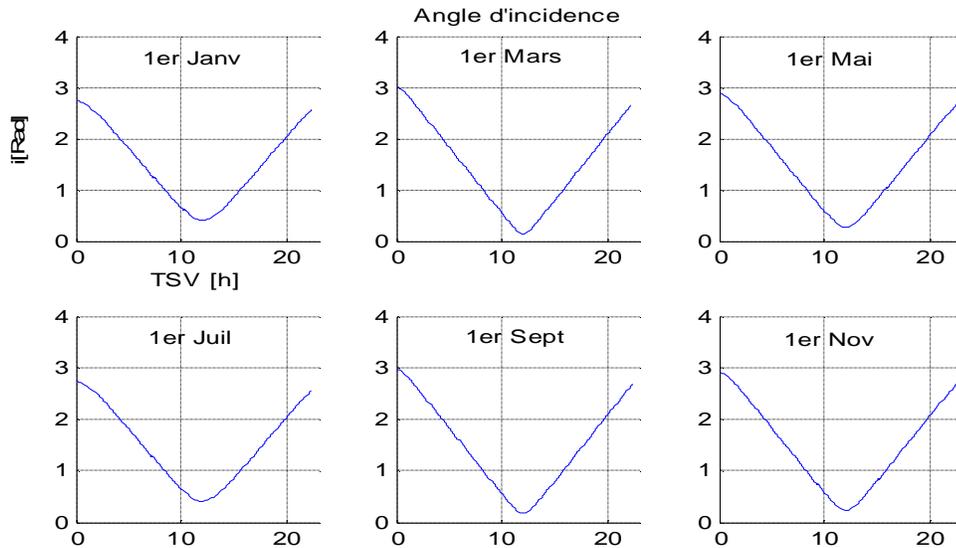


Figure1-7 : Variation de l'angle d'incidence en fonction du temps solaire vrai durant l'année.

1.4.6 En conclusion

Nous voyons sur la base de considérations astronomiques simples, qu'il est possible de déterminer la position du soleil et l'angle d'incidence des rayons. Ceci va nous permettre de déterminer le rayonnement réellement reçu par les panneaux photovoltaïques comme nous l'expliquerons plus en détail par la suite.

1.5 Modélisation du ciel

1.5.1 Introduction

Dans cette section nous allons commencer dans la partie 1.5.2 par présenter les notations qui vont nous servir à caractériser les différentes composantes du rayonnement. Ensuite, dans la section 1.5.3 nous discuterons du rayonnement extraterrestre qui atteint la terre. Cette grandeur est en quelque sorte la quantité ‘brute’ d’énergie qui est susceptible d’être transformée par les installations photovoltaïques. La section 1.5.4 nous permettra de définir une des grandeurs les plus caractéristiques de l’atmosphère, à savoir son épaisseur. La partie 1.5.5 exposera la manière dont l’atmosphère va agir sur le rayonnement. La section 1.5.6 montrera comment il est possible de caractériser, a priori, le phénomène d’absorption du rayonnement par l’atmosphère.

1.5.2 Notations utilisées

Comme déjà exposé dans la section 1.2, la décomposition du rayonnement global nécessite de faire la distinction entre les rayonnements directs et diffus. Ces différentes composantes seront notées comme suit :

Notation	Rayonnement
g	global
s	direct
d	diffus

Ces différentes grandeurs sont des fonctions, entre autre, de l’orientation du plan de réception. Pour faire la distinction entre les rayons selon leurs angles d’incidences, il sera fait usage d’un indice inférieur comme suit :

Indice	Orientation du plan
n	Normale aux rayons incidents
-	Horizontale du lieu considéré
	Quelconque

Une dernière caractéristique de ces composantes à indiquer est ‘l’atmosphère ‘ dans lequel elles seront étudiées. Un indice supérieur donnera cette information de la façon suivante :

Indice	Atmosphère considérée
e	Rayonnement extra-terrestre, c'est-à-dire sans atmosphère
*	Rayonnement au sol pour une atmosphère de référence (sans nuage)
	Rayonnement au sol pour une atmosphère quelconque

1.5.3 Eclairage hors atmosphère

L’atmosphère va agir sur le rayonnement de deux manières. Un phénomène d’absorption d’une part, et un phénomène de diffusion également va influencer le rayonnement tout au long

de sa traversée de l'atmosphère. La caractérisation de ces phénomènes doit donc débiter tout naturellement juste avant que celui-ci ne pénètre dans l'atmosphère.

Hors atmosphère, le rayonnement global ne possède qu'une seule composante directe. A une distance du soleil correspondant à la distance moyenne terre soleil, l'intensité de ce rayonnement vaut :

$$I_0 = 1367 \pm 7 \text{ [W m}^{-2}\text{]} \quad (1-9)$$

La variation de la distance terre soleil au cours d'une année va avoir pour conséquence de modifier l'intensité du rayonnement effectivement reçu par la terre (hors atmosphère). Il est donc nécessaire d'affecter un facteur de correction $C(N)$, où N est le numéro du jour de l'année, à la valeur de I_0

$$s_n^e = g_n^e = C(N) \cdot I_0 \quad (1-10)$$

Le facteur $C(N)$ pourrait être calculé en utilisant les lois de Kepler, la valeur de l'excentricité de l'orbite terrestre et la date de passage par le périhélie (Une planète est à son périhélie lorsqu'elle atteint le point de son orbite le plus proche du soleil, où sa vitesse augmente jusqu'à son maximum). Une expression approchée suffisante pour nos besoins est :

$$C(N) = 1 + 0.034 \cos[2p(N - 2)/365.25] \quad (1-11)$$

Ce qui conduit à :

$$s_n^e = g_n^e = I_0 \cdot \{1 + 0.034 \cos[2p(N - 2)/365.25]\} \quad (1-12)$$

Le rayonnement hors atmosphère reçu par la terre va varier de la manière suivante :

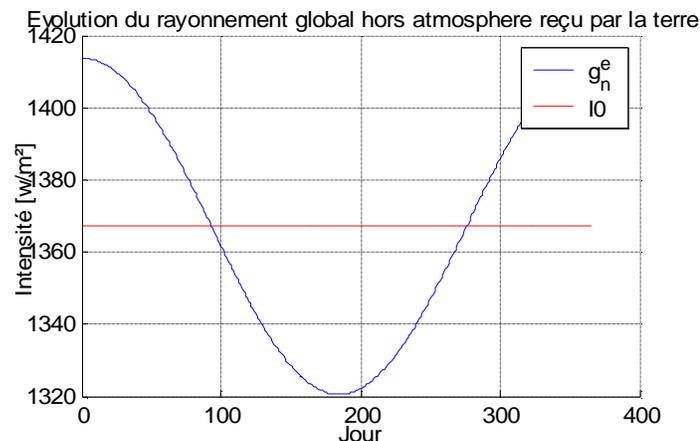


Figure 1-8: Variation du rayonnement global hors atmosphère pendant l'année

Cette figure a été réalisée à l'aide de la fonction Test_g_e_n.m dont l'implémentation peut être consultée à l'annexe 1.

1.5.4 Epaisseur de l'atmosphère

1.5.4.a Notion de masse atmosphérique

L'atmosphère terrestre s'étend jusqu'à de très grandes distances, mais avec une densité tendant vers zéro. Il est donc impossible de donner une valeur finie objective à son épaisseur. Cependant, du point de vue de l'atténuation du rayonnement, c'est la quantité de matière rencontrée par un rayon qui importe.

Pour que cette supposition puisse prendre une forme mathématique rigoureuse, des hypothèses assez fortes doivent être posées :

- Les molécules d'air interagissent avec le rayonnement de façon individuelle, c'est-à-dire d'une façon qui ne dépend pas des molécules voisines ;
- La température de ces molécules n'a pas d'importance ;
- la composition de l'atmosphère (la proportion de ses différents constituants) est uniforme dans toutes les directions et pour toutes les altitudes.

Partant de l'affirmation ci-dessus, la notion d' "épaisseur de l'atmosphère" est mieux rendue par la grandeur finie, définie par l'intégrale de ligne suivante prise le long d'un rayon lumineux,

$$m' = \int r \, dl \quad (1-13)$$

r étant la densité de l'air, qui est fonction de l'altitude.

Cette grandeur est appelée la masse atmosphérique. Si r est donnée en kg/m^3 et l'élément de longueur en mètres, m' s'exprime en kg/m^2 . C'est la masse d'un cylindre d'air dont la section est de 1 m^2 et dont l'axe est le rayon lumineux considéré.

De façon très grossière, l'intensité du rayonnement direct évolue lors de la traversée de l'atmosphère comme une exponentielle décroissante de cette grandeur m' .

1.5.4.b Lien de la masse atmosphérique à la pression

Pour déterminer la masse atmosphérique, il n'est pas nécessaire de connaître la densité de l'atmosphère à toutes les altitudes. Il existe en effet un lien étroit entre la masse atmosphérique et la pression. La pression atmosphérique correspond en effet au poids de l'air contenu au-dessus d'une surface unitaire horizontale, placée à l'endroit considéré. La masse atmosphérique $m'(0)$ correspondant à la verticale (direction du zénith) vaut donc :

$$m'(0) = p / g \quad (1-14)$$

où g est l'accélération de la pesanteur.

1.5.4.c Notion de masse atmosphérique relative

Pour pouvoir travailler en grandeurs adimensionnelles, une masse atmosphérique $m_0'(0)$ de référence a été définie. Celle-ci correspond à des valeurs normalisées de la pression et de la gravité :

$$p_0 = 1.01325 \cdot 10^5 \text{ [Pa]} = [1 \text{ atm}] \quad (1-15)$$

$$g_0 = 9.80665 [m/s^2] \quad (1-16)$$

Cette grandeur permet de définir la masse atmosphérique relative égale au rapport

$$m = m' / m'_o(0) \quad (1-17)$$

Pour les autres directions, la formule de Kasten [Réf. 1.4], qui tient compte du fait que les rayons ne sont pas tout à fait rectilignes à cause de la réfraction, exprime la masse atmosphérique relative comme :

$$m(h) = \frac{m(0)}{\sin(h) + 9.4010^{-4} (\sin(h) + 0.0678)^{-1.253}} \quad (1-18)$$

Où h est l'élévation du soleil, angle défini à la section 1.3.3. Cette formule conduit à une précision de 0.1% par rapport aux mesures.

Les mêmes valeurs sont pratiquement obtenues, sauf pour de petites valeurs de h (cas qui nous intéresse le moins) en négligeant la réfraction. On peut dès lors remplacer la formule de Kasten par l'expression plus simple :

$$m(h) = \frac{m(0)}{\sin(h)} \quad (1-19)$$

La pression atmosphérique va être essentiellement fonction de l'altitude du site. La relation entre la pression et l'altitude dépend de la façon dont le profil de température varie l'altitude. Cette dépendance n'est cependant pas la même dans toutes les couches de l'atmosphère. Pour des altitudes inférieures à 3.5 km, l'approximation suivante peut être utilisée :

$$p = p_0 0.89^z \quad (1-20)$$

Où z est l'altitude exprimée en km.

Il vient alors simplement :

$$m(h) = \frac{0.89^z}{\sin(h)} \quad (1-21)$$

Cette équation permet de déterminer la masse relative de l'atmosphère sur base de l'altitude et de l'élévation du soleil.

1.5.5 Atténuation du rayonnement par l'atmosphère

1.5.5.a Introduction

En première approximation, l'intensité du rayonnement direct évolue lors de la traversée de l'atmosphère comme une exponentielle décroissante de la masse atmosphérique. En fait, cette loi n'est raisonnablement vérifiée que pour chaque longueur d'onde du rayonnement prise séparément. D'autres hypothèses sont nécessaires pour qu'elle soit vérifiée exactement; il faudrait notamment que la composition de l'atmosphère soit identique à toutes les altitudes. Nous pouvons donc poser, pour chaque longueur d'onde λ ,

$$I_l = I_{0l} \cdot e^{-k_l \cdot m} \quad (1-22)$$

Si cette relation était exacte, l'atténuation du rayonnement par l'atmosphère serait entièrement caractérisée par le paramètre k_l . En s'inspirant de la forme de cette loi, il est possible d'obtenir des expressions semi empiriques pour l'atténuation du rayonnement, comme exposé dans les sections suivantes.

1.5.5.b Composition de l'atmosphère

À une échelle de temps longue (par rapport à une vie humaine), on peut considérer qu'un certain nombre de gaz contenus dans l'atmosphère le sont dans une proportion fixée (azote, oxygène, argon...). On considère aussi le gaz carbonique comme un gaz constant (même si sa concentration varie actuellement de façon sensible à une échelle de quelques dizaines d'années seulement). D'autres constituants sont contenus dans l'atmosphère en quantité variable, dépendant à la fois du temps et de l'endroit considéré; c'est le cas de certains gaz (vapeur d'eau gazeuse, ozone...) et des particules non gazeuses, dites aérosols (poussières, gouttelettes).

Les constituants variables cités ci-dessus jouent un rôle significatif dans l'atténuation du rayonnement. Il faut donc pouvoir caractériser leur quantité.

En ce qui concerne les gaz, une convention très utilisée consiste à caractériser la quantité d'un gaz contenu dans l'atmosphère par l'épaisseur de la couche de ce gaz que l'on obtiendrait s'il était rassemblé sous forme d'une couche à la pression p_0 et à la température de 15°C. On parle de l' "épaisseur de la couche (du gaz considéré)".

En ce qui concerne les composants variables de l'atmosphère cités ci-dessus, c'est essentiellement l'ozone qui sera caractérisée de la façon indiquée ci-dessus.

1.5.5.c Définition d'une atmosphère de référence

Pour caractériser facilement une atmosphère quelconque, on la comparera à une atmosphère dite de référence. Celle-ci est définie comme :

- ne contenant que des gaz (atmosphère propre et sèche);
- ne contenant pas d'eau, même pas sous forme gazeuse;
- contenant une "couche d'ozone" de 3 mm;
- étant de composition uniforme.

Dans l'atmosphère de référence, la formule (1-22) définie dans l'introduction de cette partie s'applique relativement bien, ce qui permettrait de définir les paramètres k_{0l} relatifs à chaque longueur d'onde. Par manque de données expérimentales, on est cependant amené à traiter en une fois toutes les longueurs d'onde, en posant :

$$S_n = g_n^e \cdot e^{-k_0 \cdot m} \quad (1-23)$$

Pour que cette formule soit valable, k_0 ne peut être supposé constant. La formule approchée de Kasten [Réf. 1.4] est depuis longtemps utilisée

$$k_0 = [9.4 + 0.9 \cdot m]^{-1} \quad (1-24)$$

Cette formule pourrait être améliorée, mais comme les formules semi-empiriques (citées plus loin) qui permettent de passer de l'atmosphère de référence à une atmosphère quelconque ont été établies en l'utilisant, il faut être attentif si on la modifie à revoir en conséquence les formules empiriques.

1.5.5.d Facteur de trouble total de Linke

Pour obtenir l'éclairement relatif à une atmosphère réelle, il reste à introduire un paramètre T nommé facteur de trouble total de Linke [Réf. 1.4] comme ci-dessous :

$$S_n = g_n^e \cdot e^{-T \cdot k_0 \cdot m} \quad (1-25)$$

Pour l'atmosphère de référence, il est bien entendu clair que T vaut 1. Cette formule indique également que le rayonnement va tendre vers 0 lorsque T va tendre vers l'infini. Ce facteur de trouble prend habituellement des valeurs plus grandes que 1, sauf si l'atmosphère est très sèche, très pure et que l'épaisseur de la couche d'ozone est inférieure à 3 mm.

1.5.5.e Distinction entre absorption et diffusion

Comme annoncé précédemment, l'atténuation du rayonnement direct est due à deux phénomènes différents : l'absorption et la diffusion de la lumière. L'énergie de la lumière absorbée est convertie en chaleur et ne peut plus être convertie par une installation photovoltaïque (la réémission se faisant dans le domaine des IR, qui ne nous intéresse pas ici). Au contraire, la lumière diffusée n'est perdue qu'en partie (par rayonnement en direction de l'espace), une fraction non nulle atteignant le sol et pouvant donc avoir un effet utile.

Il est donc intéressant de distinguer les deux phénomènes. Cela peut se faire en partageant le facteur de trouble total T en deux membres :

$$T = T_{abs} + T' \quad (1-26)$$

Où T_{abs} se réfère au phénomène d'absorption et T' au phénomène de diffusion. Sur la base de ce partage, des formules semi-empiriques ont été établies pour calculer les différentes composantes du rayonnement diffus. Ces formules reposent sur la supposition que ces composantes ne dépendent, outre des grandeurs calculables a priori comme l'éclairement extraterrestre g_n^e , l'élévation du soleil h et la masse atmosphérique m , que de T' .

1.5.6 Calcul a priori du trouble d'absorption

1.5.6.a Introduction

Même avec toutes les hypothèses simplificatrices posées, le modèle de l'atmosphère comporte encore deux paramètres, T_{abs} et T' . Il faut donc au minimum deux mesures d'éclairement pour lever ces indéterminations.

L'absorption est due principalement à 4 constituants de l'atmosphère : l'oxygène O_2 , le gaz carbonique CO_2 , l'ozone O_3 et la vapeur d'eau H_2O . Les aérosols, ainsi que l'eau présente sous forme de gouttelettes ou de petits cristaux, contribuent également à l'absorption.

O_2 et CO_2 sont présents en quantités pratiquement invariables. Ces deux gaz, ainsi que la couche d'ozone de 3 mm incorporée dans l'atmosphère de référence, font partie des gaz fixes. L'absorption qui résulte de ces gaz est indépendante du lieu et de l'instant. Elle est déjà prise en compte dans le facteur k introduit pour caractériser l'atténuation du rayonnement par l'atmosphère de référence.

En outre, le phénomène d'absorption par les gaz fixes est petit par rapport au phénomène de diffusion dû à ces gaz. La même remarque peut être faite à propos de l'absorption par les aérosols et l'eau présente sous forme de gouttelettes ou de petits cristaux. Sans commettre trop d'erreurs, nous pouvons considérer que l'effet des gaz fixes et de l'eau condensée est purement diffusif.

Au contraire, pour ce qui est des gaz variables, c'est-à-dire la vapeur d'eau condensable et l'excédent d'ozone, le phénomène d'absorption domine celui de diffusion. Sans apporter de grande erreur, la formule (1-26) sera remplacée par la formule :

$$T = T_0 + T' \quad (1-27)$$

Où T_0 est le facteur de trouble d'absorption dû aux gaz variables.

Si T_0 peut être déterminé a priori par calcul, le nombre de paramètres nécessaires pour caractériser l'atmosphère se réduit à un seul, à savoir le trouble diffusif T' . Une seule mesure d'éclairement est alors suffisante pour caractériser toute l'atmosphère.

1.5.6.b Données relatives à la couche d'ozone

L'ozone O_3 est essentiellement localisé dans la stratosphère, de sorte que sa valeur dépend peu de l'altitude. L'épaisseur réduite d'ozone, en mm, sera notée e par la suite. Elle varie entre 2 et 5 mm. Cette épaisseur est surveillée par les stations météorologiques, de sorte que l'on peut en obtenir la valeur auprès d'une station proche du lieu considéré. Certains Atlas fournissent également la valeur de cette épaisseur. Dans le cas qui nous intéresse, nous prendrons une épaisseur réduite d'ozone de 3 mm [Réf. 1.1].

1.5.6.c Données relatives à l'eau condensable

La vapeur d'eau est caractérisée non pas par l'épaisseur réduite, mais par la hauteur d'eau condensable w (en cm ou en g/cm^2). Contrairement à l'épaisseur d'Ozone e , la hauteur d'eau dépend fortement de l'altitude et ses variations sont plus rapides. Obtenir la valeur de w à un

instant précis est souvent difficile. Ici aussi, on pourra tenter de consulter la station météo la plus proche. Dans le cas qui nous intéresse, nous prendrons 0.2 cm [Réf. 1.1].

1.5.6.d Expression de T_0

Les paramètres e et w servent à définir un coefficient d'absorption a :

$$I = I_0(1 - a) \quad (1-28)$$

où I_0 est l'intensité d'un faisceau lumineux avant que celui-ci n'ait traversé un milieu absorbant et I son intensité à la sortie de ce milieu. Le coefficient d'absorption dû aux gaz variables sera désigné par le symbole $a_{al,w}$ et vaut approximativement :

$$\begin{aligned} a_{al,w} = & 0.01 + 0.029 \log(w \cdot \sin^{-1}(h)) \\ & + 0.0025 [\log(w \cdot \sin^{-1}(h))]^2 + 0.0024(e - 3) \cdot \sin^{-1}(h) \end{aligned} \quad (1-29)$$

Il est à noter que l'altitude n'intervient pas dans cette expression. Ceci est logique puisque e et w sont définis pour l'ensemble de l'atmosphère.

En comparant cette expression à celle de la définition du facteur de trouble (1-25), en ne tenant compte que de la composante du facteur de trouble relative à l'absorption, l'analogie suivante peut être observée :

$$1 - a_{al,w} = 1 - k_0 \cdot m \cdot T_0 \quad (1-30)$$

Ce qui conduit à la relation suivante qui lie $a_{al,w}$ à T_0 : $T_0 = \frac{a_{al,w}}{k_0 \cdot m}$.

Il est donc possible, après la détermination de quelques paramètres, de calculer à priori le facteur de trouble d'absorption. Les deux graphiques qui suivent, générées à partir de la fonction Test_Tabs.m (annexe 1) donnent la variation de m et T_0 en fonction de l'élévation h :

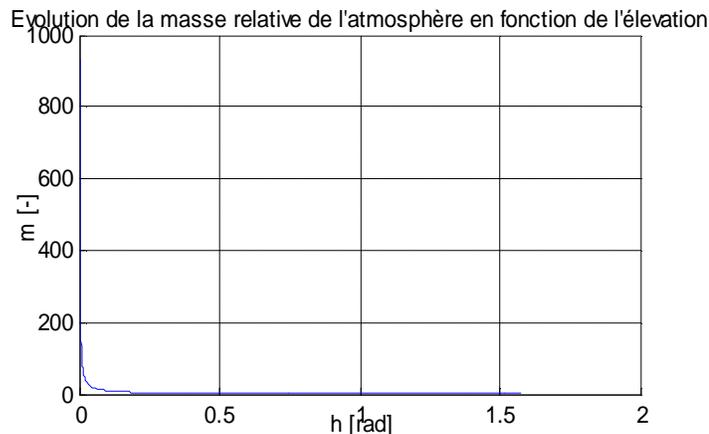


Figure 1-9 : Variation de la masse relative de l'atmosphère en fonction de l'élévation

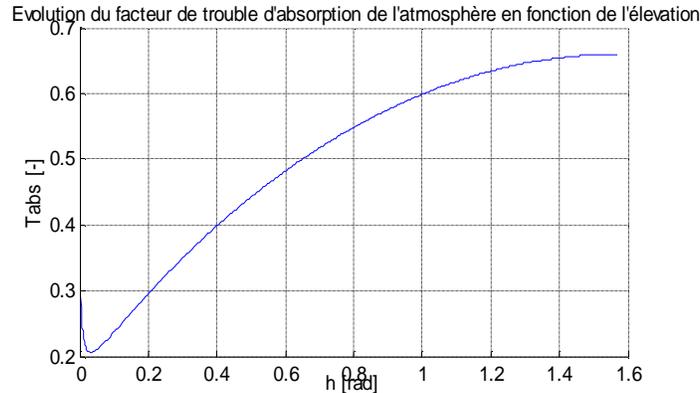


Figure 1-10 : Variation du facteur de trouble en fonction de l'élévation

Ce dernier graphique soulève quelques interrogations sur la justesse du modèle utilisé ici. En effet le facteur de trouble d'absorption est sensé être une grandeur caractéristique de l'atmosphère. Cette grandeur devrait être indépendante de l'élévation h . Si bien que la dépendance en h de l'expression suivante : [Réf.1.5 à 9]

$$S_n = g_n^e \cdot e^{-T \cdot k_0 \cdot m} \quad (1-31)$$

ne devrait exister qu'à travers la notion de masse atmosphérique relative.

1.5.7 Conclusion

Cette section nous a permis d'exposer un modèle du ciel. Celui-ci ne possède qu'une seule indéterminée, si bien qu'une seule mesure météorologique permettra de quantifier les phénomènes de diffusion et d'absorption qui entrent en jeu lors de la traversée de l'atmosphère par le rayon solaire.

1.6 Composantes du rayonnement

1.6.1 Introduction

Nous venons de voir comment il était possible de modéliser le ciel. Cette section va exposer les relations qui permettent, connaissant le rayonnement extraterrestre théorique, de déterminer les différentes composantes de ce rayonnement théorique.

1.6.2 Rayonnement direct

L'expression de l'équation (1-31) de la section 1.5.6.d, donne la valeur du rayonnement direct sur une surface normale. Si le plan considéré est orienté de telle manière que l'angle d'incidence des rayons issus du soleil soit égal à un angle i , l'intensité apparente du rayonnement direct sera alors égale à :

$$S_n = g_n^e \cdot \cos(i) \cdot e^{-T \cdot k_0 \cdot m} \quad (1-32)$$

La dépendance de s vis-à-vis de l'orientation \mathbf{a} , de l'inclinaison \mathbf{b} , de l'azimut a et de l'élévation h se fait uniquement par l'intermédiaire du facteur $\cos(i)$ et aussi via la masse atmosphérique.

1.6.3 Formules semi empiriques pour le rayonnement diffus :

1.6.3.a Composante unidirectionnelle du rayonnement :

La composante unidirectionnelle du rayonnement s'obtient en sommant le rayonnement direct proprement dit, et la composante relative au diffus circumsolaire, soit d_d , ce qui conduit à l'expression : [Réf.1.9]

$$\begin{cases} (s_n + d_d) \cos(i) & \text{si } i < 90^\circ \\ 0 & \text{si } i > 90^\circ \end{cases} \quad (1-33)$$

d_d peut être estimé par la formule empirique suivante :

$$d_d(h, T') = g_n^e \exp(-2.48 + \sin(h) + a - \sqrt{4b^2 + a^2}) \quad (1-34)$$

où :

$$\begin{cases} b = \log(T') - 2.28 - 0.5 \log(\sin(h)) \\ a = 3.1 - 0.4b \end{cases} \quad (1-35)$$

1.6.3.b Composante du diffus isotrope

Le diffus isotrope est constitué de rayons qui atteignent le plan considéré après une ou plusieurs diffusions successives. Certaines de ces diffusions ont lieu sur le sol de sorte que l'intensité du rayonnement diffus isotrope dépend légèrement de l'albédo du sol. À noter qu'il ne s'agit pas ici de l'albédo local $A_{loc\ sol}$, mais de l'albédo régional $A_{reg\ sol}$, car le phénomène met en jeu une plus grande surface de sol.

On fournira donc une expression semi empirique du diffus isotrope comportant deux termes. Le premier d_i , correspondant à un albédo régional de valeur standardisée, égal à 0.2. Le second, d'_i , qui permet de calculer la correction à apporter lorsque l'albédo régional n'est pas égal à cette valeur. Cette décomposition mène à la formulation suivante :

$$d_i = d_{i-} \cdot 0.05 (1 + \cos b) = (d_i + d'_i) 0.5(1 + \cos b) \quad (1-36)$$

Une expression semi empirique de d_i s'obtient par la différence :

$$d_i(h, T') = d_{-}(h, T') - d_d(h, T') \cdot \sin(h) \quad (1-37)$$

Où :

$$d_{-}(h, T') = g_n^e \cdot \exp[-1 + 1.06 \log(\sin(h)) + a - \sqrt{b^2 + a^2}] \quad (1-38)$$

Avec:

$$\begin{cases} b = \log(T') - 2.80 + 1.02(1 - \sin(h))^2 \\ a = 1.1 \end{cases} \quad (1-39)$$

Et une expression semi empirique de d'_i est :

$$d_i(h, T') = 0.9(A_{regsol} - 0.2)g_- \cdot \exp\left(-\frac{4}{\sqrt{T'}}\right) \quad (1-40)$$

Où, conformément à nos conventions, g_- est l'éclairement global sur un plan horizontal. Cette composante vaut :

$$g_- = (s_n + d_d) \sin(h) + d_i + d_i' \quad (1-41)$$

L'albédo régional (moyenne prise sur toute une région géographique) va de 0.2 à 0.35.

1.6.3.c Expression du diffus du cercle d'horizon

Le diffus du cercle d'horizon peut être estimé par l'expression (pour un albédo régional de 0.2) :

$$d_h(h, T') = g_n^e \frac{-0.02a}{a^2 + ab + 1.8} \exp(\sin(h)) \quad (1-42)$$

Avec:

$$\begin{cases} b = \exp[0.2 + 1.75 \log(\sin(h))] \\ a = \log(T') - 3.1 - \log(\sin(h)) \end{cases} \quad (1-43)$$

1.6.3.d Rayon diffus du sol

Une expression permettant d'estimer cette composante est la suivante :

$$d_a(h, T') = A_{locsol} [(s_n + d_d) \cdot \sin(h) + d_i] \quad (1-44)$$

1.6.3.e Rayonnement diffus

Finalement, le diffus s'écrit sous la forme de 4 composantes, à savoir :

$$d = d_d + d_i + d_h + d_a \quad (1-45)$$

$$d_d = d_d \cos(i)$$

$$d_i = (d_i + d_i') 0.5 (1 + \cos(b)) \quad (1-46)$$

$$d_h = d_h \sin(b)$$

$$d_a = d_a \cdot 0.5 (1 - \cos(b))$$

1.6.3.f Rayonnement global

L'intensité du rayonnement global incident, à un instant donné, sur un plan quelconque caractérisé par les angles (a, b) vaut :

$$g(h, T) = s(h, T) + d(h, T) = s_n \cos(i) + d_d + d_i + d_h + d_a \quad (1-47)$$

1.6.4 Confirmation numérique :

1.6.4.a Évolution du rayonnement en fonction de T'

le graphique suivant, généré à l'aide de la fonction Test_Tdiff.m, (annexe1), donne l'évolution générale des composantes du rayonnement global en fonction du facteur de trouble de diffusion. Pour la 13^{ème} heure légale du 180^{ème} jour de l'année (choix arbitraire).

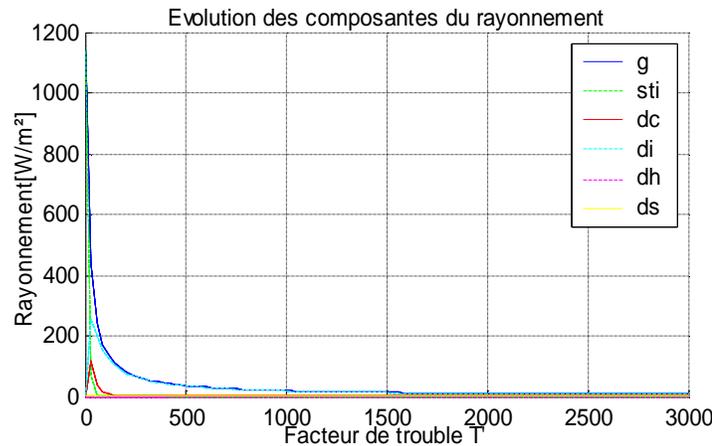


Figure 1-11 : Variation des différentes composantes du rayonnement en fonction du facteur de trouble diffusif

Pour une très grande valeur de T' (diffusion très importante) le rayonnement tend vers une valeur nulle.

Le graphique suivant, réalisé à l'aide de la même fonction matlab, mais pour un intervalle de T' réduit, permet d'observer le comportement complexe de cette évolution.

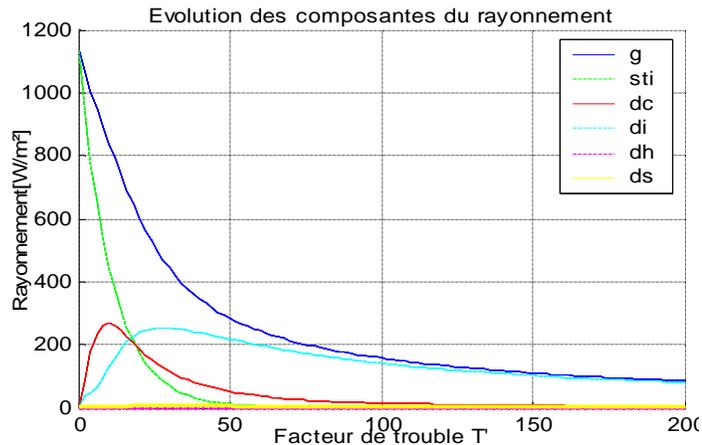


Figure 1-12 : Variation des différentes composantes du rayonnement en fonction du facteur de trouble diffusif.

le graphique suivant, généré à l'aide de la fonction Test_Tdiff.m, (annexe1), donne l'évolution générale des composantes du rayonnement global en fonction du facteur de trouble de diffusion. Pour la 12^{ème} heure légale durant toute de l'année.

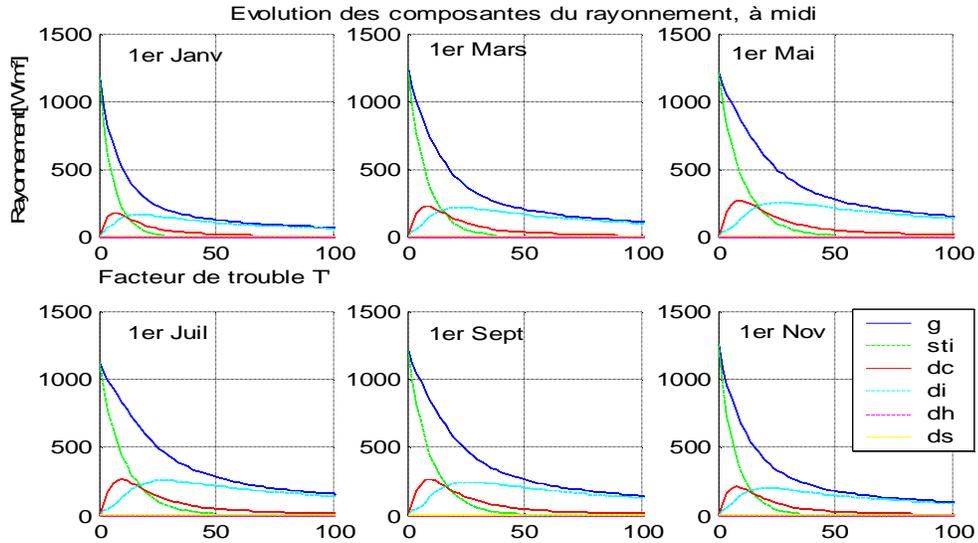


Figure 1-13 : Variation des différentes composantes du rayonnement en fonction du facteur de trouble diffusif durant toute l'année.

L'évolution des composantes permet de penser que dans certains cas, le maximum de rayonnement global ne sera pas obtenu pour une valeur nulle de T' . En effet, dans certains cas, la composante dominante peut correspondre à une des *composantes* dues au rayonnement diffus.

Le graphique suivant présente les évolutions du rayonnement et de ses composantes pour toutes les heures du jour (noter le changement d'échelle qui n'enlève rien à l'information qualitative fournie) :

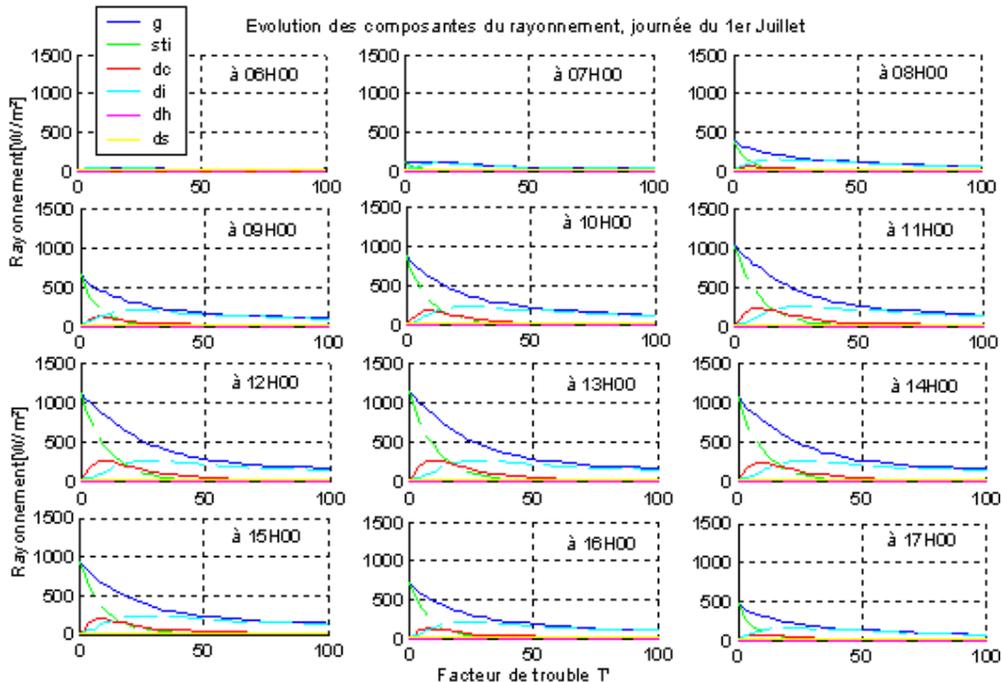


Figure 1-14 : Variation des différentes composantes du rayonnement en fonction du facteur de trouble diffusif pour les heures du jour.

Comme nous pouvons le voir sur ce dernier graphique, l'évolution du rayonnement global dépend de l'heure de la journée. En effet, il est aisé de comprendre que si les panneaux photovoltaïques ne sont pas orientés vers le soleil, la part du rayonnement dû au diffus sera plus importante que dans le cas où ceux-ci sont orientés vers le soleil. Et comme l'intensité des composantes diffuses part de zéro, passe par un maximum pour une valeur de T' différente de zéro. Une autre observation importante est que la courbe donnant le rayonnement global en fonction de T' ne sera pas forcément monotone. Cette dernière remarque aura son importance plus tard, quand nous chercherons à déterminer la valeur de T' sur base de la valeur du rayonnement global.

1.6.4.b Conclusion

Cette section nous a permis d'exposer les expressions fournissant les composantes du rayonnement et ainsi de voir de quelle manière celles-ci participent au rayonnement global.

1.7 Implémentation du modèle :

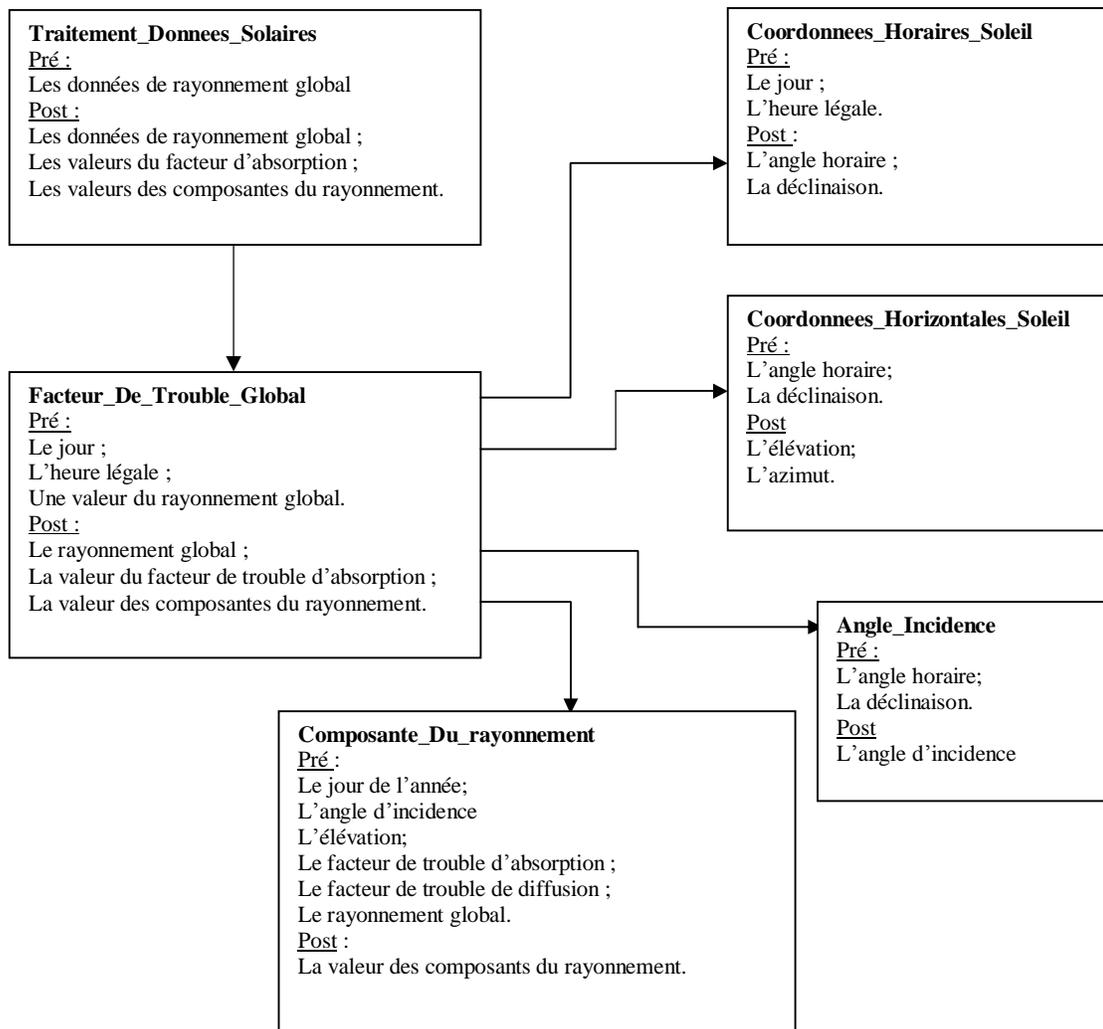


Figure 1-15 : Implémentation des fonctions Matlab.

1.8 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de définir un modèle nous permettant, sur la connaissance seule du rayonnement global, de déterminer les différents composantes du rayonnement solaire. Ce modèle n'est pas exempt de défauts, comme le montrent les premiers résultats numériques. Néanmoins, il va nous permettre de déterminer l'efficacité du rayonnement. Cette efficacité est tributaire, de plusieurs phénomènes de réflexion, de réfraction et d'absorption. Même si des erreurs surviennent dans le calcul de ces composantes, ce modèle nous servira quand même à développer code de calcul nous permettant de modéliser le ciel sous tous ses aspects.

Chapitre 2 : Le générateur photovoltaïque

Le premier composant de notre système que nous allons modéliser est le champ photovoltaïque. Ce chapitre va commencer par exposer la théorie nécessaire à, la création et à l'étude critique de notre modèle. Ensuite, il développera la démarche suivie lors de l'implémentation.

Bonne lecture

2.1 Introduction

Dans cette partie, nous allons tenter de définir un modèle s'appliquant aux cellules photovoltaïques. Ce modèle devra rester général et la détermination de ses paramètres se fera sur bases de données fournies par les constructeurs de panneaux. Le but est ainsi d'éviter un recours, bien trop souvent nécessaire dans le cas d'installations photovoltaïques, à de nombreuses expérimentations, longues et complexes. Etant donné le nombre restreint d'informations données par les constructeurs, une grande précision ne sera pas envisageable, mais toute personne désireuse d'estimer l'intérêt d'une installation photovoltaïque pourra avoir recours à ce modèle, sans qu'une trop grande connaissance scientifique ne soit requise.

2.1.1 Vocabulaire

Un système photovoltaïque est un dispositif qui convertit directement l'énergie du rayonnement (solaire) en énergie électrique.

L'élément de base de ces systèmes est la cellule photovoltaïque, appelée aussi cellule solaire.

En bref, une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui a la forme d'une plaque mince de dimension réduite (ceci est dû au procédé de fabrication). Elle est constituée d'une jonction entre deux couches semi-conductrices (ou entre une plaque métallique et une couche semi-conductrice) et de fils permettant de la connecter à un circuit électrique extérieur. Le matériau semi-conducteur le plus utilisé actuellement est le silicium que l'on utilise le plus souvent sous forme cristalline et dans certaines réalisations sous forme amorphe.

Etant donné le peu de puissance, ou de tension, que l'on peut extraire d'une cellule (à cause de ses dimensions réduites) elles ne sont pratiquement jamais utilisées isolément. Plusieurs cellules identiques sont donc assemblées au sein d'un module. La conception du module permet également d'offrir une protection contre les intempéries, ceci en vue de garantir une durée de vie suffisante (de l'ordre de 20 à 30 ans pour les cellules au silicium cristallin [Réf. 2.1]). Les cellules d'un module sont interconnectées électriquement à l'intérieur du module.

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

2.1.2 Qu'est ce qu'une cellule photovoltaïque [Réf. 2.2]

La description faite ici du phénomène de conversion photovoltaïque sera quelque peu primaire, mais suffisante à l'introduction du modèle qui sera présenté dans la suite de ce chapitre.

Comme dit précédemment, les cellules solaires sont en fait des jonctions réalisées entre matériaux semi-conducteurs identiques ou non. Dans le cas des modules photovoltaïques, on

utilise généralement deux matériaux semi-conducteurs à base de silicium, un élément tétravalent. Le premier sera dopé à l'aide d'éléments pentavalents (de matériau de type N) et le second à l'aide d'éléments trivalents (matériau de type P).

Ce dopage va conduire à la création de porteurs qui pourront assurer la conduction du courant par leurs déplacements. Comme il existe deux types de dopages, il existe également deux types de porteurs :

- des porteurs chargés négativement (électron possédant une énergie suffisante pour devenir mobile) dans les matériaux de type N ;
- des porteurs chargés positivement (trous correspondant au manque d'un électron pour devenir mobile) dans les matériaux de type P ;

La création d'une jonction entre un matériau de type N et un autre matériau de type P va impliquer une réorganisation de la distribution des porteurs. On va ainsi voir apparaître une zone, dite de déplétion, dans laquelle il y a peu de porteurs. Le rayonnement reçu par la jonction va fournir de l'énergie qui va avoir pour effet de faire apparaître dans cette zone une paire de porteurs. Les porteurs P ainsi créés vont avoir tendance à migrer vers le matériau P et les porteurs N vers le matériau N. En munissant ces matériaux d'une électrode chacun et en les connectant à un circuit électrique, un courant va pouvoir circuler. Voir [Réf. 2.2]

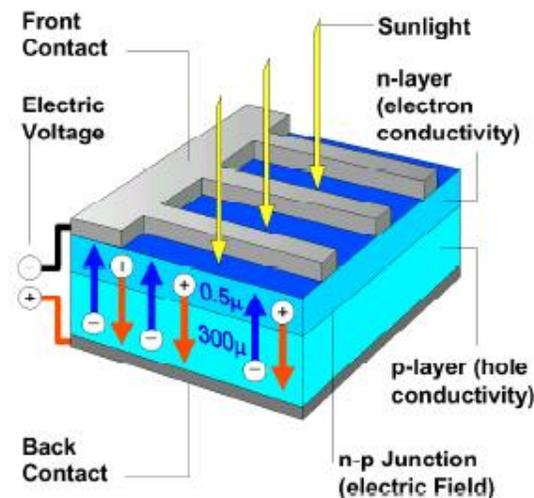


Figure 2-1 : Coupe schématique d'une cellule solaire

2.2 Modélisation des panneaux

2.2.1 Introduction

En ingénierie, il est d'usage de décomposer un système complexe en plusieurs sous systèmes aux interactions simples. Ceux-ci seront à leur tour décomposés en systèmes plus simples. Ceci a pour but d'arriver à des composantes suffisamment simples pour être compris et modélisés de manière suffisante.

Pour modéliser les panneaux solaires, l'approche suivie ici est basée sur une décomposition en trois parties. Ainsi on distinguera :

- le modèle lumineux, qui permet de déterminer à partir des caractéristiques d'éclairement un courant électrique ;
- le modèle électrique, qui permet de calculer la partie du courant photogénéré qui circulera effectivement dans le circuit extérieur ;
- le modèle thermique, qui a trait aux phénomènes d'échange thermique et qui permet de déterminer la température interne du module, grandeur qui a une influence sur les deux modèles précédents.

2.2.2 Modèle lumineux

Ce modèle se compose de trois parties. Celles-ci sont développées dans la suite de cette section.

2.2.2.a. Partie optique

La première partie du modèle lumineux est de nature optique. En effet, pour que le rayonnement solaire puisse avoir un effet photovoltaïque, il doit atteindre la jonction semi-conductrice.

Ainsi, une partie du rayonnement qui frappe la surface du module va être perdue par réflexion sur la surface du module, par absorption dans la vitre, par réflexion sur la surface interne de la vitre, sur la surface de la cellule, par absorption dans le matériau semi-conducteur qui couvre la jonction. Et même la fraction résiduelle du rayonnement qui atteint finalement ne va pas être totalement efficace. Tous ces phénomènes vont donc diminuer l'efficacité du rayonnement. Ces phénomènes dépendent également de l'angle d'incidence, et plus celui-ci sera grand, plus ils seront pénalisants.

Dans la plupart des études, cette dépendance vis-à-vis de l'angle d'incidence est négligée. En effet, seuls les rayons fortement inclinés vont être affectés et ceux-ci ne contribuent que de façon faible à l'énergie apportée par le rayonnement.

Si au contraire on désire tenir compte de ces effets, il faut savoir que ceux-ci dépendent de la densité spectrale du rayonnement.

2.2.2.b. Partie courant photo généré

Sous la forte hypothèse que le spectre de la lumière puisse être immuable dans le temps, le courant photo généré I_L peut être considéré comme simplement proportionnel à l'intensité G du rayonnement reçu par les modules :

$$I_L = \frac{I_{Lref}}{G_{ref}} \cdot G \quad (2-1)$$

Le coefficient de proportionnalité défini ici va dépendre de la densité spectrale du rayonnement, ainsi que de la température de la jonction comme sera décrit dans la section suivante. L'indice *ref* indique que les grandeurs concernées sont relatives au spectre et à la température standard.

Comme le montre le mécanisme de la conversion photovoltaïque, le rendement des cellules solaires va dépendre de la longueur d'onde du rayonnement considéré. Etant donné que longueur d'onde et fréquence sont reliés par la relation suivante :

$$I = \frac{c}{g} \quad (2-2)$$

On peut démontrer, dans le cas idéal, qu'il existe une borne supérieure à la valeur de la longueur d'onde au dessus de laquelle toute conversion photovoltaïque est impossible, et que cette valeur correspond à une certaine valeur minimale de fréquence, dite fréquence de coupure :

$$g_{\text{coupure}} = \frac{e \cdot E_g}{h} \quad (2-3)$$

Où :

- e est le quantum de charge ($1.6021765 \cdot 10^{-19}$ C) ;
- E_g est la largeur de la bande interdite (1.12V pour du silicium cristallin) ;
- h est la constante de Planck ($6.626069 \cdot 10^{-34}$ Js).

En supposant que chaque photon va produire une paire de porteurs, on peut déduire une relation donnant le courant photo généré par un rayonnement monochromatique d'intensité G :

$$\frac{I_L}{S} = \frac{I}{I_{\text{coupure}} \cdot E_g} \cdot G \quad (2-4)$$

Le facteur multipliant G est appelé la sensibilité spectrale idéale. On peut la représenter comme suit :

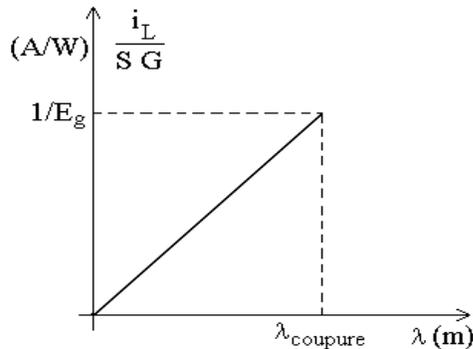


Figure 2-8 : Sensibilité spectrale idéalisée

La sensibilité maximale est obtenue pour des longueurs d'onde juste inférieures à la limite I_{coupure} et vaut $1/E_g$.

Cette courbe ne fournit pas d'indication quant au rendement énergétique de la conversion, en effet, elle ne préjuge pas de la puissance qui sera transportée par le courant photogénéré. Cependant, on peut déjà noter que les photons ne pourront transmettre à la paire électron-trou une énergie supérieure à $e.E_g$. L'énergie excédentaire éventuellement transportée par un photon sera inéluctablement transformée en chaleur. Ainsi, même dans la situation très idéalisée décrite dans ce paragraphe, seuls les photons dont la longueur d'onde est proche de λ_{coupure} pourront être convertis avec un rendement énergétique unitaire. Une autre façon d'approcher ce problème est de considérer que la tension "vue" par le courant photogénéré est, idéalement, égale à E_g et en pratique toujours inférieure à cette valeur.

Ainsi en multipliant la courbe de la figure (2-8) par E_g , on obtient un rendement idéalisé :

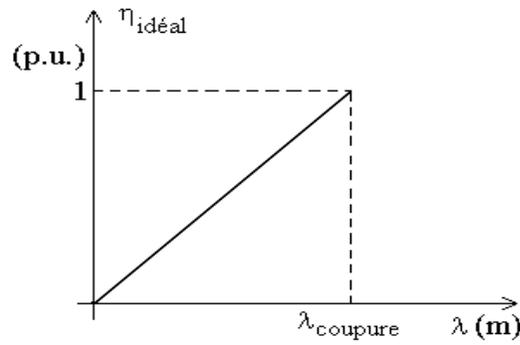


Figure 2-9 : Rendement idéalisé

Une telle figure permet de tirer la conclusion importante suivante : Etant donné que le rayonnement solaire n'est pas monochromatique, même le rendement idéalisé est forcément inférieur à l'unité.

Dans le cas réel, la sensibilité spectrale sera inférieure à la sensibilité idéalisée qui vient d'être décrite. Cela tient du fait de plusieurs phénomènes :

- les phénomènes optiques décrits précédemment, qui dépendent non seulement de l'inclinaison des rayons incidents mais aussi de leur fréquence.
- Une partie des photons absorbés dans la jonction le sont par des mécanismes autres que la création de paires de porteurs, et sont donc perdus du point de vue de la conversion photovoltaïque.

La prise en compte de tels phénomènes, conduit à la représentation suivante de la sensibilité spectrale :

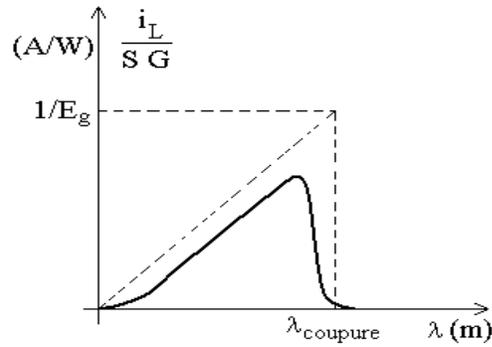


Figure 2-10 : Sensibilité spectrale réelle

En conclusion, on peut voir que la conversion photoélectrique n'est pas la même pour toutes les longueurs d'onde, si le spectre du rayonnement reçu n'est pas égal au spectre nominal, ce qui est généralement le cas, il faudra considérer un éclairage effectif, qui à spectre normalisé, donnerait le même courant I_L . Ceci n'est pas tâche aisée, étant donné qu'il faudrait coupler à chaque relèvement de rayons, des mesures concernant la densité spectrale de celui-ci. De plus, la sensibilité spectrale va différer d'un module à l'autre. Une telle manière de faire, nécessitera donc de nombreux prélèvements météorologiques et la réalisation de nombreuses expérimentations [Réf. 2.8] et [Réf. 2.10].

Une manière plus simple, quoique moins précise est d'approximer la relation (2-3) en remplaçant I_{Lref} qui reste à déterminer par I_{cc} la valeur du courant court-circuit.

Des expressions analytiques semi-empiriques ont ainsi été développées pour permettre le calcul de E_g en fonction de la température, [Réf 2.3].

$$E_g = 1.16 - 7.02 \cdot 10^{-4} \frac{T^2}{T + 1108} \quad (2-5)$$

T est la température absolue.

Selon cette expression, la valeur de E_g va diminuer lors d'un accroissement de la température. Ceci conduit à une diminution de la fréquence de coupure et donc à une augmentation de $\lambda_{coupure}$ et à un gain quant à la sensibilité spectrale, représentée par la partie ombrée sur la figure suivante :

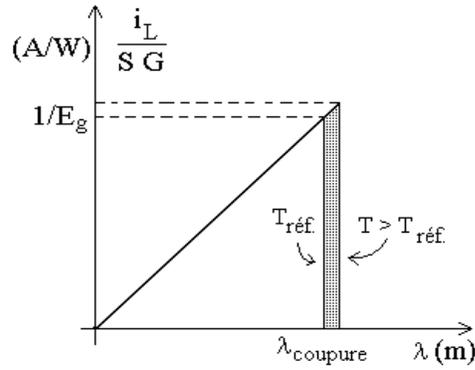


Figure 2-11 : Effet de l'augmentation de la température sur la sensibilité spectrale idéalisée

Il ne faut cependant pas en conclure que l'élévation de la température a un effet bénéfique. En effet, dans le modèle idéalisé, c'est le produit de i_L par E_g qui est important.

Comme le montre la courbe de rendement spectral idéalisé, l'extension de la courbe vers la droite va s'accompagner d'une diminution de la pente de la courbe :

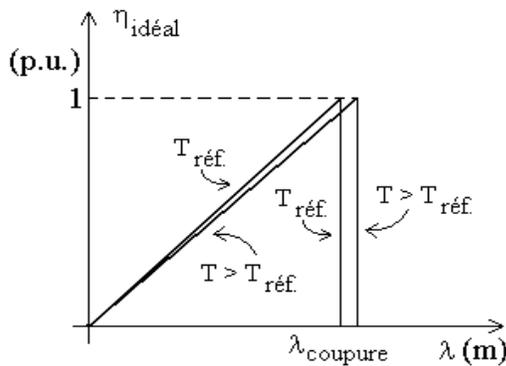


Figure 2-12 : Effet de l'augmentation de la température sur le rendement idéalisé

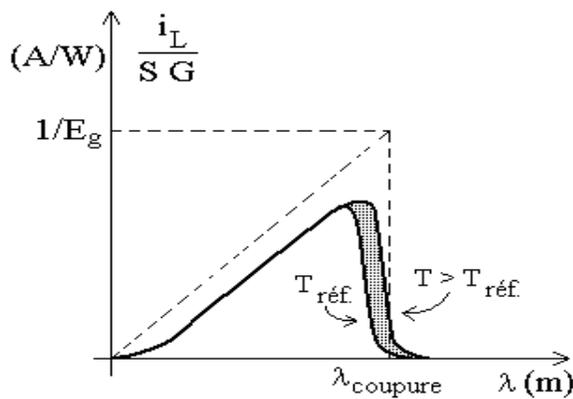


Figure 2-13 : Effet de l'augmentation de la température sur le sensibilité spectrale réelle

De ce qui précède, on conclut que normalement le courant photo généré va augmenter légèrement avec la température. Cette augmentation va dépendre du spectre lumineux incident. Cette dépendance étant petite, il est possible d'approximer cette augmentation, pour le spectre

AM1.5, en linéarisant autour de la température de référence. L'équation suivante est ainsi obtenue :

$$I_L = \frac{G}{G_{ref}} I_{Lref} \left(1 + m(T_{jonct} - T_{ref}) \right) \quad (2-6)$$

Où μ est le coefficient du photocourant dit aussi coefficient du courant de court-circuit.

2.2.3. Modèle électrique

Cette section s'inspire de [Réf. 2.1] et [Réf. 2.4]. Elle va s'attacher à décrire de manière mathématique le comportement d'un dispositif électrique. Conformément à l'usage, cela va être réalisé à l'aide de la théorie bien connue des circuits électriques. Pour ce faire, la première étape consiste à établir un circuit équivalent constitué d'éléments relativement simples, et au comportement bien identifié. Ces différents éléments seront interconnectés en respectant la loi de Kirchhoff. Encore une fois nous aurons recours à des approximations (l'utilisation des circuits électriques étant déjà une forte approximation), et le modèle présenté ici pourrait bien entendu être amélioré.

2.2.3.a- Caractérisation des éléments

Le modèle électrique, tel qu'il vient d'être défini va nécessiter la détermination d'un nombre de paramètres plus élevés qu'il n'y paraît. Bien que la source de courant et la résistance série, du moins à température constante, ne nécessite qu'un paramètre par élément, la caractérisation des éléments non linéaires va elle, nécessiter plusieurs paramètres par diode.

2.2.3.b- Courants de jonctions :

Plusieurs phénomènes peuvent concourir à la formation du courant de jonction i_p . Nous supposons que ce courant peut se décomposer en une somme de termes dont chacun est fonction uniquement de la tension de jonction et de la température. La plupart de ces termes ont des formes similaires faisant intervenir une exponentielle, ce qui est typique des phénomènes nécessitant une énergie d'activation.

La forme générique de l'équation modélisant le comportement des phénomènes ne dépendant pas de l'épaisseur de la jonction, tel que la *diffusion des porteurs* est :

$$i_{jonction} = I_0 \left[\exp \left(\frac{e \cdot u_{jonction}}{g \cdot k \cdot T_{jonction}} \right) - 1 \right] \quad (2-7)$$

où - u_{jonct} est la tension de jonction (différente de la tension de la cellule à cause de R_s);

- i_{jonct} le courant de jonction;

- T_{jonct} la température absolue de la jonction (en degrés Kelvin);

- g un nombre égal ou supérieur à 1;

- I_0 est le "courant de fuite".

2.2.3.c- La résistance shunt R_{sh}

Cette résistance correspond à des phénomènes mal identifiés (conduction aux joints de grain, effets de bord...). Ces effets sont difficiles à modéliser correctement. Ils sont connus pour être non linéaires, non symétriques et instables.

Pour l'utilisateur de modules, la résistance shunt est souvent négligeable dans le cas de tensions positives (du moins si la modélisation du courant de jonction a été faite soigneusement, car dans le cas contraire on peut trouver une utilité à ce terme pour compenser le défaut de modélisation du courant de jonction !).

Par ailleurs, aux tensions négatives, ce terme est souvent masqué par le courant de conduction de la diode connectée en antiparallèle sur les cellules pour assurer leur protection contre le phénomène de point chaud.

2.2.3.d- Détermination des paramètres électriques sur base des valeurs nominales

Pour ce travail, un modèle de complexité modérée a été employé. La dépendance à la température du courant de la diode et du courant inverse de saturation, est incluse. La résistance série était incluse, mais pas la résistance shunt. Une simple diode shunt a été utilisée pour réaliser la meilleure forme de la courbe. Ce modèle est une version simplifiée du modèle à deux diodes présenté par Gow et Manning [Réf.2.5].

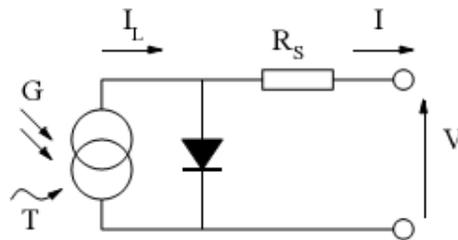


Figure 2-14 Circuit électrique équivalent de la cellule photovoltaïque

Les équations décrivant le système de la cellule photovoltaïque sont : [Réf. 2.5]

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q}{nkT} (V + I \cdot R_s) \right) - 1 \right] \quad (2-8)$$

$$I_L = I_{L(T_1)} [1 + K_0 (T - T_1)] \quad (2-9)$$

$$I_{L(T_1)} = G * \frac{I_{sc(T_1, nom)}}{G_{(nom)}} \quad (2-10)$$

$$K_0 = \frac{(I_{sc(T_2)} - I_{sc(T_1)})}{T_2 - T_1} \quad (2-11)$$

$$I_0 = I_{0(T_1)} * \left(\frac{T}{T_1} \right)^{3/n} \cdot \exp \left(\frac{-q \cdot V_g}{n \cdot K \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_1} \right)} \right) \quad (2-12)$$

$$I_{0(T_1)} = \frac{I_{sc(T_1)}}{\exp \left(\frac{q \cdot V_{oc}(T_1)}{n \cdot K \cdot T_1} \right) - 1} \quad (2-13)$$

$$R_s = - \frac{dV}{dI_{V_{oc}}} - \frac{1}{X_V} \quad (2-14)$$

$$X_V = I_{0(T_1)} \cdot \frac{q}{n \cdot K \cdot T} \exp \left(\frac{q \cdot V_{oc}(T_1)}{n \cdot K \cdot T_1} \right) \quad (2-15)$$

Toutes les constantes dans les équations ci-dessus peuvent être déterminées en utilisant les données de fabricants de panneaux photovoltaïques et à partir des courbes I - V mesurées aux [Réf. 2.8] [Réf. 2.10]. Comme exemple typique, nous utilisons des modules achetés récemment par le laboratoire LEC de Constantine auprès de Solar Energie.

Le module BP MSX60 de BPSolar 60W sera utilisé pour illustrer et vérifier le modèle. Le photo-courant est directement proportionnel à l'éclairement.

Quand la cellule est court-circuitée, un courant négligeable entre dans la diode. Le rapport entre le photo-courant et la température est linéaire, voir équation (2-9) et est déduit en notant le changement du photo-courant en fonction de la variation de température.

Quand la cellule est en obscurité, la caractéristique I - V est donnée par l'équation de Shockley. Quand la cellule illuminée est en circuit ouvert, le photo-courant passe entièrement dans la diode. Les courbes I - V sont excentrées de l'origine par le photo-courant généré I_L , équation (2-8).

La valeur du courant de saturation à 25°C est calculée en utilisant la tension de circuit ouvert et le courant de court circuit à cette température, équation (2-13).

Une estimation du facteur de qualité doit être faite. Green [Réf. 2.6] a estimé cette valeur entre 1 et 2, plus près de l'unité pour les courants élevés, et approchant la valeur 2 pour les bas courants. Une valeur de 1,3 est suggérée pour la suite de notre calcul.

La relation de la température est complexe, mais ne contient heureusement aucune variable exigeant une estimation (2-12) [Réf. 2.5]. La résistance série du module possède un grand impact sur la pente de la caractéristique I - V à $V=V_{oc}$, comme vu dans la figure (2.15). Les équations (2-12) et (2-13) sont calculées en différenciant l'équation (2-8), l'évaluation à $V=V_{oc}$, et le

réarrangement en terme de R_s [Réf. 2.5 et 6]. En utilisant les valeurs données par le constructeur, on peut estimer une valeur finale de la résistance série $R_s = 8 \text{ m}\Omega$.

Température	T	25	°C
Tension de circuit ouvert	V_{oc}	21.0	V
Courant de court circuit	I_{sc}	3.74	A
Tension de puissance maximale	V_m	17.1	V
Courant de puissance maximale	I_m	3.5	A
Puissance maximale	P_m	59.9	W

Tableau 2-1 : Caractéristiques électriques du module BP MSX60 de BP Solar.

2.2.3.e- Spécification du générateur photovoltaïque.

La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque donnée pour un éclairement et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement; seule la courbe $I-V$ est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La figure (2.15) représente les trois zones essentielles :

La zone (1): où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.

La zone (2): correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.

La zone (3): qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

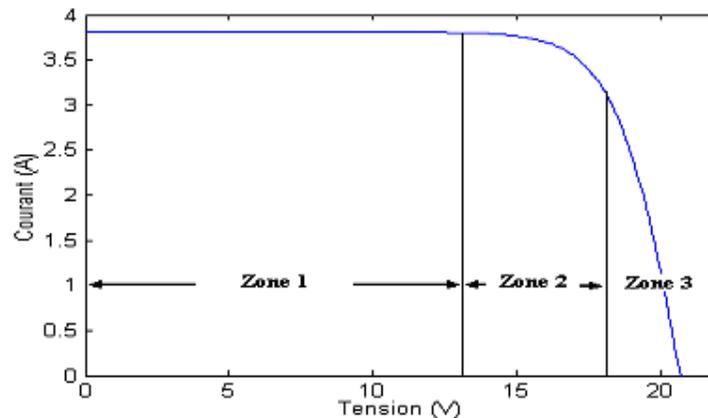


Figure 2-15 : Les différentes zones de la caractéristique $I-V$.

2.3 Implémentation du modèle

Les équations développées dans la section précédente vont nous servir à modéliser le comportement physique des panneaux solaires. Nous allons ainsi voir comment il est possible de

trouver, sur base des données météorologiques, la valeur de la puissance fournie par l'installation photovoltaïque.

2.3.1 Raisonnement poursuivi

Les données météorologiques dont nous disposons pour débiter l'implémentation sont au nombre de trois (Données fournies par l'office national de la météorologie de Constantine).

- le rayonnement incident ;
- la température ambiante ;
- la vitesse du vent.

Nous disposons également des caractéristiques fournies par le constructeur des panneaux :

- la tension à puissance nominale U_n ;
- le courant à puissance nominale I_n ;
- la tension à vide U_0 ;
- le courant de court-circuit I_{cc} ;
- le coefficient de température qui affecte la tension à vide m_{U_0} ;
- le coefficient de température qui affecte le courant de court-circuit $m_{I_{cc}}$;

2.3.2 Organigramme

Toutes les fonctions décrites dans la section sont utilisées dans la fonction Puissance_Panneaux_Photovoltaïque.m qui peut être consultée dans l'annexe 2. Pour récapituler ce qui vient d'être dit, il est pratique de représenter l'ensemble des fonctions dans l'organigramme suivant:

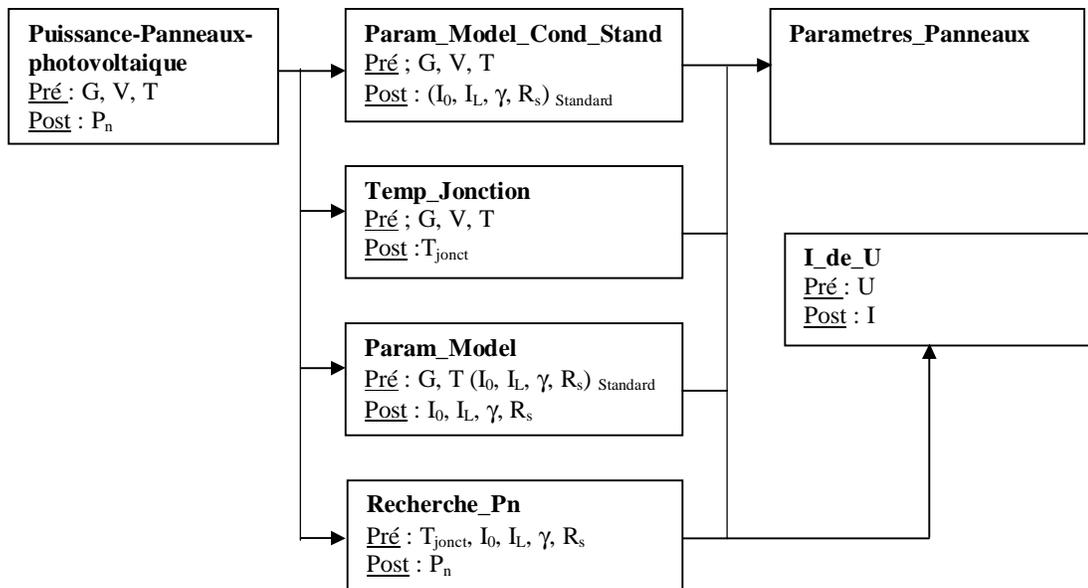


Figure 2-16 : Fonctions utilisés pour la simulation numérique

2.4 Analyse des résultats

2.4.1 Caractéristique courant-tension

Une première manière d'étudier la cohérence du modèle développé tout au long de ce chapitre est d'étudier l'allure des caractéristiques courant-tension et puissance-tension obtenues. C'est ce que nous permet de faire les figures suivantes, réalisées grâce aux fonctions Test_Caractéristiq_I.m et Test_Caractéristiq_P.m qui peuvent être consultées à l'annexe-2 :

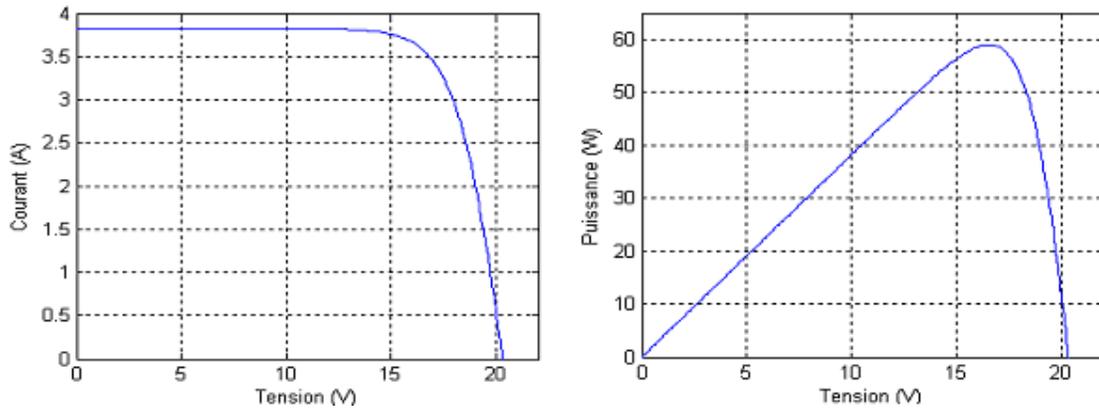


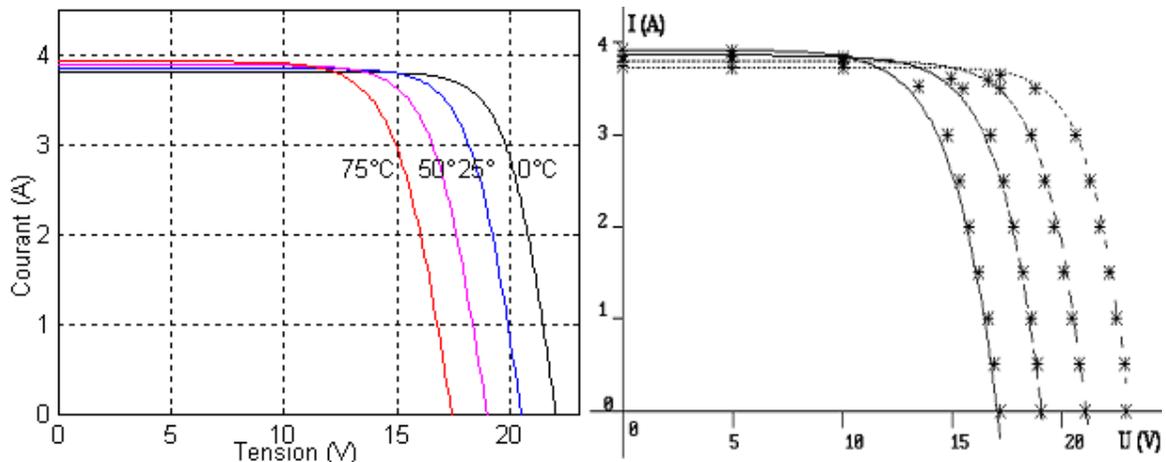
Figure 2-17 et 2-18 : Caractéristiques courant-tension et puissance-tension du modèle numérique.

2.4.2 Paramètres influençant le fonctionnement des cellules

Pour confronter un peu plus notre modèle à la réalité, il est nécessaire d'étudier comment certains paramètres, tels que le rayonnement reçu, ou la température de jonction vont influencer la caractéristique courant-tension. C'est ce qui est fait dans les deux sections suivantes.

2.4.2.a- Influence de la température de jonction

La fonction Caracteristiq-I-Temp.m, qui peut être consultée à l'annexe-2, permet de tracer la courbe $I-V$ correspondant à différentes températures, elle sera comparée à l'expérimentale effectuée au LEI UCL Belgique, et conformément au produit BP Solar [Réf. 2.7] ainsi qu'aux références [Réf. 2.8], [Réf. 2.9] et [Réf. 2.10].

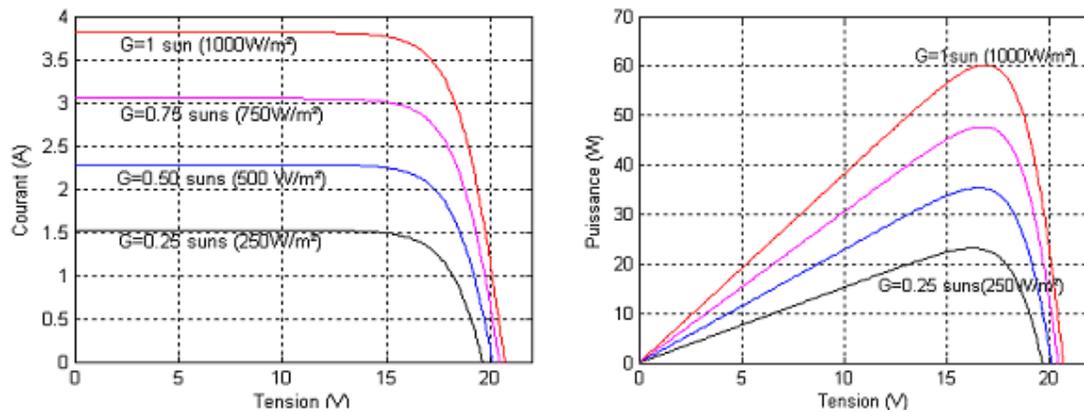


Figures 2-19 et 2-20 : Courbes $I-V$ modélisées et expérimentales en fonction de la température.

La courbe caractéristique va présenter des allures différentes selon la température. La tension à vide va diminuer avec la température, à l'inverse du courant de court-circuit. La variation de tension à vide est pratiquement compensée par la variation du courant de court-circuit, et la puissance nominale fournie par une cellule va donc varier très légèrement avec la température de jonction.

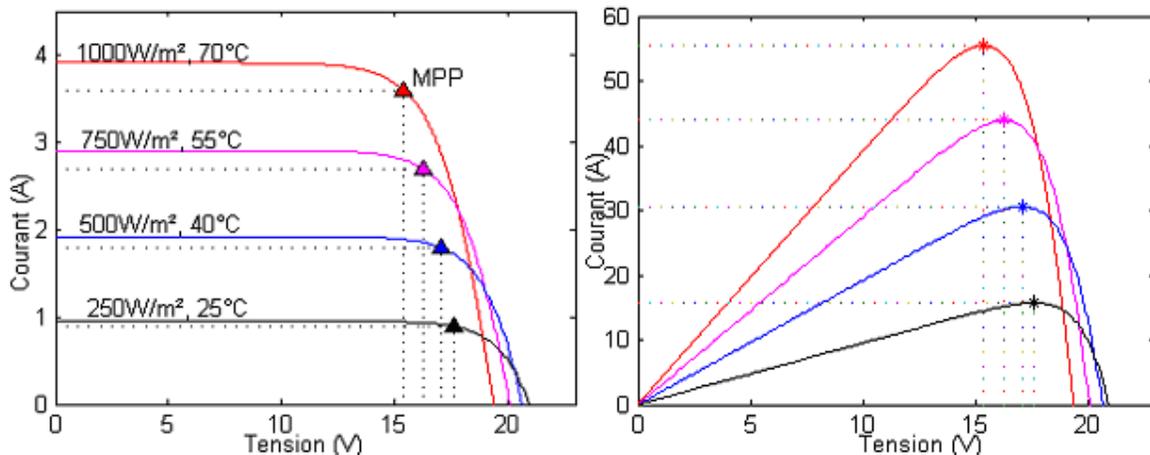
2.4.2.b- Influence du rayonnement

Les fonctions Test_Caracteristiq_I_G.m, Test_Caracteristiq_P_G.m permettent d'observer l'influence du rayonnement reçu sur la caractéristique courant-tension et Puissance-tension :



Figures 2-20 et 2-21 Caractéristiques courant-tension et puissance-tension en fonction de l'éclairement.

2.4.2.c- Influence simultanée du rayonnement et de la température



Figures 2-22 et 2-23 Courbes I-V et P-V en fonction combinée de l'éclairement et de la température.

2.4.2.d- Influence de la résistance série et du facteur de qualité de la diode

Les fonctions Test_Caracteristiq_I_Rs.m et Test_Caracteristiq_I_A.m permettent d'observer l'influence de la résistance série et du facteur de qualité de la diode sur la caractéristique courant-tension :

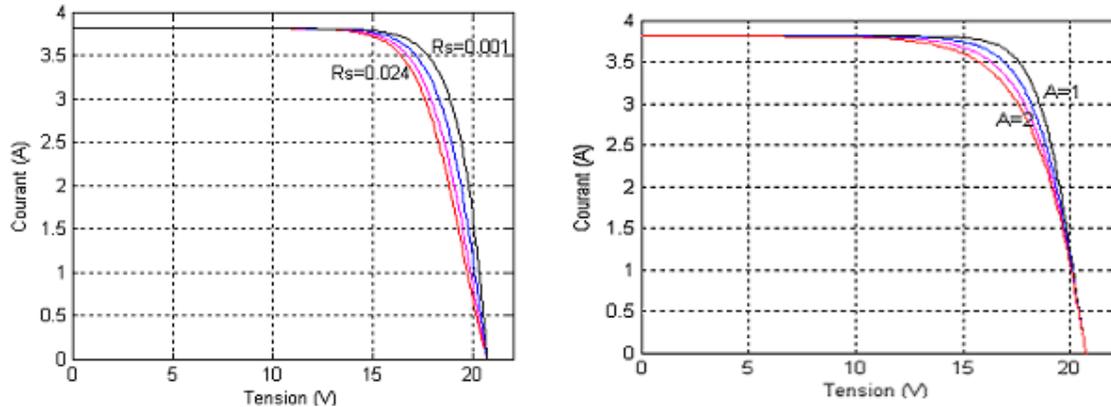


Figure 2-24 et 2-25 : Courbes I-V en fonction de la résistance série et du facteur de qualité de la diode.

2.4.2.e- Recherche du point optimal de fonctionnement

La fonction Test_Caracteristiq_I_Imax_G.m, permet de calculer la puissance maximale du module photovoltaïque et d’obtenir le point optimal de fonctionnement du modèle.

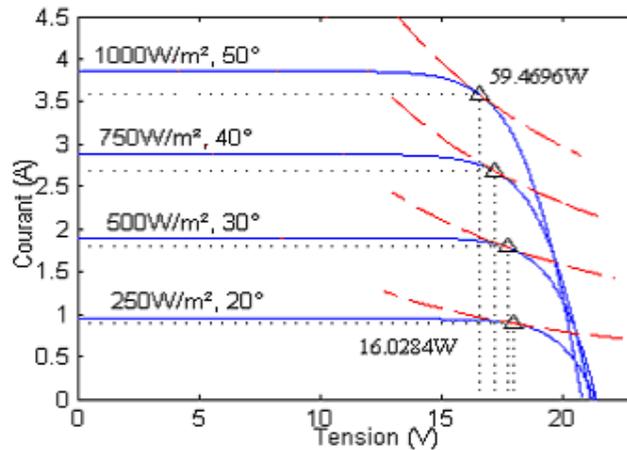


Figure 2-26 : Caractéristiques courant-tension et puissances optimales.

Le tableau suivant donne la valeur de la puissance nominale calculée en fonction du rayonnement ainsi que la rendement :

Rayonnement W/m^2	Température $[\text{°C}]$	Puissance nominale [W]	Rendement
1000	50	59.4696	12.92
750	40	46.2331	13.40
500	30	31.6986	13.78
250	20	16.0284	13.93

Tableau 2-2 : Rendement du module photovoltaïque MSX60.

Nous obtenons un rendement un peu supérieur à 10%, qui diminue avec l’intensité du rayonnement mais augmente avec la diminution de la température.

2.4.3 Conclusion

Le modèle implémenté ici donne donc des résultats satisfaisants, même si celui-ci pourrait être amélioré. Cette implémentation repose sur les hypothèses suivantes :

- les cellules sont toutes identiques,
- les cellules sont soumises au même rayonnement,
- les cellules travaillent au point de fonctionnement nominal.

De telles hypothèses ne sont pas toujours respectées lors du point de fonctionnement réel d'installations photovoltaïques. Néanmoins, on peut admettre que si une interface de poursuite du point de puissance nominal est utilisée, la dernière hypothèse sera vérifiée.

2.5 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de modéliser, à partir de peu de données, une cellule photovoltaïque. De nombreuses hypothèses et simplifications ont du être posées, et ce sont elles qui conduisent à des imprécisions. Le but recherché est cependant atteint, même si le modèle pourrait être amélioré, il a été possible à partir de données fournies par les constructeurs, de mettre en place une méthode générale de détermination d'un modèle. Ceci va désormais nous permettre d'estimer la puissance fournie par une installation photovoltaïque sans avoir recours à de nombreuses expériences.

Chapitre 3- Conversion et optimisation de la puissance du générateur photovoltaïque

La caractéristique des cellules PV présente un point optimum de fonctionnement pour lequel la puissance produite est maximale. Mais ce point varie avec l'éclairement et la température, et les connexions usuelles ne permettent pas de poursuivre ce point optimum. Dès lors, est-il intéressant techniquement et économiquement d'installer un système de poursuite du point optimum de fonctionnements entre le PV et le consommateur d'énergie (ou l'élément de stockage).

Bonne lecture

3.1 Introduction

Aujourd'hui, compte tenu du prix élevé des générateurs photovoltaïques et du faible rendement des dispositifs de conversion mis en œuvre, le développement de cette énergie à grande échelle nécessite avant tout une amélioration de ces systèmes de telle sorte qu'ils puissent fonctionner à tout instant à leur puissance maximale.

En effet les études, autant que les simulations, ont montré que l'énergie des photons convertie en énergie électrique est une fonction fortement variable selon l'éclairement et la température, mais aussi selon la charge qui est connectée au générateur. Pour remédier à cette dernière influence, des lois de commande spécifique ont été conçues afin de permettre à ces dispositifs de produire leur maximum de puissance électrique, quelle que soit la charge [Réf.3.1 à 6]. Ce type de commande est souvent nommé dans la littérature « recherche du point de puissance maximum » ou bien « maximum power point tracking : MPPT ». Le principe de base comme l'indique son nom, est d'effectuer une recherche permanente du point de puissance maximale. Ainsi la principale fonction effectuée par cette commande est d'assurer à tout instant une parfaite adaptation entre le générateur PV et sa charge tout en assurant que le générateur fonctionne à son maximum, le rôle d'interface de puissance étant assuré par un convertisseur statique.

3.2 Fonctionnement d'un générateur PV à sa puissance maximale

3.2.1 Principe

La conception globale du système photovoltaïque optimisé est par nature difficile. En effet, coté source pour un générateur PV, la production de puissance varie fortement en fonction de l'éclairement et de la température, mais aussi du vieillissement global du système. Chaque charge, que ce soit en continue (batterie, certains appareils électroménagers) ou bien en alternatif (réseau électrique, certains moteurs), a son comportement propre. De plus, souvent la variation du comportement de la charge varie brutalement en fonction de la consommation des utilisateurs, difficile à prévoir surtout sur des petits réseaux locaux [Réf.3.7 et 3.8].

Ainsi pour qu'une connexion source-charge soit possible, un point de fonctionnement correspondant à l'intersection des caractéristiques électriques doit exister. Pour mieux comprendre ceci, prenons par exemple le cas d'une connexion directe entre un générateur PV et une charge. Nous regardons l'influence de la nature de la charge qu'elle soit une simple charge résistive R ou bien même une batterie.

Dans le cas d'une connexion directe entre une batterie et un générateur photovoltaïque, le rendement du système dépend de l'écart entre la tension optimale du générateur photovoltaïque et la tension de batterie qui varie en fonction de son état de charge. Ainsi pour une batterie au

plomb de tension nominal de 12V et un générateur PV constitué par exemple d'un module de tension optimale $V_{opt} = 16.7$ V et de courant optimal $I_{opt} = 4.7$ A, la tension de la batterie en début de charge étant égale à 12V et le courant de charge I_b de 5A et compte tenue que le point de fonctionnement est égal au courant de court circuit du générateur PV, $I_{cc} = 5$ A, le rendement de l'ensemble sera :

$$\eta = \frac{V_b \times I_b}{V_{opt} \times I_{opt}} = \frac{12 \times 5}{16.7 \times 4.7} = 76.4 \%$$

Si l'état de charge de la batterie est tel que sa tension vaut 14 V, le rendement atteint alors :

$$h = \frac{14 \times 4.9}{16.7 \times 4.7} = 87 \%$$

Pour que le générateur PV fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal la solution communément adoptée est alors d'introduire un convertisseur statique qui joue le rôle d'adaptateur source-charge. Ce dernier par le biais d'une commande spécifique est alors susceptible de permettre au générateur de délivrer sa puissance maximale P_{max} correspondant à

$$P_{max} = V_{opt} \cdot I_{opt} \quad (3-1)$$

Où V_{opt} et I_{opt} représentent respectivement la tension et le courant optimaux du générateur photovoltaïque pour une courbe $I-V$ donnée. Tout en assurant que la tension ou bien le courant de la charge correspond bien aux caractéristiques de ce dernier. Il est à remarquer d'ores et déjà que contrairement aux régulations de tension et de courant, les commandes MPPT qui sont des régulateurs de puissance d'entrée n'ont qu'un degré de liberté sur la régulation de la grandeur de sortie : soit le courant, soit la tension de sortie. Ceci exclut alors certains types d'application nécessitant une forme de courant et de tension particulière.

3.2.2 Exemple d'interface de puissance

Considérons l'exemple de la figure (3-1), correspondant à un convertisseur dc-dc élévateur (boost). Ce type de convertisseur peut être utilisé comme adaptateur source-charge lorsque la charge a besoin d'une tension supérieure à celle du générateur. (C'est le cas qu'on va traiter dans cette section)

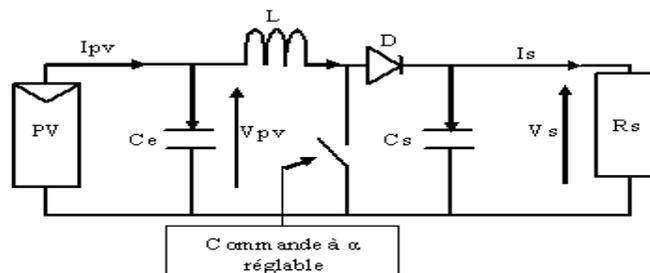


Figure 3-1 Convertisseur statique dc-dc

L'adaptation entre la source et la charge est réalisée par la variation du rapport cyclique a , si nous supposons que le boost fonctionne en conduction continue et si nous considérons que le rendement de ce dernier avoisine les 100%, les relations électriques entre les grandeurs d'entrée du convertisseur (correspondant à I_{opt} et V_{opt} du générateur) et de sortie du convertisseur (respectivement I_s et V_s) ne dépendent que du rapport cyclique a et s'expriment par [Réf 3.9] :

$$V_s = \frac{V_{pv}}{(1-a)} \quad (3-2)$$

$$I_s = I_{pv} \cdot (1-a) \quad (3-3)$$

L'adaptation optimale est réalisée lorsque I_{pv} et V_{pv} valent respectivement I_{opt} et V_{opt} . Ceci correspond alors à une résistance optimale R_{opt} du générateur répondant à l'équation suivante :

$$R_{opt} = \frac{V_{opt}}{I_{opt}} = (1-a)^2 \cdot \frac{V_s}{I_s} = (1-a)^2 \cdot R_s \quad (3-4)$$

En résumé, la connexion entre une source et une charge peut être optimisée en ajustant le rapport cyclique a pour que d'un côté le générateur puisse fonctionner à R_{opt} et d'un autre côté la charge puisse varier « à sa guise » dans la mesure où le point d'intersection source-charge existe.

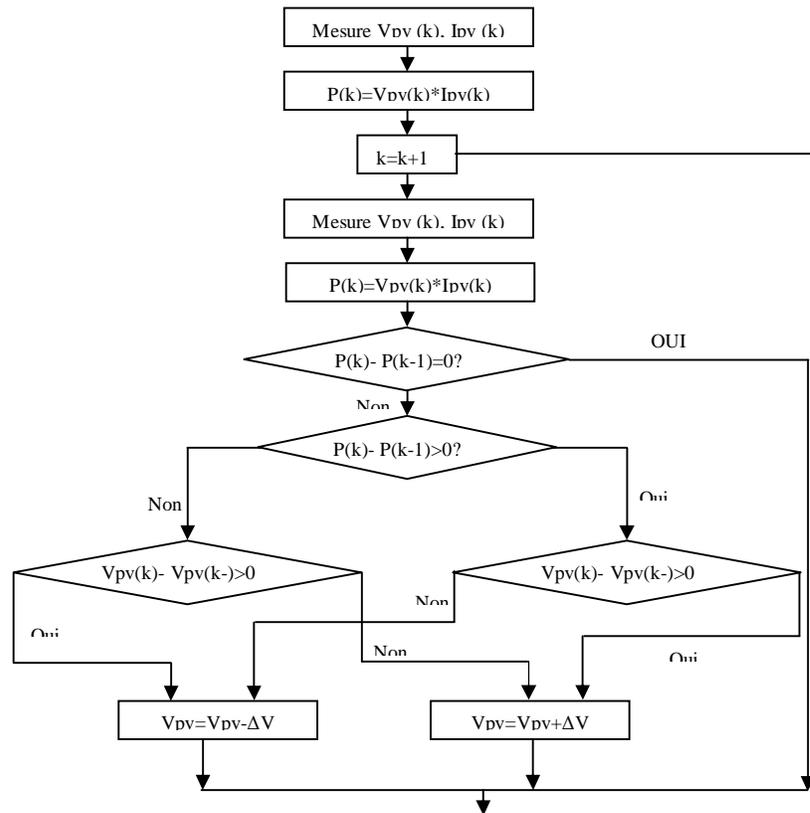


Figure 3-2 : Principe classique d'une MPPT.

3.3 Conception du système de poursuite du point optimum de fonctionnement

3.3.1 Principe de la régulation

Soit une grandeur P , la puissance fournie par les modules photovoltaïques présentant un et un seul maximum, en fonction d'une autre grandeur V , la tension appliquée aux bornes du générateur.

Soit (V_0, P_0) , (V_g, P_g) et (V_d, P_d) , différents points de fonctionnement, (V_0, P_0) étant le point optimum, voir figure (3-3). On peut étudier l'effet d'une perturbation périodique de faible amplitude autour de V_0 , V_g et V_d sur la variable de sortie autour des valeurs correspondantes P_0 , P_g et P_d .

- Si V se trouve à gauche du point optimum, les oscillations autour de P_g seront en phase avec celles appliquées à V_g .
- Si V se trouve à droite du point optimum, les oscillations autour de P_d seront en opposition de phase par rapport à celles appliquées à V_d .
- Au point optimum l'amplitude des oscillations est très faible et leur fréquence est doublée.

Dans les deux premiers cas, plus on s'écarte du point optimum, plus l'amplitude des oscillations est grande. De ces constatations, on peut déduire une méthode pour la recherche du point optimum. On applique en permanence des oscillations de commande (la tension appliquée aux modules) autour du point de fonctionnement considéré.

Trois cas se présentent :

- Soit les oscillations sont en opposition de phase et une diminution de la tension sera nécessaire.
- Soit les oscillations sont en phase et une augmentation de la tension sera nécessaire.
- Soit les oscillations sont très faibles et de fréquence double, on est alors au point optimum.

L'augmentation ou la diminution de la tension se fait à travers la commande MLI du hacheur, donc par le rapport cyclique a .

La relation qui donne l'écart Δa dans un système perturbé est [Réf 3.10]:

$$\Delta a = K \int \frac{dp}{dt} \cdot \frac{dV}{dt} dt \quad (3-5)$$

Dans notre cas l'optimisation de la puissance se fait par le courant qui alimente la charge, donc optimiser la puissance revient à optimiser ce courant.

La relation (3-5) devient

$$\Delta a = K \int \frac{dI_b}{dt} \cdot \frac{dV}{dt} dt \quad (3-6)$$

K est un réel qui dépend du gain de la commande MPPT et sa position (positive ou négative), donc de l'emplacement du point de fonctionnement.

- $K < 0$: on est à gauche du point optimum.

- $K > 0$: on est à droite du point optimum.

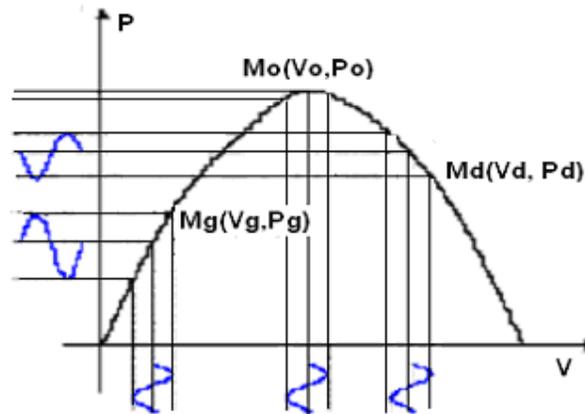


Figure 3-3 : Principe de la régulation

Pour savoir si un signal périodique est en phase ou en opposition de phase avec un autre signal de même fréquence, une démodulation est nécessaire. Si les deux signaux ont une valeur moyenne nulle, leur produit aura une valeur non nulle qui dépend de leur déphasage relatif, si elle est positive, les signaux sont en phase, si par contre elle est négative, ils seront en opposition de phase.

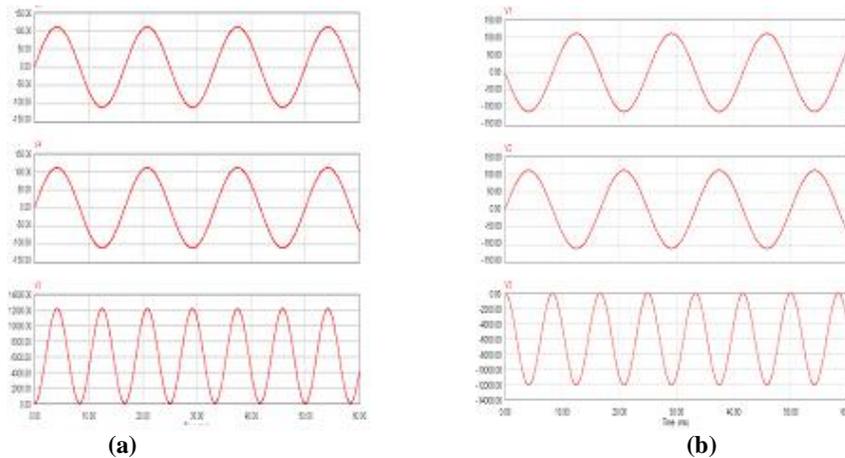


Figure 3-4 : Effet de la démodulation pour deux signaux sinusoïdaux :
(a) en phase, (b) en opposition de phase.

Pour dépister le point optimal de fonctionnement, on applique des oscillations de tension au panneau photovoltaïque (entrée) et on capte la puissance à la sortie. Si les oscillations à l'entrée et la sortie sont en phase, il est nécessaire d'augmenter la tension pour atteindre le point optimal, inversement, il faut diminuer la tension.

3.3.2 Description, modélisation et mise en équation du système

Le système est composé de trois éléments distincts, le générateur photovoltaïque, le convertisseur électronique de puissance et la charge. Pour chacune des parties, un modèle simple ne comprenant que les éléments pertinents a été choisi en vue de la simulation. Ceci nous permet

de mieux comprendre l'influence des paramètres du système et d'en dégager les conclusions intéressantes.

3.3.2.a- Les panneaux photovoltaïques

Pour se rapprocher de la tension de la charge, on peut connecter plusieurs modules en série, la tension à leurs bornes atteignant celle de la charge. Diminuer le nombre de modules, en raison du coût et utiliser un convertisseur Boost pour atteindre la tension nominale de la charge est une autre solution.

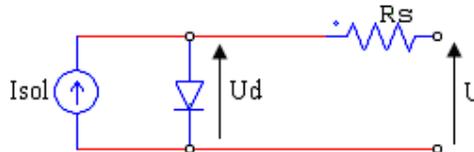


Figure 3-5 : Modèle du générateur photovoltaïque

La synthèse du régulateur étant faite pour des variations autour d'un point de fonctionnement, il est plus intéressant de remplacer la diode par une résistance dynamique R_d complétée d'une source de courant en parallèle (celle-ci sera intégrée dans I_{sol}) dont la valeur

dépend du point de fonctionnement considéré : $G = \frac{1}{R_d + R_s}$

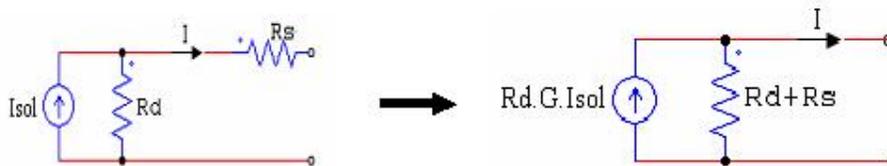


Figure 3-6 : Modèle simplifié du générateur photovoltaïque

En fait, c'est comme si la caractéristique du générateur était remplacée par une droite tangente à la courbe au point de fonctionnement choisi. La pente de cette droite étant négative, nous pouvons trouver un maximum de puissance sur celle-ci, pouvant correspondre au maximum de la courbe précédente si le point de fonctionnement a été bien choisi.

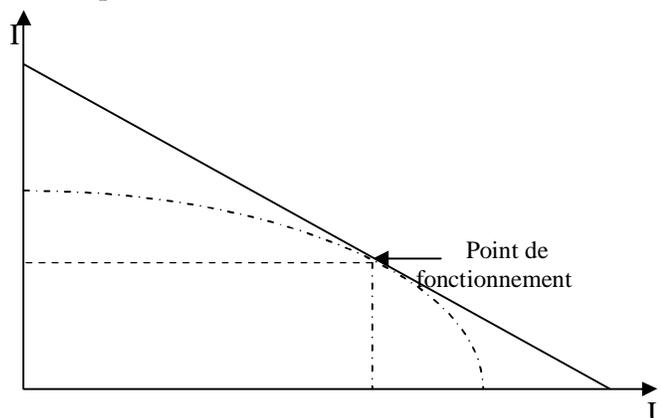


Figure 3-7: caractéristique I-V simplifiée du générateur photovoltaïque

Si l'on compare les courbes de la puissance $P = V.I$, délivrée par le générateur en fonction de la tension V à ses bornes, courbes obtenues à l'aide des modèles linéaire et non linéaire, on remarque que la courbure au point maximum n'est pas tout à fait identique. Or, comme expliqué dans la section 3.3.1, l'amplitude des oscillations autour du point de fonctionnement dépend de cette courbure. Dès lors, la simulation du système avec régulateur ne pourra fournir qu'un ordre de grandeur pour son gain.

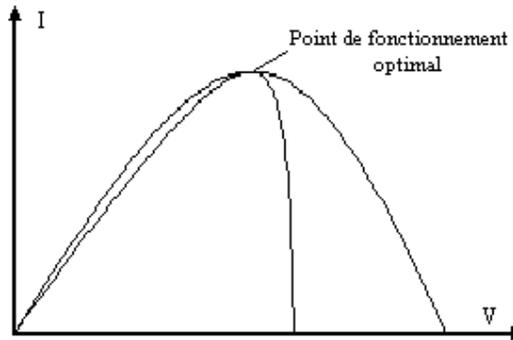


Figure 3-8 : Caractéristique P - V simplifiée du générateur photovoltaïque.

3.3.2.b- Le convertisseur DC-DC et la charge (batterie)

Le schéma du convertisseur est le suivant :

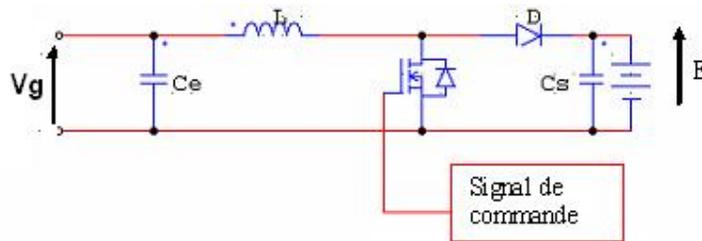


Figure 3-9: Schéma du convertisseur DC-DC

Ce convertisseur est à modulation de largeur d'impulsion (MLI). Son fonctionnement est le suivant. Pendant le temps $a T$ (a étant le rapport cyclique de transformation et T la période de hachage), le transistor est conducteur et la diode bloquée, l'inductance se magnétise et le courant qui la traverse croît. Pendant le temps $(1-a T)$, le transistor est bloqué et la diode conductrice. L'inductance décharge son énergie dans la batterie et son courant décroît. La capacité à l'entrée du convertisseur sert à maintenir la tension constante en filtrant les variations de tension dues au hachage.

Dans tout ce qui suit, on supposera que la conduction est continue, i.e. que le courant dans l'inductance ne s'annule jamais, au quel cas le transistor et la diode seraient bloqués simultanément. L'inductance sera dimensionnée pour satisfaire cette hypothèse.

Si la fréquence de hachage est suffisamment élevée par rapport aux fréquences caractéristiques du système, on peut remplacer le convertisseur par un modèle continu

équivalent. On prend seulement les valeurs moyennes des tensions et des courants qui apparaissent dans le circuit. Le transistor peut être remplacé par une source de tension dont la valeur U_t est la tension moyenne à ses bornes, et la diode par une source de courant dont la valeur I_d est le courant moyen qui la traverse.

$$U_T = \frac{1}{T}(0 \cdot aT + E \cdot (1-a)T) = (1-a)E \tag{3-6}$$

$$I_D = \frac{1}{T}(0 \cdot aT + I_L \cdot (1-a)T) = (1-a)I_L \tag{3-7}$$

Et le modèle continu équivalent.

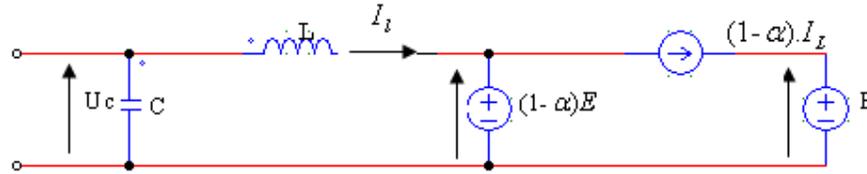


Figure 3-10 : Modèle du convertisseur DC-DC

3.3.2.c- Le système complet

Le modèle sur lequel se basera la simulation sera donc.

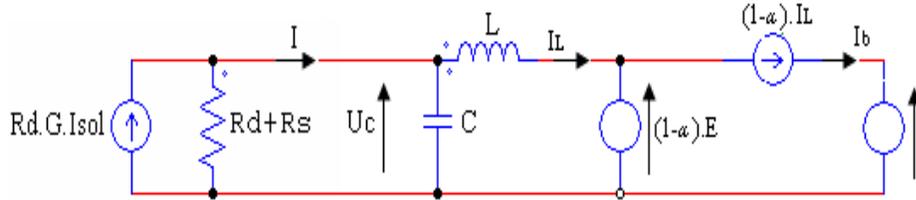


Figure 3-11 : Modèle du système complet

La perturbation du système est le courant d'éclairage; la variable de sortie, le courant I_b qu'il faut optimiser et la commande, le rapport cyclique a .

Avec ce modèle, la puissance en régime entrant dans la batterie équivaut exactement à celle fournie par le générateur puisqu'aucun élément dissipatif n'apparaît dans le convertisseur.

3.3.2.d- Mise en équation du système et caractérisation du point optimum

Les variables d'état du système sont I_b et U_c et leurs équations d'évolution correspondantes sont :

$$C \cdot \frac{\partial U_c}{\partial t} = I - I_L \text{ avec } I = \frac{R_d}{R_d + R_s} I_{sol} - \frac{1}{R_s + R_d} \cdot U_c \tag{3-8}$$

$$L \cdot \frac{\partial I_L}{\partial t} = U_c - (1-a) \cdot E \tag{3-9}$$

Une troisième équation lie le courant I_b aux deux autres variables :

$$I_b = (1 - a) \cdot I_L \quad (3-10)$$

Pour la suite nous posons $G = \frac{1}{R_s + R_d}$

Pour évaluer les performances du régulateur, nous allons partir d'un point optimum de fonctionnement pour un ensoleillement donné et voir quelle sera sa réaction lorsque l'éclairement varie. Pour développer ces équations autour d'un point de fonctionnement, nous effectuons les changements de variables suivants :

$$U_c = U_{c0} + DU_c, \quad a = a_0 + Da, \quad I_L = I_{L0} + DI_L$$

$$I_{sol} = I_{sol0} + DI_{sol}, \quad I = I_0 + DI, \quad I_b = I_{b0} + DI_b,$$

(U_{c0} , a_0 , I_{L0} , I_{sol0} et I_{b0} définissent un point optimum de fonctionnement). Du régime permanent, on déduit les relations suivantes :

$$I_0 = I_{L0}, \quad (3-11)$$

$$U_{c0} = (1 - a_0) \cdot E \quad (3-12)$$

$$I_{b0} = (1 - a_0) \cdot I_{L0} \quad (3-13)$$

Les équations du système deviennent, après perturbation:

$$C \cdot \frac{dDU_c}{dt} = R_d \cdot G \cdot DI_{sol} - G \cdot DU_c - DI_L \quad (3-14)$$

$$L \cdot \frac{dDI_L}{dt} = DU_c \cdot Da \cdot E \quad (3-15)$$

$$DI_b = (1 - a_0) \cdot DI_L - I_{L0} \cdot Da - Da \cdot DI_L \quad (3-16)$$

Le point optimum sera caractérisé par:

$$\frac{\partial I}{\partial U} = -\frac{I}{U} \quad (3-17)$$

Dans notre étude, nous avons:

$$\frac{\partial I}{\partial U} = -\frac{I_0}{U_{c0}} = -\frac{I_{L0}}{U_{c0}} = -\frac{I}{R_d + R_s} = -G \quad (3-18)$$

Par les relations en régime permanent, nous obtenons:

$$I_{b0} - (1 - a_0) \cdot G \cdot E = 0 \quad (3-19)$$

Si maintenant l'éclairement change ($DI_{sol} \neq 0$), nous devons calculer ΔI_b et $\Delta \alpha$ correspondants au nouveau point optimum.

$$DI_b = (1 - a_0) \cdot R_d \cdot G \cdot DI_{sol} + [(1 - a_0) \cdot G \cdot E - I_{L0}] \cdot Da - R_d \cdot G \cdot DI_{sol} \cdot Da - G \cdot E \cdot (Da)^2 \quad (3-20)$$

($(1 - a_0) \cdot G \cdot E - I_{L0} = 0$, par la condition de l'ancien point optimum. D'où :

$$DI_b = (1 - a_0) \cdot R_d \cdot G \cdot DI_{sol} - R_d \cdot G \cdot DI_{sol} \cdot Da - G \cdot E \cdot (Da)^2, \quad (3-21)$$

et si l'on impose $\frac{\partial DI_b}{\partial Da} - R_d \cdot G \cdot DI_{sol} - 2E \cdot G \cdot Da = 0$ on obtient :

$$Da_{max} = -R_d \cdot \frac{DI_{sol}}{2E} \quad (3-22)$$

$$DI_{bmax} = R_d \cdot G \cdot (1 - a_0) \cdot DI_{sol} + \frac{G \cdot R_d^2}{4E} \cdot (DI_{sol})^2 \quad (3-23)$$

Lorsque l'éclairement augmente (diminue), le courant correspondant au point de puissance maximum augmente (diminue) tandis que le rapport cyclique diminue (augmente), c'est-à-dire que la tension aux bornes du générateur photovoltaïque augmente (diminue).

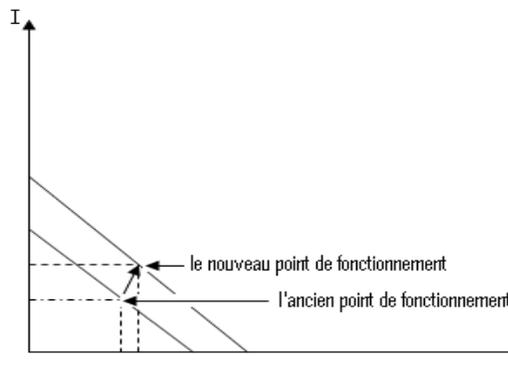


Figure 3-12 : Effet d'une augmentation de l'éclairement sur la caractéristique simplifiée

3.3.3 Synthèse du régulateur

Le fonctionnement en boucle ouverte à rapport cyclique donné n'est pas satisfaisant, en effet même pour un éclairement constant, la tension évolue au cours de son changement et fait donc varier le point de fonctionnement. Asservir la tension du générateur à une référence donnée, permet de palier à ce problème. Une boucle d'asservissement de tension est donc nécessaire. Cette seconde boucle de régulation permet de générer cette référence de tension et peut être obtenue d'une façon analogique à l'aide d'une détection synchrone. Une composante alternative ajoutée à la référence de tension induit une composante alternative dans le courant de charge de la batterie. Le produit de ces deux composantes permet d'obtenir la pente de la courbe puissance/tension du panneau solaire. L'intégration de cette pente permet alors de générer la composante continue de la référence de tension.

Donc le régulateur sera constitué de plusieurs éléments à travers lesquels le signal de mesure sera traité en vue de corriger le rapport cyclique si celui-ci n'est pas optimum.

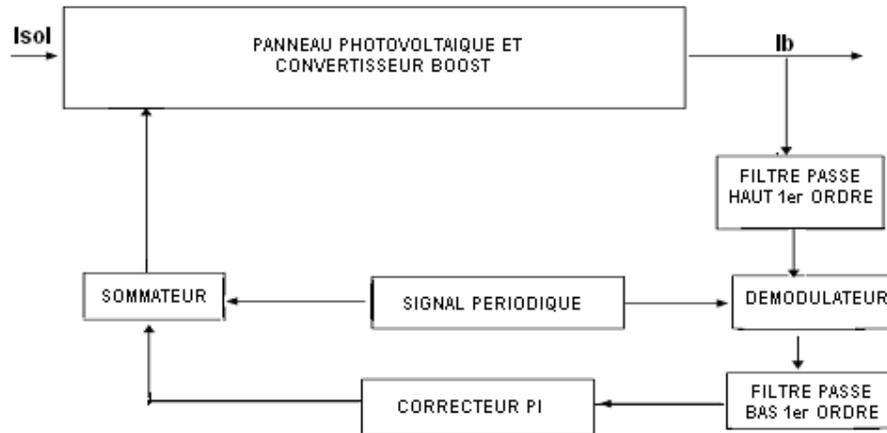


Figure 3-13 : Schéma du régulateur.

3.3.3.a- Générateur basse fréquence

Celui-ci fournit un signal sinusoïdal (bien que dans la pratique, ce signal sera carré pour faciliter la mise en œuvre) de faible amplitude.

- Un capteur assure la mesure du courant entrant dans la batterie.
- Un filtre passe haut: Celui-ci permet de ne conserver que la composante alternative du courant mesuré.
- Un démodulateur: Celui-ci multiplie le signal de départ par le signal mesuré.
- Un filtre passe bas: Il permet de ne conserver que la composante continue du signal sortant du démodulateur. Celle ci contient deux informations :
 - la valeur absolue est l'image de l'amplitude du signal mesuré,
 - le signe nous renseigne si le signal mesuré est en phase (+) ou en opposition de phase (-) avec celui du générateur ;
- Un correcteur PI: il fournit, si l'amplitude du signal n'est pas nulle, un nouveau rapport cyclique sur base du signe du signal précédent, s'il est en phase, a augmente, s'il est en opposition de phase, a diminue.

Quand on regarde plus en détail les éléments du régulateur, on s'aperçoit que plusieurs paramètres restent encore à fixer: tout d'abord, la fréquence du signal produit par le générateur basse fréquence de laquelle dépendent les pulsations de coupure des deux filtres, le gain du terme proportionnel K_p et le gain du terme intégral K_i .

La fréquence du générateur basse fréquence est choisie pour assurer un bon fonctionnement du démodulateur. Si ΔI_{bw} est déphasé par rapport à Δa_w , la valeur moyenne de leur produit n'est plus tout à fait l'image de l'amplitude du signal ΔI_{bw} . En effet on a :

$$A \sin(\omega t + j) \cdot \sin(\omega t) = \frac{A}{2} \cdot [\cos j - (\cos(2\omega t + j))] \quad (3-24)$$

dont la valeur moyenne est : $\frac{A}{2} \cos j$

Dès lors, l'annulation de ce signal se produit soit quand A s'annule, soit quand $\cos j$ s'annule. Or, pour certains points de fonctionnement, j peut s'approcher de 90° et conduire le régulateur à fixer le système à un point qui ne serait pas optimum.

Donc, il faut choisir la fréquence du GBF de telle manière que ΔI_{bw} soit en phase avec Δa_w . Il suffit d'étudier les racines de la fonction de transfert liant ces deux variables :

$$\frac{\Delta I_{bw}}{\Delta a_w} = \frac{Cs + G}{LCs^2 + LGs + 1} \quad (3-25)$$

On prend $G = 0.7$, $C = 40\mu\text{F}$ et $L = 800\mu\text{H}$.

Le diagramme de bode pour cette fonction de transfert est

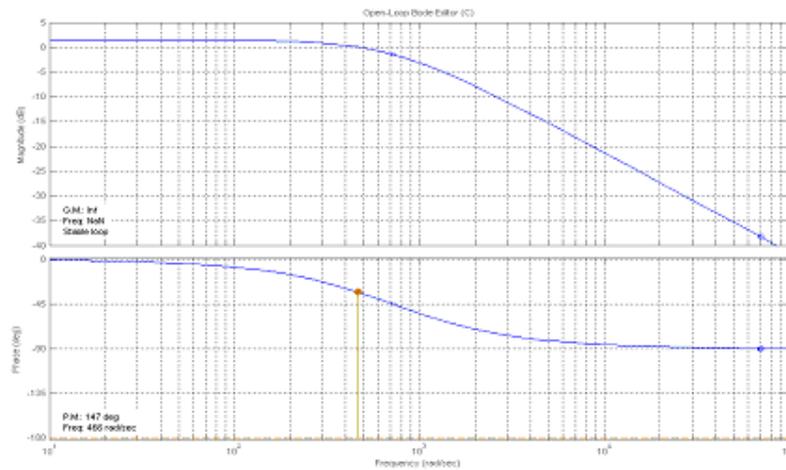


Figure 3-14 : Tracé de Bode de la fonction de transfert I_b/a

Du diagramme de bode de la phase, on peut choisir la fréquence du GBF pour éviter tout problème de déphasage. On prend $w = 200 \text{ rad/s}$, ce qui correspond à une fréquence de 30 Hz et un déphasage de 1.16° supposé presque nul.

3.3.3.b Le correcteur PI

Notre système étant non linéaire, les techniques de l'automatique applicables aux systèmes linéaires ne conviennent pas. Les paramètres du régulateur seront appréciés à l'aide de la simulation.

Soit e le signal d'erreur à la sortie du filtre passe-bas. À la sortie du correcteur nous aurons :

$$Da = K_p \cdot e + K_i \cdot \int e dt$$

K_i et K_p seront choisis de manière telle que le temps de réponse ne soit pas trop long et l'amplitude des oscillations pas trop grande, et ce, pour un échelon d'ensoleillement (variation la plus contraignante).

3.4 Simulation avec logiciel PVSIM

Le schéma du système de régulation est le suivant :

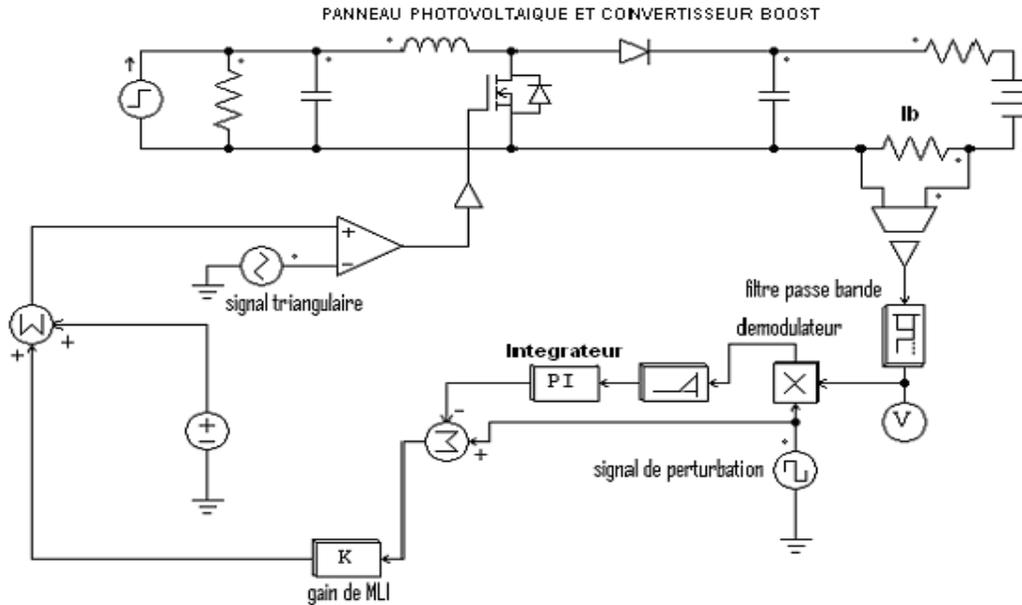


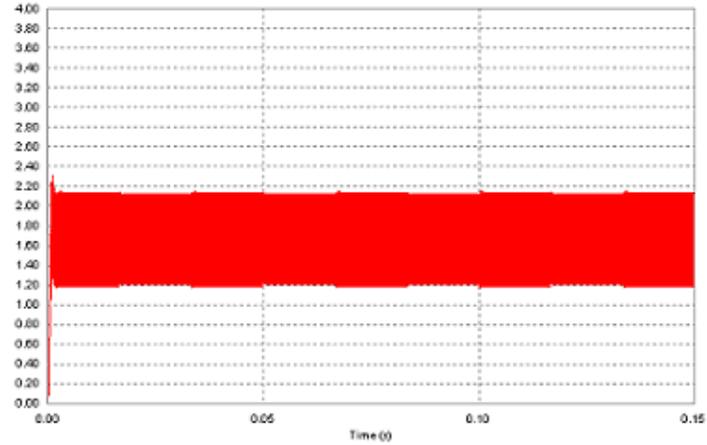
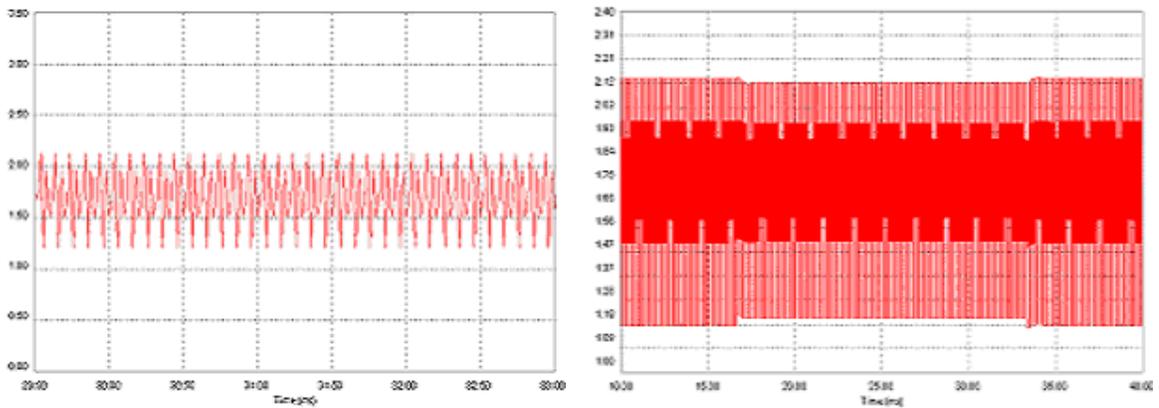
Figure 3-15: Convertisseur charge-régulateur

On perturbe le signal de commande (α). Cette perturbation permet de déduire la pente d'un point de fonctionnement sur la caractéristique du panneau. On obtient cette perturbation dans la sortie (le courant I_b), on la mesure à travers une résistance shunt, elle sera filtrée et multipliée par le signal de perturbation pour obtenir la pente ou le signe de déplacement du point optimum. Un correcteur PI corrige le rapport cyclique qui donne le courant $I_{optimal}$.

3.4.1 Résultats de simulation

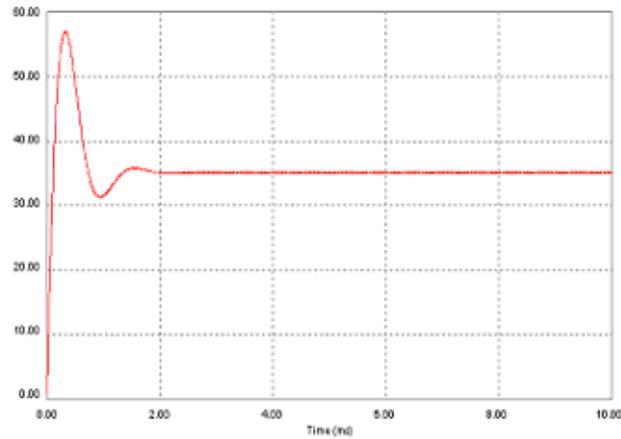
3.4.1.a- Le courant I_b

On remarque que le courant I_b est stabilisé à une valeur de 1.81 A, après le régime transitoire avec des oscillations de fréquence 20 kHz dus à la fréquence de hachage. Un agrandissement (zoom) nous permet de voir très bien des oscillations de 30 Hz dues aux perturbations du signal de commande α .

Figure 3-16: Courant I_b , optimiséFigure 3-17: Oscillations du courant I_b , optimisé

3.4.1.b- La tension U_c aux bornes du générateur

La tension optimale aux bornes du panneau est donnée égale à 35.3 V. On voit les mêmes oscillations de la fréquence de hachage 20 kHz et les oscillations de 30 Hz.



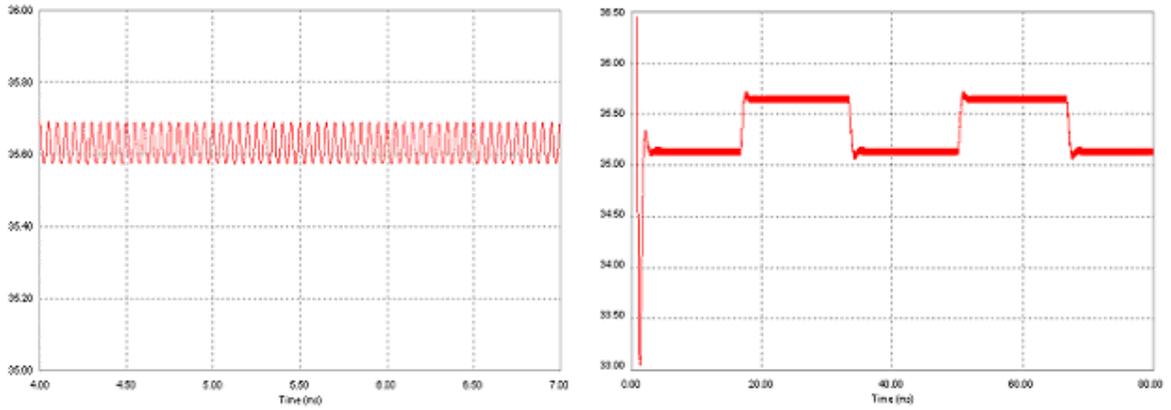


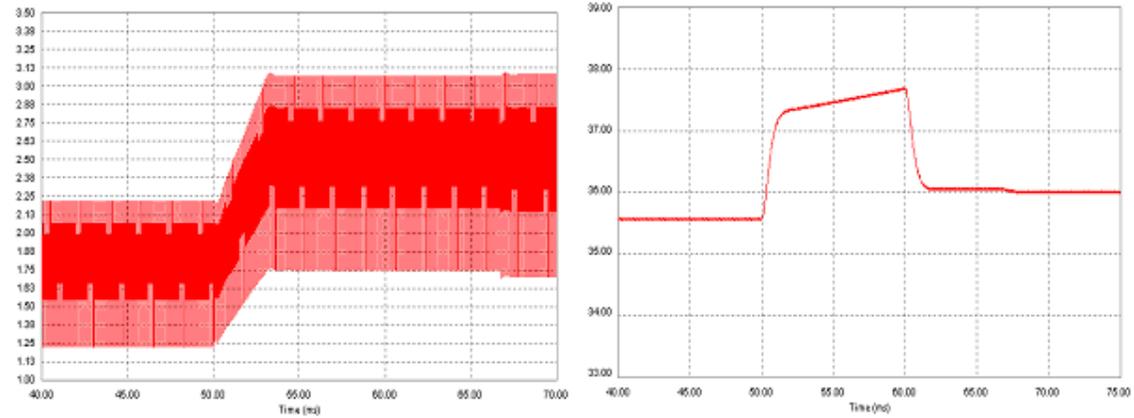
Figure 3-18: Tension aux bornes du générateur

3.4.2 Cas d'un saut d'éclairement

Dans cette partie, on va voir la réaction de notre système dans le cas d'un changement d'éclairement.

Dans le premier cas, on prend:

$$\Delta I_{sol}=1A ; \alpha_0=0.28 ; T_{\text{Changement}}=10 \text{ ms (un changement rapide de l'éclairement)}$$



Figures 3-19 et 3-20 : Courant I_b et tension U_C dans le cas d'un saut d'éclairement.

On voit que le courant I_b est passé de 1.75A à 2.6A, donc a subi un écart ΔI_b de 0.85A. Ce qui vérifie l'équation (3-25).

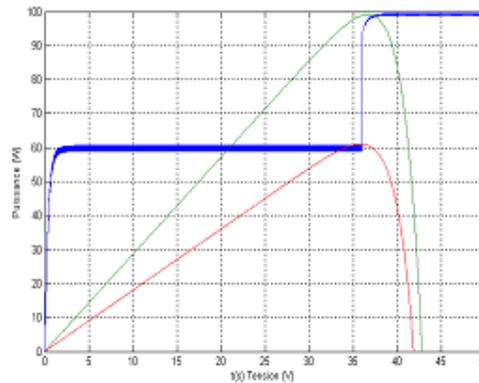
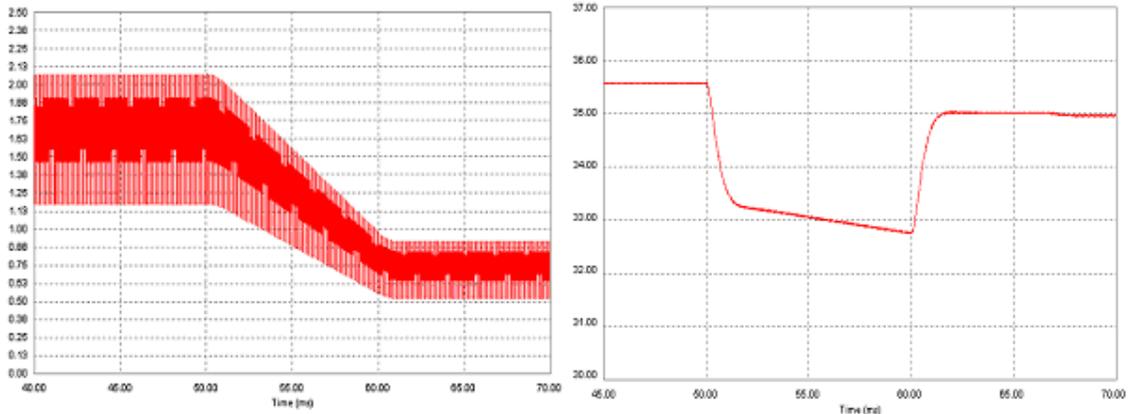


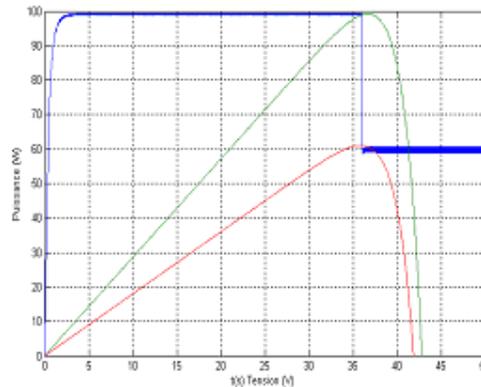
Figure 3-21: La puissance du générateur dans le cas d'un saut d'éclairement positif.

Dans le second cas, on prend $\Delta I_{sol} = -1A$, $a_0 = 0.348$ et $T_{\text{Changement}} = 50\text{ms}$.



Figures 3-22 et 3-23 : Courant I_b et tension U_C dans le cas d'un saut d'éclairement

Dans ce cas, on a une diminution du courant.



Figures 3-24 : la puissance dans le cas d'un saut négatif d'éclairement

3.4.3 Simulation du régulateur

3.4.3.a- La tension V_{mes} aux bornes de la résistance shunt

Pour minimiser les pertes, la résistance shunt sera dimensionnée telle :

Sachant que $P_{\max} = 56.7 \text{ W}$ et que la résistance présente un taux de pertes de 0.5% :

$$P_{R_{shunt}} = \frac{56.7 \times 0.5}{100} = 0.2835 \text{ W}. \text{ Or le courant de court circuit est } I_{cc} = 3.1 \text{ A, donc :}$$

$$P_{shunt} = I_{cc}^2 \cdot R_{shunt} \text{ et } R_{shunt} = \frac{0.2835}{(3.1)^2} = 29.5 \text{ m}\Omega, \text{ nous adopterons donc une valeur de } 30 \text{ m}\Omega.$$

3.4.3.b- Cas d'un saut positif d'éclairement

On remarque sur la figure (3-25), qui est le résultat de la simulation du système dans le cas d'un saut d'éclairement, que la tension redressée présente une valeur moyenne positive donc l'écart entre le MPP et le point de fonctionnement actuel est positif.

Cet écart donne un aperçu sur la valeur qui doit être rajoutée à l'ancienne valeur du rapport cyclique α_0 pour atteindre le point maximum de fonctionnement.

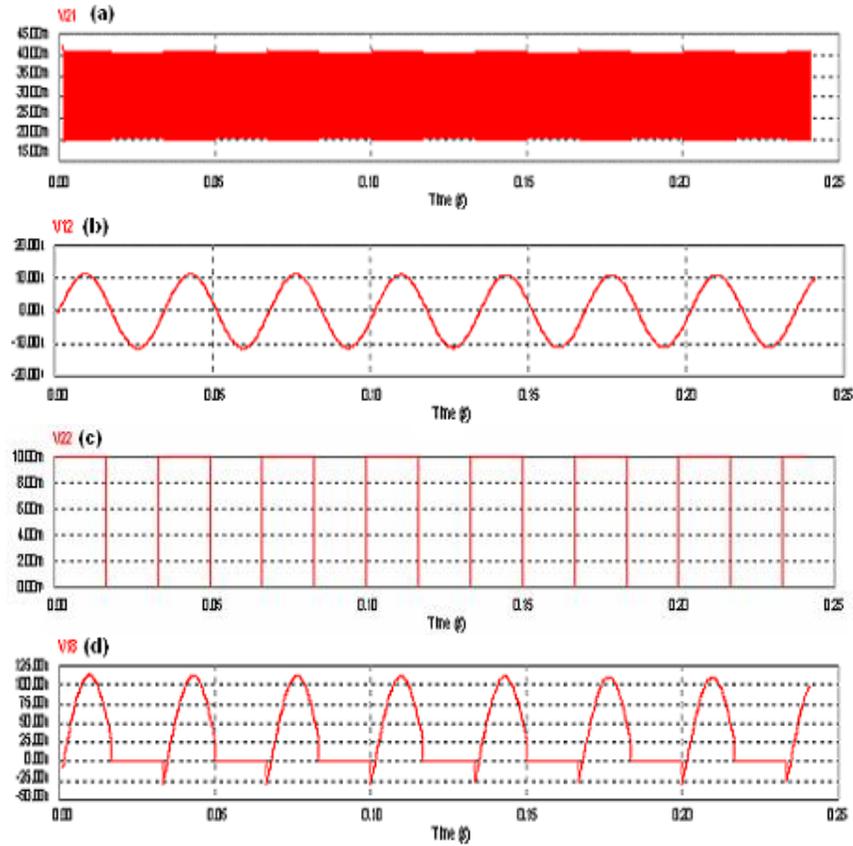
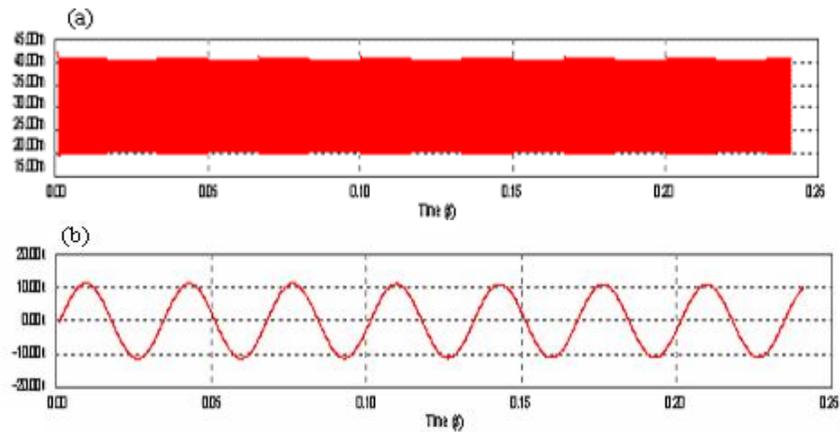


Figure 3-25 : Filtrage et modulation de la valeur V_{mes}
 (a) V_{mes} (aux bornes de R_{sh}), (b) Sortie du filtre passe bande,
 (c) Signal de perturbation, (d) Signal modulé (ou redressé)

3.4.3.c- Cas d'un saut négatif d'éclairément



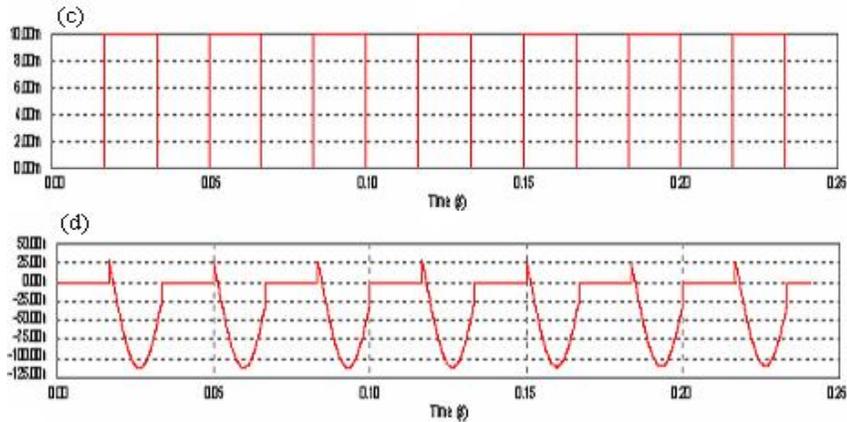


Figure 3-26 : Filtrage et modulation de la valeur V_{mes}
 (a) V_{mes} (aux bornes de R_{sh}), (b) Sortie du filtre passe bande,
 (c) Signal de perturbation, (d) Signal modulé (ou redressé)

3.5 Simulation avec logiciel PSpice

3.5.1 Modèle du régulateur simulé en PSpice

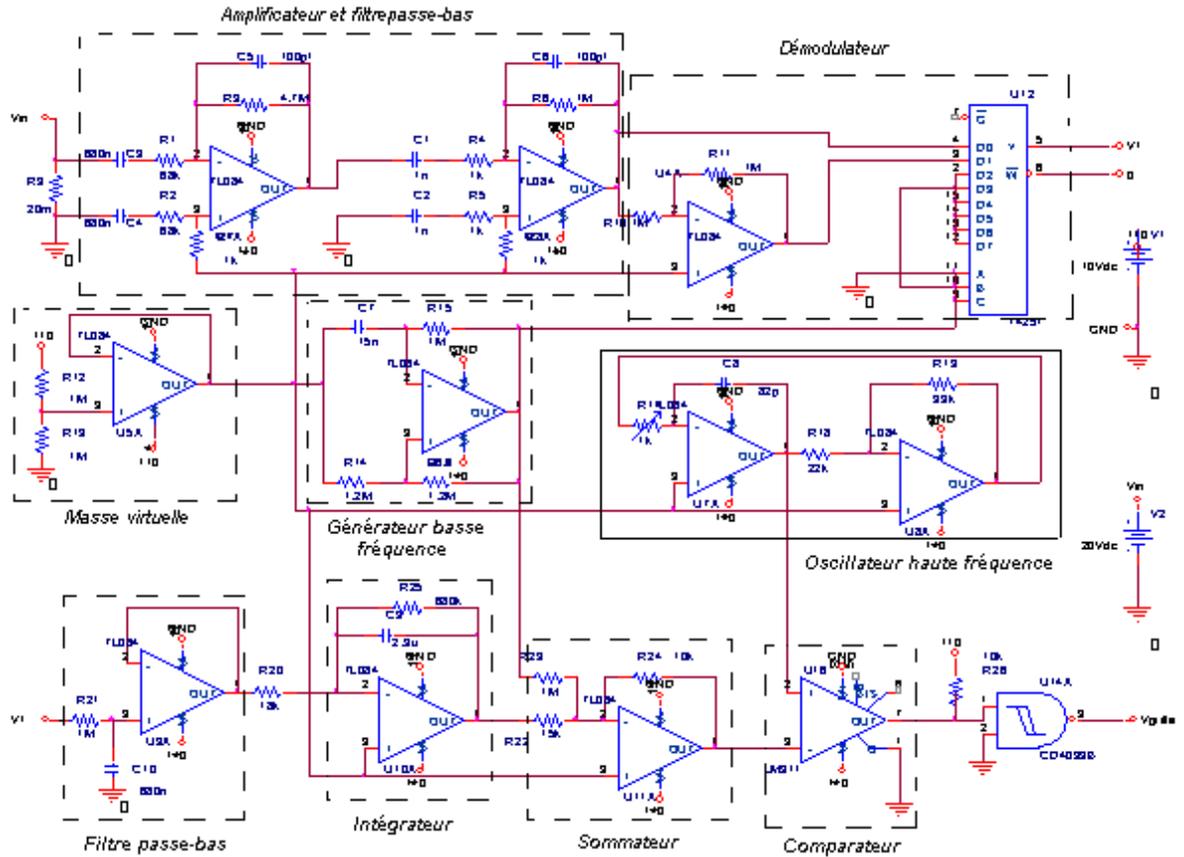


Figure 3-27 : Circuit de commande simulé en Pspice.

La carte de commande comprend les différents éléments du régulateur de recherche du point optimum de fonctionnement. Pour ce faire, la carte reçoit comme signal d'entrée la mesure du courant injecté dans la batterie et envoie des signaux de commande pour le transistor du

convertisseur boost. Une fois les différents éléments décrits et leurs fonctions de transfert spécifiées, nous serons en mesure de refaire une simulation avec des modèles plus proches de la réalité et de vérifier si la recherche du point optimum se fait correctement.

Les composants du régulateur se résument en :

- **L'alimentation** de la carte doit se faire entre 10 et 15 V continu (une batterie par exemple).

Pour éviter une alimentation négative, nous avons choisi de travailler en 0 et 10 V, la dynamique se situant alors autour de 5V. Cette tension de référence est considérée comme « masse virtuelle » c'est la différence de la tension d'entrée et de sortie du circuit par rapport à celle-ci qui sera porteuse d'information.

Cette tension de référence est obtenue grâce à un diviseur résistif entre la source et la masse suivi d'un amplificateur suiveur.

Pour mettre en œuvre le principe de la régulation présenté précédemment, nous avons besoin d'un oscillateur à 30Hz :

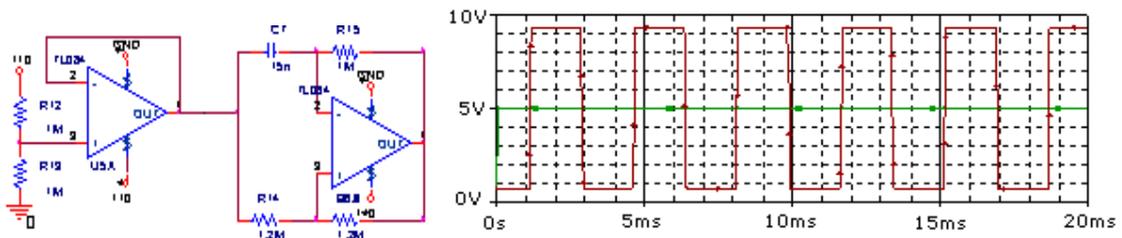


Figure 3-28 : Masse virtuelle (5V) et générateur basse fréquence.

- **Le choix du capteur de courant** qui consomme le moins possible d'énergie et qui soit relativement bon marché nous a conduit à opter pour une shunt de 20mΩ.

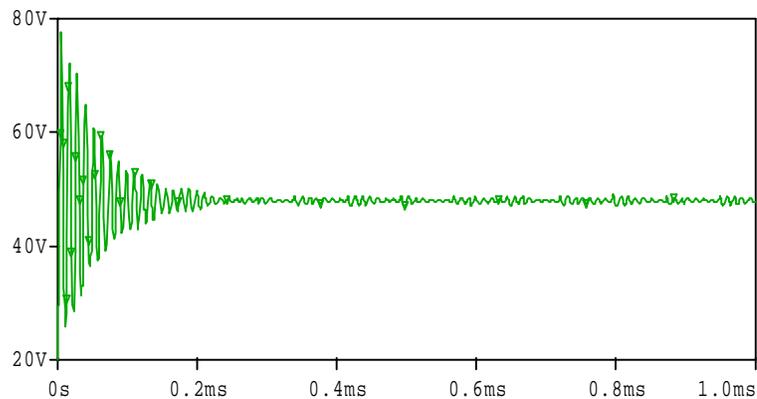


Figure 3-29 : Tension aux bornes de la charge (batterie).

- **L'amplificateur et le filtre passe bas** pour amplifier et filtrer le signal mesuré, étant très faible, (des oscillations de courant de l'ordre de 1mA à travers un shunt de 20mΩ nous donnent une tension de l'ordre de 10μV), il est donc nécessaire tout en ne laissant que la composante à 30Hz (seule composante du signal utile pour la régulation), d'amplifier le signal avec un gain élevé (1000 dans notre cas), la fonction de transfert de l'amplificateur est :

$$H_{Amplif}(s) = \frac{R_2 \cdot C_1 \cdot s}{(1 + R_1 \cdot C_1 \cdot s) \cdot (1 + R_2 \cdot C_2 \cdot s)}$$

C'est un filtre passe bande dont les fréquences de coupure sont :

$$\omega_{C1} = \frac{1}{R_1 \cdot C_1} \approx 20\text{rad/s} \text{ et } \omega_{C2} = \frac{1}{R_2 \cdot C_2} \approx 2000\text{rad/s.}$$

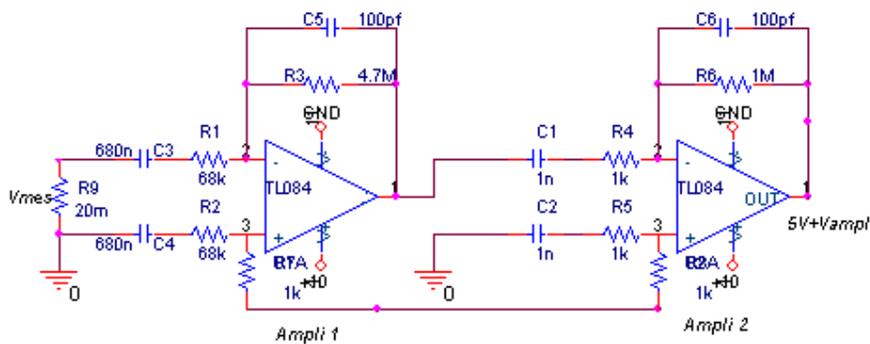


Figure 3-30 : Amplificateur et filtre passe-bas.

- **Le démodulateur**, en plus de sa réalisation simple, un signal carré permet de réaliser facilement un démodulateur en commandant un multiplexeur. Cela se passe comme si on multiplie le signal à l'entrée du démodulateur par un signal carré de même fréquence, en phase ou en opposition de phase, allant de -1 à +1.

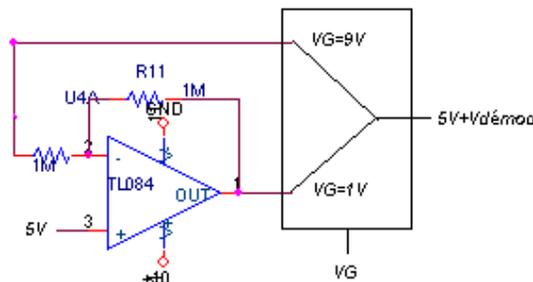


Figure 3-31: Démodulateur.

- **Le filtre passe-bas** du 1^{er} ordre, avec une pulsation de coupure de 2rad/s,

$$\omega_c = \frac{1}{R_{pb} \cdot C_{pb}}, \text{ dont la fonction de transfert du filtre est } H_{pb}(s) = \frac{1}{1 + R_{pb} \cdot C_{pb} \cdot s}$$

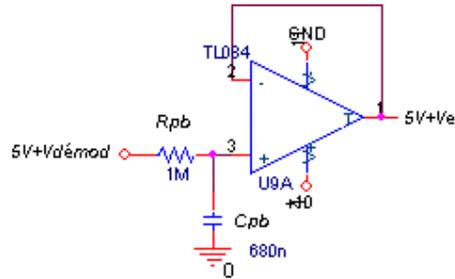


Figure 3-32 : Filtre passe-bas.

Le signal V_e sera donc le signal d'erreur que l'on cherchera à annuler grâce à l'intégrateur présenté ci-après.

Le montage suivant est bien un circuit intégrateur. En effet, on a $V_i = -\frac{1}{R_i \cdot C_i} \cdot \int V_e \cdot dt$ et le gain

de l'intégrateur vaut donc $\frac{1}{R_i \cdot C_i}$

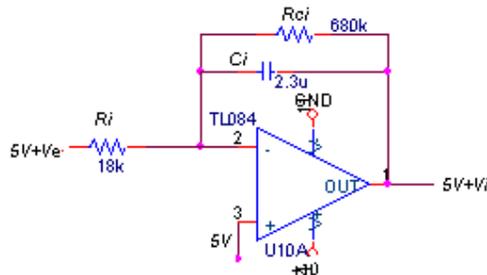


Figure 3-33 : Intégrateur.

La fonction de transfert de ce montage est $H_i(s) = \frac{R_{Ci}}{R_i \cdot (1 + R_{Ci} \cdot C_i \cdot s)}$ dont le gain en continu

vaut $\frac{R_{Ci}}{R_i}$

- **Le sommateur** se charge d'introduire l'oscillation à 30Hz dans le signal de sortie de l'intégrateur. Le signal de sortie du générateur basse fréquence sera à cet effet divisé par un facteur 100. Aussi le gain du sommateur est inférieur à 1 ($10k\Omega/15k\Omega$), ceci permet de passer d'une dynamique comprise entre 1V et 9V à une plus réduite allant de 2.33V à 7.66V. Ainsi la perturbation à 30Hz sera toujours appliquée même lorsque l'intégrateur sera saturé.

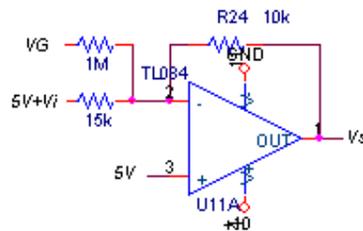


Figure 3-34 : Sommateur.

- La commande MLI est nécessaire pour pouvoir commander le transistor, transformer le signal de sortie du sommateur en signal de commande pour la grille du transistor (V_g) définissant ainsi le rapport cyclique de transformation (Modulation de largeur d'impulsions), qui se fait simplement en comparant le signal de sortie du régulateur avec un signal triangulaire à haute fréquence (environ 20kHz).

Le deuxième amplificateur, monté en boucle de réaction positive, fournit un signal carré dont les valeurs sont ses tensions de saturation (1V et 9V). Par conséquent les résistances de 22kΩ et 33kΩ fixent les tensions extrêmes du signal triangulaire à 2.33V et 7.66V, valeurs pour lesquelles se produisent les changements de niveau de saturation du second amplificateur lorsque son entrée non inverseuse atteint 5V.

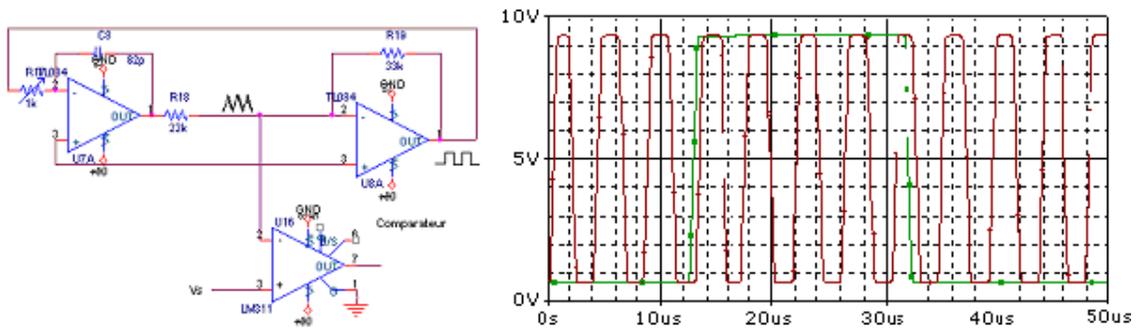


Figure 3-35 : Oscillateur à 20kHz et comparateur.

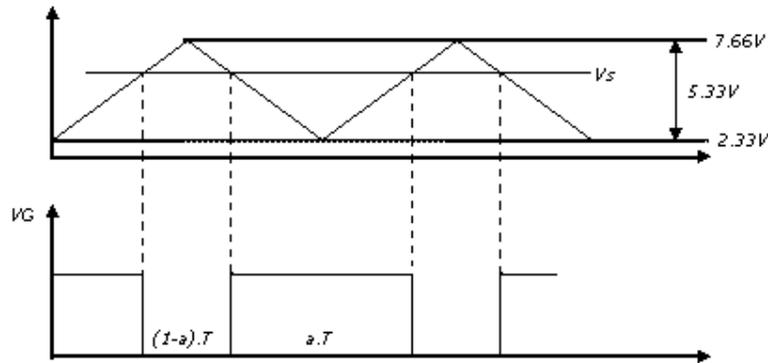


Figure 3-36 : Principe de la commande MLI.

Comme nous pouvons le comprendre sur la figure (3-33), il existe une relation de proportionnalité entre V_s (la tension de sortie du sommateur) et α (le rapport cyclique)

$$2.33V \leq V_s \leq 7.66V \text{ et } 0 \leq \alpha \leq 1.$$

On peut, en vue de simuler à l'aide du modèle continu équivalent du convertisseur boost, assimiler le MLI comme un gain de $1/(7.66-2.33)$ entre ces deux grandeurs :

$$V_s - 2.33 \rightarrow \boxed{1/5.33} \rightarrow \alpha.$$

Les différents éléments du régulateur étant précisés, nous obtenons le schéma suivant.

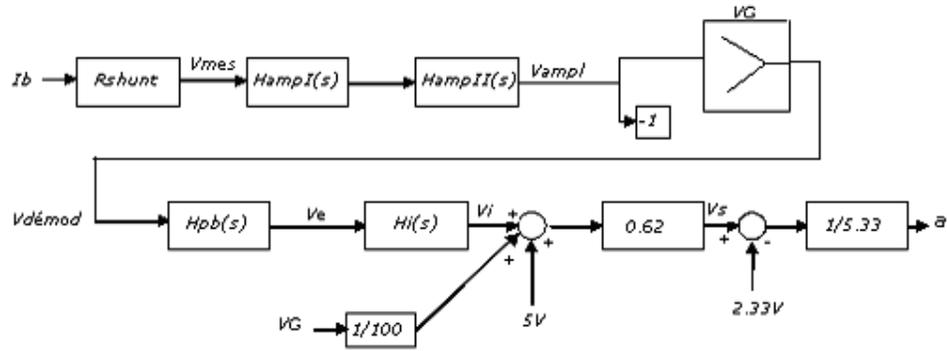


Figure 3-37 : Schéma du régulateur.

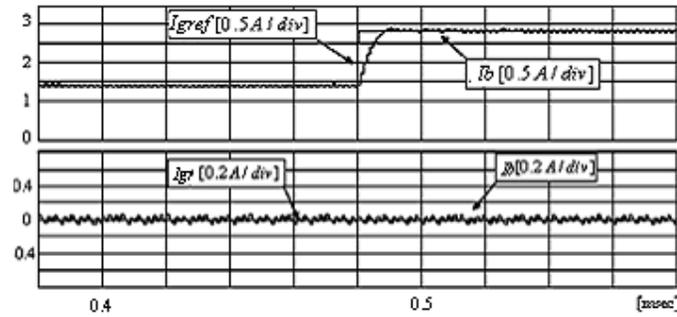


Figure 3-38 : Courant de référence et mesuré simulé pour un saut d'éclairement équivalent de 1.4 à 2.8A.

3.5.2 Réalisation et résultat expérimental du convertisseur

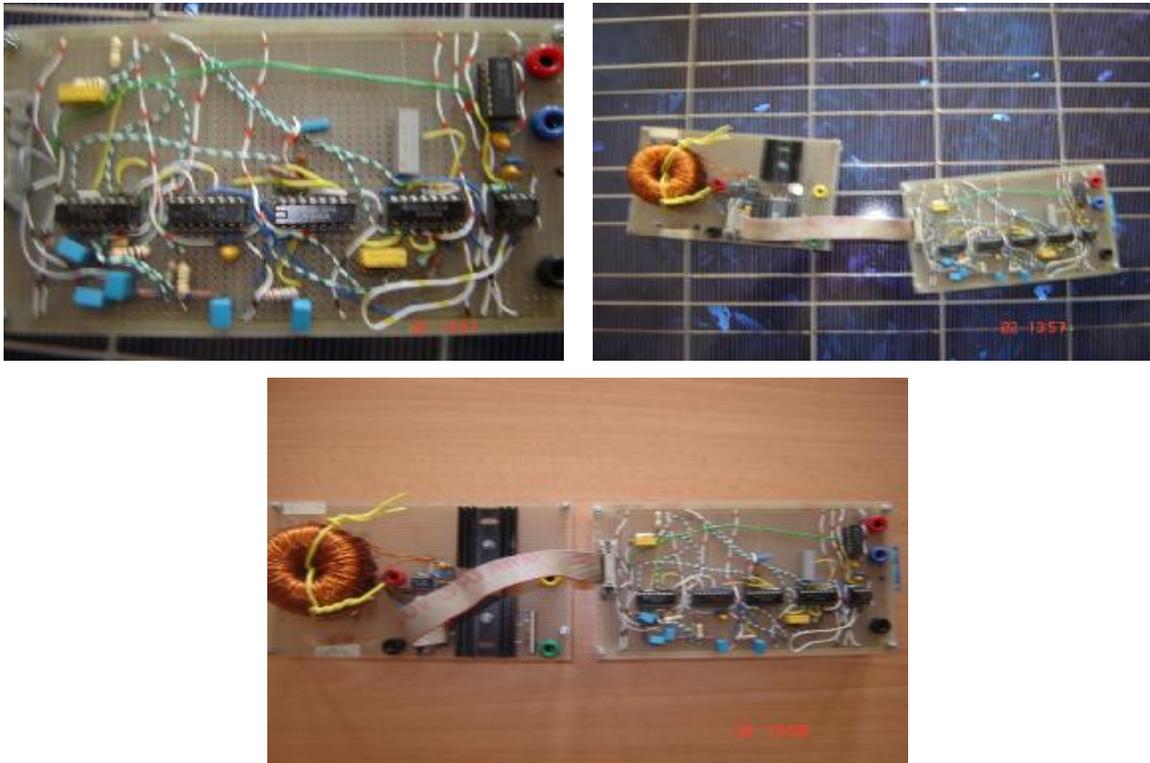


Image 3-39 : Montage pratique du convertisseur MLI et sa commande MPPT.

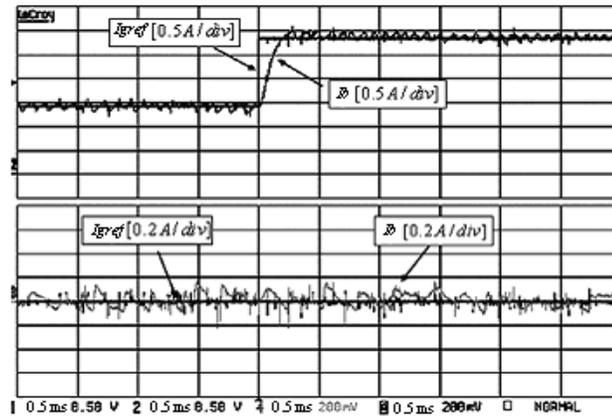


Figure 3-40 : Courant de référence et mesuré expérimental pour un saut d'éclairement de 1.4 à 2.8A.

3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, un principe de recherche du point optimum de fonctionnement a été exposé. Il a été simulé sur un modèle simplifié, mais qui a le mérite de mettre en évidence les éléments déterminants du système et d'en tirer des renseignements intéressants tel que :

- Le principe exposé convient bien à une réalisation pratique du régulateur à l'aide des circuits analogiques simples et bon marché.
- Ce MPPT présente une bonne dynamique (un temps de réponse de l'ordre de 10 ms), qui peut donc prendre en considération des sauts d'éclairement aussi rapides que possibles, avec une bonne convergence des résultats.
- Ce MPPT est adaptable avec les gammes de puissances qui concernent les systèmes photovoltaïques étudiés.

Cette section a permis d'étudier le fonctionnement d'une MPPT et de comprendre l'utilité d'une telle commande dans les systèmes de génération photovoltaïque.

Les figures 3.38 et 3.40 montrent les résultats de simulation et expérimental du convertisseur. La tension maximale de grille est placée à 20V. Pour vérifier les performances de poursuite du point optimal de fonctionnement, la puissance de référence est supposée changer de 28 à 56W, cela correspond à un changement du courant du générateur I_{gref} équivalent de 1,4 à 2,8 A. Comme on peut le voir dans la figure, le courant mesuré I_b suit exactement le courant de référence dans le changement brusque de sa valeur.

Chapitre 4- Modélisation de la pompe centrifuge

Plusieurs variétés de pompes conviennent au pompage photovoltaïque, les pompes centrifuges et les pompes volumétriques qui ont des caractéristiques complètement différentes. Dans notre cas, nous avons pris en considération la pompe centrifuge. Les pompes centrifuges sont simples et à prix réduit et sont disponibles sur le marché pour un éventail des débits et des têtes. Les programmes logiciels disponibles pour la modélisation des groupes motopompe emploient un procédé itératif pour déterminer les caractéristiques de chaque pompe. Le modèle que nous avons utilisé de Pleider-Peterman n'exige pas de données détaillées; il utilise seulement les données fournies par le catalogue du constructeur.

Bonne lecture

4-1 Généralités

Une pompe photovoltaïque se présente fondamentalement de deux façons selon qu'elle fonctionne avec ou sans batterie. Alors que cette première utilise une batterie pour stocker l'électricité produite par les modules, la pompe sans batterie, plus communément appelée «pompe au fil du soleil», utilise un réservoir pour stocker l'eau jusqu'au moment de son utilisation.

La pompe avec batterie permet de s'affranchir des aléas du soleil et des problèmes d'adaptation entre générateur photovoltaïque et motopompe. Le débit de pompage peut se faire à la demande, lorsque les utilisateurs en ont besoin, ou permettre un pompage régulier durant toute la journée. Dans ce dernier cas, l'utilisation d'un réservoir de stockage pour l'eau sera nécessaire afin de pouvoir fournir à la demande d'eau. Toutefois, l'utilisation de batteries comporte davantage de composants qui influent sur la fiabilité et le coût global du système. Les batteries sont fragiles et sont souvent les premiers éléments qui auront besoin d'être changés. Elles nécessitent en outre un entretien constant et un contrôle rigoureux de leur charge et décharge. Les contrôleurs utilisés pour régulariser la charge et la décharge des batteries vieillissent rapidement et peuvent s'avérer non fiables. Les batteries introduisent également un certain degré de perte de rendement d'environ 20% à 30% de la production d'énergie.

Le pompage au fil du soleil permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système avec batterie. Le stockage se fait de manière hydraulique, l'eau étant pompée, lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement, dans un réservoir au-dessus du sol. Elle est ensuite distribuée par gravité au besoin. Le réservoir peut souvent être construit localement et la capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours. Ce réservoir ne requiert pas un entretien complexe et est facile à réparer localement.

4-1-1 Les Types de pompes [Réf 4.1]

Les pompes à eau sont habituellement classées selon leur principe de fonctionnement, soit de type volumétrique ou centrifuge. Outre ces deux classifications que nous décrirons plus loin, on distingue également deux autres types de pompes en fonction de l'emplacement physique de la pompe par rapport à l'eau pompée: la pompe à aspiration et la pompe à refoulement.

La hauteur d'aspiration de n'importe quelle pompe est limitée à une valeur théorique de 9,8 mètres (pression atmosphérique en mètres d'eau) et dans la pratique à 6 ou 7 mètres. Les pompes à aspiration sont donc toujours installées à une hauteur inférieure à celle-ci. Ces pompes doivent également être amorcées, c'est-à-dire que la section en amont de la pompe doit être remplie d'eau pour amorcer l'aspiration d'eau.

Les pompes à refoulement sont immergées dans l'eau et ont, soit leur moteur immergé avec la pompe (pompe monobloc), soit le moteur en surface; la transmission de puissance se fait alors par un long arbre reliant la pompe au moteur. Dans les deux cas, une conduite de refoulement après la pompe permet des élévations de plusieurs dizaines de mètres, selon la puissance du moteur.

4.1.2 La pompe volumétrique

La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement.

Les pompes volumétriques incluent les pompes à vis, les pompes à palettes, les pompes à piston et les pompes à diaphragme. Les deux derniers types sont utilisés dans les puits ou les forages profonds (plus de 100 mètres). L'entraînement est habituellement assuré par un arbre de transmission très long, à partir d'un moteur électrique monté en surface.

Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur. Mais son couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique totale (HMT) et est pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur. Le couple de démarrage est donc pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la HMT. La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau. On les utilise parfois comme pompes de surface lorsque le couple est lent et irrégulier et que le débit demandé est faible, par exemple pour les pompes à main et les pompes éoliennes multipales.

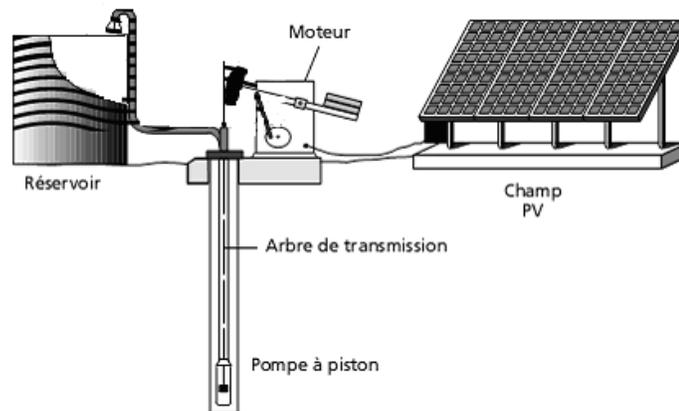


Figure 4-1: Pompage photovoltaïque avec pompe volumétrique.

4.1.3 La pompe centrifuge

Grâce aux progrès réalisés dans l'emploi de la force électromotrice, le développement des pompes centrifuges a été très rapide. Couplées aux moteurs électriques, elles constituent des

groupes légers, peu encombrants, peu coûteux et d'un très bon rendement [Réf 4.2]. Toutefois, ces pompes demandent à être utilisées rationnellement pour permettre un fonctionnement optimal de l'ensemble.

La pompe centrifuge transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou d'ailettes. L'eau entre au centre de la pompe et est poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages. Afin d'augmenter la pression, donc la hauteur de refoulement, plusieurs étages d'aubages peuvent être juxtaposés sur le même arbre de transmission. Chaque étage fait passer l'eau à l'étage suivant en relevant la pression jusqu'à l'étage final, délivrant un volume d'eau à pression élevée. Ces pompes incluent les pompes submersibles avec moteur de surface ou submergé, les pompes flottantes et les pompes rotatives à aspiration.

La pompe centrifuge est conçue pour une HMT relativement fixe. Le débit de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très rapidement en fonction de cette vitesse et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur. La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit. La puissance consommée, proportionnelle à $Q * HMT$, variera donc dans le rapport du cube de la vitesse. On utilisera habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100 mètres).

Parce que le couple de démarrage est limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (qui est plus important qu'en rotation), la pompe requiert une vitesse minimale à une HMT donnée pour obtenir un débit de départ non nul. [Réf 4.1]

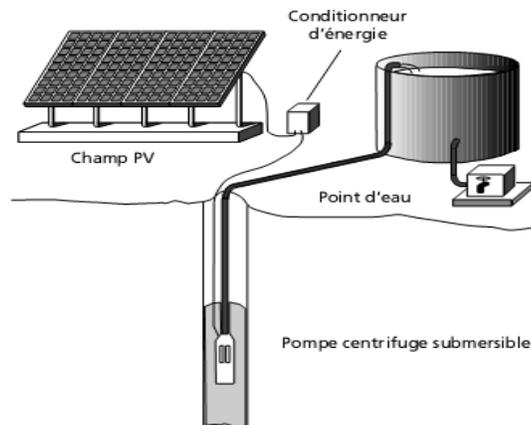


Figure 4-1: Pompage photovoltaïque avec pompe centrifuge.

4.2 Constitution d'une pompe centrifuge et principe de fonctionnement

Une pompe centrifuge est construite pour répondre à des conditions précises de fonctionnement (débit Q à élever à une hauteur H) [Réf 4.3].

D'une façon générale, une pompe centrifuge comporte, voir figure 4-3 :

- Un organe mobile : la roue, encore appelée turbine, impulseur ou rotor.
- Des organes fixes, à savoir :
 - Un diffuseur encore appelé stator,
 - Des canaux de retour.

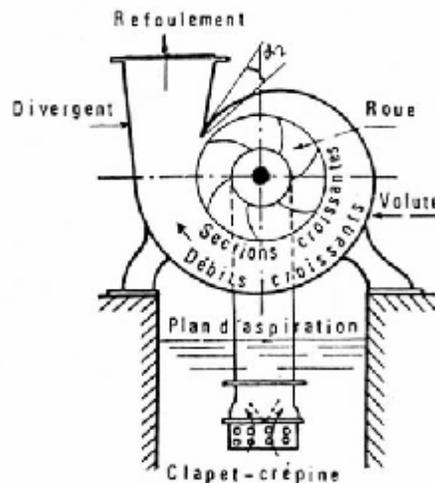


Figure 4-3: Schéma de principe d'une pompe centrifuge.

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge est basé sur le principe simple, lorsque la pompe est pleine d'eau, sous l'effet de la rotation de la turbine entraînée par le moteur, l'eau qui arrive dans la région axiale est projetée à la périphérie et de ce fait, engendre une dépression. Cela provoque un appel des tranches suivantes et par suite, un écoulement continu de la veine liquide. Cette dernière est recueillie par le diffuseur et dirigée dans la conduite de refoulement.

Les courbes principales qui caractérisent une pompe centrifuge et qui expriment ses performances sont, pour une vitesse de rotation donnée:

4.2.1 La courbe débit-hauteur

La courbe débit hauteur, ou courbe $Q-H$, exprime les variations des différentes hauteurs de relèvement en fonction du débit. Les constructeurs sont en mesure de fournir au client les courbes $Q-H$ maximale et minimale correspondant aux diamètres maximal et minimal possibles de la roue.

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge met en jeu trois (03) paramètres, la hauteur, le débit et la vitesse:

$$f(H, Q, w) = 0 \quad (4-1)$$

Pour résoudre ce système d'équation, on considère généralement la vitesse constante. La hauteur totale de pompage est la somme de la hauteur statique et la hauteur dynamique.

$$H = H_s + \Delta H \quad (4-2)$$

H_s : Hauteur statique qui est la distance entre le niveau statique de l'eau dans le puit jusqu'au point le plus élevé depuis lequel on doit pomper l'eau;

ΔH : La somme des pertes linéaires ΔH_1 (pertes d'eau dans la tuyauterie) et singulières ΔH_2 (dues aux divers changements de section des conduits).

$$\Delta H_1 = l \frac{L}{D} \left(\frac{8Q^2}{\rho^2 D^4 g} \right) \text{ et } \Delta H_2 = e \left(\frac{8Q^2}{\rho^2 D^4 g} \right) \quad (4-3)$$

l : Coefficient des pertes de charge linéaires, $l = \frac{0.309}{\log\left(\frac{Re}{7}\right)^2}$ et Re nombre de Reynolds.

D : Diamètre de la tuyauterie (m);

L : Longueur de la tuyauterie (m).

g : Accélération de la pesanteur (m/s²).

e : Coefficient de pertes de charges locales.

La hauteur dynamique est la somme des deux pertes $H_d = \Delta H_1 + \Delta H_2$

$$H_d = \left(l \frac{L}{D} + e \right) \left(\frac{8Q^2}{\rho^2 D^4 g} \right) = K_p \cdot Q^2 \quad (4-4)$$

K_p : Constante de la canalisation.

Dans cette application, elle est caractérisée par un modèle qui sert à déterminer la dépendance de la hauteur manométrique totale H en fonction du débit Q . En prenant comme paramètre la vitesse de rotation de moteur, le modèle utilisé est identifié par l'expression de "Pleider-Peterman" [Réf 4.4].

$$H = C_1 w^2 - C_2 w Q - C_3 Q^2 \quad (4-5)$$

C_1 , C_2 et C_3 sont des constantes de la pompe données par le constructeur.

Un cas particulier de cette équation se présente lorsque la quantité d'eau est nulle, cela se manifeste par le phénomène de « barbotage » qui se traduit par la hauteur de barbotage H_1 .

$$H_1 = C_1 w^2 \quad (4-6)$$

4.2.2 Courbe de puissance

Le point d'intersection de la courbe $H(Q)$ avec l'axe des ordonnées est le point à débit nulle, on l'appelle point à vanne fermée.

Pour une vitesse donnée l'intersection entre les deux caractéristiques représente le point de fonctionnement de la pompe.

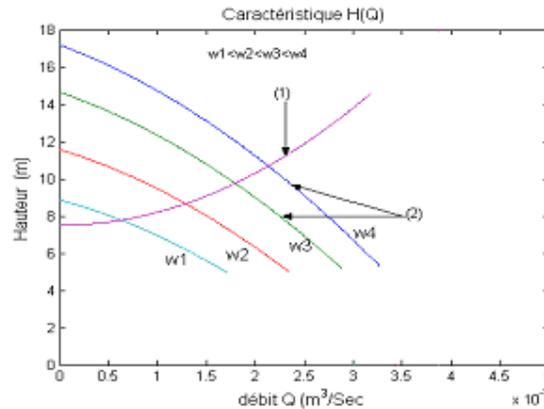


Figure 4-4 Courbes $Q-H$ pour différentes hauteurs et vitesses
(1) Courbe de la canalisation, (2) $H=f(Q)$

Une pompe est une machine qui fournit de l'énergie à un fluide en vue de son déplacement d'un point à un autre. L'expression générale de la puissance hydraulique en Watt est donnée comme suit : [Réf 4.5]

$$P_H = r g Q H \quad (4-7)$$

L'autre expression à considérer est celle de la puissance en Watt absorbée par une pompe, c'est à dire la puissance nécessaire pour son entraînement mécanique, qui est exprimée par :

$$P = 9.81 Q \cdot H / h_p \quad (4-8)$$

où h_p est le rendement de la pompe et r la masse volumique de l'eau (1000 kg/m^3).

La courbe de la figure (4-4), des puissances absorbées pour les différents débits est une branche de parabole qui peut présenter un maximum dans la plage utilisable. Cette dernière forme de courbe permet d'éviter une surcharge du moteur si les conditions d'utilisation de la pompe sont appelées à varier.

4.2.3 Courbe de rendement

Pour les groupes électropompes (pompe + moteur), les fabricants donnent généralement la courbe du rendement global, comme on peut tracer la courbe de rendement hydraulique en utilisant la formule :

$$h_H = \frac{P_{hydraulique}}{P_{arbre}} \quad (4-9)$$

Généralement le rendement maximal du groupe motopompe ne dépasse pas 70 % [Réf 4.4].

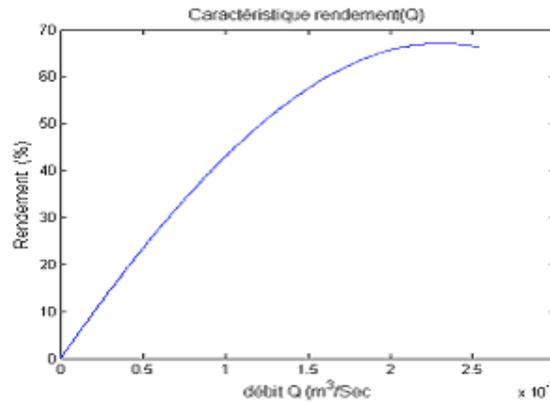


Figure 4-5 Rendement de la pompe centrifuge.

4.2.4 Couple de la pompe

La pompe centrifuge oppose un couple résistant C_r [Réf 4.6] et [Réf 4.7]

$$C_r = k_r \Omega^2 + C_s \quad (4-10)$$

Avec k_r un coefficient de proportionnalité [(Nm/rad.s⁻¹)²] et C_s le Couple statique.

4.3 Dimensionnement de la pompe centrifuge

En utilisant le produit Dimensioning Tool de Grundfos, nous pouvons dimensionner notre pompe centrifuge tel que : Pour exemple, une station de pompage pour la ville de Biskra.

Pompe: SQF 5A-6, 1 x 96078036, Volume d'eau (max): 30 m³/jour,

Module solaire: TechnoSolar, 80Wp, Mois de pointe: Juillet, Hauteur: 20 m.

Données de localisation solaire: Biskra, Algérie (34.9N, 5.7E)

4.3.1 Résultat de dimensionnement

Performance typique au rayonnement solaire 800 W/m² Production totale d'eau,

Débit: 4.1 m³/h Production totale d'eau par an: 10600 m³. Perte de charge: 0.9 m.

Production d'eau moyenne par jour: 29.2 m³. Pression totale: 20.9 m. Débit de pointe: 4.96 m³/h

Perte total dans le câble: 1.7 %. Tarification: Sur demande

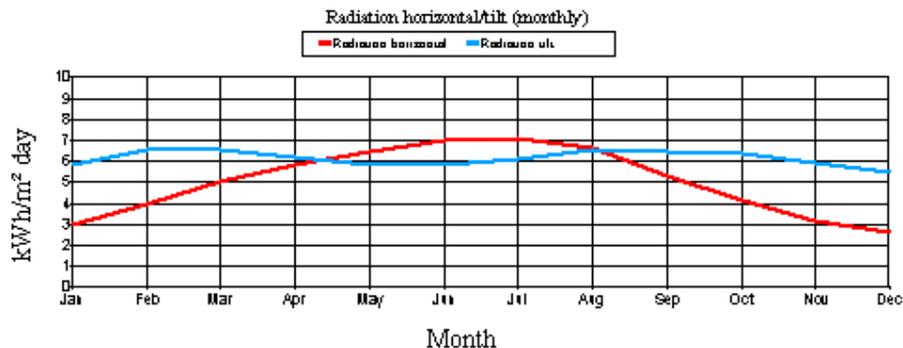


Figure 4-6 Rayonnement mensuel horizontal et incliné

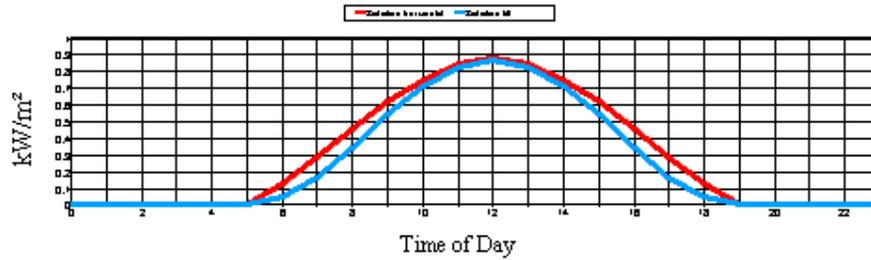


Figure 4-7 Rayonnement (horizontal et incliné) journalier pour le mois d'Aout

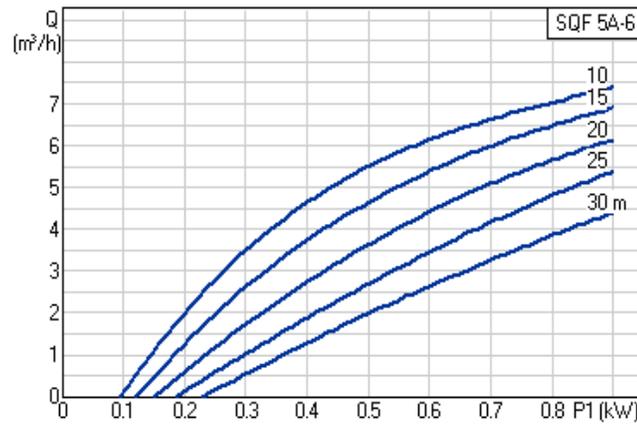


Figure 4-8 Caractéristiques $Q-H$ pour différentes puissances

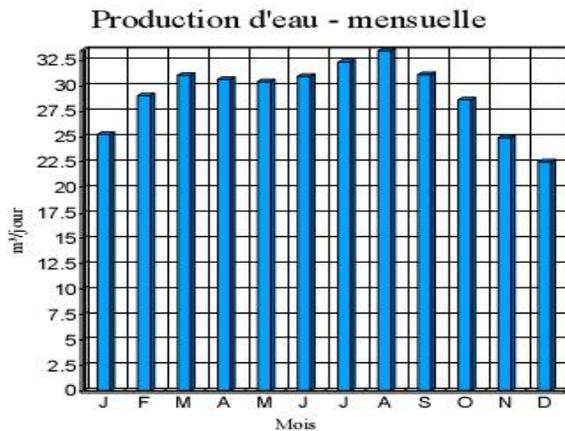


Figure 4-9 Production d'eau mensuelle

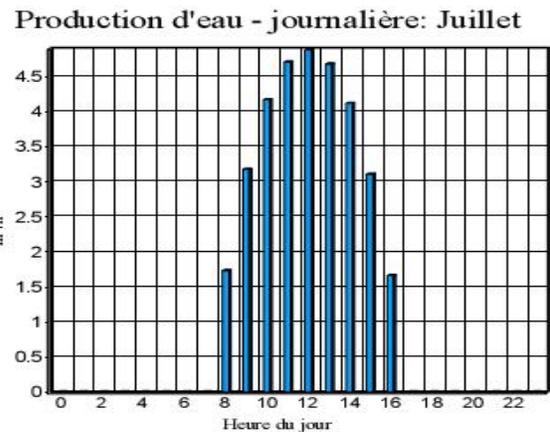


Figure 4-10 Production d'eau journalière.

4.4 Conclusion

Ce chapitre est consacré à la pompe centrifuge (Principe de fonctionnement, caractéristiques hydraulique et mécanique, rendement...) pour déterminer la marge admissible pour le fonctionnement du groupe motopompe, voir résultat du dimensionnement en annexe.

Chapitre 5- Modélisation du système de pompage global

Inversement aux moteurs à courant continu, les systèmes associant un moteur asynchrone à une pompe centrifuge, sont monnaies courantes. En effet le moteur asynchrone très répandu dans le marché, présente des qualités exceptionnelles telles la robustesse, la fiabilité et le coût moins élevé.

Le problème d'adaptation ne se pose pas seulement par rapport à la charge mais coté générateur, nous avons aussi rencontré certaines difficultés. En effet, le point de fonctionnement optimal propre à chaque module dépend de l'éclairement et de la température de celui-ci. On peut espérer satisfaire l'uniformité de ces conditions dans un générateur photovoltaïque en associant un MPPT au système comprenant un convertisseur continu, un onduleur dc-ac et la motopompe.

Bonne lecture

5.1 Introduction

Notre système est composé d'un générateur photovoltaïque alimentant un ensemble moteur-pompe à travers un convertisseur de tension. L'optimisation de ce système se fait par une boucle de régulation comprenant un contrôleur MPPT (traqueur du point de puissance maximale) qui fournit la commande de modulation de longueur d'impulsion (MLI) du convertisseur de tension, nécessaire à l'optimisation de ce système.

5.2 Pompage au fil du soleil

En négligeant les pertes de l'accouplement de la pompe au moteur, lors du raccordement direct du moteur en excitation indépendante (aimant permanent) au générateur photovoltaïque, nous pouvons égaliser le couple du moteur au couple de la pompe, voir figure (5-1).



Figure 5-1 Couplage direct d'un système de pompage photovoltaïque.

Les conditions de couplage seront $V_m \leq V_{oc}$ et $I_m \leq I_{cc}$

V_m et I_m représentent respectivement la tension et le courant du moteur en régime nominal, V_{oc} et I_{cc} représentent respectivement la tension et le courant du générateur photovoltaïque à vide et en court circuit.

5.2.1 Modélisation du moteur à aimant permanent

La connaissance des régimes transitoires est nécessaire pour la conception et le dimensionnement de la machine.

La machine est à aimant permanent, les équations s'écrivent sous la forme : [Réf.5.3 et 4]

$$U_a = R_a \cdot I_a + L_a \cdot \frac{d(I_a)}{dt} + w_r \cdot K_e \quad (5-1)$$

$$C_e = K_t \cdot I_a \quad (5-2)$$

$$C_e - C_r = J \frac{d(w_r)}{dt} \quad (5-3)$$

K_e et K_t sont les constantes de tension et de couple du moteur, I_a le courant d'armature, R_a la résistance du circuit d'armature, C_e le couple électromagnétique, C_r le couple résistant et w_r la vitesse.

La représentation sous variables d'état :

$$\frac{d(I_a)}{dt} = \frac{1}{L_a} \cdot (-R_a \cdot I_a - w_r \cdot K_e + U_a) \quad (5-4)$$

$$\frac{d(wr)}{dt} = (C_e - C_r) \cdot \frac{p}{J} \quad (5-5)$$

La résolution du modèle mathématique du moteur est écrite en variables d'état sous la forme matricielle:

$$[\dot{X}] = [A] \cdot [X] + [B] \cdot [U] \quad (5-6)$$

Si le courant et la tension du générateur sont égaux à l'intensité et la tension du moteur, alors nous pouvons écrire,

$$V_m = V_g, I_m = I_g \text{ et } C_m = C_r \quad (5-7)$$

Avec, V_g et I_g la tension et le courant du générateur photovoltaïque.

Pour qu'une connexion, générateur photovoltaïque-charge soit possible, un point de fonctionnement correspondant à l'intersection des deux caractéristiques électriques doit exister. Le moteur est lui aussi caractérisé par des courbes de couple-courant. Le couple résistant est déterminé par la pompe centrifuge et étant égal au couple moteur à l'état d'équilibre, le générateur photovoltaïque n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement, c'est la charge elle-même qui fixe le point de fonctionnement.

Le système d'équations (5-7) permet de tracer les caractéristiques $I-V$, $I_{max}-V$, du générateur pour différents éclairagements, et $I_{ch}-V$, dont les équations non linéaires sont introduites au chapitre 2. La résolution se fait par les méthodes numériques (la méthode de Newton Raphson) sous logiciel Matlab 6p5. (Annexe-3)

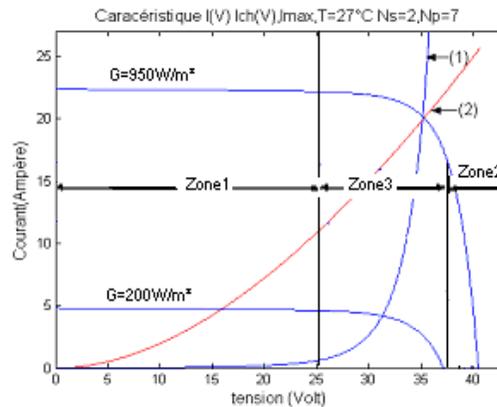


Figure 5-2: Zones de fonctionnement de la caractéristique I-V
(1) I_{max} , (2) Charge.

La qualité de l'adaptation en couplage direct est définie par le rendement du système. D'après ces résultats, le système fonctionne dans la (zone 3) seulement pour les valeurs d'éclairement élevé, (supérieur à 950W/m^2) voir figure (5-2). Pour les faibles valeurs d'éclairement, les points de fonctionnement s'éloignent de la puissance optimale, et le système fonctionne dans la (zone1), où le rendement est très faible. Malgré les avantages du couplage

direct, la simplicité, le coût faible, et les possibilités de bonnes performances [Réf.5.1], un tel couplage n'est possible que dans des conditions spécifiques (température, éclairage, type et paramètres de la charge), pour le rendre utile et optimal, il faut faire appel à des techniques plus sophistiquées dans la majorité des applications. [Réf.5.2]

5.2.2 Technique de poursuite du point de puissance maximale (MPPT)

À partir des résultats précédents, on peut voir que le point de fonctionnement du système, situé à l'intersection des caractéristiques $I-V$ du générateur et l'ensemble moteur-pompe, se déplace selon la valeur de l'ensoleillement. Pour des fortes valeurs, les caractéristiques se coupent dans la zone 3 où la puissance débitée par le générateur est optimale. Par contre, pour les faibles valeurs de l'ensoleillement, le point de fonctionnement s'éloigne de cette zone. Les performances du système sont médiocres et le générateur est sous utilisé.

Peut-on forcer le générateur à débiter sa puissance maximale et travailler dans la zone 3 quelles que soient les conditions d'éclairage et de température ? Cela est possible si le générateur est en permanence fermé sur son impédance optimale pendant toute la journée; Autrement dit, si la charge est une résistance d'une valeur R . Pour le générateur, cette valeur doit varier continuellement au fur et à mesure des variations des conditions de fonctionnement (ensoleillement, température). Evidemment la solution apparente est d'intercaler un convertisseur CC-CC appelé transformateur à courant continu. Dans ce cas, le convertisseur alimente le moteur par une tension et un courant différents de ceux du circuit d'entrée.

La puissance continue possède un maximum dépendant des conditions climatiques, pour convertir l'énergie disponible avec le meilleur rendement, il est donc indispensable de travailler autour d'un point de fonctionnement optimal qui correspond à la puissance maximale fournie par le générateur. Cela est possible en adaptant en permanence le générateur à sa charge grâce au convertisseur qui joue le rôle d'une impédance adaptative. Cette procédure est dite technique de poursuite du point de puissance maximal (MPPT).

5.2.3 Fonctionnement du système de pompage avec un MPPT

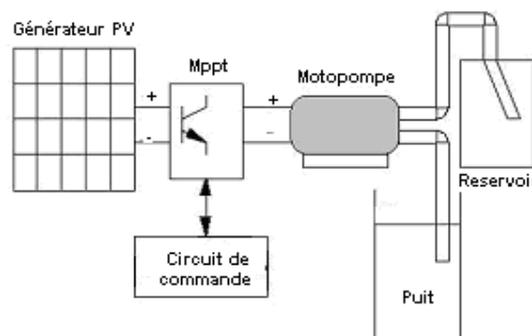


Figure 5-3 Schéma du système de pompage optimisé.

- Si le groupe moto-pompe est couplé directement au générateur photovoltaïque, le point de fonctionnement du groupe moto-pompe est (V_1, I_1) , tel représenté sur la figure (5-4).

- En disposant d'un MPPT dans le système, le couple moteur commence à augmenter de manière significative même à des niveaux plus bas de rayonnement. Cela se traduit par un glissement du point de fonctionnement (V_1, I_1) vers le point de fonctionnement (V_2, I_2) où la tension et le courant sont plus grands, alors la puissance va augmenter, pour glisser du point (V_3, I_3) vers le point (V_2, I_2) en faisant augmenter le courant et diminuer la tension, tout en conservant la valeur de la puissance maximale du générateur, constante. La figure (5-4) représente l'adaptation à l'aide du convertisseur. Cette caractéristique est réalisée à l'aide de la fonction Point_Fonction.m qui peut être consultée à l'annexe-3.

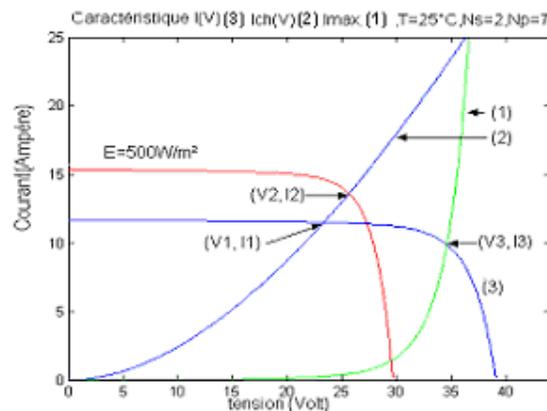
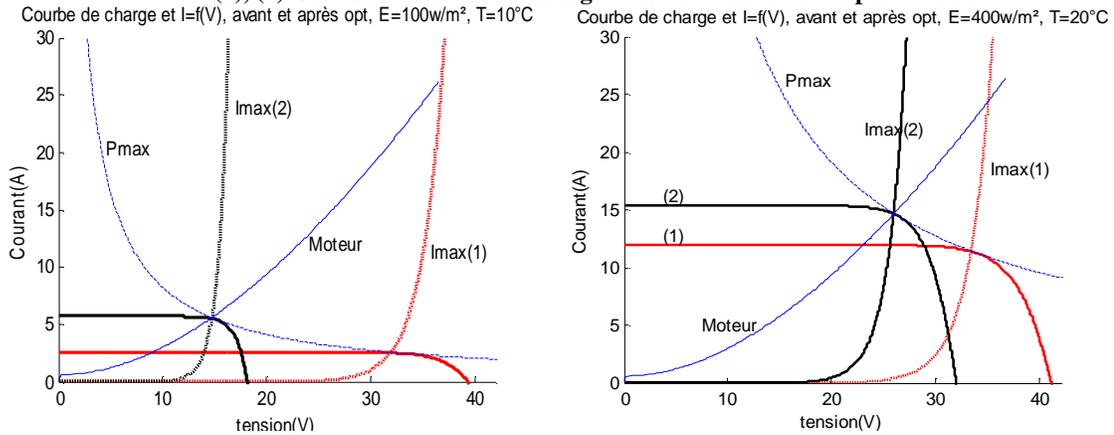


Figure 5-4 Caractéristique I-V avant (3) et après optimisation.
(1), (2) Courbe du courant de charge et courant maximal respectivement.



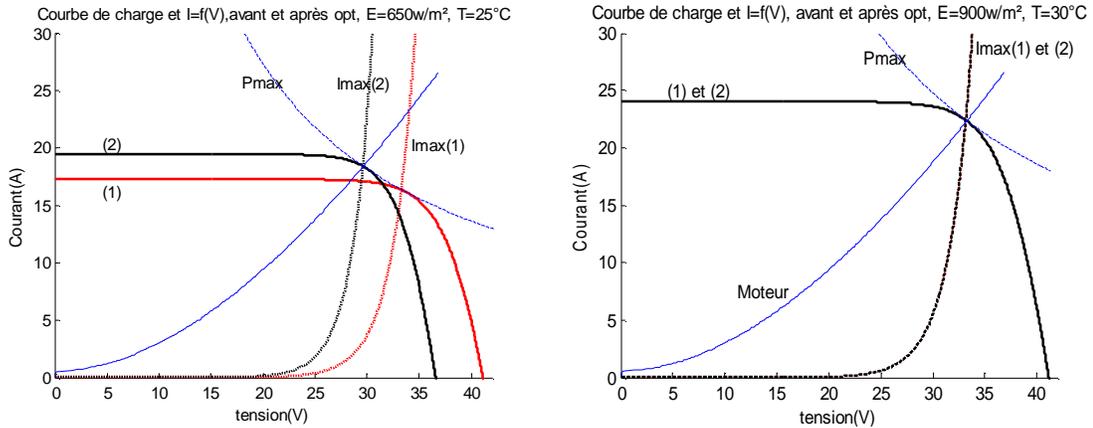


Figure 5-5 Caractéristique I-V avant et après optimisation.
(1), (2) Courbe du courant de charge et courant maximal respectivement
pour différents niveaux d'éclairéments et de températures.

Quand l'éclairement atteint le seuil de 900W/m², la charge est adaptée au générateur sans que le convertisseur n'intervienne, le rapport cyclique étant égal à 1, le moteur fonctionne en mode nominal.

5.2.4 Adaptation du point de fonctionnement par un convertisseur (CC-CC)

C'est un hacheur inséré entre le générateur solaire et l'induit du moteur. Le rapport cyclique a ($0 \leq a \leq 1$) donne le ratio de la tension du panneau à la tension aux bornes de la charge [Réf.5.3]

$$\frac{V_m}{V_p} = a, \text{ pour un hacheur dévolteur (les pertes sont négligées). Pour exiger la continuité de}$$

la conduction, une inductance pour lisser le courant et une capacité pour absorber les fluctuations du courant, sont nécessaires. Figure (5.6).

La fréquence de hachage est suffisamment grande pour minimiser l'ondulation du courant [Réf.5.3].

$$V_m = a.V_p \quad \text{et} \quad I_m = \frac{1}{a}.I_p \quad (5-8)$$

Nous considérons un moteur DC à flux constant, en négligeant la réaction d'induit et le phénomène de commutation, la tension du moteur sera égale à :

$$V_m = R_a I_m + L_a \cdot \frac{dI_m}{dt} + k_e \Omega \quad (5-9)$$

et le couple du moteur

$$C_m = k_m I_m \quad (5-10)$$

La pompe centrifuge oppose un couple résistant:

$$C_r = k_r \Omega^2 + C_s \quad (5-11)$$

k_e [V/rad.s⁻¹], k_m [Nm/Ampère] et k_r [(Nm/rad.s⁻¹)²] sont des coefficients de proportionnalité.

D'autre part nous avons l'équation mécanique :

$$J_m \frac{d\Omega}{dt} = C_m - C_r \quad (5-12)$$

Avec J_m , le moment d'inertie du groupe.

Si on suppose que le convertisseur est idéal, en fonctionnement optimal, la puissance maximale délivrée par le générateur sous un courant I_{op} et une tension V_{op} est :

$$P_{op} = V_{op} I_{op} = V_m I_m \quad (5-13)$$

La valeur optimale de gain a_{opt} doit être déterminée au point de fonctionnement de la charge et des conditions climatiques (éclairage, température).

5.2.5 Fonctionnement du système

Le fonctionnement pour un rapport cyclique donné n'est pas satisfaisant. En effet, même pour un ensoleillement constant, la tension d'alimentation varie lorsque l'éclairage varie (passage d'un nuage par exemple), alors on est amené à asservir la tension du générateur à une référence donnée.

Pour pouvoir s'adapter aux variations de l'éclairage et fonctionner au maximum de puissance, une seconde boucle de régulation est nécessaire afin de générer cette référence de tension de la source. Cette boucle peut être obtenue par le processus suivant : Voir Annexe A.

- L'information instantanée de l'éclairage et de la température détermine la puissance maximale du générateur,

- Déterminer le point de fonctionnement $I_{ch.}$, $V_{ch.}$, P_{ch} et le comparer au point où la puissance du générateur est maximale. On intègre dans le circuit un régulateur correcteur (PI) pour corriger le signal résultant (à hauteur de 4% de sa valeur), et à la fin, on compare ce dernier avec un signal triangulaire, figure (5-6).

L'exécution du programme se limite à la puissance maximale délivrée par la source, comprise entre $[P_N / 2, P_N]$, avec P_N la puissance nominale de la motopompe, imposée par les caractéristiques électriques et mécaniques de la charge, aux conditions d'éclairages et de températures définies, respectivement 900 W/m² et 30° C.

- Si la puissance maximale du générateur est supérieure à la puissance nominale (rapport cyclique $\alpha = 1$), le couplage devient direct.

- Si la puissance maximale du générateur est inférieure à la moitié de la puissance nominale, le système ne devant pas fonctionner, pour éviter la phase de barbotage et perte en échauffement.

La diode Dp sert de protection contre le retour d'énergie de la charge vers la source.

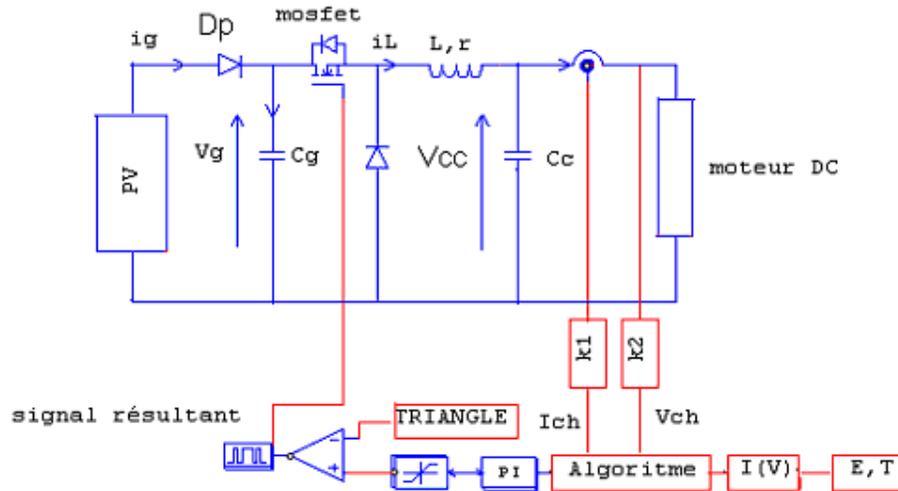


Figure 5-6 Schéma global du système.

5.2.6 Influence des paramètres climatiques

5.2.6.a- Influence de l'éclairement sur le point de fonctionnement optimal (Température constante)

Voir programme Couplage_Generateur_MDC.m en annexe-3.

En négligeant les pertes de puissance dues au couple statique C_s , (3% de la puissance nominale du moteur), pour un éclairement de 700W/m^2 , le gain en puissance est de 28.57% après optimisation, il sera de 38% à 400W/m^2 , voir figure (5-7.a.et b) et figure (5-8.a.et b).

Dans cette simulation, nous avons utilisé un générateur photovoltaïque comprenant un ensemble de quatorze (14) modules (sept modules en série sur deux rangées en parallèle).

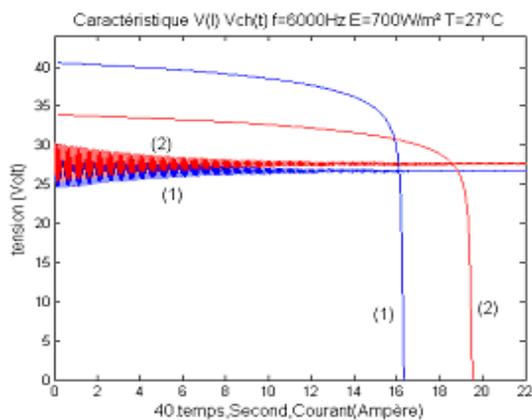


Figure 5-7.a. Caractéristiques V-I et $V_{ch}(t)$

(1) sans optimisation, (2) avec optimisation, à 700W/m^2 .

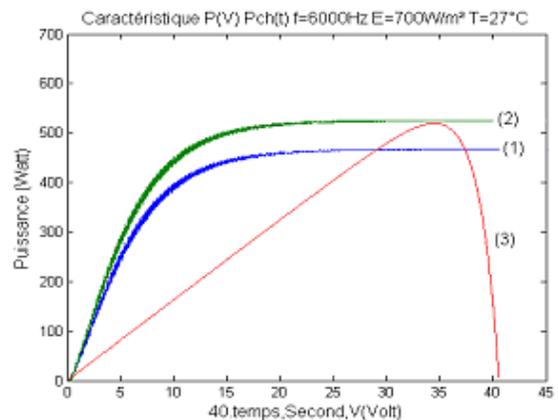


Figure 5-7.b. Caractéristiques P-V et $P_{ch}(t)$

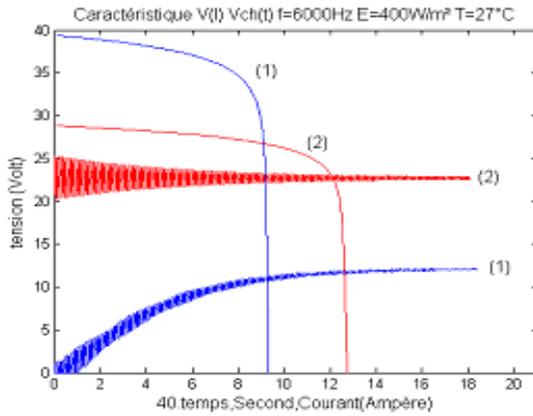


Figure 5-8.a. Caractéristiques V-I et $V_{ch}(t)$.
(1) sans optimisation, (2) avec optimisation, à 400W/m².

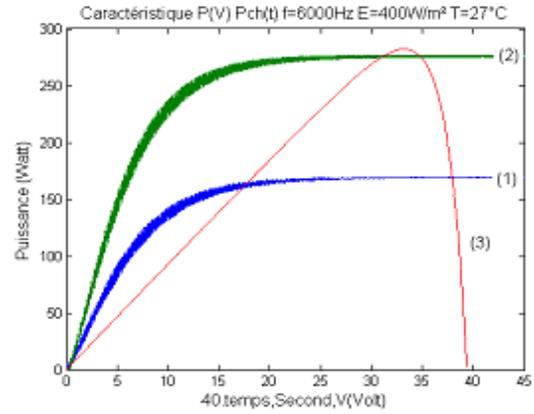


Figure 5-8.b. Caractéristiques P-V et $P_{ch}(t)$
(1) sans optimisation, (2) avec optimisation, à 400W/m².

5.2.6.b- Influence de la température sur le point de fonctionnement optimal

Pour un éclairement constant de 700W/m², une variation positive de 7°C à 27°C, entraîne 8% de pertes en puissance. Voir figure (5.9.a et b).

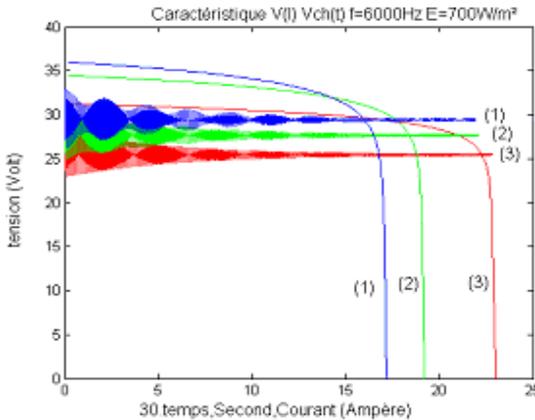


Figure 5-9.a. Caractéristiques V-I et $V_{ch}(t)$
(1) T= 47°C. (2) T=27°C. (3) T= 7°C, à 700 W/m², après optimisation.

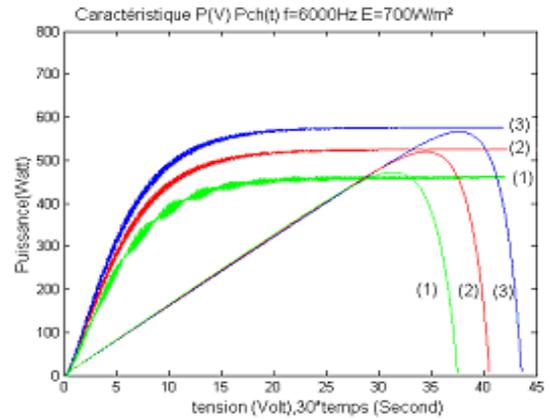


Figure 5-9.b. Caractéristiques P-V et $P_{ch}(t)$
(1) T= 47°C. (2) T=27°C. (3) T= 7°C, à 700 W/m², après optimisation.

5.2.7 Etude en régime permanent (avec et sans optimisation) [Réf.5.4]

À partir des équations (5.9), (5.10) et (5.11), les termes contenant les dérivées $\frac{d}{dt}$ tendant vers zéro, on obtient la caractéristique électrique du moteur:

$$U_m = R_a I_m + k_e \sqrt{\frac{k_m}{k_r}} \cdot I_m \tag{5.14}$$

Les différentes caractéristiques du couplage générateur moteur DC en régime permanent, seront calculées à l'aide du programme Couplage_generateur_MDC_RP.m (annexe-3)

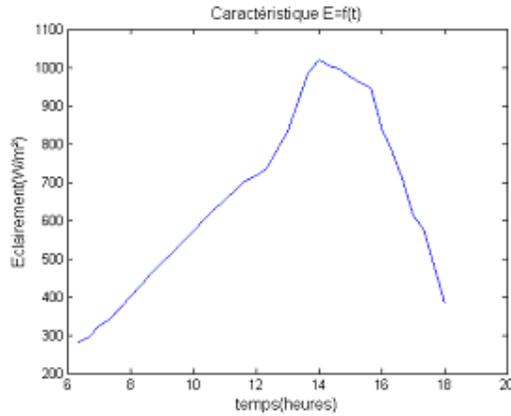


Figure 5-10.a. Caractéristiques E (t).

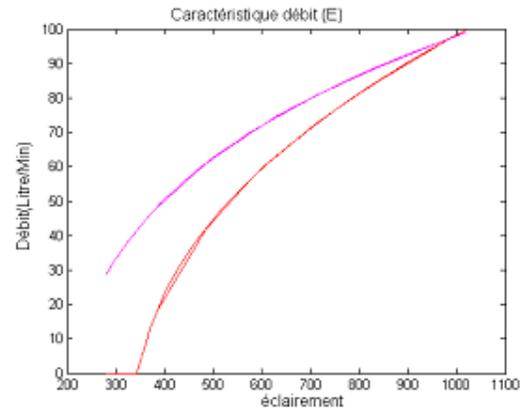


Figure 5-10.b. Caractéristiques débit (E).

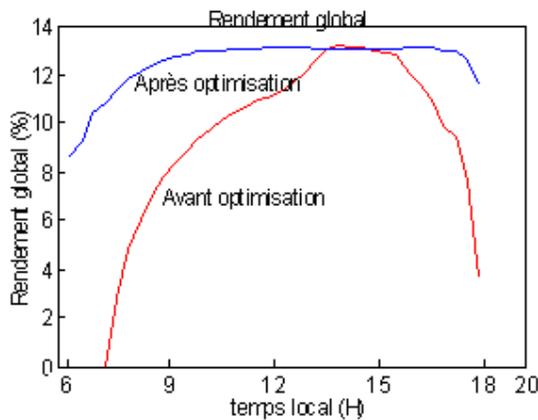


Figure 5-10.c. Caractéristique rendement (t).

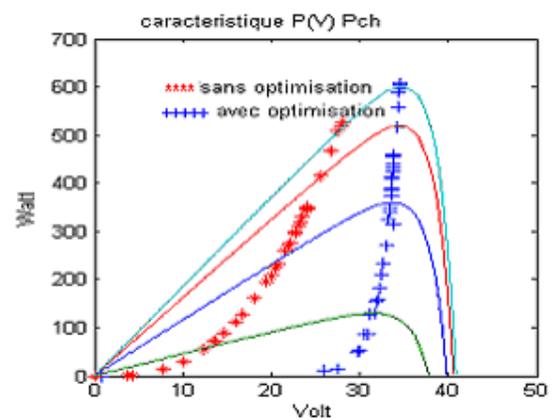


Figure 5-10.d. Caractéristiques P-V et charge.

5.2.8 Commentaire des résultats

Le système d'optimisation améliore le rendement du moteur qui va travailler autour du point optimal de fonctionnement du générateur, la caractéristique de puissance de charge du moteur va glisser vers la bande des puissances maximales du générateur, qui se situe entre 30V et 36 V, pour un éclairement variant entre 350 W/m² et 1025 W/m².

Le rendement du groupe motopompe étant lié à la puissance du générateur, au débit de pompage et à la hauteur du puits, avant optimisation, est pratiquement très faible, il devient important lors des éclaircements élevés.

5.2.9 Conclusion

Dans cette section, nous avons présenté les principales caractéristiques d'un système photovoltaïque permettant le pompage de l'eau au fil du soleil. Un générateur PV débitant sur un convertisseur électronique de puissance dépointant le point optimal de fonctionnement est présenté.

La comparaison entre les deux systèmes (sans et avec optimisation), et les résultats de simulation montrent le gain en rendement dans la puissance du moteur, le débit de l'eau pompée

et le temps. Sans optimisation, le système met beaucoup de temps pour fonctionner, et le débit est médiocre.

L'optimisation est plus importante aux bas éclaircissements, inversement à la température qui abaisse le point optimal de fonctionnement.

5.3 Pompage à l'aide d'un moteur à courant alternatif [Réf.5.5]

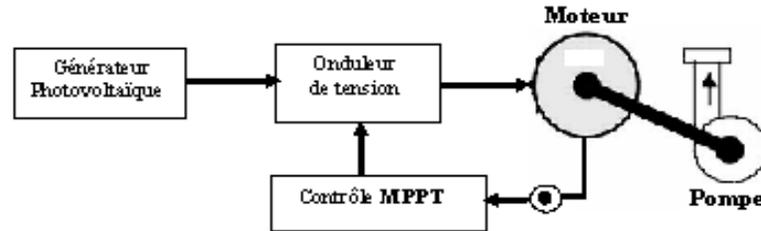


Figure 5-11 Structure du système global

5.3.1 Modèle électrique du moteur synchrone (MSAP)

Le modèle du moteur synchrone à aimant permanent à pôles saillants (MSAP) représenté par les trois enroulements statoriques fixes, et le rotor à aimant permanent est :

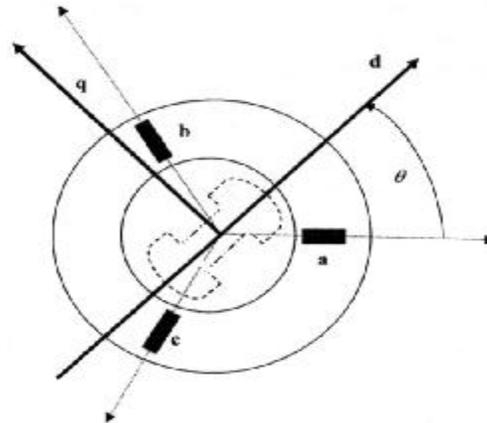


Figure 5-12 Modèle triphasé de la MSAP

Le modèle dynamique d'un moteur synchrone à aimant permanent peut être décrit par les équations suivantes [Réf.5.6], [Réf.5.7] où V_d , V_q , i_d , i_q , L_d et L_q sont les tensions, les courants et les inductances statoriques respectivement, selon le repère d et q de Park. R_a la résistance statorique par phase, Φ_f le flux rotorique du à l'armature de l'aimant permanent du rotor et p est le nombre de paires de pôles.

A l'aide de la transformation de Park, on passe des grandeurs réelles (V_a , V_b , V_c) et (i_a , i_b , i_c) à leurs composantes (V_o , V_d , V_q) et (i_o , i_d , i_q).

La forme matricielle:

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_a & -L_q \cdot \omega \\ L_d \cdot \omega & R_a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ F_f \cdot \omega \end{bmatrix} \quad (5-15)$$

Le couple électromagnétique développé par le moteur synchrone MSAP est donné par l'équation suivante:

$$C_{em} = p \cdot [(L_d - L_q) \cdot i_d + F_f] \cdot i_q \quad (5-16)$$

L'équation mécanique s'écrit :

$$J \frac{dw}{dt} + f \cdot w = C_{em} - C_r \quad (5-17)$$

5.3.1.a- Modélisation de l'onduleur de tension

L'association d'un transistor T_i et d'une diode d_i donne une composante bidirectionnelle k_i , et comme les commandes des deux transistors du même bras sont :

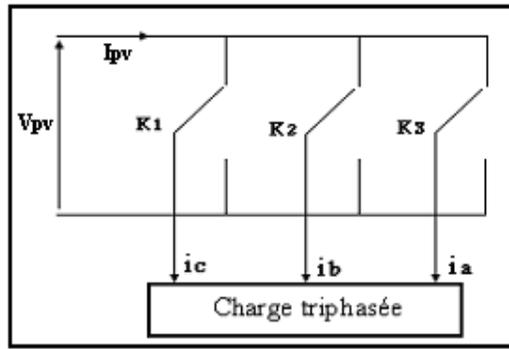


Figure 5-13 Représentation des composantes bidirectionnelles

Soit F_i l'état de l'interrupteur k_i , il est donné par :

$$F_i = \begin{cases} 0 & \text{si } T_i \text{ est fermé et } T_i' \text{ est ouvert} \\ 1 & \text{si } T_i \text{ est ouvert et } T_i' \text{ est fermé} \end{cases}$$

Les tensions composées à la sortie de l'onduleur sont données par :

$$\begin{aligned} V_{ab} &= V_{pv} \cdot (F_1 - F_2) \\ V_{bc} &= V_{pv} \cdot (F_2 - F_3) \\ V_{ca} &= V_{pv} \cdot (F_3 - F_1) \end{aligned} \quad (5-18)$$

Par conséquent, les tensions simples s'expriment en fonction des fonctions logiques comme suit :

$$\begin{aligned} V_a &= V_{pv} \cdot (2F_1 - F_2 - F_3) \\ V_b &= V_{pv} \cdot (2F_2 - F_3 - F_1) \\ V_c &= V_{pv} \cdot (2F_3 - F_1 - F_2) \end{aligned} \quad (5-19)$$

Et le courant I_{pv} à l'entrée de l'onduleur est donné par :

$$I_{pv} = F_1 i_a + F_2 i_b + F_3 i_c \quad (5-20)$$

V_{pv} : Tension du générateur photovoltaïque.

5.3.1.b- Principe de la commande vectorielle

L'équation (5-15) montre que le contrôle du couple se fait sur les composantes du courant i_d et i_q . Le couple électromagnétique ne dépend que de la composante i_q . Il est maximal pour un courant donné si l'on impose $i_d=0$. Le couple obtenu est alors proportionnel au courant d'alimentation de la machine comme dans le cas d'une machine à courant continu à excitation séparée.

$$C_{em} = p \cdot f_f \cdot i_q \quad (5-21)$$

5.3.1.c- Description du système global de la machine synchrone (MSAP)

La figure (5-14) représente le schéma global de la commande vectorielle d'une MSAP dans un repère (d, q). La référence du courant direct I_d^* est fixée à zéro et la sortie du régulateur de vitesse I_q^* constitue la consigne du couple.

Les références des courants direct I_d^* et I_q^* sont comparées séparément aux courants réels de la machine I_d et I_q . Les erreurs sont appliquées à l'entrée des régulateurs classiques de type PI. Un bloc de découplage génère les tensions de références V_d^* , V_q^* . Le système est muni d'une boucle de régulation de vitesse qui permet de générer la référence du courant I_q^* . Cette référence est limitée au courant maximal. Par contre, la référence du courant direct I_d^* est imposée nulle dans notre cas. À partir de la forme matricielle (5-16), on peut tirer la fonction de transfert suivante :

$$F_d(s) = \frac{I_d(s)}{V_d(s) + e_d(s)} = \frac{1}{R_a + s \cdot L_d} \quad (5-22)$$

$$F_q(s) = \frac{I_q(s)}{V_q(s) + e_q(s)} = \frac{1}{R_a + s \cdot L_q} \quad (5-23)$$

La compensation a pour effet de découpler les deux axes grâce à une reconstitution en temps réel de ces perturbations (V_d^r et V_q^r) réciproques. Dans de telles conditions, le système devient linéaire.

$$V_d^* = V_d^r + w \cdot L_d \cdot I_q = (R_a + L_d \cdot s) I_d \quad (5-24)$$

$$V_q^* = V_q^r + w \cdot L_q \cdot I_d - w \cdot f_f = (R + L_q \cdot s) I_q \quad (5-25)$$

De cette façon, les deux axes sont bien découplés; L'axe d ne dépend nullement de l'axe q , aussi:

$$V_d^r = w \cdot L_d \cdot I_q \quad (5-26)$$

et

$$V_q^r = -(w \cdot L_q \cdot I_d + w \cdot f_f) \quad (5-27)$$

Où V_d^r , V_q^r , V_d^* et V_q^* sont les tensions de compensation, de référence des deux axes, direct et quadratique, respectivement.

La fonction de transfert de la vitesse et du courant, en boucle fermée, possède une dynamique de 2ème ordre.

En identifiant la forme canonique du dénominateur $\left(1/(1 + \frac{2x}{w_n} \cdot s + \frac{s^2}{w_n^2})\right)$, nous obtenons les paramètres de régulation de la vitesse et du courant.

Pour assurer la stabilité du système, des valeurs du coefficient d'amortissement de la vitesse et du courant et le temps de réponse de ces coefficients sont préconisées. ($x_v=1$ et $w_n \times t_{rep} = 4.75$) et ($x_c=0.3$ et $w_n \times t_{rep} = 3$). Nous obtenons les paramètres du correcteur PI,

$$K_{iv} = \frac{w_n^2 \cdot J}{p} \text{ et } K_{pv} = \frac{2 K_{iv} \cdot x_v}{w_n} - f \tag{5-28}$$

$$K_{ic} = L_d \cdot w_n^2 \text{ et } K_{pc} = \frac{2 K_{ic} \cdot x_c}{w_n} - R_a \tag{5-29}$$

Avec $t_d = \frac{R_a}{L_d}$ et $t_q = \frac{R_a}{L_q}$

Idem pour le courant quadratique.

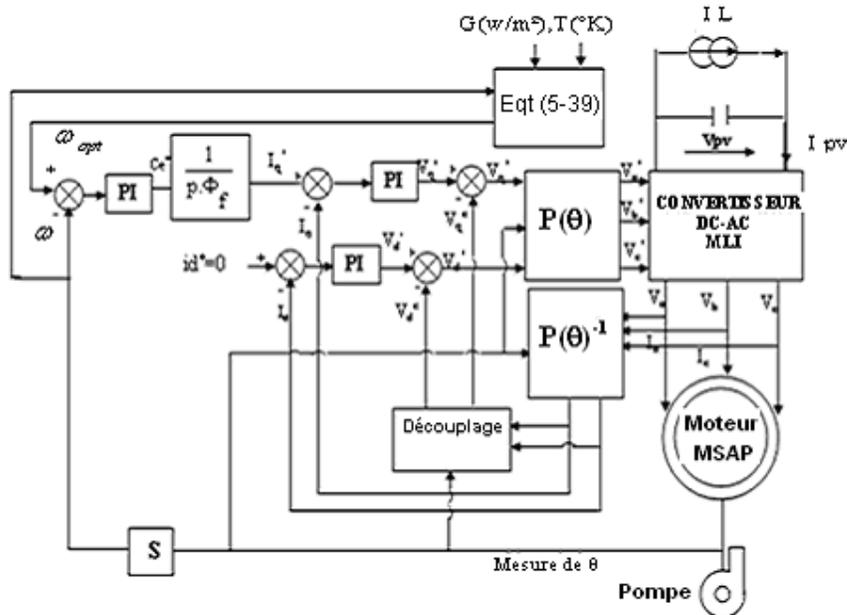


Figure 5-14 Schéma global du système PV alimentant une motopompe (MSAP).

5.3.1.d- Résultats de simulation du moteur synchrone (MSAP)

Tenant compte des performances du système global précité dans notre section précédente (générateur photovoltaïque, convertisseur avec la commande MLI, ensemble motopompe) et en prenant en considération deux niveaux d'éclairement, (un premier éclaircissement correspondant à $G = 950 \text{ W/m}^2$ pendant 1,5 sec ensuite un deuxième éclaircissement correspondant à $G = 400 \text{ W/m}^2$ jusqu'à 3 sec). La figure (5.15.a) montre que le courant I_d est nul, parce qu'il suit le courant de référence supposé nul, le couple électromagnétique est proportionnel au courant quadratique I_q selon le principe de la commande vectorielle.

À partir d'un temps de 0.5 s, le système se stabilise au niveau des grandeurs (courant et vitesse), le courant statorique est d'environ 5A. Voir figure (5-15).

Au premier palier des éclaircissements, l'optimisation n'a aucun effet sur les différentes grandeurs étudiées. Une diminution d'éclairement, (passage de nuages par exemple), ferait chuter la vitesse d'environ 60 rad/sec et la valeur du courant de moitié. L'optimisation augmenterait les valeurs du courant et de la vitesse d'environ 15%. L'effet de l'optimisation se fait sentir aux bas éclaircissements.

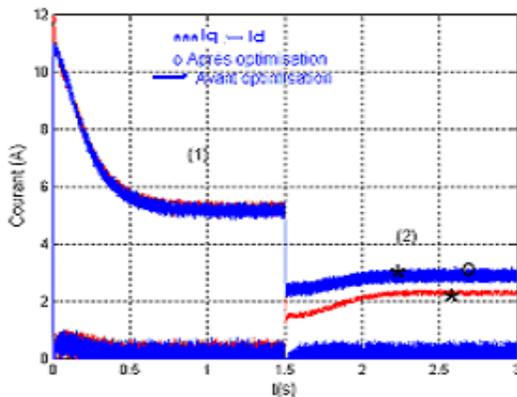


Figure 5-15. a. Courant $i_d(t)$, $i_q(t)$.

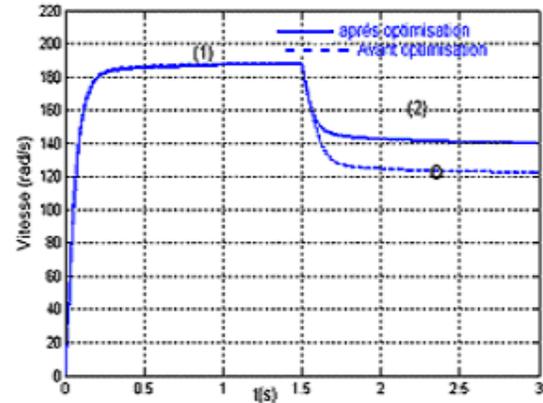


Figure 5-15. b. Vitesse $w(t)$

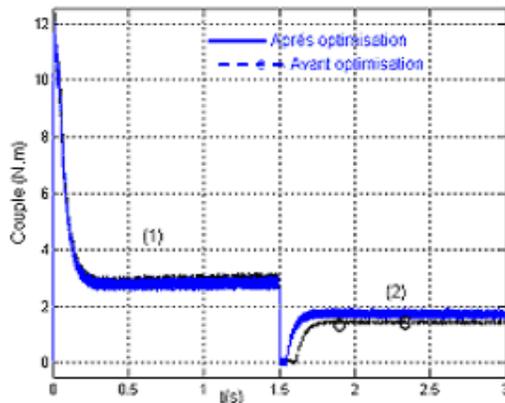


Figure 5-15. c. Couple $C_{em}(t)$.

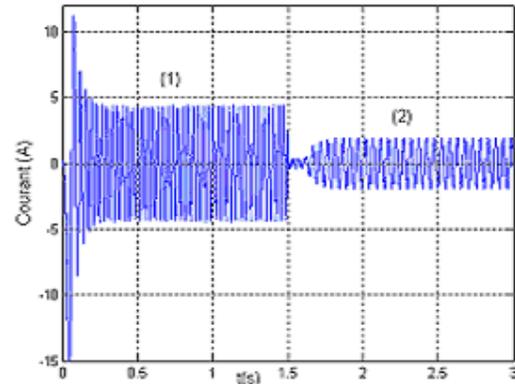


Figure 5-15. d. Courant de phase $i_{sa}(t)$

Figure 5-15 Résultats de simulation de la vitesse, courant statorique par phase optimisé et le couple du moteur synchrone. (1) $G = 950 \text{ W/m}^2$, (2) $G = 400 \text{ W/m}^2$.

5.3.2 Modèle du moteur asynchrone (MAS)

Le modèle de la machine asynchrone est exprimé comme suit [Réf.5.8, 9 et 11]:

$$\frac{dI_{sd}}{dt} = \frac{1}{s L_s} \left[-\left(R_a + \frac{M^2 R_r}{L_r}\right) \cdot I_{sd} + w_s s L_s I_{sq} + \frac{M R_r}{L_r} f_{rd} + \frac{M}{L_r} w_m f_{rq} + V_{sd} \right] \quad (5-30)$$

$$\frac{dI_{sq}}{dt} = \frac{1}{s L_s} \left[-\left(R_a + \frac{M^2 R_r}{L_r}\right) \cdot I_{sq} - \frac{M}{L_r} w_m f_{rd} + \frac{M R_r}{L_r} f_{rq} - w_s s L_s I_{sd} + V_{sq} \right] \quad (5-31)$$

$$\frac{df_{rd}}{dt} = \frac{-R_r}{L_r} f_{rd} + (w_s - w_m) f_{rq} + \frac{M R_r}{L_r} I_{sd} \quad (5-32)$$

$$\frac{df_{rq}}{dt} = \frac{-R_r}{L_r} f_{rq} - (w_s - w_m) f_{rd} + \frac{M R_r}{L_r} I_{sq} \quad (5-33)$$

w_s et w_m sont respectivement la vitesse angulaire des champs tournants électrique et magnétique, Dans ce cas, le moteur asynchrone développe un couple exprimé comme suit: [Réf.5.8]

$$C_{em} = \frac{M p^2}{L_r} (I_{sq} f_{rd} - I_{sd} f_{rq}) \quad (5-34)$$

Pour calculer les différents paramètres de régulation (le flux, le courant et la vitesse) du correcteur PI, nous procédons de la même manière que pour la machine synchrone.

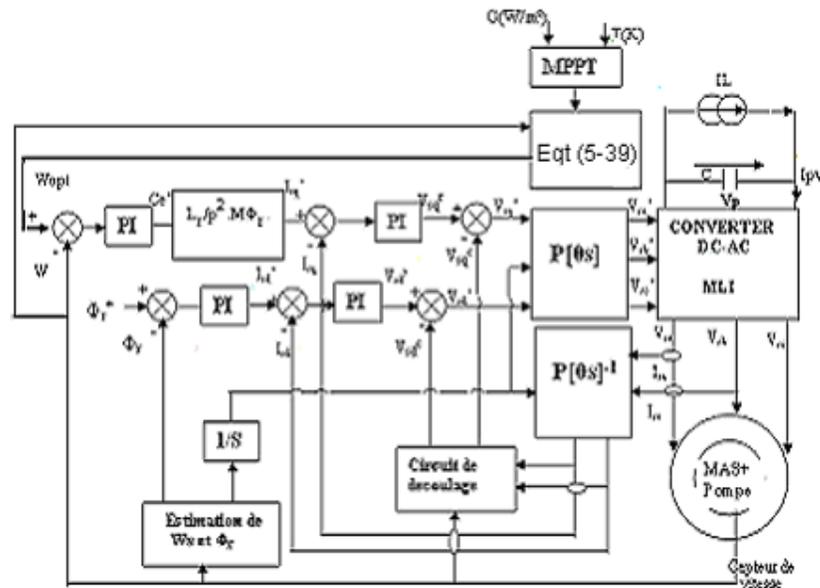


Figure 5-16 Schéma global du système PV alimentant une motopompe (MAS).

5.3.2.a- Résultats de simulation du moteur asynchrone (MAS)

De la même manière que lors de la simulation de la MSAP, à un niveau d'éclairement de 950W/m^2 , le système se stabilise à partir de 0.5 sec, fournit une vitesse de 180 rad/sec, et un courant statorique $I_s = 3.2\text{A}$, le flux rotorique direct gardant la valeur nominale de 0.8Wb , et le flux rotorique quadratique étant nul. Selon la commande vectorielle, le couple électromagnétique proportionnel au courant statorique quadratique dépend de la charge, il est stabilisé autour de la valeur de 2A pour le premier palier d'éclairement et 1.5A pour le second. Voir figure (5-17) calculée selon le programme `Caracteristique_MAS.m` consultée à l'annexe-3.

En outre malgré la variation de l'éclairement, la poursuite de la vitesse et du flux rotorique est réalisée avec succès. Ce saut d'éclairement affecte la vitesse et les deux courants statoriques I_{sd} et I_{sq} . Le gain en vitesse est d'environ 20%.

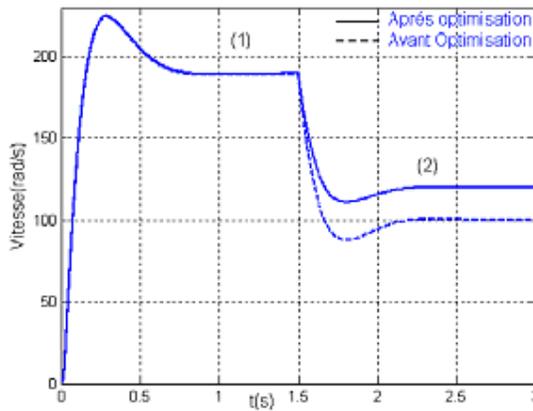


Figure 5-17. a : Vitesse $w(t)$

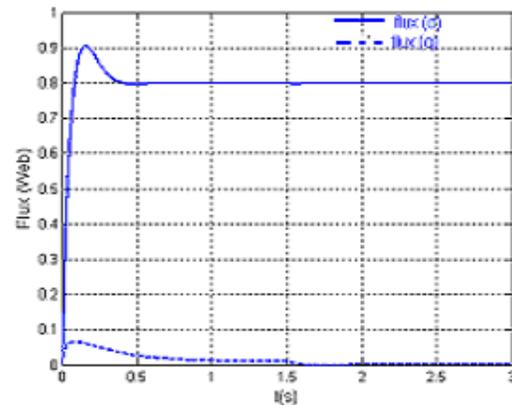


Fig 5-17. b : Flux $\Phi_{rd}(t)$, $\Phi_{rq}(t)$

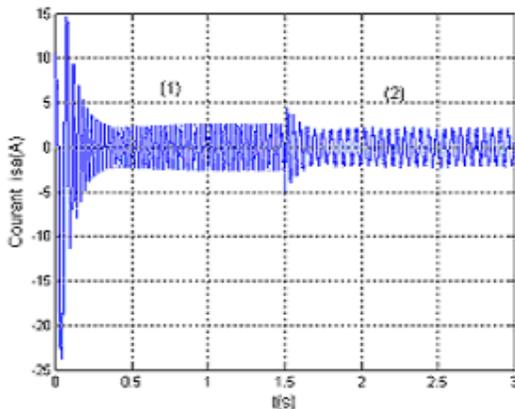


Figure 5-17. c : Courant de phase $I_{s\alpha}(t)$
après optimisation

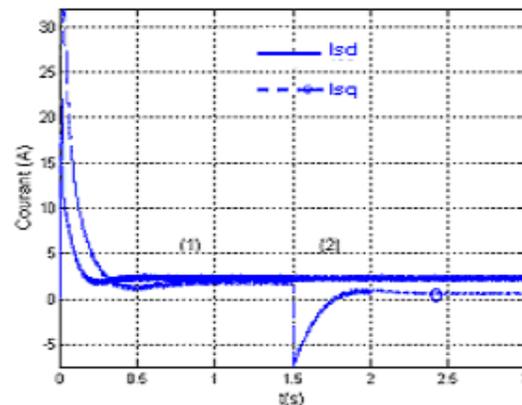


Figure 5-17. d : Courant $I_d(t)$, $I_q(t)$
après optimisation

Figure 5-17 Résultats de simulation, vitesse, flux et courant statorique
(1) $G = 950\text{W/m}^2$, (2) $G = 400\text{W/m}^2$.

5.3.3 Localisation du point de fonctionnement optimal

La puissance du générateur est égale à $P_{pv} = V_{pv} \cdot I_{pv}$ et la puissance maximale est obtenue pour :

$$\frac{\partial P_{pv}}{\partial I_{pv}} = \frac{\partial I_{pv}}{\partial I_{pv}} \cdot V_{pv} + I_{pv} = 0 \quad (5-35)$$

Soit I_{mp} la valeur du courant optimal au point de puissance maximale. En substituant I_{pv} et dI_{pv}/V_{pv} par leurs valeurs dans l'équation (5-35), nous obtenons l'équation suivante:

$$I_{mp} + \frac{(I_{mp} - I_L - I_0) \cdot \left[\text{Ln} \left(\frac{I_L - I_{mp}}{I_0} + 1 \right) - \frac{I_{mp} R_s}{A} \right]}{1 + (I_L + I_{mp} + I_0) \frac{R_s}{A}} = 0 \quad (5-36)$$

La solution de L'équation (5-36) par la méthode de Newton-Raphson et en mode de couplage du système motopompe, est régie par l'équation suivante :

$$I_{mp} \cdot V_{mp} = p \cdot f \cdot w \cdot i_q \cdot h_c \cdot h_m \cdot h_p \quad (5-37)$$

La pompe d'eau choisie est de type centrifuge, voir chapitre précédent et [Réf.5.10], où la puissance mécanique est proportionnelle au cube de la vitesse du rotor. Elle peut être écrite :

$$P_{méc} = k_p \cdot w^3 \quad (5-38)$$

k_p est la constante de la pompe d'eau [$\text{W} \cdot \text{s}/\text{rad}^3$] et w est la vitesse du rotor [rad/s].

En utilisant les équations (5-35) et (5-36), la vitesse optimale sera donnée par l'expression :

$$w_{opt} = \eta_c \cdot \eta_m \cdot \eta_p \cdot \left(\sqrt[3]{\frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{k_p}} \right) \quad (5-39)$$

$h_c = 0.95$, $h_m = 0.92$ et $h_p = 0.74$ sont respectivement le rendement de l'onduleur, du moteur et de la pompe.

5.3.4 Influence de l'éclairement sur le point de fonctionnement nominal

Le système d'optimisation améliore le rendement du moteur qui va travailler autour du point optimal de fonctionnement du générateur, la caractéristique de puissance de charge du moteur va glisser vers la bande des puissances maximales du générateur, qui se situe entre 160V et 180V de tension, pour un éclairement variant entre 200 W/m^2 et 1000 W/m^2 . Figure (5-18. a).

Pour le couplage direct le système moteur pompe ne fonctionne qu'à partir de 300 W/m^2 , contrairement au couplage optimisé dont la phase de barbotage cesse à partir de 200 W/m^2 . Figure (5-18. c et d). L'optimisation est meilleure pour les faibles éclaircements, jusqu'à 600 W/m^2 , sera nulle pour des éclaircements supérieurs à 600 W/m^2 .

Le rendement global du système complet générateur et motopompe étant faible, il est du même ordre de grandeur que celui du générateur photovoltaïque. Voir programmes Rendement_MAS.m et Rendement_MSAP.m à consulter en annexe-3.

Machine synchrone à aimant permanent

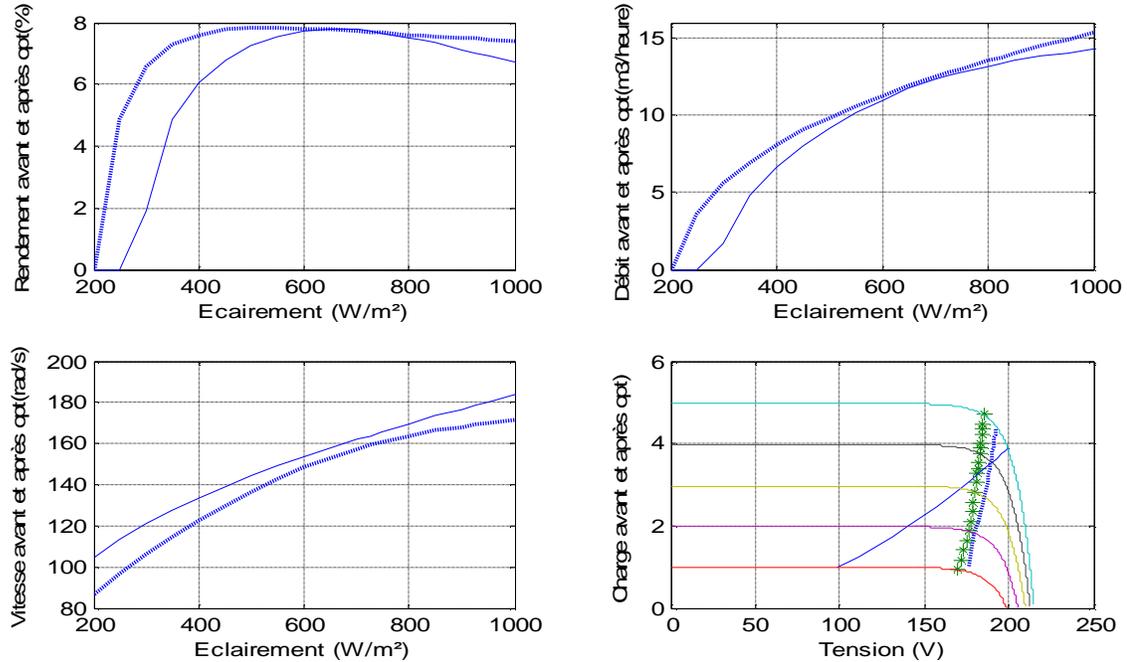


Figure 5-18 Résultats de simulation en régime dynamique, rendement, débit, vitesse et courant de charge avant (—) et après (...) optimisation.

Machine asynchrone

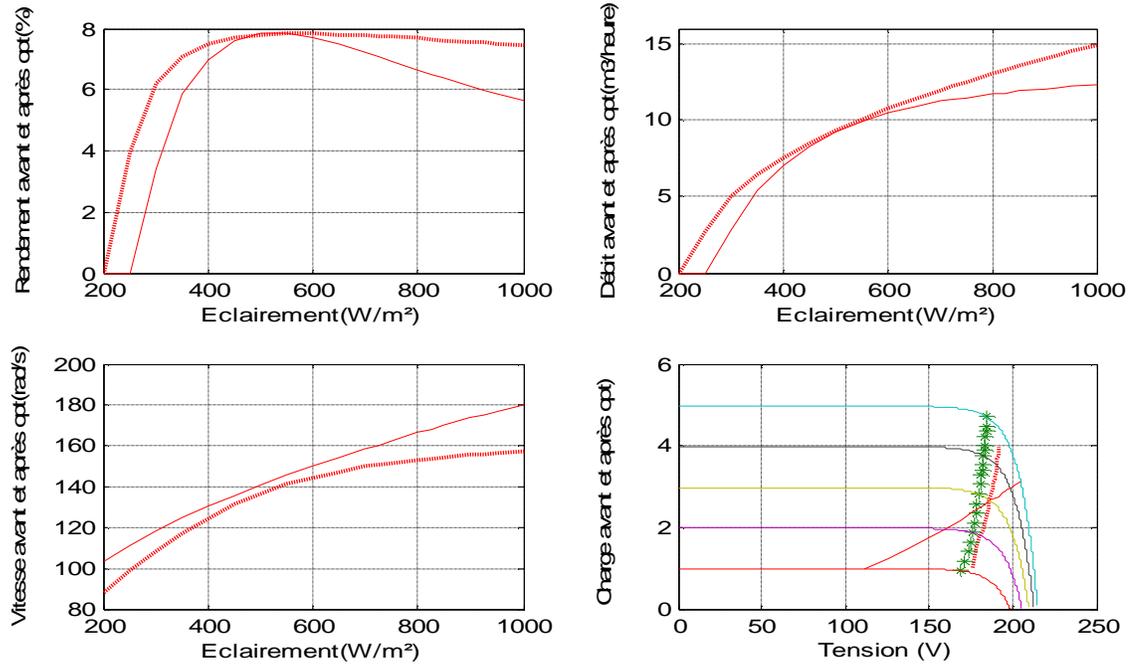


Figure 5-19 Résultats de simulation en régime dynamique, rendement, débit, vitesse et courant de charge avant (—) et après (...) optimisation.

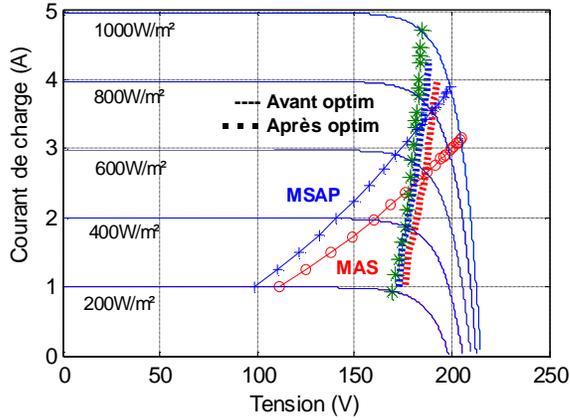


Figure 5-20. a : I-V et courant de charge

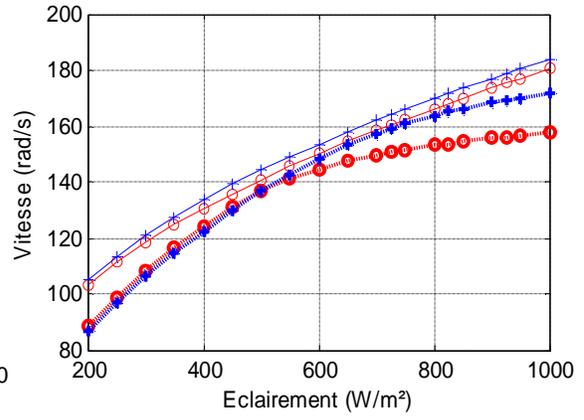


Figure 5-20. b : Vitesse (rad/s)

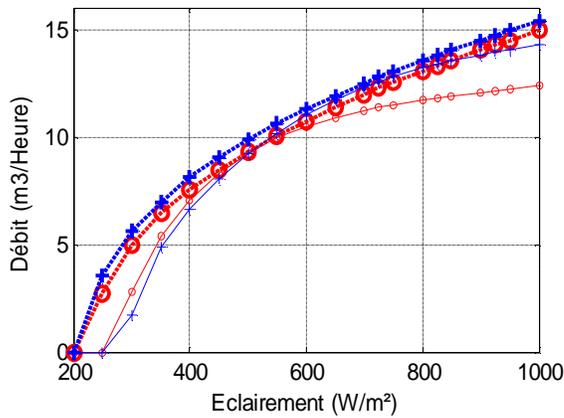


Figure 5-20. c : Débit d'eau

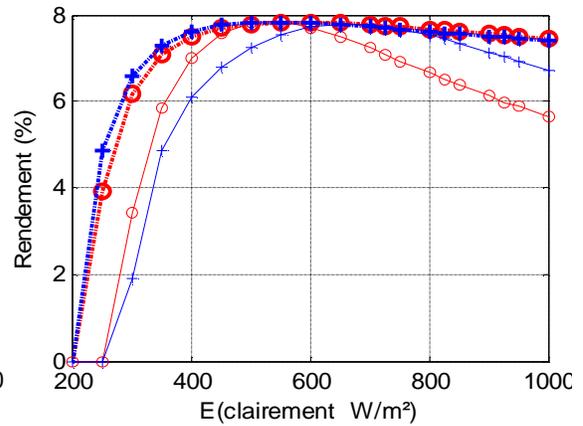


Figure 5-20. d : Rendement global du système

Figure 5-18 Résultats de simulation, Courant de charge, vitesse, débit et rendement
— MAS, — MSAP.

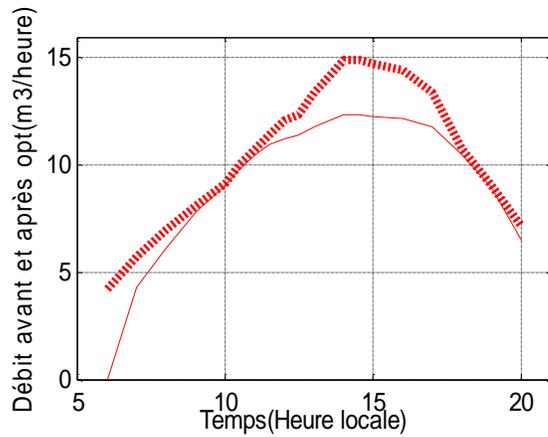


Figure 5-21. a : Débit d'eau.

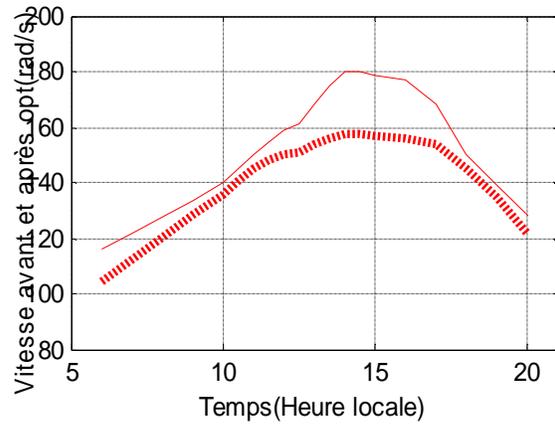


Figure 5-21. b : Vitesse du moteur MAS.

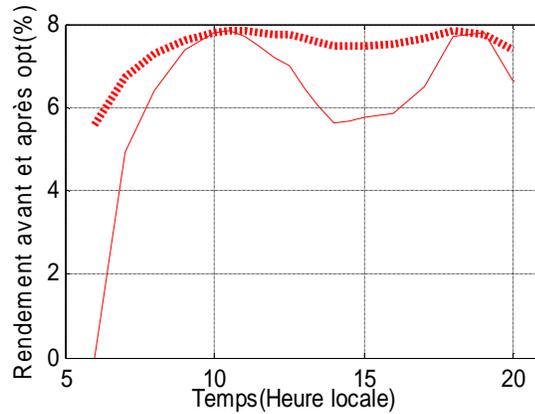


Figure 5-21. c : Rendement du système avec la MAS.

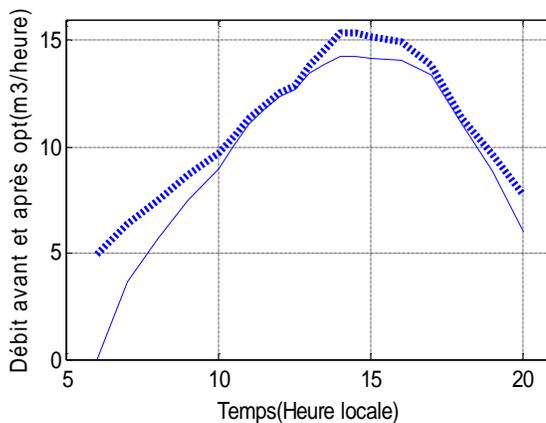


Figure 5-22. a : Débit d'eau.

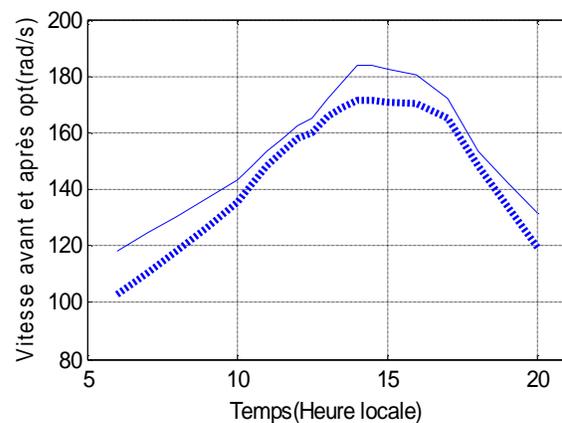


Figure 5-22. b : Vitesse du moteur MSAP.

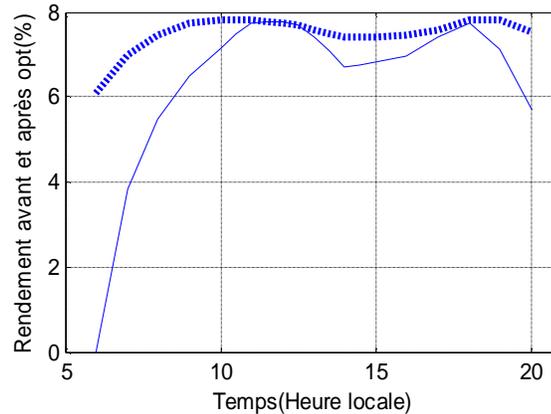


Figure 5-22. c : Rendement du système avec la MSAP.

5.4 Conclusion

Nous avons présenté les principales caractéristiques d'un système photovoltaïque permettant le pompage de l'eau avec de l'énergie solaire. Un générateur PV débitant sur un convertisseur électronique de puissance dépistant le point optimal de fonctionnement est présenté. Le modèle électrique du système, est simulé à l'aide du logiciel MATLAB 6p5 pour différents éclairagements et températures solaires.

Ce générateur entraîne une machine synchrone à aimants permanents à pôles saillants et cela en utilisant le principe de la commande vectorielle dans le repère (d, q) . Cette méthode permet d'obtenir de très bonnes performances similaires à celles d'une machine à courant continu, parce qu'on obtient un couple électromagnétique directement proportionnel au courant absorbé par la machine.

Une comparaison avec un générateur entraînant un moteur asynchrone et les résultats de simulation montrent le gain en rendement global et le débit de l'eau pompée qui croît plus tôt que prévu dans le système optimisé, la pompe débite à partir de 200W/m², [Réf. 5.12].

Pour réaliser un meilleur couple moteur produisant des caractéristiques, un contrôleur conventionnel PI a été introduit pour la commande vectorielle d'une machine asynchrone alimentée par un générateur photovoltaïque.

Chapitre 6- Bilan énergétique et analyse économique

Dans la première partie de ce chapitre, nous allons montrer comment dimensionner une installation solaire, présenter un bilan énergétique et calculer les coûts d'un système de pompage, du point de vue de l'investisseur. Les coûts d'investissement initiaux, les coûts récurrents et les coûts de remplacement seront calculés sur la durée de vie du système. Dans la deuxième partie, nous allons calculer le coût de l'eau, tel que les utilisateurs devraient le payer pour assurer la pérennité de leur pompe. Ces coûts incluent les frais d'exploitation, les coûts de remplacement des équipements et les coûts de maintenance.

Bonne lecture

A. Bilan énergétique

6.1. Introduction

Le travail que nous allons présenter après l'étude de divers principes et composants d'un système photovoltaïque est porté sur le prédimensionnement d'une installation photovoltaïque devant satisfaire aux besoins domestiques en électricité et aux besoins en eau d'irrigation et de consommation. Pour ce faire et après avoir construit le diagramme du système, nous allons dans un premier temps évaluer l'énergie domestique consommée le jour et la nuit et l'énergie nécessaire pour le pompage d'eau. Nous allons ensuite déterminer le nombre de modules photovoltaïques et la capacité de stockage. Cette détermination a été faite en fonction de la fraction du jour avec ensoleillement.

Dans le cas de la mise en oeuvre d'un projet photovoltaïque proprement dit, la réalisation d'une centrale électro-solaire destinée principalement à l'alimentation énergétique d'une ferme, une estimation économique succincte peut alors être menée, après avoir préalablement effectué l'étude de faisabilité et de viabilité d'un tel ensemble adapté aux zones rurales. Afin de valoriser nos résultats issus de l'étude effectuée sur une ferme fictive située dans la région de Constantine, il est indispensable de connaître certains coûts représentatifs de notre installation photovoltaïque, une étude technico-économique relative à notre système est effectuée; la première partie de cette étude est consacrée à l'évaluation des équipements composant notre système photovoltaïque.

6.2. Estimation des besoins en électricité

Pour déterminer la puissance et l'énergie nécessaire, il faut d'abord savoir quels appareils utiliser et établir un bilan énergétique en fonction de la consommation en électricité et de la fréquence d'utilisation. [Réf. 6.1]

6.2.1 Estimation de l'ensoleillement maximal

Il faut connaître les ressources solaires disponibles et essentielles à la conception d'un système photovoltaïque efficace et abordable. Indiquant la durée moyenne quotidienne de l'ensoleillement maximal et connaître l'orientation effective des modules. Les données climatologiques nous ont été fournies par l'office national de la météorologie de Constantine.

6.2.2 Estimation de la puissance requise des modules

L'étape suivante consiste à dimensionner le champ photovoltaïque. Il faut prendre en considération dans ces calculs, les pertes énergétiques occasionnées par le chargement des accumulateurs (efficacité de 75 à 90%) ainsi que l'efficacité du régulateur de charge (de 80% à 90%). Des pertes supplémentaires peuvent parfois être attribuées à l'accumulation de poussières et de neige sur les modules, mais elles sont relativement faibles.

6.3 Besoins énergétiques

Dans notre étude nous avons choisi un système autonome représenté par une ferme situé à l’Est d’Algérie qui comporte deux maisons, un puit et un dispensaire.

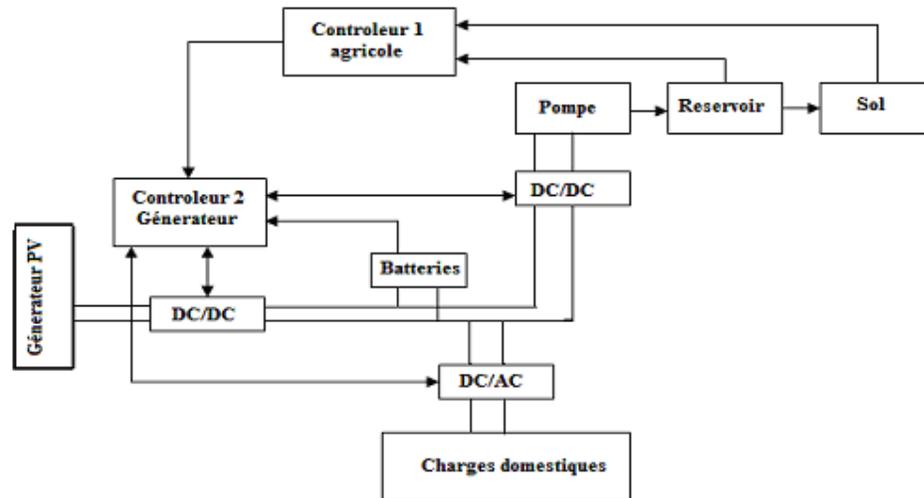


Figure 6-1: Diagramme du système.

6.3.1 Charges domestiques (valable toute l’année en courant alternatif).

- La maison m1 comprend un téléviseur de 60W, un réfrigérateur de 200W (prévoir la puissance au démarrage), trois lampes fluorescentes de 15W chacune.
- La maison m2 comprend un téléviseur de 60W, un réfrigérateur de 200W, trois lampes de 15W chacune.
- Le dispensaire comprend quatre lampes de 15W et un congélateur de 400W.

Le jour de 06h à 18h : (12 heures de fonctionnement, avec un taux d’utilisation **K**)

Charges	Pn (W)	Puissance = K.Pn (W) K (taux d’utilisation)	Energie (Wh) 12h d’utilisation	Energie totale (Wh)
03 frigos	2*200+400	0.5*800	4800	E_{d0j}=6960
02 téléviseurs	2*60	0.5*120	720	
10 lampes	10*15	0.8*150	1440	

Tableau 1 : Consommations énergétiques domestiques pour le jour

La nuit de 18h à 06h : (prévoir trois tranches de 18h à 21 h, de 21h à 00h puis de 00h à 06h)

03 frigos	2*200+400	0.5*800	1200	E_{d0n}=6288
02 téléviseurs	2*60	1*120	420	
10 lampes	10*15	0.8*150	360	
03 frigos	2*200+400	0.5*800	1200	
02 téléviseurs	2*60	1*120	420	
04 lampes	4*15	0.8*60	144	
03 frigos	2*200+400	0.5*800	2400	
02 lampes	2*15	0.8*30	144	

Tableau 2 : Consommations énergétiques domestiques pour la nuit.

E_{doj} et E_{don} sont respectivement les énergies domestiques consommées le jour et la nuit.

L’énergie totale en alternatif consommée le jour et la nuit est égale à 13248 Wh.

6.3.2 Charges agricoles

La surface cultivable est de un (01) hectare et les besoins en eau d'irrigation sont de 30m³/ha/jour. La puissance électrique absorbée par la pompe est exprimée par :

$$P_{el} = \frac{g \cdot Q \cdot H_t}{h_p} \quad (6-1)$$

g : 9.81 ms⁻².

H_t : Hauteur fictive de pompage. ($H_t=10m$ ou $H_t=20m$)

h_p : Rendement de la pompe. ($h_p=0.7$)

Q : Débit de la pompe.

On en déduit l'énergie nécessaire au pompage soit $E_{po} = \frac{g \cdot Q \cdot t \cdot H_t}{h_p}$

$Q \cdot t = Q_d = 30 \text{ m}^3$ est la quantité d'eau journalière par temps clair et t la durée de pompage.

6.3.3 Energie à fournir à l'ensemble des charges (domestique et pompe)

L'énergie journalière à fournir à l'ensemble des charges pompe et domestique se calcule en tenant compte du rendement des convertisseurs DC/DC et DC/AC placés entre la source et les consommateurs. Ainsi les énergies à fournir en amont des ensembles charge-convertisseur s'expriment respectivement le jour et la nuit par:

$$E_j = \frac{E_{po}}{h_{dc2}} + \frac{E_{doj}}{h_{ac}} \quad \text{et} \quad E_n = \frac{E_{don}}{h_{ac}} \quad (6-2)$$

h_{dc2} : Rendement du convertisseur DC/DC côté pompe ($h_{dc2}=94\%$)

h_{ac} : Rendement du convertisseur DC/AC ($h_{ac}=91.2\%$).

En tenant compte de la fraction du jour avec soleil, les énergies que l'on doit effectivement fournir le jour et la nuit s'écrivent :

$$E_{tn} = E_n + (1-i) \cdot E_j \quad \text{et} \quad E_{tj} = i \times E_j \quad (6-3)$$

E_{tn} est l'énergie totale de nuit consommée par le domestique et la pompe incluant la fraction du jour sans ensoleillement.

E_{tj} est l'énergie de jour consommée directement par l'ensemble des charges.

L'énergie à fournir à l'ensemble des charges (pompe et domestique) s'écrit :

$$E_c = \left(E_{tj} + \frac{E_{tn} \cdot e_{mc}}{h_b \cdot e_d} \right) \frac{1}{h_c} \frac{1}{h_{dc1}} \quad (6-4)$$

e_{mc} : Tension moyenne de charge de la batterie ($e_{mc}=2 \text{ Volts}$)

e_d : Tension moyenne de décharge de la batterie ($e_d=1.85 \text{ Volts}$)

η_c : Rendement du câble ($\eta_c=0.99$)

η_b : Rendement de la batterie ($\eta_b=0.99$)

$hdcl$: Rendement du convertisseur DC/DC (côté générateur) $hdcl=0.94$.

6.3.4 Energie fournie par le module photovoltaïque

Pour effectuer ce calcul nous avons utilisé un module photovoltaïque dont les caractéristiques électriques suivantes :

Module photovoltaïque GTO136 - 80/2, AM=1.5, rendement nominal $h=12.7\%$, $P_m=80W$, $V_{oc,ref}=21.5V$, $I_{sc}=4.73A$, $I_{mpref}=4.25A$, $V_{mpref}=16.9V$, $Noct=318^{\circ}K$, $\mu I_{sc}=3.10^{-3} A/^{\circ}C$, $\mu V_{oc}=-82.10^{-5} V/^{\circ}C$, facteur de forme $FF=0.96$,

L'insolation en Algérie est de **5.4 kWh/m²/jour**.

Comme la moyenne d'insolation au Nord-est Algérien est de 2900 heures par année, l'énergie fournie par un module de 80Wc sera égale à :

$$E_m = P_m \cdot \text{Durée d'insolation par année} \quad (6-5)$$

$$E_m = 80 \cdot 2900 = 230\text{kWh/an} = 540\text{Wh/jour.}$$

En raison des pertes de tension et de l'efficacité imparfaite du système, des pertes dues à l'échauffement des modules (80%), et aux câbles (99%), la production d'énergie photovoltaïque est souvent évaluée comme suit :

Module de 80W installé = 200 kWh / an.

6.4 Calcul de la taille du générateur photovoltaïque

6.4.1 Calcul de la valeur moyenne de i

Région du nord :

Taux d'hygrométrie de l'air = 45% par temps humide.

Région du sud :

Taux d'hygrométrie de l'air = 10% par temps humide.

Pour les températures moyennes, nous disposons des valeurs maximales et minimales enregistrées en 2004. ($21^{\circ}C \leq T_{max} \leq 34.6^{\circ}C$ et $6.9^{\circ}C \leq T_{min} \leq 11.2^{\circ}C$).

Pour les périodes agricoles nous retenons toute l'année.

Pour effectuer ce calcul nous avons utilisé les durées mensuelles d'insolation pour plusieurs villes représentant différentes villes de l'Est de notre pays. Le tableau suivant donne en heures les durées d'insolation pour l'année 2004.

Durée d'insolation (heures)	Des	Jan	Fev	Mar	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct.	Nov
Constantine	159	204	212	232	245	305	349	325	295	216	139	100
Tébessa	165	231	216	234	265	313	344	321	296	234	166	115
Biskra	259	251	260	300	333	332	381	368	341	288	230	193
Annaba	154	184	159	227	251	302	339	287	236	237	158	118

Tableau 3 : Durée mensuelle d'insolation

La valeur moyenne est la durée mensuelle d'ensoleillement divisée par 366.

Ville	Annaba	Constantine	Tébessa	Biskra
Valeur moyenne de i	0.60	0.63	0.66	0.80
Energie fournie par le module PV E_m	324Wh	340Wh	356Wh	430Wh

Tableau 4: Valeurs moyennes d'ensoleillement et énergie fournie par le module PV.

Pour une journée entièrement ensoleillée $i = 1$; $E_m = 0.54$ kWh.

H_t (m)	10	20
E_{po} (kWh)	4.2043	8.4086
$E_{ij} = E_j$ (kWh)	8.6174	13.0900
$E_{in} = E_n$ (kWh)	5.3925	5.3925
E_c (kWh)	15.5878	20.3940
m	39.9688 \approx 40	52.2924 \approx 52

Tableau 5: Calcul de la taille du générateur pour une journée entièrement ensoleillée.

$$m = \frac{E_c}{E_m} = \frac{\text{Energie à fournir à l'ensemble des charges}}{\text{Puissance fournie par un module}} \quad (6-6)$$

	Annaba		Constantine		Tébessa		Biskra	
E_m (kWh)	0.324		0.340		0.356		0.430	
i_m	0.60		0.63		0.66		0.80	
H_t (m)	10	20	10	20	10	20	10	20
E_j (kWh)	8.2884	12.7611	8.2884	12.7611	8.2884	12.7611	8.2884	12.7611
E_n (kWh)	6.8947	6.8947	6.8947	6.8947	6.8947	6.8947	6.8947	6.8947
E_{tj} (kWh)	4.9731	7.6566	5.2217	8.0395	5.4704	8.4223	6.6307	10.2089
E_{in} (kWh)	10.2101	11.9992	9.9615	11.6163	9.7128	11.2335	8.5524	9.4470
E_c (kWh)	17.3248	22.3079	17.3003	22.2701	17.2757	22.2322	17.161	22.0556
m	53	69	51	66	49	62	40	51

Tableau 6: Taille du générateur pour les quatre villes.

Pour les trois villes du nord, la taille moyenne du générateur est de 50 modules pour une hauteur $H_t = 10$ m et 62 modules pour une hauteur $H_t = 20$ m, avec un écart de plus ou moins un module d'une ville à une autre. Par contre pour Biskra, la taille du générateur est un peu plus réduite.

6.4.2 Calcul de la capacité de la batterie

La plupart des batteries durent plus longtemps si elles se déchargent moins rapidement, un cycle de décharge maximale d'environ 50% de leur capacité. Ceci implique que la capacité du banc de stockage devrait être au minimum d'environ deux fois la charge quotidienne et que le système puisse fournir de l'énergie sans interruption pendant deux jours et sans se recharger (exemple pendant l'hiver).

Nous avons calculé la capacité de stockage en négligeant l'énergie de pompage E_{po} , pour une tension minimale de l'onduleur $V_{min} = 100$ V, avec le nombre d'éléments de batteries

correspondant $n = 54$. La capacité obtenue est donnée par le tableau (6). La tension minimale de décharge de la batterie étant $e_{min} = 1.80$ V.

Multiplier la charge (wattheure) par 2, puis diviser par la tension de batterie (par exemple 24 volts en tenant compte du nombre d'éléments formant la batterie), pour obtenir l'estimation en ampère-heure (Ah) du banc de stockage.

	<i>Annaba</i>	<i>Constantine</i>	<i>Tébessa</i>	<i>Biskra</i>
i_m	0.60	0.63	0.66	0.80
E_c (kWh)	12.3418	12.3305	12.3191	12.2663
E_{tn} (kWh)	8.4211	8.3066	8.1921	7.6579
Q (Ah)	877.1930	865.2686	853.34430	797.6974

Tableau 6: Calcul de la capacité du système de stockage

B. Analyse économique

6.5 Calcul des différents coûts d'installation du système photovoltaïque

Dans la deuxième partie nous avons évalué le coût relatif à l'environnement de l'installation et la dernière partie de cette étude économique aboutira à une estimation du coût de mètre cube d'eau pompée par notre système de pompage photovoltaïque et le coût de kWh de l'électricité produite par notre système photovoltaïque [Réf. 6.2 à 8]. L'application de cette analyse économique nécessite la connaissance des caractéristiques suivantes

6.5.1 Équipements et matériels solaires

Les équipements solaires sont les principaux composants du système photovoltaïque étudié, c'est-à-dire les modules photovoltaïques, les éléments d'accumulation électrochimique, le système de régulation, l'électropompe et les diverses fournitures indispensables au montage et au fonctionnement de cette dernière (Structure câbles boîtiers et autres accessoires).

Il est à souligner que la plupart de ces équipements peuvent être soit acquis de l'extérieur ce qui implique une augmentation notable du coût global de l'installation, soit fabriqués localement en Algérie.

6.5.2 Etude technique et réalisation

Cette rubrique est relative l'étude de conception du système photovoltaïque à mettre en place sur site. C'est à partir des conceptions énergétiques demandées (détermination du profil de consommation) et des ressources énergétiques disponibles sur ce site, suivies préalablement de visites effectuées que cette étude est précisément entamée. À cet effet, les frais octroyés à cette rubrique sont estimés à 3% du coût global.

6.5.3 Travaux de génie civil

Par ailleurs il est indispensable, dans le cadre d'une telle réalisation de prévoir un poste spécifique qui regroupe l'ensemble des frais afférents aux divers travaux de génie civil devant être effectués sur site lors de l'installation photovoltaïque. Le montant octroyé à ce poste est estimé à environ 30% du coût global de l'installation.

6.5.4 Installation

Dans le cadre de l'installation sur site, une équipe de techniciens (installateurs) spécialistes est directement mise en place. Le poste relatif au montage, à l'installation et à la mise en service du système photovoltaïque peut être évalué à 8% du coût global de l'installation, il représente l'ensemble des frais occasionnés à la réalisation et à l'installation de la centrale sur site prévu.

6.6 Coût d'un système photovoltaïque

Le calcul du coût d'un système photovoltaïque requiert la connaissance des éléments suivants:

- La durée de vie,
- L'investissement initial,
- Les coûts de maintenance annuels relatifs au système photovoltaïque,
- Les coûts de remplacement des différents sous systèmes,
- Les profits réalisés.

L'investissement initial permet à l'utilisateur de savoir quel est le prix qu'il va payer lors de l'installation de son système. Aussi, d'autres informations très importantes constituent des critères de choix, à savoir

- Le coût du système photovoltaïque sur sa durée de vie,
- Le coût de l'énergie consommée par l'utilisateur sur toute sa durée,

Le coût du kWh consommé dépendra des profits engendrés mais également de l'énergie photovoltaïque consommée par l'utilisation.

6.6.1 Coût sur la durée de vie du système

Le coût sur la durée vie du système est fonction de l'investissement initial, du coût annuel d'entretien et de maintenance et du coût de remplacement éventuel de certains sous-systèmes.

$$C_{vie} = I_0 + C_{ent/main} + C_{rempl} \quad (6-7)$$

6.6.2 Coût actualisé du système et coût du kWh consommé

Le calcul du coût de l'énergie prend en compte celui sur la durée de vie, ainsi que les profits réalisés sur toute la durée active du système.

$$C_{actu} = \frac{C_{vie}}{Fa} \quad (6-8)$$

$$Fa = \frac{1 - (1 + a)^{-n}}{a} \quad (6-9)$$

C_{actu} : Coût actualisé, Fa : Facteur d'actualisation, a : Taux d'actualisation, n : Durée de vie du système.

Le coût actualisé du kilowattheure par rapport à la consommation est le suivant :

$$Cout_{DA/kWh} = \frac{C_{vie} - Profits}{Consommation\ annuelle}$$

6.7 Système de pompage photovoltaïque

Chaque système de pompage est composée de :

- Générateur photovoltaïque,
- Armoire de commande et de contrôle,
- Groupe électropompe.

Les groupes motopompes utilisés sont de type «au fil du soleil». Le débit de la pompe varie proportionnellement à l'ensoleillement.

6.7.1. Analyse économique du système de pompage photovoltaïque

Pour évaluer le coût global actualisé du m³ d'eau pompée, il suffit d'avoir certaines données.

- La durée de vie du système,
- Le coût ou l'investissement initial,
- Les coûts de maintenance annuels relatifs au système photovoltaïque,
- Les coûts de remplacement des différents sous-systèmes.

Les hypothèses retenues, relatives à la durée de vie pour chacun des éléments du système, sont données ci-après :

Équipements	durée de vie (ans)
Générateur photovoltaïque	20
Motopompe	7
Onduleur	5
Puits	20
Génie civil	20
Divers accessoires	7

Tableau 7 : Durées de vie des équipements

La poursuite de l'analyse nous conduit à déterminer de ces divers cas, un coût du m³ d'eau pompée. Deux hypothèses sont considérées :

- Toute l'eau productible est utilisée,

- Compte tenu des variations saisonnières dans la consommation de l'eau et du gaspillage, seuls 70% de l'eau productible sont réellement utilisés.

6.7.3 Coût de l'entretien

Malgré la fiabilité des pompes solaires, il est indispensable de veiller à leur bon fonctionnement par un entretien périodique. Le coût de l'entretien est difficile à évaluer dans le temps, dans la mesure où les hypothèses de départ peuvent être différentes. L'approche la plus raisonnable est basée sur des données expérimentales vécues sur terrain pour en calculer un coût moyen annuel qui, tout théorique qu'il soit, donnerait un ordre de grandeur réaliste.

Les hypothèses retenues pour le calcul du coût moyen annuel de l'entretien sont les suivantes :

Remplacement de composants :	05% tous les ans,
Remplacement de modules :	10% tous les 05 ans,
Remplacement de la motopompe :	100% tous les 07 ans,
Remplacement de l'onduleur :	50% tous les 05 ans,
Entretien génie civil :	01% tous les 05ans.

6.7.4 Coût global actualisé du m³ d'eau

L'analyse économique est appliquée à la pompe centrifuge de type Grundfos, dimensionnée au chapitre 4.

§ Pompe P₁ : 750 W et de débit nominal 4m³/h

§ Pompe P₂ : 1100 W et de débit nominal 8m³/h

§ Pompe P₃ : 1500 W et de débit nominal 12m³/h.

Mois	P ₁ (kWh)	P ₂ (kWh)	P ₃ (kWh)
Janvier	2,5	4	4
Février	2,6	3,8	4,2
Mars	2,8	3,6	4,5
Avril	2,7	3,4	4,4
Mai	2,75	3,5	4,45
Juin	2,8	3,7	4,52
Juillet	2,8	4,1	5
Août	3	4,3	5,95
Septembre	2,9	3,9	5,6
Octobre	2,85	3,8	5,5
Novembre	2,8	3,75	4,8
Décembre	2,2	3,7	4,2

Tableau 8 : Moyennes mensuelles de la consommation pour les 3 types de pompes

6.8 Coût de l'installation photovoltaïque

Les principaux coûts financiers en investissement qui sont liés à la réalisation et à l'installation d'une centrale photovoltaïque peuvent être décomposés selon certaines rubriques à savoir :

- Coût relatif aux études de conception.
- Coût relatif aux équipements et matériels solaires (modules photovoltaïques, régulateur de charge et de décharge, onduleur, éléments de batterie, diverses fournitures,...).
- Coût de l'installation du système sur site.
- Coût des travaux de génie civil.
- Installation et mise en fonctionnement de la centrale.

À cet effet, le coût global de l'installation d'un système photovoltaïque de puissance peut être exprimé par la relation suivante :

$$C_T = Aa + bc \quad (6-10)$$

L'expression qui relie la puissance du champ photovoltaïque au coût total de l'installation et à la capacité de stockage est donnée par l'équation suivante :

$$P_C = \frac{C_T - bC}{a} \quad (6-11)$$

6.8.1 Estimation du coût global des composants du système

6.8.1.a- Actualisation du coût du système de stockage

La valeur actuelle du système de stockage d'une installation photovoltaïque est donnée par l'expression suivante:

$$C_s = b \cdot C_b \left[1 + \sum_{i=1}^{Nrb} \left(\frac{1+e}{1+d} \right)^{iL} \right] \quad (6-12)$$

6.8.1.b- Estimation du coût global des équipements solaires

Pour mener à bien cette étude financière, les principales rubriques y afférents pour la fourniture, la réalisation et l'installation d'un système photovoltaïque adapté pour un site précis sont mentionnés sur le tableau suivant sur lequel sont présentés les coûts estimatifs en pourcentage respectifs à ces rubriques :

Équipements solaires	Coût estimatif du montant total (%)		
	1 ^{er} profil	2 ^{ème} profil	3 ^{ème} profil
Différents profils			
Générateur PV	42,48	38,18	35,91
Convertisseur	8,85	7,95	7,48
Régulateur	10,32	9,28	8,72
Système de stockage	23,58	31,19	34,41
Électropompe	2,95	3,31	3,49
Fournitures diverses	11,80	10,60	9,97

Tableau 9 : Coûts estimatifs en pourcentage des équipements solaires

6.9 Simulation du coût de l'installation PV

6.9.1 Caractéristiques des composants du système

Le calcul du coût de l'installation de pompage photovoltaïque a été simulé en langage Matlab 6p5.

Cette simulation appliquée aux 3 profils de consommation d'utilisation nous a permis de déterminer le coût de l'installation photovoltaïque et de la capacité de stockage relatives au site de Constantine, les données nécessaires pour cette simulation sont :

- Les données du site,
- Les données des composants du système,
- La demande moyenne mensuelle d'utilisation.

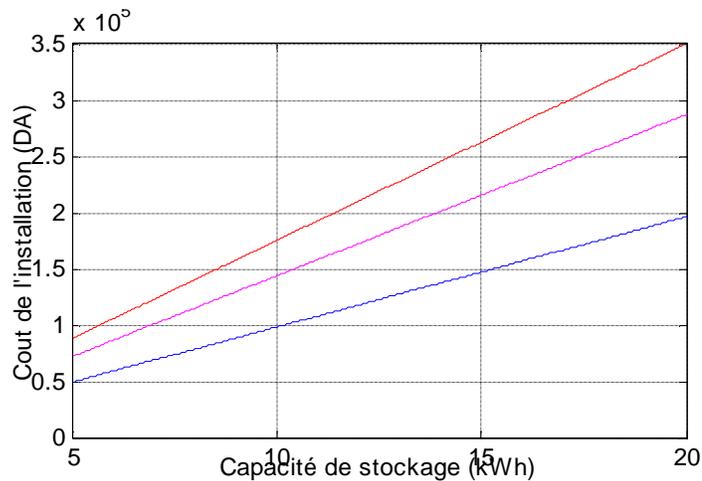


Figure 6-2: Variation du coût en fonction de la capacité de stockage

Remarque :

Pour les 3 profils de consommation

À l'analyse des résultats de simulation obtenus, on constate que le profil de consommation P_1 offre un avantage économique de l'ordre de 32 % sur le profil de consommation P_2 , de 42 % sur le profil de consommation P_3 et de 14 % entre les deux profils P_2 et P_3 , et ceci se traduit par la puissance de consommation utilisée.

La figure ci-dessus illustre la variation du coût global de l'installation photovoltaïque en fonction de la capacité de stockage pour les trois profils de consommation, on constate que ce coût augmente proportionnellement avec la capacité de stockage pour chaque profil de consommation.

6.9.2 Coût estimatif du mètre cube d'eau

Pour une estimation du coût relatif du mètre cube d'eau pompée par notre système photovoltaïque pour chaque profil de consommation, il a été pris en considération l'ensemble des rubriques citées précédemment. Cependant nous considérons certaines hypothèses très optimistes

concernant les équipements solaires dans cette analyse comme la durée de vie du générateur photovoltaïque, de l'onduleur, du régulateur, de l'électropompe et du système de stockage. Le coût global actualisé est fonction de cette durée de vie relative aux composants du système et du coût de fonctionnement pendant toute la durée d'utilisation du système et ceci pour chaque profil de consommation.

Vu les caractéristiques des trois pompes centrifuges utilisées pour les trois profils de consommations et leur durée de fonctionnement (4 heures par jour); et sachant que toute l'eau productible est utilisée, la quantité journalière moyenne d'eau pompée et le coût estimatif du mètre cube d'eau sont représentés par le tableau suivant :

Profils de consommation	débit journalier (m ³)	Débit annuel (m ³)	Coût du m ³ (DA)
1 ^{er} profil P ₁	8	2920	51.36
2 ^{ème} profil P ₂	16	5840	25.68
3 ^{ème} profil P ₃	24	8760	17.12

Tableau 10: Coûts estimatifs d'eau pompée pour différents profils de consommation

6.9.3 Interprétation des résultats

Nous constatons à l'analyse de ces résultats économiques que le 3ème profil de consommation correspondant à la 3ème pompe centrifuge est intéressant du point de vue coût du mètre cube d'eau et se situe aux environs de 17 DA. Il est à souligner que ce coût peut varier dans de très larges proportions en fonction de l'année, il dépend en outre de plusieurs paramètres importants :

- Le changement de certains composants du système fait varier également le coût du mètre cube d'eau.
- La durée de fonctionnement de la pompe; en effet ce coût réel du mètre cube d'eau correspond à 4 heures de fonctionnement par jour, donc il est plus intéressant de faire fonctionner la pompe pendant toute la journée afin de minimiser le coût annuel du mètre cube d'eau pompée.

Les visites pour le suivi de cette installation photovoltaïque peuvent être très fréquentes et les frais de maintenance et d'entretien sont très élevées et par conséquent ils peuvent faire augmenter le coût réel du mètre cube d'eau.

6.10 Méthode de calcul

6.10.1 Calcul du coût du système photovoltaïque

6.10.1.a- Estimer le coût du système photovoltaïque.

Beaucoup de modules photovoltaïques peuvent être achetés au détail pour environ 500 DA par watt pour la plupart des systèmes réduits dans la gamme 150-8000 Watt, voir annexe-6 facture proforma Technosolar Alger.

6.10.1.b- Calcul du coût du système de stockage (batteries si nécessaires)

Beaucoup de batteries à plomb sont conçues pour l'usage dans les systèmes photovoltaïques, peuvent être achetées au détail pour moins de 100 DA par ampère-heure.

6.10.1.c- Évaluation du coût du système de conversion (Convertisseur si nécessaire)

Un convertisseur sera nécessaire pour les systèmes qui produisent le courant alternatif. Pour les systèmes autonomes, le convertisseur devrait être choisi pour fournir au maximum 125% des charges et à tout moment. Par exemple, si toutes les charges souhaitées font 1600 Watts (un lave-vaisselle, une télévision et un ventilateur), il faut choisir un convertisseur avec une puissance continue évaluée à 2000Watts. L'estimation des paramètres électriques du convertisseur ne devrait jamais être inférieure à celle du générateur photovoltaïque.

Les convertisseurs conçus pour des résidences et d'autres systèmes réduits peuvent être achetés au détail pour environ 100DA par Watt évalué. En plus des modules photovoltaïques et des batteries de stockage, les systèmes photovoltaïques complets utilisent des câbles électriques, également des fusibles, des commutateurs, des connecteurs et d'autres pièces diverses. Pour cela il faut prévoir un facteur de 20% pour couvrir la balance des coûts de système.

Une étape finale dans l'étude des possibilités économiques est de comparer les coûts estimatifs du système photovoltaïque à d'autres solutions de recharge. L'alternative la plus commune à l'option photovoltaïque est le prolongement d'une ligne moyenne tension du réseau Sonelgaz (50.000 à 300.000DA par kilomètre pour le prolongement en plus du coût prohibitif du kWh fourni par la compagnie électrique). Ainsi pour beaucoup de petites ou moyennes charges connectées à des systèmes photovoltaïques dans des sites éloignés, le choix est économiquement faisable. Pour cette raison, il est préférable d'offrir aux clients, l'option photovoltaïque au lieu du prolongement d'une ligne électrique plus coûteuse.

6.10.2. Algorithme de calcul**6.10.2.a- Déterminer la charge, lumière du soleil disponible, taille du générateur PV, taille du système de stockage (batterie) :**

1.a. Déterminer la charge d'énergie requise en Wattheure par jour, multiplier le nombre de Watts que consommera la charge par le nombre d'heures de fonctionnement par jour puis multiplier le résultat par 1.5. Total de l'énergie requise par jour: _____ Wattheure

1.b. Déterminer la disponibilité de l'ensoleillement en heures par jour (voir données météorologiques). Total heures par jour d'ensoleillement : _____ Heures/jour

1.c. Déterminer la taille du générateur photovoltaïque requis.

Diviser l'énergie requise (1.a.) par le nombre d'heures disponibles du soleil par jour (1.b.).

Total de la taille du générateur requise : _____ Watts

1.d. Déterminer la taille du système de stockage (banc de batteries).

Multiplier la charge (wattheure) (1.a.) par 5, puis diviser alors par la tension de batterie (par exemple 12 volts) pour obtenir l'estimation en ampère-heure (ampère-heure) du banc de stockage.
Total de la taille du banc de stockage requis : _____ Ampère-heure

6.10.2.b. Calculer le coût du système photovoltaïque requis pour cette application :

2.a. Multiplier la taille de générateur (1.c.) par cinq cents Dinars Algériens (DA) par Watt.

Estimation du coût du générateur photovoltaïque : _____ DA

2.b. Si un système de stockage par batterie est utilisé, multiplier la taille de ce système (1.d.) par cents dinars Algériens (100DA) par Ampère-heure.

Estimation du coût du système de stockage : _____ DA

2.c. Si un Convertisseur est utilisé, multiplier la taille du générateur (1.c.) par 100 DA par watt évalué.

Estimation des coûts pour l'inverseur : _____ DA

Total partiel : _____ DA

2.d. Multiplier le total partiel ci-dessus par 0.2 (20%) pour couvrir la balance des coûts du système (fil, fusibles, commutateurs, etc.).

Estimation des coûts pour l'équilibre du système : _____ DA

Le système photovoltaïque coûtera : _____ DA.

Cet algorithme a été traduit en programme Matlab 6p5 (voir annexe-4) et le résultat a donné le coût du système photovoltaïque en fonction de l'énergie requise :

Pour une énergie requise de 10kWh, une journée de 7 heures d'ensoleillement donne une taille du générateur de 39 modules de 60Wc et un système de stockage de 115Ah pour un prix de **1.380.900 DA**

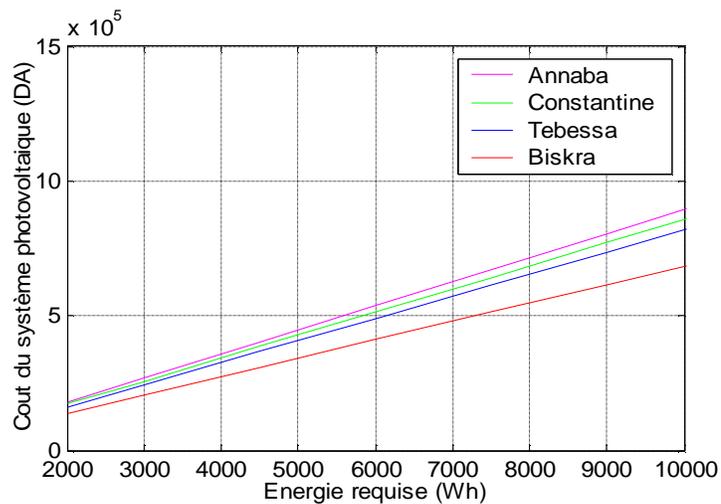


Figure 6-3: Variation du coût en fonction de l'énergie requise.

6.11 Calcul des coûts sur la durée de vie (*life cycle cost*).

Du point de vue de l'utilisateur, les coûts annuels d'une pompe permettent d'en assurer sa pérennité. Trop de systèmes installés sans tenir compte des coûts récurrents sont restés inutilisés au bout de quelques années. Les coûts annuels ne se limitent pas seulement aux frais d'exploitation de la pompe mais doivent également inclure les coûts d'entretien et de maintenance ainsi que les coûts de remplacement des équipements. Pour l'instant, parce que l'investissement initial d'un système de pompage, qu'il soit solaire ou autre, est relativement élevé, ce coût initial n'est souvent pas inclus dans les coûts annuels de la pompe.

Le calcul du coût d'une pompe doit inclure tous les coûts qui permettront d'assurer sa viabilité sur une certaine période de temps, ramenés à une valeur actualisée. Le principe de base de cette analyse économique consiste à établir tous les coûts, en valeur actualisée sur la durée de vie du système.

Le choix de la durée de vie du système est normalement lié à la durée de vie maximale de l'équipement principal d'un système. Afin de comparer plusieurs options entre elles, une même durée de vie doit être utilisée, quitte à inclure des remplacements essentiels d'équipement pour certaines options.

Dans nos calculs, le choix de la durée de vie économique est lié au fait que la durée de vie estimée des modules photovoltaïques est normalement de 20 ans.

Les autres paramètres importants à considérer lors d'une analyse économique sont les taux d'intérêt d'environ 10% permettant de financer les systèmes et les taux d'actualisation de la valeur future des différents coûts. Le taux d'actualisation est, par ailleurs, fonction du taux d'inflation et du taux d'investissement disponible durant la période prévue par l'analyse. Pour notre propos, nous avons fixé le taux d'inflation à un niveau relativement bas, 3% et le taux d'investissement à 8%, nous donnant un taux d'actualisation de 5%.

6.11.1. Coûts initiaux

Les coûts initiaux comprennent les dépenses effectuées lors de l'installation du système de pompage, c'est-à-dire les composants du système de pompage, leur transport et leur installation, ainsi que les coûts de génie civil associés à une pompe en milieu rural. Ces derniers peuvent inclure le réservoir, le forage (ou le puits) et le système de distribution (canalisations, etc.). Ce sont ces dépenses qui doivent être payées et éventuellement financées par l'acheteur. Ces frais peuvent être payés en une fois ou par annuités sur une durée plus ou moins longue. Dans le cas du pompage solaire dans les communautés rurales des pays en développement, il n'est pas rare que le coût d'investissement initial soit payé directement par l'état ou financé sur la durée de vie du système à des taux d'intérêt avantageux.

Lorsque l'investissement initial est remboursé sur la durée de vie du système, les annuités sont calculées en fonction du remboursement du capital et de l'intérêt selon la formule suivante. Pour les pompes solaires, nous utilisons vingt (20) années comme durée d'amortissement, représentant la durée de vie du système :

$$V_{ann} = \frac{V_{init} (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (6-13)$$

Où V_{ann} = la valeur de l'annuité

V_{init} = le coût initial de la composante

i = le taux d'intérêt bancaire

n = la durée de vie du système

Ainsi, pour notre cas type, le coefficient d'annuité sur une durée de vie de 20 ans sera de :

$$\text{Coeff annuité} = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} = \frac{(1+0.1)^{20} \cdot 0.1}{(1+0.1)^{20} - 1} = 0.1175$$

À noter que l'annuité ainsi calculée devra être ramenée à une valeur actualisée lors de l'analyse des coûts. L'annuité est alors traitée comme un coût récurrent.

Pour les frais ponctuels, on procède à une actualisation simple de la valeur présente de la composante pour l'année de la dépense. La formule ci-dessous permet de calculer la valeur actuelle de cette dépense par rapport au moment futur où elle sera effectuée.

$$V_{as} = V_{init} (1+t)^{-n} \quad (6-14)$$

Où V_{as} = la valeur actualisée simple de la composante

t = le taux d'actualisation

Pour les frais annuels, on procède à une actualisation uniforme de cette valeur annuelle pour la durée de vie du système. Ce calcul permet de ramener la valeur des annuités à une valeur actualisée globale. La formule suivante permet de calculer la valeur actuelle des annuités et est appelée formule d'actualisation uniforme :

$$V_{au} = \frac{V_{ann} (1 - (1+t)^{-n})}{t} \quad (6-15)$$

6.11.2. Évaluation des coûts du système de pompage

Le calcul des coûts sur la durée de vie du système de pompage permet de comparer différentes options de pompage. L'évaluation de ces coûts par rapport au volume d'eau pompée donne une indication de leur viabilité par rapport au service qu'elles fourniront. Afin de déterminer le coût sur la durée de vie de l'option choisie, Il faut connaître certains éléments comme les différents taux d'intérêt (**i**), d'investissement (**inv**), d'inflation (**inf**), d'actualisation net (**t**).

Description du projet village solaire + pompe solaire au fil du soleil			
Durée de vie du système	20 ans	Ensoleillement	6,5 kWh/m ² .j
Puissance du générateur PV	4000 Wc	HMT	20 m
Production journ. d'énergie	kWh	Volume d'eau j	30 m ³ /j
Production ann. d'énergie	kWh.	Volume d'eau annuel	10600 m ³ /an
Paramètres économiques			
1. Taux d'intérêt (i)			10%
2. Taux d'investissement. (inv)			8%
3. Taux d'inflation (inf)			3%
4. Taux d'actualisation net (2-3) (t)			5%

Tableau 11: Paramètres techniques et économiques.

Poste	Durée de la période	Valeur présente	Coeff pour annuité	Coeff d'actual simple	Coeff d'actual uniforme	Valeur actualisée
1. Coût initial						
Coût des composantes		1500000				
– Paiement unique	0			1.000		
– Annuités	20	176250	0.1175		12.462	2196427
Transport et installation	0	120000		1.000		120000
2. Exploitation et maintenance						
Coût d'exploitation	20	61000			12.462	760182
Coût de maintenance	20	39000			12.462	486018
Autres coûts						
3. Coût de l'énergie d'appoint						
Coût de l'électricité (annuel)						
4. Remplacement						
(incluant temps et transport)						
Pompe	7	13500		0.711		9598
Pompe	14	13500		0.505		6816
Onduleur	7	14500		0.711		10309
Onduleur	14	14500		0.505		7322
5. Valeur de rachat						
-10%	20	-150000		0.377		-56550
Coût actualisé						3540122 DA
Coût par Wc		Postes				885 DA
Coût de l'eau par m³		(1+2+3+4+5)				16.7 DA

Tableau 12: Calcul économique pour la durée de vie du système.

6.12 Conclusion

Le but de ce travail a été de prédimensionner une installation solaire photovoltaïque pour une exploitation agricole. L'étude nous a amené à construire le diagramme du système qui met en évidence les différents organes devant intervenir dans son fonctionnement. Les besoins énergétiques ont été exprimés tant au niveau de la consommation domestique qu'au niveau du pompage pour l'irrigation. Ainsi nous avons calculé le nombre de modules et la capacité de la batterie.

Les calculs du pré dimensionnement doivent être repris de façon rigoureuse à partir d'une base de données météorologique fournie s'étendant sur plusieurs années et effectuée sur plusieurs régions.

Nous devons également évaluer le coût de réalisation de ce système en cherchant le meilleur compromis entre différents organes du système (pompes, batteries, lampes électriques, modules photovoltaïques, réfrigérateurs, télévision ...).

Compte tenu du fait qu'il est très difficile de prévoir le temps qu'il fera dans les années à venir, il apparaît qu'il sera très difficile pour le concepteur de trouver une taille du système capable de garantir réellement l'autonomie du système en utilisant les critères classiques d'optimisation technico-économiques. Les applications à grande échelle de cette source d'énergie c'est à dire les centrales électro-solaires sont susceptibles de devenir rentables dans un avenir relativement proche dès lors qu'une politique d'investissement en ce domaine sera suivie et qu'une comptabilisation rigoureuse des coûts externes des divers technologies énergétiques sera menée. Dans ce chapitre on a présenté une analyse économique du système de pompage photovoltaïque en tenant compte du coût relatif des composants du système, cette étude a enfin aboutit à une estimation du coût du mètre cube d'eau pompée par notre installation.

CONCLUSION GÉNÉRALE

L'étude du gisement solaire à travers la modélisation du ciel nous a permis de connaître au mieux la carte solaire de l'Algérie, cependant nous avons compris que le climat chaud et les hautes températures de notre pays peuvent devenir des inconvénients pour le bon fonctionnement du générateur photovoltaïque, cela se vérifie sur la caractéristique $I-V$ sous l'influence de différentes températures, l'étude nous a démontré que le meilleur rendement est obtenu pendant les journées froides avec ciel dégagé.

L'instabilité des éclairements pendant une même journée nous oblige à réfléchir au suiveur automatique du soleil (à base de photo résistances par exemple), pour optimiser l'éclairage et stabiliser le point de fonctionnement maximal de puissance.

Pour une utilisation rationnelle, nous pensons que l'apport d'un système de stockage est plus que nécessaire, le choix doit se porter sur des batteries à plomb, à cause de leur fiabilité, leur performance, et le coût peu élevé.

Dans le présent travail, Une étude comparative entre la technique d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque, dans les deux cas de fonctionnement des machines (continu et alternatif), est présentée. En se basant sur le système le plus simple qui consiste en un couplage direct de l'ensemble moto-pompe au générateur photovoltaïque, ainsi que pour une optimisation idéale de l'énergie délivrée par le générateur. La technique de maximisation ou poursuite de puissance maximale « MPPT » est utilisée. Mais cette technique présente quelques inconvénients tels la complexité d'implantation et le prix élevé.

Après l'analyse des résultats obtenus, une contribution a été proposée dans le but d'améliorer les performances du système tout en gardant un certain degré de simplicité d'implantation pratique.

Le couplage direct du générateur au groupe moto-pompe a été étudié comme une référence de base, il représente le type de connexion le plus simple et bien sûr le moins coûteux. Mais ce couplage n'est acceptable que dans des conditions très spécifiques où la charge est convenablement adaptée au générateur et offre un rendement acceptable. Cela est remarqué dans la présente étude pour de forts éclairements. Par contre en dehors de cette condition, le rendement décroît et l'énergie solaire convertie est mal exploitée. Ainsi il est nécessaire de récupérer cette perte d'énergie.

Le MPPT offre une solution idéale à ce problème et donne des résultats probants. L'inconvénient de cette technique est la nécessité de résoudre des équations non linéaires compliquées résultant en l'utilisation des calculateurs numériques (microprocesseur, DSP...).

Cela entraîne une complexité à plusieurs niveaux tels la réalisation, l'implantation, l'adaptation et bien sûr la maintenance.

Une technique d'extraction de la puissance maximale à partir du générateur photovoltaïque a été présentée. Le principe de régulation de recherche du point optimal de fonctionnement, lors des changements brusques de conditions climatiques a été exposé. Il a été testé sur un modèle simplifié mais qui a le mérite de mettre en évidence les éléments déterminants du système et d'en tirer des enseignements intéressants. Le principe exposé convient bien à une réalisation pratique du régulateur à l'aide de circuits simples et bon marché.

Les applications à grande échelle de cette source d'énergie c'est à dire les centrales électro-solaires sont susceptibles de devenir rentables dans un avenir relativement proche dès lors qu'une politique d'investissement en ce domaine sera suivie et qu'une comptabilisation rigoureuse des coûts externes des divers technologies énergétiques sera menée. Dans le dernier chapitre, nous avons présenté une analyse économique du système de pompage photovoltaïque en tenant compte du coût relatif des composants du système, cette étude a enfin abouti à une estimation du coût du mètre cube d'eau pompée par notre installation.

BIBLIOGRAPHIE

- [Réf. 1.1] Michel Capderou, Atlas solaire de l'Algérie, Office des publications universitaires, Alger, 1988
- [Réf. 1.2] http://géographie.net.free.fr/orbite_5.gif
- [Réf. 1.3] <http://www.lei.ucl.be/Matagne.html>.
- [Réf.1.4] Kasten, F and Young, A. T (1989) Revised optical air mass tables and approximation formula, Applied Optics 28 (22), 4735-4738.
- [Réf.1.5] Quan Wang et al. "Estimation of total, direct and diffuse PAR under clear skies in complex alpine terrain of the National Park Berchtesgaden, Germany". Ecological modelling 196 (2006) 149–162.
- [Réf.1.6] Liu Yb, Jordan RC. "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total radiation". Solar Energy 1971;13:289–90.
- [Réf.1.7] Klein SA. "Calculation of monthly average insulations on tilted surfaces". Solar Energy 1977;19:325–9.
- [Réf.1.8] Ch. Perrin De Brichambaut, Ch Vauge. Le gisement solaire, évaluation de la ressource énergétique. Technique et documentation (Lavoisier), Paris (1982).
- [Réf.1.9] <http://www.retscreen.gc.ca/>
- [Réf. 2.1] <http://www.lei.ucl.ac.be/>
- [Réf. 2.2] Werner Coppye, Introduction to photovoltaic, «Engineering sustainable energy future», UCL cours énergie renouvelable, 2003.
- [Réf. 2.3] S. M. Sze, Physics of semiconductor Devices, Wiley international edition, 1969.
- [Réf. 2.4] H. S. Rauschenbach 'Solar Cell Array Design Handbook, The principles and Technology of Photovoltaic Energy Conversion'. Edition Van Nostrand Reinhold Company.
- [Réf. 2.5] J. A. Gow, C. D. Manning "Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies," IEE Proceedings on Electric Power Applications, vol. 146, no. 2, pp.193-200, March 1999.
- [Réf. 2.6] M.A.Green, 'Solar Cells', University of New South Wales, 1992.
- [Réf. 2.7] http://www.windsun.com/PV_Stuff/Solar_Panel_PDF.htm
- [Réf. 2.8] E. Matagne, R. Chenni, R. El Bachtiri, "A photovoltaic cell model based on nominal data only" Communication acceptée à POWERENG 07 Setubal Portugal, 2007.
- [Réf. 2.9] W. Geoff, "Evaluating MPPT Converter Topologies using a Matlab PV Model," Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia, vol. 21-1, pp. 49-56.

- [Réf. 2.10] E. Matagne & R. El Bachtiri, "A method for in situ determination of the junction temperature of solar modules and its potential applications", Proceedings of the Metsim'2003, October 30-31-2003, Bucharest, Romania.
- [Réf. 3.1] D.L.calwell, L. T. Bavaro, and P.J. Carian, « An overview of MPPT controls and their future developments », proctor 26th IECEC, vol 2, PP 145-150, 1991
- [Réf. 3.2] R Muhida, M Park, M Dakkak, K Matsuura, A Tsuyoshi, M Michira "A maximum power point tracking for photovoltaic-SPE system using a maximum current controller" Solar Energy Materials & Solar Cells 75 pp 697–706, 2003.
- [Réf. 3.3] G. J. Yu. Y. S. Jung, J. Y. Choi, I. Chog. J. H. Song. G. S. Kim "a novel two-mode mppt control algorithm based on comparative study of existing algorithms" IEEE pp 1531-1534 2002.
- [Réf. 3.4] J L. Santos, F L. M. Antunes "Maximum Power Point Tracker for PV Systems " Rio 3 - World Climate & Energy Event, Rio de Janeiro, Brazil, December 2003
- [Réf. 3.5] Y H Lim and D.C. Hamill. "Simple maximum power point tracker for photovoltaic arrays". Electronics letters, Vol. 36 No. 11, 25th May 2000.
- [Réf. 3.6] S. Yuvarajan, D Yu , S Xu "A novel power converter for photovoltaic applications" Journal of Power Sources 135 pp 327–331, 2004
- [Réf. 3.7] A.F boehinger. «Self adaptative DC converter for solar spacecraft power supply», IEEE transaction on aerospace and electronics systems, AES-4, n°1, pp 102-111, 1968
- [Réf. 3.8] A. S Kislovski. "Power tracking methods in photovoltaic application". Power Conversion, PP.513-528, 1993.
- [Réf. 3.9] P T. Krein, R J. Turnbull, R. Reppa, Jonathan Kimball. "Dynamic maximum power point tracker for photovoltaic applications". IEEE PP-1710-1716. 1996
- [Réf. 3.10] K.K.Tse; B M.T.Ho; and S.Y.ron hui. "A comparative study of maximum power point trackers for photovoltaic panels using switching frequency modulation scheme". IEEE transaction on industrial electronics. pp-410-418, Vol.51, 2 April 2004.
- [Réf 4.1] J. Royer Thomas, D E. Schiller, B S Sy, «Le pompage photovoltaïque», Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens. IEPF / Université d'Ottawa / EIER / CREPA. ISBN 2-89481-006-7. 1998.
- [Réf 4.2] Électronique de puissance et l'électrotechnique .Edition ellipse 1989
- [Réf 4.3] Electronique de puissance et électrotechnique. (Cours et problèmes) Edition ellipse 93.
- [Réf 4.4] A.Hamidat, A, Hadj Arab, F.chenlo and M.A.Abella « performances costs of the centrifugal and displacement pumps ». pp1951-1954, WREC1998.

- [Réf 4.5] D.Weiner and.A Levinson."An optimal operation design of a photovoltaic dc motor coupled water puming system " Electric machine and power system, Vol .24 N°24, p, 277-288. 1996.
- [Réf 4.6] C. Hamouda, B. Azoui, R, Hanitch and H.Siekman" Experimental and théorical investigation for solar pump and others solar systems in Algeria" photovoltaic solar energy conference Freiburg, pp.1069-1072, 1989
- [Réf 4.7] B. Azoui, "Concept and realisation of a three-brushless DC motor (BLDCM) for solar application". Doctorat thesis, University of Batna, may 2002.
- [Réf. 5.1] C.Alonso, M-F Shraif, A Martinez. «Commande d'un convertisseur de puissance pour une recherche du point de puissance maximale». Brevet d'invention déposé auprès du CNRS, numéro de référence 01/0057 le 16/01/2001.
- [Réf. 5.2] M-F Shraif. "Optimisation d'une chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque en énergie électrique", Séminaire de l'école doctorale GEET, Université Paul Sabatier, Toulouse. 12-13 mars 2001.
- [Réf. 5.3] Machine synchrone et asynchrone. Commande électronique Tome3. Francis Milsant copyright, 1992.
- [Réf. 5.4] R. Chenni, T. Kerbache. «Optimisation d'une motopompe associée à un générateur photovoltaïque». Communication internationale CIMA'04, Université de Boumerdes, décembre 2004.
- [Réf. 5.5] R. Chenni, L. Zarour, A. Bouzid, T. Kerbache. «Comparative study of photovoltaic pumping systems using a permanent magnet synchronous motor (PMSM) and an asynchronous motor (ASM) » Rev. Energ. Ren. Vol. 9, pp17 – 28, 2006.
- [Réf. 5.6] G. Grellet et G. Clerc, «Actionneurs Electriques - Principes, Modèles, Commande», Eyrolles, 1997.
- [Réf.5.7] H. Suehrche, J. Apelbaum "Modelling a permanent magnet DC motor/centrigugal pump assembly in photovoltaic assembly in photovoltaic energy system" Solar Energy Vol.pp37-42 ,1997.
- [Réf. 5.8] L. Zarour, R. Chenni, A Bouzid et T. Kerbache. «Optimisation de la performance d'un système de pompage photovoltaïque à l'aide d'un moteur à induction» Third international conférence of electrotechnics, MB, USTOran, novembre 2005.
- [Réf. 5.9] A Betka , A. Moussi "Performance optimization of a photovoltaic induction motor pumping system" Renewable Energy 29 pp 2167–2181, 2004.
- [Réf. 5.10] A. Hamidat, A. Hadj Arab, F. Chenlo and M.A. Abella, 'Performances Costs of the Centrifugal and Displacement Pumps', WREC, pp. 1951 – 1954, 1998.

- [Réf. 5.11] M.F. Mimouni, M.N. Mansouri, B. Benghanem, M. Annabi «Vectorial command of an asynchronous motor fed by a photovoltaic generator». *Renewable Energy* 29 (2004) 433–442.
- [Réf. 5.12] Duzat R. «Analytic and experimental investigation of a photovoltaic pumping system», PhD thesis, Oldenburg University 2000.
- [Réf. 6.1] J Royer, T Djiako, E Schiller et B Sada Sy. «Le pompage photovoltaïque » Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens». Pub en collab avec IEPF, Université d'Ottawa, EIER, CREPA. ISBN 2-89481-006-7.
- [Réf. 6.2] S. Diaf, M. Haddadi et M. Belhamel. «Analyse technico- économique d'un système hybride (photovoltaïque/éolien) autonome pour le site d'Adrar» *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 9, N°3 (2006) 127–134.
- [Réf. 6.3] B. Bouzidi, A. Malek et M. Haddadi. «Rentabilité économique des systèmes de pompage photovoltaïques» *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 9 N°3 (2006) 187-197.
- [Réf. 6.4] A. Kaabeche, M. Belhamel, R. Ibtouen, S. Moussa et M. R. Benhaddadi «Optimisation d'un système hybride (éolien-photovoltaïque) totalement autonome» *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 9 N°3 (2006) 199 – 209.
- [Réf. 6.5] A. Hamidat, «Simulation des systèmes de pompage photovoltaïque destinés pour l'alimentation en eau potable et pour la petite irrigation» *Mémoire de Doctorat*, Université de Tlemcen, 2004.
- [Réf. 6.6] A.N. Celik, «Optimisation and Techno-economic Analysis of Autonomous Photovoltaic-Wind Hybrid Energy Systems in Comparison to Single Photovoltaic and Wind Systems.» *Energy Conversion and Management*, Vol. 43, pp. 2453 – 2468, 2002.
- [Réf. 6.7] B. Chikh-Bled, B. Benyoucef, F. Benyarou et I. Sari-Ali. «Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque appliquée à un site saharien» *Rev. Energ. Ren. :ICPWE* (2003) 61-65.
- [Réf. 6.8] J L. Bernal-Agustin, R Dufo-Lopez “Economical and environmental analysis of grid connected photovoltaic systems in Spain” *Renewable Energy* 31 (2006) 1107–1128.
- [Réf. 6.9] B. Bouzidi et A. Malek «Analyse microéconomique des systèmes énergétiques-Station de pompage» *Rev. Energ. Ren. :ICPWE* (2003) 53-60.
- [Réf. 6.10] W. F. Su and al «Economic analysis for demand-side Hybrid photovoltaic and battery energy storage system» *IEEE Transactions on Industry Applications* Vol 37 N°1. January 2001.

RECTIFICATIF

Sommaire

1.5.5.a- Introduction.....	15
1.5.5.b- Composition de l'atmosphère.....	16
1.5.5.c- Définition d'une atmosphère de référence.....	16
1.5.5.d- Facteur de trouble total de Linke.....	17
1.5.5.e- Distinction entre absorption et diffusion.....	17

Page 8, paragraphe 1.4.3.a- Temps solaire vrai

Cette notion tient compte à la fois du mouvement de rotation de la terre sur elle-même...

Page 9,

Dernière ligne à supprimer.

Page 12, paragraphe 1.5.2- Notations utilisées

n	Normale aux rayons incidents
---	------------------------------

Page 17, paragraphe 1.5.5.b- Définition d'une atmosphère de ...

...qui permettent de passer de l'atmosphère de référence à une atmosphère quelconque...

Page 18, paragraphe 1.5.6.a- Introduction

Sans apporter de grandes erreurs, la formule (1-26) sera remplacée par la formule :

$$T = T_0 + T' \quad (1-27)$$

Page 19, paragraphe 1.5.6.d- Expression de T_0

Ce qui conduit à la relation suivante qui lie $\alpha_{al,w}$ à T_0 : $T_0 = \frac{a_{al,w}}{k_0 \cdot m}$

Page 21, paragraphe 1.6.3.a- Composante unidirectionnelle du rayonnement

Changer la formule (1-35) par

$$\begin{cases} b = \log(T') - 2.28 - 0.5 \log(\sin(h)) \\ a = 3.1 - 0.4b \end{cases} \quad (1-35)$$

Page 22, paragraphe 1.6.3.c- Expression du diffus du cercle d'horizon

Changer la formule (1-43) par

$$\begin{cases} b = \exp[0.2 + 1.75 \log(\sin(h))] \\ a = \log(T') - 3.1 - \log(\sin(h)) \end{cases} \quad (1-43)$$

Page 53, paragraphe 3.3.2.d- Mise en équation du système et...

Changer la formule (3-10) par

$$\underline{I_b = (1 - a) \cdot I_L} \quad (3-10)$$

Introduction Ciel :

Dans le problème qui nous intéresse ici, il est nécessaire de transformer les données météorologiques mises à notre disposition. En effet, la plupart du temps, celles-ci ne fournissent que des valeurs de rayonnement global sur un plan présentant une certaine orientation. Le problème qui se pose ici est que ces données ne permettent pas de déterminer l'orientation de ce rayonnement. Or la connaissance de celle-ci est nécessaire pour quantifier le rayonnement réellement reçu et les problèmes de réflexion, de réfraction et d'absorption qui influencent l'efficacité des rayons.

Cellule PV :

Le rayonnement reçu par la jonction va fournir de l'énergie qui va avoir pour effet de faire apparaître dans une zone dite de déplétion, une paire de porteurs. Les porteurs P ainsi créés vont avoir tendance à migrer vers le matériau P et les porteurs N vers le matériau N. En munissant ces matériaux d'une électrode chacun et en les connectant à un circuit électrique, un courant va pouvoir circuler.