

NOTE TO USERS

This reproduction is the best copy available

UMI

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

**CONCEPTION TECHNICO-ÉCONOMIQUE D'UN SYSTÈME
DE POMPAGE AUTONOME PHOTOVOLTAÏQUE-AÉROGÉNÉRATEUR**

**NOUHOU BOUBACAR
DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE ET DE GÉNIE INFORMATIQUE
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL**

**MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES
(GÉNIE ÉLECTRIQUE)
FÉVRIER 1999**

© Nouhou Boubacar, 1999.



**National Library
of Canada**

**Acquisitions and
Bibliographic Services**

395 Wellington Street
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

**Bibliothèque nationale
du Canada**

**Acquisitions et
services bibliographiques**

395, rue Wellington
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Your file Votre référence

Our file Notre référence

The author has granted a non-exclusive licence allowing the National Library of Canada to reproduce, loan, distribute or sell copies of this thesis in microform, paper or electronic formats.

The author retains ownership of the copyright in this thesis. Neither the thesis nor substantial extracts from it may be printed or otherwise reproduced without the author's permission.

L'auteur a accordé une licence non exclusive permettant à la Bibliothèque nationale du Canada de reproduire, prêter, distribuer ou vendre des copies de cette thèse sous la forme de microfiche/film, de reproduction sur papier ou sur format électronique.

L'auteur conserve la propriété du droit d'auteur qui protège cette thèse. Ni la thèse ni des extraits substantiels de celle-ci ne doivent être imprimés ou autrement reproduits sans son autorisation.

0-612-42921-0

Canada

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé:

**CONCEPTION TECHNICO-ÉCONOMIQUE D'UN SYSTÈME
DE POMPAGE AUTONOME PHOTOVOLTAÏQUE-AÉROGÉNÉRATEUR**

présenté par: **BOUBACAR Nouhou**

en vue de l'obtention du diplôme de: **Maîtrise ès Sciences Appliquées (M.Sc.A)**

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de:

M. **DESCHÊNE Jean-Guy**, Ph.D., président,

M. **ROY Gilles**, M.Sc.A., membre et directeur de recherche,

M. **DEROME René**, M.B.A., CA, membre.

A
MON PÈRE SPIRITUEL
Feu Général Seyni Kountché

REMERCIEMENTS

Je ne saurais au terme de ce travail m'empêcher d'adresser ma profonde gratitude à tous ceux qui, de près ou de loin, directement ou indirectement, de façon active ou même passive, 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 Gilles Roy, directeur du présent mémoire qui, avec dévouement, constante disponibilité et savoir faire a bien voulu diriger ce travail ;
- Le Programme Canadien de Bourse de la Francophonie (PCBF) pour l'opportunité qui m'a été offerte d'acquérir cette formation ;
- Madame Micheline Roberge et Monsieur Denis Breton, Conseillers Pédagogiques au PCBF, pour leurs précieux conseils ;
- Monsieur Mamadou Lamine Doumbia pour sa précieuse contribution au projet.

Je remercie également :

- Mon frère Ada et sa femme Zeinabou
- Ma tante Hadjia Aïssata Maïga
- Ma grand-mère Tamakora Adamou Bagouma
- Mon paternel Biri Dan-Azoumi
- Les familles Mamadou Hamidou Abdou et Hamadou Hassane Saliah

...pour leur indéfectible soutien.

J'adresse enfin une motion spéciale de remerciements à Madame Sophie Lapierre, professeur au département de Génie Industriel, ma sœur et amie Béatrice Estelle Assogba, mes amis Hadi Kanaan, Ruiz Angel, ainsi que les familles Tiello Oumar, Abdouramane Tilly Gaoh, Moussa Yazi, Bakari Seydou, et Laouali Garba.

RÉSUMÉ

Le mode actuel de vie a créé à l'échelle mondiale une forte demande d'énergie. Mais, confronté aux réductions des réserves, aux augmentations sans cesse des coûts et à la sensibilité croissante aux problèmes d'impact écologique des énergies traditionnelles sur l'environnement, on est amené à rechercher des sources d'énergie de remplacement plus adéquates, c'est-à-dire économiques, fiables, inépuisables et sans conséquences indésirables sur l'environnement.

La plupart des pays du Sahel connaissent un problème énergétique aigu dû à l'absence ou l'insuffisance des sources conventionnelles d'énergie. Leur développement durable et auto-soutenable doit viser à sécuriser et accroître la production primaire, notamment agricole, pastorale et forestière, seule garante de l'autosuffisance alimentaire et du financement interne de leur industrialisation naissante. Or, cette production dépend elle-même étroitement de l'approvisionnement en eau.

Aujourd'hui, la production d'énergie basée sur les énergies renouvelables constitue un excellent moyen de protéger l'environnement et d'acquérir une sécurité à long terme sur le plan énergétique.

Dans la recherche de solutions applicables aux pratiques hydro-agricoles au Sahel, on propose une nouvelle technique hybride de pompage basée sur la complémentarité de deux sources d'énergies renouvelables, à savoir l'énergie solaire et l'énergie éolienne pour leur important potentiel dans cette zone.

Le système hybride que l'on propose est constitué de panneaux photovoltaïques et d'un aérogénérateur basé sur une machine synchrone à réluctance variable et à aimants permanents. Le transfert d'énergie du système à la composante électromécanique de pompage est optimisé à l'aide d'un variateur électronique de vitesse composé d'un redresseur, d'un hacheur et d'un onduleur à modulation par largeur d'impulsions de tension.

Dans ce mémoire, on développe dans un premier temps une méthodologie d'analyse de la complémentarité qui existe entre les deux sources à partir de leurs variations saisonnières respectives.

On démontre par la suite la possibilité d'adaptation d'une demande énergétique quelconque (constante ou variable) au potentiel énergétique disponible sur un site par l'utilisation de ce système hybride; l'apport énergétique de chacune d'elles est déterminé en tenant compte de leurs coûts unitaires respectifs, à l'aide d'un modèle déterministe linéaire de la recherche opérationnelle.

On justifie la rentabilité économique du dit système hybride par rapport à l'utilisation indépendante de chacune des deux sources sur la base d'une analyse comparative de leurs coûts globaux sur leur espérance de vie utile.

Enfin, le système de pompage proposé est modélisé plus finement dans l'environnement MatlabTM/SimulinkTM/Enelmach et des éléments de réponse quantifiés aux questions techniques et économiques posées sont présentés pour le cas concret du village de Sabon Kafi au Niger.

ABSTRACT

The present way of living has created a great demand in energy on a worldwide scale. But, faced with the decrease in energy reserves, coupled with the constant increase in its costs and with the increasing awareness about ecological problems related to energy consumption, time is to look for alternative sources of energy that are economical, reliable, inexhaustible and without undesirable consequences on the environment.

Most of the Sahel countries face an acute energy problem associated with the absence or the lack of conventional sources of energy. Their long term self-sustaining development is aimed at assuring and enhancing primary production, particularly agricultural, pastoral and forestry, solely responsible for the self-sufficiency in food and internal financing of their emerging industrialization. Yet, this production itself depends on reliable water supply which also depends on availability of energy.

Today, the production of energy based on renewable energies constitutes an excellent means of protecting the environment and of acquiring long term security as far as energy is concerned.

In search for solutions to the various hydro-agricultural practices in Sahel, we propose a new hybrid pumping system based on the complementary nature of the two renewable energies for their important prominence in this zone, namely solar and wind.

The proposed hybrid system consists of photovoltaic panels and a synchronous aerogenerator based on a variable reluctance machine with permanent magnets. The transfer of energy from the solar and wind convertors to the electromechanical pump is

optimized with the use of a variable speed conditioner made of a rectifier, a chopper and a pulse width voltage modulated inverter.

In the first part of this thesis, we present the development of the methodology used in the evaluation of the complementarity between the two sources from their respective seasonal fluctuations.

We then show how the proposed hybrid system can fulfil the energy demand (constant or variable) to a specific site where climatic data were gathered. The solar and wind energy contribution were evaluated from their respective unitary costs by means of a deterministic linear model from operational research.

Based on a comparative analysis of their global costs over their life cycle, the economic profitability of the proposed hybrid system is then compared to a one source only of energy system, solar or wind system.

Finally, the proposed pumping system is then modeled in the MatlabTM/SimulinkTM/Enelmach environment. The numerical simulations will help in finding technical and economical solutions for the concrete case of Sabon Kafi village in Niger.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE.....	iv
REMERCIEMENTS.....	v
RÉSUMÉ.....	vi
ABSTRACT.....	viii
TABLE DES MATIÈRES.....	x
Liste des tableaux.....	xiv
Liste des figures.....	xv
Liste des notations et symboles.....	xvii
Liste des annexes.....	xxviii
INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE I : CONSIDÉRATIONS ÉNERGÉTIQUES.....	7
1.1 Énergie éolienne.....	7
1.1.1 Considérations générales sur l'énergie éolienne.....	7
1.1.2 Énergie éolienne récupérable.....	9
1.1.3 Étude des différents types d'aérogénérateurs.....	13
1.2 Énergie solaire.....	18
1.2.1 Rayonnement solaire.....	18
1.2.2 Constante solaire.....	18
1.2.3 Absorption optique.....	19
1.2.4 Effet photovoltaïque.....	20
1.2.5 La photopile vue de l'utilisateur.....	24
1.2.6 Modules photovoltaïques.....	30
1.3 Besoins en eau.....	31
1.3.1 Hydraulique villageoise.....	31
1.3.2 Hydraulique pastorale.....	31

1.3.3	Hydraulique agricole.....	31
1.3.4	Cadre de validation de la recherche.....	32

CHAPITRE II : PROPOSITION D'UN SYSTÈME HYBRIDE DE POMPAGE...37

2.1	Schéma du système proposé.....	37
2.2	Justification du système hybride.....	37
2.2.1	Critère énergétique de justification du système hybride.....	37
2.2.2	Critère économique de justification du système hybride.....	37
2.3	Mise en valeur du système.....	44
2.3.1	Considérations générales sur le générateur synchrone.....	44
2.3.2	Considérations générales sur le redresseur triphasé.....	45
2.3.3	Considérations générales sur l'onduleur triphasé.....	45
2.3.4	Considérations générales sur le hacheur.....	46
2.3.5	Considérations générales sur le moteur asynchrone.....	49
2.3.6	Considérations générales sur la pompe centrifuge.....	52

CHAPITRE III : ÉTUDE ÉNERGÉTIQUE DU SYSTÈME

3.1	Cahier des charges initial.....	55
3.1.1	Évaluation des caractéristiques hydrogéologiques du site.....	55
3.1.2	Évaluation du besoin en eau.....	59
3.2	Données météorologiques du site de pompage.....	59
3.2.1	Mesure des climatiques.....	59
3.2.2	Évaluation de la disponibilité énergétique du site.....	72
3.3	Dimensionnement et optimisation du système.....	73
3.3.1	Dimensionnement des composantes du système.....	73
3.3.2	Calcul du besoin énergétique.....	75
3.3.3	Optimisation du système hybride.....	78
3.3.4	Dimensionnement du réservoir.....	83
3.4	Performances initiales du système.....	88

CHAPITRE IV : MODÉLISATION ET SIMULATION DU SYSTÈME.....	91
4.1 Logiciel de simulation Matlab TM /Simulink TM /Enelmach.....	91
4.1.1 Considérations sur Enelmach.....	91
4.1.2 Méthode d'analyse de systèmes.....	92
4.1.3 Intérêt de la simulation avec Enelmach.....	92
4.2 Modélisation de la chaîne de transfert d'énergie.....	93
4.2.1 Modélisation de l'aérogénérateur.....	93
4.2.2 Modélisation du redresseur.....	102
4.2.3 Modélisation de l'onduleur.....	102
4.2.4 Modélisation du Maximum Power Point Tracker.....	104
4.2.5 Modélisation de la commande MLI.....	104
4.2.6 Modélisation de la source photovoltaïque.....	105
4.2.7 Modélisation du groupe moteur-pompe.....	107
4.3 Modélisation du système global de pompage.....	109
CHAPITRE V : ANALYSE DES RÉSULTATS.....	113
5.1 Résultats de l'optimisation.....	113
5.1.1 Fonction objectif.....	113
5.1.2 Valeurs optimales.....	114
5.2 Bilan énergétique.....	114
5.3 Analyse des coûts globaux.....	116
5.3.1 Méthode d'analyse.....	116
5.3.2 Analyse économique des résultats d'optimisation.....	117
5.4 Résultats de la simulation.....	117
5.4.1 Facteurs déterminants de la simulation.....	117
5.4.2 Modes de simulation.....	118
5.4.3 Algorithmes d'intégration.....	118
5.4.4 Structure fonctionnelle du système de pompage.....	118
5.5 Étude de sensibilité fonctionnelle.....	119

5.5.1	Défaillance de la composante photovoltaïque.....	119
5.5.2	Défaillance de la composante éolienne.....	119
5.6	Concept de fiabilité du système hybride.....	120
5.6.1	Taux de défaillance du système.....	120
5.6.2	Probabilité de défaillance.....	121
5.6.3	Fiabilité de la chaîne du système hybride de pompage.....	121
5.7	Impacts environnemental et socio-économique.....	123
5.7.1	Impact environnemental du projet.....	123
5.7.2	Impact socio-économique du projet.....	124
5.8	Analyse économique du projet.....	125
5.8.1	Valeur actuelle nette.....	125
5.8.2	Délai de recouvrement.....	130
	CONCLUSION.....	132
	BIBLIOGRAPHIE.....	137
	ANNEXES.....	147

LISTE DES TABLEAUX

2.1	Variation de K_{sp} en fonction de N_{sr}	53
3.1	Données d'insolation pour Sabon Kafi.....	61
3.2	Valeurs caractéristiques de a_s et b_s pour le Niger.....	62
3.3	Données de vitesses de vents (en m/s) calculées pour Sabon Kafi.....	70
3.4	Données de rayonnement solaire (en J/cm^2) calculées pour Sabon Kafi.....	71
3.5	Calcul de la demande énergétique du système hybride.....	76
3.6	Demande énergétique du village.....	77
3.7	Valeurs d'optimisation.....	82
3.8	Valeurs actualisées d'optimisation.....	82
5.1	Valeurs optimales des deux composantes.....	113
5.2	Données de calcul de la fiabilité du système	122
5.3	Revenus annuels de vente d'eau.....	125
5.4	Revenus annuels des cultures maraîchères.....	126
5.5	Charges récurrentes annuelles.....	126
5.6	Valeurs résiduelles des composantes du système.....	127
5.7	Débours annuels.....	130

LISTE DES FIGURES

1.1	Veine d'air sur une éolienne.....	11
1.2	Performances des différents types d'éoliennes.....	17
1.3	Principe de l'effet photovoltaïque.....	22
1.4	Collecte des paires électron-trou.....	22
1.5	Caractéristique de la photopile dans l'obscurité.....	25
1.6	Caractéristiques d'une photopile éclairée.....	26
1.7	Schéma équivalent d'une photopile.....	26
1.8	Caractéristiques I-U d'une photopile.....	27
1.9	Schéma équivalent d'une photopile réelle.....	28
2.1	Système hybride de pompage proposé.....	38
2.2	Disponibilité énergétique éolienne pour le village de Sabon Kafi.....	39
2.3	Disponibilité énergétique solaire pour le village de Sabon Kafi.....	39
2.4	Analyse saisonnière de la disponibilité énergétique.....	40
2.5	Courbe de dimensionnement du système hybride.....	42
2.6	Surfaces optimales et coûts des deux sources versus hybride.....	43
2.7	Schéma du redresseur proposé.....	45
2.8	Schéma de l'onduleur proposé.....	46
2.9	MPPT proposé.....	47
2.10	Adaptation d'impédance du MPPT.....	47
2.11	Chronogrammes de fonctionnement du MPPT.....	48
2.12	Principe de fonctionnement d'un moteur asynchrone triphasé.....	49
2.13	Variation de la vitesse du moteur asynchrone par la tension.....	51
2.14	Variation de la vitesse du moteur asynchrone par la fréquence.....	51
2.15	Caractéristiques (a) $H=f(Q)$; (b) $C=f(Q)$; (c) $Q=f(N)$	54
3.1	Courbe de variation de la HMT en fonction du débit.....	57
3.2	Courbe puissance-vitesse d'une éolienne.....	67

3.3	Situation géographique du village de Sabon Kafi.....	69
3.4	Énergie éolienne disponible pour le site de Sabon Kafi.....	72
3.5	Énergie solaire disponible pour le site de Sabon Kafi.....	72
3.6	Variation mensuelle de la demande énergétique.....	77
3.7	Problème énergétique posé.....	78
3.8	Réservoir de type aérien.....	84
3.9	Capacité d'un réservoir en fonction de son coefficient d'exploitation.....	86
3.10	Modélisation du comportement énergétique initial.....	90
3.11	Variation annuelle du bilan énergétique.....	90
4.1	Modèle du moteur éolien.....	95
4.2	Modèle du générateur synchrone à réluctance variable.....	96
4.3	Machine généralisée.....	97
4.4	Modèle du redresseur triphasé à diodes.....	103
4.5	Modèle de l'onduleur triphasé à IGBT.....	103
4.6	Modèle du MPPT.....	104
4.7	Modèle de la commande MLI.....	104
4.8	Modèle d'un module PV.....	106
4.9	Modèle de la source PV.....	107
4.10	Modèle du moteur asynchrone triphasé.....	110
4.11	Modèle de la pompe centrifuge.....	111
4.12	Modèle du système global de pompage.....	112
5.1	Comportement énergétique du système (offre versus demande).....	113
5.2	Contribution énergétique par source.....	113
5.3	Coût global sur le cycle de vie.....	116
5.4	Analyse économique du cas de Sabon Kafi.....	117
5.5	Loi d'évolution du taux de défaillance.....	121
5.6	Chaîne du système hybride de pompage.....	122

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

a	Constante
[A]	Matrice de transformation
A_c	Nombre d'accessoires
a_s	Facteur d'insolation
A_z	Azimuth du soleil
b	constante
B	Besoin en eau global
[B]	Matrice de transformation
Bea	Besoin énergétique annuel
B_{exa}	Bénéfice d'exploitation annuel
B_{exaa}	Bénéfice d'exploitation annuel actualisé
Bha	Besoins en hydraulique agricole
Bhp	Besoins en hydraulique pastorale
Bhv	Besoins en hydraulique villageoise
Bj	Besoin en eau agricole journalier
b_s	Facteur d'insolation
B_z	Azimuth de la surface quelconque
C	Couple
[C]	Matrice de transformation
C_a	Capacité
CE	Coût unitaire de l'élément de surface balayée par l'hélice
C_{em}	Couple électromagnétique
C_f	Constante de flux lumineux
Ch_r	Charge récurrentes totales
C_{mot}	Couple moteur
Co	Vitesse de la lumière

C_p	Coefficient de puissance
C_r	Couple résistant
CS	Coût unitaire de l'élément de surface de panneaux solaire
C_{ti}	Coefficient de température du courant
C_{tv}	Coefficient de température de la tension
C_x	Coefficient de traînée
C_z	Coefficient de poussée
d	Densité de l'air
D	Diamètre
$[D]$	Matrice de transformation
D_a	Débours annuels
D_{at}	Demande réelle annuelle d'eau
D_e	Demande énergétique
D_f	Diamètre du forage
d_{gr}	Taux d'amortissement dégressif utilisé
D_{iv}	Débours d'investissement
D_{om}	Données mesurées
D_{ps}	Données de la station la plus près du site
D_r	Délai de recouvrement
D_s	Données du site
E	Débit éolien total du site
e_a	Tension simple de l'enroulement x de la machine
E_{AT}	Énergie annuelle totale disponible
e_b	Tension simple de l'enroulement y de la machine
e_c	Tension simple de l'enroulement z de la machine
E_c	Énergie cinétique
EE	Énergie éolienne annuelle récupérable
EE_D	Énergie éolienne disponible
E_G	Énergie de Gap

E_i	Économie d'impôt
E_p	Énergie du photon
ES	Énergie solaire annuelle récupérable
ES_D	Énergie solaire disponible
E_{vi}	Événement
f	fréquence électrique
F	Taux d'inflation
F_a	Facteur d'actualisation
F_e	Force
FF	Facteur de forme
F_{ia}	Fiabilité
F_{ii}	Événement
f_r	Coefficient de friction
g	Accélération de la pesanteur
\hat{g}	Glissement
G_{ef}	Événement
h	Angle horaire
H	Hauteur de charge
\vec{H}	Champs magnétique
H_g	Hauteur géométrique
H_{ga}	Hauteur géométrique d'aspiration
H_{gr}	Hauteur géométrique de refoulement
HMT	Hauteur Manométrique Totale
h_r	Hauteur du réservoir
H_r	Hauteur d'élévation du réservoir
I	Courant
i_a	Courant dans l'enroulement x de la machine
i_b	Courant dans l'enroulement y de la machine
i_c	Courant dans l'enroulement z de la machine

I_{cc}	Courant de court circuit
I_{cell}	Courant de cellule
I_{ch}	Courant de charge
i_d	Courant dans l'enroulement d'axe d
I_D	Courant traversant la jonction
IE	Investissement sur l'éolienne
I_{ph}	Photocourant
I_{PV}	Courant débité par les panneaux
I_{max}	Courant maximal
I_{mod}	Courant de module
I_S	Courant de saturation
IS	Investissement sur l'énergie solaire
i_{dr}	Courant dans l'enroulement rotorique d'axe d
i_{ds}	Courant dans l'enroulement statorique d'axe d
i_o	Courant dans l'enroulement d'axe o
i_{qr}	Courant dans l'enroulement rotorique d'axe q
i_{qs}	Courant dans l'enroulement statorique d'axe q
i_q	Courant dans l'enroulement d'axe q
I_t	Taux d'intérêt
J	Moment d'inertie
K_a	Coefficient lié à l'accessoire considéré
k_B	Constante de Boltzman
K_C	Constante
K_d	Coefficient de déviation
K_m	Constante liée aux caractéristiques du moteur
K_N	Constante
K_u	Coefficient d'utilisation
K_{sp}	Constante
k_x	Taux de remplissage

L	Inductance
L_c	Longueur de conduite d'eau
L_d	Inductance d'axe d
L_q	Inductance d'axe q
L_r	Inductance propre rotorique
L_s	Inductance propre statorique
L_x	Longueur d'absorption
m	Masse
M	Inductance mutuelle
m_a	Masse d'air
ME	Coûts annuels d'opération et d'entretien de l'éolienne
ME_a	Coûts annuels actualisés d'opération et d'entretien de l'éolienne
MF	Facteur d'adaptation
Moy	Moyenne
m_s	Mois
MS	Coûts annuels d'opération et d'entretien des panneaux
MS_a	Coûts annuels actualisés d'opération et d'entretien des panneaux
MTBF	Moyenne des temps de bon fonctionnement
n	Durée de vie du projet
N	Vitesse de rotation
N_{cell}	Nombre de cellules
N_{def}	Nombre attendu de défaillances
N_{ep}	Nombre d'étages de la pompe
N_h	Nombre d'habitants du village
n_i	Facteur d'idéalité
N_{id}	Niveau dynamique
N_{im}	Nombre maximal d'heures d'insolation
N_{is}	Niveau statique
NOCT	Température normale d'opération des cellules

N_{PV}	Nombre de panneaux photovoltaïques
n_r	Nombre d'heures réelles d'insolation
N_{ro}	Nombre de dents au rotor
N_s	Vitesse de synchronisme
N_{sd}	Nombre de spires efficaces dans l'enroulements d'axe d
N_{se}	Nombre de spires efficaces dans les enroulements de la machine
N_{so}	Nombre de spires efficaces dans l'enroulements d'axe o
N_{sq}	Nombre de spires efficaces dans l'enroulements d'axe q
N_{st}	Nombre de dents au stator
N_{TR}	Nombre de tronçons de la conduite
N_{UBT}	Nombre d'unité de bétail
N_x	Nombre de stations de mesures
P	Puissance
P_{ch}	Puissance de la charge
P_d	Puissance électrique demandée
P_{def}	Probabilité de défaillance
p_e	Nombre de paires de pôles du circuit d'excitation
$P_é$	Puissance électrique nécessaire au moteur
P_{ech}	Pertes de charges
P_{echl}	Pertes de charges linéaires
P_{echs}	Pertes de charges singulières
P_{Ei}	Puissance éolienne installée
$P_{équiv}$	Nombre de paires de pôles équivalent
$P_{méc}$	Puissance mécanique
P_H	Puissance hydraulique
p_i	Nombre de paires de pôles de l'induit
pp	Nombre de paires de pôles
P_{max}	Puissance maximale
P_n	Puissance nominale

q	Charge d'un électron
Q	Débit
Q_{at}	Débit prévisionnel annuel
Q_n	Débit nominal de la pompe
R	Rayon
R_{ab}	Rabattement
R_c	Recettes
RE	Valeur de rebut de l'éolienne
RE_a	Valeur de rebut actualisée de l'éolienne
R_{ea}	Recettes annuelles
R_{eacm}	Revenus annuels des cultures maraîchères
R_{eave}	Revenus annuels de vente d'eau
R_{ean}	Recettes annuelles nettes
R_{ecp}	recettes en cours de projet
Ref	Coefficient de réflexion
R_{efp}	Recettes en fin de projet
$Rés$	Réserve d'eau
Rey	Nombre de Reynolds
R_r	Résistance par phase des enroulements rotoriques
R_s	Résistance par phase des enroulements statoriques
RS	Valeur de rebut des panneaux
RS_a	Valeur de rebut actualisée des panneaux
R_{se}	Résistance série
R_{sh}	Résistance shunt
S	Section
SE	Surface balayée par l'hélice
S_{GGf}	Sous groupe de plus grande fréquence
S_j	Surface irriguée
S_{mod}	Surface d'un module

S_{nu}	Ensemble des 365 jours de l'année
S_o	Constante solaire
S_{PV}	Surface des panneaux photovoltaïques
$Sr_{és_{abc}}$	Ampère-tours résultants dans les enroulements de la machine
$Sr_{és_{dqo}}$	Ampère-tours résultants dans les enroulements d, q et o
SS	Surface des panneaux
t	Temps
T	Température absolue
T_{cr}	Taux de croît
T_f	Temps de fermeture
\hat{T}_{nr}	Constante
\hat{T}_{ms}	Constante
T_o	Température absolue de référence
T_{ov}	Temps d'ouverture
t_p	Temps de pompage
\hat{T}_r	Contante
T_{rm}	Taux de rendement minimal
\hat{T}_s	Constante
U	Tension électrique
\bar{U}	Matrice de variables de commande
u_a	Tension simple de l'enroulement x de la machine
u_b	Tension simple de l'enroulement y de la machine
UBT	Unité de Bétail Tropical
u_c	Tension simple de l'enroulement z de la machine
U_{ch}	Tension de charge
u_d	Tension simple suivant l'axe d
U_d	Tension d'axe d
u_o	Tension simple suivant l'axe o

U_0	Tension à vide
U_{\max}	Tension maximale
U_{mod}	Tension de module
U_{mot}	Tension aux bornes du moteur
u_q	Tension simple suivant l'axe q
U_q	Tension d'axe q
V	Vitesse de vent
V_a	Vitesse démarrage
$V_{a\text{Div}}$	Valeur actualisée des débours d'investissement
V_{an}	Valeur actuelle nette
V_b	Vitesse minimale productive
V_c	Vitesse nominale
V_d	Vitesse de décrochage
$V_{r_{cs}}$	Valeur résiduelle du convertisseur
$V_{\text{rés}}$	Volume du réservoir de stockage
V_{riv}	Valeur résiduelle des débours d'investissement
$V_{r_{ppe}}$	Valeur résiduelle de la pompe
ω	Vitesse angulaire
x	Variable
\bar{X}	Matrice de variables d'entrée
X_{sr}	Réactance mutuelle stator/rotor
\bar{Y}	Matrice de variables de sortie
Z	Angle au Zénith du soleil
α	Coefficient de friction
β	Angle d'inclinaison de la surface
τ_s	Taux d'ombre
\emptyset	Rayonnement solaire direct normal
\emptyset_a	Rayonnement solaire extra-terrestre

\varnothing_{Do}	Rayonnement diffus
\varnothing_{Dos}	Rayonnement diffus sur la surface quelconque
\varnothing_{Go}	Rayonnement global
\varnothing_o	Rayonnement direct sur plan horizontal
\varnothing_{Ro}	Rayonnement réfléchi
\varnothing_s	Rayonnement solaire estimé
Ω	Vitesse de rotation
ν	Fréquence optique
λ	Vitesse spécifique
λ_{def}	Taux de défaillance
λ_o	Longueur d'onde
γ	Coefficient d'absorption
\hbar	Constante de Planck
μ_e	Viscosité dynamique de l'eau
ρ_e	Densité de l'eau
δ	Déclinaison
∂	Latitude
ε	Albédo du sol
ε	Angle d'incidence du flux solaire sur la surface
ξ_s	Appoint d'énergie solaire
θ	angle électrique
θ_a	Température ambiante
η_c	Rendement de conversion des modules
η_{cc}	Rendement du convertisseur de courant
η_m	Rendement du moteur
η_p	Rendement de la pompe

ψ	Flux magnétique
ψ_a	Flux magnétique dans l'enroulement x de la machine
ψ_b	Flux magnétique dans l'enroulement y de la machine
ψ_c	Flux magnétique dans l'enroulement z de la machine
ψ_d	Flux magnétique dans l'enroulement d'axe d
ψ_{dr}	Flux dans l'enroulement rotorique d'axe d
ψ_{ds}	Flux dans l'enroulement statorique d'axe d
ψ_{ex}	Flux magnétique d'excitation
ψ_o	Flux magnétique dans l'enroulement d'axe o
ψ_q	Flux magnétique dans l'enroulement d'axe q
ψ_{qr}	Flux dans l'enroulement rotorique d'axe q
ψ_{qs}	Flux dans l'enroulement statorique d'axe q

LISTE DES ANNEXES

Annexe I:	Carte de localisation géographique du Sahel.....	146
Annexe II:	Situation géographique du département de Zinder (Niger).....	147
Annexe III:	Carte des isohyètes médianes du département de Zinder.....	148
Annexe IV:	Coupe hydrogéologique du Damergou.....	149
Annexe V:	Carte pédologique simplifiée du département de Zinder.....	150
Annexe VI:	Carte des débits de forages dans le département de Zinder.....	151
Annexe VII:	Rayonnement extra-terrestre en évaporation équivalents (m/jour) et durée moyenne journalière des heures d'insolation maximale possible pour différentes latitudes.....	152
Annexe VIII:	Répertoire de choix de pompes immergées.....	153
Annexe IX:	Détail des résultats d'optimisation avec le logiciel MS-Excel.....	154
Annexe X:	Caractéristiques des modules SM-144.....	155
Annexe XI:	Résultats de la simulation.....	159
Annexe XII:	Répartition des investissements sur la durée de réalisation du projet... 	162

INTRODUCTION

Problématique

La base énergétique de la société technologique mondiale actuelle demeure encore pour une grande part les énergies fossiles, à savoir le charbon (combustible solide), le pétrole (combustible liquide) et le gaz naturel (combustible gazeux).

Cependant, la consommation mondiale d'énergie évolue et cette évolution dépend principalement de trois facteurs qui sont la croissance économique mondiale, l'évolution démographique et les mutations économiques.

Parallèlement à l'évolution des besoins énergétiques, il y a lieu de mettre en évidence les deux situations suivantes:

- pour les pays industrialisés, les mutations économiques se manifestent de manière générale par l'utilisation de technologies moins consommatrices d'énergie. Il s'ensuit une tendance à la baisse du taux de croissance énergétique, toutefois atténuée par la diffusion de nouveaux usages de l'énergie.
- pour les pays en développement, les mutations économiques caractérisées par une amorce d'industrialisation, favorisent une tendance à l'accroissement des besoins énergétiques. Cette tendance peut être à la fois amplifiée par la poussée urbaine génératrice de besoins nouveaux et atténuée par une meilleure efficacité dans l'utilisation de l'énergie.

La guerre Israëlo-Arabe, survenue en 1973, a entraîné une crise sans précédent dans le domaine des énergies non renouvelables. Les fortes et brusques augmentations du prix du pétrole qu'elle a occasionnées ont révélé l'importance des rôles joués par l'énergie dans tous les secteurs de l'économie. Cette crise a donc pour raisons

principales le renchérissement et la limitation des ressources. Si la première raison est de nature économique et politique, la seconde est plus fondamentale dans la mesure où, même si on peut résoudre leurs problèmes sans chocs, les ressources seront épuisées dans les quelques décades à venir.

Cependant le problème des ressources n'est pas le seul lié à l'énergie. Il restera toujours le problème de réchauffement de l'atmosphère par la chaleur et les polluants atmosphériques qu'on y rejette continuellement.

Par contre, les énergies renouvelables, estimées non pas en terme de quantité, ni même en terme de stock, mais de flux énergétiques largement supérieurs au niveau actuel de consommation énergétique de l'humanité, peuvent constituer des énergies de substitution tout à fait réalistes de part leur faible impact sur l'environnement.

Dans les pays en développement, l'enjeu du développement des énergies renouvelables est encore plus important. En effet, ces énergies permettront de plus en plus de couvrir la croissance nécessaire et légitime des services énergétiques de base dans les domaines du développement rural, de l'habitat, de la santé, de l'éducation puis à long terme, de l'industrie.

Parmi les différentes sources identifiables d'énergie renouvelable, deux retiennent l'attention dans cette étude pour leur important potentiel dans la zone d'application, à savoir le Sahel: il s'agit de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire.

On entend par Sahel¹ la zone située au sud du Sahara qui, entre les 14 et 20 degrés de latitude Nord, s'étend des côtes atlantiques de la Mauritanie et du Sénégal jusqu'au marges orientales du Tchad. C'est un espace qui s'étend sur six pays et compte environ la moitié de leur superficie totale; ces pays sont la Mauritanie, le Sénégal, le

1. Voir carte de localisation géographique donnée en annexe I

Mali, le Burkina Faso, le Niger et le Tchad. C'est en somme l'ensemble de la zone subsaharienne.

Du point de vue climatologique, l'élément capital qui caractérise le milieu sahélien est sans équivoque sa pluviométrie. Une pluviométrie qui influe sur les sols, la couverture végétale et, bien entendu, sur toutes les activités humaines. En effet, les précipitations au Sahel sont peu élevées, nettement saisonnières et surtout très variables. Il n'y pleut en réalité que trois mois par année et à mesure que l'on remonte vers le nord, le total des précipitations et leur répartition dans le temps et selon les secteurs géographiques varient beaucoup d'une année à l'autre.

Parler du Sahel, c'est parler donc d'une étendue sèche, à l'occasion très sèche, où la variabilité pluviométrique prend d'autant plus d'importance que les moyennes définissent des seuils en bas ou en haut desquels il peut être catastrophique de se situer. Une telle variabilité dans le nombre de jours de pluie rend également possible l'interruption prolongée des précipitations au cœur même de la saison des pluies et la perte irrémédiable de récoltes; ce qui occasionne un déficit alimentaire [11].

Cette situation d'insécurité alimentaire place constamment les populations sahéliennes sous le spectre de la famine.

Il est donc important que tout développement durable et auto-soutenable au Sahel vise à sécuriser et à accroître la production primaire, notamment agricole, pastorale et forestière; celle-ci est la seule garante de l'autosuffisance alimentaire, de la génération de surplus exportables pour l'acquisition de devises et du financement interne de l'industrialisation naissante. Or cette production primaire dépend elle-même étroitement de la maîtrise du facteur « énergie ».

Objet de la recherche

La stratégie du développement agricole au Sahel doit intégrer comme un de ses objectifs prioritaires la maîtrise de l'eau. Or, tant pour le pompage de l'eau que pour la conservation ou le traitement des produits agricoles, des quantités plus ou moins importantes d'énergie sont requises en proportion des volumes de production désirés.

Dans la recherche de solutions à la maîtrise de l'énergie de pompage applicable aux pratiques hydro-agricoles au Sahel, il nous paraît intéressant de connaître les bénéfices d'une nouvelle technique de pompage basée sur la complémentarité de deux sources d'énergies renouvelables, à savoir l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne.

Objectifs de la recherche

La production d'électricité à partir seulement d'une des deux sources d'énergie citées ci-dessus, est un objectif très souvent limité par le prix de revient final du kWh électrique produit, en raison de l'irrégularité du vent et de la discontinuité dans le temps du rayonnement solaire qui posent le problème du stockage d'énergie. Or cet aspect de ces énergies est encore aujourd'hui un de ceux qui ralentissent le plus leur développement, car ce stockage, d'autant plus important que les régimes de vent soient irréguliers ou que les temps d'ensoleillement soient faibles, constitue souvent une grande part (environ 20%) de l'investissement d'une installation de production d'énergie électrique à partir du vent ou du rayonnement solaire.

Considérant leurs caractéristiques saisonnières respectives, ces deux énergies ne se concurrencent pas mais au contraire peuvent se valoriser mutuellement. C'est pourquoi on propose ici un système hybride composé de ces deux sources d'énergie, qui consiste en l'exploitation optimale de la complémentarité entre elles. Le cadre

principalement étudié est celui du pompage d'eau, ce qui permettra l'élimination du stockage électrique très coûteux au profit d'un stockage hydraulique moins dispendieux.

Certes, du point de vue économique les résultats apparaissent assez convainquants quant à la rentabilité du système hybride ci-dessus désigné, mais cela n'exclut pas le fait que la combinaison des deux sources constitue un système assez complexe du point de vue technologique.

C'est non seulement pour apporter des éléments de réponse à ces points d'inquiétude mais aussi et surtout pour apporter une contribution à la recherche de solutions pour l'approvisionnement en eau des communautés rurales isolées des pays en développement que le présent projet de recherche a été initié. En effet, comme la fiabilité de ce système dépend directement des données météorologiques de vent et de rayonnement solaire, il pourra constituer un moyen très économique pour ces pays où, pour la plupart, l'intensité du vent (et/ou du rayonnement solaire) est relativement importante et où les réseaux électriques nationaux sont limités seulement aux grandes villes en raison de la dispersion et de la faible densité des populations.

L'atteinte des objectifs de ce projet se fera en respectant les hypothèses de base suivantes:

- Hypothèse générale : le système hybride proposé est destiné au pompage
- Hypothèse spécifique : l'énergie primaire est l'énergie éolienne

Méthodologie et étapes de réalisation

La méthodologie d'exécution du projet peut se résumer comme suit :

- À partir d'une collecte de données réelles effectuée sur un site identifié, on détermine d'une part le potentiel théorique brut solaire et éolien, potentiel à partir duquel on démontre la complémentarité qui existe entre les deux sources d'énergie;

et d'autre part les besoins en eau et les caractéristiques hydrogéologiques du site, ce qui permet d'élaborer le cahier des charges (demande énergétique).

- En tenant compte de l'état actuel des techniques de captage de ces énergies, on calcule le potentiel énergétique techniquement réalisable (disponibilité énergétique).
- Le dimensionnement optimisé de chacune des sources, c'est-à-dire leurs parts de potentiel techniquement utilisable aux conditions économiques actuelles est fait sur la base de leurs coûts unitaires respectifs.
- Une réserve hydraulique est calculée de façon à assurer une disponibilité en eau pendant toute l'année, malgré l'irrégularité des deux sources d'énergie.
- Le système global de pompage est enfin modélisé et simulé afin de pouvoir analyser son comportement.

Plan de présentation du mémoire

Dans le chapitre 1, on étudie, d'une part, les deux sources d'énergie renouvelable que sont l'énergie éolienne et l'énergie solaire, et, d'autre part, les besoins en eau de la zone d'étude qu'est le Sahel. Au chapitre 2, on décrit et on justifie le système hybride proposé. Le chapitre 3 est dédié à l'étude énergétique du système hybride. On y analyse le cahier de charge, les caractéristiques du site de pompage, ainsi que les méthodes d'évaluation du besoin énergétique et de la disponibilité énergétique. Les composantes électromécaniques du système y sont dimensionnées et l'apport des deux sources d'énergie y est optimisé. On présente au chapitre 4 le logiciel de simulation MatlabTM/SimulinkTM/Enelmach et les modalités de simulation du pompage, notamment les techniques de modélisation des composantes du système hybride. Au chapitre 5, on analyse les résultats de l'optimisation, de la simulation numérique du système et soumet une analyse économique du projet pour une application éventuelle à un village Nigérien (Sabon Kafi).

CHAPITRE I

CONSIDÉRATIONS ÉNERGÉTIQUES

1.1 Énergie Éolienne

1.1.1 Considérations générales sur l'énergie éolienne

1.1.1.1 Le vent

L'atmosphère, essentiellement composée d'oxygène, de vapeur d'eau et d'azote, est caractérisée par sa pression, sa température et son humidité. Ces paramètres varient avec l'altitude. Le rayonnement solaire est absorbé de façon très différente aux pôles et à l'équateur du fait de la rotondité de la terre. L'énergie absorbée à l'équateur est donc très supérieure à celle absorbée aux pôles. Ces variations de température provoquent des différences de densité des masses d'air entraînant leur déplacement d'une latitude à une autre. Ce déplacement s'effectue des zones où la densité de l'air (pression atmosphérique) est élevée vers celles où elle est faible. Il s'établit ainsi un certain équilibre par transfert d'énergie vers les zones à températures extrêmes, qui sans cela ne seraient pas vivables. Le vent est caractérisé par deux grandeurs variables par rapport au temps:

- la vitesse
- la direction

1.1.1.2 Mesure du vent

L'utilisation correcte de l'énergie éolienne nécessite un choix très judicieux du site en fonction des vitesses moyennes de vent, des rafales ...etc. Il existe un certain

nombre d'appareils pour la mesure du vent, mais l'appareil le plus répandu est encore aujourd'hui l'anémomètre à coupelles.

1.1.1.3 Variation de la vitesse du vent avec l'altitude

Elle dépend essentiellement de la nature du terrain au-dessus duquel se propagent les masses d'air. En effet, la vitesse du vent varie selon la hauteur par rapport au sol où on la mesure. La vitesse de l'air est plus ou moins freinée par le sol selon son coefficient de friction (α). Il en résulte une courbe de vitesse allant de 0 m/s au sol à la vitesse du vent sans effet de friction, c'est à dire à sa pleine vitesse moyenne. La hauteur à laquelle la friction n'a plus d'effet s'appelle couche limite (H_0) qui est très généralement estimée à 10 m. Cette forme de variation de la vitesse est appelée profil de vitesse. Ce profil est donné par diverses théories. Il est le plus souvent exprimé par la relation empirique [20, 40, 41, 46, 54]:

$$V(H) = V_0 \left(\frac{H}{10} \right)^\alpha \quad (1.1)$$

$$\alpha = 0.096 \lg H_0 + 0.016 (\lg H_0)^2 + 0.24 \quad (1.2)$$

où :

$V(H)$ représente la vitesse à la hauteur H

V_0 est la vitesse à la couche limite

α est le coefficient de friction ou coefficient de rugosité qui caractérise le terrain (pour son calcul, on exprime H_0 en mm).

Ceci montre bien que les sites les plus intéressants pour la récupération d'énergie éolienne sont les sites peu ou pas accidentés pour lesquels α est faible. En effet dans ce cas, on bénéficie des vitesses élevées près du sol et la variation de vitesse du vent avec l'altitude est faible; la vitesse du vent vue par les différentes parties hautes et basses de l'éolienne a sensiblement la même valeur. Cela a pour conséquence directe de diminuer

les contraintes cycliques sur les pâles du moteur éolien lorsqu'il tourne. Cette considération est d'autant plus importante que le diamètre de l'hélice est grand.

1.1.1.4 Énergie fournie par le vent

L'énergie fournie par le vent est une énergie cinétique: elle est fonction de la masse et de la vitesse du volume d'air. Dans l'hypothèse que la masse volumique de l'air est constante, on peut considérer que cette énergie n'est que fonction de la vitesse du vent. L'énergie cinétique de la masse d'air en mouvement est égale à:

$$E_c = (\frac{1}{2}) mV^2 \quad (1.3)$$

m est la masse du volume d'air (en kg)

V est la vitesse instantanée du vent (en m/s)

E_c est l'énergie cinétique (en joules)

1.1.2 Energie éolienne récupérable

1.1.2.1 Variation du vent

- *Phénomènes instantanés*: les rafales

Elles sont assez difficiles à caractériser; si les régimes de vent sont répétitifs, avec une bonne approximation sur l'année, il faut des enregistrements météorologiques sur 20 ans pour éventuellement avoir une idée des variations instantanées. Pourtant lorsqu'on veut utiliser l'énergie éolienne il est plus que nécessaire de tenir compte des rafales.

- *Phénomènes journaliers*:

Ils sont dus aux phénomènes thermiques liés au rayonnement solaire. Les variations de la température avec l'altitude créent des courants ascendants. La vitesse moyenne du vent est plus faible pendant la nuit où elle varie peu. Elle augmente à partir du lever du soleil et atteint son maximum entre 12 h et 16 h.

- *Phénomènes saisonniers*:

- **Phénomènes mensuels**

Les variations mensuelles dépendent essentiellement du lieu géographique et seuls les relevés météorologiques peuvent renseigner sur ces variations.

- **Phénomènes annuels**

Les variations annuelles sont répétitives avec bonne précision, si bien que des renseignements sur une année permettent une bonne évaluation de l'énergie récupérable sur un site.

Les données statistiques de vitesses de vent expriment la probabilité, que l'on peut exprimer en pourcentage, pour que la vitesse du vent soit supérieure à une valeur donnée appelée seuil. Ces seuils sont des valeurs de vitesses de vent arrondies à l'unité voisine. Ainsi la valeur seuil notée 1 m/s correspond à l'ensemble des vitesses moyennes de vent comprises dans l'intervalle de vitesse 0.5 m/s à 1.5 m/s. La différence entre le nombre d'heures durant lequel la vitesse du vent a été respectivement supérieure à $\left(x - \frac{1}{2}\right)$ et à $\left(x + \frac{1}{2}\right)$ m/s, donne le nombre d'heures durant lequel le vent a précisément soufflé dans l'intervalle de vitesses $\left(x - \frac{1}{2}\right)$ et $\left(x + \frac{1}{2}\right)$. Ce qui permet de dresser un histogramme de la distribution des vitesses moyennes en portant en abscisse les vitesses du vent et en ordonnée le nombre d'heures durant lesquelles le vent a soufflé dans chaque intervalle de vitesses $\left[x - \frac{1}{2}; x + \frac{1}{2}\right]$ m/s.

1.1.2.2 Limite de Betz

Pour un vent donné, la puissance d'une éolienne dépendra du rendement aérodynamique de ses pales. Mais la puissance maximale qu'elle est susceptible de recueillir peut être calculée sans tenir compte du profil des pales à l'aide de la théorie générale établie par Betz [46].

Comme le montre la figure 1.1, considérons une éolienne dont les pales balaient une surface S et voit la vitesse V du vent au niveau des pales. L'éolienne est placée dans un air animé loin en amont d'une vitesse V_1 et d'une vitesse V_2 en aval. Une partie de l'énergie cinétique du vent étant utilisée pour faire tourner l'éolienne, la vitesse V_2 est inférieure à V_1 et la veine d'air traverse donc le moteur éolien en s'élargissant.

Soient S_1 et S_2 les sections amont et aval de la veine de fluide.

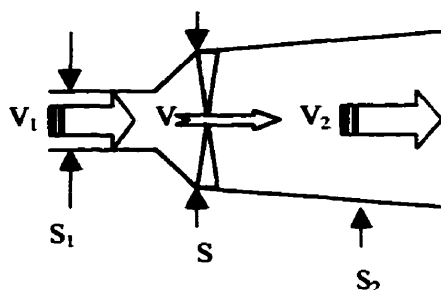


Figure 1.1 : Veine d'air sur une éolienne

La masse d'air m déplacée par seconde est :

$$m = d \times S \times V = d \times S_1 \times V_1 = d \times S_2 \times V_2 \quad (1.4)$$

$d = 1.25 \text{ kg/m}^3$ est la valeur moyenne de la masse volumique de l'air

La variation d'énergie cinétique Ec de la masse d'air qui traverse l'éolienne par seconde est:

$$Ec = \left[\frac{1}{2} m (V_1)^2 \right] - \left[\frac{1}{2} m (V_2)^2 \right] = \frac{1}{2} \times d \times S \times V \times (V_1 - V_2)(V_1 + V_2) \quad (1.5)$$

La force Fe exercée sur le moteur éolien par l'air est égale à la variation de la quantité de mouvement du fluide lors de la traversée de la surface S :

$$Fe = mV_1 - mV_2 = m(V_1 - V_2) = d \times S \times V \times (V_1 - V_2) \quad (1.6)$$

Le travail produit par cette force dont le point d'application se déplace d'une distance V en une seconde, par rapport aux molécules d'air en mouvement, est la puissance absorbée par l'éolienne:

$$P = Fe \times V = d \times S \times V^2 \times (V_1 - V_2) \quad (1.7)$$

Il vient que :

$$\frac{1}{2} \times d \times S \times V \times (V_1 - V_2)(V_1 + V_2) = d \times S \times V^2 \times (V_1 - V_2) \quad (1.8)$$

d'où la vitesse au niveau des pales est :

$$V = \frac{1}{2}(V_1 + V_2) \quad (1.9)$$

L'expression de la puissance devient alors :

$$P = \frac{1}{4} \times d \times S \times (V_1 + V_2)^2 (V_1 - V_2) \quad (1.10)$$

Posons $x = \frac{V_2}{V_1}$, un coefficient compris entre 0 et 1 puisque $V_2 < V_1$

Ainsi :

$$P = \frac{1}{4} \times d \times S \times (V_1)^3 (1+x)^2 (1-x) \quad (1.11)$$

La valeur maximale de P s'obtient par : $\frac{dP}{dx} = 0 \Rightarrow x_{\max} = \frac{1}{3}$ (1.12)

Reportant cette valeur de x dans l'expression de P et de V, il vient :

$$P_{\max} \approx \frac{16}{27} \times \left[\frac{1}{2} \times d \times S \times (V_1)^3 \right] \quad (1.13)$$

Il ne sera donc pas possible de récupérer plus de 60% de la puissance fournie par le vent.

Cette quantité est appelée limite de Betz.

$$S = \pi \frac{D^2}{4} \quad (1.14)$$

S est la surface balayée par l'hélice de diamètre D

1.1.2.3 Facteur de conversion d'une éolienne

Le facteur de conversion, généralement noté C_p est le rapport de la puissance mécanique fournie sur l'arbre de l'éolienne à la puissance théorique que peut fournir l'écoulement libre de la masse d'air traversant la surface balayée par ses pales. Il est fonction des

coefficients de poussée (C_z) et de traînée (C_x) déterminés en soufflerie et donnés sous forme de diagramme polaire en fonction de l'angle d'incidence. Il s'agit en réalité du rendement aérodynamique de l'hélice.

Soit $P_{méc}$ la puissance mécanique au niveau de l'arbre de l'éolienne; on a:

$$C_p = \frac{P_{méc}}{P_{max}} = \frac{C_z}{C_x} \quad (1.15)$$

En général, $0.2 < C_p < 0.8$ pour les éoliennes rapides [54].

Sa valeur dépend de l'angle i appelé angle d'incidence formé par la pale et la direction du vent.

Ainsi, la puissance mécanique fournie par l'hélice d'une éolienne est :

$$P_{méc} = \frac{16}{27} \times \left[\frac{1}{2} \times d \times \pi \times \frac{D^2}{4} \times (V_1)^3 \right] \times C_p \approx 0.3 \times C_p \times D^2 \times (V_1)^3 \quad (1.16)$$

et le couple mécanique fourni est :

$$C = \frac{P_{méc}}{\omega} \quad (1.17)$$

ω : vitesse de rotation de l'hélice en rad/s

1.1.3 Étude des différents types d'aérogénérateurs²

Le choix d'une solution technique pour une éolienne dépend en grande partie de l'utilisation prévue de l'énergie qui y sera produite. On distingue généralement deux types d'utilisation:

- l'utilisation directe de l'énergie mécanique produite par l'éolienne
- la conversion mécanique-électrique de l'énergie mécanique produite par l'éolienne

1.1.3.1 Production d'énergie mécanique

2. Nom technique donné aux générateurs électriques éoliens

Les utilisations traditionnelles des éoliennes ont été, des siècles durant, le pompage direct de l'eau et le broyage des grains. Aujourd'hui encore, la production d'énergie mécanique par le vent est essentiellement destinée au pompage de l'eau. Cette application, bien que très ancienne, continue à être utilisée et connaît même un regain d'intérêt avec les économies d'énergies. Le principe est d'associer l'éolienne à une pompe à piston placée dans un forage ou dans un puits, et entraînée par un train de tiges mû par un système bielle-manivelle solidaire de la roue éolienne. Mais plusieurs problèmes limitent l'essor de cette technique de pompage; on peut citer les faits suivants:

- les problèmes d'emplacement:

Le premier inconvénient dont a souffert le pompage éolien direct est celui de l'emplacement du site. En effet, le dispositif de pompage doit être placé au-dessus de la source d'eau et cet emplacement n'est pas nécessairement le plus adéquat.

- les problèmes de régulation:

Le principal inconvénient des éoliennes multipales est de posséder une régulation par tout ou rien du fait que le dispositif d'entraînement mécanique, bielle-manivelle-tige de commande de la pompe, ne supporte pas la survitesse. En effet, au-delà d'une certaine vitesse, le moteur éolien se place dans le lit du vent et le dispositif s'arrête. Ce qui fait que le système de pompage présente l'inconvénient de ne fonctionner ni pour les vents faibles, ni pour les vents plutôt forts.

- les problèmes de limitation de la Hauteur Manométrique Totale (HMT):

Les contraintes mécaniques auxquelles est soumise la tige de commande limite la hauteur manométrique totale à une valeur maximale donnée par le constructeur. Ceci limite l'utilisation de ces pompes pour des profondeurs d'eau ne dépassant pas en pratique 50 m.

- les problèmes de régularisation du couple résistant:

L'énergie fournie par l'éolienne n'est absorbée que pendant la remontée du piston, la descente de celui-ci se faisant sous son propre poids. Ceci a une répercussion directe sur la vitesse de démarrage; il faudra en effet un couple plus fort pour faire démarrer

l'éolienne, donc une vitesse de vent plus élevée. Même si de nos jours il existe des systèmes de compensation de cette contrainte, il n'en demeure pas moins vrai que ces dispositifs induisent des contraintes mécaniques dont il faut tenir compte.

- les problèmes d'entretien:

Ces éoliennes nécessitent un entretien régulier et même dans certains cas des interventions manuelles de freinage ou débrayage. Il faudra également veiller à protéger le dispositif de pompage contre le gel, soit au niveau de la commande, soit au niveau des vidanges des tuyauteries pour éviter qu'il ne soit détruit en cas de gel, si la machine n'a pas été arrêtée.

1.1.3.2 Production d'énergie électrique

Pour s'affranchir de certaines limitations de l'utilisation directe de l'énergie mécanique produite dont en particulier le fonctionnement pour tous les vents dont la vitesse est supérieure ou égale à la vitesse de démarrage, le pompage à des profondeurs supérieures à 100m et la possibilité de mettre l'aéromoteur sur un site favorable (même si c'est à une certaine distance du point d'eau, puisqu'en général les points d'eau sont dans les parties basses du relief alors que les sites éoliens sont sur les parties hautes), plusieurs solutions ont été trouvées:

- l'utilisation d'hélices équipées de systèmes de régulation autorisant un fonctionnement de l'éolienne pour toutes les vitesses de vent supérieures à la vitesse de démarrage
- la mise en œuvre de pompes centrifuges à la place des pompes à piston pour le pompage en grande profondeur (jusqu'à 200 m)
- le passage par intermédiaire électrique sans stockage d'énergie pour pouvoir placer l'aéromoteur sur un site éolien favorable par rapport au point d'eau.

1.1.3.3 Composition d'un aérogénérateur

D'une façon générale, un aérogénérateur se compose des principaux éléments suivants:

- une hélice
- un dispositif de réglage mécanique ou électrique
- un dispositif d'orientation dans le vent (girouette)
- un générateur électrique (le plus souvent asynchrone)
- un dispositif de sécurité contre les rafales
- un support (mât)

Grâce au développement des éoliennes et leurs périphériques, selon la puissance, l'utilisation de l'énergie et le site, on a le choix entre plusieurs types d'éoliennes.

1.1.3.4 Éoliennes à axe horizontal

Il s'agit des éoliennes repérées 1, 2 et 5 sur la figure 1.2. Dépendant du nombre de pales de l'hélice, on distingue deux types:

1.1.3.4.1 Éolienne à hélice à faible nombre de pales: 1 sur la figure 1.2

Elle est rapide et généralement à pas variable; elle est caractérisée par un bon rendement mais nécessite obligatoirement un dispositif d'orientation dans le vent. Elle convient le mieux à la production d'énergie électrique et pour des puissances moyennes ou élevées.

1.1.3.4.2 Éolienne à hélice à grand nombre de pales: 2 et 5 sur la figure 1.2

Elles ont une vitesse plus faible et un rendement moyen. Elle convient le mieux pour l'utilisation directe de l'énergie mécanique produite.

1.1.3.5 Éoliennes à axe vertical

Il s'agit des éoliennes repérées 3 et 4 sur la figure 1.2. Elles sont de deux types:

1.1.3.5.1 Éolienne à hélice de type Savonius: repère 3 sur la figure 1.2

Elle est très simple de construction et ne nécessite pas de système d'orientation dans le vent. Elle présente cependant un très faible rendement. Elle convient le mieux pour les mesures de vitesses de vent ou pour de faibles puissances.

1.1.3.5.2 Éolienne à hélice de type Darrieus: repère 4 sur la figure 1.2

Elle est de développement récent. Elle ne nécessite pas non plus de dispositif d'orientation dans le vent. Elle présente une vitesse relativement élevée et est caractérisée par un bon rendement. Son principal inconvénient réside, d'une part, dans le fait qu'elle nécessite un dispositif d'appoint au démarrage et, d'autre part, dans la délicatesse de la construction de ses pâles. C'est une éolienne qui convient pour la production d'énergie électrique.

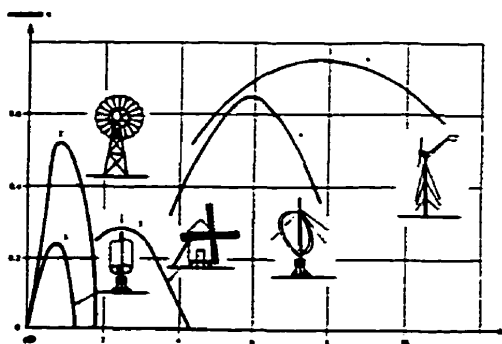


Figure 1.2 : Performances des différents types d'éoliennes (Source[54])

1.2 Énergie solaire

1.2.1 Rayonnement solaire

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1390000 km, soit environ 50 fois celui de la terre. Il est composé à 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de plus de 100 éléments; soit pratiquement tous les éléments chimiques connus. Depuis que Langevin et Perrin, s'appuyant sur la théorie de la relativité d'Einstein, ont émis l'idée il y a une soixantaine d'années que c'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance, il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène-hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions de tonnes d'hélium; la réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celcius. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement. Sa lumière, à une vitesse de 300000 km/s met environ 8 minutes pour parvenir à la terre. L'observation de l'intensité du flux solaire et sa distribution spectrale en dehors de l'atmosphère a montré que l'énergie est émise sous forme électromagnétique répartie en un spectre s'étendant de la longueur d'onde 0.3 micromètre (ultraviolet) à la longueur d'onde 5 micromètres (infrarouge) avec un maximum pour 0.47 micromètre dans le visible.

1.2.2 Constante solaire

L'orbite terrestre étant elliptique, la distance de la terre au soleil varie d'environ 3.34 % au cours de l'année. Par suite, l'intensité du rayonnement solaire aux confins de l'atmosphère terrestre qui est inversement proportionnel au carré de la distance au soleil varie d'environ 6.8 %.

Compte tenu de cette variation, on définit la constante solaire comme étant la quantité d'énergie rayonnante, supposée intégralement transformée en chaleur, que le soleil

envoie par minute à travers une surface de 1 m^2 , normale aux rayons solaires et située en dehors de l'atmosphère terrestre à une distance du soleil égale à la distance moyenne terre-soleil. Après des milliers de mesures, on adopte comme valeur de la constante solaire : $S_0 = 1353 \text{ W/m}^2$.

1.2.3 Absorption optique

La théorie ondulatoire et corpusculaire de la lumière permet d'aborder les échanges entre la matière et le rayonnement. L'énergie n'est pas indéfiniment indivisible. En effet, la plus petite particule d'énergie qui peut être transférée dans un processus est le quantum. La lumière est une forme d'énergie et le quantum de lumière est appelé photon. Dans le cadre de la mécanique quantique, Planck a suggéré que l'énergie du photon correspondant à une radiation de fréquence donnée est reliée à sa longueur d'onde par la relation :

$$E_p = h\nu = h \frac{C_o}{\lambda_o} \quad (1.18)$$

où :

ν : fréquence de la radiation (en cycle/seconde)

λ_o : longueur d'onde

C_o : la vitesse de la lumière (300000 km/s)

E_p : énergie du photon

h : constante de Planck ($6.625 \cdot 10^{-34}$ joules-secondes)

Une radiation lumineuse rencontrant un semi-conducteur est absorbée suivant la loi de Lambert-Bouguer :

$$\mathcal{O}(x) = \mathcal{O}_i (1 - R_{ef}) e^{-\gamma x} = \mathcal{O}_0 e^{-\gamma x} \quad (1.19)$$

où :

L_x : longueur d'absorption du faisceau dans le matériau à partir de la surface du semi-conducteur

R_{ef} : coefficient de réflexion de l'énergie lumineuse à la surface du matériau

γ : coefficient d'absorption qui change selon le matériau et qui traduit la probabilité d'absorption d'un photon par unité de longueur

1.2.4 Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est le principe par lequel l'énergie lumineuse est directement transformée en énergie électrique à l'aide de cellules (ou piles) photovoltaïques.

1.2.4.1 Principe de la conversion photovoltaïque: les photopiles

Les photopiles sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs utilisés en tranches fines ou en dépôts sur un substrat. Les matériaux les plus connus sont:

- le silicium (Si)
- le sulfure de cadmium (CdS)
- l'arséniure de gallium (As₃Ga)
- le tellure de cadmium (CdTe)
- le germanium (Ge)
- le phosphore d'indium (InP)

Toutefois, le matériau le plus couramment utilisé est le silicium pur obtenu à partir de la silice (quartz ou sable) par transformations chimiques et métallurgiques. On distingue à cet effet:

- le silicium mono ou polycristallin qui représente plus de 90% de la production de photopiles
- le silicium amorphe

Le phénomène mis en jeu dans l'effet photovoltaïque consiste en l'apparition d'une différence de potentiel quand on génère des porteurs de charges par excitation lumineuse

au voisinage d'une jonction, c'est-à-dire d'un contact entre deux semi-conducteurs de type différent: l'un de type positif, l'autre de type négatif (figure 1.3). Dans la pratique, pour le cas du silicium, on obtiendra un semi-conducteur de type P (positif) en dopant le silicium avec du bore et on obtiendra celui de type N (négatif) en le dopant avec du phosphore.

Ainsi, l'effet photovoltaïque résulte de la discontinuité qui existe dans le semi-conducteur entre les niveaux d'énergie que peuvent prendre les porteurs de charges que sont les électrons et les trous. Cette discontinuité forme une bande interdite dont la largeur correspond à environ 1.12 électronvolt pour le silicium. Ainsi, pour autant qu'il possède une énergie supérieure à celle correspondant à la bande interdite (dite énergie de Gap), un photon pourra "arracher" un électron à la bande de valence et l'amener à la bande de conduction. Cependant, tout arrachement d'électron occasionne la création d'un trou. En définitive, à chaque fois qu'un photon arrive avec une énergie supérieure à l'énergie de Gap, il y a création d'une paire électron-trou. Lorsque cette création a lieu à proximité d'une région où règne un champ électrique intense, les porteurs libres en excès sont séparés et collectés de part et d'autre du semi-conducteur; d'où l'établissement d'un courant électrique dans le semi-conducteur.

La création d'un courant à partir du rayonnement (effet photovoltaïque) est donc lié à trois phénomènes successifs (figure 1.4):

- la création de paires électron-trou sous l'effet du rayonnement
- le mouvement des paires électron-trou vers la jonction sous l'action des forces de diffusion
- la collecte de toutes les paires électron-trou

1.2.4.2 Rendement d'une photopile

Le rendement d'une photopile est le rapport entre l'énergie électrique qu'elle fournit et l'énergie solaire reçue sur l'ensemble de sa surface. Ce rendement est limité par

différentes pertes thermique et électrique intervenant lors de la conversion de l'énergie.

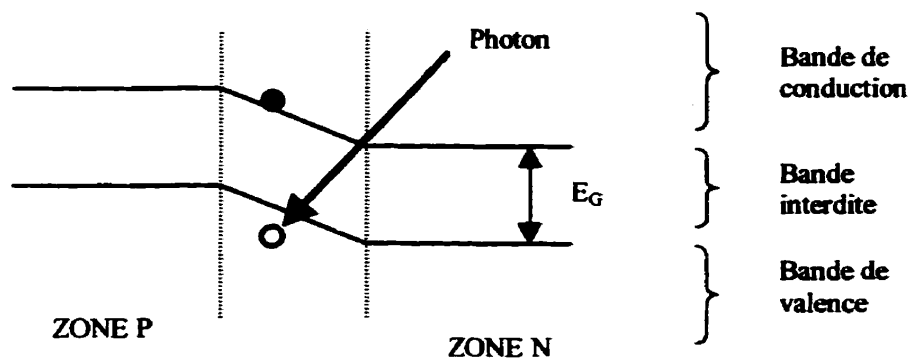


Figure 1.3 : Principe de l'effet photovoltaïque

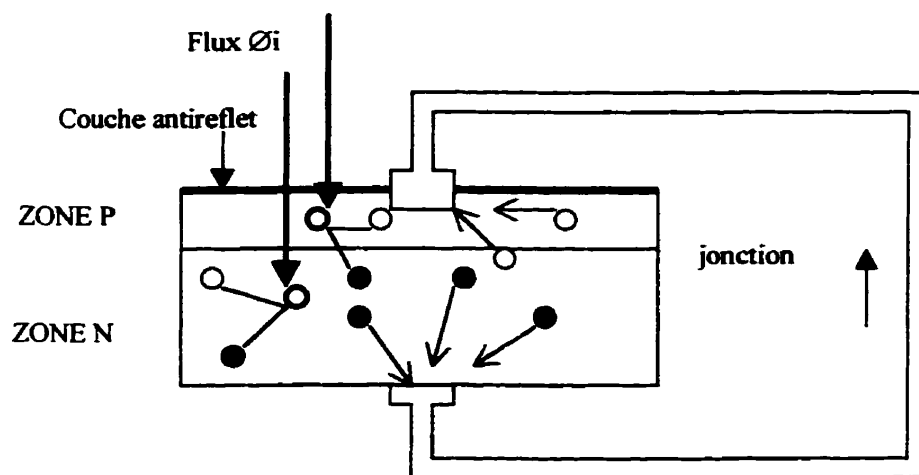


Figure 1.4 : Collecte des paires électron-trou

1.2.4.2.1 Absorption incomplète

Seuls les photons d'énergie supérieure à l'énergie de Gap sont absorbés dans le volume de la cellule. Les autres photons ne sont pas utilisés. Il s'agit de tous ceux dont la longueur d'onde est supérieure à la longueur d'onde critique (seuil) correspondant à la condition :

$$\hbar\nu_{\text{critique}} \geq E_G \quad (1.20)$$

Cette perte est estimée à environ 23% dans le silicium.

1.2.4.2.2 Excès d'énergie

Un grand nombre de photons absorbés possèdent d'avantage d'énergie que celle nécessaire à la génération de paires électron-trou. L'énergie en excès qu'il faudra absorber est finalement cédée à l'électron sous forme d'énergie cinétique qu'il perd par collision sur les autres atomes du réseau cristallin; élevant ainsi la température de la cellule. Pour le silicium, cette perte est estimée à environ 33%.

1.2.4.2.3 Réflexion à la surface

Le flux de photons \emptyset transmis à la surface de la photopile $\emptyset = \emptyset_i(1-R_{ef})$ ne représente qu'une fraction du flux incident \emptyset_i . Cependant, la réflexion (R_{ef}) à la surface dépend du traitement technologique de la surface du semi-conducteur. Toutefois, on y remédie en déposant sur la surface du semi-conducteur après traitement des couches antireflet ramenant ainsi la valeur moyenne de R_{ef} à moins de 4%.

1.2.4.2.4 Recombinaison

De nombreux électrons créés rencontrent des charges positives et se recombinent avant d'avoir fourni un courant utile.

2.2.4.2.5 Collecte des porteurs minoritaires

La collecte du courant photovoltaïque c'est à dire la récupération des charges électriques ayant traversé la jonction se fait en face avant et arrière de la photopile. La

face avant est constituée d'une grille qui permet la récupération des charges tout en laissant passer la lumière. La surface de cette grille (S_{grille}) masque une partie de la face avant ($S_{face-avant}$) et doit, pour ce faire, rester inférieure à un taux de 10% de la surface totale avant. Le dit taux, appelé taux d'ombre (τ_s) caractérise la grille est calculé par la relation:

$$\tau_s = \frac{S_{grille}}{S_{face-avant}} \leq 10\% \quad (1.21)$$

1.2.4.2.6 Rendement actuel

Ces différents phénomènes limitent le rendement de la photopile. On peut globalement remarquer que le rendement de conversion dépend pour une large part de la largeur de la bande interdite du semi-conducteur utilisé. En effet, si cette bande est étroite, la plupart des photons auront l'énergie suffisante pour créer des paires électron-trou, mais l'énergie de chacune des paires sera faible. Si la bande est large, seuls quelques photons auront l'énergie suffisante pour créer une paire électron-trou.

Bien que le silicium (monocristalin) ne représente pas, du point de vue rendement, l'optimum, il est toutefois largement utilisé dans la fabrication des cellules photovoltaïques actuelles. Son rendement théorique actuel est de 22 à 30% [13]. Dans les applications pratiques, il a un rendement typique de l'ordre de 15%. Les cellules couramment fabriquées sont de formes ronde ou carrée. On distingue:

- les cellules rondes de diamètre 100, 57 ou 63 mm
- les cellules carrées de 100 ou 63 mm de côtés.

1.2.5 La photopile vue de l'utilisateur

1.2.5.1 Photopile dans l'obscurité

La cellule solaire dans l'obscurité n'est pas un composant actif. Elle se comporte comme une jonction PN c'est-à-dire une diode (figure 1.5). Vue de l'extérieur, c'est un récepteur. Elle ne produit ni courant, ni tension. Lorsque dans ces conditions elle est intégrée dans un circuit, elle répond à l'équation d'une diode:

$$I_D = I_S \left[e^{\frac{qU}{n_i k_B T}} - 1 \right] \quad (1.22)$$

où :

I_D, I_S : courant traversant la jonction, courant de saturation

U : tension aux bornes de la jonction

q : charge de l'électron, n_i : facteur d'idéalité, k_B : constante de Boltzman

T : température absolue de la jonction

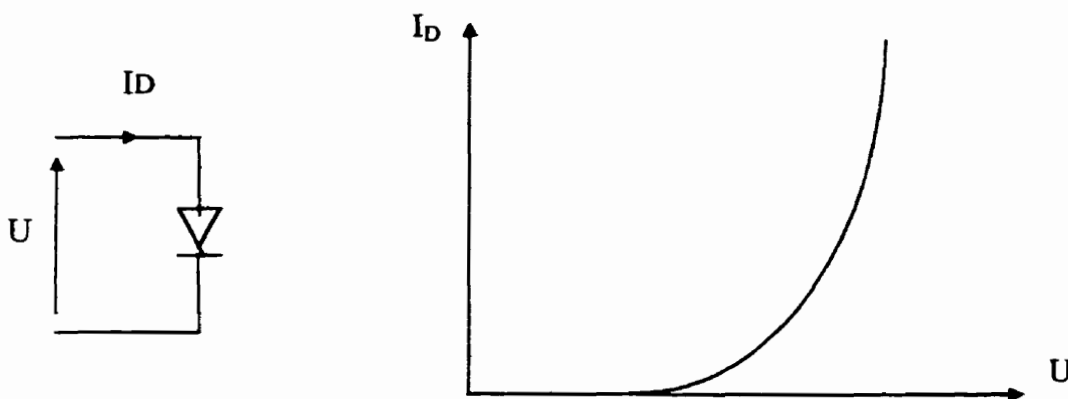


Figure 1.5 : Caractéristique de la photopile dans l'obscurité

1.2.5.2 Photopile éclairée

Lorsque la photopile est éclairée (figure 1.6), il y a création d'un photocourant dû au rayonnement solaire qui est directement proportionnel au flux :

$$I_{ph} = C_f \Phi = C_f \Phi_i (1 - R_{ef}) e^{-\gamma L_x} \quad (1.23)$$

où :

I_{ph} est le photo courant (donnée du manufacturier)

Φ : flux solaire absorbé par le semi-conducteur

R_{ef} : coefficient de réflexion de l'énergie lumineuse à la surface du matériau

C_f : constante

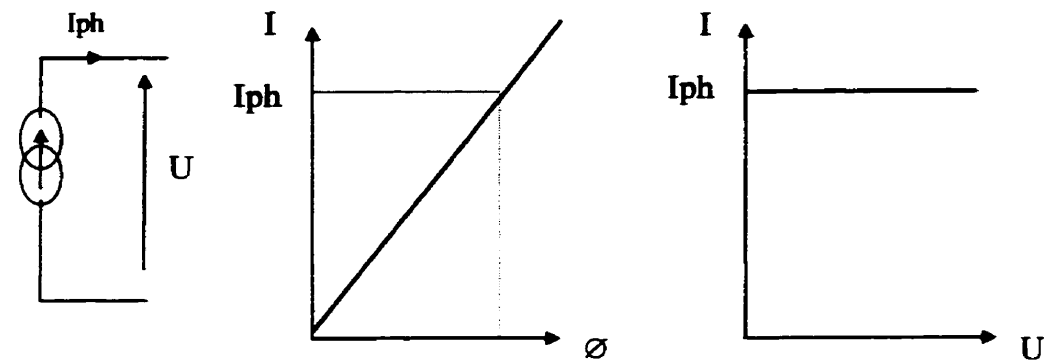


Figure 1.6 : Caractéristique d'une photopile éclairée

1.2.5.3 Caractéristiques de la photopile

La photopile pourra donc être assimilée à une source de courant en parallèle avec une diode (figure 1.7).

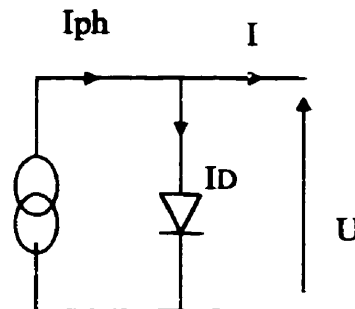


Figure 1.7 : Schéma équivalent d'une photopile

Ainsi, comme le montre la figure 1.8, la caractéristique I-U de la photopile aura pour équation :

$$I(U) = I_{ph} - I_D \quad (1.24)$$

$$I(U) = I_{ph} - I_S \left[e^{\frac{qU}{n_i k_B T}} - 1 \right] \quad (1.25)$$

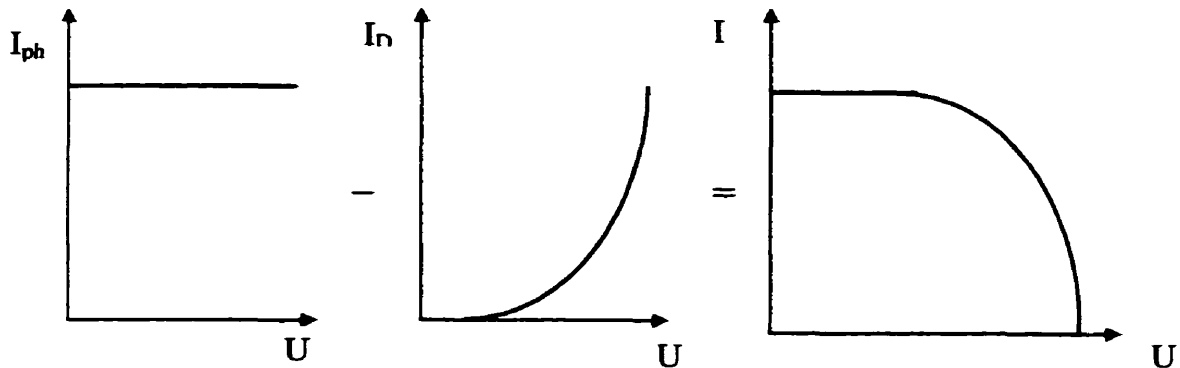


Figure 1.8 : Caractéristique I-U d'une photopile

1.2.5.4 Photopile réelle

La technologie de fabrication des cellules solaires introduit des résistances parasites qui modifient la caractéristique $I(U)$ de la cellule (figure 1.9):

- une résistance shunt R_{sh} due à un courant de fuite au niveau de la jonction. Elle dépend de la façon dont cette jonction a été réalisée.
- une résistance série R_{se} due au processus de métallisation ou de prise de contact. Elle dépend essentiellement de la résistivité de la grille de collecte des électrons.

L'équation $I(U)$ devient alors:

$$I(U) = I_{ph} - I_S \left[e^{\frac{q(U + I \times R_{se})}{n_i k_B T}} - 1 \right] - \frac{U}{R_{sh}} \quad (1.26)$$

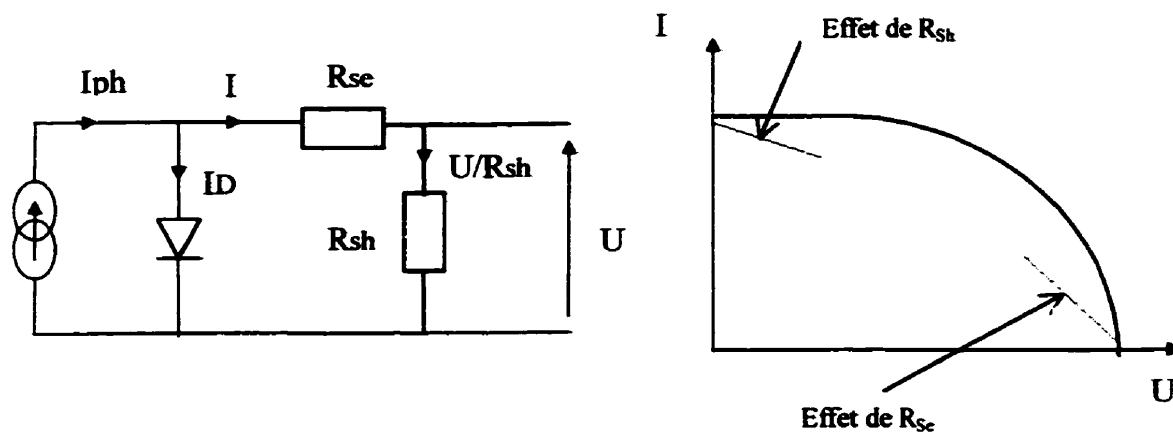


Figure 1.9 : Schéma équivalent d'une photopile réelle

1.2.5.5 Points caractéristiques

La courbe $I(U)$ passe par trois points caractéristiques, le courant de court-circuit I_{cc} , la tension à vide U_0 , le point de puissance maximale P_{max} .

- le courant de court-circuit:

$$U=0 \Rightarrow I_{cc} = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{I \times R_{se}}{n_i k_B T}} - 1 \right] \quad (1.27)$$

- la tension à vide:

$$I=0 \Rightarrow U_0 = \frac{n_i k_B T}{q} \ln \left[1 + \frac{I_{ph}}{I_s} \right] \quad (1.28)$$

- le point de puissance maximale:

Il est fonction de l'insolation. C'est le point pour le quel la cellule fournit son maximum de courant I_{max} sous sa tension maximale U_{max} .

$$P_{max} = U_{max} \times I_{max} = I_{cc} \frac{\left[1 + \frac{I_s}{I_{cc}} \right] \left[\frac{qU^2}{n_i k_B T} \right]}{1 + \frac{qU}{n_i k_B T}} \quad (1.29)$$

1.2.5.6 Effets de la température

- I_{ph} augmente légèrement avec la température: 0.1 % par degré d'écart par rapport à 25 °C
- U_0 diminue de 2 mV par degré d'écart par rapport à 25 °C
- P_{max} diminue de 0.35 % par degré d'écart par rapport à 25 °C

En tenant compte des effets de la température on pourra écrire:

$$I_{CC} = (1 + 0.001\Delta t) \left(I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{q}{n_i k_B T} \left(1 + \frac{I_{ph}}{I_s} \right)} - 1 \right] \right) \quad (1.30)$$

$$U_0 = (1 - 0.002\Delta t) \left(\frac{n_i k_B T}{q} \ln \left[1 + \frac{I_{ph}}{I_s} \right] \right) \quad (1.31)$$

$$P_{max} = (1 - 0.0035\Delta t) \frac{\left[\frac{qU^2}{n_i k_B T} \right] \left[1 + \frac{I_s}{I_{CC}} \right]}{1 + \frac{qU}{n_i k_B T}} I_{CC} \quad (1.32)$$

1.2.5.7 Puissance crête

La puissance crête est la puissance nominale délivrée par la cellule pour un ensoleillement de 1kW/m² et pour une température de jonction de 25 °C. C'est une donnée du constructeur de la cellule. Quelques fois, la performance de la cellule est donnée dans les conditions du NOCT (Normal Operating Cell Temperature):

$$\Phi = 800 \text{ W/m}^2, T = 25 \text{ °C}, V_v = 1 \text{ m/s (Vitesse du vent)}.$$

1.2.5.8 Rendement de conversion

$$\eta = \frac{P_{max}}{\Phi_i} \quad (1.33)$$

1.2.5.9 Facteur de forme

$$FF = \frac{P_{\max}}{U_0 I_{CC}} = \frac{U_{\max} I_{\max}}{U_0 I_{CC}} \quad (1.34)$$

1.2.5.10 Facteur d'adaptation (matching factor)

$$MF = \frac{P_{ch}}{P_{\max}} \quad (1.35)$$

où P_{ch} représente la puissance de la charge.

1.2.6 Modules photovoltaïques

Pour disposer de puissance exploitable, on utilisera des modules composés de cellules PV connectés en série et parallèle selon la tension (U_{mod}) et le courant (I_{mod}) souhaités.

- mise en série de (N_{cell}) cellules

Elle permet d'obtenir la tension désirée:

$$U_{mod} = N_{cell} \times U_{cell} \quad (1.36)$$

- mise en parallèle de (N_{cell}) cellules

Elle permet d'obtenir le courant désiré:

$$I_{mod} = N_{cell} \times I_{cell} \quad (1.37)$$

Ainsi, la puissance crête du module est la somme des puissances crêtes des cellules qui le composent. Toutefois, la dispersion des caractéristiques des cellules autour de valeurs moyennes explique pourquoi la puissance crête des modules est donnée par les constructeurs à $\pm 10\%$.

1.3 Besoins en eau

Les principales applications du pompage dans une entité villageoise sahélienne³ sont:

- l'hydraulique villageoise
- l'hydraulique pastorale
- l'hydraulique agricole (irrigation)

1.3.1 Hydraulique villageoise

Elle est caractérisée par une demande mensuelle plus constante nécessitant un stockage. Un des objectifs largement acceptés est de fournir 40 litres d'eau par personne et par jour.

1.3.2 Hydraulique pastorale

Il s'agit essentiellement de l'abreuvement du cheptel. Le besoin en eau est évalué en fonction des différentes espèces animales [50]:

- Bovins: 40 l/j
- Camelins: 20 l/j
- Ovins: 4 l/j
- Caprins: 4 l/j
- Equins: 40 l/j
- Asins: 20 l/j
- Porcins: 15 l/j
- Volailles: 0.1 l/j

1.3.3 Hydraulique Agricole

3. Le besoin tient compte du contexte tropical

Elle est caractérisée par une large variation d'un mois à l'autre de la quantité d'eau requise. Il est donc nécessaire de fournir plus d'eau que demandé à cause des pertes dans le système de distribution de l'eau et des techniques culturales utilisées.

Le besoin en eau dépend du produit cultivé et est fonction de la surface cultivée [50]:

- Maraîchage: 60 m³ / j / ha
- Riz: 100 m³ / j / ha
- Céréales: 45 m³ / j / ha
- Canne à sucre: 66 m³ / j / ha
- Coton: 55 m³ / j / ha

1.3.4 Cadre de validation de la recherche

1.3.4.1 Cadre physique

1.3.4.1.1 Identification géographique

Sabon-Kafi est situé au Niger dans le département de Zinder⁴, arrondissement de Tanout, canton de Olléléwa à une distance de 61 km de Tanout et 83 km de Zinder. Il est situé à 8° 44' 42'' de longitude Est et 14° 38' 18'' de latitude Nord. Le village a un relief relativement plat, ce qui constitue un grand avantage pour l'installation d'éoliennes.

1.3.4.1.2 Climatologie

Le climat est du type sahélien. L'année se subdivise en quatre saisons: une saison sèche, une saison chaude, une saison froide et une saison des pluies. La pluviométrie⁵ moyenne est de 205 mm par an avec une moyenne de 31 jours de pluie par an.

4. Voir situation géographique donnée en annexe 2.

5. Voir carte des isohyètes médianes donnée en annexe 3.

1.3.4.1.3 Insolation

L'insolation maximale a lieu théoriquement entre mai et juillet, quand les jours sont les plus longs, et celle minimale entre novembre et janvier. Les caractéristiques du climat sahélien avec ses vents de sable en saison sèche et des pluies concentrées durant le court hivernage modifient cette répartition. L'insolation atteint une valeur maximale en mai (plus de 300 h/mois), mais elle décroît en juin et juillet avec les pluies du début de l'hivernage; l'insolation atteint un minimum en août (environ 200 h/mois), mois où le nombre de jours de pluie est le plus élevé. Elle croît de nouveau en début de saison sèche avec un second maximum en janvier (298 h/mois environ), puis chute brutalement en février et reste faible jusqu'en avril, période de fréquents vents de sable.

1.3.4.1.4 Vitesses de vent

Les vents ont deux périodes d'intensité maximale avec des vitesses mensuelles moyennes dépassant 3 m/s: en décembre-janvier avec les vents de sable de l'harmattan et en juin-juillet avec les vents violents des orages au début de l'hivernage. Les vents restent soutenus pendant la majeure partie de la saison sèche. Ils deviennent moins fréquents et avec des vitesses plus faibles durant la saison des pluies, la vitesse moyenne mensuelle minimale étant enregistrée en septembre.

1.3.4.1.5 Les températures

Les températures moyennes mensuelles sont minimales (29° C) en décembre-janvier et maximales (41° C) en fin de saison sèche (avril-mai).

1.3.4.1.6 Hydrogéologie

Le contexte hydrogéologique⁶ de Sabon-Kafi est du domaine du système aquifère du continental intercalaire. Ce système est du type multicouche⁷ et est représenté par du grès plus ou moins argileux. Il comprend les formations du crétacé inférieur et du crétacé supérieur. L'aquifère est phréatique sauf dans le Damergou où il est rendu captif par une couverture du crétacé marin. Le débit le plus haut jusque là observé est de 40 m³/h mais ce débit n'est pas le débit maximal⁸ car tous les forages ne captent que la partie supérieure de l'aquifère. Cet aquifère recèle de grandes quantités d'eau mais la profondeur du niveau piézométrique rend les coûts des investissements de base importants.

La coupe hydrogéologique Zinder-Tanout indique que:

- le niveau statique de l'eau du forage routier IRH 725805 est de 71 mètres
- la profondeur totale du forage est de 505 mètres

Ainsi, dépendant du débit souhaité, la hauteur géométrique de refoulement pourra varier entre ces deux valeurs.

1.3.4.2 Cadre socio-économique

1.3.4.2.1 Population

Selon le recensement général de la population de 1988 (le plus récent), la population du village était de 3780 habitants. Le taux d'accroissement retenu pour la zone étant de 2.4 %⁹, la population pour 1998 est estimée à:

$$P_{98} = P_{88}(1 + t_a)^{\Delta n} = 3780(1 + 0.024)^{(98-88)} = 4792 \text{ hbits}$$

6. Voir coupe hydrogéologique donnée en annexe 4.
 7. Voir carte pédologique donnée en annexe 5.
 8. Voir carte de débits de forages donnée en annexe 6.
 9. Source : Direction départementale du plan de Zinder

Les principales activités économiques de la population relèvent essentiellement de la production végétale et animale, de l'artisanat et du commerce.

1.3.4.2.2 Agriculture

L'agriculture est pratiquée par plus de 80 % de la population et constitue le secteur moteur de la croissance économique globale du village. A l'image du département, la charge moyenne agro-démographique¹⁰ des terres est de 33 hbts/km²; ce qui représente la moitié de la norme de capacité de charge généralement admise pour la zone sahélienne (60 hbts/km²). Les principales cultures pluviales sont le mil et le sorgho pour les céréales, le manioc, la tomate, l'oignon et les légumes pour la petite irrigation (culture de contre saison). En dépit de ces ressources, une analyse rétrospective d'une série chronologique de bilan céréalier fait ressortir que l'arrondissement de Tanout, pourtant véritable grenier en céréales de base du département de Zinder est déficitaire tous les trois ans en moyenne. Les causes de cette relative précarité de la situation alimentaire sont nombreuses et relèvent à la fois de facteurs naturels, techniques et socio-économiques parmi lesquels:

- l'insuffisance qualitative et quantitative des précipitations (on assiste à une tendance nette à la descente vers le sud des isohyètes) et une sous exploitation des ressources en cultures irriguées.
- une exploitation du type minier du sol, sans restitution organique (défrichage abusif, manque de jachère, ramassage systématique des résidus de récolte, pas d'apport de matière organique) entraînant une baisse progressive de la fertilité des sols, donc des rendements des cultures.
- une croissance rapide de la population entraînant à la fois une augmentation de la demande agro-alimentaire et une dégradation des ressources naturelles de base accentuée par une remontée des cultures vers le Nord déjà plus fragile.

10. Source : Direction départementale du plan de Zinder

1.3.4.2.3 Élevage

En 1997, l'effectif du cheptel était de 122 UBT¹¹ (Unités de Bétail Tropical), soit environ 405 têtes de bétail dont 14 équins, 132 camelins, 13 bœufs, 66 asins, 87 ovins, 93 caprins. Comme le montre le tableau 1.1, les taux annuels de croît (T_{cr}) retenus¹² pour la région par espèce de bétail nous a permis d'estimer le bétail actuel du village:

$$\text{Bétail } (i)_{98} = (1+T_{cr}) \times \text{Bétail } (i)_{97} \quad (1.38)$$

Tableau 1.1 : Estimation du bétail à Sabon-Kafi

Bétail	Bovins	Ovins	Caprins	Camelins	Équins	Asins
Têtes en 1997	13	87	93	132	14	66
Taux de croît	2 %	3 %	2.5 %	1.5 %	1 %	2 %
Têtes en 1998	14	90	96	134	15	68
Facteur UBT	1	0.1	0.1	0.75	1	0.5
UBT	14	9	10	101	15	34

-
11. Selon les normes de la DIEPA (Décennie Internationale pour l'Eau Potable et l'assainissement), l'UBT est une façon conventionnelle d'exprimer les besoins du bétail: une UBT vaut 40 litres.
12. Source : Service départemental du plan de Zinder.

CHAPITRE II

PROPOSITION D'UN SYSTÈME HYBRIDE DE POMPAGE

2.1 Schéma du système proposé

Le système proposé est celui de la figure 2.1. Il est composé des composantes mécaniques, électromécaniques et électroniques suivantes:

- (1) moteur éolien
- (2) multiplicateur¹³ (M)
- (3) génératrice synchrone à réluctance variable (GSRV)
- (4) Redresseur triphasé à diodes (RD)
- (5) Onduleur triphasé IGBT à MLI
- (6) Moteur asynchrone triphasé
- (7) Pompe centrifuge multi-étages
- (8) Panneaux photovoltaïques
- (9) Maximum power point tracker (régulateur de puissance maximale (H))
- (10) Système de contrôle et de commande

2.2 Justification du système hybride

2.2.1 Critère énergétique de justification du système hybride

La production d'électricité à partir de chacune des énergies renouvelables est un objectif très souvent limité par le prix de revient final du kWh électrique produit. Le bénéfice potentiel du système hybride relève de la complémentarité des deux sources afin de minimiser le coût en optimisant leurs dimensions. Dans le but de mettre en relief

13. Du fait de la nature du générateur, cette composante est relative et optionnelle

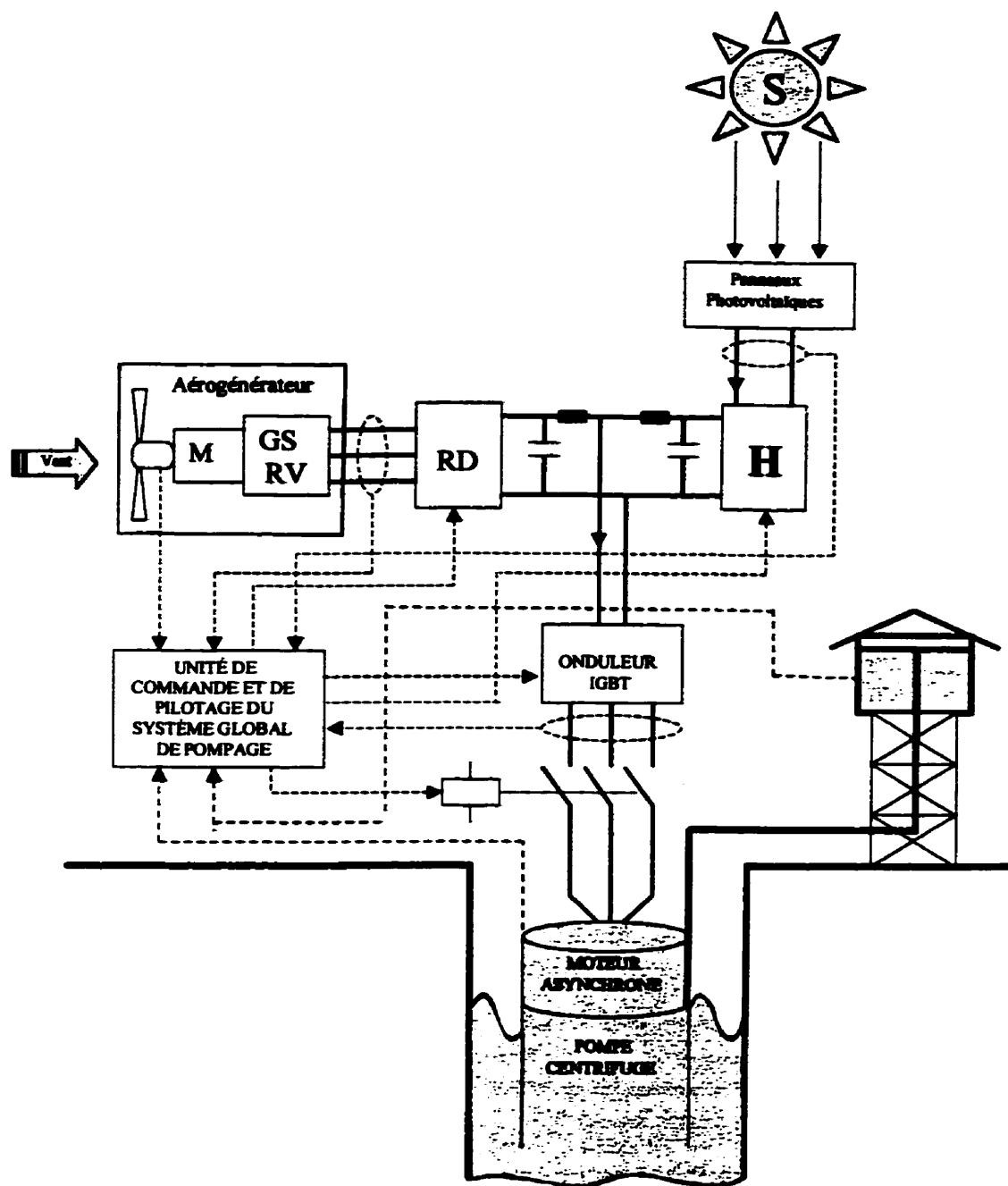


Figure 2.1 : Système hybride de pompage proposé

cette complémentarité, on examine le comportement du système hybride face à la variation dans le temps d'une part de la disponibilité énergétique tant du côté éolien que solaire, et, d'autre part, de la demande énergétique dans un contexte sahélien. Lorsque les sources sont prises indépendamment, le dimensionnement de la source considérée requière la prise en compte de la période la plus critique du point de vue disponibilité énergétique; ce qui conduit à un surdimensionnement de la source et qui de facto rehausse le coût. Pour illustrer l'analyse énergétique du système hybride, considérons les données mensuelles (figures 2.2 et 2.3) estimées de disponibilité énergétique de l'année type représentative (1991) pour le village de Sabon-Kafi.

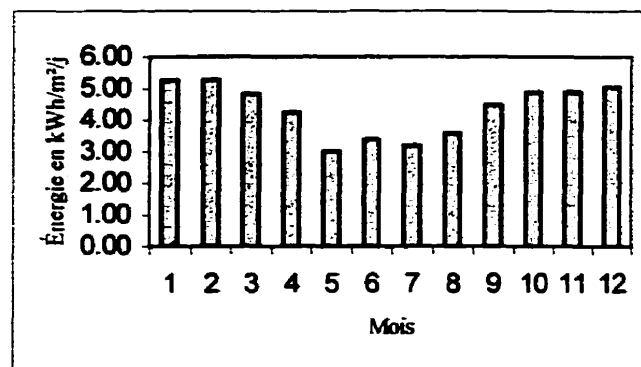


Figure 2.2 : Disponibilité énergétique éolienne pour le village de Sabon-Kafi

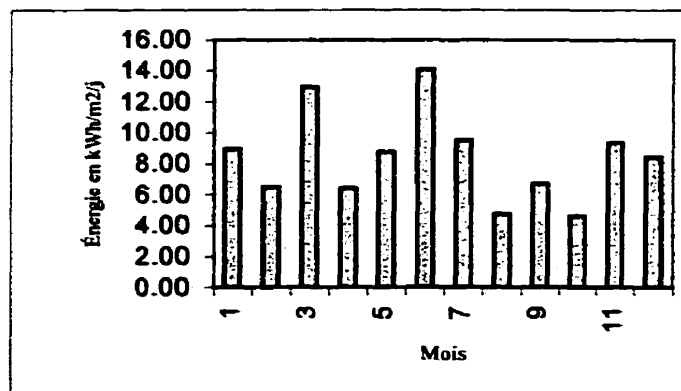


Figure 2.3 : Disponibilité énergétique solaire pour le village de Sabon-Kafi

En considérant chacune des sources séparément, les mois critiques seront respectivement:

- le mois de mai pour l'énergie éolienne
- le mois d'octobre pour l'énergie solaire

Ainsi, si SS et SE sont respectivement la surface de panneaux et l'aire balayée par l'hélice de l'aérogénérateur nécessaire pour satisfaire (considérée chacune toute seule) la demande énergétique, elles seront respectivement dimensionnées pour le mois d'octobre et de mai (figure 2.4); ce qui aura pour effet que pour bon nombre de mois dans l'année, l'offre d'énergie dépasse largement la demande énergétique. Ainsi donc, dans le but de pouvoir satisfaire un seul mois de l'année, l'installation « tout solaire » ou « tout éolien » serait surdimensionnée pour les onze autres mois de l'année.

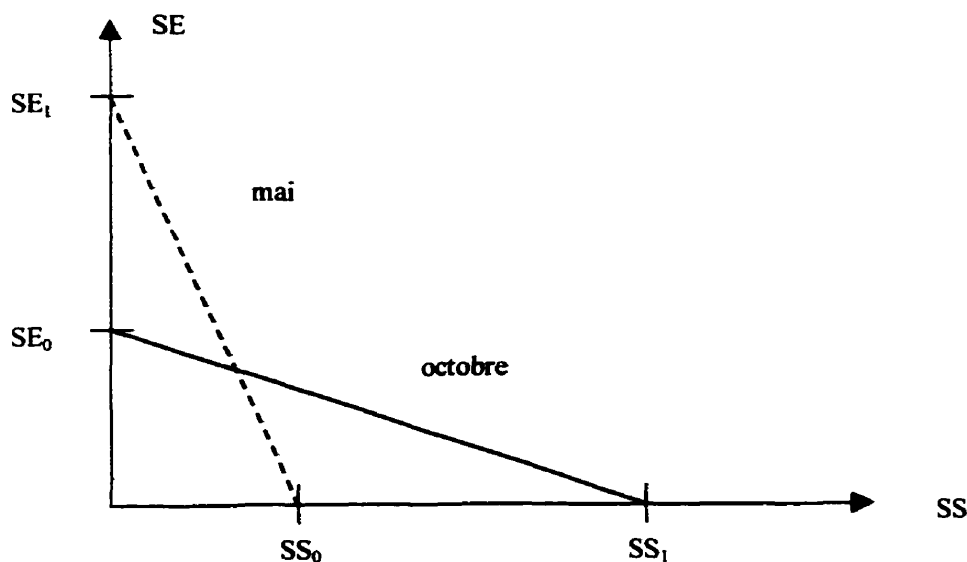


Figure 2.4 : Analyse saisonnière de la disponibilité énergétique

Si nous considérons ces mois "critiques" comme indiqué sur la figure 2.4, on remarque qu'au mois d'octobre, pour satisfaire la demande énergétique avec une source solaire il faudra disposer d'une surface SS_1 alors qu'avec une source éolienne, il aurait

suffit d'une surface SE_0 . De même, au mois de mai, une faible surface de panneaux photovoltaïques (SS_0) pouvait satisfaire une demande énergétique qui aurait nécessité une importante surface (SE_1) avec une source éolienne.

C'est dire que, dans l'hypothèse où la demande énergétique soit connue sur toute l'année et que l'on reprenne la même analyse sur tous les mois, le surdimensionnement des sources d'énergie peut être évité par leur combinaison hybride tenant compte de la variation de la disponibilité énergétique dans l'année. Ce qui se traduit par l'expression mathématique suivante:

$$D_e(m_s) \leq EE_D(m_s) \times SE + ES_D(m_s) \times SS \quad (2.1)$$

$D_e(m_s)$ est la demande énergétique au mois m_s ,

$EE_D(m_s)$ est l'énergie éolienne disponible au mois m_s ,

$ES_D(m_s)$ est l'énergie solaire disponible au mois m_s ,

Ainsi, pour chaque mois m_s , le lien est établi entre la disponibilité et la demande au niveau énergétique. Cette approche qui prend en compte l'interaction entre l'offre et la demande en temps réel permet par l'utilisation des modèles déterministes de la recherche opérationnelle de déterminer les surfaces optimales des deux sources composant le système hybride.

En étendant l'analyse sur des intervalles de temps infiniment petits, il vient:

$$D_e(t) \leq EE_D(t) \times SE + ES_D(t) \times SS \quad (2.2)$$

$$D_e(t + \delta t) \leq EE_D(t + \delta t) \times SE + ES_D(t + \delta t) \times SS \quad (2.3)$$

dont la limite lorsque $\delta t \rightarrow 0$ permet d'écrire:

$$SS(t) = \frac{D_e(t) \times \frac{dEE_D(t)}{dt} - EE_D(t) \times \frac{dD_e(t)}{dt}}{ES_D(t) \times \frac{dEE_D(t)}{dt} - EE_D(t) \times \frac{dES_D(t)}{dt}} \quad (2.4)$$

$$SE(t) = \frac{D_e(t) \times \frac{dES_D(t)}{dt} - ES_D(t) \times \frac{dD_e(t)}{dt}}{EE_D(t) \times \frac{dES_D(t)}{dt} - ES_D(t) \times \frac{dEE_D(t)}{dt}} \quad (2.5)$$

Comme le montre la figure 2.5, ces deux équations permettent de ce fait de définir une courbe de dimensionnement des deux composantes du système hybride en fonction de l'interaction sur toute l'année entre la disponibilité énergétique et la demande énergétique.

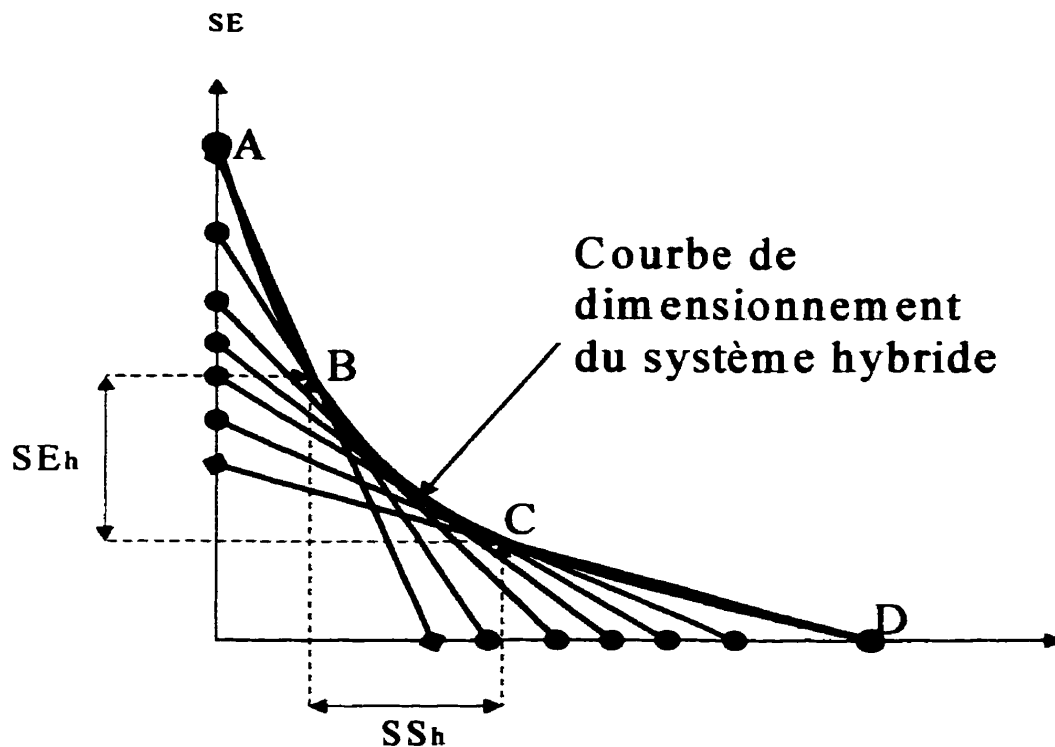


Figure 2.5 : Courbe de dimensionnement du système hybride

Mais, sur cette courbe il y a lieu de remarquer les points caractéristiques A, B, C et D. En effet, les tronçons [A,B] et [C,D] représentent respectivement les cas de surdimensionnement des sources d'énergie éolienne et solaire pour les mois critiques de mai et octobre. Ainsi, le système hybride n'est finalement adéquat que pour le tronçon [B,C] de la courbe de dimensionnement. Ce qui permet de déterminer les plages de

dimensions (SE_h , SS_h) pour lesquelles il est possible de satisfaire adéquatement la demande énergétique par la combinaison des deux sources.

3.2.2 Critère économique de justification du système hybride

La plage de choix des dimensions de chacune des sources étant définie, la proportion de chacune d'elle sera déterminée suivant un critère économique qui tiendra compte du ratio des coûts unitaires de chacune des sources aux fins de minimiser le coût du système hybride; ce qui se traduit par l'équation mathématique suivante:

$$\text{Min } [\text{coût} = CE \times SE + CS \times SS] \quad (2.6)$$

où CE et CS sont les coûts unitaires respectivement de SE et SS. En tenant compte des plages possibles de dimensionnement, on détermine la plage admissible du ratio des coûts unitaires comme le montre la figure 2.6.

Il vient que:

Pour $\frac{CE}{CS} \in [A,B]$, il est plus économique d'utiliser seulement une source éolienne.

Pour $\frac{CE}{CS} \in [C,D]$, il est plus économique d'utiliser seulement une source solaire.

$[B,C]$ est la plage admissible de la combinaison hybride économiquement rentable des deux sources d'énergie.

A partir d'un programme d'optimisation, on détermine les valeurs de $\left(\frac{CE}{CS}\right)_{h_{\min}}$,

$\left(\frac{CE}{CS}\right)_{h_{\max}}$, $SS_{h_{\min}}$, $SE_{h_{\min}}$. Les valeurs de $SE_{h_{\max}}$ et $SS_{h_{\max}}$ sont fonction du site

d'implantation du système. On montre dans [77] que pour une demande énergétique maintenue constante pour tous les mois de l'année, $a=0.66$, $b=6.7$.

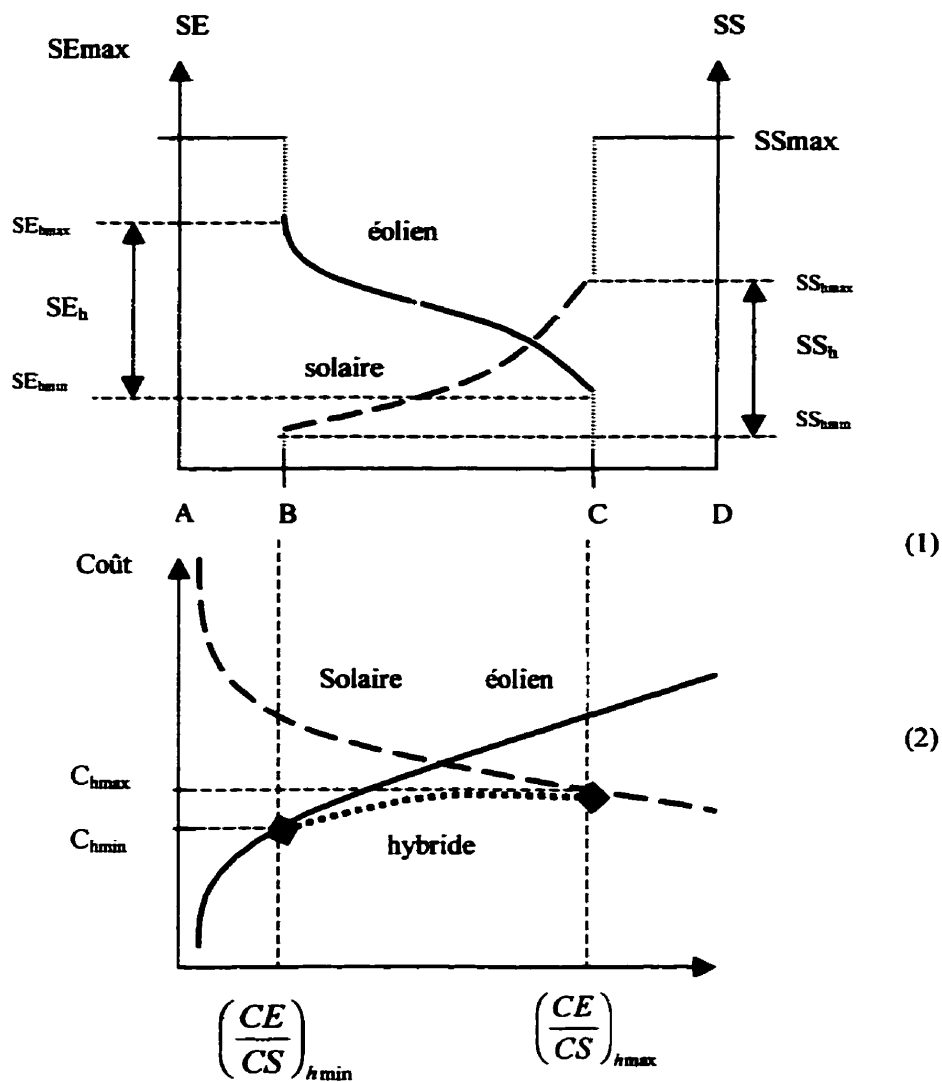


Figure 2.6 : Surfaces optimales (1) et Coûts (2) des deux sources versus hybride

2.3 Mise en valeur du système

2.3.1 Considérations générales sur le générateur synchrone

Le générateur proposé dans ce projet est un générateur synchrone à haut rendement. Il s'agit d'une génératrice à réluctance variable à double denture excitée par

des aimants permanents [43]. Ce choix relève de la possibilité qu'offre ce type de machine de pouvoir fonctionner à basse vitesse sans pour autant augmenter le nombre de pôles. Le principe repose sur la variation de sa perméance d'entrefer, eu égard à l'effet de réluctance variable suivant la circonférence de l'entrefer. Dans le but d'améliorer l'indice énergétique de la machine, celle-ci est excitée par des aimants permanents placés sur le rotor. Les nombres de dents statoriques N_{st} et rotoriques N_{ro} sont différents, mais afin d'assurer une conversion continue de l'énergie et un fonctionnement synchrone [7,9,43,79], avec les nombres de paires de pôles d'induit p_i et du circuit d'excitation p_e , ils doivent obéir à la relation:

$$|N_{st} \pm N_{ro}| = |p_i \pm p_e| \quad (2.7)$$

La vitesse de rotation du rotor (Ω) est liée à la fréquence (f) du stator par la relation [43]:

$$f = \Omega \frac{|N_{ro} \pm p_e|}{2\pi} \quad (2.8)$$

2.3.2 Considérations générales sur le redresseur triphasé

Le redresseur est un convertisseur statique assurant la transformation alternatif-continu. Comme le montre la figure 2.7, il est constitué de diodes de puissance.

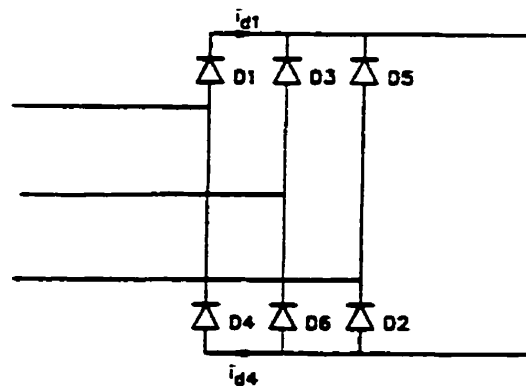


Figure 2.7 : Schéma du redresseur proposé (Source [66])

2.3.3 Considérations générales sur l'onduleur triphasé

L'onduleur est un convertisseur statique assurant la transformation continu-alternatif. Il en existe plusieurs types. Celui utilisé dans ce projet est un onduleur triphasé autonome à fréquence variable à commutation forcée de type MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion) opéré en source de tension. Il est alimenté à partir de la tension continue générée conjointement par le redresseur et le hacheur série; il génère une tension à fréquence et à amplitude variables nécessaires pour faire tourner à vitesse variable le moteur asynchrone. Comme montré à la figure 2.7, il est réalisé à base de transistors IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). Le choix de ce type de composant relève, d'une part, de sa particularité à pouvoir commuter de très grandes valeurs de courant et tension (jusqu'à 1.2 kA sous 3.3 kV en traction [21]) à des fréquences de découpage de plusieurs dizaines de kHz et, d'autre part, parce qu'il permet la suppression de tous les circuits d'aide à la commutation des montages à thyristors.

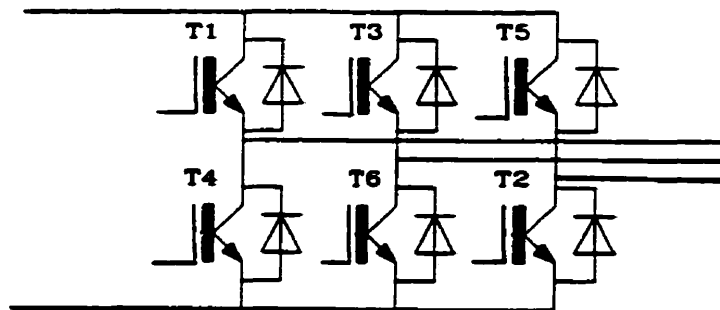


Figure 2.8 : Schéma de l'onduleur proposé

2.3.4 Considérations générales sur le hacheur

Dans un transfert d'énergie incluant une source photovoltaïque, quelles que soient l'insolation et les conditions d'utilisation, il est souhaitable qu'en fonction des conditions d'insolation et de charge le système opère au point de puissance maximale (coude de la caractéristique I-U) du panneau photovoltaïque (figure 2.10).

Le Maximum Power Point Tracker (Poursuite du Point de Puissance Maximale) est un convertisseur statique d'optimisation du transfert d'énergie électrique. Il assure l'adaptation entre les conditions d'opération optimales (I_{opt} , U_{opt}) avec la tension continue (U , I) du système hybride. Il est représenté à la figure 2.9.

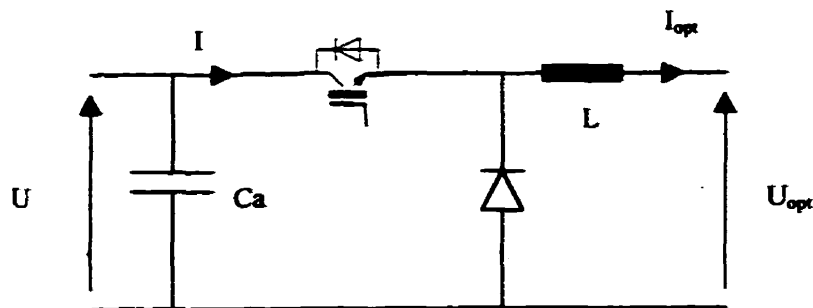


Figure 2.9 : MPPT proposé

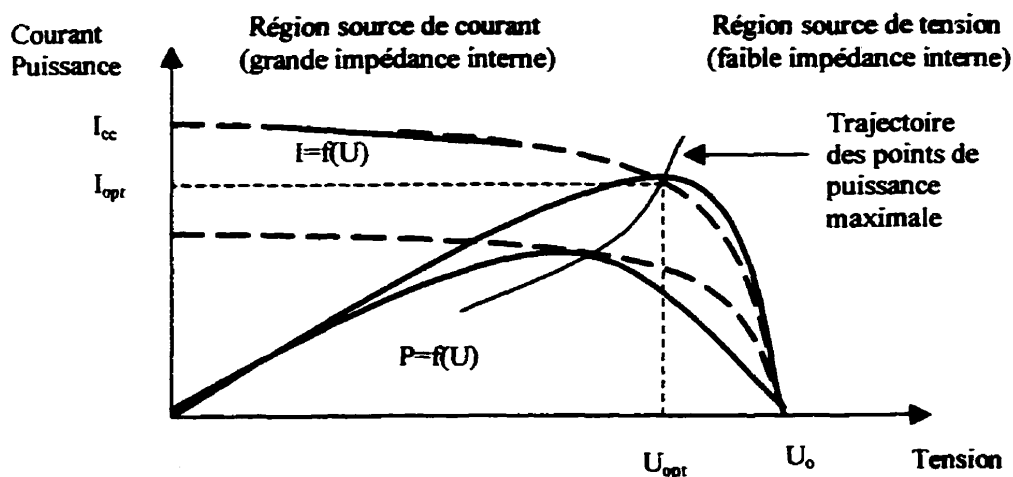


Figure 2.10 : Adaptation d'impédance du MPPT

Le MPPT a donc pour rôle de convertir une énergie continue à un niveau donné de tension (ou de courant) en une énergie continue à un autre niveau de tension (ou de courant) à partir d'un variateur à courant continu. Le type de variateur proposé est le hacheur série. L'interrupteur statique qui y est utilisé est un transistor IGBT (figure 2.9).

- *Fonctionnement du MPPT* : Pendant un temps T_f (temps de fermeture), l'interrupteur est fermé, la tension de source U apparaît comme tension inverse aux bornes de la diode

et la tension appliquée à la charge vaut U (à la perte dans L près). Pendant le temps ($t - T_f$), l'interrupteur est ouvert, le courant de charge passe alors par la diode de retour, produisant ainsi une tension nulle de charge. Ainsi, la tension moyenne de charge et le

$$\text{courant moyen de charge sont : } U_{opt} = U \frac{T_f}{T_f + T_o} = U \frac{T_f}{t} \quad (2.9)$$

$$I_{opt} = I \frac{T_f + T_o}{T_f} = I \frac{t}{T_f} \quad (2.10)$$

En associant un taux $k_x = \frac{T_f}{t}$ à l'état passant de l'interrupteur par rapport à la période t ,

$$\text{il vient: } U_{opt} = k_x U \quad (2.11)$$

$$I_{opt} = \left(\frac{1}{k_x} \right) I \quad (2.12)$$

Le rôle de transformateur à courant continu de ce hacheur est mis en évidence par la

$$\text{relation: } \frac{U_{opt}}{U} = \frac{I}{I_{opt}} = k_x \quad (2.13)$$

- *Caractéristiques opérationnelles du MPPT (pour une charge inductive)*

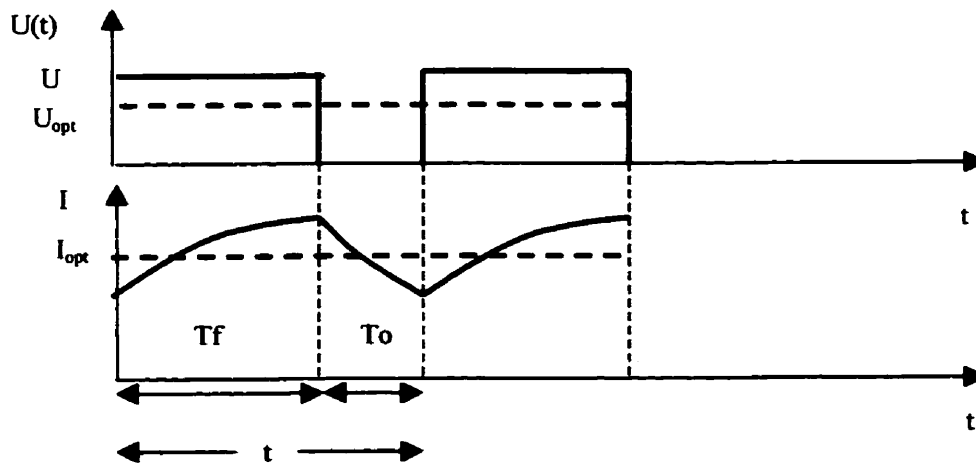


Figure 2.11 : Chronogrammes de fonctionnement du MPPT

2.3.5 Considérations générales sur le moteur asynchrone

Le moteur asynchrone triphasé est considéré à l'heure actuelle comme étant le moyen d'entraînement le mieux au point, le moins problématique et le plus économique. En référence à la figure 2.12, son principe de fonctionnement est décrit dans les prochains paragraphes.

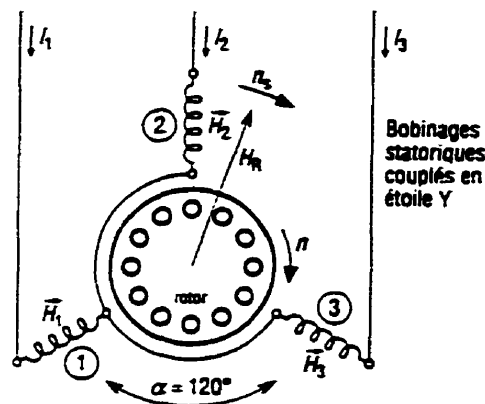


Figure 2.12 : Principe de fonctionnement d'un moteur asynchrone triphasé (Source [24])

Parcourus par les courants I_1, I_2, I_3 , les bobinages statoriques produisent des champs magnétiques sinusoïdaux $\vec{H}_1, \vec{H}_2, \vec{H}_3$. Ces champs se composent pour donner naissance à un champ magnétique résultant \vec{H}_R tournant à une vitesse N_s appelée vitesse de synchronisme qui dépend de la fréquence du courant et du nombre de paires de pôles du champ:

$$N_s = \frac{f}{PP} \quad (2.14)$$

Le champ tournant entraîne en rotation le rotor du moteur à une vitesse N inférieure à N_s . L'écart relatif de ces deux vitesses (\hat{g}) est appelé glissement:

$$\hat{g} = \frac{N_s - N}{N_s} \quad (2.15)$$

Les principaux inconvénients de ce type de moteur sont d'une part la pointe de courant très importante au démarrage (4 à 8 fois le courant nominal), et d'autre part le problème de stabilité du fonctionnement. En effet, lorsque le couple résistant augmente, la vitesse du moteur diminue. Cependant, l'évolution technologique de l'électronique de puissance et des commandes électroniques permet aujourd'hui le contrôle rationnel du démarrage et de la vitesse du moteur asynchrone. Deux méthodes peuvent être utilisées :

- *Variation de la tension d'alimentation:*

Le couple moteur (C_{mot}) est proportionnel au carré de sa tension d'alimentation (U_{mot}):

$$C_{mot} = \frac{3 R_r^* \hat{g}}{N_s \left[(R_s \hat{g} + R_r^*)^2 + X_{sr}^2 \right]} (U_{mot})^2 = K_m (U_{mot})^2 \quad (2.16)$$

où :

R_s, R_r : résistance par phase des enroulements statoriques et rotoriques

K_m : constante liée aux caractéristiques du moteur asynchrone

X_{sr} : réactance mutuelle stator/rotor du moteur

En fonctionnant donc à tension variable, une baisse de la tension se traduit par un ralentissement du moteur; mais dans le cas d'un couple résistant parabolique (cas des pompes centrifuges), la plage de variation de la vitesse n'est pas importante (figure 2.13).

- *Variation de la fréquence:*

Du fait que la vitesse de synchronisme varie avec la fréquence, il est possible de varier la vitesse du moteur quel que soit le couple résistant (Figure 2.14). Toutefois, pour éviter de retomber dans le cas ci-dessus il devient impératif de maintenir le rapport tension/fréquence constant :

$$\frac{U_{mot}}{f} = cte \quad (2.17)$$

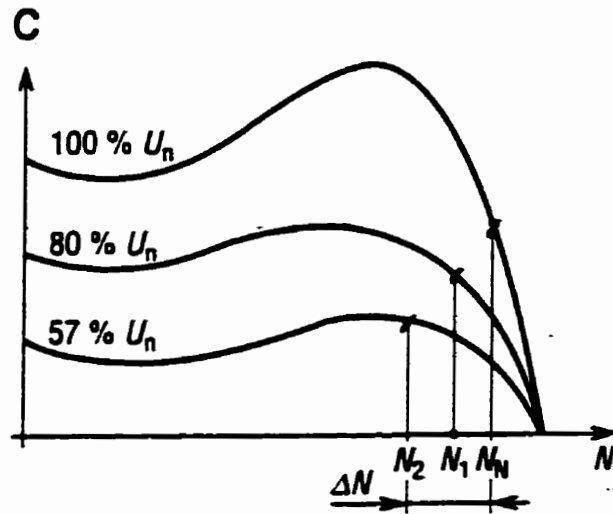


Figure 2.13 : Variation de la vitesse du moteur asynchrone par la tension (Source[24])

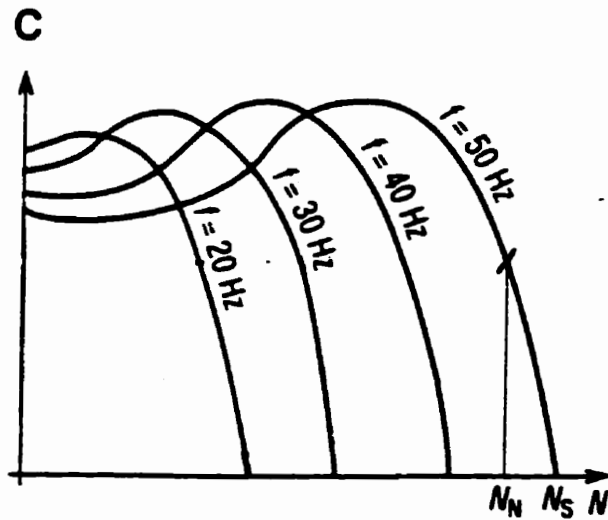


Figure 2.14: Variation de la vitesse du moteur asynchrone par la fréquence (Source [24])

2.3.6 Considérations générales sur la pompe centrifuge multi-étages

La pompe considérée dans ce projet est une pompe centrifuge multi-étages à axe vertical. Le choix de ce type de pompe relève de plusieurs facteurs :

- la profondeur des forages au Sahel
- la faible taille de la pompe du fait du diamètre réduit des forages
- la facilité d'adaptation de la pompe aux moteurs électriques de vitesses élevées
- la faible inertie de cette pompe
- le prix modéré de la pompe relativement au volume d'eau déplacé
- le refroidissement du moteur d'entraînement lui aussi immergé

Dans ce type de pompe, le pompage de l'eau, attribué aux forces centrifuges, se fait par rotation d'une ou plusieurs roues montées en série dépendant de la pression requise. La majorité des pompes centrifuges sont entraînées par des moteurs asynchrones triphasés et fournissent l'eau à un certain débit (Q) dépendant de la hauteur de charge (H) et de la vitesse (N) à laquelle elle est entraînée. Toutefois, il faut une vitesse minimale à une hauteur de charge donnée pour obtenir un débit (Figure 2.15c). La caractéristique $H=f(Q)$ de la figure 2.15a montre le comportement en service d'une pompe centrifuge. Le point de fonctionnement de la pompe est donné par l'intersection de la courbe des pertes de charge avec la courbe de la hauteur d'élévation de l'eau; l'adaptation électromécanique optimale de la pompe au moteur est donnée par l'intersection des courbes $C=f(N)$ du moteur et de la pompe (Figure 2.15b).

- *Équations caractéristiques:*

D'une façon générale, les constructeurs de pompes ne donnent pas les paramètres physiques de la pompe. Seule la caractéristique de performance $H=f(Q)$ est donnée par le constructeur. Ainsi, connaissant les valeurs de vitesse, hauteur de charge et débit de référence, il est possible de déterminer celles du système à l'aide des formules empiriques [1,12,52,74] suivantes :

$$N_{sr} = \frac{1000 \left(\frac{N}{60} \right) \sqrt{Q}}{\left(\frac{gH}{N_{ep}} \right)^{1/4}} \quad (2.18)$$

$$Q = K_{sp} N (D_f)^3 \quad (2.19)$$

$$C_r = 0.3 + 3.9 \times 10^{-4} (\omega)^{1.8} \quad (2.20)$$

où :

N_{sr} : vitesse spécifique du rotor

N_{ep} : nombre d'étages de la pompe

H : hauteur de charge effective en m

$g = 9.81 \text{ N/s}^2$ est l'accélération de la pesanteur

ω : vitesse de l'arbre en rad/s

Q : débit de la pompe en l/s

D_f : diamètre du forage (ou du puits) en dm

K_{sp} : contante qui dépend de la vitesse spécifique de la pompe et déterminée à partir du tableau 2.1

N : vitesse de l'arbre du rotor en tr/min

C_r : Couple résistant

Tableau 2.1 : Variation de K_{sp} en fonction de N_{sr} (Source [52])

N_{sr}	60	100	150
K_{sp}	0.00017	0.00030	0.00075

- *Caractéristiques de fonctionnement:*

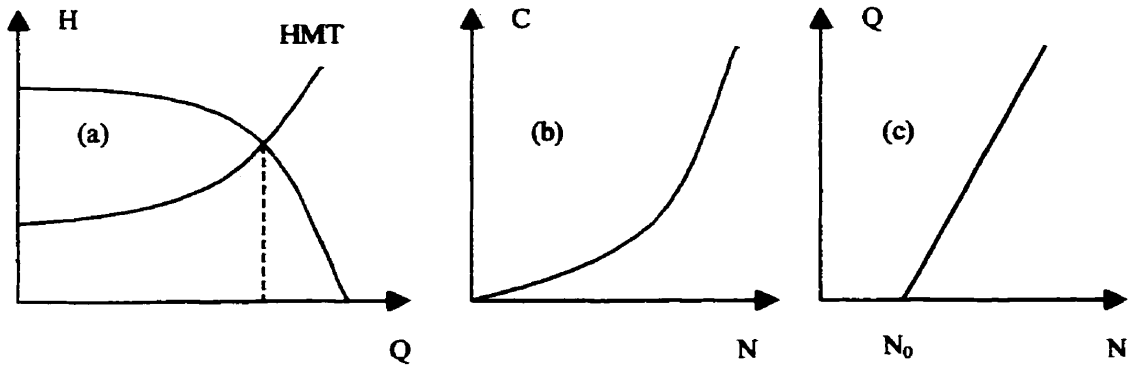


Figure 2.15 : Caractéristiques (a) $H=f(Q)$; (b) $C=f(N)$; (c) $Q=f(N)$

N_0 est la vitesse minimale de débit.

HMT est la hauteur manométrique totale.

CHAPITRE III

ÉTUDE ÉNERGÉTIQUE DU SYSTÈME

Dans ce chapitre, on présente et on analyse le cahier de charge, les caractéristiques du site de pompage, ainsi que les méthodes d'évaluation du besoin énergétique et de la disponibilité énergétique. Les composantes électromécaniques du système y sont dimensionnées et l'apport des deux sources d'énergie y est optimisé.

3.1 Cahier des charges initial

3.1.1 Évaluation des caractéristiques hydrogéologiques du site

La détermination des caractéristiques hydrogéologiques d'un site requiert certaines mesures préalables dont:

- *le niveau statique de l'eau*: N_{is}

C'est la distance mesurée (en mètres) du sol à la surface de l'eau avant pompage.

- *le niveau dynamique de l'eau*: N_{id}

C'est la distance mesurée (en mètres) du sol à la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné.

- *le rabattement*: R_{ab}

C'est la baisse (en mètres) du niveau d'eau dans le puits pendant le pompage. Il est déterminé par un pompage d'essai et varie en fonction du débit.

$$R_{ab} = N_{id} - N_{is} \quad (3.1)$$

- *la hauteur géométrique d'aspiration*: H_{ga}

C'est la hauteur (en mètres) entre le niveau dynamique de l'eau et la pompe. Elle est nulle dans le cas d'une pompe immergée.

- *la hauteur géométrique de refoulement*: H_{gr}

C'est la hauteur (en mètres) entre la pompe et le niveau du réservoir de stockage.

- **la hauteur géométrique: H_g**

C'est la hauteur (en mètres) entre la nappe d'eau et le niveau du réservoir de stockage.

$$H_g = H_{ga} + H_{gr} \quad (3.2)$$

- **les pertes de charges: P_{ech}**

Elles sont dues au frottement de l'eau sur les parois intérieures des conduites. Elles s'expriment en mètres d'eau et représentent très généralement 10 à 20 % de la hauteur géométrique. Elles sont de deux types et leurs valeurs dépendent du débit (figure 3.1) et de la forme des conduites; il s'agit des pertes linéaires et des pertes singulières de charge.

(1) Les pertes de charge linéaires (P_{echl}) sont des pertes de charge engendrées par les différents tronçons de la conduite d'eau. Elles sont calculées à partir des dimensions et du coefficient de friction (f_r) de la conduite. Ce coefficient est déterminé à l'aide d'abaques en fonction du nombre de Reynolds (Re_y). Mais on démontre dans [52,74] que Re_y et f_r peuvent être calculés à partir des équations (3.3) à (3.5) où ρ_e et μ_e sont respectivement la densité de l'eau et la viscosité dynamique de l'eau. Ainsi, pour une conduite de longueur L_c , de section S , et de diamètre D , les pertes de charges linéaires engendrées pour un débit Q à une vitesse N , sont calculées à partir de l'équation (3.6).

$$Re_y = \frac{DN\rho_e}{\mu_e} \approx 10^6 ND \quad (3.3)$$

$$f_r = \frac{64}{Re_y} \quad \text{pour } Re_y < 2400 \text{ (écoulement laminaire)} \quad (3.4)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f_r}} = -2 \log \left[\frac{H}{3.7D} + \frac{2.51}{Re_y \sqrt{f_r}} \right] \quad \text{pour } Re_y > 2400 \text{ (écoulement turbulent)} \quad (3.5)$$

$$P_{echl} = \frac{L_c f_r}{2gD} \left(\frac{Q}{S} \right)^2 \quad (3.6)$$

(2) Les pertes de charge singulières (P_{chs}) sont des pertes de charge engendrées au niveau des points de changement de direction (coudes, tés) de la conduite et au niveau

des accessoires composant le circuit hydraulique (vannes, clapet, crépine, compteur, point de sortie de l'eau, ...etc.). Elles sont calculées à partir de l'équation suivante, où $K_a(i)$ est un coefficient fonction de l'accessoire (i) considéré.

$$P_{echs}(i) = K_a(i) \frac{Q^2}{2gA_c^2} \quad (3.7)$$

Ainsi, la perte de charge maximale est donnée par l'équation:

$$P_{ech} = \sum_{j=1}^{N_{TR}} P_{echj} + \sum_{i=1}^{A_c} P_{echs} \quad (3.8)$$

où N_{TR} est le nombre de tronçons de la conduite et A_c est le nombre d'accessoires.

- la hauteur manométrique totale: HMT

La hauteur manométrique totale d'une pompe est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et du refoulement. Comme le montre la figure 3.1, la HMT est déterminée à partir de la hauteur géométrique et de la perte de charge maximale.

$$HMT = Hg + P_{ech} \quad (3.9)$$

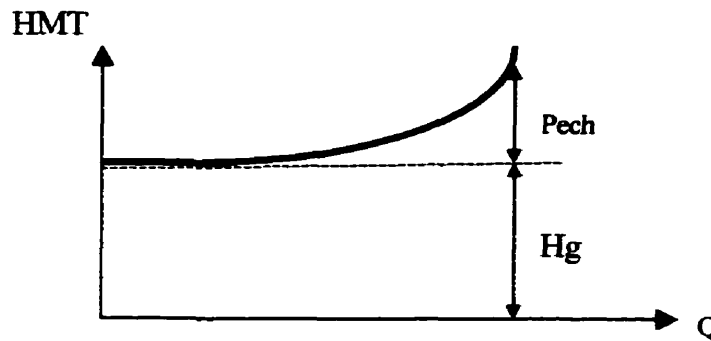


Figure 3.1 : Courbe de variation de la HMT en fonction du débit

3.1.2 Évaluation du besoin en eau

Avant de pouvoir déterminer les besoins en puissance hydraulique de pompage, on doit au préalable savoir à quoi l'eau est destinée.

3.1.2.1 Besoins en hydraulique villageoise (B_{hv})

Etant donnés :

- . N_h le nombre d'habitants du village
- . B_{hv} le besoin en eau journalier (24h) de ces habitants en m^3

$$B_{hv} = 0.04 \times N_h \quad (3.10)$$

3.1.2.2 Besoins en hydraulique pastorale (B_{hp})

Etant donnés :

- . N_{UBT} le nombre d'unités de bétail tropical du village
- . B_{hp} le besoin en eau journalier (24h) de ce bétail en m^3

$$B_{hp} = 0.04 \times N_{UBT} \quad (3.11)$$

3.1.2.3 Besoins en hydraulique Agricole (B_{ha})

Etant donnés :

- . S_j les surfaces en ha des différents types de cultures
- . B_j le besoin en eau journalier (24h) de la culture j en m^3
- . B_{ha} le besoin en eau journalier (24h) de l'ensemble des cultures en m^3

$$B_{ha} = \sum_j S_j B_j \quad (3.12)$$

3.1.2.4 Calcul du besoin en eau global du village

Le besoin en eau global du village en m^3 /jour est donné par :

$$B = B_{hv} + B_{hp} + B_{ha} \quad (3.13)$$

3.2 Données météorologiques du site de pompage

3.2.1 Mesure des données climatiques

Les données climatiques sont mesurées dans plusieurs stations météorologiques. Chaque station mesure des phénomènes météorologiques dont la nature et la fréquence des relevés varie selon l'importance de la station. Ces données sont recueillies par le service météorologique national qui fait l'évaluation de leur validité et celles qui représentent des valeurs improbables sont assimilées à des erreurs de relevé et éliminées ou corrigées. Les données sont soit gardées telles quelles pour chaque année, soit compilées en moyennes horaires sur des périodes plus ou moins longues dépendant de l'utilisation qui en sera faite. Mais la compilation en moyenne horaire minimise et adoucit les variations dans le temps; c'est pourquoi dans ce projet, on remplace cette méthode par l'identification d'une année réelle mais représentative de la moyenne. Cette année est appelée année type. Dans le cadre de ce projet, il s'agit de l'année 1991.

3.2.1.1 Le rayonnement solaire

La mesure du rayonnement solaire se fait à l'aide de pyranomètres et de radiomètres installés horizontalement à environ 1.5 m du sol afin d'obtenir des mesures hémisphériques par rapport à une surface horizontale.

3.2.1.1.1 Mesures directes du rayonnement sur plan horizontal

Le rayonnement global est mesuré avec des pyranomètres (ou des radiomètres). Ils consistent en une surface d'absorption et un capteur qui convertit l'énergie solaire absorbée en courant électrique qui est mesuré et enregistré. Le rayonnement solaire ainsi mesuré est habituellement enregistré numériquement ou donné sous forme

d'enregistrements graphiques sur diagramme. Les lectures peuvent être continues ou faites à des intervalles plus ou moins réguliers. Les systèmes d'acquisition automatique de données sont ensuite utilisés pour donner des valeurs intégrées sur des intervalles de temps fixés.

3.2.1.1.2 Mesures indirectes du rayonnement solaire sur plan horizontal

Là où les appareils de mesure ne sont pas disponibles, le rayonnement solaire est estimé à partir de la durée mesurée des heures du soleil brillant (durée d'insolation), ou des observations des nuages, du rayonnement extra-terrestre connu et de la longueur du jour.

3.2.1.1.2.1 Durée d'insolation

La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et le coucher du soleil, où celui-ci est bien visible. Le relevé est fait au moyen de l'héliographe de Campbell-stokes dans lequel une sphère de cristal concentre les rayons du soleil sur un papier qu'il brûle en se déplaçant. Ainsi, seuls les moments où le soleil est bien visible sont enregistrés; on parle alors de durée d'insolation réelle ou effective et dépend du fait que le soleil levé soit visible du point d'observation ou caché par les nuages. Le tableau 3.1 donne les durées d'insolation estimées pour le site de Sabon Kafi. A défaut de l'héliographe, il est possible à partir du calcul du mouvement astronomique relatif du soleil et de la terre d'évaluer la durée théorique du jour; c'est-à-dire celle qu'il y aurait si les nuages ne cachaient pas le soleil. Cette durée est calculée en fonction de la latitude du site et de la déclinaison apparente qui elle même dépend de la période de l'année considérée. Mais du fait que la variation de la déclinaison n'est pas linéaire mais relativement sinusoïdale, lorsque les calculs sont faits selon une moyenne mensuelle, il faudrait trouver une déclinaison moyenne du soleil qui représente le mois en divisant l'intégrale de toutes les déclinaisons journalières du mois par le nombre de jours dans le

DATE	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	Jui	Aug	Sep	Oct	Nov	Déc
1	5.6	9.6	5.5	9	0	9.5	8.9	0	8.2	9.3	10.1	9.4
2	7.4	10.3	1.9	9.2	2.4	9.9	8.7	0	9.1	7.1	10.2	10.5
3	8.4	10.2	4.6	9.2	5.3	9.6	8.5	0	10.3	8.1	8.1	10.7
4	9.9	9.1	4.1	10.1	0	10.8	7	0	9.6	9	8	10.8
5	10	10.1	9.2	11	9.6	8.7	9.2	0	6.6	9.5	8.9	10.2
6	10.5	9	6.3	11	8.2	8.4	11.1	5.1	8	9.1	8.8	10.6
7	9.1	8	5.9	11.1	10.3	9.7	9.6	6.7	10.5	7.9	9.7	10
8	10	5.7	9.6	9.5	0	2.4	3.1	8.3	10.2	8.2	9.8	9.9
9	9.4	7.4	10.8	9.1	11.5	9.8	7.3	10.9	10.6	6.5	10.3	10
10	8	10.2	11	0	10.2	9.9	7	1.3	10.4	10.3	7.7	8
11	8.3	10.8	10.5	2.5	7.9	11.5	1.2	11.3	10.9	10.3	2.6	9.8
12	8.7	5.8	8.6	5.2	6.8	11.2	10.2	10.2	9.9	10.2	6.2	6.1
13	9.1	7.9	7.4	4.3	0.3	11.3	10	6.8	11	10.5	7.5	7.3
14	9.2	8.4	9.1	4.2	3.1	7	8.1	9.8	10.9	10	8.5	7.2
15	10.3	10.9	1.8	9.7	0.5	9.1	8.1	11.6	9.7	10.7	7.8	5.8
16	9.4	10.8	7	8.6	7.8	11.4	8.7	6.4	5.9	9.8	9.9	6.4
17	10	9.5	8.4	8.6	8.8	11.1	9.7	10.9	6.1	8.5	9.5	8.7
18	10.7	10.4	8.9	9.8	9.6	11.7	10.5	11	10.2	10.8	10.4	8.6
19	7.7	10.4	9.5	11	0.7	9.9	7.4	9.8	10.4	9.5	9.8	10.1
20	10.4	10.9	9.4	9.4	7.5	8.6	2.7	10.4	9.5	9.8	10.1	10.4
21	10.1	10.8	4.2	10.5	2.5	3.9	7.1	10.1	8.2	10.7	10.2	10.1
22	10.6	5.1	9.2	9.3	8.1	6.7	3.8	2	6.5	10.3	10.2	9.7
23	10.3	9.5	6.8	8.8	5.5	9.9	9.8	10.4	9.8	8.7	10.6	10.6
24	10.7	9.2	7.9	8.5	0	8.8	9.9	11.1	10.1	10.7	10.3	8.2
25	10.6	9.2	10.4	6.3	5.2	8.9	7.5	0.7	10.5	9.8	10.1	9.6
26	8.9	7.9	10.5	9.7	4.4	7.7	10.5	9.4	10.4	10.3	9.8	7.4
27	8.5	9.4	10.2	9.6	9.4	6.9	7.3	6.2	10.6	9.9	8.7	9.8
28	9.7	5.7	9.7	6.8	0	10.3	8.8	9.6	9.6	7.8	8.7	8.4
29	10.6		9.6	8.2	6.1	9.3	10.7	7.7	10	6	10.4	10.7
30	11.2		9.8	1.6	5.9	10.1	7.6	5.9	10.6	9.2	7.7	10.1
31	9.9		7.9		0		10.9	9.5		10		9.2

Tableau 3.1 : Données d'insolation (en heures) à Sabon Kafri pour 1991

Où j est le jour, δ est la déclinaison, θ est la latitude et Durée la durée d'insolation.

$$Durée = \left(\frac{15}{2}\right) \times \cos^{-1}[-\text{tg}(\theta) \times \text{tg}(\delta)] \quad (3.15)$$

$$\delta = 23.45 \times \sin[0.98 \times (j + 284)] \quad (3.14)$$

mois. Le modèle le plus souvent utilisé est celui de J.E.Hay [20] régit par les équations:

3.2.1.1.2.2 Estimation du rayonnement : formule empirique d'Angström

A partir de la durée d'insolation, on utilise la formule¹⁴ empirique d'Angström [72,83] pour l'estimation du rayonnement solaire (ϕ):

$$\phi = \phi_a \times \left(a_s + \left(b_s \times \frac{n_r}{N_{im}} \right) \right) \quad (3.16)$$

où :

ϕ_a : rayonnement extra-terrestre exprimé en évaporations équivalents (mm/jour)

ou en MJ/m²/jour

a_s : fraction du rayonnement extra-terrestre sur un jour avec un ciel couvert

n_r : heures réelles d'insolation enregistré avec l'héliographe

N_{im} : heures d'insolation maximale possibles pour la latitude du site

$a_s + b_s$: fraction du rayonnement sur des jours avec un ciel clair

Une étude [83] menée conjointement par le Centre de recherche en physique de l'environnement (France) et l'Office Nigérien de l'Énergie Solaire (Niger) sur les caractéristiques climatiques du Niger, a permis de déterminer les valeurs des coefficients a_s et b_s pour tous les mois de l'année (tableau 3.2):

Tableau 3.2 : Valeurs caractéristiques de a_s et b_s pour le Niger (Source [83])

coeff	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc
a_s	0.268	0.321	0.323	0.332	0.287	0.279	0.274	0.257	0.237	0.281	0.287	0.289
b_s	0.406	0.360	0.370	0.329	0.385	0.395	0.392	0.408	0.448	0.395	0.390	0.374

14. Les valeurs de ϕ_a et N_{im} pour différentes latitudes sont données en annexe 7.

3.2.1.1.3 Calcul du rayonnement solaire sur plan horizontal

A défaut des deux méthodes de mesure, diverses possibilités d'évaluation par calculs existent dans la littérature, mais on retient ici le modèle de Perrin De Brichambaut [20] dont la description suit. Le principe est d'évaluer dans un premier temps le rayonnement hors atmosphère et d'évaluer ensuite la transmission de ce rayonnement à travers l'atmosphère à partir de l'altitude l du site.

- Évaluation du rayonnement direct normal (ϕ):

$$\phi = \phi_0 \times 0.9091 \times e^{\frac{-1}{3.8 \times \sin(l+1.6)}} \quad (3.17)$$

- Évaluation du rayonnement direct sur plan horizontal (ϕ_0):

$$\phi_0 = \phi \times \sin(l) \quad (3.18)$$

- Évaluation du rayonnement diffus horizontal (ϕ_{D_0}):

$$\phi_{D_0} = 125 \times \sin(l)^{0.4} \quad (3.19)$$

- Évaluation du rayonnement global horizontal (ϕ_{G_0}):

$$\phi_{G_0} = \phi_0 + \phi_{D_0} \quad (3.20)$$

3.2.1.1.4 Estimation du rayonnement solaire sur des surfaces quelconques

Suite au mouvement apparent du soleil tout au long de l'année, des surfaces horizontales, verticales ou obliques recevront des quantités de rayonnement très différentes selon les saisons. Or les appareils usuels de mesure ne sont très généralement pas indiqués pour des relevés sur des surfaces quelconques. Pour les estimer, on utilise des modèles [20] qui permettent de passer des relevés sur plan horizontal à des estimations sur des surfaces dont on définit l'azimut (angle horizontal mesuré par rapport au sud, négativement vers l'est et positivement vers l'ouest, de 0 à 180°) et l'inclinaison.

- angle horaire (h):

$$h = (\text{heure} - 12) \times 15 \quad (3.21)$$

- angle au zénith du soleil (Z):

$$Z = \cos^{-1}(\sin \vartheta \times \sin \delta + \cos \vartheta \times \cos \delta \times \cosh) \quad (3.22)$$

- azimut du soleil (A_z):

$$A_z = \cos^{-1} \left[\frac{\sin \vartheta \times \cos Z - \sin \delta}{\cos \vartheta \times \sin Z} \right] \quad (3.23)$$

- masse d'air (m_a):

$$m_a = \frac{1}{\cos Z + 0.15 \times (93.885 - Z)^{-1.253}} \quad (3.24)$$

- angle d'incidence sur la surface (ε):

$$\varepsilon = \cos^{-1}(\cos \beta \times \cos Z + \sin \beta \times \sin Z \times \cos(A_z - B_z)) \quad (3.25)$$

- rayonnement direct sur la surface (ϕ_{0s}) en kJ ou MJ/m²/heure:

$$\phi_{0s} = \phi_0 \times \frac{\cos \varepsilon}{\cos Z} \quad (3.26)$$

- rayonnement diffus sur la surface (ϕ_{D0s}) en kJ ou MJ/m²/heure:

$$\phi_{D0s} = \phi_{D0} \times \left(\frac{\phi_0}{(\cos Z \times \phi)^{\frac{1}{m_a}}} \right) \times \cos \varepsilon + \left(1 - \left(\frac{\phi_0}{(\cos Z \times \phi)^{\frac{1}{m_a}}} \right) \times \cos Z \right) \times \phi_{D0} \times \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (3.27)$$

- rayonnement réfléchi (ϕ_{R0}) en kJ ou MJ/m²/heure:

$$\phi_{R0} = \phi_{G0} \times \varepsilon \times \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (3.28)$$

heure est l'heure du jour comprise entre 1 et 24

ϑ est la latitude du site (en degrés)

β est l'inclinaison (en degrés) de la surface par rapport à l'horizontal

δ est la déclinaison (en degrés)

ε est l'albédo du sol ($0 < \varepsilon < 1$)

A_z et B_z sont respectivement l'azimut (en degrés) du soleil et de la surface considérée

3.2.1.2 Les vitesses de vents

Le site idéal pour une éolienne doit être une station ouverte, exposée, où le vent peut souffler librement. Les endroits abrités (dans les forêts ou les vallées) ne conviennent pas. Cependant, le problème dans l'évaluation de la disponibilité du vent à un endroit est qu'il est très difficile de disposer des données sur la vitesse du vent. Mais l'évaluation correcte des ressources éoliennes est essentielle et capitale pour pouvoir déterminer la faisabilité économique de l'usage de l'énergie éolienne. Le coût de l'eau fournie par le système hybride est en effet très sensible à la vitesse moyenne mensuelle du vent. La quantité de vent disponible est influencée par le modèle général du vent, par la topographie du terrain autour du site et par le fait que l'endroit est ouvert ou présente des obstacles comme des arbres ou des bâtiments. Comparée à l'énergie solaire, l'énergie éolienne est distribuée d'une façon irrégulière dans l'espace et dans le temps. Du fait que les caractéristiques du vent sont très variées et complexes, l'évaluation du potentiel éolien est aussi très compliquée. Une carte mondiale du vent existe qui donne les vitesses moyennes annuelles et le potentiel du vent pour toutes les régions du monde. Toutefois, on ne peut pas se baser uniquement sur cette carte pour calculer l'énergie éolienne disponible à un endroit donné. La présence ou l'absence de montagnes ou de vallées, la transition de la terre à l'eau, le type de terrain (forêt, désert,...etc.) vont avoir une grande influence sur le modèle du vent. Aussi, les variations saisonnières et journalières de la température peuvent affecter considérablement l'apparition du vent à un endroit donné. C'est dire que la détermination précise des ressources éoliennes disponibles est une tâche assez difficile et incertaine, surtout en comparaison avec l'énergie solaire pour les principales raisons suivantes:

- les vitesses de vent varient beaucoup dans les différentes régions du monde, d'une moyenne de 2 m/s, jusqu'à 4 à 7 m/s dans les endroits très venteux; ce qui implique une variété encore plus grande de puissance disponible, de 5 jusqu'à 40 à 200 W/m².
- de grandes différences dans les vitesses du vent (et donc de la puissance) sont observées sur de faibles distances suite aux irrégularités topographiques du terrain.

- il est difficile de mesurer exactement la puissance éolienne. Le vent étant normalement mesuré en terme de vitesse, une faible erreur sur la vitesse de vent entraîne une plus grande erreur sur la puissance calculée du fait que la puissance éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse de vent.

Une première approche pour l'évaluation du vent est d'utiliser les informations existantes très souvent disponibles au département climatologique du service météorologique national. Les aéroports sont également une source utile de données. Ils collectent des données qui sont très utiles car le vent est mesuré à au moins dix mètres au dessus d'un sol plat et dégagé. Il n'est généralement pas conseillé d'utiliser les données des services agro-météorologiques, car la plupart de leurs données concernant le vent sont de peu d'intérêt pour les applications du fait que les mesures de vent sont effectuées à au plus 2 mètres au dessus du sol et en des endroits pas toujours bien exposés aux vents.

Les principales caractéristiques requises pour l'évaluation d'un potentiel éolien sont:

- la vitesse moyenne horaire: elle permet d'évaluer la puissance disponible
- les valeurs maximale et minimale de la moyenne horaire: elles permettent de déterminer le nombre d'heures où l'éolienne fournira un travail
- le nombre maximal d'heures de calme ininterrompu qui permet d'évaluer la capacité de stockage requise
- les variations saisonnières et diurnes du vent
- les turbulences formées par le vent
- la direction du vent, afin de tenir compte de la direction prédominante des vents lors du choix de l'emplacement
- la vitesse de rafale maximale

Ces caractéristiques permettent d'établir quatre relations nécessaires au calcul du débit énergétique de l'éolienne sur un site donné:

- *Courbe durée-vitesse ou distribution de fréquence du vent:*

Elle caractérise le site; elle donne le nombre d'heures par année (8760 heures) pendant lesquels la vitesse du vent est supérieure à une valeur choisie appelée seuil.

- *Courbe puissance-vitesse:*

Elle caractérise l'éolienne (données constructeur); comme le montre la figure 3.2, elle donne la puissance utile de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent.

- *Courbe de débit:*

Elle donne le débit total en énergie du site et s'obtient par le produit des deux premières courbes précédentes:

$$E = P(V) \times t(V) \quad (3.29)$$

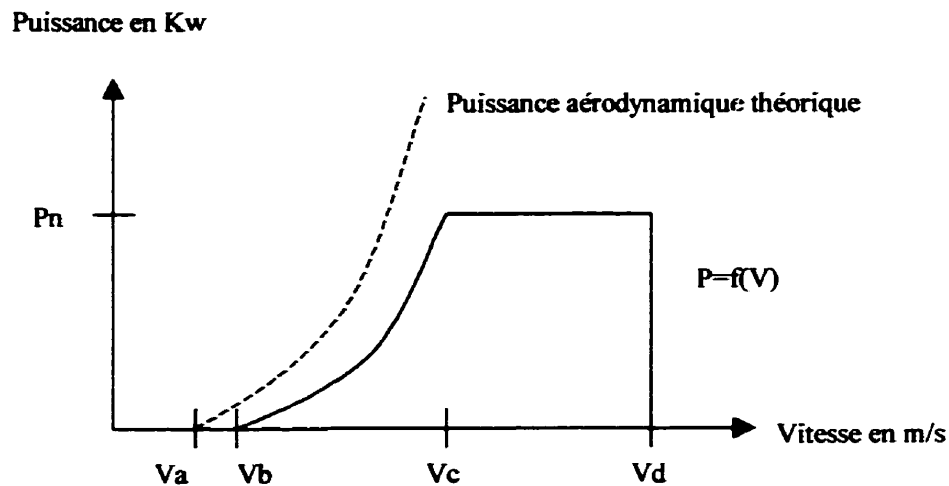


Figure 3.2 : Courbe puissance-vitesse d'une éolienne

$$V < V_a \text{ et } V > V_d \Rightarrow P(V) = 0 \quad (3.30)$$

$$V_b < V < V_c \Rightarrow P(V) = P_n \frac{V^2 - V_b^2}{V_c^2 - V_b^2} \quad (3.31)$$

$$V_c < V < V_d \Rightarrow P(V) = P_n \quad (3.32)$$

- *Coefficient d'utilisation:*

$$K_u = \frac{E}{8760 P_n} \quad (3.33)$$

3.2.1.3 Technique d'estimation des données d'un site en fonction des données mesurées aux stations météorologiques qui l'entourent

En Afrique, et plus précisément dans les pays du Sahel, les stations météorologiques sont le plus souvent situées dans les grandes villes qui sont très généralement éloignées des villages isolés pour lesquels la connaissance des données climatiques est nécessaire pour fins d'évaluation. Dans le but de travailler au mieux avec des données qui soient fiables, on propose la méthode d'évaluation suivante qui permettra de déterminer les données relatives à un site donné en fonction des données mesurées dans des stations météorologiques qui l'entourent (figure 3.3).

3.2.1.3.1 Modèle proposé

Le modèle d'évaluation que l'on propose consiste à:

- calculer pour chacune des données mesurée $Dom(m_s)$ la moyenne $Moy(m_s)$ de toutes les stations N_x pour chacun des mois m_s ,
- calculer ensuite un coefficient de déviation $K_d(m_s)$ qui tient compte des différentes stations,
- corriger enfin les données $Dps(m_s)$ de la station la plus près du site considéré. Les valeurs corrigées $Ds(m_s)$ seront celles du site.

Les équations suivantes illustrent cette approche:

$$Moy(m_s) = \frac{1}{N_x} \times \sum_{x=1}^{N_x} Dom(x) \quad (3.34)$$

$$K_d(m_s) = \frac{1}{N_x} \times \sum_{x=1}^{N_x} \frac{Moy(m_s) - Dom(x)}{Moy(m_s)} \quad (3.35)$$

$$D_s(m_s) = (1 - K_d(m_s)) \times D_{ps}(m_s) \quad (3.36)$$

3.2.1.3.2 Application de la méthode pour l'estimation des données météorologiques du village de Sabon-Kafi

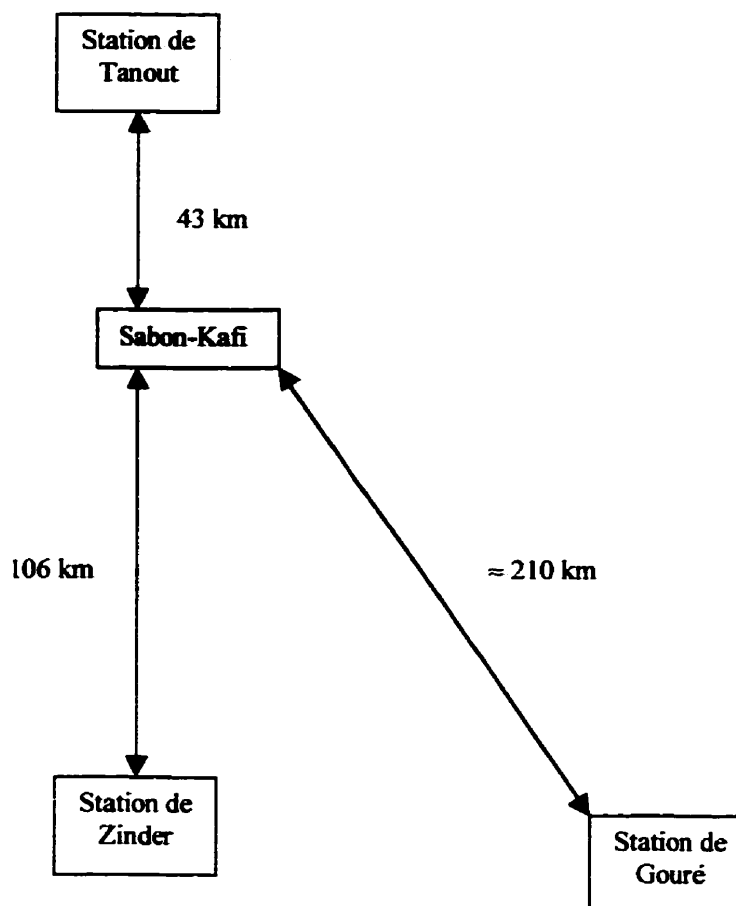


Figure 3.3 : Situation géographique du village de Sabon Kafi

Les tableaux 3.3 et 3.4 donnent respectivement les vitesses de vent et le rayonnement solaire calculés pour Sabon Kafi en fonction des mesures effectuées au niveau des stations de Tanout, Zinder et Gouré. Cependant, du fait de la proximité de la station de Tanout, les valeurs calculées sont très peu différentes de celles mesurées au niveau de cette station.

Tableau 3.3 : Données de vitesses de vent en (m/s) calculées pour Sabon Kafi pour l'année type 1991

DATE	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	Jui	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc
1	4.6	3.6	4	3.1	8.4	3.6	5.1	6.4	3.8	3	3.3	3
2	4.8	4.6	9.6	3.3	5.3	2.9	4.6	5.5	3	2.6	4	2.4
3	5.8	3.9	3.8	2.8	2.5	2.9	5.5	4.3	3.1	2.1	3.9	1
4	4.8	2	6.6	4.6	1.9	3.3	5.6	4.6	2.1	3.4	4.4	1.9
5	4	1.4	5.8	3.3	3	4.6	6.3	4	3.4	1.1	4.1	2.1
6	2.3	3.8	5.5	1.3	3.3	6.8	6.1	4.5	1.6	2.5	4.5	2.5
7	2	3.8	4.9	1.3	4.4	6.5	6.9	4.9	1.8	1.4	4	4.8
8	3.6	2.6	5.4	4.3	3.3	5.5	5.8	2.9	2.3	2.3	4.1	5.4
9	4.9	2	3.9	4	2.1	4.6	3.2	2.1	4.6	2.3	4.6	4.9
10	7.4	2.8	3.1	1.8	5.8	4.6	3.8	3.5	2.4	2.5	3.3	3.6
11	6.6	1.3	4.1	2.6	6.1	4	3.7	3.6	3.3	2.3	4.8	4.1
12	5	2.1	3.4	3.6	4.5	6.1	4.1	3.3	4	1.8	4.1	6.4
13	4.8	2.1	1.5	2.8	5	5.9	5.9	5.6	3.4	2.3	5.5	7.6
14	4.3	1.9	3.4	2.5	3.6	5.5	4.4	4.3	2.3	3.4	3.9	6.9
15	3.5	1.5	5.5	2.6	4.5	6.5	4.1	1.8	2.9	2.4	4	4.9
16	2.8	0.5	3	1.9	2.8	6.5	7.4	3.1	2.5	2.5	3.1	7.6
17	3.8	0.9	5.3	3.1	3.4	7.9	3.9	2	2.8	2.6	4.4	4.6
18	5.3	1.3	5.1	1.9	2.9	6.1	4.9	2	2.6	2.3	4	4
19	3.5	2.8	2.1	2.1	5.1	5.5	4.8	3.8	1.9	3.6	4	2.8
20	4.1	2.1	2.3	2.9	5.3	6.6	3	3.6	2.9	1.9	2.6	3
21	5.8	1	5.6	2.6	5.9	6.4	6.4	4.3	2.6	1.6	3.3	4.5
22	4.3	5.1	4	3.4	2.8	7	4.7	3.3	2.1	1.9	3.6	3.6
23	4.9	4.5	2.4	4.9	3.8	5.3	3.4	3.9	2.4	2.3	3.3	2.9
24	4.3	6.9	3.3	2	5.4	6.6	4.7	2.3	2.9	2.9	4.5	3
25	4.6	5.4	2.4	1.9	3.4	5.9	4	3.4	2	2.1	5.1	2.8
26	4	2.6	3.3	3.5	2.4	6.9	4.9	2.5	2	2.8	4.6	2.8
27	3.5	5.4	2.4	6.9	1	3.1	4.4	3.8	1.5	4.3	4.3	2.9
28	3.5	4.3	1.6	3.6	4	6.1	4.4	2.6	0.9	3.3	3.8	4.4
29	4		4	3.1	3.5	6.3	5.6	3.1	4.9	3.9	3	2.8
30	3.1		3.6	4.3	3.5	6.8	5.6	2.5	2.1	3.4	4.1	4.8
31	4.6		4.3		3		6.3	2.5		3.3		4.5

Tableau 3.4 : Données de rayonnement solaire (en J/cm² par jour) calculées pour Sabon Kafi pour l'année type 1991

DATE	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	Jui	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc
1	1432	1943	1480	1733	702	1301	1176	1461	1399	1697	1897	1837
2	1635	2025	2000	1747	907	1325	1163	1146	1484	1481	1908	1958
3	1749	2016	1375	1739	1152	1298	1150	1151	1597	1587	1682	1981
4	1919	1891	1317	1824	691	1380	1047	1156	1543	1682	1673	1991
5	1931	2007	1891	1907	1506	1223	1199	1161	1284	1738	1772	1926
6	1990	1882	1562	1898	1379	1197	1331	999	1415	1702	1763	1970
7	1835	1768	1851	1899	1548	1286	1228	1125	1646	1554	1861	1903
8	1938	1505	1926	1033	1213	760	781	1253	1627	1620	1873	1893
9	1872	1702	2057	1683	1630	1285	1072	1459	1671	1449	1929	1904
10	1717	2024	2075	777	1513	1216	1053	723	1660	1845	1646	1682
11	1752	2094	2016	1019	1316	1396	652	1503	1714	1850	1088	1883
12	1799	1519	1800	1278	1219	1378	1278	1424	1630	1844	1482	1473
13	1847	1761	1664	1185	1374	1368	1267	1164	1739	1880	1625	1606
14	1860	1819	1848	1169	680	1069	1137	1407	1738	1832	1736	1595
15	1987	2108	1040	1692	902	1214	1139	1556	1633	1910	1659	1440
16	1887	2097	1608	1578	689	1371	1184	1149	1283	1820	1890	1508
17	1958	1947	1757	1570	1265	1347	1256	1515	1307	1687	1847	1763
18	2039	2050	1807	1675	1401	1386	1316	1531	1701	1931	1945	1753
19	1701	2049	1867	1778	695	1259	1100	1441	1727	1798	1880	1920
20	2010	2106	1851	1620	1222	1167	770	1497	1648	1854	1914	1954
21	1977	2094	1284	1713	828	840	1085	1480	1530	1932	1924	1921
22	2037	2013	1818	1593	1256	1032	853	821	1372	1893	1925	1877
23	2005	1943	1556	1539	1050	1251	1285	1520	1697	1725	1969	1978
24	2054	1907	1668	1503	625	1174	1296	1586	1733	1942	1936	1713
25	2044	1906	1928	1295	1017	1180	1127	723	1779	1849	1914	1869
26	1851	1756	1932	1594	952	1096	1348	1434	1775	1904	1880	1626
27	1808	1927	1893	1576	1323	1041	1121	1195	1802	1863	1760	1894
28	1947	1504	1834	1318	614	1274	1234	1491	1709	1640	1759	1740
29	2052		1817	1435	1065	1204	1378	1336	1755	1448	1947	1998
30	2124		1830	1637	1046	1259	1155	1187	1821	1795	1649	1933
31	2091		1626		953		1403	1505		1884		1834

3.2.2 Évaluation de la disponibilité énergétique du site

3.2.2.1 Disponibilité énergétique éolienne

Dans le souci constant de minimiser les erreurs d'évaluation, l'énergie éolienne disponible par unité de surface balayée par l'hélice pour une période k peut être déterminée à l'aide des vitesses de vent (V_i) et de leur fréquence de distribution (t_i) par l'expression:

$$EE_D(k) = 0.35 \times C_p \times \sum_{i=1}^k t_i (V_i)^3 \quad (3.37)$$

Appliquée aux données mensuelles calculées pour Sabon Kafi, on obtient les valeurs données par la figure 3.4:

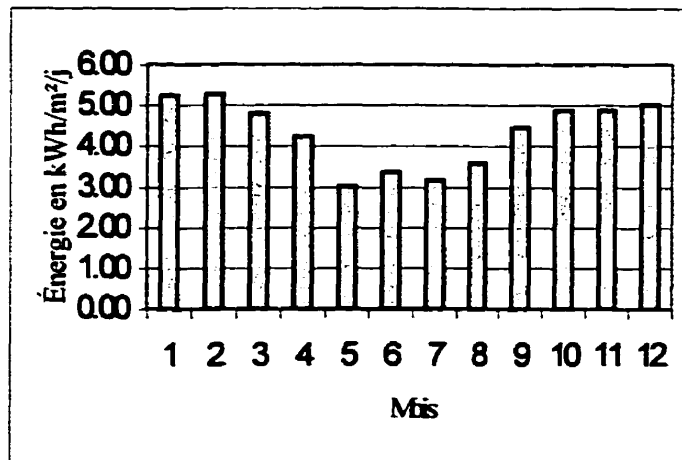


Figure 3.4 : Énergie éolienne disponible pour le site de Sabon Kafi (1991)

3.2.2.2 Disponibilité énergétique solaire

Le calcul de l'énergie solaire disponible dépend du matériel de mesure utilisé. Pour le cas du Niger, à partir de la durée d'insolation enregistrée avec l'héliographe, on calcule l'énergie à l'aide de l'équation (3.16). La figure 3.5 indique la disponibilité

énergétique solaire par unité de surface exposée calculée pour Sabon Kafi pour chacun des mois de l'année.

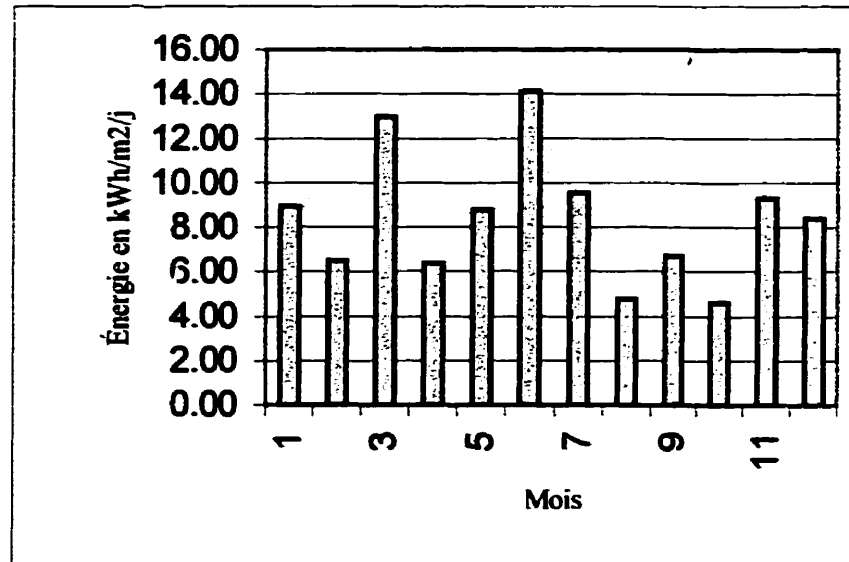


Figure 3.5 : Énergie solaire disponible pour le site de Sabon Kafi (1991)

3.3 Dimensionnement et optimisation du système hybride

Le dimensionnement optimisé du système est fait sur la base des caractéristiques hydrogéologiques du site, de la disponibilité énergétique et des conditions économiques actuelles.

3.3.1 Dimensionnement des composantes du système

3.3.1.1 Dimensionnement de la pompe

3.3.1.1.1 Puissance hydraulique requise

C'est la puissance théorique nécessaire pour assurer le déplacement de niveau

pour la quantité d'eau pompée. Elle est exprimée en kW pour un débit horaire Q donné à partir de l'équation:

$$P_H = \frac{Q \times HMT}{367} = \frac{B \times HMT}{367 \times t_p} \quad (3.38)$$

où t_p est le temps de pompage nécessaire pour satisfaire le besoin en eau B selon la hauteur de colonne d'eau HMT donnée.

La connaissance de P_H permet de choisir la pompe¹⁵. Toutefois, pour ce projet, on propose un groupe monobloc moteur-pompe immerisible.

3.3.1.1.2 Puissance mécanique nécessaire à la pompe

C'est la puissance mécanique ($P_{méc}$) que doit recevoir la pompe pour assurer la puissance hydraulique. Elle est exprimée en kW et dépend du rendement (η_p) de la pompe.

$$P_{méc} = \frac{P_H}{\eta_p} \quad (3.39)$$

Cette puissance est généralement donnée par le constructeur de la pompe choisie. La connaissance de cette puissance permet de choisir le moteur d'entraînement.

3.3.1.2 Dimensionnement du moteur électrique

Le dimensionnement du moteur consiste à calculer la puissance électrique qui lui sera nécessaire pour assurer l'entraînement mécanique de la pompe. Elle est exprimée en kW et se calcule à l'aide de la puissance mécanique requise par la pompe et du rendement (η_m) du moteur:

$$P_é = \frac{P_{méc}}{\eta_m} \quad (3.40)$$

15. Voir exemple de tableaux de choix donné en annexe 8.

3.3.1.3 Puissance électrique demandée

C'est la puissance électrique (P_d) que doit fournir le système hybride. Elle transite par les convertisseurs statiques. Elle est exprimée en kW et se calcule à partir de la puissance appelée par le moteur électrique et du rendement de conversion (η_{cc}) du convertisseur:

$$P_d = \frac{P_e}{\eta_{cc}} \quad (3.41)$$

3.3.2 Calcul du besoin énergétique

Il s'agit de la demande énergétique (D_e) exprimée en kWh nécessaire pour satisfaire les besoins (B) du pompage. Son calcul est détaillé dans le tableau 3.5.

$$D_e = P_d \times t_p = P_d \times \frac{B}{Q_n} \quad (3.42)$$

où t_p est le temps de pompage en heures par jour calculé à partir du besoin en eau journalier du village et du débit horaire nominal Q_n de la pompe retenue.

Tableau 3.5 : Calcul de la demande énergétique du système de pompage

CARACTÉRISTIQUES DE L'INSTALLATION ET PARAMÈTRES DE DIMENSIONNEMENT	SAISONS DE L'ANNÉE AU SAHEL			
	CHAUDE	PLUIES	SÈCHE	FROIDE
Hauteur géométrique de refoulement (m)	151.36	151.36	151.36	151.36
Hauteur géométrique (m)	151.36	151.36	151.36	151.36
Pertes de charge (m)	15.14	15.14	15.14	15.14
Hauteur Manométrique Totale (m)	166.50	166.50	166.50	166.50
Hydraulique villageoise (m3/j)	191.68	143.76	191.68	127.78
Hydraulique pastorale (m3/j)	7.32	2.44	7.32	4.88
Hydraulique agricole (m3/j)	130	100	130	130
Besoin global journalier (m3/j)	329	246.2	329	262.66
Coefficient d'utilisation	90%	90%	90%	90%
Temps de pompage (h)	8	8	8	8
Débit (m3/h)	41.125	30.775	41.125	32.8325
Puissance hydraulique (kW)	18.66	13.96	18.66	14.90
Rendement de la pompe	80%	80%	80%	80%
Puissance mécanique (kW)	23.32	17.45	23.32	18.62
Rendement du moteur	95%	95%	95%	95%
Puissance électrique (kW)	24.55	18.37	24.55	19.60
Rendement des convertisseurs	95%	95%	95%	95%
Puissance demandée au système (kW)	25.84	19.34	25.84	20.63
Débit nominal de la pompe (m3/h)	45	45	45	45
Temps nominal de pompage (h)	7.31	5.47	7.31	5.84
Besoin énergétique journalier (kWh/j)	188.93	105.80	188.93	120.42

Tableau 3.6 : Demande énergétique du village

MOIS DE L'ANNÉE	DEMANDE (kWh/j)	DEMANDE (kWh/mois)
Janvier	120.42	3733.02
Février	120.42	3371.76
Mars	188.93	5856.83
Avril	188.93	5667.90
Mai	188.93	5856.83
Juin	105.8	3174.00
Juillet	105.8	3279.80
Août	105.8	3279.80
Septembre	188.93	5667.90
Octobre	188.93	5856.83
Novembre	188.93	5667.90
Décembre	120.42	3733.02
Besoin énergétique annuel		55146 kWh/an

A partir de ces données, on établit par interpolation la courbe de variation de la demande énergétique (figure 3.6) à l'aide de la fonction estimés de ces données:

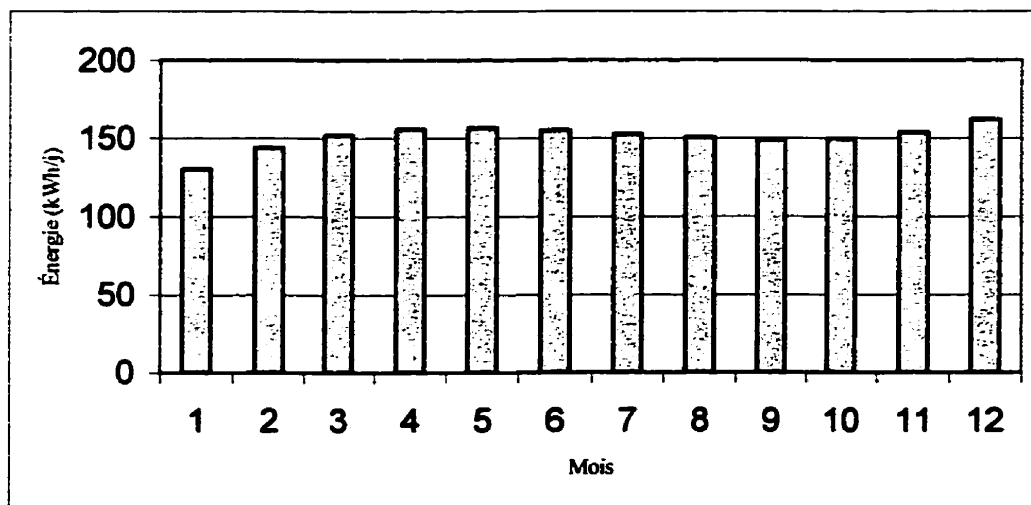


Figure 3.6 : Variation mensuelle de la demande énergétique

3.3.3 Optimisation du système hybride

3.3.3.1 Problème énergétique posé

Le problème énergétique (figure 3.7) à résoudre consiste à déterminer les dimensions et les proportions des deux sources d'énergie à installer pour satisfaire la demande énergétique pendant toute l'année.

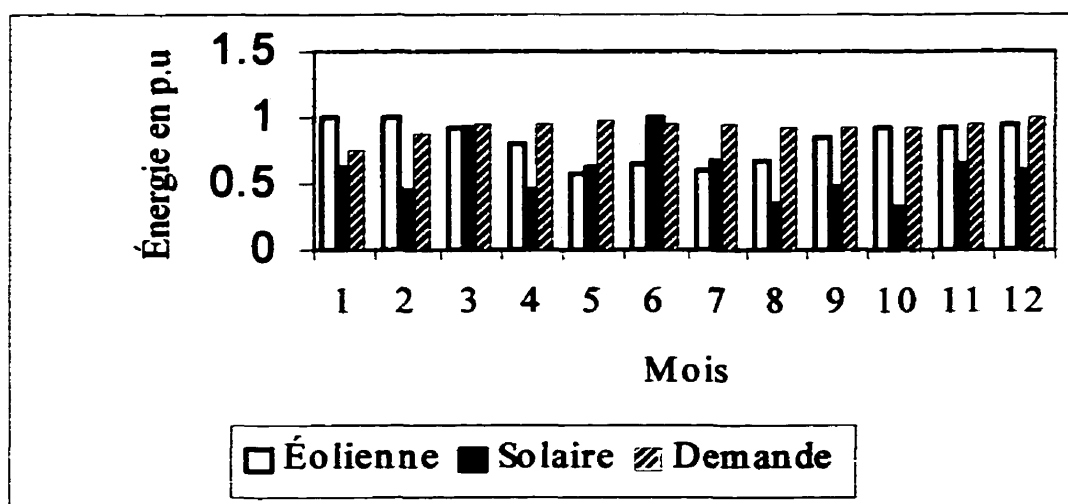


Figure 3.7 : Courbe de variation de l'offre et de la demande énergétique

3.3.3.2 Formulation de la méthode d'optimisation

Le système hybride peut être assimilé à un phénomène économique faisant intervenir un certain nombre de variables liées par des relations linéaires indépendantes les unes des autres et formant un système d'équations et d'inéquations constituant les contraintes du phénomène.

Soit C_k une fonction linéaire de ces variables qui constitue la fonction économique. L'optimisation du système consiste à minimiser cette fonction tout en satisfaisant les différentes contraintes imposées.

3.3.3.2.1 Mise en situation

L'idée est de trouver les dimensions optimales du système en terme de surface de panneaux photovoltaïques et de diamètre de l'hélice de l'aérogénérateur pouvant satisfaire de façon permanente la demande énergétique.

3.3.3.2.2 Variables de décision

Dans le but d'obtenir une description symétrique convenable des deux sources d'énergie, les variables de décision seront définies en terme de surfaces :

- surface de panneaux photovoltaïques SS
- surface balayée par l'hélice de l'aérogénérateur SE

L'optimisation de ces deux surfaces permet de définir les dimensions réelles du matériel à installer en fonction des caractéristiques techniques du matériel disponible (données constructeur):

$$SS = \eta_c \times S_{PV} \Rightarrow S_{PV} = \frac{SS}{\eta_c} \quad (3.43)$$

$$SE = C_p \times \left(\pi \times \frac{D^2}{4} \right) \Rightarrow D = \sqrt{\frac{4 \times SE}{\pi \times C_p}} \quad (3.44)$$

3.3.3.2.3 Calculs préliminaires

Dans le but de ramener les différents flux monétaires du projet sur une base équivalente, on procède à l'actualisation des coefficients d'optimisation.

- *Actualisation des coûts*

Valeurs actuelles des rebuts:

$$RE_a = RE \times \left(\frac{1+F}{1+I_t} \right)^n \quad (3.45)$$

$$RS_a = RS \times \left(\frac{1+F}{1+I_t} \right)^n \quad (3.46)$$

Valeurs actuelles des annuités d'opération et d'entretien:

$$ME_a = ME \times \frac{(1+I_t)^n - 1}{I_t \times (1+I_t)^n} = ME \times F_{aI_t}(I_t, n) \quad (3.47)$$

$$MS_a = MS \times \frac{(1+I_t)^n - 1}{I_t \times (1+I_t)^n} = MS \times F_{aI_t}(I_t, n) \quad (3.48)$$

- *Coefficients d'optimisation:*

$$CE = IE - RE_a + ME_a \quad (\text{en } \$/\text{m}^2) \quad (3.49)$$

$$CS = IS - RS_a + MS_a \quad (\text{en } \$/\text{m}^2) \quad (3.50)$$

$RE_a, RS_a, RE, RS, F_{aT4}$: valeurs de rebuts actualisées et non actualisées des deux sources d'énergie, Facteur d'actualisation Table 4 [27].

ME_a, MS_a, ME, MS : coûts annuels d'opération et d'entretien actualisés et non actualisés des deux sources d'énergie.

IE, IS, C_p, η_c : investissements initiaux et rendements des deux sources d'énergie.

I_t, F, n : respectivement le taux d'intérêt, le taux d'inflation et la durée de vie du projet

3.3.3.2.4 Contraintes du système

- *Satisfaction permanente de la demande:*

Les valeurs de SS et SE à calculer doivent permettre de satisfaire la demande énergétique pour chacun des mois de l'année.

$$D_e(\text{jan}) \leq EE_D(\text{jan}) \times SE + ES_D(\text{jan}) \times SS \quad (3.51)$$

$$D_e(\text{fév}) \leq EE_D(\text{fév}) \times SE + ES_D(\text{fév}) \times SS \quad (3.52)$$

$$D_e(\text{mar}) \leq EE_D(\text{mar}) \times SE + ES_D(\text{mar}) \times SS \quad (3.53)$$

$$D_e(\text{avr}) \leq EE_D(\text{avr}) \times SE + ES_D(\text{avr}) \times SS \quad (3.54)$$

$$D_e(\text{mai}) \leq EE_D(\text{mai}) \times SE + ES_D(\text{mai}) \times SS \quad (3.55)$$

$$D_e(\text{juin}) \leq EE_D(\text{juin}) \times SE + ES_D(\text{juin}) \times SS \quad (3.56)$$

$$D_e(\text{juil}) \leq EE_D(\text{juil}) \times SE + ES_D(\text{juil}) \times SS \quad (3.57)$$

$$D_e(\text{août}) \leq EE_D(\text{août}) \times SE + ES_D(\text{août}) \times SS \quad (3.58)$$

$$D_e(\text{sept}) \leq EE_D(\text{sept}) \times SE + ES_D(\text{sept}) \times SS \quad (3.59)$$

$$D_e(\text{oct}) \leq EE_D(\text{oct}) \times SE + ES_D(\text{oct}) \times SS \quad (3.60)$$

$$D_e(\text{nov}) \leq EE_D(\text{nov}) \times SE + ES_D(\text{nov}) \times SS \quad (3.61)$$

$$D_e(\text{déc}) \leq EE_D(\text{déc}) \times SE + ES_D(\text{déc}) \times SS \quad (3.62)$$

- *Limites dimensionnelles:*

La quasi-totalité du matériel technique devant être importé, on impose pour ce projet une limite au niveau des dimensions de l'éolienne à installer.

$$SE \leq SE \text{ max} \quad (3.63)$$

- *Non négativité des variables de décision*

Les variables de décision SS et SE représentant des surfaces, on leur impose une contrainte de non négativité.

$$SS \geq 0 \quad (3.64)$$

$$SE \geq 0 \quad (3.65)$$

3.3.3.2.5 Fonction objectif (\$/kWh)

L'objectif de l'optimisation étant de minimiser le coût du kWh (C_k) produit par le système hybride pour toute la durée n du projet tout en satisfaisant le besoin énergétique pour chacune des années (Bea) du projet, la fonction objectif sera de la forme:

$$\text{Min} [C_k] = \left(\frac{1}{n}\right) \times \left(\frac{1}{Bea}\right) \times (CE \times SE + CS \times SS) \quad (3.66)$$

3.3.3.2.6 Valeurs considérées pour l'optimisation du projet

Les tableaux 3.7 et 3.8 donnent les valeurs d'optimisation utilisées dans ce projet.

Tableau 3.7 : Valeurs d'optimisation¹⁶

Paramètres	Valeurs	Paramètres	Valeurs
SEmax	30 m ²	IS	450 \$/m ²
IE	100 \$/m ²	RE	10 \$/m ²
Bea	55146 kWh/an	RS	45 \$/m ²
n	20 ans	ME	3.75 \$/m ²
I_t	16.38 %	MS	2 \$/m ²
F	3 %	η_c	16 %
C_p	30 %		

Tableau 3.8 : Valeurs actualisées d'optimisation

Paramètres	Valeurs	Paramètres	Valeurs
RE_a	0.78 \$/m ²	RS_a	3.51 \$/m ²
ME_a	21.10 \$/m ²	MS_a	11.25 \$/m ²
CE	120.32 \$/m ²	CS	457.73 \$/m ²

3.3.3.2.7 Programme d'optimisation

En remplaçant chacun des coefficients d'optimisation par sa valeur dans les équations (3.49 à 3.66) et considérant les demandes énergétiques mensuelles du tableau 3.9, on trouve le programme d'optimisation suivant:

$$\begin{aligned} \text{MIN} & \quad 0.000109*SE + 0.000415*SS \\ \text{SUJETE À} & \quad 8.951*SS + 5.258*SE \geq 120.49 \end{aligned}$$

16. Ces valeurs sont celles en vigueur au Niger en juin 1998

$$6.523*SS + 5.279*SE \geq 143.72$$

$$12.97*SS + 4.823*SE \geq 152.05$$

$$6.403*SS + 4.246*SE \geq 155.92$$

$$8.789*SS + 3.014*SE \geq 156.62$$

$$14.13*SS + 3.377*SE \geq 155.21$$

$$9.561*SS + 3.179*SE \geq 152.76$$

$$4.784*SS + 3.583*SE \geq 150.32$$

$$6.733*SS + 4.471*SE \geq 148.98$$

$$4.625*SS + 4.882*SE \geq 149.80$$

$$9.339*SS + 4.882*SE \geq 153.85$$

$$8.426*SS + 5.033*SE \geq 162.18$$

$$SE \leq 30$$

FIN

3.3.4 Dimensionnement du réservoir de stockage

Le réservoir de stockage est une partie essentielle du système de pompage car non seulement son coût est une partie substantielle du coût global du système mais aussi et surtout parce que les sources d'énergie utilisées dans ce projet sont toutes deux aléatoires alors que l'alimentation en eau, incluant la consommation humaine doit être disponible de façon régulière. D'un point de vue général, le stockage et la distribution de l'eau ont deux objectifs essentiels:

- adapter la demande de l'eau au pompage pendant la journée (gestion de l'eau).
- stocker le surplus d'eau pendant les périodes de forte disponibilité énergétique afin d'assurer une réserve hydraulique pour couvrir les périodes de disponibilités énergétiques insuffisantes.

Les principales caractéristiques à déterminer sont donc:

- les dimensions du réservoir en terme de forme et de volume

- la hauteur au dessus du niveau du sol

3.3.4.1 Dimensions du réservoir

3.3.4.1.1 Forme du réservoir

Dans la conception d'un réservoir, on doit viser à assurer la stabilité et la durabilité de l'ouvrage ainsi que la qualité de l'eau. Différents types de réservoirs existent. Le choix de la forme qui convient le mieux dépend des circonstances locales et de l'application qui est faite de l'eau stockée. Pour des besoins de pression pour fin de distribution de l'eau, nous retenons pour ce projet un réservoir de type aérien :

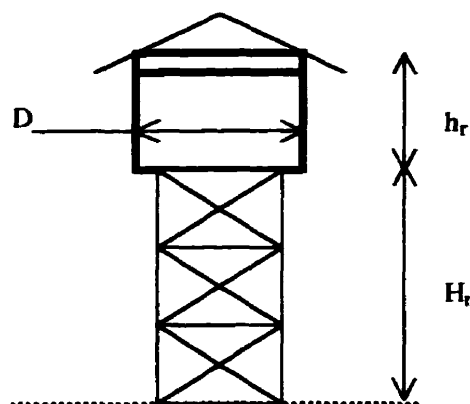


Figure 3.8 : Réservoir de type aérien

Mais, étant donné que le coût de la pompe est proportionnel à la hauteur d'élévation de l'eau, il est important que le réservoir aérien utilisé ait un faible ratio d'aspect (rapport $\frac{h_r}{D}$) c'est-à-dire un réservoir évasé. Du fait de la consommation humaine, le réservoir doit être couvert afin de minimiser la pollution par la poussière, les insectes et les animaux, et pour éviter le développement des algues en protégeant l'eau des rayons du soleil. La hauteur d'élévation H_r du réservoir dépend de la pression voulue aux points de consommation d'eau et est donc fonction du réseau de distribution d'eau.

3.3.4.1.2 Capacité du réservoir

3.3.4.1.2.1 Critères de dimensionnement

C'est la caractéristique la plus importante du réservoir de stockage. La capacité optimale d'un réservoir de distribution dépend de plusieurs réserves distinctes dépendant du fait que la station de pompage assure ou non la protection contre les incendies:

- la réserve d'opération
- la réserve d'incendie
- la réserve d'urgence
- la réserve de production

Dans le présent projet, la station de pompage est exclusivement prévue pour l'autosuffisance alimentaire. Il s'agira donc d'un pompage sans protection contre l'incendie. Or, lorsque le réservoir n'assure pas une protection contre l'incendie, la réserve peut varier entre un minimum de 60% de la consommation journalière et un maximum de 100% de cette même consommation [5,50,42]. Mais, ceci n'est valable que dans le cas où l'approvisionnement du réservoir (par la pompe) se fait sur une base continue d'au moins 12 heures (et au mieux 24 h) par jour; ce qui est loin d'être prévisible dans le cas de ce projet compte tenu de l'irrégularité de la source primaire d'énergie que constitue le vent. Toutefois, la réserve (exprimée en m³ ou en nombre de jours de stockage) peut être déterminée sur la base de critères de déficit en eau jugés acceptables en fonction du facteur d'exploitation du pompage. Le facteur d'exploitation (Ke) du système de pompage est déterminé par l'expression:

$$Ke = \frac{D_{a_i}}{Q_a} \quad (3.67)$$

où D_{a_i} est la demande réelle annuelle d'eau et Q_a est le débit prévisionnel annuel.

On montre dans [50] que plusieurs simulations faites pour différents cas avec différentes tailles de réservoirs, ont permis d'établir, entre le volume $V_{rés}$ du réservoir de stockage et Ke , la caractéristique empirique présentée à la figure 3.9.

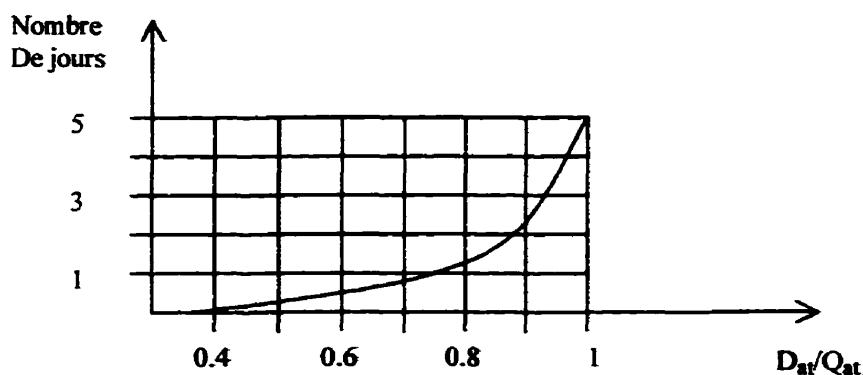


Figure 3.9 : Capacité d'un réservoir en fonction de son coefficient d'exploitation

Cette caractéristique permet ainsi de déterminer la quantité d'eau exprimée en nombre de jours à stocker pour faire face à la demande connaissant le facteur d'exploitation du système. Cependant, le principe tient compte d'un appoint énergétique plutôt constant. Dans le cas de ce projet, l'appoint énergétique est assuré par une source d'énergie irrégulière dans le temps. Cet état de fait introduit la possibilité de risque de rupture d'énergie (et donc de rupture d'eau). Pour palier au problème, on propose ici une méthode de dimensionnement de réservoir pour un système hybride, basée sur la conjonction des indisponibilités énergétiques journalières solaire et éolienne du site.

3.3.4.1.2.2 Méthode de dimensionnement du réservoir

3.3.4.1.2.2.1 Évaluation du risque de rupture d'énergie

Soient :

. S_{nu} , l'ensemble : $S_{nu} = \{1, 2, 3, \dots, 365\}$ qui définit les numéros par ordre croissant des 365 jours de l'année type identifiée.

. E_{vi} , l'évènement : " vent improductif " définissant tous les jours de S_{nu} où la moyenne journalière des vitesses de vent est inférieure à la vitesse minimale productive de l'éolienne.

. F_{ii} , l'évènement : " insolation insuffisante " définissant tous les jours de S_{nu} où l'insolation sur le site n'a duré que trois¹⁷ heures ou moins.

. G_{ef} , l'évènement : " E_{vi} et F_{ii} " ; défini par $G_{ef} = E_{vi} \cap F_{ii}$

L'analyse statistique des données estimées sur le site de Sabon Kafi a donné les résultats suivants:

$$E_{vi} = \left\{ \begin{array}{l} 6,7,16,35,36,39,40,41,42,43,44,45,46,47,48,49,50,51,52,57,72,78,79,82,84,86, \\ 87,93,96,97,100,101,103,104,105,106,108,109,110,111,114,115,123,124,129,136, \\ 138,142,146,147,153,154,220,221,227,229,230,236,238,240,242,243,247,249, \\ 250,251,253,257,258,259,260,261,262,263,264,265,266,267,268,269,270,271, \\ 273,275,276,277,278,279,280,281,282,283,284,285,287,288,289,290,292,293, \\ 294,295,296,297,298,323,335,336,337,338,339,352,356,358,359,360,362 \end{array} \right\}$$

$$F_{ii} = \left\{ \begin{array}{l} 61,74,100,101,120,121,124,128,133,134,135,139,141,144,148,189,192, \\ 213,214,215,216,217,234,237,315 \end{array} \right\}$$

$$G_{ef} = \{100,101,124\}$$

La fréquence relative (probabilité) que chacun des événements se produise est :

$$P(E_{vi}) = \frac{117}{365} = 0.32$$

$$P(F_{ii}) = \frac{25}{365} = 0.068$$

$$P(G_{ef}) = \frac{3}{365} = 0.008$$

- le risque de manquer une des énergies dans l'année est:

$$Risque = P(E_{vi}) + P(F_{ii}) - P(G_{ef}) = 0.32 + 0.068 - 0.008 = 0.3808 \approx 38\%$$

- le risque de manquer totalement d'énergie dans l'année est:

17. On suppose que pour un pompage prévu d'au moins 8h/jour, une durée d'insolation de 3h est insuffisante

manque total d'énergie = $P(G_{ef}) = 0.008 \approx 1\%$

Soit une fiabilité de 62% en terme de disponibilité énergétique dans l'année. Le déficit prévisionnel d'énergie ainsi calculé sera alors compensé par une réserve hydraulique équivalente (et non pas par d'autres moyens de stockage, comme les accumulateurs, qui rendrait plus onéreux les coûts du système).

3.3.4.1.2.2 Calcul de la réserve d'eau et du volume du réservoir

Les critères de calcul sont:

- événement G_{ef} possible
- déterminer tous les sous-groupes de jours consécutifs dans G_{ef}
- calculer les fréquences de tous ces sous-groupes
- déterminer le sous groupe de plus grande fréquence (S_{GGf})
- le nombre de jours consécutifs du sous groupe de plus grande fréquence constitue le nombre de jours de réserve à prévoir:

$$Rés = S_{GGf} \quad (3.68)$$

La capacité du réservoir est donnée par l'expression:

$$V_{rés} = B + Rés \quad (3.69)$$

Pour le cas de Sabon Kafi, on remarque que la conjonction des deux événements E_{vi} et F_{ii} a lieu pour trois jours dont un seul sous-groupe de deux jours consécutifs. Ce sous groupe constitue la réserve à prévoir:

$$S_{GGf} = \{100,101\} \Rightarrow Rés = 2 \text{ jours} = 2B$$

Le réservoir aura donc une capacité de:

$$V_{rés} = B + 2B = 3B = 3 \times 329 = 987 \text{ m}^3$$

3.4 Performances initiales du système

L'idée est de vérifier l'état du bilan énergétique à partir de l'interaction entre les

disponibilités énergétiques mensuelles (solaire et éolienne) et les demandes énergétiques mensuelles. Cette vérification permet de valider ou non le dimensionnement du système.

Une première analyse du comportement énergétique du système est faite à l'aide du modèle présenté à la figure 3.10. Ce modèle créé à partir de Matlab/Simulink permettra de simuler le concept de l'interaction entre l'offre et la demande énergétique pendant les douzes mois de l'année. Les données requises pour la modélisation sont :

- les rayonnements moyens mensuels
- les vitesses moyennes mensuelles de vent
- les demandes énergétiques mensuelles
- les surfaces optimisées SS et SE
- les durées des vent pour chaque mois
- les durées d'insolations mensuelles

La simulation du modèle est effectuée suivant les étapes suivantes:

- a) La prise en compte des données de vent, de rayonnement et de demande énergétique pour chaque mois.
- b) La prise en compte des facteurs de calculs énergétiques
- c) L'évaluation des énergies solaire et éolienne
- d) Pour chaque mois, l'énergie éolienne disponible (source primaire) est comparée à la demande énergétique : si l'éolienne peut satisfaire la demande, l'éolienne seule débite; sinon, l'apport énergétique solaire est sollicité.
- e) Vérifier le signe du bilan énergétique pour chacun des mois: positif (demande satisfaite) ou négatif (la demande est plus grande que l'énergie disponible).
- f) Il est ainsi possible d'analyser (visuellement) le comportement du système sur la base du bilan énergétique qui en découle.

Dans le cas présent, on constate sur l'oscillogramme (figure 3.11) que le bilan énergétique est positif sur toute l'année; ce qui permet de présager que globalement, le dimensionnement répond au critère de la satisfaction permanente de la demande

énergétique pour l'année type. Le critère pourra ensuite être vérifié pour toutes les autres années considérées dans l'étude. Mais ceci n'inclut pas l'aspect opérationnel du matériel qui compose le système complet de pompage. Cet aspect sera pris en compte dans un modèle raffiné qui sera simulé sur une base de temps plus fine (données horaires au lieu de mensuelles comme c'est le cas ici).

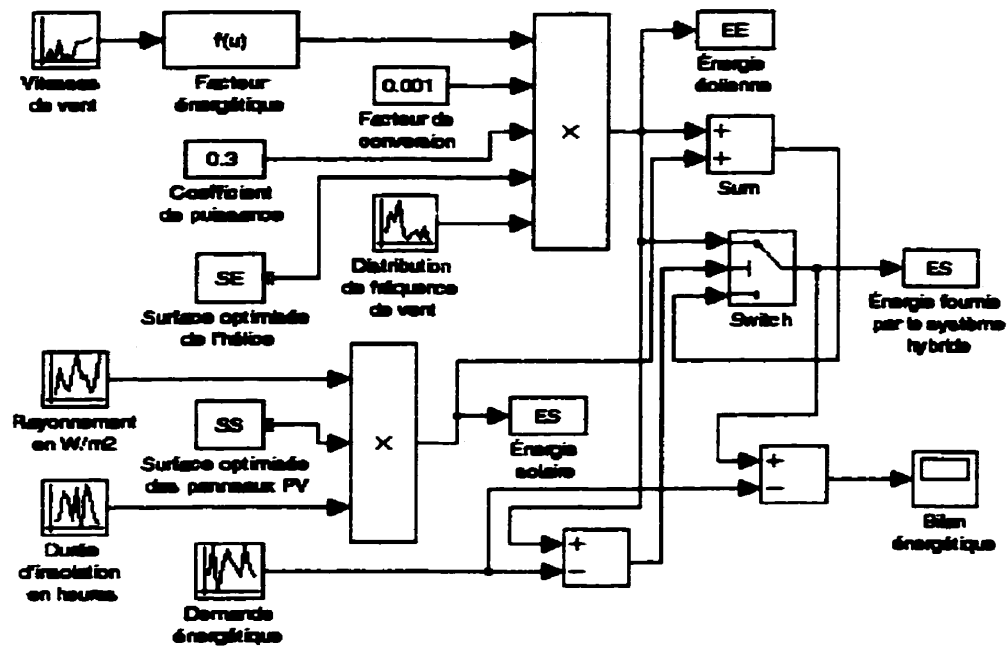


Figure 3.10 : Modélisation du comportement énergétique initial

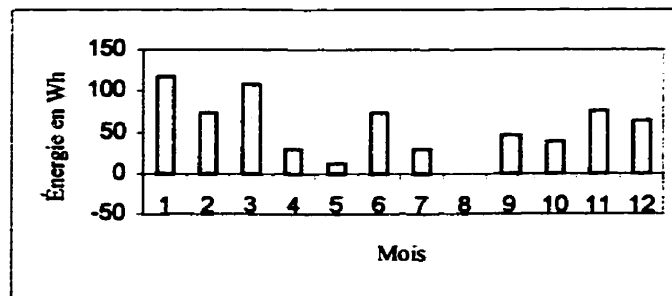


Figure 3.11 : Variation annuelle du bilan énergétique

CHAPITRE IV

MODÉLISATION ET SIMULATION DU SYSTÈME

Dans le but de réduire les coûts et les risques de mauvaises manœuvres dans la phase d'évaluation et d'apprentissage de systèmes complexes, l'utilisation d'outils informatiques de simulation numérique apparaît comme une étape intermédiaire justifiable entre l'étude théorique et les essais sur des installations réelles.

4.1 Logiciel de simulation Matlab™/Simulink™/Enelmach

Il existe aujourd'hui toute une gamme de logiciels spécialisés dédiés à la modélisation des systèmes à multivariables.

4.1.1 Considérations sur Enelmach

L'application Enelmach est un outil dédié à l'étude par simulation des systèmes d'entraînement à vitesse variable. Elle représente une banque spécialisée de données conçue pour l'environnement Matlab+Simulink et utilisable pour la conception assistée par ordinateur des systèmes d'entraînement de machines électriques. Cette banque de données a été développée initialement par l'équipe de recherche en Électronique de puissance du Groupe de recherche en Électronique Industrielle du département d'Ingénierie de l'Université du Québec à Trois-Rivières (U.Q.T.R); le développement s'est poursuivi grâce à une collaboration entre les groupes de recherche en Électronique Industrielle de l'U.Q.T.R et de l'École Polytechnique de Montréal [39]. Le support de base dans lequel opère Enelmach est Matlab, un logiciel de calcul matriciel très répandu dans le monde académique et de la recherche. Quelques caractéristiques avantageuses de ce logiciel sont sa puissance, sa robustesse et le fait qu'il présente différents algorithmes d'intégration à pas variables. L'un des outils très importants de Matlab est le logiciel

d'accompagnement Simulink qui, doté d'une capacité très intéressante de travail interactif avec l'utilisateur, facilite grandement la simulation des systèmes dynamiques linéaires et non linéaires.

4.1.2 Méthodes d'analyse de systèmes

Il existe plusieurs simulateurs disponibles pour l'analyse des systèmes. Les principales méthodes d'analyse sont :

- **l'analyse par variables d'état** : elle consiste à formuler les équations d'état qui régissent le système à analyser et à les résoudre par des méthodes numériques.
- **l'analyse nodale** : elle est basée sur l'application de la loi des noeuds de Kirchoff à chaque noeud du circuit à analyser.
- **l'analyse nodale modifiée** : elle est basée sur la méthode nodale classique avec la particularité d'inclure des éléments de circuit supplémentaires comme des sources de tension et des éléments variant en fonction du courant.
- **l'analyse par moyenne des variables d'état** : elle utilise une technique de conversion par la moyenne des variables d'état.

Dans ce projet, on utilise les deux premiers types d'analyse respectivement pour l'analyse des composantes électromécaniques du système.

4.1.3 Intérêt de la simulation avec Enelmach

Du fait que l'application Enelmach opère dans Matlab+Simulink comme support de base, elle bénéficie non seulement de la puissance de calcul de Matlab, mais aussi de la facilité de familiarisation grâce à la grande convivialité de l'environnement Windows avec Simulink. Aussi, Enelmach est dotée d'une importante librairie graphique qui permet de bâtir très facilement un modèle, d'en varier les paramètres et d'en visualiser les résultats.

4.2 Modélisation de la chaîne de transfert d'énergie

4.2.1 Modélisation de l'aérogénérateur

L'aérogénérateur proposé peut être assimilé à un système composé de deux parties indépendantes couplées entre elles :

- le moteur éolien
- le générateur

4.2.1.1 Modélisation du moteur éolien

La modélisation du moteur repose sur la caractéristique puissance-vitesse de l'éolienne (Figure 3.2). Ainsi, les vitesses de vent (entrée) sont d'abord comparées aux vitesses V_b , V_c et V_d .

- Lorsque la vitesse est inférieure à V_b ou supérieure à V_d , le couple de sortie ainsi que la vitesse de rotation du moteur sont nulles; ce qui correspond à l'arrêt de l'éolienne soit en cas de vents insuffisants soit en cas de décrochage contre les rafales.
- Lorsque la vitesse est supérieure à V_b , elle est ensuite comparée à la vitesse nominale V_c . Si cette vitesse est supérieure à V_c , elle fournit une puissance P_n telle que :

$$P = P_n = \frac{1}{2} C_p d S V^3 = K_p C_p D^2 V^3 \quad (4.1)$$

d'où le couple de sortie et la vitesse de rotation du rotor sont respectivement :

$$C = \frac{1}{2} K_p C_p D^3 V^2 \quad (4.2)$$

$$N = \frac{60\lambda}{\pi D} V = K_N \frac{\lambda}{D} V \quad (4.3)$$

où λ est la vitesse spécifique de la pompe; K_c et K_N sont des constante égales à :

$$K_p = \rho \frac{\pi}{8} = 1.25 \frac{\pi}{8} \approx 0.49$$

$$K_N = \frac{60}{\pi} \approx 19.09$$

et λ est la vitesse spécifique de l'éolienne et se calcule par la relation :

$$\lambda = \frac{\omega \times R}{V} \quad (4.4)$$

Si la vitesse est inférieure à V_c , la puissance fournie est :

$$P(V) = P_n \frac{V^2 - V_b^2}{V_c^2 - V_b^2} = K_p C_p D^2 V^3 \left(\frac{V^2 - V_b^2}{V_c^2 - V_b^2} \right) \quad (4.5)$$

Les variables de modélisation considérées sont :

- en entrée : la vitesse de vent V
- en sortie : la vitesse N du rotor (en tr/mn) et le couple développé (en N.m)

Ainsi, les fonctions de transfert qui lient la variable d'entrée aux variables de sortie sont:

$$C = \frac{1}{2} K_p C_p D^3 V^2 \left[\frac{V^2 - V_b^2}{V_c^2 - V_b^2} \right] \quad (4.6)$$

$$N = \frac{60\lambda}{\pi D} V = K_N \frac{\lambda}{D} V \quad (4.7)$$

Le modèle que l'on propose est celui de la figure 4.1.

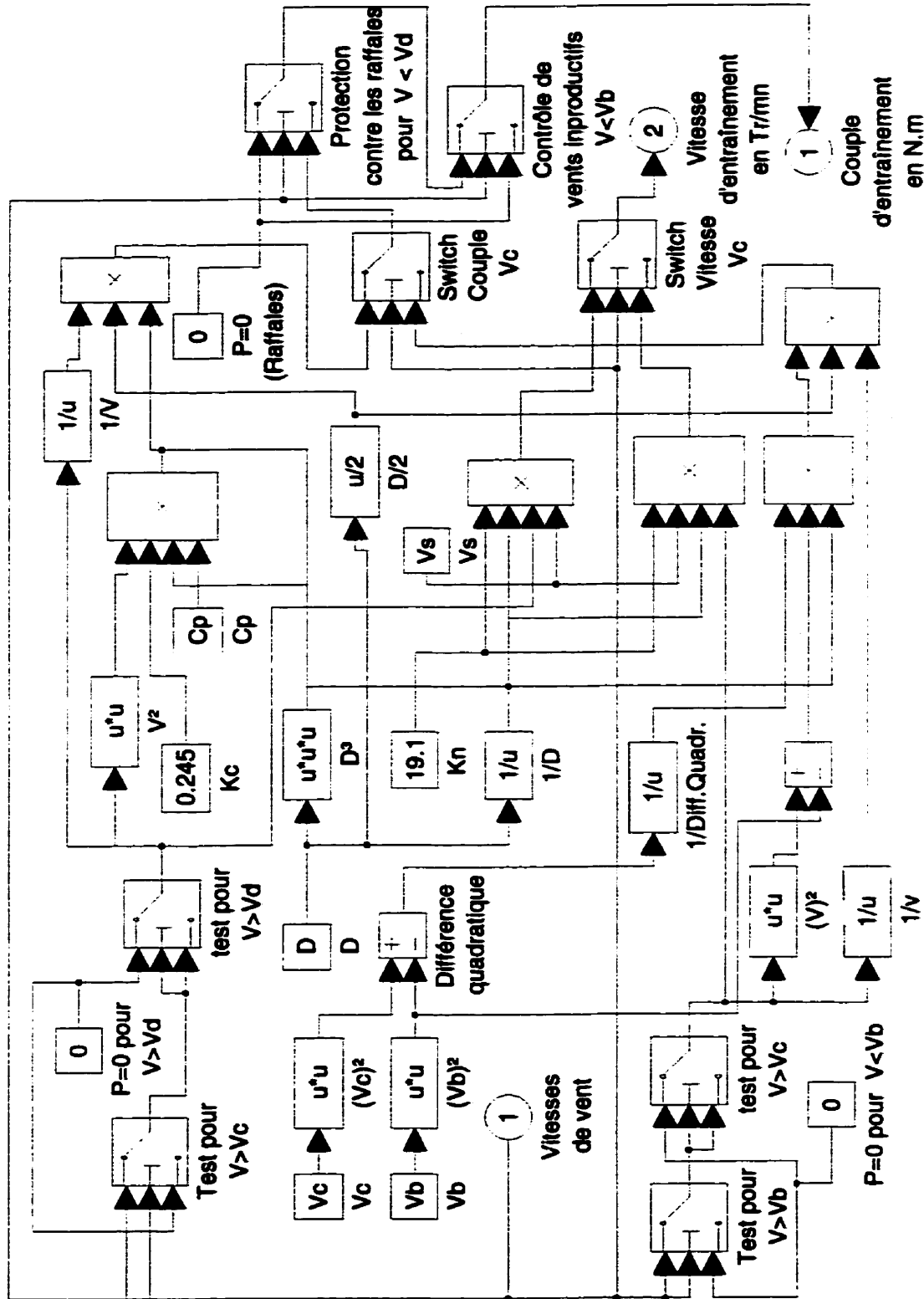


Figure 4.1 : Modèle du moteur éolien

4.2.1.2 Modélisation du générateur synchrone

4.2.1.2.1 Transformations utilisées dans la modélisation des machines électriques

La théorie générale des machines électriques a pour but de traiter une large gamme de machines de façon unifiée en les ramenant à un modèle unique dit "machine généralisée" présenté à la figure 4.3.

Ce modèle universel est caractérisé par un système d'axes en quadrature indicés d (axe direct) et q (axe transversal). Le rotor de la machine généralisée est muni de 2 jeux de balais calés selon les axes d et q qui traduisent ainsi deux enroulements pseudo-stationnaires en quadrature. La circulation des courants dans les enroulements provoque l'apparition des flux Φ_d et Φ_q qui induisent des tensions de rotation dans les enroulements rotoriques. La variation de ces flux dans le temps induit également des tensions de transformation dans les enroulements rotoriques et statoriques.

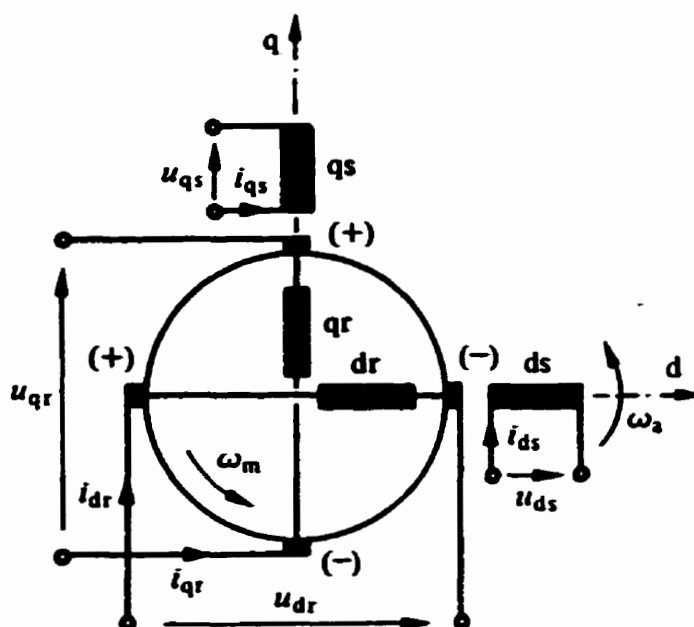


Figure 4.3 : Machine généralisée

4.2.1.2.2 Modélisation générale d'une machine électrique

Toute machine électrique peut être montée équivalente à la machine généralisée grâce à un nombre approprié d'enroulements disposés selon les axes q et d . La description unifiée du comportement des machines électriques est facilitée par l'emploi du calcul matriciel et des matrices de transformation concernant soit le couplage soit le référentiel.

4.2.1.2.2.1 Transformation triphasé-biphasé d'une machine électrique

4.2.1.2.2.1.1 Transformation d'un enroulement triphasé (a, b, c) en trois enroulements équivalents à axes perpendiculaires (d, q, o)

Soit à transformer l'enroulement triphasé en trois enroulements équivalents dénomés:

- direct selon l'axe x (d'indice d)
- transversal selon l'axe y (d'indice q)
- homopolaire selon z (d'indice o)

La transformation [53] doit exprimer que les deux systèmes d'enroulements sont équivalents du point de vue des ampères-tours et des énergies électrique et magnétique instantannées.

- **Transformation des courants** : équivalence des ampère-tours

Soient :

N_{sc} le nombre de spires efficaces et i_a, i_b, i_c les courants dans les enroulements x, y , et z .

N_{sd}, N_{sq}, N_{so} les nombres de spires efficaces et i_d, i_q, i_o les courants dans les enroulements d, q , et o .

Les ampère-tours résultants exprimés dans les deux systèmes de coordonnées x, y, z et d, q, o suivant le repère $(\vec{i}, \vec{j}, \vec{k})$ sont donnés par les expressions:

$$S_{res_{abc}} = iN_{se} \left[i_a \cos \theta + i_b \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + i_c \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right] - jN_{se} \left[i_a \sin \theta + i_b \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + i_c \sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right] + kN_{se} [i_a + i_b + i_c] \quad (4.8)$$

$$S_{res_{dqo}} = iN_{sd}i_d + jN_{sq}i_q + kN_{so}i_o \quad (4.9)$$

En identifiant ces deux équations (4.8 et 4.9), il vient :

$$i_q = -\frac{N_{se}}{N_{sq}} \left[i_a \sin \theta + i_b \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + i_c \sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right] \quad (4.10)$$

$$i_d = +\frac{N_{se}}{N_{sd}} \left[i_a \cos \theta + i_b \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + i_c \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right] \quad (4.11)$$

$$i_o = \frac{N_{se}}{N_{so}} [i_a + i_b + i_c] \quad (4.12)$$

Les rapports $\frac{N_{se}}{N_{sd}}$, $\frac{N_{se}}{N_{sq}}$, $\frac{N_{se}}{N_{so}}$ peuvent être choisis arbitrairement; toutefois, pour que

les courants i_d , i_q , i_o soient égaux aux courants de phase, on fixe :

$$\frac{N_{se}}{N_{sd}} = \frac{N_{se}}{N_{sq}} = \frac{2}{3} \quad \text{et} \quad \frac{N_{se}}{N_{so}} = \frac{1}{3} \quad (4.13)$$

Ainsi, la transformation des courants pourra s'écrire sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_o \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ -\sin \theta & -\sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & -\sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

En notant $[A]$ la matrice de transformation des courants, il vient :

$$[i_{dqo}] = [A][i_{abc}] \quad (4.15)$$

• **Transformation des tensions : équivalences énergétiques électriques**

Les énergies électriques instantannées doivent être égales :

$$\Rightarrow (u_a i_a + u_b i_b + u_c i_c) dt = (u_d i_d + u_q i_q + u_o i_o) dt \quad (4.16)$$

soit sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin\theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

En appelant $[B]$ la matrice de transformation des tensions, il vient :

$$[u_{dpo}] = [B][u_{abc}] \quad (4.18)$$

● **Transformation des flux : équivalence énergétique magnétique**

Pour obtenir la transformation des flux, il convient d'exprimer l'égalité des énergies emmagasinées dans les deux systèmes d'enroulement :

$$\frac{1}{2}(\psi_a i_a + \psi_b i_b + \psi_c i_c) = \frac{1}{2}(\psi_d i_d + \psi_q i_q + \psi_o i_o) \quad (4.19)$$

soit sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \\ \psi_o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin\theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

La matrice de transformation des flux est la même que celle des tensions :

$$[\psi_{dpo}] = [B][\psi_{abc}] \quad (4.21)$$

4.2.1.2.2 Transformation orthogonale de Park

Il existe plusieurs types de transformations. La plus couramment utilisée est celle de Park dans laquelle au lieu des différentes matrices de transformation vues plus haut, on utilise une matrice unique de transformation pour les courants, les tensions et les flux. Il s'agit de la matrice $[A]$ vue plus haut.

Ainsi il vient d'après le modèle de Park :

$$(a) [i_{dqo}] = [A][i_{abc}] \quad (b) [u_{dqo}] = [A][u_{abc}] \quad (c) [\psi_{dqo}] = [A][\psi_{abc}] \quad (4.22)$$

La transformation de Park permet de rendre solidaire du rotor le bobinage diphasé équivalent à l'enroulement triphasé statorique; ce qui permet de laisser de côté la composante homopolaire.

Il vient :

$$\begin{bmatrix} \chi_d \\ \chi_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin\theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \chi_a \\ \chi_b \\ \chi_c \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

$$\begin{bmatrix} \chi_d \\ \chi_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta \\ -\sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \chi_a \\ \chi_b \\ \chi_c \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

où χ représente les différentes variables (courant, tension, flux) notées plus haut.

4.2.1.2.3 Application des transformations pour la modélisation du générateur synchrone à réluctance variable

L'application de la loi d'Ohm généralisée au circuit statorique du générateur donne l'expression matricielle suivante :

$$[u(t)] = [R_s][i(t)] + \frac{d}{dt}[\psi(t)] \quad (4.25)$$

$$\begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_s & M & M \\ M & L_s & M \\ M & M & L_s \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

avec :

$U_{a,b,c}$: tensions des enroulements statoriques

$i_{a,b,c}$: courant des enroulements statoriques

$\Psi_{a,b,c}$: flux des enroulements statoriques

R_s : résistances statoriques

M : inductance mutuelle

L_s : inductance propre statorique

$e_{a,b,c}$: forces électromotrices à vide dues aux aimants permanents

En appliquant les transformations de Park, la représentation biphasée de la machine donne [43]:

$$U_d = -R_s I_d - L_d \frac{d}{dt} I_d + \omega L_q I_q \quad (4.27)$$

$$U_q = -R_s I_q - L_q \frac{d}{dt} I_q - \omega L_d I_d + \omega \Psi_{ex} \quad (4.28)$$

où Ψ_{ex} représente le flux statorique dû aux aimants permanents (en lieu et place de l'excitation dans le cas d'une machine synchrone standard) avec :

$$\omega = p_{equiv} \Omega \quad (4.29)$$

L'équation du couple électromagnétique s'écrit alors :

$$C_{em} = p_{equiv} \Psi_{ex} I_q \quad (4.30)$$

où p_{equiv} est le nombre de paires de pôles équivalent.

Le modèle du générateur est celui de la figure 4.2.

4.2.2 Modélisation du redresseur

Le modèle du redresseur triphasé à diode est celui de la figure 4.4.

4.2.3 Modélisation de l'onduleur triphasé

Le modèle de l'onduleur triphasé IGBT est celui de la figure 4.5.

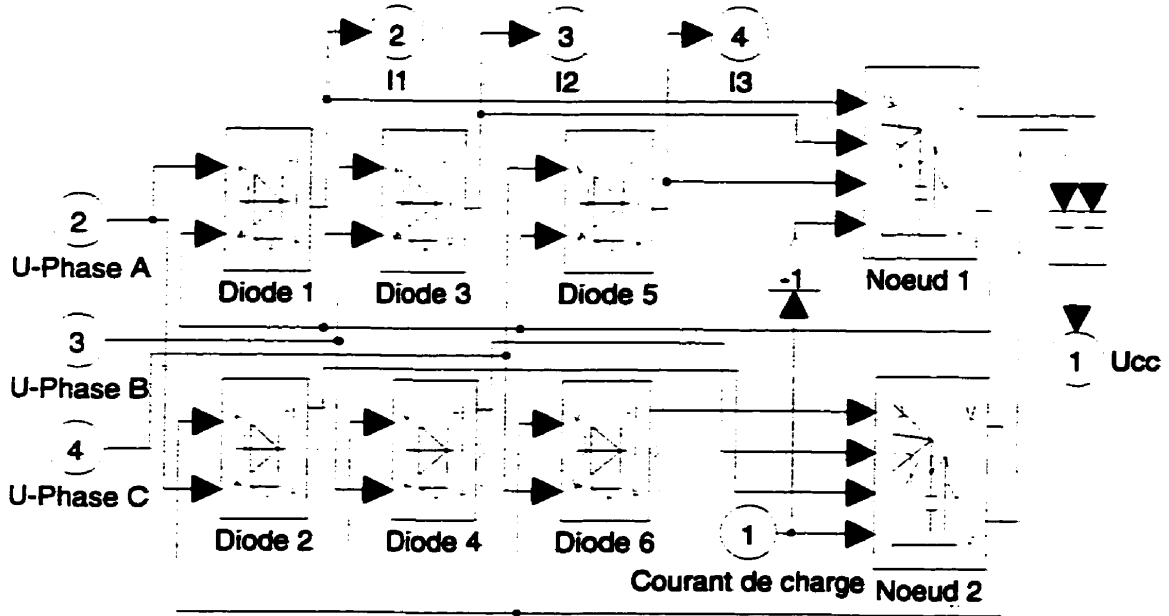


Figure 4.4 : Modèle du redresseur triphasé à diodes

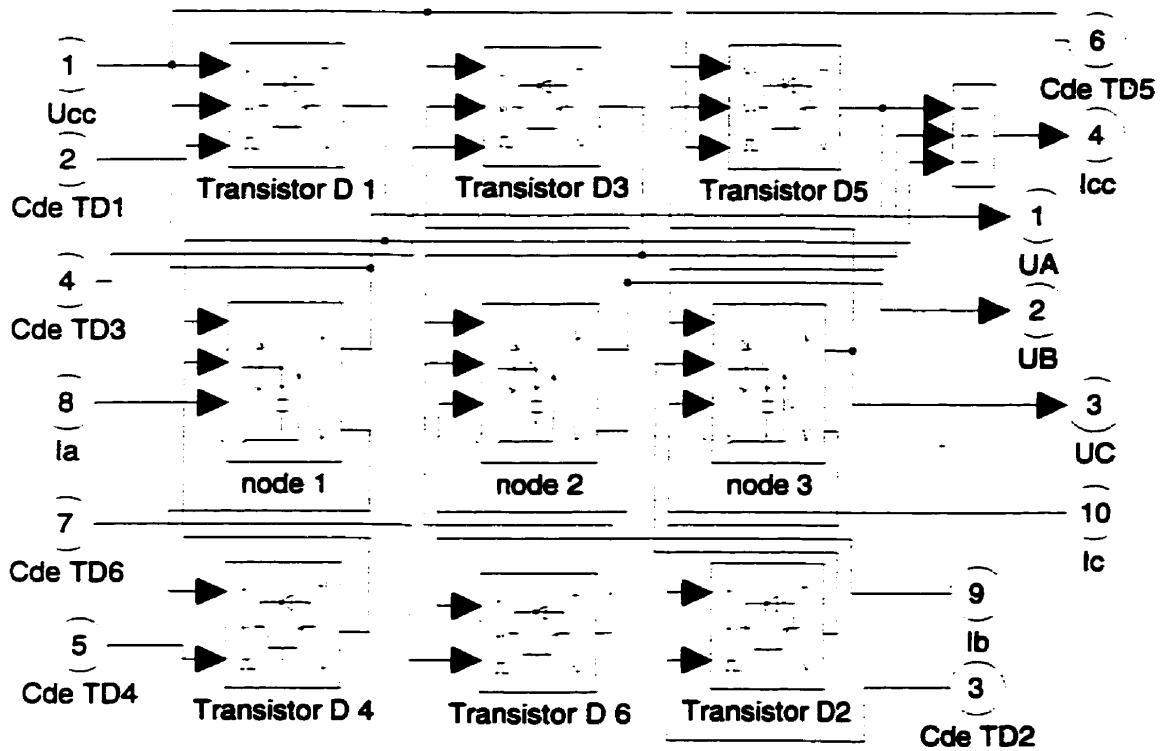


Figure 4.5 : Modèle de l'onduleur triphasé à IGBT

4.2.4 Modélisation du Maximum Power Point Tracker (MPPT)

Le modèle du hacheur abaisseur (MPPT) proposé est celui de la figure 4.6.

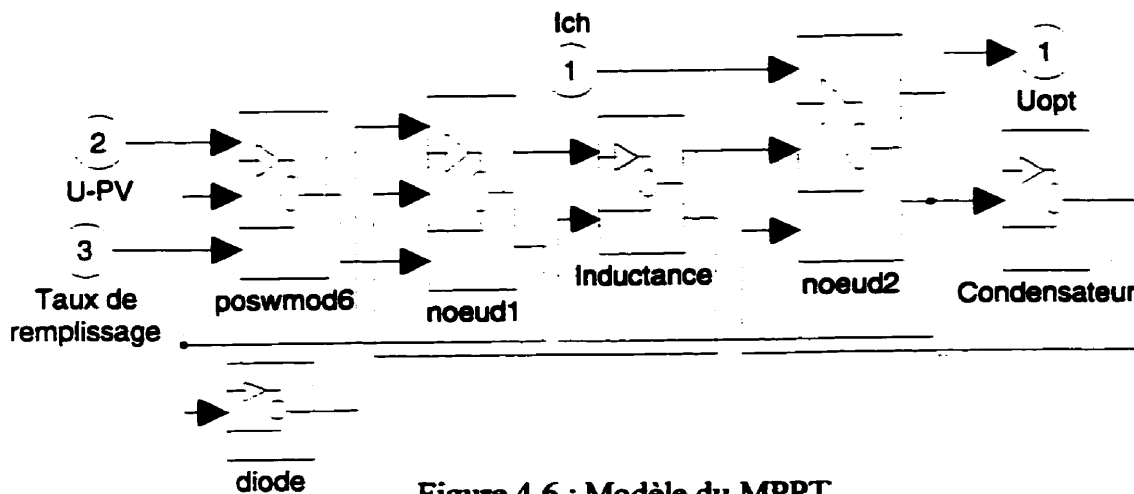


Figure 4.6 : Modèle du MPPT

4.2.5 Modélisation de la commande MLI

Le modèle de la commande MLI triangulo-sinusoïdale est celui de la figure 4.7.

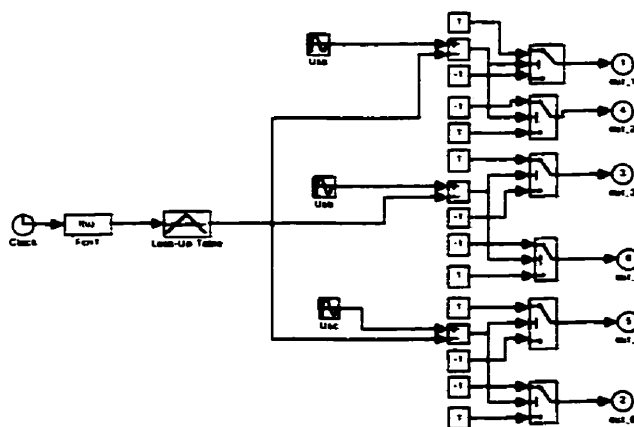


Figure 4.7 : Modèle de la commande MLI

4.2.6 Modélisation de la source photovoltaïque

La caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque (équation 1.26) ne fait pas état des caractéristiques du site; notamment l'ensoleillement et la température d'utilisation des cellules PV. D'autres parts, plusieurs des variables considérées dans cette caractéristique ne sont quantifiables qu'au niveau atomique c'est à dire par la prise en compte de la cellule PV au niveau quantique. C'est pourquoi dans la pratique, on considère plutôt la caractéristique des modules PV (plusieurs cellules réunies) au lieu des éléments de cellules.

4.2.6.1 Modélisation d'un module photovoltaïque

Considérant l'évolution du courant débité par un module PV en fonction de sa tension de sortie d'une part sous différentes valeurs d'ensoleillement et d'autre part sous différentes températures, un module PV peut être décrit par les expressions suivantes :

$$I_{pv} = I_{cc} \frac{\Phi_i}{\Phi_0} (1 + C_{ti}(T - T_0)) \quad (4.31)$$

$$U = U_0 \left(1 - \frac{I_{ch}}{I_{pv}} \right) (1 + C_{tv}(T - T_0)) \quad (4.32)$$

$$T = \theta_a + \left[(NOCT - 20) \frac{\Phi_i}{800} \right] + 273 \quad (4.33)$$

- . I_{ch} est le courant de charge
- . C_{ti} , C_{tv} sont les coefficients de température respectivement du courant (en K^{-1}) et de la tension (en K^{-1})
- . T_0 , θ_a sont respectivement la température de référence en °K et la température ambiante du site en °C
- . Φ_0 est l'insolation de référence en W/m^2

Ainsi, les variables de modélisation retenues seront :

- en entrée : l'insolation (en Watts/m²) et la température ambiante (en °C)
- en sortie : la tension (en volts)

Le modèle du module PV est celui de la figure 4.8.

4.2.6.2 Modèle de la source photovoltaïque

La source photovoltaïque étant constituée de plusieurs modules placés en série (en fonction de la tension de charge globale requise) et en parallèle (jusqu'à concurrence du courant global de charge souhaité), son modèle est présenté à la figure (4.9).

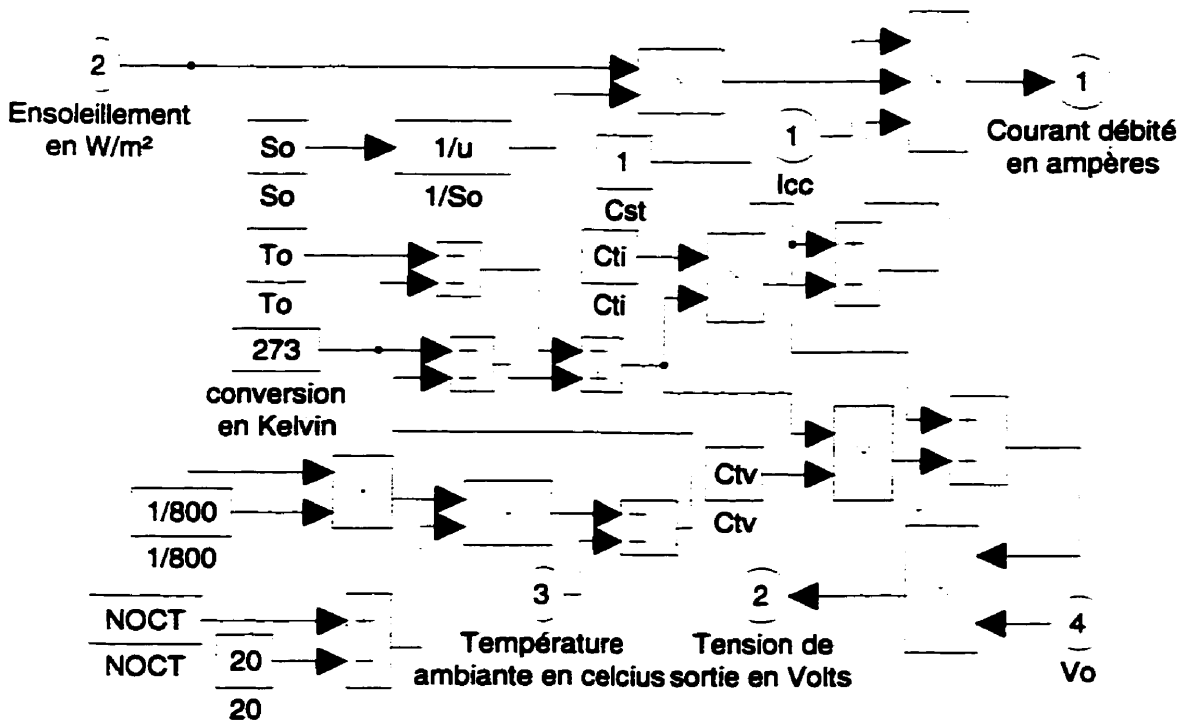


Figure 4.8 : Modèle d'un module PV

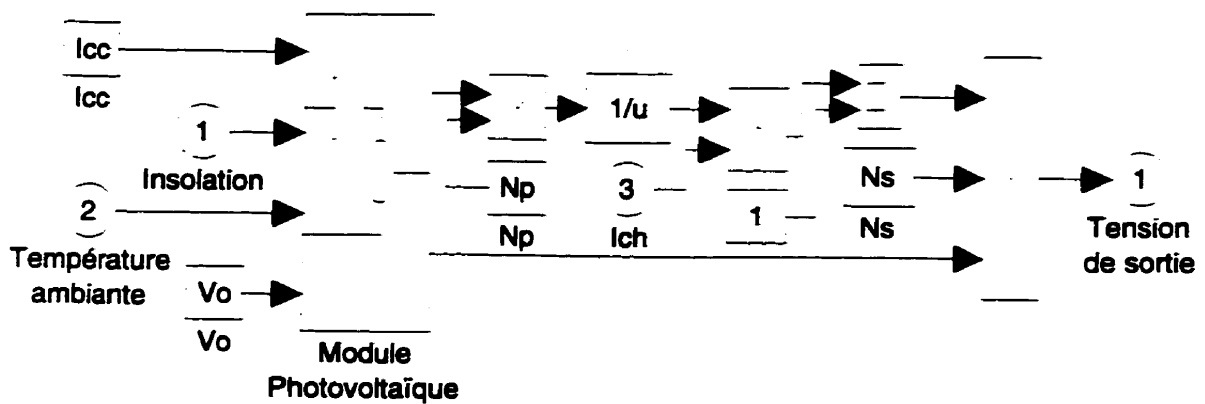


Figure 4.9 : Modèle de la source PV

4.2.7 Modélisation du groupe moteur-pompe

4.2.7.1 Modélisation du moteur asynchrone triphasé

Tenant compte des développements faits plus haut sur la machine généralisée, on présente ici le modèle dq d'un moteur asynchrone triphasé dans un repère stationnaire lié au stator. La machine asynchrone étant très non linéaire, il s'est avéré nécessaire de disposer de modèles linéarisés afin de pouvoir appliquer les règles minimales d'asservissement linéaire et pouvoir dimensionner les différents régulateurs. L'idée de base est de trouver à l'aide de la commande `ss2tf (A,B,C,D,input)` de Matlab les fonctions de transfert entre les signaux de sortie et le signal de commande à partir de la formulation d'état de la machine alimentée en tension :

$$\dot{\vec{X}} = [A]\vec{X} + [B]\vec{U} \quad (4.34)$$

$$\vec{Y} = [C]\vec{X} + [D]\vec{U} \quad (4.35)$$

La formulation mathématique décrivant le fonctionnement de la machine asynchrone dans le repère dq stationnaire lié au stator suivant la transformation de Park donne les

équations d'état suivantes [6]:

$$\frac{d\psi_{ds}}{dt} = u_{ds} - \hat{T}_s \Psi_{ds} + \hat{T}_{ms} \Psi_{dr} \quad (4.36)$$

$$\frac{d\psi_{qs}}{dt} = u_{qs} - \hat{T}_s \Psi_{qs} + \hat{T}_{ms} \Psi_{qr} \quad (4.37)$$

$$\frac{d\psi_{dr}}{dt} = -\hat{T}_r \Psi_{dr} + \hat{T}_{mr} \Psi_{ds} - \omega \Psi_{qr} \quad (4.38)$$

$$\frac{d\psi_{qr}}{dt} = -\hat{T}_r \Psi_{qr} + \hat{T}_{mr} \Psi_{qs} - \omega \Psi_{dr} \quad (4.39)$$

avec :

$$\hat{T}_s = \frac{R_s L_s}{L_s L_r - M^2} \quad (4.40)$$

$$\hat{T}_r = \frac{R_r L_r}{L_s L_r - M^2} \quad (4.41)$$

$$\hat{T}_{ms} = \frac{R_s M}{L_s L_r - M^2} \quad (4.42)$$

$$\hat{T}_{mr} = \frac{R_r M}{L_s L_r - M^2} \quad (4.43)$$

Les courants de phase sont donnés par :

$$i_{ds} = \frac{\hat{T}_s}{R_s} \Psi_{ds} - \frac{\hat{T}_{ms}}{R_s} \Psi_{dr} \quad (4.44)$$

$$i_{qs} = \frac{\hat{T}_s}{R_s} \Psi_{qs} - \frac{\hat{T}_{ms}}{R_s} \Psi_{qr} \quad (4.45)$$

$$i_{dr} = \frac{\hat{T}_r}{R_r} \Psi_{dr} - \frac{\hat{T}_{mr}}{R_r} \Psi_{ds} \quad (4.46)$$

$$i_{qr} = \frac{\hat{T}_r}{R_r} \Psi_{qr} - \frac{\hat{T}_{mr}}{R_r} \Psi_{qs} \quad (4.47)$$

Couple électromécanique :

$$C_{em} = pp M (i_{qs} i_{dr} - i_{ds} i_{qr}) \quad (4.48)$$

Vitesse de la machine :

$$\frac{d\Omega}{dt} = \frac{1}{J}(C_{em} - C_r) \quad (4.49)$$

où :

R_s : résistance par phase du stator

R_r : résistance par phase du rotor

L_s : inductance par phase du stator

L_r : inductance par phase du rotor

M : inductance mutuelle stator-rotor

pp : nombre de paires de pôles du moteur

C_{em} : couple électromagnétique

C_r : couple résistant de la charge entraînée

J : moment d'inertie du moteur

Les variables de modélisation retenus pour les besoins de ce projet sont :

- en entrée : les tensions d'alimentation du moteur et le couple résistant
- en sortie : la vitesse de rotation, le couple d'entraînement et les courants statoriques

Le modèle du moteur asynchrone proposé est celui de la figure 4.10.

4.2.7.2 Modélisation de la pompe centrifuge

À partir des équations 2.18 à 2.20, on détermine les variables de modélisation de la pompe :

- en entrée : la vitesse d'entraînement en tr/min
- en sortie : le débit en m³/h et le couple résistant de la pompe en N-m

Le modèle de la pompe centrifuge proposé est celui de la figure 4.11.

4.3 Modélisation du système global de pompage

Le modèle du système hybride global de pompage est celui de la figure 4.12.

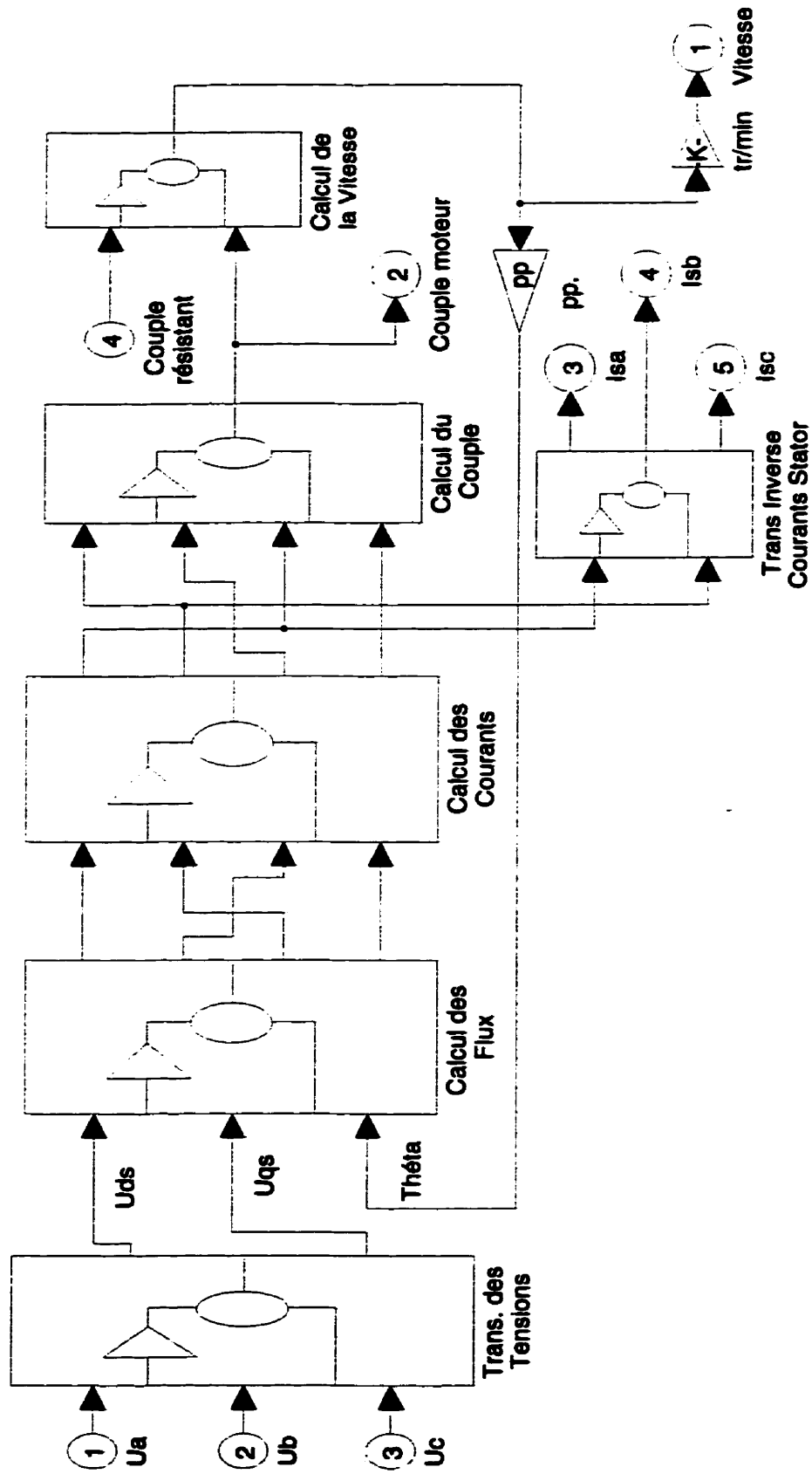


Figure 4.10 : Modèle du moteur triphasé asynchrone

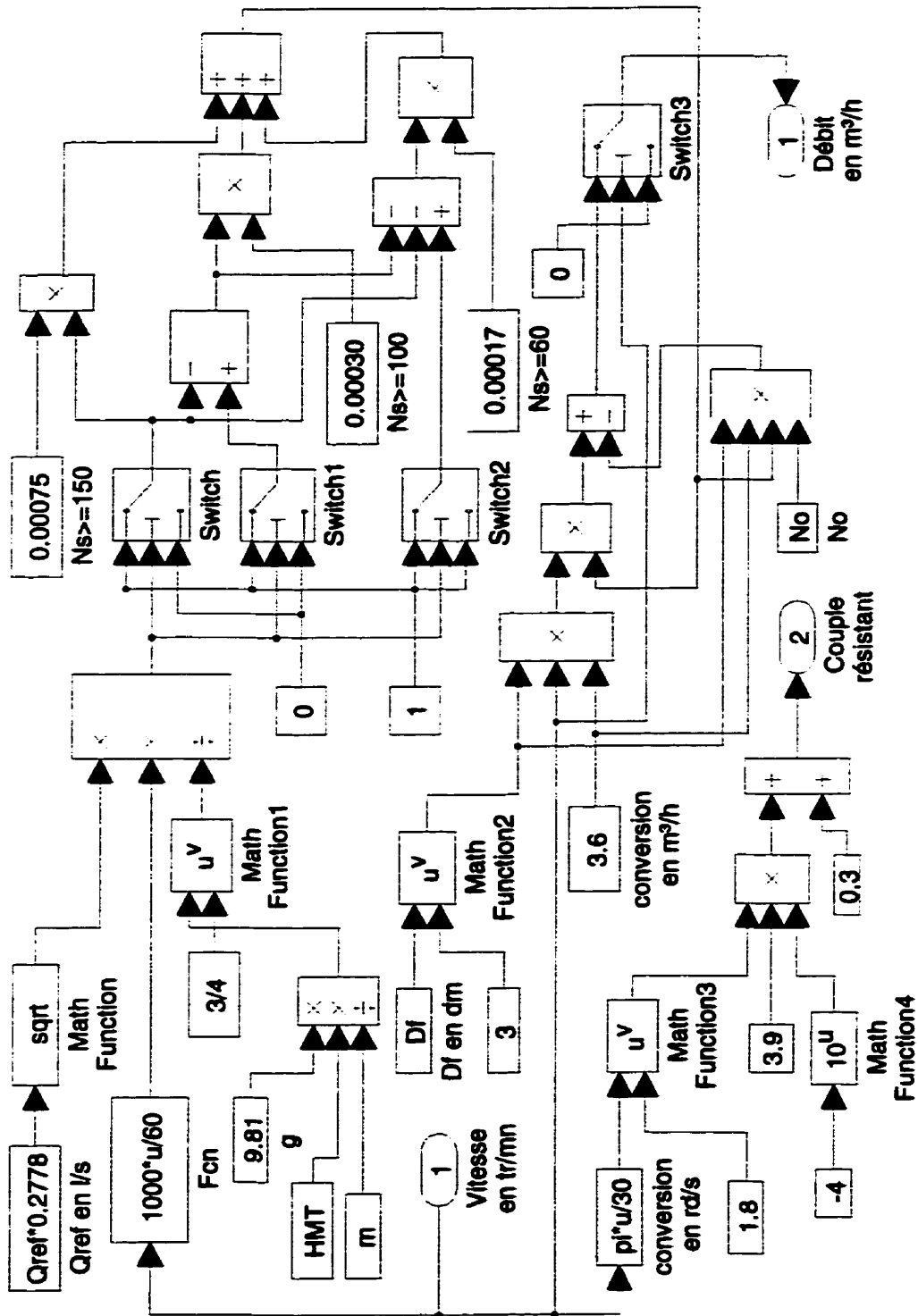


Figure 4.11 : Modèle de la pompe centrifuge multi-étages

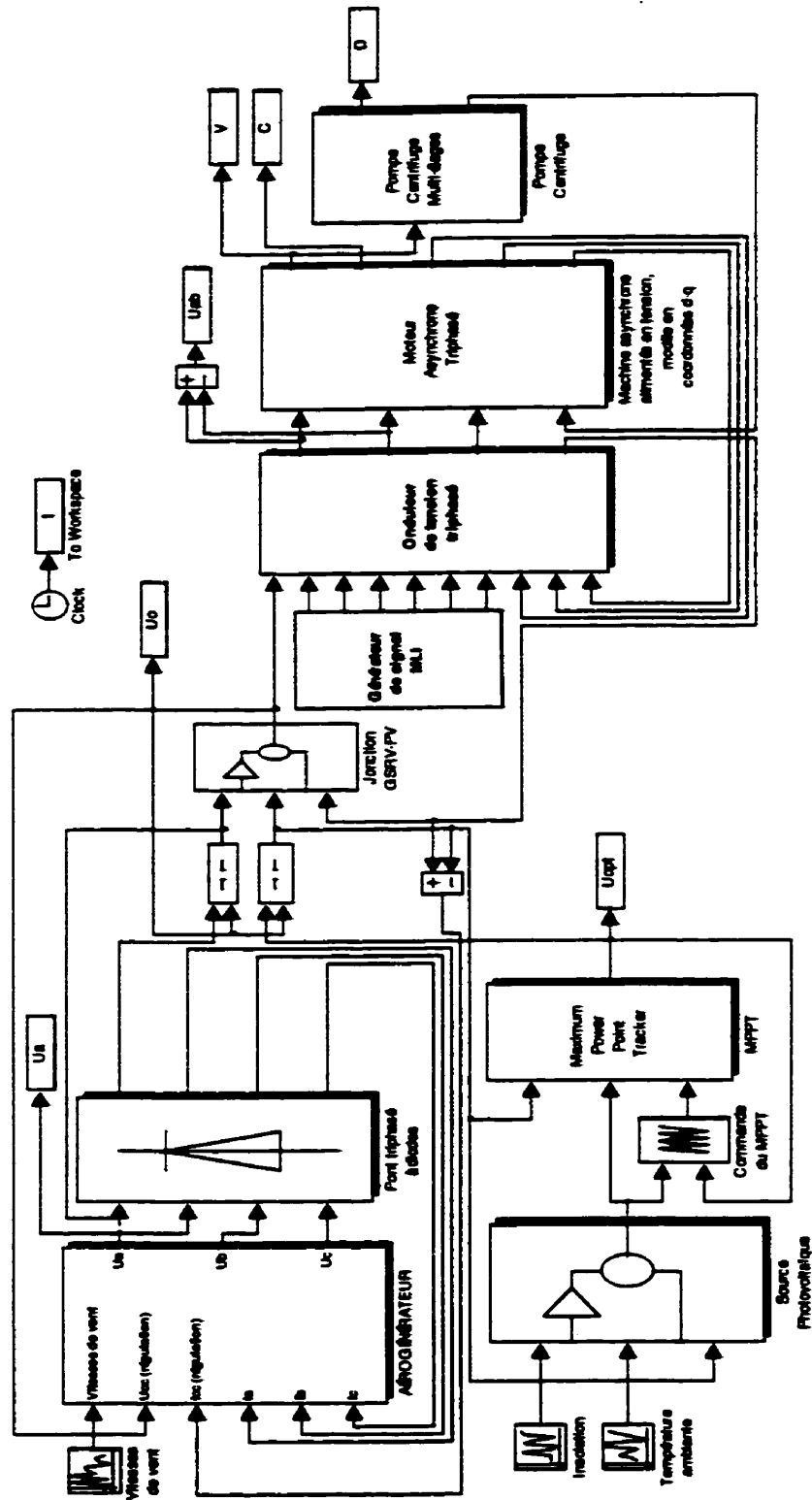


Figure 4.12 : Modèle du système global de pompage

CHAPITRE V

ANALYSE DES RÉSULTATS

5.1 Résultats de l'optimisation

5.1.1 Fonction objectif

L'énergie produite par le système hybride (si implanté à Sabon Kafi) coûterait 0.0058 \$/kWh (voir détail en annexe 9). Ce qui est très avantageux par rapport au coût actuel de l'énergie au Niger (85 Fcfa/kWh \approx 0.2 \$/kWh). Les figures 5.1 et 5.2 donnent le comportement énergétique annuel optimisé du système.

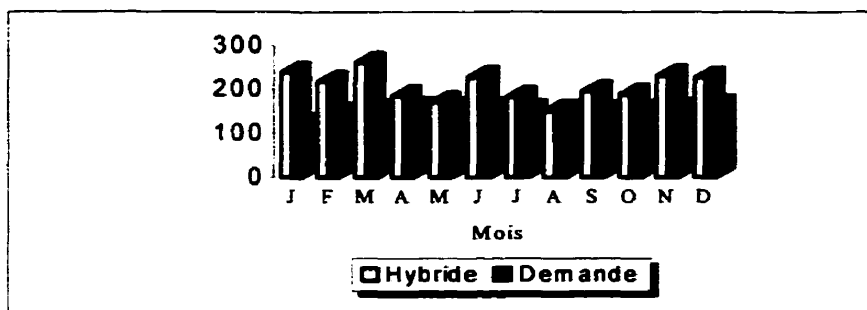


Figure 5.1 : Comportement énergétique du système: (demande versus hybride)

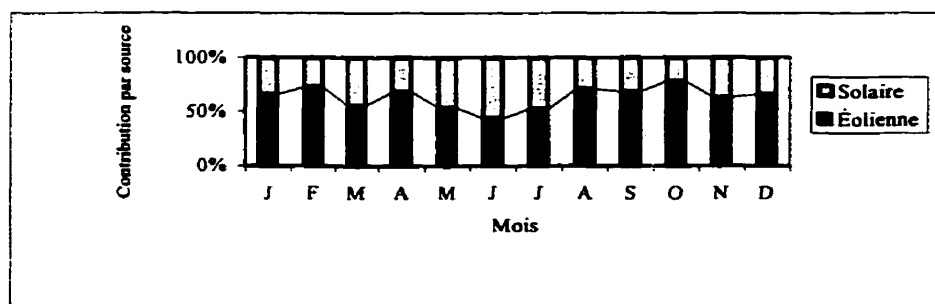


Figure 5.2 : Contribution énergétique par source

5.1.2 Valeurs optimales

Pour le site de Sabon Kafi, le tableau 5.1 donne les valeurs optimales des composantes solaire et éolienne nécessaires pour satisfaire la demande énergétique. Ces valeurs ont été obtenues avec l'outil d'analyse LINDO dont le fonctionnement est basé sur l'algorithme du Simplexe (Voir détail des résultats de l'optimisation en annexe 9).

Tableau 5.1 : Valeurs optimales des deux composantes

Surface optimale hélice éolienne exposée au vent	Surface optimale utile ¹⁸ panneaux solaires de captation
30 m ²	6.13 m ²

5.2 Bilan énergétique

L'optimisation a permis de déterminer les apports énergétiques de chacune des sources composant le système (figure 5.2):

. *Energie éolienne annuelle récupérable :*

$$EE = SE \times \sum_{i=1}^{m_s} EE_D(m_s) = 30 \times 51.8 = 1554 \text{ kWh}$$

. *Energie solaire annuelle récupérable:*

$$ES = SS \times \sum_{i=1}^{m_s} ES_D(m_s) = 6.13 \times 121.22 = 743 \text{ kWh}$$

. *Energie annuelle totale disponible :*

$$E_T = EE + ES = 1554 + 743 = 2297 \text{ kWh}$$

. *Apport énergétique solaire (appoint d'énergie) :*

18. Considérant un rendement de 100 %

$$\xi_S = \frac{ES}{E_T} = \frac{743}{2297} = 0.323 \approx 32\%$$

. **Diamètre des pâles d'hélice :**

$$SE = \pi \frac{D^2}{4} \Rightarrow D = \sqrt{\frac{4 \times SE}{\pi}} = 6.18 \text{ m}$$

. **Puissance éolienne installée :**

Dépendant des caractéristiques (puissance par unité de surface exposée) du modèle d'éolienne considéré, on détermine la puissance éolienne installée. Ainsi en considérant le modèle des éoliennes rapides tripâles basses puissance généralement utilisées dans les cas de faible puissance, pour une surface exposée au vent de 10 m^2 , l'éolienne fournit une puissance nominale de 10 kW . En utilisant ce type d'éolienne à Sabon Kafi, avec une surface exposée de 30 m^2 pour un même vent moyen nominal de 3 m/s , la puissance éolienne installée serait de :

$$P_E = 10 \times \frac{SE}{S} = 10 \times \frac{30}{10} = 30 \text{ kW}$$

. **Puissance solaire crête installée :**

En se référant aux caractéristiques du module solaire SM-144-36¹⁹ et en considérant un rendement de 14% pour les modules, il vient que la puissance crête solaire installée est :

$$SS = 6.13 \text{ m}^2 \Rightarrow S_{PV} = \frac{SS}{\eta_c} = \frac{6.13}{0.14} = 43.78 \text{ m}^2$$

$$S_{\text{mod}} = 1.5 \text{ m}^2 \Rightarrow n_{P_{PV}} = \frac{S_{PV}}{S_{\text{mod}}} = \frac{43.78}{1.5} \cong 30 \text{ modules SM-144-36}$$

Soit une puissance crête de :

$$\hat{P}_S = 130 \times n_{P_{PV}} = 130 \times 30 = 3.9 \text{ kW}$$

19. Voir les caractéristiques de ce module en annexe 10.

5.3 Analyse des coûts globaux

5.3.1 Méthode d'analyse

La méthode d'analyse suggérée dans le cadre de ce projet est celle du coût global sur le cycle de vie (Life Cycle Cost). Elle est résumée par l'organigramme suivant :

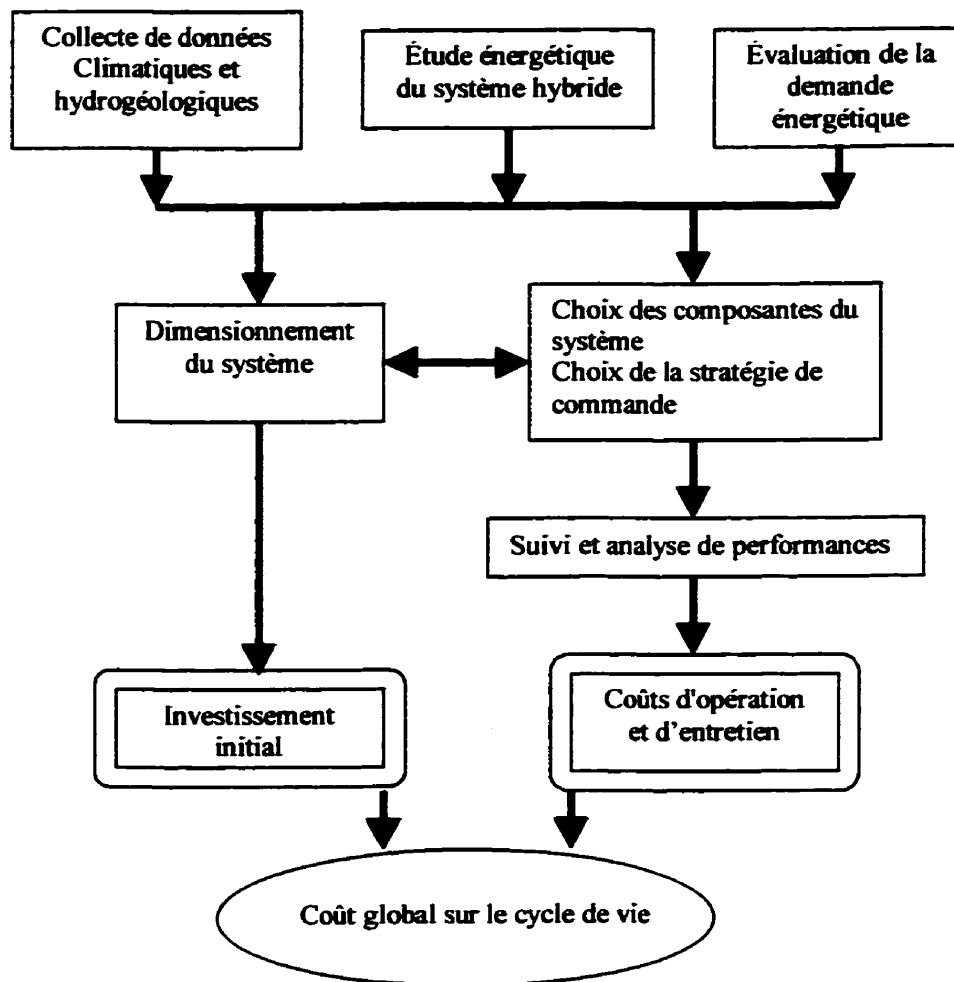


Figure 5.3 : Coût global sur le cycle de vie

5.3.2 Analyse économique des résultats d'optimisation pour Sabon Kafi

Comme le montre la figure 5.4, pour le cas de Sabon Kafi, le système hybride reste plus rentable tant que l'énergie éolienne reste moins chère que l'énergie solaire; c'est-à-dire un ratio de coût inférieur à 1. Mais à partir d'un ratio unitaire, il serait plus rentable d'utiliser uniquement l'énergie solaire comme énergie de pompage.

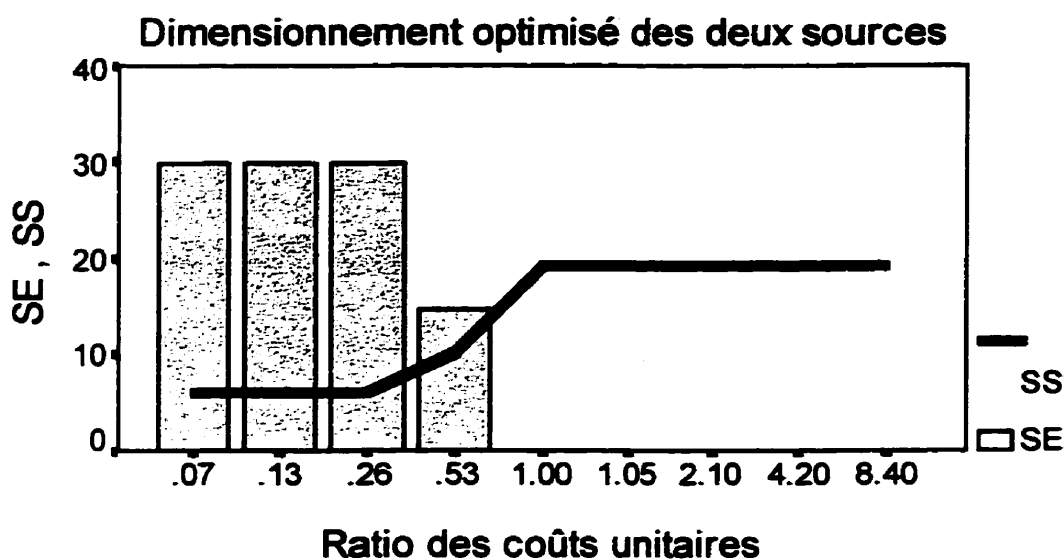


Figure 5.4 : Analyse économique du cas de Sabon Kafi

5.4 Résultats de la simulation

5.4.1 Facteurs déterminants de la simulation

La qualité de la simulation fait état de trois facteurs essentiels :

- la précision des résultats
- la qualité des graphiques obtenus à la sortie
- le temps de calcul

C'est pourquoi il est nécessaire avant la simulation d'en définir les différents paramètres qui permettront d'atteindre ces objectifs.

5.4.2 Modes de simulation

Dans le but de maximiser l'environnement d'opération conviviale de Simulink, on propose la simulation interactive (démarrage par start dans le menu simulation).

5.4.3 Algorithmes d'intégration

La librairie de Simulink contient plusieurs algorithmes d'intégration dont Linsim, Runge-Kutta (45 & 23), Gear, Adams et Euler. Le choix d'un algorithme donné dépend non seulement de la nature du système à simuler (linéaire ou non, rigide ou non, continu ou discontinu), mais aussi du caractère (lent ou rapide) des dynamiques qui composent le système.

En électronique de puissance, les systèmes à simuler sont toujours sujets à des commutations pendant un cycle de fonctionnement; c'est pourquoi on utilise le plus souvent des algorithmes prédicteur-correcteurs comme Adams et Gear, ou à pas variable comme Runge-Kutta. La raison principale pour laquelle le choix porte sur les algorithmes prédicteurs-correcteurs est le fait que non seulement leur précision n'est pas affectée par les pas d'intégration, mais aussi et surtout leur capacité à procéder par approximations successives pour générer la sortie [39]. Dans ce cas précis de simulation, nous utilisons l'algorithme ode23s (stiff/Mod.Rosembrock) dans Matlab 5 ou Gear dans Matlab 4.

5.4.4 Structure fonctionnelle du système de pompage

En autant qu'il existe une énergie solaire disponible, celle-ci est entièrement utilisée sous forme de source de courant en apport complémentaire à l'énergie éolienne du moment. Pour garantir un fonctionnement optimal du moteur, la valeur de la tension à l'étage continu de l'onduleur est maintenue constante (400 V) autant que faire se pourra par le générateur éolien en fonction de la vitesse de vent et de la demande

complémentaire d'énergie. Ainsi, lorsque la puissance éolienne disponible le permet, le générateur éolien assure le réglage de cette tension en complétant l'énergie solaire récupérée. Toutefois, lorsque la puissance éolienne disponible est faible par rapport à la demande, cette tension demeure en dessous du seuil de référence ($0 \leq U_{cc} < 400$). Le pompage est alors fait à débit réduit dépendant de la disponibilité énergétique. Cependant, avec la commande par MLI, il est jusqu'à un certain niveau possible de régler la vitesse du moteur de façon à en tirer le meilleur débit possible. Les caractéristiques électromécaniques du matériel choisi ainsi que les résultats de la simulation sont donnés en annexe.

5.5 Étude de sensibilité fonctionnelle

5.5.1 Défaillance de la composante photovoltaïque

Du point de vue énergétique, une défaillance de la source photovoltaïque (incluant le MPPT) induirait un manque à gagner énergétique annuel de 32 %. Ce qui se traduirait pour l'année avec une baisse considérable de la réserve d'eau pour les mois allant de mai à août. Cela se traduit en simulation numérique par la l'impossibilité du système à maintenir la tension de l'étage continu de l'onduleur à sa valeur de référence pour ces quatre mois.

5.5.2 Défaillance de la composante éolienne

Une défaillance de la composante éolienne (incluant le redresseur triphasé) se traduira par une absence totale de réserve d'eau à partir du troisième jour de panne; donc une situation critique pour laquelle le système ne pourra plus accomplir sa fonction de sécurisation de la population en terme d'alimentation en eau. Il est donc important qu'une telle situation ne puisse en aucun cas excéder la période présumée de réserve d'eau, soit trois jours.

5.6 Concept de fiabilité du système hybride proposé

La fiabilité²⁰ du système est la caractéristique mesurée par sa probabilité de fonctionnement sans défaillance dans des conditions déterminées et pour une période déterminée. Elle est l'un des principaux indices économique-techniques du système.

5.6.1 Taux de défaillance du système

Le taux de défaillance (λ_{def}) de chacun des composants du système est le nombre (N_{def}) attendu des défaillances du composant pendant un temps (t) déterminé. Il s'exprime par :

$$\lambda_{def} = \frac{N_{def}}{t} \quad (5.1)$$

L'inverse du taux de défaillance est appelé moyenne des temps de bon fonctionnement (MTBF)²¹ :

$$MTBF = \frac{1}{\lambda_{def}} \quad (5.2)$$

L'évolution du taux de défaillance dans le temps pour chacun des composants suit la courbe donnée par la figure 5.5.

Cette courbe comprend trois parties :

- la première correspond à la période des essais effectués sur les composants après leur sortie de l'usine
- à partir de l'instant où le composant commence à travailler, le risque de panne devient constant
- au bout d'un certain temps, le risque de panne recommence à croître du fait de la fatigue mécanique ou électrique du composant.

20. Définition conforme à la norme C.E.I (commission électrotechnique internationale)

21. Mean Time Between Failures

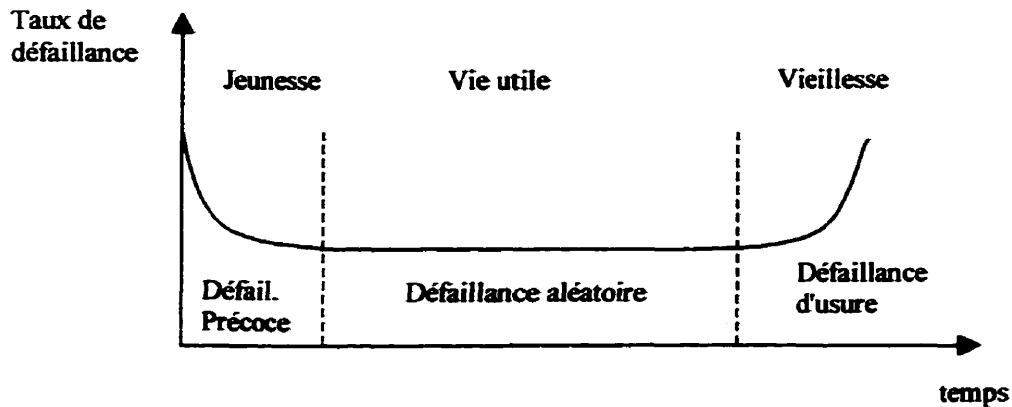


Figure 5.5 : Loi d'évolution du taux de défaillance

Ainsi, pour un taux instantané de défaillance aléatoire, la fiabilité (F_{ia}) du composant pourra être exprimée par :

$$F_{ia}(t) = e^{-\int_0^t \lambda_{ia}(t) dt} \quad (5.3)$$

Si le taux de défaillance est constant dans la période considérée, la fiabilité devient :

$$F_{ia}(t) = e^{-\lambda_{ia} t} \quad (5.4)$$

5.6.2 Probabilité de défaillance

La probabilité de défaillance (ou de panne; P_{def}) se définit comme le complément de la fiabilité. Elle exprime l'événement qui fait perdre au système partiellement ou totalement son aptitude à fonctionner (défaut mécanique ou électrique, écart de caractéristique de sortie au delà des marges tolérées, arrêt en vue d'une réparation éventuelle).

$$P_{def}(t) = 1 - F_{ia}(t) \quad (5.5)$$

5.6.3 Fiabilité de la chaîne du système hybride de pompage

Le système hybride de pompage est représenté par la chaîne suivante :

- (1) : Coffret de commande et câblerie
- (2) : Moteur éolien
- (3) : Générateur synchrone
- (4) : Redresseur
- (5) : Onduleur triphasé
- (6) : Moteur Asynchrone
- (7) : Pompe centrifuge
- (8) : Panneaux solaires
- (9) : Maximum Power Point Traker

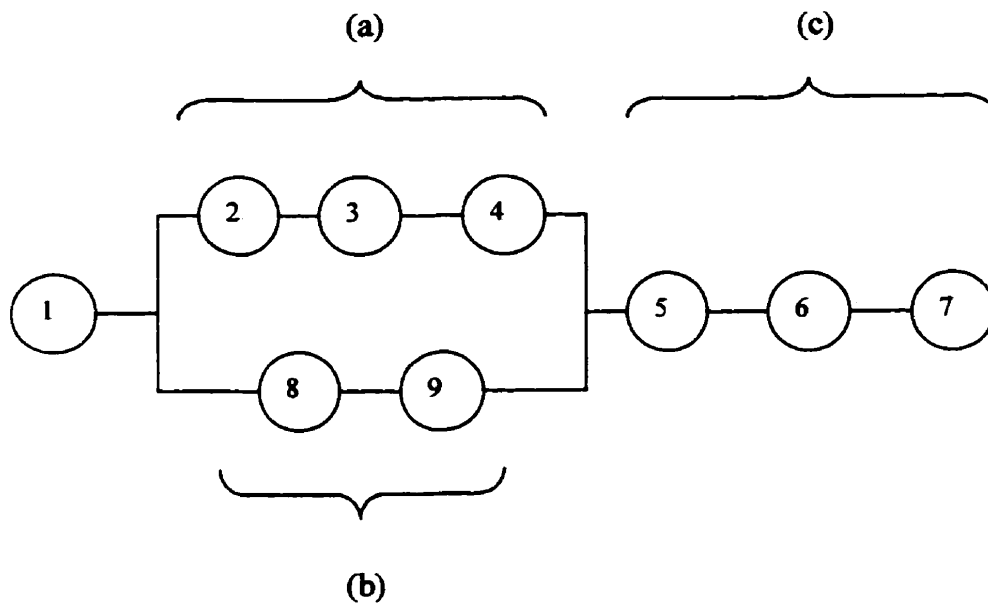


Figure 5.6 : Chaîne du système hybride de pompage

Calcul de la fiabilité du système $F_{ia}(s)$ (tableau 5.2):

$$F_{ia}(b) = F_{ia}(8) \times F_{ia}(9) \quad (5.6)$$

$$F_{ia}(a) = F_{ia}(2) \times F_{ia}(3) \times F_{ia}(4) \quad (5.7)$$

$$F_{ia}(c) = F_{ia}(5) \times F_{ia}(6) \times F_{ia}(7) \quad (5.8)$$

$$F_{ia}(s) = F_{ia}(1) \times [1 - ((1 - F_{ia}(a))(1 - F_{ia}(b)))] \times F_{ia}(c) \quad (5.9)$$

Tableau 5.2 : Données de calcul de la fiabilité du système

Composante	MTBF	Fiabilité	Référence
Générateur Synchron	1294848	0.99999923	[70]
Moteur éolien	1682376	0.99995542	[70]
Redresseur	1960032	0.99999184	[70]
Onduleur	1817016	0.9999994	[70]
Moteur Asynchrone	3165792	0.99999968	[70]
Pompe Centrifuge	2076992	0.99999727	[70]
Panneaux Photovoltaïques	30303	0.90813694	[42]
Maximum Power Point Tracker	17513	0.84642534	[42]
Cablerie et Commande	100000	0.9712222	[42]
Sous-système (a)		0.99994649	
Sous-système (b)		0.76867012	
Sous-système (c)		0.99999635	
Système hybride global		0.97120664	

La fiabilité du système de pompage proposé est de 97.12 % , ce qui est largement au dessus du seuil technique admissible. Ce résultat traduit outre mesure l'élimination du multiplicateur au niveau de l'aérogénérateur. En effet, le multiplicateur est généralement responsable de la plupart des défaillances des aérogénérateurs. Aussi, l'utilisation accrue de matériel électronique rend le système plus fiable.

5.7 Impacts environnemental et socio-économique

5.7.1 Impact environnemental du projet

L'étude d'impact des deux sources d'énergie renouvelables utilisées dans ce projet devrait inclure les concepts de pollution atmosphérique, de production de CO₂, d'épuisement de ressources naturelles, d'esthétique,...etc. Mais, ces deux sources

d'énergie révèlent toutes deux un caractère non polluant, et sont entièrement renouvelables. Cependant, trois impacts non négligeables sont à souligner. Il s'agit de l'occupation des sols, le bruit et les interférences, notamment pour les zones portuaires, les réseaux de télécommunication et les zones d'importance pour la conservation des oiseaux.

5.7.2 Impact socio-économique du projet

L'objectif global de ce projet pour les communautés isolées du Sahel est la satisfaction des besoins en eau de tous les secteurs; ce qui se traduira par l'atteinte des objectifs sectoriels suivants :

. En matière de production agricole :

- assurer la sécurité alimentaire dans le village
- impulser une dynamique à l'ensemble de l'économie du village

. En matière d'hydraulique :

- fournir de l'eau potable aux populations et au cheptel
- préserver les acquis en matière d'hydraulique

. En matière de production animale :

- intensifier la production animale
- aider à la mobilisation du cheptel

. En matière de qualité de vie :

- lutte contre les maladies d'origine hydrique
- inciter la population à la participation et à la responsabilisation dans son propre développement
- encourager l'intégration de la femme rurale dans les activités économiques (commerce de produits maraîchers)

5.8 Analyse économique du projet

• Hypothèses :

1-Le système sera installé sur un forage déjà existant (forage routier N° 725805), ce qui exclut tous travaux de foration ou de génie civil s'y affairant.

2-Les cultures maraîchères sont à cycles végétatifs courts, ce qui permet deux campagnes de cultures par an.

3-Les coûts des équipements sont fonction des proformas émises par ENTRELEC (une entreprise privée Nigérienne spécialisée en Installations électriques).

• Méthode d'analyse

La méthode d'analyse [27,28] utilisée pour l'évaluation de la rentabilité de ce projet est celle de la **Valeur actuelle nette** (V_{an}). Du fait que la V_{an} considère la valeur de l'argent dans le temps, cette méthode permet d'actualiser l'analyse économique du projet. Aussi, dans le but de connaître la durée requise pour que les revenus du projet soient équivalents aux montants qui y ont été investis (mesure du risque), on calcule le **Délai de recouvrement** (D_r) du projet. Contrairement à la V_{an} , le D_r n'actualise pas les flux monétaires. Les taux utilisés dans l'analyse sont ceux du Niger donnés au tableau 3.7.

5.8.1 Valeur actuelle nette du projet

5.8.1.1 Débours d'investissement (D_{iv})

Ce sont tous les montants requis initialement pour réaliser le projet. Leur répartition sur la durée du projet est donnée en annexe 12. Ils comprennent :

- les coûts d'investissement des panneaux solaires ($C_{11} = 7,884,000$ Fcfa)
- les coûts d'investissement de l'aérogénérateur ($C_{12} = 4,000,000$ Fcfa)
- les coûts d'investissement du groupe motopompe ($C_{13} = 1,600,807$ Fcfa)
- les coûts d'investissement du système de commande ($C_{14} = 926,000$ Fcfa)
- les coûts d'investissement des convertisseurs statiques ($C_{15} = 2,800,000$ Fcfa)

- les coûts d'investissement du réservoir d'eau ($C_{16} = 6,000,000$ Fcfa)
- les coûts d'investissement de la tuyauterie hydraulique ($C_{17} = 478,000$ Fcfa)
- les coûts d'investissement de l'aménagement hydro-agricole ($C_{18} = 1,324,315$ Fcfa)
- les coûts d'investissement du matériel agricole ($C_{19} = 97,800$ Fcfa)

$$D_{iv} = \sum_{j=1}^9 C_{1j} = 25,110,922 \text{ Fcfa}$$

5.8.1.2 Recettes (R_e)

5.8.1.2.1 Recettes en cours de projet (R_{ecp})

Elles se composent des bénéfices d'exploitation annuels et des économies d'impôts dues à l'amortissement.

5.8.1.2.2 Bénéfices d'exploitation annuels (B_{exa})

Il s'agit d'une part des bénéfices retirés de la vente de l'eau chaque année pour l'alimentation en eau des populations et du bétail; et d'autre part, des bénéfices issus des deux campagnes de cultures maraîchères (oignon et tomate).

5.8.1.2.2.1 Revenus annuels de vente d'eau (R_{eve})

Tableau 5.3 : Revenus annuels de vente d'eau

Hydraulique	Nombre	Besoin en eau annuel	Prix au m ³	Revenus annuels
Villageoise	4792 hbts	69004.8 m ³	125 Fcfa	8,625,600 Fcfa
Pastorale	183 UBT	2635.6 m ³	125 Fcfa	329,400 Fcfa
Total	-----	-----	-----	8,955,000 Fcfa

5.8.1.2.2 Revenus annuels des cultures maraîchères (R_{ann})

Tableau 5.4 : revenus annuels des cultures maraîchères

Culture	Aire (ha)	Rendement	Récolte T/an	Perte	Récolte nette	Prix au kg	Revenus annuels
Oignon	2	25 t/ha	50	10 %	45 t/an	75 F cfa	3,375,000 Fcfa
Tomate	2	30 t/ha	60	20 %	48 t/an	180 Fcfa	8,640,000 Fcfa
Total	----	----	----	----	----	----	12,015,000 Fcfa

5.8.1.2.3 Charges récurrentes totales (Ch_r)

Tableau 5.5 : Charges récurrentes annuelles

Charges	Coût annuel
Achat des semences d'oignon et de tomate	45,000 Fcfa
Achat des produits phytosanitaires et engrais	900,000 Fcfa
Matériel d'arrosage des semis	3,000 Fcfa
Entretien du réseau d'irrigation	26,500 Fcfa
Salaire annuel de huit maraîchers permanents	2,880,000 Fcfa
Salaire annuel de l'agent de surveillance des installations	360,000 Fcfa
Coût annuel d'opération et de maintenance des équipements	585,773 Fcfa
Charges d'intérêt	3,818,178 Fcfa
Charges d'amortissement	1,129,445 Fcfa
Totale des charges	9,747,896 Fcfa

5.8.1.2.4 Bénéfice d'exploitation annuel (B_{ann})

$$B_{\text{ca}} = R_{\text{ave}} + R_{\text{ecm}} - Ch_r = 11,222,104 \text{ Fcfa}$$

5.8.1.2.5 Bénéfice d'exploitation annuel actualisé (B_{caaa})

C'est la valeur actualisée²² du bénéfice annuel d'exploitation après impôt

$$B_{\text{caaa}} = B_{\text{ca}} \times (1 - T_I) \times F_{a_{r_4}}(T_{rm}, n) = B_{\text{ca}} \times (1 - 0.45) \times 5.9288 = 36,593,485.61 \text{ Fcfa}$$

5.8.1.2.3 Valeur actualisée des débours d'investissement (V_{aDiv})

A partir de la dixième année, on envisage changer la pompe et les convertisseurs. Il y a donc lieu d'actualiser cet investissement (T_{rm} est pris égal au taux I_t (Tableau 3.7)).

$$\begin{aligned} V_{\text{aDiv}} &= D_{iv} + (C_{13} + C_{15}) \times F_{a_{r_2}}((T_{rm} + F), 10) = D_{iv} + (C_{13} + C_{15}) \times F_{a_{r_2}}((16.38\% + 3\%), 10) \\ &= 25,110,922 + (1,600,807 + 2,800,000) \times 0.1756 = 25,883,703.71 \text{ Fcfa} \end{aligned}$$

5.8.1.2.4 Valeur résiduelle des débours d'investissements (V_{riv})

Tableau 5.6 : Valeurs résiduelles des composantes du système

Équipement	Valeur résiduelle
Panneaux photovoltaïques	788,400 Fcfa
Aérogénérateur	400,000 Fcfa
Groupe moteur-pompe immergé	160,080 Fcfa
Convertisseurs statiques	280,000 Fcfa
Système de commande	92,600 Fcfa
Réservoir d'eau	600,000 Fcfa
Aménagement hydro-agricole	132,431 Fcfa
Valeur résiduelle totale des débours d'investissement (V_{riv})	2,453,511 Fcfa

22. Les facteur $F_{a_{Tj}}(T_{rm}, n)$ ont été déterminés à partir des tables j de capitalisation discrète dans [27].

5.8.1.2.5 Économie d'impôt dues à l'amortissement

La méthode d'amortissement retenue pour ce projet est celle de l'amortissement dégressif à taux constant.

$$E_i = \left\{ V_{aDiv} \times \left(\frac{T_i \times d_{gr}}{T_{rm} + d_{gr}} \right) \times \left(\frac{2 + T_{rm}}{2(1 + T_{rm})} \right) \right\} - F_a \times \left(V_{rDiv} \times \frac{T_i \times d_{gr}}{T_{rm} + d_{gr}} \right)$$

$$= 3,671,494 - (0.0514 \times 4,983,694.2) = 3,415,332.2 \text{ Fcfa}$$

Où :

d_{gr} est le taux d'amortissement dégressif (Catégorie 8 page 182 dans [27], $d_{gr} = 20\%$)

T_{rm} est le taux de rendement minimal

T_i est le taux d'impôt

F_a est le facteur d'actualisation

5.8.1.3 Recettes en fin de projet (R_{efp})

C'est la valeur actualisée de la valeur résiduelle totale des débours d'investissements. Il y a lieu à ce niveau de tenir compte des valeurs résiduelles des composants changés à partir de la dixième année (pompe, convertisseurs).

$$R_{efp} = V_{rDiv} \times F_{a_{rz}} (16.38\%, 20) + (V_{r_{mv}} + V_{r_{ca}}) \times F_{a_{rz}} (16.38\%, 10)$$

$$= 2,453,511 \times 0.0514 + (160,080 + 280,000) \times 0.2267 = 225,876.6 \text{ Fcfa}$$

Total des recettes :

$$R_c = B_{oexa} + E_i + R_{efp} = 36,593,485.66 + 3,415,332.2 + 225,876.6 = 40,234,694.46 \text{ Fcfa}$$

5.8.14 Valeur actuelle nette après impôt

$$V_{an} = R_e - V_{a_{Dv}} = 40,234,694.46 - 25,883,703.71 = 14,350,990.75 \text{ Fcfa} \quad (\approx 37,766 \text{ \$CAN})$$

On trouve une Valeur actuelle nette positive. Ce résultat permet de calculer l'indice de rentabilité du projet.

6.8.1.5 Indice de rentabilité

$$I_r = \frac{R_e}{V_{a_{Dv}}} = \frac{40,234,694.46}{25,883,703.71} = 1.55$$

5.8.2 Délai de recouvrement

5.8.2.1 Débours d'investissement initiaux

$$D_{iv} = \sum_{j=1}^9 C_{1,j} = 25,110,922 \text{ Fcfa}$$

5.8.2.2 Recettes annuelles nettes (R_{ean})

Les recettes annuelles nettes sont les recettes annuelles (R_{ea}) moins les débours annuels (D_a).

5.8.2.2.1 Recettes annuelles

$$R_{ea} = R_{eave} + R_{eacm} = 20,970,000 \text{ Fcfa}$$

5.8.2.2.2 Les débours annuels

Tableau 5.7 : Débours annuels

charge	débours annuel
Achat des semences d'oignon et de tomate	45,000 Fcfa
Achat des produits phytosanitaires et engrais	900,000 Fcfa
Matériel d'arrosage des semis	3,000 Fcfa
Entretien du réseau d'irrigation	26,500 Fcfa
Salaire annuel de huit maraîchers permanents	2,880,000 Fcfa
Salaire annuel de l'agent de surveillance des installations	360,000 Fcfa
Coût annuel d'opération et de maintenance des équipements	585,773 Fcfa
Charges d'intérêt	3,818,178 Fcfa
Total des débours annuels (D_a)	8,618,451 Fcfa

5.8.2.2.3 Recettes annuelles nettes

$$R_{can} = R_{ca} - D_a = 20,970,000 - 8,618,451 = 12,351,549 \text{ Fcfa}$$

5.8.2.2 Délai de recouvrement

$$D_r = \frac{D_{iv}}{R_{can}} = \frac{25,110,922}{12,351,549} = 2.03 \text{ années} \approx 2 \text{ ans et 11 jours}$$

CONCLUSION

Sans nul doute, nous vivons présentement la fin d'une période de consommation énergétique effrénée. Le stockage maîtrisé des énergies renouvelables marquera, dans l'histoire technologique, une étape peut-être aussi importante que celle où apparurent la culture et l'élevage remplaçant la cueillette des végétaux et la chasse. Cependant, le développement de leur exploitation dépendra non pas de difficultés technologiques pratiquement surmontées, mais de données économiques et politiques favorisant ou non les diverses formes d'énergies exploitables.

De la problématique énergétique posée en début de projet :

Comme stipulé en introduction, le présent travail a fait état des objectifs suivants:

- (a) Montrer la notion de complémentarité des sources d'énergie solaire et éolienne.
- (b) Montrer la possibilité d'adaptation de la demande à l'énergie disponible par l'utilisation d'un système hybride; à cet effet, une méthodologie d'analyse basée sur la prise en compte de l'interaction entre les variations saisonnières inverses des deux sources d'énergie et une demande énergétique a été développée.
- (c) Étayer le postulat de la rentabilité économique de la combinaison hybride par rapport à l'utilisation indépendante de chacune des deux sources; à partir des coûts unitaires respectifs des deux sources d'énergie, l'analyse comparative des coûts globaux (coûts sur le cycle de vie) du système hybride versus chacune des sources considérée seule, a permis de montrer que le système hybride proposé est plus économique que les solutions " tout solaire " ou " tout éolien ".
- (d) Modéliser et simuler numériquement le système complet de pompage à l'aide du logiciel MatlabTM/SimulinkTM et de l'application Enelmach; les résultats de cette modélisation ont été présentés.

Des perfectionnements techniques au niveau de ces sources d'énergie :

Du point de vue technique, des progrès essentiels ont été réalisés à plusieurs niveaux:

- (a) Les générateurs électriques à aimants permanents à haut rendement permettent de récupérer une énergie accrue pour de faibles vitesses de vent.
- (b) L'électronique assure un réglage plus souple des transferts d'énergie :
 - la variation de vitesse offre une souplesse d'opération résultant de la variation de l'énergie éolienne disponible afin de mieux réduire le stress des composants électromécaniques du système;
 - la commande par modulation de largeur d'impulsion permet de suppléer la puissance réactive nécessaire au moteur d'entraînement de la pompe.

De la commune mesure qui régit les diverses formes d'énergie :

Les problèmes relatifs aux énergies de substitution ne sont jusque là pas clairs dans la plupart des esprits parce qu'ils sont troublés à la fois par la multiplicité des points de vue politiques possibles et par des erreurs d'ordre scientifique sur les phénomènes physiques en cause, notamment sur les communes mesures entre les différentes formes d'énergie.

Toutes les sources tendent à coûter le même prix pour la bonne raison que, si une source est chère, on s'attache à réduire son coût et que, si elle est trop bon marché, ceux qui en profitent en augmentent le prix impunément.

Lucien Romani.

Aujourd'hui, il est nécessaire que la question de l'énergie se pose en de termes nouveaux. En lieu et place des communes mesures pour toutes les formes d'énergie, on propose qu'il s'agisse désormais de se demander, compte tenu des circonstances, quelle forme d'énergie conviendrait à qui et en vue de quelles fins. En d'autres termes, il s'agira

essentiellement de développer un nouvel esprit, une nouvelle attitude qui seraient fondés sur la détermination, au cas par cas, de la ressource énergétique appropriée.

De la question de rentabilité des sources de substitution :

En ce qui est de l'épineuse question de la rentabilité des sources d'énergie solaire et éolienne, une question se pose : les conceptions économiques classiques doivent elles être appliquées sans modification aux systèmes utilisant les énergies renouvelables ?

Il est à penser que non car des facteurs plus ouverts que ceux strictement économiques doivent être considérés par les économistes. En effet, les calculs économiques jusque là effectués ne tiennent pas compte de facteurs tels que :

- . la modularité de ces deux sources
- . le coût global sur le cycle de vie
- . la durée de vie des installations
- . la sécurité d'opération
- . la gratuité de ces sources et leur sécurité d'approvisionnement
- . la considération des générations futures
- . la dispersion de ces sources
- . la pollution
- . la dépendance vis à vis de l'étranger
- . la sortie permanente de devises

De l'analyse économique du projet :

La valeur positive de la valeur actuelle nette du projet indique que le dit projet est rentable. Cependant, pour ce qui est de l'indice de rentabilité du projet, il serait moindre si l'on prenait en compte l'investissement sur la foration et le tubage du forage (hypothèse 2 de l'analyse économique : le forage existe déjà). La prise en compte de cet investissement aurait aussi pour impact de prolonger le délai de recouvrement des

investissements du projet.

Recommandations du projet :

1 - Du fait que l'énergie éolienne constitue la source d'énergie principale dans le système hybride proposé et que son potentiel est proportionnel au cube de la vitesse de vent, il est important qu'une attention particulière soit accordée à la mesure du vent afin de limiter au mieux les erreurs d'évaluation. On propose pour ce faire le canevas de collecte de données suivant :

- a) Etudier le climat, les variations saisonnières, les mouvements globaux des masses d'air et les cartes topographiques de la région concernée.
- b) Se déplacer sur le terrain pour d'une part étudier la morphologie du paysage influençant les courants éoliens telles que les collines, plaines, vallées, crêtes, ainsi que les indicateurs biologiques de la vitesse des vents tels que les arbres penchés, et, d'autre part, pour prendre contact avec la population locale.
- c) Visiter les stations météorologiques existantes en accordant de l'attention à l'exposition de l'anémomètre, l'état du matériel de mesure et les méthodes de collecte utilisées.
- d) Analyser et interpréter les données pour obtenir des informations suffisantes pour permettre de prendre une décision.

2 - Au niveau de la modélisation du système global de pompage, l'aspect stabilité en temps réel du système c'est-à-dire la gestion du compromis entre l'offre et la demande énergétique en temps réel n'a pas été considéré. En pratique, cet aspect du système aurait été géré par programmation de l'élément de pilotage de l'ensemble du système de pompage (microcontrôleur par exemple). En effet, on ne dispose jusque là pas de ce genre d'élément dans la librairie de Enelmach et la contrainte < temps > à laquelle nous étions soumis ne nous a pas permis de nous pencher sur la question. Il serait donc intéressant que cet aspect du système ainsi modélisé fasse l'objet d'une étude ultérieure.

Nécessité pour les pays du Sahel de développer des politiques énergétiques basées sur les énergies solaire et éolienne :

Aujourd'hui, il n'existe pas de pays disposant de ressources encore mobilisables qui ne se préoccupe de développer son cadre énergétique dès lors que tout développement est étroitement lié à l'indépendance énergétique. C'est dire que le défi de l'autosuffisance énergétique est un enjeu de taille surtout pour le monde rural qui vit essentiellement de l'agriculture et de l'élevage. Or, en milieu rural, l'artisanat manque le plus souvent de l'énergie nécessaire au développement des entreprises; ceci a une repercussion directe sur la création d'emploi, justifiant ainsi l'immigration rurale et les déséquilibres sociaux. Pour contribuer à la solution aux problèmes d'énergie, il est intéressant de développer des sources décentralisées de ces énergies. Dans la recherche de telles solutions, le système hybride développé ici pourra constituer un moyen très économique pour l'énergie de pompage. Toutefois, cette stratégie de développement énergétique ne sera une réussite qu'à travers une action soutenue d'information et de formation des acteurs locaux dans le domaine de la production et de l'utilisation de ces énergies; à la fois au niveau des décideurs de politiques énergétiques nationales et au niveau des techniciens et acteurs commerciaux. Ainsi, les responsables du secteur énergie, en développant une politique musclée appuyant les concepteurs, joueraient le rôle de précurseurs lucides. De ce fait, non seulement ils répondraient aux besoins immédiats de leurs populations rurales, mais aussi et surtout les générations futures pourraient tirer aux siècles prochains les bénéfices de leur clairvoyance.

Il ne s'agit plus tellement de savoir si l'on pourra se passer de pétrole ou si l'électricité est plus ou moins avantageuse que telle autre ressource; il s'agit essentiellement de développer, à l'échelle de la planète, un nouvel esprit, une nouvelle attitude qui seraient fondés, tant sur les plans national qu'international, sur une politique de diversification des sources d'énergie.

John Foster.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] ADDISON, Herbert (1948). Centrifugal and Other Rotodynamic Pumps. Chapman & Hall Ltd., London.
- [2] A.F.E.D.E.S (1977). Les effets photovoltaïques - Leurs applications en milieu spatial et au sol. Cahiers N° 2, (Energies nouvelles). EETI, Paris.
- [3] AILLERET, P. (1963). Énergétique. Les Besoins d'Énergie. Eyrolles, Paris.
- [4] ANGRIST, Stanley W. (1977). Direct Energy Conversion. Allyn and Bacon, Inc, Boston.
- [5] Association Générale des Hygiénistes et Techniciens Municipaux (1986). Les stations de pompage d'eau. Tec & Doc Lavoisier, Paris.
- [6] BA-RAZZOUK, A., DEBEBE, K., RAJAGOPALAN, V. (1992 DÉC.). Conception assistée par ordinateur des systèmes d'entraînement des machines électriques, à l'aide du logiciel SIMULINK. Rapport de recherche. Université du Québec à Trois Rivières.
- [7] BARRET, Phillippe (1982). Régimes transitoires des machines tournantes électriques. Editions Eyrolles, Paris.
- [8] BASHAHU, M., HABYARIMANA, A. (1995). Review and Test of Methods for Determination of the Solar Cell Seies Resistance, Renewable Energy, Vol. 6, N° 2, pp. 129-138.

- [9] BEN AMOR, Lotfi (1996). Commande non linéaire d'un moteur à réluctance variable. Thèse de Doctorat, École Polytechnique de Montréal.
- [10] BENHADDADI, M. (1998). Entraînements électriques à vitesse variable. Notes de cours. École Polytechnique de Montréal.
- [11] BERNIER, J. (1989 JAN.). Sécheresse ou sous-développement au Sahel ?. Série conférence, No.9, Centre Sahel, Université Laval, Québec.
- [12] BONAL, Jean (1997). Entraînements électriques à vitesse variable. Tec & Doc Lavoisier, Paris.
- [13] BONGRAIN, H., DESCHAMPS, L. et LAUVRAY, H. (1998 MAI). Nouveau concept de générateur solaire à haut rendement à transposition de spectres. REE, No.5.
- [14] BONNFILLE, Robert et ROBERT, Jack (1971). Principes généraux des convertisseurs directs d'énergie. Dunod, Paris.
- [15] BRICHANT, F. (1977). Électronique de puissance: Thyristors et Diodes-Convertisseurs-Redresseurs-Gradateurs-Onduleurs-Hacheurs...etc. Éditions techniques et scientifiques Françaises, Paris.
- [16] BRIGGS, S. J., BARTOS, M. J., ARNO, R. G. (1998 NOV.-DÉC.). Reliability and Availability Assesment of Electrical and Mechanical Systems, IEEE Transactions on Indusy Applications, Vol. 34, N° 6, pp. 1387-1396.

- [17] BUEHRING, I. K. et FRERIS, L. L. (1980 AUG.). Some Aspects of Small Aerogenerator Design and Testing. Third International Symposium on WIND ENERGY SYSTEMS, Paper F3, August 26-29, Denmark.
- [18] CHEDID, R. et SALIBA, Y. (1996). Optimization of Autonomous Solar-Wind Power Systems for Lebanon. Solar Energy, pp. 511-517.
- [19] CHIHIRO, Watanabe (1995). Identification of the Role of Renewable Energy. Renewable Energy, Vol. 6, No 3, pp. 237-274.
- [20] CLAUDE, Parisel (1994 MAI). Les données météorologiques de Montréal et leur analyse. Notes de cours. Ecole d'architecture, Faculté de l'aménagement, Université de Montréal.
- [21] COQUERY, G. (1998 OCT.). Les modules IGBT de forte puissance - Leur essor dans les applications de traction ferroviaire, REE, ISSN 1265-6534, No.9, p. 48.
- [22] CULP, Archie W. (1979). Principles Of Energy Conversion. McGraw-Hill, Inc., New York.
- [23] CUNTY, Guy (1979). Éoliennes et Aérogénérateurs. Edisud, Aix-en-Provence.
- [24] DAL ZOTO, P., LARRE, J.-M., MERLET, A. et PICAU, L. (1996). Mémotech Génie Énergétique. Éditions Casteilla, Paris.
- [25] DAVID, A., BUCHHEIT, N. et JAKOBSEN, H. (1996). Wind Generator With Electronique Variable-speed Drives. EDF (Direction des études et recherche), Clamart.

- [26] DEBRY, J. (1980). Énergie éolienne. Édition SCM, Paris.
- [27] DEROME, R. (1993). Économique de l'ingénieur. Éditions de l'École Polytechnique de Montréal, Montréal.
- [28] DEROME, R. et LEFEBVRE, L. (1989). Éléments d'analyse financière. 4^{ème} édition, Centre éducatif et culturel inc., Montréal.
- [29] DOUMBIA, M.L., ROY, G., RAJAGOPALAN, V. et MISSURENKO, V. (1998). Étude comparative de modèles multi-masses d'entraînements électriques à moteur asynchrone, Can. J. Elect. & Comp. Eng., Vol. 23, No.3.
- [30] DUPONT, Luc (1996). L'hydro-électricité aussi polluante que le charbon ?. Journal LA PRESSE du dimanche 1^{er} septembre, Montréal.
- [31] EDRIS, A.-A. (1980). Dynamic characteristics of wind driven induction generator equipped with thyristor controlled inductances on the stator side, Third International Symposium on WIND ENERGY SYSTEMS, Paper F2. August 26-29, Denmark.
- [32] ENERGIE ET RESSOURCES QUEBEC (1980). Les éoliennes, vue d'ensemble de leur utilisation .
- [33] FORCES (1989). Revue trimestrielle No.86.
- [34] FORTUNATO, B., MUMMOLO, G. et CAVALLERA, G. (1997). Economic Optimisation of a Wind Power Plant for Isolated Locations. Solar Energy, Vol. 60, N° 6, pp. 347-358.

- [35] FRANCOEUR, L. G. (1998). L'heure des énergies renouvelables est sur le point de sonner. Journal LE DEVOIR de samedi et dimanche 3 mai, Montréal.
- [36] GAGNÉ, S. (1998). L'énergie solaire s'applique partout. Journal LE DEVOIR de samedi et dimanche 3 mai, Montréal.
- [37] GAGNON, J.-P. (1988 JUIN). Le Niger. Série Dossiers, N°1, Centre Sahel, Université Laval, Québec.
- [38] GANOU, Gnimby (1991). Conception et simulation d'un système de pompage photovoltaïque. Mémoire de Maîtrise, Ecole Polytechnique de Montréal.
- [39] GHEORGHE, Marian (1995). Application simulink pour l'étude par simulation des systèmes d'entraînement de machines électriques, Mémoire de Maîtrise, Ecole Polytechnique de Montréal.
- [40] GIPE, Paul (1995). Wind Energy Comes of Age. John Wiley & Sons, Inc., New York.
- [41] GOLDING, Edward William (1976). The Generation of Electricity by Wind Power. John Wiley & Sons, Inc., New York.
- [42] GOMELLA, C. et GUERREE, H. (1985). Guide de l'alimentation en eau dans les agglomérations urbaines et rurales. Tome 1, La distribution, Eyrolles, Paris.
- [43] HAOUARA, A. Tounzi et PIRIOU, F.(1998 JUIL.). Production d'énergie décentralisée par un système machine à réluctance variable-convertisseurs statiques, REE, ISSN 1265-6534, No.7, p. 49.

- [44] HENNEBERGER, S., VAN HAUTE, S., HAMEYER, K. et BELMANS, R. (1997). Submersible Installed Permanent Magnet Synchronous Motor for a Photovoltaic Pump System. IEEE proceedings, WB-10.1-WB-10.3.
- [45] HILMER, F., RATKA, A., VAJEN, K., ACKERMANN, H., FUSH, W. et MELSHEIMER, O. (1997). Investigation of a Directly Coupled Photovoltaic Pumping System Connected to a Large Absorbed Field. Solar Energy, Vol. 61, N° 2, pp. 65-76.
- [46] HLADIK, Jean (1984). Énergétique éolienne. Masson, Paris.
- [47] HSIAO, Y. Roger et BLEVINS, A. Bruce (1984). Direct Coupling of Photovoltaic Power Source to Water Pumping System. Solar Energy, Vol. 32, No.4, pp 489-498.
- [48] HUA, C., LIN, J. et SHEN, C. (1998 FEB). Implementation of a DSP-Controlled Photovoltaic System with Peak Power Traking. IEEE Transaction on Industrial Electronics, Vol. 45, N° 1.
- [49] I.E.P.F, A.D.E.M.E, C.R.E.S (1991 NOV.). Mise en valeur des ressources énergétiques en Afrique : l'énergie solaire. Actes de l'atelier de Bamako. Education et Formation, F-92-01.
- [50] JOOP, Van Meel et SMULDERS, Paul (1994). Le pompage éolien. Bulletin FAO d'irrigation et de drainage, No.50, Rome.
- [51] JUSTER, F. (1980). Les cellules solaires. 2nde édition, Editions Techniques et Scientifiques Françaises, Paris.

- [52] KARASSIK, J. Igor et MCGUIRE, Terry (1998). Centrifugal pumps. Chapman & Hall, New York.
- [53] KONATÉ, Sidi (1995). Asservissements numériques. Notes de cours. École Nationale d'Ingénieurs, Bamako.
- [54] LE GOURIÈRES, Désiré. (1980). Énergie Éolienne: théorie, conception et calcul pratique des installations. Eyrolles, Paris.
- [55] LYONNAISE DES EAUX (1986). Memento de l'exploitant de l'eau et de l'assainissement. Technique & Documentation (Lavoisier), Paris.
- [56] MANCUSO, G. et PALLABAZZER, R. (1996). Optimum Choosing of Wind-Power Systems. WERC.
- [57] MARCOS, S. Miranda, RENATO, O. C. Lyra et SELENIO, R. Silva (1997). Reactive Static Compensator for Wind Electric Pumping System Using Induction Machines. IEEE proceedings, MC2-8.1-MC2-8.3.
- [58] MATLAB. Building a Graphical User Interface. Matworks Inc., South Natick, M. A.
- [59] MATLAB. User Guide. Matworks Inc., South Natick, M. A.
- [60] Monarch Industries Limited (1982 JUIL.). Pumps And Water Systems Buyers Guide - 82W. Winnipeg.

- [61] MULJADI, E., FLOWERS, L., GREEN, J. et BERGEY, M. (1996 NOV.). Electric Design of Wind-Electric Water Pumping Systems. Transactions of the ASME, Vol. 118, pp. 246-252.
- [62] NORBERT, Yves, OUELLET, Roch et PARENT, Régis (1995). La recherche opérationnelle. Gaëtan Morin, Montréal.
- [63] PASZTOR, Janos (1991). Énergie et Environnement. Institut de Développement Économique, Banque Mondiale. Washington, D.C..
- [64] RAPP, Donald (1981). Solar Energy. Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey.
- [65] ROQUET, Marie-Claude (1990). Simulation d'un entraînement à vitesse variable du type MLI. Mémoire de Maîtrise, École Polytechnique de Montréal.
- [66] ROY, Gilles (1996 SEP.). Électronique industrielle. Notes de cours. École Polytechnique de Montréal.
- [67] SADRE, M. (1997). Electromechanical Converters Associated to Wind Turbines and Their Control. Solar Energy, Vol. 61, N° 2, pp. 119-125.
- [68] SAGET, C.(1998 JUIL.). La variation électronique de vitesse au service de la production d'énergie électrique par éolienne, REE, ISSN 1265-6534, No.7, p. 42.
- [69] SEELING-HOCHMUTH, G. C. (1997). A Combined Optimisation Concept For The Design and Operation Strategy of Hybrid-PV Energy Systems. Solar Energy, Vol. 61, N° 2, pp. 77-87.

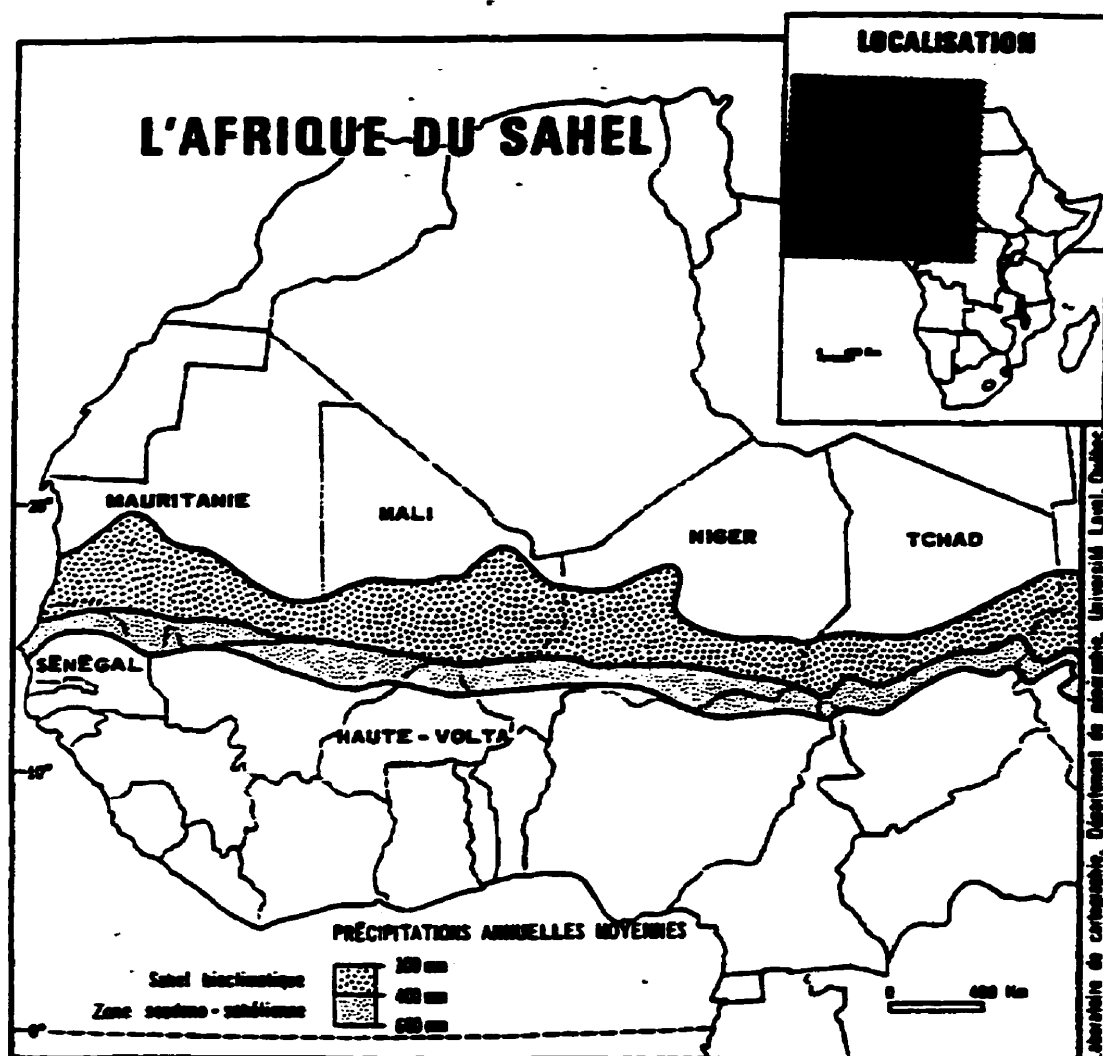
- [70] SEGUIER, Guy et NOTELET, Francis (1994). Electrotechnique Industrielle. Tec & Doc Lavoisier, Paris.
- [71] SIMULINK. A Program for Simulating Dynamic Systems. User Guide. Matworks Inc., South Natick, M. A.
- [72] SIVAKUMAR, M. V., MAIDOUKIA, A. et STERN, R. D. (1993). Agroclimatology of West Africa: Niger. 2nd edition. International Crops Research Institute for Semi-Aride Tropics information bulletin No.5, Patancheru, Andhra Pradesh 502324, India.
- [73] SOUMAORO, O. (1994). Énergies nouvelles et renouvelables. Notes de cours. École Nationale d'Ingénieurs, Bamako.
- [74] STEPANOFF, A. J.(1961). Pompes Centrifuges et Pompes Hélices. Dunod, Paris.
- [75] Sun-wind Hybrid System, Pellworm (1993). Rapport de la Commission Européenne, EUR 14887. Luxembourg.
- [76] TEYSSEDOU, Alberto (1997). Notes de cours ENE-6202. Conversion de l'énergie. Ecole Polytechnique de Montréal.
- [77] THOMAS, Markvart (1996). Sizing of Hybrid Photovoltaic-wind Energy Systems. Solar Energy, Vol. 57, No 4, pp. 227-281.
- [78] TRAORÉ, A. B. (1993). Caractéristiques mécaniques et réglage de la vitesse de rotation des moteurs électriques. École Nationale d'Ingénieurs, Bamako.

- [79] TRAORÉ, A. B. (1995). Machines et micromachines électriques. Notes de cours. École Nationale d'Ingénieurs, Bamako.
- [80] VAILLANT, J. R. (1978). Utilisations et promesses de l'énergie solaire. Eyrolles, Paris.
- [81] WALSH, M. Edward (1967). Energy Conversion: Electromechanical, Direct, Nuclear. The Ronald Press Company, New York.
- [82] WHITE, C. David et WOODSON, H. Herbert (1959). Electromechanical Energy Conversion. John Wiley & Sons Inc., New York.
- [83] YAHAYA, S., FRANGI, J.-P. et PIRO, J. (1992). Characteristics of Solar Radiation in the Sahel. Case Study : Niamey, Niger. Solar Energy, Vol. 49, No.3, pp 159-166.

ANNEXE I

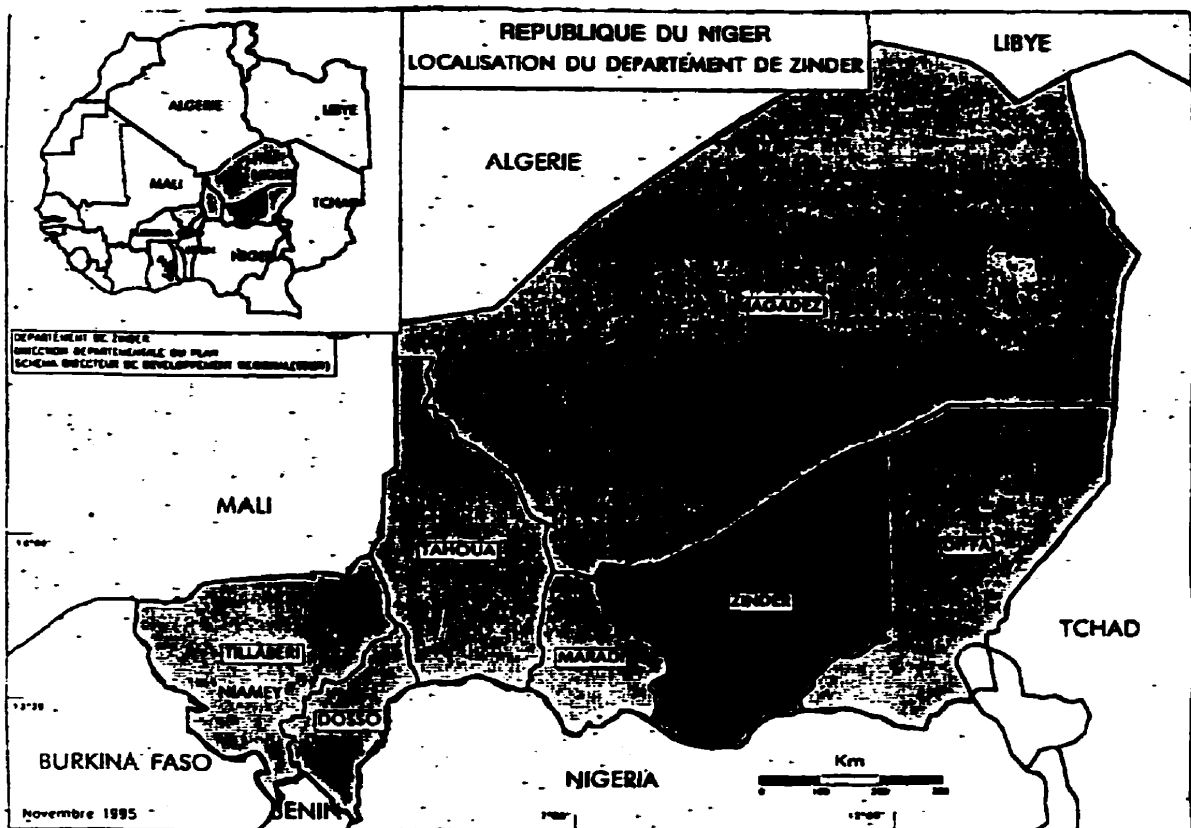
Carte de localisation géographique du Sahel

Source : [11]



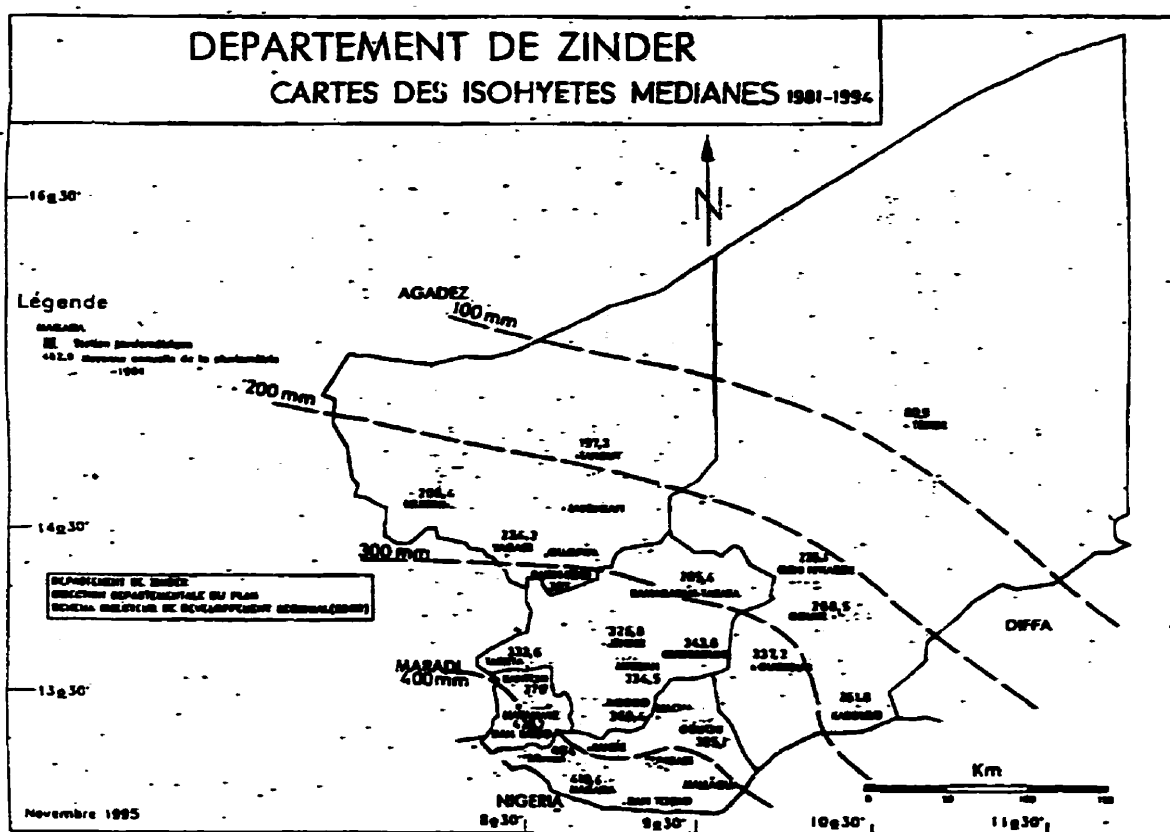
ANNEXE II

Situation géographique du département de Zinder (Niger)
 Source : Direction départementale du Plan de Zinder



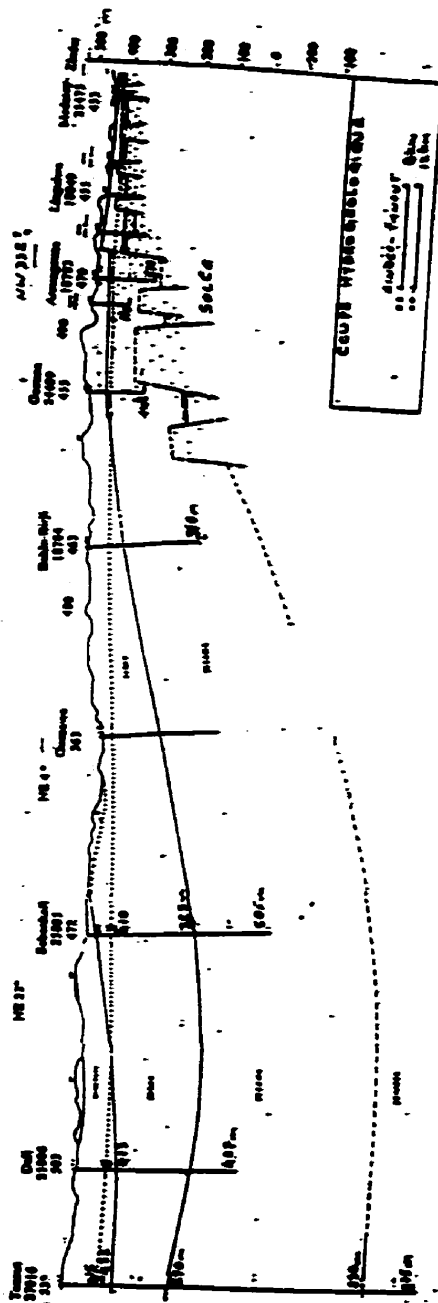
ANNEXE III

Carte des isohyètes médianes du département de Zinder
 Source : Direction départementale du Plan de Zinder



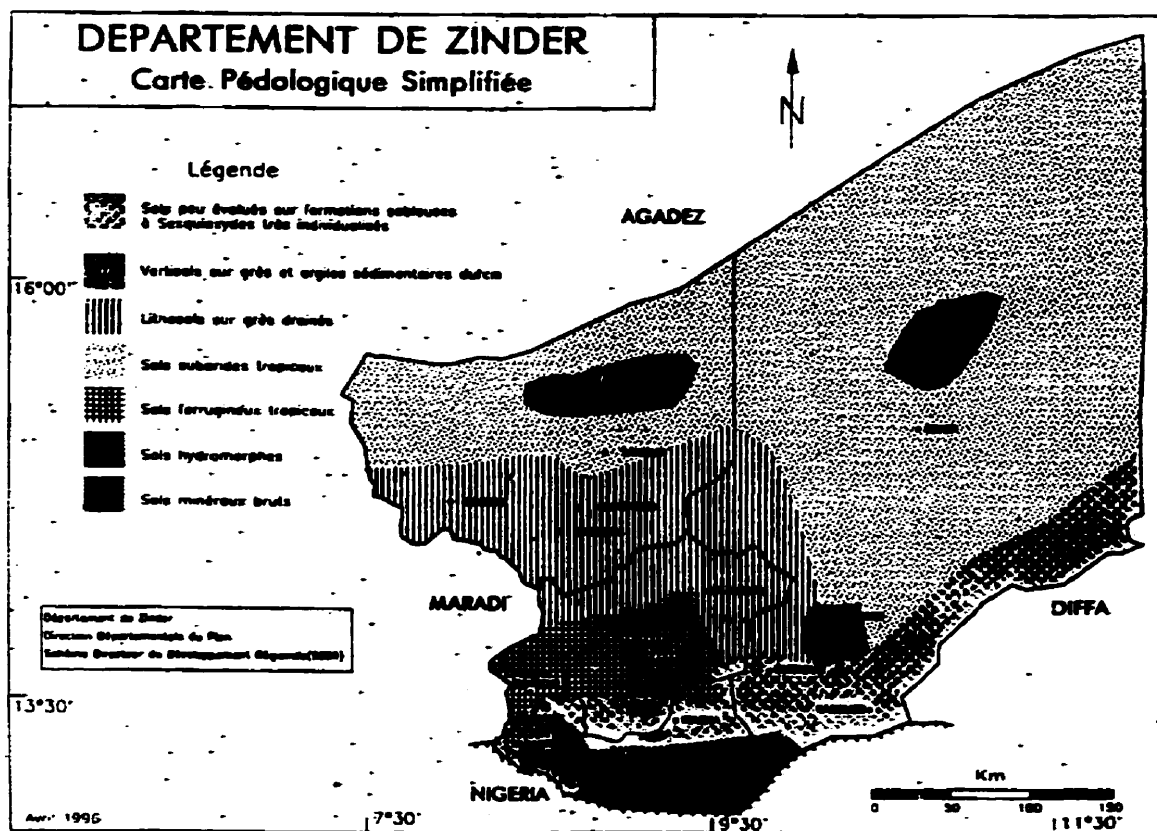
ANNEXE IV

Coupe hydrogéologique du Damergou
Source : Direction départementale de l'hydraulique de Zinder



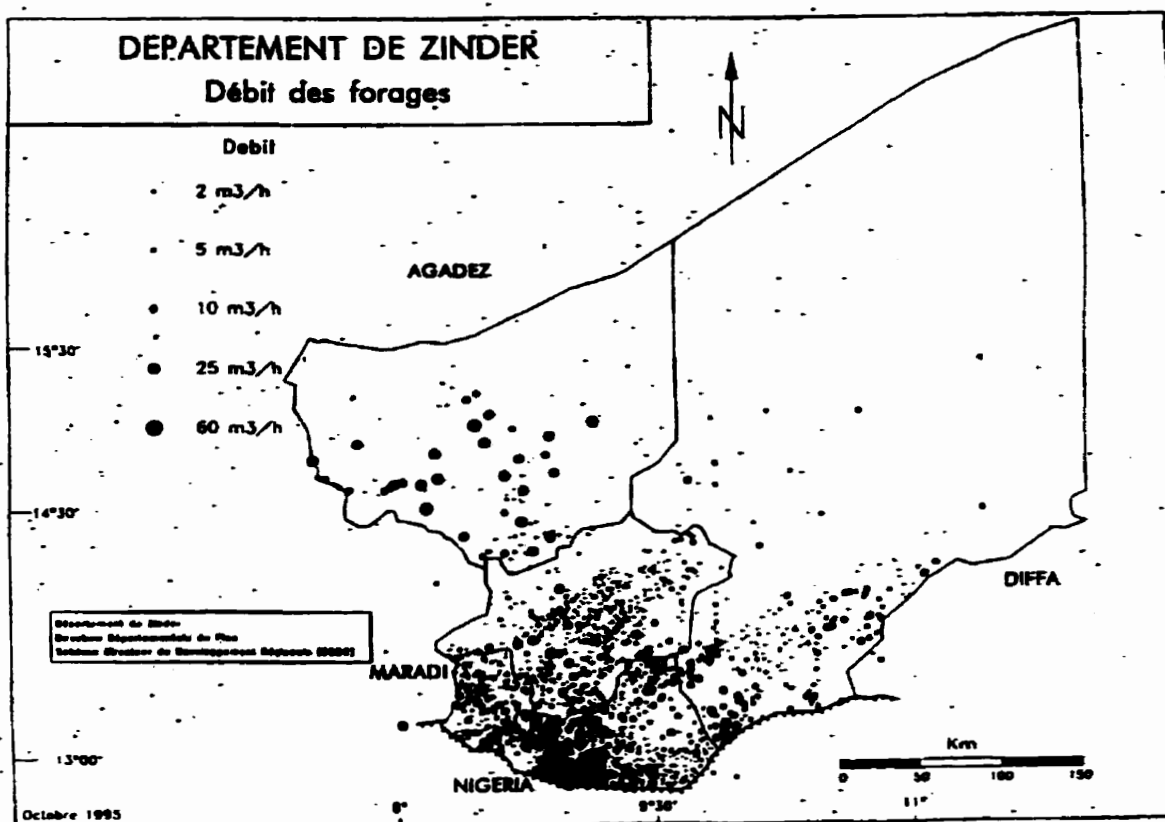
ANNEXE V

Carte pédologique simplifiée du département de Zinder
 Source : Direction départementale du plan de Zinder



ANNEXE VI

Carte des débits de forages dans le département de Zinder
 Source : Direction départementale du Plan de Zinder

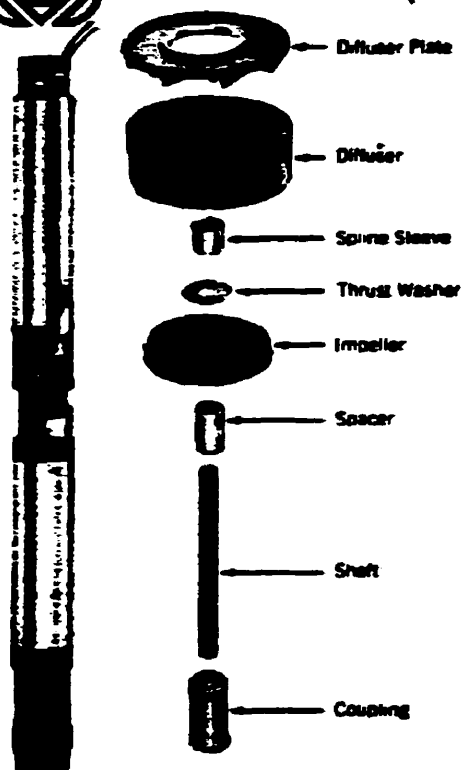


ANNEXE VIII

Répertoire de choix de pompes immergées
Source : [60]



6 INCH (152 MM) SUBMERSIBLE PUMPS 55 THRU 226GPM (200 THRU 852 L/MIN.)



MAXIMUM EFFICIENCY — Smooth passageways providing low friction radial water flow.

LONG LIFE — Noryl® impeller-diffuser assemblies encased in a corrosion resistant brass shell. Intake screen is also brass.

CORROSION RESISTANT — Entire pump and motor assembly is especially corrosion resistant.

NON-CRITICAL INSTALLATION — Efficient operation in either horizontal or vertical position.

POSITIVE DRIVE IMPELLERS — Impeller-diffuser assemblies are mounted on a 16-spined steel shaft for positive drive.

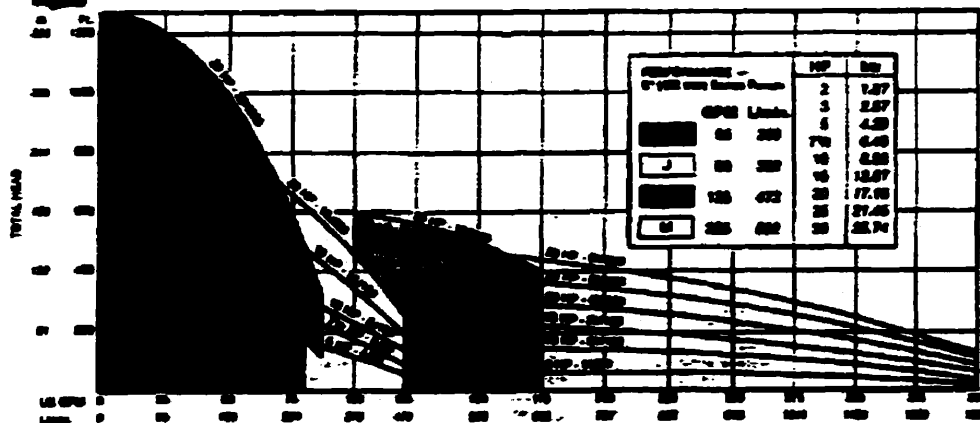
AGGRESSIVE WATER PROBLEMS SOLVED — Choice of cast iron or brass discharge head and endbell, depending on aggressive nature of water.

SHAFT ALIGNMENT ASSURED — A top bearing is provided in the discharge head for better shaft alignment.

100% FIELD SERVICEABLE — Replaceable journals protect shafts at bearings. Multi-stage construction permits modular or individual part replacements.

PERMANENTLY BONDED — Noryl® staged components (impellers/ diffusers) are permanently bonded by a reliable, fool-proof, sonic welding technique.

FRANLIN SUBMERSIBLE MOTORS will be used throughout the line.



ANNEXE IX

Détail des résultats d'optimisation avec le logiciel d'analyse LINDO

Objective function value

1^o) 0.581639 10⁻²

Var	Value	Reduced cost
SE	30.00	0.00
SS	6.135879	0.00

Row	Slack or Surplus	Dual prices
2	92.17226	0.00
3	73.08197	0.00
4	53.81471	0.00
5	40.69156	0.00
6	0.00	-0.000038
7	32.79997	0.00
8	7.41021	0.00
9	17.20343	0.00
10	44.87052	0.00
11	49.71784	0.00
12	49.91297	0.00
13	40.51092	0.00
14	0.00	0.000007

Range (sensitivity) analysis
Ranges in which the basis is unchanged

Objective coefficient ranges

Var	Current	Allowable increase	Allowable decrease
SE	0.000109	0.000007	Infinity
SS	0.000415	Infinity	0.000025

Righthand side ranges

Row	Current RHS	Allowable increase	Allowable decrease
2	120.49	92.17226	Infinity
3	143.72	73.08197	Infinity
4	152.05	53.81471	Infinity
5	155.92	40.69156	Infinity
6	156.62	Infinity	7.571016
7	155.21	32.79997	Infinity
8	152.76	7.411021	Infinity
9	150.32	17.20343	Infinity
10	148.98148.98	44.87052	Infinity
11	149.80149.80	49.71784	Infinity
12	153.85153.85	49.91297	Infinity
13	162.18162.18	40.51092	Infinity
14	30	21.96416	15.12096

ANNEXE X

Caractéristiques des modules solaires SM-144
Source : Catalogue Siemens Solar GmbH

Modules solaires SM 144-09
SM 144-18
SM 144-36
SM 144-72

Description

Les modules solaires de la série type SM 144 ont été mis au point pour la construction de générateurs solaires à moyenne et grande puissance et se distinguent par un rendement modulaire élevé.

Les modules se composent de 144 cellules solaires monocristallines au silicium chacune d'un diamètre de 100 mm. Du côté sensible les cellules sont protégées des contraintes mécaniques par un verre spécial à forte transparence et à surface peu réfléchissante. La technique «superstrate» sert à l'encastrement des cellules solaires dans le polybutyral de vinyle. L'encastrement dans le polybutyral de vinyle permet une dilatation thermique des cellules. La feuille d'aluminium apposée au dos des cellules forme un écran à l'humidité. Cette feuille d'aluminium est recouverte à l'extérieur d'une couche de matière synthétique en fluorure polyvinylique blanc et résistant à l'environnement.

Le cadre du module est fabriqué en profilés filés en aluminium protégés contre la corrosion. Un joint d'étanchéité profilé en caoutchouc en deux pièces permet une dilatation thermique du complexe matière synthétique/verre.

Des diodes à by-pass incorporées limitent la puissance calorifique qui provoquerait une surchauffe en cas d'ombrage partiel de quelques cellules solaires.

Les modules sont entièrement câblés à une boîte de bornes. Deux boulons filetés M 5 servent de raccords positif et négatif. Les modules sont conçus pour une mise en service dans les conditions ambiantes les plus difficiles.

Caractéristiques techniques

Dans les conditions normales: $T_c^{(1)} = 25^\circ\text{C}$; AM = 1,5; E = 1000 W/m²

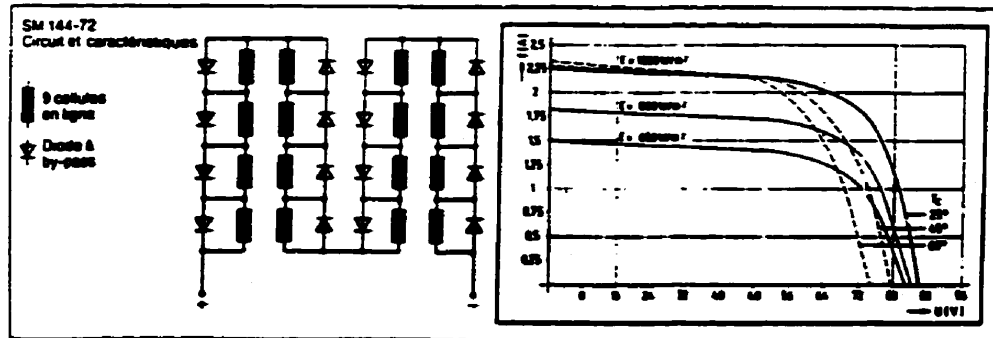
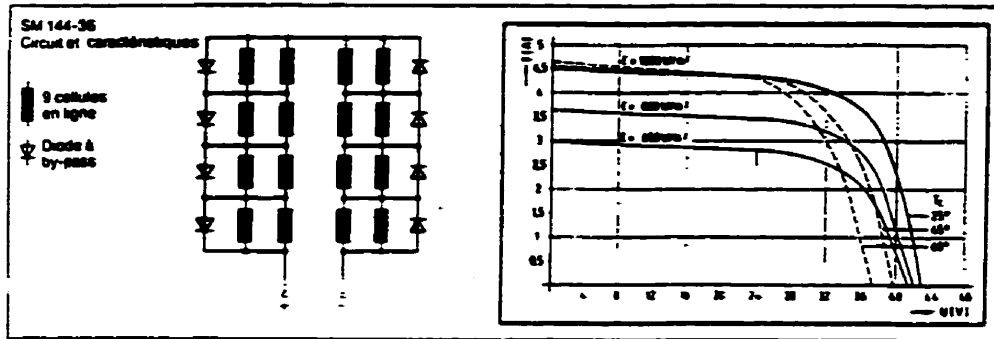
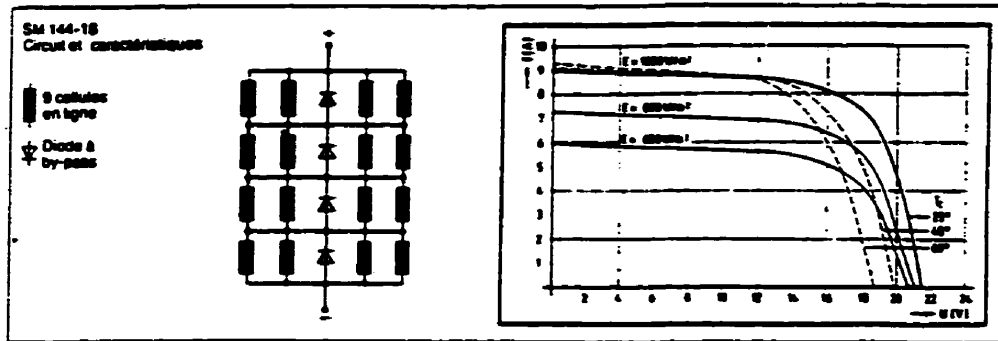
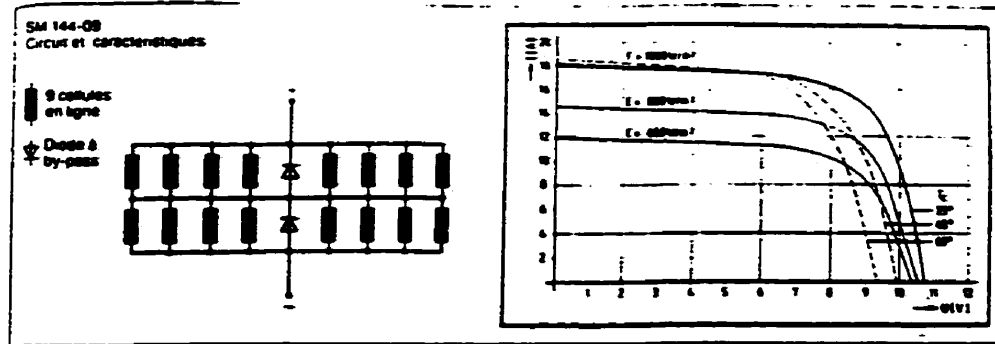
Type	SM 144-09	SM 144-18	SM 144-36	SM 144-72
Courant de court-circuit I_{cc}	18 A	9 A	4,5 A	2,2 A
Tension à vide U_{oc}	10,6 V	21,4 V	42,5 V	85 V
Puissance de sortie P_{max}	130 W	130 W	130 W	130 W
Puissance nominale $U_n^{(2)}$	8,5 V	17 V	34 V	68 V
Poids	27 kg	27 kg	27 kg	27 kg
NOCT ⁽³⁾	+45°C	+45°C	+45°C	+45°C
Cellule solaire	silicium monocristallin Ø 100 mm			
Écarts de température	-40°C ... +95°C (température ambiante)			
Stockage	-40°C ... +50°C (température ambiante)			
Service	-40°C ... +50°C (température ambiante)			
Coefficients de température pour				
Courant de court-circuit	= +4 · 10 ⁻⁴ K ⁻¹			
Tension à vide	= -4 · 10 ⁻³ K ⁻¹			
Puissance	= -4,6 · 10 ⁻³ K ⁻¹			
Qualifications	Les modules sont testés en fonction des directives des spécifications 101 et 501 de la C.E.E.:			
	Écarts de température -40°C ... +95°C (entreposage et cycles)			
	Humidité +40°C / > 93% H			
	Givrages			
	Grêle grêlons de 25 mm Ø			
	Brouillard de sel v = 98 km/h			
	U. V., contraintes			
	SO ₂ et O ₃			
	Pression de surface et torsions			

⁽¹⁾ T_c = température cellulaire

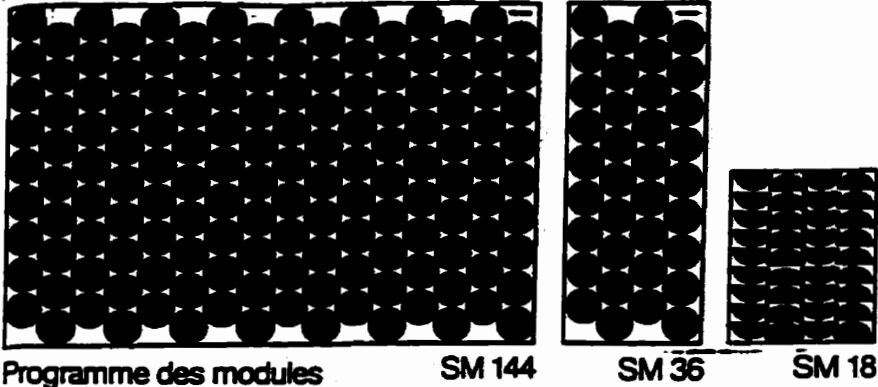
⁽²⁾ Tension pour puissance maximale

⁽³⁾ NOCT = température cellulaire qui se régularise lors d'une radiation de 800 W/m², d'une température ambiante de 20°C et d'une vitesse du vent de 1 m/s

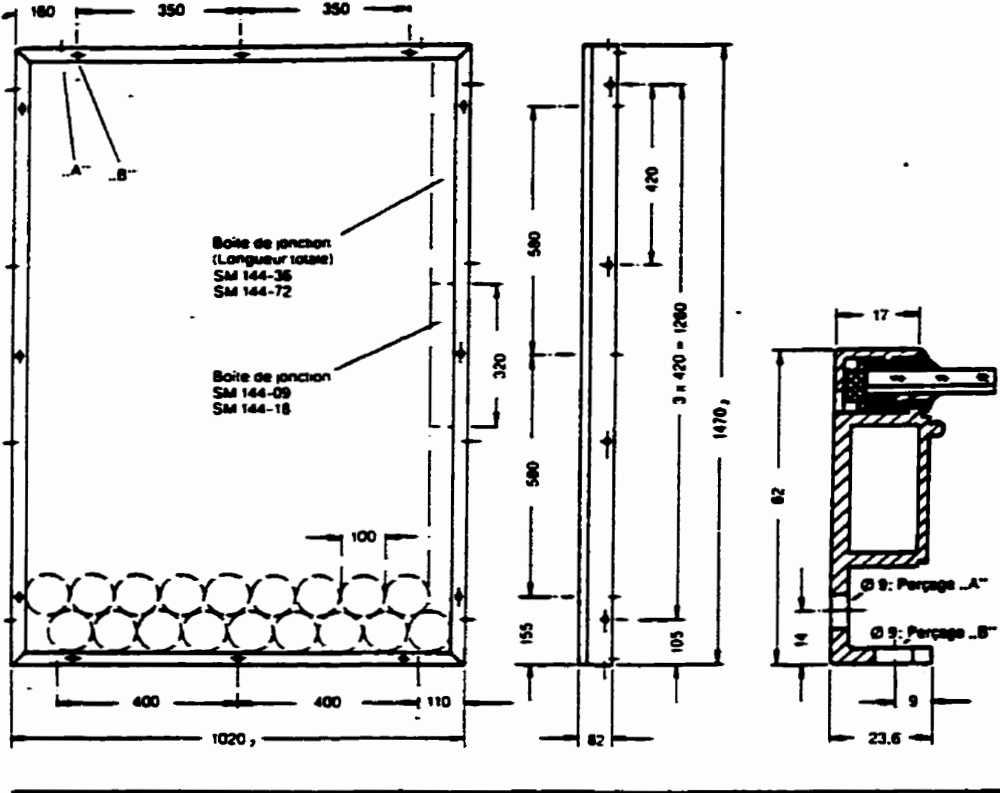
ANNEXE X (suite)



ANNEXE X (suite)



Structure et dimensions (tous les dimensions en mm) Type SM 144



Pour de plus amples informations,
prérez de s'adresser à:

Siemens Solar GmbH
Buchenallee 3
5060 Bergisch Gladbach 1

Telefon: 0 22 04 - 406-0
Telefax: 4 06 66
Telex: 68-1 891

ANNEXE XI

Résultats de la simulation

La simulation numérique du modèle du système global de pompage dont le diagramme structurel est donné à la figure 4.12 donne les résultats présentés aux figures ci-après représentant les variables principales de la chaîne de pompage.

Dans le but de tester la sensibilité du système aux variations de vitesses de vent (principale source d'énergie), un cas critique de variation ($3\text{m/s} \Rightarrow 1\text{m/s} \Rightarrow 5\text{m/s}$) a été considéré :

1 – La vitesse de vent est suffisante ($V=3\text{m/s}$) : instants $[0, 0.5\text{s}[$

Entre les instants 0 et 0.5s, le système démarre et atteint son régime permanent. A ce niveau, la disponibilité énergétique solaire est sans aucune incidence sur le fonctionnement du système, et de ce fait, le courant demandé aux panneaux solaire est très faible. Cela explique pourquoi la tension U_{opt} est voisine de la tension à vide des panneaux. Le moteur démarre et tend vers son régime permanent. Lorsque sa vitesse atteint la valeur de la vitesse minimale de débit de la pompe, celle-ci commence à débiter et ce, jusqu'à son débit nominal.

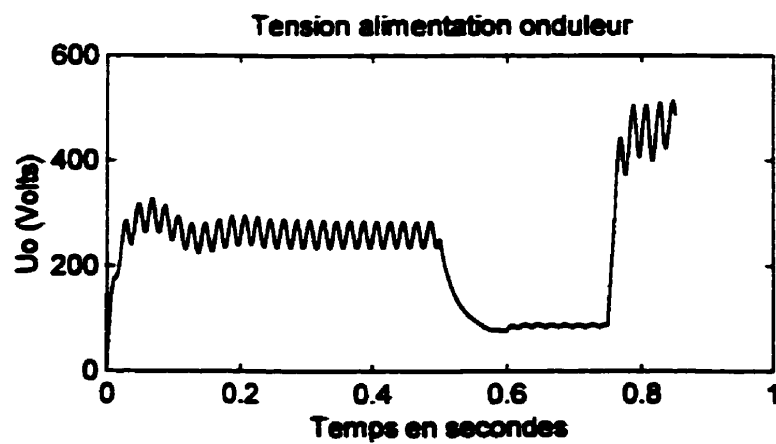
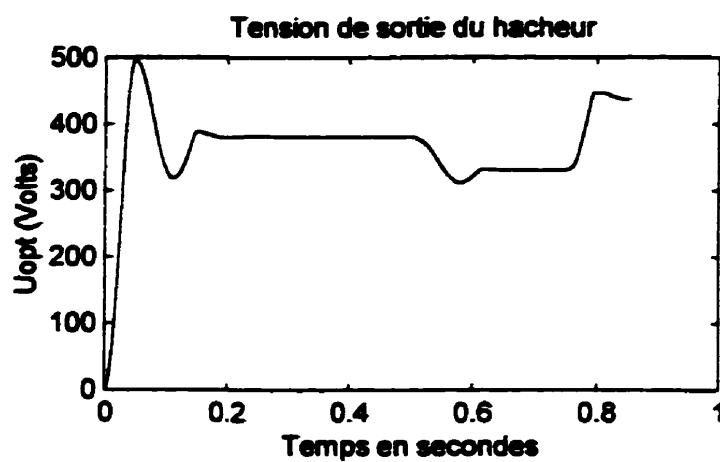
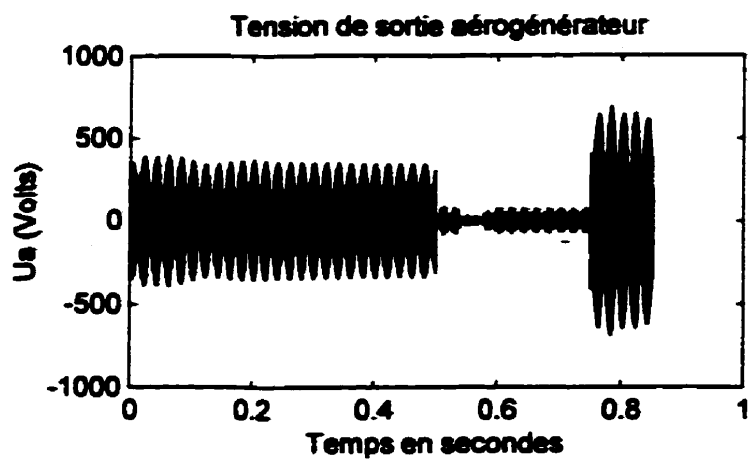
2 – La vitesse de vent baisse à une faible valeur ($V=1\text{m/s}$): instants $t = 0.5\text{s}$

L'aérogénérateur ne pouvant plus supporter la demande en puissance du système, les panneaux solaires sont alors sollicités. Un important courant est alors demandé aux panneaux, ce qui a pour effet de baisser la tension à leur borne. Le système étant sous alimenté en puissance, la vitesse du moteur baisse, ce qui entraîne une baisse du débit de la pompe. Il est important à ce niveau de souligner que malgré la très faible vitesse de vent (1m/s), l'aérogénérateur débite de l'énergie (bien que faible), cela montre l'intérêt de l'utilisation du générateur synchrone à réluctance variable contrairement à d'autres types de générateurs qui n'auraient aucune production d'énergie dans ces conditions. Cet aspect est extrêmement important dès l'instant où on évalue à environs 10% le potentiel énergétique éolien perdu en basse vitesse avec les éoliennes standards (asynchrone et synchrone).

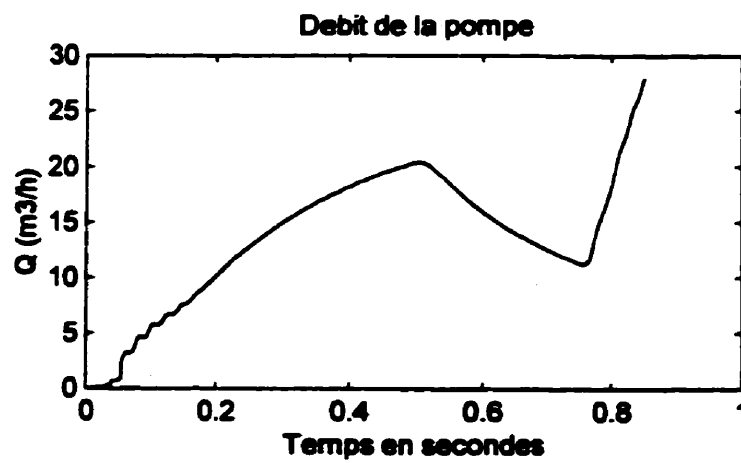
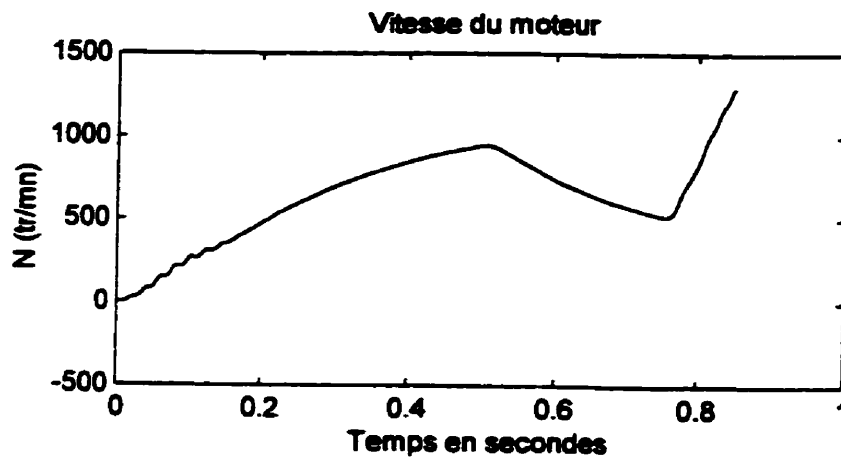
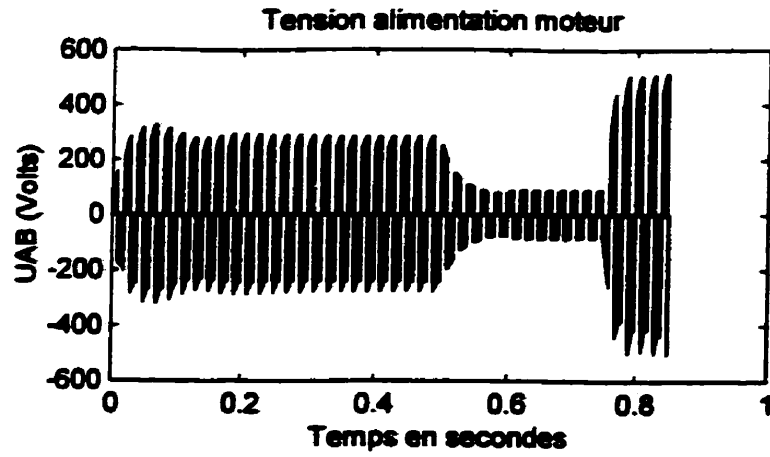
3 – La vitesse de vent monte à une grande valeur ($V=5\text{m/s}$) : instant $t = 0.75\text{s}$

En autant que cette vitesse n'atteint pas la vitesse maximale de décrochage du moteur éolien, le système reprend sa pleine charge et toutes les variables s'y ajustent jusqu'à concurrence de leurs valeurs nominales.

ANNEXE XI (suite)



ANNEXE XI (suite)



ANNEXE XII**Répartition des investissements dans le temps**

Les débours d'investissements initiaux seront faits en début de projet c'est-à-dire à l'année 0. Au bout de la dixième année, on change la pompe et les convertisseurs statiques.

Année	Montant en Fcfa
20	-
19	-
18	-
17	-
16	-
15	-
14	-
13	-
12	-
11	-
10	4,400,807
9	-
8	-
7	-
6	-
5	-
4	-
3	-
2	-
1	-
0	25,110,922