

NOTE TO USERS

Page(s) not included in the original manuscript and are unavailable from the author or university. The manuscript was microfilmed as received.

8

This reproduction is the best copy available.

UMI

**ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC**

**PROJET D'APPLICATION PRÉSENTÉ À
L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE**

**COMME EXIGENCE PARTIELLE
À L'OBTENTION DE LA
MAÎTRISE EN TECHNOLOGIE DES SYSTÈMES
M. ING.**

**PAR
AMINATA SARR**

**SIMULATION DE SYSTÈMES HYBRIDES
PHOTOVOLTAIQUES**

Montréal, le 14 Décembre 1998

© droits réservés de Aminata SARR



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.

0-612-56040-6

Canada

SIMULATION DE SYSTEMES HYBRIDES PHOTOVOLTAIQUES

Aminata Sarr

(Sommaire)

Cette étude, commanditée par le CANMET, vise à comparer des modèles de simulation, à identifier une approche de modélisation appropriée un algorithme d'optimisation pour dimensionner les sous-systèmes d'une installation hybride photovoltaïque autonome PV - Éolienne - Diesel - Batteries, intégrant des critères suivants:

- maximiser l'utilisation de l'énergie renouvelable disponible
- minimiser la contribution du groupe diesel
- optimiser l'utilisation des ressources i.e. faire fonctionner autant que possible les équipements dans leur plage de fonctionnement nominal afin d'accroître les rendements et la fiabilité.

L'étude commence par la description d'un site PV hybride typique, ses composantes et ses caractéristiques. Et pour illustrer le potentiel de développement des systèmes hybrides de production dans les régions nordiques du Canada, une analyse basée le rapport de Howell [1] d'évaluation et de monitoring des systèmes photovoltaïques hybrides, permettra :

- l'identification de quelques sites PV hybrides typiques de nord du Canada:
- Calvert Island, Sheep Creek et Tanquary Fiord.

l'évaluation des performances mesurées et simulées avec une attention particulière pour les objectifs design, la maintenance et la fiabilité des sites.

Le chapitre 1 comporte aussi une revue des outils de design et de simulation les plus couramment utilisés pour le design des systèmes hybrides PV selon un rapport de l'A.I.E, incluant leur fonctionnalité et les types de systèmes auxquels ils s'appliquent.

La revue des modèles de simulation aboutit à une évaluation exhaustive des deux programmes de simulation: Watsun-PV et Hybrid2 , que nous avons choisi comme outils pour le design et la simulation.

Le chapitre 2 porte sur la détermination des capacités des composants avec le design du site test de Tanquary Fiord . La partie design permet aussi de spécifier les caractéristiques d'opérations des composant tels que les régimes de démarrage et les conditions d'arrêt de la génératrice; ainsi que les limites de stockage et la durée minimale de recharge des batteries. La dernière partie décrit les caractéristiques de modélisation et de contrôle spécifiques à chaque outils de simulation.

Le chapitre 3 présente les paramètres d'entrée et une analyse détaillée des résultats des simulations effectuées. Les valeurs de production d'énergie , des pertes et des indices de performance obtenues sont discutées et les graphiques comparatifs de profil d'évolution de certains paramètres permettent une évaluation plus fine des résultats.

AVANT-PROPOS

La problématique de l'énergie est plus que jamais présente dans le forum de l'actualité avec l'avènement des programmes d'économie d'énergie et la sensibilisation sur la nécessité de protéger l'environnement. Dans les petits villages des pays en voie de développement, un système de production électrique autonome constitue souvent une alternative moins coûteuse que l'extension des lignes de transport électrique pour le raccordement des charges éloignées.

Les sources d'énergie dites passives sont de plus en plus utilisées en combinaisons avec les génératrices diesel pour constituer des systèmes hybrides destinés à alimenter les systèmes de faible ou moyenne puissance aussi bien en régime autonome que pour des charges raccordées au réseau.

De plus les technologies des énergies renouvelables: solaires et éoliennes, deviennent de plus en plus compétitives au point de vue économique et leur utilisation dans les sites isolés i.e. non raccordés au réseau, en particulier l'énergie photovoltaïque prend de plus en plus d'importance dans toutes les parties du globe.

Mais lorsqu'on parle de coûts, il faut comprendre des objectifs de réduction des pertes et d'accroissement de l'efficacité énergétique des installations et de

leur fiabilité garantissant ainsi des coûts d'opération et de maintenance réduits. Or le paramètre économique est d'autant plus important que ce type d'installation est caractérisé par un investissement initial élevé avec de faibles rendements; en effet les modules PV coûtent encore relativement cher et leur rendement moyen effectif dépasse rarement 12 % .

Dans ce type d'installation l'efficacité est en grande partie déterminée par les performances de différents composants: le générateur PV, l'éolienne, le groupe Diesel, les batteries, le contrôleur de charge - décharge et l'onduleur.

Il faut justifier l'investissement initial élevé en augmentant la contribution effective des sources d'énergie passive pour couvrir la puissance demandée. Cette stratégie permettant essentiellement de réduire le nombre de démarrages de la génératrice afin de limiter les coûts d'opération et de maintenance. En effet, pour des systèmes comportant des batteries et des génératrices diesel, la stratégie de contrôle de charge est déterminante pour la consommation de carburant et le cycle de vie des accumulateurs. Ces deux facteurs sont des paramètres significatifs pour la fréquence et le coût de remplacement de ces équipements. Or les modèles de performance énergétiques existants offrent un choix limité pour la configuration de composants ou la stratégie de contrôle de charge, d'où des possibilités restreintes pour déterminer le design optimal pour une installation.

Actuellement, l'effort de recherche est entièrement consacré à améliorer les performances de chaque composants d'un système hybride. Plusieurs études ont été réalisées soit pour des essais et la caractérisation des composants, la modélisation et la simulation avancées, ou pour évaluer l'impact de différentes stratégie de contrôle de charge ou de décharge des batteries.

Le groupe Énergie renouvelable et systèmes hybrides du Laboratoire de recherche en diversification énergétique (LRDE) du centre Canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie (CANMET) travaille en étroite collaboration avec l'industrie, les experts, les universités et les utilisateurs en vue de mettre au point et commercialiser des technologies PV de pointe et des composants PV innovateurs.

Cette étude réalisé pour le CANMET vise à comparer des modèles de simulation, à proposer un modèle adéquat et à déterminer un algorithme d'optimisation pour dimensionner les sous-systèmes d'une installation hybride photovoltaïque autonome PV - Éolienne - Diesel - Batteries, intégrant des critères suivants:

- maximisation l'utilisation de l'énergie renouvelable disponible
- réduire au minimum la contribution du groupe diesel
- faire fonctionner autant que possible les équipements dans leur plage de fonctionnement nominal afin d'accroître leur rendement et leur fiabilité.

Ce projet se propose de déterminer les indices de performance du systèmes à partir des résultats des simulations avec les logiciels Watsun-PV et Hybrid2 , afin d'établir une analyse comparative des outils sélectionnées ainsi que l'analyse de l'impact des modèles et des algorithmes de contrôle utilisés sur l'optimisation du système.

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de cette étude. Il s'agit de :

Monsieur KAMAL AL HADDAD pour son encadrement, son soutien constant et les bonnes conditions de travail dont il m'a fait bénéficier.

Madame LISA DIGNARD, pour sa constante disponibilité, ses conseils et son encadrement.

Les membres de la direction du programme de la FRANCOPHONIE, grâce à qui j'ai pu entreprendre la Maîtrise en Technologie des Systèmes. Je remercie en particulier Mesdames YVELINE CÔTÉ et MICHELINE ROBERGE, pour leur attention et leur disponibilité constante.

Les membres du groupe PV du Laboratoire LRDE pour leur soutien et leur sympathie.

Tous mes professeurs pour la formation académique et les conseils qu'ils m'ont dispensée pendant toutes mes années d'étude.

Ma famille pour son soutien indéfectible.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
AVANT-PROPOS	i
LISTE DES TABLEAUX	vii
LISTE DES FIGURES	viii
SOMMAIRE	x
CHAPITRE 1 - Revue de la littérature	1
1.1 Introduction	1
1.2 Description d'un site hybride	2
1.2.1 Caractéristiques du site de Calvert Island	5
1.2.2 Caractéristiques du site de Sheep Creek	6
1.2.3 Caractéristiques du site de Tanquary Fiord	8
1.3 Les sous-systèmes d'une installation hybride	10
1.3.1 L'identification du site	10
1.3.2 La spécification de la charge	12
1.3.3 La batterie et le contrôleur	12
1.3.4 L'onduleur	13
1.3.5 La génératrice diesel	13
1.3.6 La problématique de l'optimisation	14
1.3.6.a Le contrôle de la batterie	15
1.3.6.b Le contrôle de la génératrice	16
1.4 La modélisation et la simulation	16
1.4.1 Généralisation sur les systèmes PV	17
1.4.2 La modélisation des modules PV	18

1.4.2.a	Le modèle électrique	18
1.4.2.b	Le modèle thermique	21
1.4.3	La modélisation des batteries	22
1.4.4	La modélisation de la génératrice	24
1.4.5	La modélisation des convertisseurs	25
1.4.6	La modélisation de la charge	25
1.5	Présentation de quelques outils de simulation	26
CHAPITRE 2 - Simulation du site de Tanquary Fiord		
	Watsun-PV et Hybrid2	29
2.1	Introduction	29
2.2	Le design rapide	30
2.2.1	L'algorithme de design d'un site hybride	30
2.2.2	Les ressources climatiques du site	30
2.2.3	L'estimation de la charge moyenne	30
2.2.4	Dimensionner la batterie	34
2.2.5	Dimensionner le champ photovoltaïque	36
2.2.6	Le choix d'un système hybride	37
2.3	La modélisation du générateur PV	38
2.3.1	L'approximation de la courbe I-V	39
2.3.2	La Paramétrisation du module PV	41
2.3.3	Les équations de compensation	42
2.4	La Courbe de consommation en carburant	42
2.5	La modélisation de la batterie	45
2.5.1	La capacité Ampère-heure	46
2.5.2	L'effet de la température sur la capacité	48
2.5.3	L'effet de la température sur la durée de vie	48
2.5.4	L'effet de la profondeur de décharge DOD	48
2.5.5	L'influence de l'usure sur la capacité	49
2.6	La stratégie de contrôle de charge	50
2.6.1	L'algorithme de contrôle de Watsun-PV	50

2.6.2 L'algorithme de contrôle de Hybrid2	52
CHAPITRE 3 - Résultats et discussion	57
3.1 Introduction	57
3.2 Les paramètres de simulation	58
3.3 Résultats des simulations	67
3.3.1 Résultats généraux de simulation	68
3.3.2 Analyse de la sortie du générateur PV	71
3.3.3 Analyse du fonctionnement de la génératrice	73
3.3.4 Analyse de la tension des accumulateurs	76
CONCLUSION	79
BIBLIOGRAPHIE	82
ANNEXES	
Annexe A Tableaux de design du site de Tanquary Fiord	
Annexe B Localisation géographique de quelques sites	
Annexe C Algorithme de design rapide	
Annexe D Résultats des simulations avec Watsun-PV	
Annexe E Résultats des simulations avec Hybrid2	
Annexe F Design de la capacité des batteries	
Annexe G Analyse Économique du site de Tanquary Fiord	
Annexe H Performances des accumulateurs pour Sheep Creek	

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1 : Capacités nominales du site de Calvert Island	6
Tableau 1.2 : Capacités nominales du site de Sheep Creek	7
Tableau 1.3 : Capacités nominales du site de Tanquary Fiord	9
Tableau 1.4 : Les programmes Watsun-PV et Hybrid2	27
Tableau 1.5 : Les programmes Photo et PVS Windows	28
Tableau 2.1 : Les données climatiques	31
Tableau 2.2 : Estimation des charges journalières	33
Tableau 2.3 : Tableau de design des composants du système	35
Tableau 3.1 : Les paramètres globaux	58
Tableau 3.2 : Les options de contrôle	59
Tableau 3.3 : La génératrice Onan Emerald 5000	62
Tableau 3.4 : L'onduleur Trace U2512B : 2.5 kW	63
Tableau 3.5 : La matrice des modules PV avec Watsun-PV	65
Tableau 3.6 : Le banc de batteries 48 V (Acide-Plomb)	67
Tableau 3.7 : Résultats de simulation pour l'été	68

LISTE DES FIGURES

	Page
figure 1.1: Schéma d'un système PV hybride autonome	3
figure 1.2: Exemple de profil annuel d'insolation globale TMY	11
figure 1.3: Exemple de profil annuel de température TMY	11
figure 1.4: La génératrice en cycle charge	15
figure 1.5: Circuit équivalent du modèle à 1 diode	18
figure 2.1: Profil annuel du rayonnement	31
figure 2.2: Profil annuel de température	32
figure 2.3: Exemple de caractéristique I - V	39
figure 2.4: Approximation Hy2 de la caractéristique I - V	41
figure 2.5: Consommation de la génératrice Onan 5000	44
figure 2.6: Compensation en altitude	45
figure 2.7: Courbe de capacité d'une cellule Exide E120-9	46
figure 2.8: Cycle de vie d'une batterie Exide E120-9	49
figure 2.9: Fenêtre de stratégie de contrôle de la génératrice	53
figure 2.10: Fenêtre de contrôle des opérations de la génératrice	53
figure 2.11: Fenêtre de stratégie de contrôle de la batterie	55
figure 3.1: Caractéristique de la cellule Dynasty GC6V200B	60
figure 3.2: Caractéristique de la batterie de 48 V	61
figure 3.3: Courbe de rendement de l'onduleur 2.5 kW	64
figure 3.4: L'onduleur Trace – extrait de la librairie Hybrid2	64
figure 3.5: Fenêtre de configuration PV avec Hybrid2	66

figure 3.6: Fenêtre de configuration des batteries avec Hybrid2	66
figure 3.7: Production du générateur PV	72
figure 3.8: Énergie à l'entrée des collecteurs PV	72
figure 3.9: Rendement de conversion solaire	73
figure 3.10: Rendement de la génératrice	75
figure 3.11: Cycles d'opération de la génératrice avec Hybrid2	75
figure 3.12: Cycles d'opération de la génératrice avec Watsun	76
figure 3.13: Rendement des batteries	77
figure 3.14: Évolution des tensions des accumulateurs en juillet	78



figure 0.1: Photographie aérienne d'un site hybride PV - Diesel autonome

CHAPITRE 1

REVUE DE LA LITTÉRATURE

1.1 Introduction :

Compte tenu de l'importance accrue des énergies dites propres, les méthodes d'intégration des générateurs d'énergie renouvelable dans les systèmes de production hybrides présentent un intérêt croissant. Et cette étude vise en particulier les installations qui tirent une partie de leur puissance électrique d'une source d'énergie solaire : typiquement des panneaux (PV)¹. L'objectif visé étant un meilleur rendement et plus de fiabilité, l'étude des paramètres de dimensionnement de ce type d'application et leur simulation permettra de mettre en évidence les stratégies de contrôle disponibles et d'évaluer les techniques d'optimisation.

Cette revue de la littérature a pour but de fournir les méthodes courantes de modélisation pour le calcul de systèmes hybrides, les approches de contrôle utilisées, et leur impact sur les performances mesurables des systèmes implantés.

¹ PV: photovoltaïque ou solaire.

1.2 Description D'un Site Hybride :

Le terme système hybride s'applique à tout système de production d'énergie utilisant des sources de natures différentes ; soient une source passive ou renouvelable (hydraulique, solaire ou éolienne) et une source active (générateur thermique). Plus spécifiquement, les systèmes hybrides autonomes visés dans cette étude sont une combinaison des éléments suivants :

- un champ de panneaux PV
- une ou plusieurs turbines éoliennes (WTG)¹
- une ou plusieurs génératrices (GEN)²
- un banc de batteries (BATT)³ pour stocker l'énergie produite
- une unité de contrôle de charge de la batterie
- un onduleur pour adapter l'alimentation DC aux charges AC. Il s'agit le plus souvent d'un onduleur bidirectionnel pouvant aussi assurer la fonction de redresseur lorsque la génératrice doit recharger les accumulateurs.
- et parfois une station de monitoring pour mesurer les paramètres (courant, tension, insolation, température).

¹ WTG : "Wind turbine generator" ou turbine éolienne

² GEN : Génératrice électrique ou groupe diesel

³ BATT: Batteries

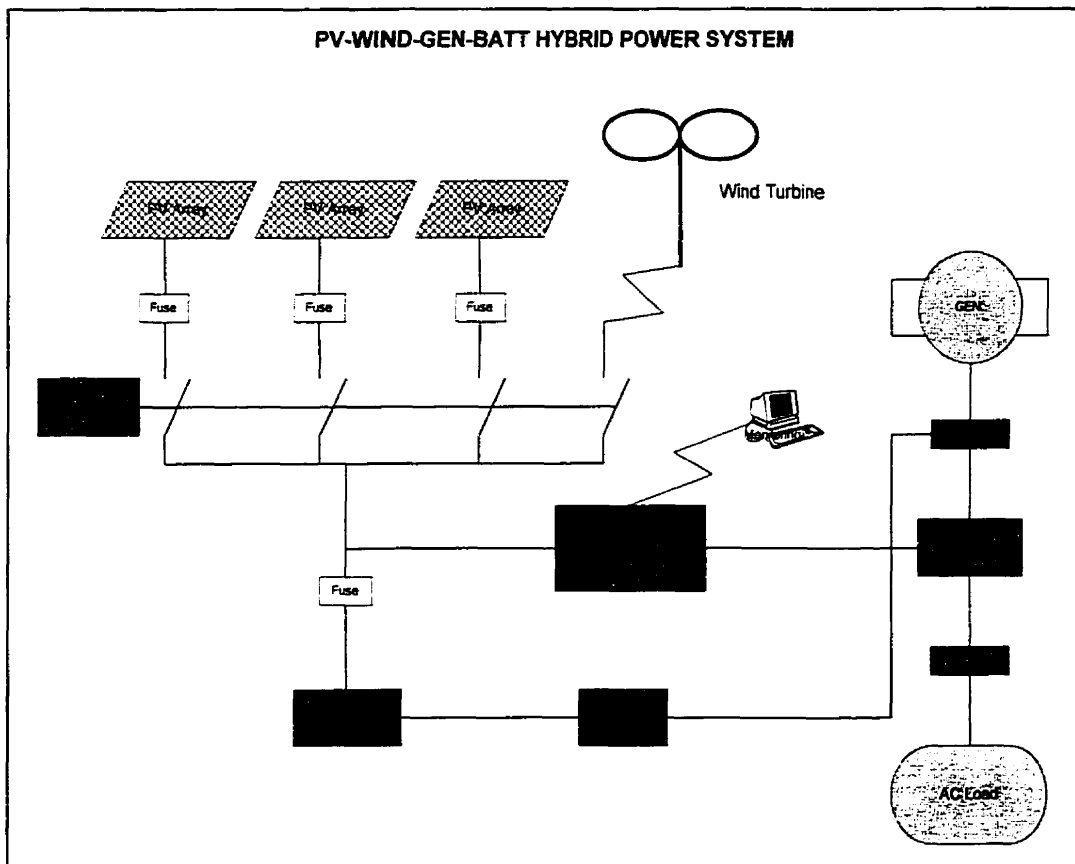


figure 1.1 : Schéma d'un système PV hybride autonome

Dans des régions ensoleillées en été avec des vents forts l'hiver, les systèmes (PV - Éolienne - Diesel - Batterie) permettent d'exploiter en plus l'énergie éolienne pour couvrir une partie des exigences de la charge qui autrement serait alimentée par un groupe diesel.

Le rapport de Howell [1] présente une revue d'analyse de sites PV basée sur des indices de performance normalisés par la Commission Internationale

Électrotechnique (CEI)⁴. L'évaluation d'un système est faite sur la base de paramètres estimés (liste en annexe C-2) tels que :

- la contribution des différentes sources d'énergie (PV, Génératrice) par rapport à l'énergie à l'entrée du système.
- la contribution des différentes sources d'énergie (PV, Génératrice) par rapport à la production d'électricité utile.
- le ratio de performance des composantes essentielles du système : la fraction de la capacité nominale vue par la charge.

L'énergie à l'entrée du système est comptée ici comme la somme de la radiation solaire incidente sur le plan incliné du collecteur PV et de l'énergie libérée par la génératrice par la consommation de carburant, l'accumulateur n'étant pas considéré comme une source. Il s'agit de l'énergie qui franchit la frontière du système.

La production électrique ou output du système est l'énergie effectivement disponible à la sortie des sources, représente seulement une fraction de l'énergie à l'entrée du système.

Le résumé des quelques sites sélectionnés, donne une vue d'ensemble des caractéristiques générales des systèmes PV hybrides et des techniques d'évaluation de leurs performances par simulation.

⁴Engineering analysis, system modelling validation, and monitoring of photovoltaic energy systems [1].

1.2.1. Caractéristiques Du Site De Calvert Island:

Calvert Island, situé à 52 °N 128°W 200m au-dessus du niveau de la mer, est un site hybride autonome : PV – WTG – GEN - BATT qui fournit l'électricité à une station de la compagnie de télécommunication BC Tel. Les rapports de monitoring pour les années 1989 et 1990, ont permis d'établir que la charge de 27 kWh/j a été alimentée avec une efficacité (i.e. fraction de la production consommée par la charge) de 90 %.

Le banc de batteries 3870 Ah@ C/20 pour 24 VDC, a fonctionné avec une efficacité moyenne proche de 100%, en cycle de charge profonde. Et les apports des diverses sources à la production d'électricité ont été de:

- 18 % pour le PV
- 55 % pour les éoliennes ,la contribution maximale étant en hiver
- 27 % pour la génératrice.

Les données sur l'état de charge de la batterie (SOC) et la période d'autonomie réelle du système de stockage ne sont pas disponibles. Notons que Watsun-PV, ne comportant pas de turbines éoliennes, ce site n'a pas été simulé.

Tableau 1.1

Capacités nominales du site de Calvert Island.

SOUS-SYSTÈME	# UNITÉS	MARQUE	MODÈLE	CAPACITÉ NOMINALE
PV	48 modules	ARCO	M55	2.547 kW
ÉOLIENNES	2	N.P.S.	HR3	3.0 kW
BATT (24V)	2	GOULD	NCI 1720	3.870 kAh
ONDULEUR	1	HEART	HF24-2500K	2.5 kW
CHARGEURS	2	LORAIN	RL100F25	3.4 kW
DIESEL	1	DEUTZ	F2L912	21.0 kW

1.2.2 Caractéristiques Du Site De Sheep Creek:

Sheep Creek est une station des Parcs du Canada à 69° 09 de latitude Nord et 140°09 de longitude. Ce site hybride autonome : PV - GEN a été implanté pour fournir l'électricité au camp saisonnier (été) d'Ivvavik. D'après les mesures obtenues pour les années 1991 et 1992, ce site permet d'alimenter une charge de 12.3 kWh/j avec une efficacité de 77%.

Bien que ce système ait été calculé avec le logiciel SYTEM-SPEC V1.0, les simulations dans ce rapport sont effectuées avec Watsun-PV.

Le stockage simulé avec 830Ah @ C/20 pour une tension 48 VDC donne une efficacité de stockage de 83% en cycle de charge profonde. La contribution des

diverses sources à la production d'électricité a été de 97 % pour le PV avec un ratio de performance de 72 % et de 3 % seulement pour la génératrice.

Tableau 1.2

Capacités nominales du site de Sheep Creek.

SOUS-SYSTÈME	# UNITÉS	MARQUE	MODÈLE	CAPACITÉ NOMINALE
PV	48 modules	SOLETRIC	PM61	2.94 kW
BATT(48V)	24 cellules	ABSOLYTE	75A19AGM	0.83 kAh
ONDULEUR	4	TRACE	2248ACT/2	10.80 kW
CHARGEUR	1	PHOTRON	P48200	200.00 A
DIESEL	1	KUBOTA	V1902BG	15.00 kW

La génératrice diesel, le chargeur de batterie, l'onduleur, les disjoncteurs de puissance et le système de contrôle sont tous situés dans le local abritant la génératrice. Bien que les charges soient alimentés en courant alternatif, le système de monitoring utilise directement la tension DC des batteries. Celles ci fonctionnent en cycle de charge profonde, et la génératrice est conditionnée pour régler l'état de charge des batteries: démarre à 25 % de SOC ou 45.12 V et arrêt à 85 % de SOC ou 55.2 V, cette tension d'arrêt étant compensée en température. En outre, la génératrice est lancée à partir de 50% de SOC ou dès que la température de l'huile diminue à 6°C. Enfin elle procède à l'équalisation quand les batteries n'atteignent pas 100% de SOC pendant 21 jours consécutifs (504 h).

NOTE TO USERS

Page(s) not included in the original manuscript and are unavailable from the author or university. The manuscript was microfilmed as received.

8

This reproduction is the best copy available.

UMI

Tableau 1.3

Capacités nominales du site de Tanquary Fiord.

SOUS-SYSTÈME	# UNITÉS	MARQUE	MODÈLE	CAPACITÉ NOMINALE
PV	12 modules	KYOCERA	LA441	700.0 W
BATT(48V)	32 cellules	GNB	GC6V200B	500.0 Ah
ONDULEUR	1	TRACE	SW2512	2.5 kW
CHARGEUR	1	TRACE	(incl.)	65.0 A
DIESEL	1	HONDA	EM5000SX	5.0 kW

Malgré le fait que ce rapport donne des analyses exhaustives des résultats de simulations, il ne donne pas d'indication précise sur les paramètres d'entrée utilisés. Néanmoins, il recommande d'utiliser les valeurs typiques obtenues avec les mesures sur l'installation surtout pour les paramètres de contrôle. Cependant la revue des performances simulées du site de Sheep Creek est intéressante à plusieurs niveaux, nous avons :

- une même configuration hybride que pour le site de Tanquary Fiord : PV- Génératrice- Batterie, avec un cycle d'opération saisonnier estival.
- une présentation exhaustive des fonctionnalités de Watson-PV.
- un modèle représentatif d'analyse des performances d'un système typique à partir de simulations.

1.3 Les Sous-Systèmes D'une Installation Hybride :

1.3.1. L'identification Du Site :

Les données météorologiques ou climatologiques d'entrée sont particulièrement importantes, en ce sens que leur format détermine le pas de calcul et explique l'approche de modélisation et de simulation. Il s'agit des paramètres suivants :

- la latitude, la longitude, l'altitude du site
- l'inclinaison des panneaux PV
- les profils annuels de vitesse des vents, d'insolation sur un plan horizontal et de température.

Pour tenir compte de la variabilité des phénomènes climatiques, des modèles stochastiques sont souvent utilisés. Ces données permettent d'estimer la quantité d'énergie solaire reçue par les cellules PV ainsi que leur température d'opération.

D'après les catalogues des normales climatiques publiées par Environnement Canada [16,17], elles sont disponibles sous plusieurs formes :

- des mesures collectées directement sur le site par « monitoring » à l'aide d'un pyranomètre ou d'un héliomètre
- des données pour une année de référence (TRY)⁵ ou pour une année typique (TMY) [18,21,22] sur :
 - l'insolation globale sur un plan horizontal (figure 1.1)
 - les températures moyennes (figure 1.2)
 - les vitesses des vents.

Les données TRY ou TMY sont une série de 8760 données climatiques valides pour un site localisé pendant une année, établies à partir de statistiques sur 10 à 30 années.

⁵ TRY: Typical Reference Year

figure 1.3: Exemple de profil annuel de température TMY

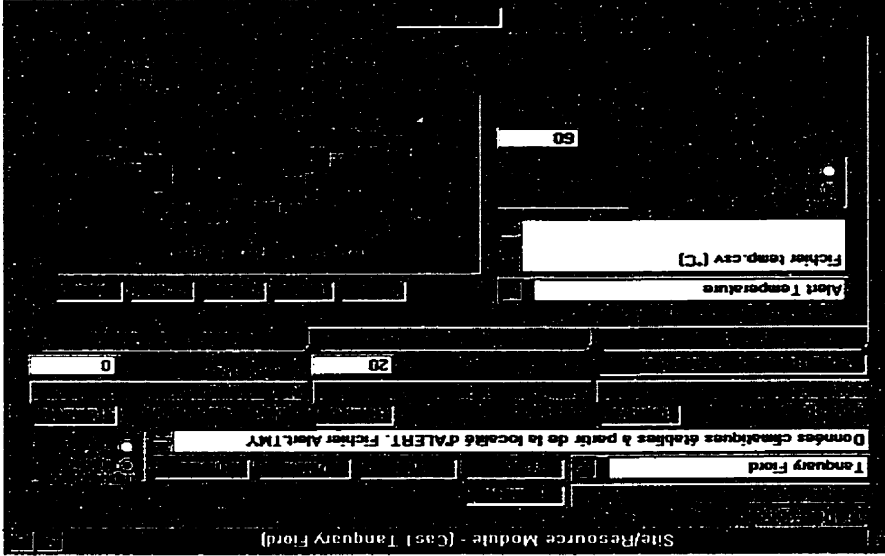
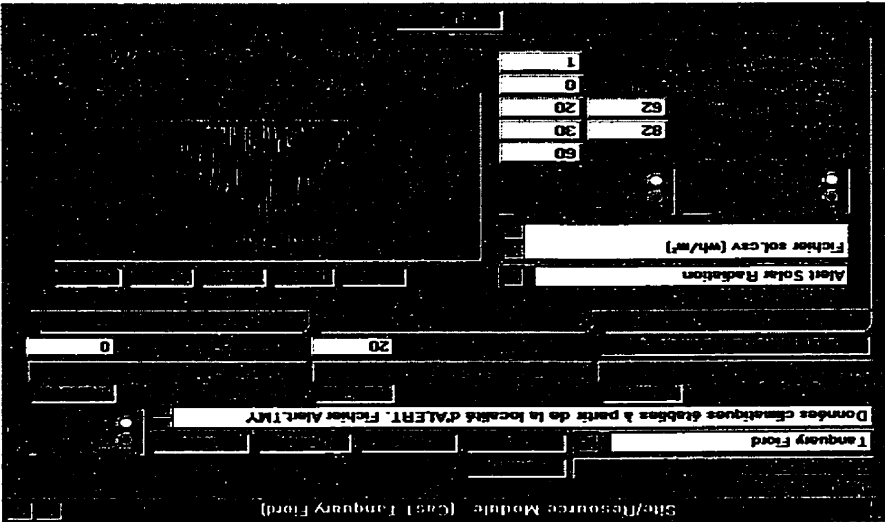


figure 1.2 : Exemple de profil annuel d'insolation globale TMY



1.3.2 La Spécification De La Charge :

Exprimée en kW en AC, en kWh/jour ou en Ah/j pour une tension DC donnée, et généralement de 5 à 10 kW pour les installations domestiques, la puissance de la charge peut atteindre les MW pour les mini - centrales hybrides.

L'estimation de la charge permet de déterminer la taille des éléments de stockage. Dans notre cas un tableau d'estimation des charges AC à l'annexe A-1, permettra d'exprimer la charge totale quotidienne moyenne en kWh/j à simuler.

1.3.3 La Batterie et Le Contrôleur:

La capacité de la batterie en Ampère-heure (Ah) pour une tension DC donnée constitue un de ses paramètres principaux. Les autres caractéristiques sont déterminées de façon à:

- minimiser le nombre de cycle de charge de la batterie
- réduire les écarts de température; une bonne compensation en température étant requise pour éviter la température de bouillonnement de l'électrolyte.

En mode "stand-alone", les accumulateurs constituent les éléments les plus fragiles. Le risque de dégagement gazeux en cas de surtension, rend obligatoire le contrôle des cycles de charge et de décharge de la batterie. Réduire la fréquence des cycles de charge permet de limiter le vieillissement des batteries.

Le régulateur de charge est souvent incorporé dans le groupe redresseur - onduleur, et sa fonction est représentée par l'algorithme de contrôle de charge adopté par l'outil de simulation. Dans le cas de la méthode du "traction type charger" qui est l'une des plus utilisée, le cycle de charge et de décharge est ajusté par rapport aux besoins de la charge. Tant que l'état de charge de la batterie peut couvrir la demande, la génératrice ne démarre pas pour la remettre en charge.

1.3.4 L'onduleur:

Destiné à convertir la tension d'entrée DC en AC pour la charge, sa capacité en kW doit couvrir les exigences de la charge AC. La distribution de la charge peut entraîner le fonctionnement de l'onduleur dans une plage de rendement de conversion médiocre. En effet, la valeur de la charge fluctue et il n'est pas possible de toujours atteindre un régime de fonctionnement nominal. Pour pallier à cela de plus en plus de convertisseur offre des caractéristiques de rendement maximum entre 85% et 93% à partir de 70 % de la capacité nominale. Ce qui permet de réduire les pertes en conversion et justifie le fait que certains programmes de simulation utilisent simplement la valeur nominale du coefficient de rendement. Souvent il s'agit d'un ensemble onduleur - redresseur bidirectionnel lorsque la génératrice doit charger la batterie.

1.3.5 La Génératrice Diesel:

La capacité est exprimée en kW et sa valeur de courant limite ne doit pas dépasser le taux de chargement de la batterie. Sa consommation de carburant et la nécessité d'une maintenance cyclique au bout d'un certain nombre d'heures d'opération, en font un élément polluant au coût de production élevé. Pour minimiser les coûts de production il faut donc limiter le nombre de démarrages et d'heures de fonctionnement du groupe. Son rendement médiocre à faible charge constitue un inconvénient majeur, d'où la nécessité d'opérer le plus possible à plein régime.

1.3.6 La Problématique De L'optimisation:

Dans les sites isolés ou éloignés des réseaux de distribution électrique, le coût de transport du carburant pour une génératrice constitue en général la charge la plus élevée pour les groupes électrogènes. Un système hybride doit intégrer la nécessité de réduire les coûts de fonctionnement, d'où une planification adéquate pour une utilisation optimale des diverses sources d'énergie disponibles. Pour les PV et les éoliennes, la source d'énergie étant gratuite, les coûts de fonctionnement infimes sont contrecarrés par un investissement initial élevé pour couvrir l'acquisition et l'installation des équipements. Un système hybride doit donc permettre d'utiliser au maximum les ressources solaires et éoliennes tout en minimisant les coûts d'approvisionnement en carburant pour la génératrice diesel. L'algorithme de contrôle de charge permet de vérifier que le système fournit toujours la puissance demandée tout en remplissant les fonctions suivantes:

- le contrôle de l'état de charge de la batterie : il faut s'assurer que le banc de batteries ne dépasse pas ses capacités : capacité Ah, limites de tension, limite de courant en charge ou en décharge.
- la commande des démarrages de la génératrice; il s'agit de déterminer à quelle valeur de tension (ou SOC) il faut démarrer la génératrice ainsi que sa durée de fonctionnement.

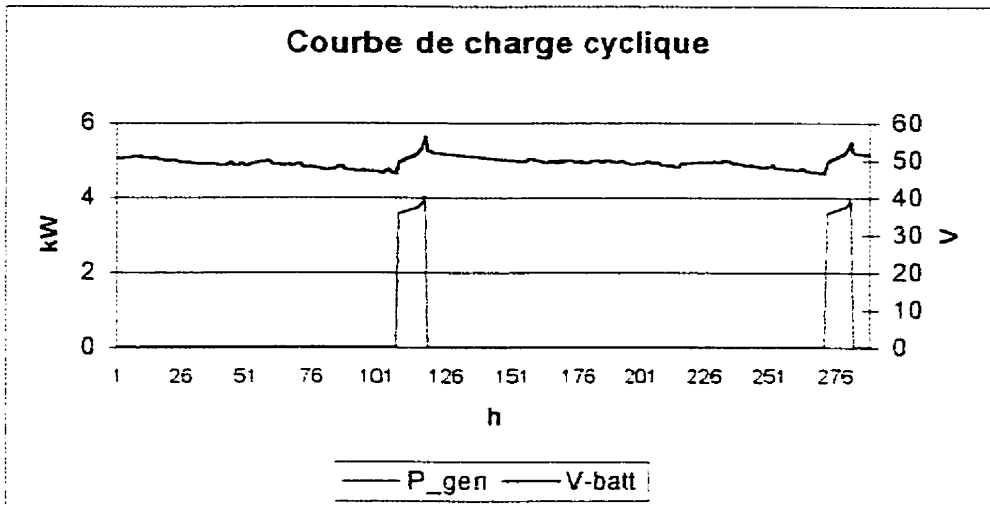


figure 1.4 : La génératrice en cycle charge

1.3.6.a Le contrôle de la Batterie:

La méthode la plus utilisée est celle de la décharge suivie d'une recharge bi-modale avec des points de consigne . "float type charger" ; les points de consignes étant les limites exprimées en tension, en capacité Ah, ou en pourcentage de la capacité nominale Ah (SOC). La batterie est chargée rapidement avec un courant constant assez élevé mais au-dessous de I_{max} jusqu'à une certaine tension : V_{float} , légèrement inférieure à la tension de dégagement gazeux, puis elle est chargée à tension constante avec un faible taux de charge jusqu'à sa tension maximale admissible.

L'exemple de la figure 2.1 montre comment la mise en marche de la génératrice a partir d'une tension seuil de 46.4 V permet de recharger la batterie, avec un arrêt automatique quand la tension s'élève à 58 V.

1.3.6.b Le contrôle de la génératrice:

Il s'agit de la stratégie de contrôle :

- des démarrages et des arrêts; la génératrice étant souvent utilisée pour recharger le banc de stockage, sa stratégie de démarrage présente le même formalisme. En effet les conditions d'arrêt et de reprise de la génératrice sont aussi exprimés par des points de consigne de la batterie. À la figure 1.2, la génératrice démarre quand la limite de 46.5 V est atteinte. Une partie de la puissance délivrée par la génératrice est envoyé à la charge pendant qu'elle recharge la batterie : V_{batt} augmente. Dès que la tension maximum en charge de 58.4 V est atteinte, le contrôleur arrête le « backup ».
- de la période d'opération; la durée minimale d'opération d'une génératrice est en général fixée à une heure. Ce paramètre permet de minimiser la fréquence des démarrages et donc la consommation de carburant. Quand elle doit recharger la batterie, la durée minimale d'opération doit couvrir la durée de charge des accumulateurs, en général de 4 à 8 heures.

1.4 La Modélisation Et La Simulation:

Les programmes de simulation sont généralement basés sur un ensemble d'équations décrivant le comportement des paramètres représentatifs de chaque sous-système d'une installation hybride. La modélisation de tous ces types de systèmes nécessite celle de chacun des composants suivants: la matrice de panneaux PV, les batteries, l'élément de « backup » ou génératrice, l'onduleur de puissance, la charge ou la demande de puissance des consommateurs.

1.4.1 Généralités Sur Les Systèmes PV:

Le générateur PV convertit la radiation solaire incidente en puissance électrique et en général, on distingue deux types d'installations:

- non autonomes ou « grid connected » i.e. rattachées au réseau de distribution électrique. Dans les systèmes reliés au réseaux, les consommateurs standard de puissance AC sont connectés au générateur via un onduleur (convertisseur DC/AC) parfois bidirectionnel (redresseur/onduleur), lequel est souvent équipé d'un circuit suiveur « MPPT » pour récupérer la puissance maximale. Le surplus d'énergie du générateur PV est injecté au réseau public et les demandes de puissance qui excèdent la capacité de production du générateur PV sont achetées sur le réseau.

- autonomes ou « stand-alone », qui sont le propos de cette étude. Ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la demande de la charge en tout temps. La puissance à la sortie du PV n'est pas toujours suffisante pour satisfaire la demande, aussi l'autonomie du système est - elle est assurée par un système de stockage d'énergie. Dans certains cas un « backup » compensera la différence entre la capacité totale disponible et la demande, tout en chargeant les batteries. Généralement les batteries sont à l'acide-plomb, et les « backup » sont des génératrices fonctionnant au diesel ou à l'essence. En pratique ces derniers sont intégrés aux systèmes PV autonomes formant ainsi des installations hybrides. Les lignes internes dans les petits systèmes (environ 5 kW) sont en général en courant continu DC et en AC pour les systèmes plus importants.

1.4.2 La Modélisation Des Modules PV:

1.4.2.a Le modèle électrique:

Selon Kaiser et Reise [19], le comportement électrique d'une cellule PV est le plus souvent décrit par deux modèles standard: le modèle à une diode représenté à la figure 1 et le modèle à deux diodes. Ces modèles consistent en une source de courant idéale, branchée avec une ou deux diodes en parallèle et une résistance série R_s . La première diode D1 décrit les propriétés de semi-conducteur de la cellule et la seconde D2 modélise le phénomène de recombinaison des porteurs de charge. L'effet de ces recombinaisons est significatif sur l'efficacité du système pour les conditions de faible ensoleillement.

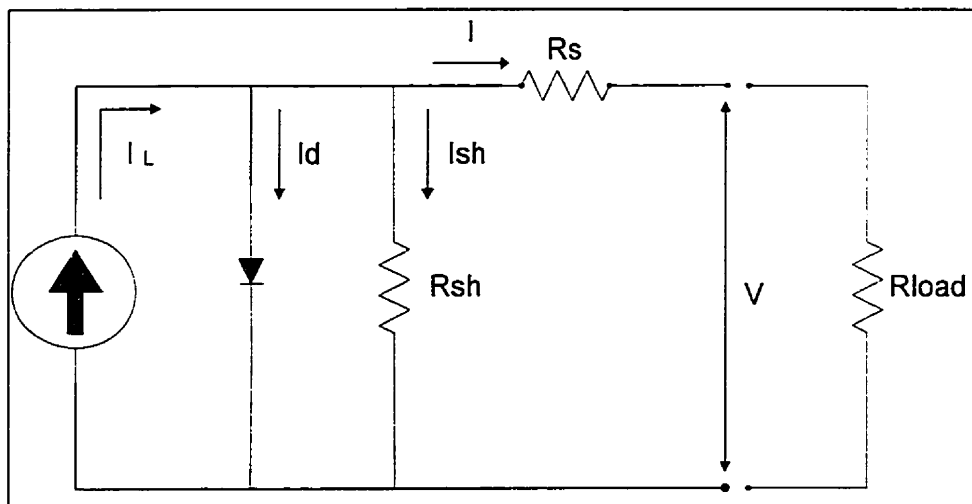


figure 1.5: Circuit équivalent du modèle à 1 diode

La résistance shunt R_{sh} représente les fuites autour de la jonction p-n dues aux impuretés et sur les coins de cellule. La résistance série R_s symbolise la résistance de masse du matériau semi-conducteur, ainsi que les résistances ohmiques et de contact au niveau des connexions des cellules.

Avec Kaiser et Reise [19], la tension U_c et la densité de courant j sont liées par:

$$j = j_{ph} - j_{01} \exp\left(\frac{e_0(U_c + jR_s)}{\alpha kT} - 1\right) - j_{02} \exp\left(\frac{e_0(U_c + jR_s)}{\beta kT} - 1\right) - \frac{U_c + jR_s}{R_{sh}}$$

La densité de courant générée par la photopile j_{ph} (A/m^2) est proportionnelle à la radiation solaire globale incidente G (W/m^2), et elle est supposée linéairement dépendante de la température de la cellule T (K) suivant l'équation:

$$j_{ph} = (C_0 + C_1 T)G$$

La relation entre les densités de courant de saturation et la température est donnée par les équations suivantes:

$$j_{01} = C_{01} T^3 \exp\left(-\frac{e_0 U_{gap}}{kT}\right)$$

$$j_{02} = C_{02} T^{5/2} \exp\left(-\frac{e_0 U_{gap}}{2kT}\right)$$

Tout point d'opération de la caractéristique I-V est déterminé par:

$$U = U_c N_s \quad \text{et} \quad I = j A_c N_p$$

avec: N_s, N_p : nombre de modules en séries et en parallèle

U_c, U : tension à la sortie du module et du générateur PV

U_{gap} : tension de seuil « band-gap »

A_c : surface du module PV

La caractérisation d'un module PV passe donc par la détermination de six paramètres: $C_0, C_1, C_{01}, C_{02}, R_{sh}, R_s$. Pour le modèle à une diode, le nombre de coefficients à déterminer reste identique: le coefficient de courant de la seconde diode C_{02} n'est plus nécessaire, mais le facteur d'échelle α pourrait prendre des

valeurs différentes de 1. D'après l'étude de Kaiser [19], les deux modèles possèdent un bon domaine de validité. Le modèle à une diode se prête mieux aux mesures de caractéristiques I-V pour de valeurs de tension élevées tandis que le modèle à deux diodes est plus précis pour les tensions basses et moyennes. En pratique les difficultés augmentent lorsqu'il s'agit d'établir de nouveaux paramètres pour un module spécifique. En fait la précision du modèle dépend largement de la procédure d'identification des paramètres. Plusieurs méthodes analytiques et numériques ont été introduites pour déterminer les paramètres inconnus. Mais très peu d'entre elles possèdent une méthode d'identification des paramètres intégrée et facile à utiliser.

Mis à part ces modèles complexes, le comportement électrique d'un module PV peut être décrit plus simplement. Une simplification possible consiste à éliminer la résistance R_s de l'équation (1): la densité de courant j est alors directement tirée de l'équation centrale. Avec l'approximation de certains paramètres, cette approche permet une réduction appréciable du temps de calcul. Les modèles réduits sont utilisés dans les programmes d'analyse des effets d'ombrage ou les calculs de façade. De fait, les caractéristiques du champ de générateur PV sont établies à partir des paramètres des modules ou encore de composantes plus élémentaires: les cellules.

Enfin la méthode la plus simple consiste à considérer que chaque module possède un rendement moyen constant. Cette valeur correspondra plus à la performance estimée à partir des caractéristiques du système qu'à la valeur nominale indiquée sur la fiche technique. Mais le choix d'un coefficient de rendement moyen exige une excellente connaissance des conditions d'opération des systèmes PV.

1.4.2.b Le modèle thermique:

La température d'opération d'une cellule solaire est une variable significative pour son rendement. En effet le rendement d'une cellule diminue avec l'augmentation de sa température, phénomène causé par la baisse de la tension en circuit ouvert. Le processus de calcul doit donc modéliser le comportement thermique de la cellule.

L'équation d'équilibre énergétique du système donnée par Kaiser [19], permet d'établir un modèle thermique suivant d'un module PV:

$$m_{\text{mod}} N_{\text{mod}} c_{\text{mod}} \frac{dT}{dt} + P_{el} = \dot{Q}_Q - \dot{Q}_r - \dot{Q}_c$$

avec: c_{mod} chaleur spécifique du module PV (Jkg-1K-1)

m_{mod} masse du module PV (kg)

N_{mod} nombre de module dans le générateur (W)

P_{el} puissance électrique en sortie (W)

\dot{Q}_Q insolation (W)

\dot{Q}_r pertes en radiation (W)

\dot{Q}_c pertes en convection (W)

T_a température ambiante (K)

L'insolation absorbée et les pertes en radiation peuvent être calculées de façon directe mais les pertes en convection sont plus difficiles à estimer car il faut formuler des hypothèses pour caractériser la circulation de l'air le long de la surface des modules.

Pour cette raison, les modèles thermiques sont souvent simplifiés. L'hypothèse d'une relation linéaire entre l'écart de température et la radiation incidente donne l'expression suivante:

$$T = T_a + CG$$

$C = 3 \times 10^{-2} \text{Km}^2\text{W}^{-1}$ (i.e. 30 K à 1000 W/m²) est une valeur communément utilisée et certains programmes offrent une liste des valeurs de C suivant la configuration du montage du système, ces données empiriques étant dérivées d'observations et de mesures sur les sites existants.

1.4.3 La Modélisation Des Batteries:

Le modèle le plus souvent utilisé pour décrire le comportement électrique de la batterie, particulièrement pour les accumulateurs à l'acide-plomb, est le modèle fondamental en tension de Shepherd [4]. La relation entre le courant I (A) et la tension U (V) aux bornes de l'accumulateur s'exprime alors:

- en décharge ($I < 0$):

$$U = U_{0d} - g_d H + r_d \frac{I}{Q_n} \left(1 + M_d \frac{H}{C_d + H} \right)$$

- en charge ($I > 0$):

$$U = U_{0c} - g_c H + r_c \frac{I}{Q_n} \left(1 + M_c \frac{F}{C_c + F} \right)$$

avec: C_c coefficient de capacité en charge

C_d coefficient de capacité en décharge

F état de charge normalisé (Q/Q_n)

g_c coefficient d'électrolyte en charge [V]

- g_d coefficient d'électrolyte en décharge [V]
- H profondeur de charge normalisée ($1-Q/Q_n$)
- I courant de la cellule [A]
- M_c coefficient de type de batterie en charge
- M_d coefficient de type de batterie en décharge
- Q_n capacité nominale de la batterie [Ah]
- r_c paramètre de résistance interne en charge [Ω /Ah]
- r_d paramètre de résistance interne en décharge [Ω /Ah]
- U tension au bornes de la cellule [V]
- U_{oc} tension en circuit ouvert en charge [V]
- U_{od} tension en circuit ouvert en charge [V]

Parallèlement à ce modèle, la capacité Q_n de la batterie est calculée de façon à maintenir l'équilibre de la quantité d'ampère-heure réellement disponible. Pour la charge, un coefficient de rendement en ampère-heure est appliqué en plus d'un taux d'auto-décharge.

Le modèle empirique de Shepherd nécessite la détermination d'un dizaine de paramètres à partir des spécifications de notices techniques des manufacturiers, quand elles sont disponibles. De plus, il permet une simulation correcte de la batterie uniquement en mode stationnaire. Mais aucun programme de simulation ne fournit une méthode d'identification directe de paramètres de la batterie: il faut les déterminer et les valider par une série de mesure.

Si la tension de la batterie n'est pas requise (i.e. comme signal d'entrée pour le régulateur de charge), l'accumulateur peut être modélisé comme un réservoir avec un taux d'auto-décharge spécifique et un coefficient de rendement en charge. Si ces deux valeurs sont correctement ajustées, la consistance des résultats sera comparable à ceux du modèle de Shepherd.

1.4.4 La Modélisation De La Génératrice:

Un modèle de « backup » (groupe moteur-génératrice) doit au moins comporter la courbe caractéristique de la consommation de carburant (F_c en litres) versus la puissance requise (P_G en kW) ; voir la figure 2.6.

Les modèles plus complets intègrent les puissances de sortie minimale et maximale, la période minimale de fonctionnement. La gestion des périodes d'opération de la génératrice est une des tâches de l'algorithme de contrôle de charge du programme de simulation.

La consommation de fuel est représentée soit comme une fonction directe de la puissance de sortie soit comme corollaire du rendement effectif de la génératrice. Dans les deux cas l'allure de la courbe caractéristique est une ligne polygonale, tracée à partir des données du manufacturier ou approximée par un polynôme.

Le modèle le plus simple suppose une caractéristique linéaire: 2 valeurs suffisent alors pour caractériser le comportement de la génératrice: la consommation à vide et à pleine charge. Mais caractériser la génératrice uniquement avec une valeur de rendement global peut affecter la précision des résultats; en effet un rendement unique ne rend pas compte des performances de la génératrice pendant les variations possibles des conditions d'opération.

1.4.5 La Modélisation Des Convertisseurs:

Les modèles de convertisseur (onduleur / redresseur) sont généralement basés sur leurs courbes de rendement. Les caractéristiques sont d'allure polygonale ou définies par des polynômes, et l'identification des paramètres s'effectue à partir des spécifications des équipements.

Le plus souvent, les programmes de simulation utilisent une valeur constante de rendement pour déterminer les pertes en conversion. Cette pratique peut mener à des résultats impropres si ce paramètre n'est pas soigneusement ajusté suivant les conditions d'opération de l'onduleur

1.4.6 La Modélisation De La Charge:

La simulation de la charge est un problème qui peut se décomposer en deux tâches:

- modéliser le comportement électrique de chaque consommateur
- déterminer la puissance demandée pour chaque période de simulation.

Le modèle le plus simple d'un programme de simulation est celui est de la charge. La plus part du temps la charge est représentée par une série de points $P(t)$, et le courant de charge est calculé à partir de $P(t)$ et de la tension du système lorsque son évaluation est nécessaire.

Lorsque la distribution se fait en continu, la charge est exprimée en kWh d'énergie. Elle peut aussi être spécifiée comme une constante, sous forme de profil journalier (avec la charge des jours ouvrables et celle des fins de semaine), ou encore importée à partir d'un fichier de données.

1.5 Présentation De Quelques Outils De Simulations

Les tableaux 1.4 et 1.5 présentent des caractéristiques générales de quelques programmes de simulation dédiés aux systèmes hybrides PV.

Tous ces outils sont structurés pour modéliser chaque composant d'un système hybride, et leur diversité réside dans la variété des méthodes de représentation proposées.

La puissance de sortie d'un générateur PV directement reliée à la radiation incidente explique le fait que les programmes de simulation et de modélisation doivent nécessairement inclure l'entrée de séries de données climatiques horaires TMY comme nous le voyons dans les tableaux 1.4 et 1.5 . Leur distribution aléatoire détermine l'approche de modélisation: les simulations consistent à déterminer les paramètres de sortie pour chaque période d'échantillonnage : énergie à la sortie des modules PV, énergie produite par le « backup », énergies à l'entrée du banc de stockage et à la sortie, la consommation de carburant, les pertes dans le système.

La revue des sites est basée sur les performances globales des composants (statistiques mensuelles ou annuelles), cependant les programmes de simulation décrivent mieux l'évolution des paramètres dans le temps, typiquement pour une période horaire. Et la complexité de chaque modèle réside dans la difficulté à déterminer avec précision les paramètres d'entrée nécessaires pour optimiser la simulation.

Le choix du site de Tanquary Fiord permet de comparer deux méthodes de modélisation des composants et d'optimisation du contrôle en utilisant Watsun-PV et Hybrid2.

Tableau 1.4

Les programmes Watsun-PV et Hybrid2

Programme	WATSUN-PV	HYBRID2
Catégorie	Simulation	Simulation
Types de systèmes	PV-Gen-Batt: en réseau ou isolés, pompage	PV-Éolienne-Gen-Batt: isolés
Utilisateurs	Ingénieries, Éducation	Ingénierie, Éducation
Systèmes d'exploit.	MS-Dos, Macintosh	MS-Dos/Windows
Code source	Non disponible	Non disponible
Interface usager	Dos	Graphique
Documentation	Manuels utilisateur, et théorique	Manuels utilisateur, et théorique
Période de simulat.	1 heure	1 heure
Données climatiques	TMY ou mensuelles	TMY
Charge	Définie par l'utilisateur	Définie par l'utilisateur
Durée de calcul	50 sec.	Variable
Résultats	Tables et graphiques	Résumé et graphiques
Modèle PV	Modèle I-V	Modèle à 1 diode
Modèle de batterie.	Hyman, Facinelli	Hyman, EKIBaM
Modèle de Gén...	Interpolation (3)	Modèle linéaire
Modèle d'onduleur	Courbe de rendement	Rendement linéaire
Régul. de charge	Inclus - onduleur	Inclus - onduleur
Stratégie de contr..	Variées	Variées
Données horaires TMY	Programme WATGEN	Non (TMY à Importer)
Caractéristiques additionnelles	Suiveur 1-2 axes Analyse économique	Suiveur 1-2 axes Structure 3_bus Analyse économique

Il s'agit de comparer les prévisions pour la production d'un générateur PV du modèle I-V par rapport à la représentation à une diode. La prochaine partie consiste à faire le design du site étudié et à présenter les modèles. Nous allons établir les dimensions de chaque composant à partir de l'estimation des charges

et des ressources disponibles par une méthode design rapide, afin de réaliser la simulation du système.

Tableau 1.5

Les programmes Photo et PVSWindows.

Programme	PHOTO	PVS Windows
Catégorie	Simulation	Design et Simulation
Types de systèmes	PV-Gen-Éolienne-Batt: reliés au réseau ou isolés	PV hybrides reliés au réseau, isolés
Utilisateurs	Ingénieries, Éducation	Ingénierie, Éducation
Systèmes d'exploit.	MS-Dos, Macintosh	MS-Dos/Windows
Code source	Non disponible	Non disponible
Interface usager	Écrans de textes	Graphique
Documentation	Manuels utilisateur, et théorique	Manuels utilisateur, et théorique
Période de simulat.	1 heure... 1 jour	1 heure
Données climatiques	Définie par l'utilisateur	moyennes mensuelles ou TMY
Charge	Définie par l'utilisateur	Définie par l'utilisateur
Durée de calcul	30 sec.	10 à 40 sec.
Résultats	Résumé ASCII	Résumé, tableaux et graphiques
Modèle PV	Courbe I-V	Courbe d'efficacité
Modèle de batterie	Développé à Espoo	Rendement constant
Modèle de Gén..	Courbe de consommation	Rendement constant
Modèle d'onduleur	Courbe de rendement	Interpolation (2 nd)
Régul. de charge	Inclus dans l'onduleur	Liée à la batterie
Stratégie de contr..	Fixe, liée à la batterie	Fixe
Données horaires TMY	Non (à générer)	INSEL ou TMY
Caractéristiques additionnelles	Suiveur 1-2 axes Analyse économique Interface graphique externe "Halo88"	Suiveur automatique Correction des om- brages - Variations de la capacité de stockage

CHAPITRE 2

SIMULATION DU SITE DE TANQUARY FIORD WATSUN_PV et HYBRID2

2.1 Introduction:

Le site insulaire de Tanquary Fiord, un camp saisonnier du Service des Parcs Canadiens dans l'arctique, présente les conditions climatiques et d'opérations favorable à notre étude : la combinaison du générateur diesel avec une source d'énergie photovoltaïque pour réaliser une installation hybride autonome. Ce chapitre couvre successivement les étapes suivantes:

- Réaliser le design rapide d'une installation PV hybride autonome typique en utilisant le cas de Tanquary Fiord.
- Identifier les modèles et les paramètres d'entrée avec les outils de simulation Watsun-PV et Hybrid2.
- Discuter les options de simulation spécifiques à chaque programme.

Les résultats des simulations et leurs analyses figurent au chapitre 3.

Les calculs sont exécutés à partir des caractéristiques générales suivantes:

Site d'Ellesmere Island	: Territoires du Nord-Ouest, Canada (annexe B)
	Latitude: 81° N Longitude: 76° O
Données climatiques	: Alert, Latitude: 80°30" N, Longitude: 62°20" O
Période d'opération	: Été (Mai à Août) 7 jours sur 7
Charge	: 8.6 kWh par jour

Batteries : 48 V, profondeur de décharge $DOD_{MAX} = 80 \%$
Génératrice : 5 kW

2.2 Le Design Rapide:

2.2.1 L'algorithme De Design D'un Site Hybride:

Le design rapide a été mis en application avec les caractéristiques de listées au tableau 1.3. Tel qu'illustré à l'annexe C-1, il s'agit de réaliser les étapes suivantes :

1. Définir les ressources climatiques du site : insolation et température.
2. Estimer la charge moyenne en Ah/j.
3. Dimensionner la batterie : capacité Ah.
4. Dimensionner le champ photovoltaïque : puissance crête en Wp
5. Choisir le système hybride qui est approprié.
6. Recalculer les caractéristiques des composants: PV, Batteries, Génératrice, Onduleur, Chargeur.

2.2.2 Les Ressources Climatiques Du Site:

À partir du rayonnement global sur un plan horizontal (0°) et des températures moyennes (figure 2.2) pour la localité d'Alert (site le plus proche avec les données météorologiques d'environnement Canada[17]), nous avons effectué des simulations avec Watsun-PV pour extraire l'insolation globale pour différentes d'inclinaisons nord-sud listées au tableau 2.1. Les simulations ont été faites avec un suiveur mécanique (MPPT) optimisé en azimut de 90° de rendement, pour des inclinaisons successives de 0° , $67^\circ 30'$, $82^\circ 30'$ et 90° .

Tableau 2.1

Les données climatiques

Mois	Insolation en MJ/m ² pour différentes inclinaisons				Température T _a (°C)
	0°	67°30	82°30	90°	
Janvier	0	0	0	0	-32.1
Février	0	0	0	0	-33.6
Mars	1.96	11.90	12.42	12.39	-33.2
Avril	11.77	43.44	44.34	43.74	-24.9
Mai	23.17	54.23	53.55	52.04	-11.7
Juin	24.40	48.97	47.18	45.26	-1
Juillet	18.61	37.49	36.27	34.87	3.6
Août	10.34	23.12	22.50	21.67	3.9
Septembre	3.49	10.91	11.04	10.84	-10.0
Octobre	0.15	0.81	0.83	0.83	-19.7
Novembre	0	0	0	0	-26.6
Décembre	0	0	0	0	-30
Total	7.72	19.29	19.06	18.52	

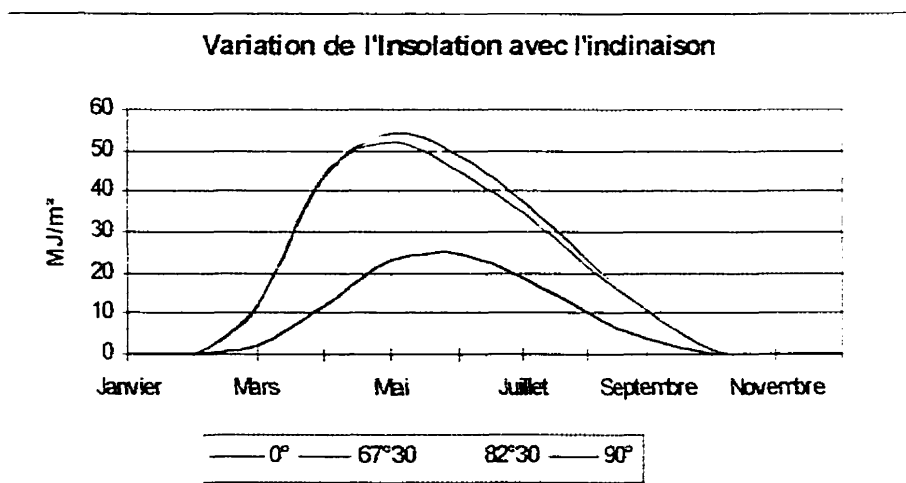


figure 2.1: Profil annuel du rayonnement solaire.

Le rayonnement solaire ou insolation s'exprime (habituellement) en plusieurs unités: kilowattheure par mètre carré (kWh/m^2), Peak Sun Hour (PSH), Mégajoule par mètre carré (MJ/m^2), ou encore en unités Langleys (L)¹ pour une période donnée soit une journée ou une heure.

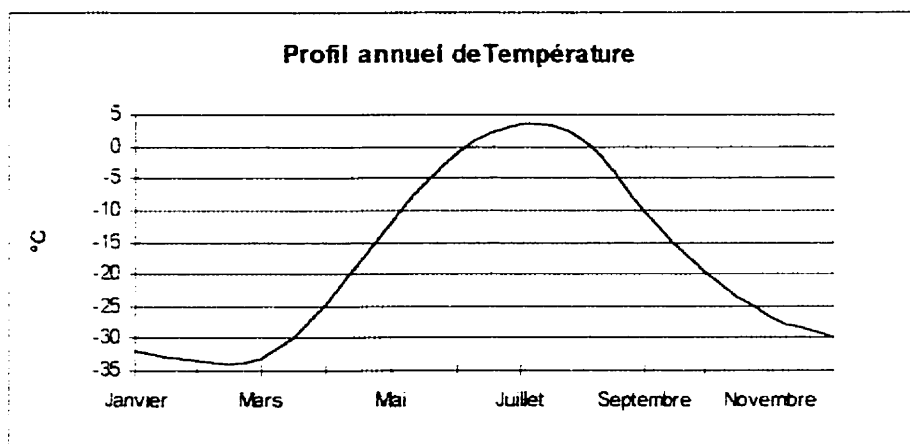


figure 2.2: Profil Annuel de Température.

Les courbes d'insolation annuelles en $\text{MJ/m}^2/\text{j}$ et de température (figures 2.1 et 2.2) montrent que la période d'opération du système (mai à août) correspond à la saison d'ensoleillement maximal et aux températures de pointe.

L'insolation incidente est maximale pour un angle de $67^{\circ}30'$ (latitude -15°), et le gain de radiation totale pour l'année est seulement de 1 %, par rapport à un angle égal à la latitude. Mais suivant les recommandations du guide de design, nous allons faire les calculs pour des panneaux inclinés à $82^{\circ}30'$ (latitude) face au sud.

Comme le design est effectué pour que les PV fournissent assez d'énergie à la charge dans les pires conditions; il faudra donc dimensionner le système pour

¹ $1 \text{ kWh/m}^2 = 1 \text{ PSH} = 3.6 \text{ MJ/m}^2 = 0.0116 \text{ L}$

des conditions d'insolation quotidienne de 22.5 MJ/m²/j (6.3 PSH) et de température minimale d'opération de -11.7°C (annexe F-1).

2.2.3 L'estimation De La Charge Moyenne:

Il s'agit de déterminer la valeur de la charge en ampère heure par jour AH_L (tableau 2.1) à partir des valeurs des caractéristiques d'opération des équipements : le courant AC $I_{AC,i}$ (A), la durée d'opération t_i (h/jour) détaillés au tableaux TA1.1 et TA1.2 de l'annexe A.

Tableau 2.2

Estimation des charges journalières

Données		
Tension AC	V_{AC}	110 V
Tension DC	V_{DC}	48 V
Rendement onduleur	η_{inv}	85 %
Résultats		
Énergie totale typique	W_L	8.6 kWh/j
Charge typique	AH_L	178 Ah/j
Énergie totale maximale	W_{L-max}	15.3 kWh/j
Charge maximale	AH_{Lmax}	319 Ah/j

Selon les formules des fiches d'estimation des charges utilisées pour le design rapide [2], la puissance $P_{AC,i}$ (W) nécessaire à chaque équipement i est déterminée comme suit:

$$P_{AC,i} = I_{AC,i} * V_{AC}$$

Ramenée en continu, nous avons la puissance DC:

$$P_{DC \dots i} = \frac{P_{AC \dots i}}{\eta_{inv}}$$

L'énergie totale $W_{L,i}$ exprimée en kWh/j est calculée comme suit :

$$W_{L,i} = t_i * P_{DC \dots i}$$

Et la formule de la charge équivalente en Ah est donnée par :

$$AH_{L,i} = \frac{W_{L,i}}{V_{DC}}$$

$$W_L = \sum W_{L,i}$$

Les valeurs totales sont :

$$AH_L = \sum AH_{L,i}$$

Les résultats des calculs effectués à l'annexe A et résumés au tableau 2.2 aboutissent à une charge moyenne de $8.6 kWh/j$ soient $178 Ah/j$ (à $48 V$), pouvant atteindre $15.3 kWh/j$ dans les pires conditions d'utilisation. La suite du design est effectuée pour une charge typique $AH_L = 178 Ah/j$.

2.2.4 Dimensionner La Batterie:

Pour le design de la batterie, selon le nombre de jours d'autonomie DOA, il faut:

- Déterminer la capacité $BATT_{usa}$:

$$BATT_{usa} = \frac{AH_L * DOA}{DOD_{MAX}}$$

• Déterminer par le facteur de correction $F1$ de la capacité de la batterie pour le taux de décharge DD et la température de fonctionnement à l'aide de l'abaque à l'annexe F-1; où DD (h) est donné par :

$$DD = DOA * 24 h$$

Tableau 2.3

Tableau de design des composants du système

Inclinaison	0°	67°30	82°30	90°	
$Insolation_{min}$	10.33	23.12	22.5	21.67	MJ/m²/j
PSH	2.8	6.4	6.3	6.0	PSH
E_{PV}	4.20	1.83	1.88	1.95	kWp
n_s	3	3	3	3	modules
n_p	28	13	13	13	modules
n	84	39	39	39	modules
$E_{PVfinal}$	5.27	2.45	2.45	2.45	kW
$N_{shybride}$	3	3	3	3	modules
$N_{phybride}$	4	4	4	4	modules
$N_{hybride}$	12	12	12	12	modules
$E_{PVhybride}$	581.76	581.76	581.76	581.76	kW
$PV_{L\ contr.}$	33.94	77.84	75.75	72.96	Ah/j
$PV_{L\ contr.}$	19.07	43.73	42.56	40.99	%
Design de la génératrice					
DOA	1	2	3	4	j
P_{Gen}	11.87	11.87	11.87	11.87	kWh/j
P_{nom}	2.97	5.93	8.90	11.87	kW
Design des batteries					
DOA	1	2	3	4	j
$BATT_{usa}$	222.5	445	667.5	890	Ah
$F1$	0.78	0.78	0.82	0.82	
$BATT_{des.}$	285.26	570.51	814.02	1085.37	Ah

Pour une période d'autonomie de 2 jours soit une DD de 48 h à $-11.7\text{ }^{\circ}\text{C}$, la lecture sur C50 donne 78 % de la capacité à $25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

• Calculer $BATT_{DES.}$ la capacité Ah nominale nécessaire à la batterie:

$$BATT_{des} = \frac{BATT_{nscr}}{F \downarrow}$$

Pour une autonomie de 24 h, 285 Ah suffiront, et pour 2 jours nous aurons 570 Ah, plus proche des 500 Ah au tableau 2.3. Après la sélection d'un type de batterie dans la librairie de Wastun-PV, les connections (annexe F-2) en série et en parallèle sont déterminée par les relations suivantes :

$$n_{sb} = \frac{V_{DC}}{V_{unit}} \quad \text{et} \quad n_{pb} = \frac{BATT_{des}}{BATT_{unit}}$$

Avec des batteries au plomb Dynasty de $BATT_{unit} = 147$ Ah et $V_{unit} = 6$ V; il faut 4 branches en parallèle, constituées chacune de 8 unités reliées en série. D'où une capacité totale de 588 Ah soient 28.224 kWh.

2.2.5 Dimensionner Le Champ Photovoltaïque:

Pour les conditions suivantes :

- une inclinaison de $82^{\circ}5$ i.e. une insolation minimum de 6.3 PSH
- un rendement des modules PV : $\eta_{PV} = 0.95$
- un rendement en charge des batteries : $\eta_{BATT} = 0.85$
- un rendement du régulateur de charge : $\eta_{REG} = 0.9$

la capacité minimale du générateur PV E_{PV} est estimée dans le manuel de design [2] par :

$$E_{PV} = \frac{AH \cdot L}{\eta_{PV} * \eta_{REG} * \eta_{BATT} * PSH} * V_{DC}$$

Et comme dans le cas des batteries, le nombre de modules en séries n_s et de branches parallèles n_p est tiré des caractéristiques du module sélectionné avec :

$$n_s = \frac{V_{DC}}{V_{mpt}} \quad \text{et} \quad n_p = \frac{E_{PV}}{V_{DC} * I_{mpt}}$$

Au tableau 2.3 nous avons $E_{PV} = 1.88$ kWp, et pour une installation seulement en énergie solaire (sans génératrice) il faudrait 39 modules Kyocera de 62.7 Wp (20.7 V, 3.03 A). Notons que la puissance PV E_{PV} est la même qu'à 67°30; l' et l'inclinaison des panneaux permet de diminuer de moitié la taille du générateur PV par rapport à des panneaux horizontaux. Cependant l'installation étant hybride, seule une fraction de cette puissance sera délivrée par le nombre de module imposé: 12 panneaux Kyocera.

$$E_{PVfinal} = n_{shybride} I_{PV} V_{DC}$$

$$E_{PVfinal} = 4 * 3.03 * 48 = 582 W$$

Et la puissance nominale installées est :

$$E_{PVnom} = 12 * 62.7 = 752.4 Wp$$

2.2.6 Le Choix D'un Système Hybride:

Il existe plusieurs approches pour déterminer un système hybride ou plus précisément la proportion d'énergie renouvelable versus la puissance qui sera supplée par le générateur. Dans cette application, il faut utiliser la génératrice de 5 kW déjà présente, et les 12 modules couvrent une portion de la charge . Nous devons donc calculer le reste de l'installation pour :

- assurer que la charge est toujours couverte.
- maximiser les plages et périodes de fonctionnement des autres sources, par exemple pour éviter le fonctionnement des génératrices à faible charge.

La contribution des PV à la charge PV est le produit du courant par durée d'insolation PSH est 77.84 Ah/j soit 42.56 % des 178 Ah/j de charge, avec :

$$PV_{L.contr} = n_{shybride} I_{mppt} PSH$$

Ramenons la charge à la sortie de la génératrice :

$$P_{Gen} = \frac{AH_L * V_{DC}}{1000 * \eta_{REG} * \eta_{BATT}}$$

La puissance que doit fournir la génératrice, d'après les formules de design de site PV hybride [2] est :

$$P_{nom} = \frac{P_{Gen} DOA}{4}$$

Lorsque la génératrice est démarrée pour alimenter la batterie, elle est supposée opérer pendant une durée minimale de recharge de 4 h. Un jour d'autonomie nécessite une capacité d'au moins 2.97 kW alors que pour 2 jours ou plus la puissance excède la capacité d la génératrice de 5 kW. Nous nous limiterons donc à 24 h d'autonomie.

2.3 La Modélisation Du Générateur PV :

La cellule PV est typiquement représentée par une courbe caractéristique I - V, du courant en fonction de la différence de potentiel à ses bornes, pour des conditions d'opérations standard : une insolation de 1000W/m² à 25 ° C (figure 1). Chaque modèle établit, à partir des spécifications du manufacturier , une méthodologie pour évaluer les paramètres PV: le courant, la tension et la puissance, leur compensation en fonction de la température et de l'ensoleillement.

Après une description succincte des modèles de représentation de la courbe I - V utilisés respectivement par les programmes Hybrid2 et Watsun-PV, cette partie s'attache à comparer leurs paramètres significatifs.

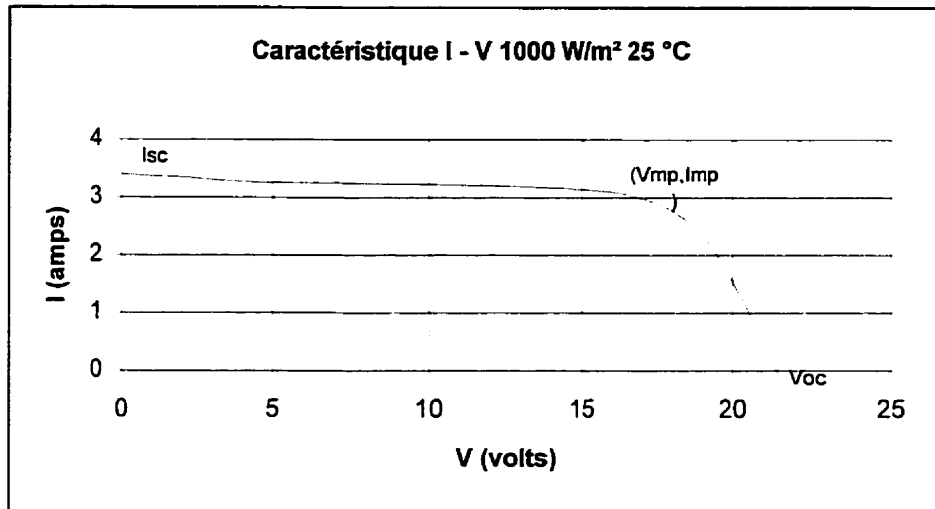


figure 2.3: Exemple de caractéristique I - V

2.3.1 L'approximation De La Courbe I-V:

Un modèle de représentation à une diode (figure 2.5), basé sur les travaux de Duffie et Beckman [21,22], permet d'aboutir à une approximation de la caractéristique I-V à partir de 4 paramètres dérivés de V_{oc} , I_{sc} , H et T .

Exposé à la radiation incidente, le module se comporte comme une source de courant en parallèle avec une diode. (cf. chapitre 1)

Sur l'exemple de la figure 2.3, le courant demeure pratiquement constant jusqu'à 15 V, ensuite le courant passant par la diode devient plus important: ce qui se traduit par le raidissement de la pente pour les valeurs de tension élevées. En circuit ouvert (V_{oc} 21.4 V), tout le courant généré passe par la diode et la résistance R_{shunt} . Et le courant de court-circuit I_{sc} (3.4 A) est défini comme le courant sortant de la cellule PV lorsque la tension est nulle à ses bornes.

La caractéristique I-V du circuit équivalent à une diode (figure 1.5) , est dérivée de la relation suivante:

$$I = I_L - I_D - I_{sh}$$

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{V + IR_s}{A}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}$$

La puissance disponible est : $P = IV$

Ce modèle est donc initialement déterminé par les 5 paramètres suivants:

I_L : le courant de source (photopile)

I_0 : le courant de saturation inverse de la diode

R_s : la résistance série

R_{sh} : la résistance shunt

A : une constante d'interpolation.

En général la résistance shunt est assez élevée pour que la quantité

$\frac{V + IR_s}{R_{sh}}$ tende vers zéro et soit négligée dans l'équation précédente. Cette

stratégie nous ramène au modèle simplifié à 4 paramètres suivant:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{V + IR_s}{A}} - 1 \right]$$

Cependant cette approximation n'est valable que si, à basse tension, la pente de la courbe I-V est assez faible. Elle est le plus souvent justifiée par ce que généralement la caractéristique est presque horizontale dans la plage des tensions faibles. Mais si elle présente une pente négative prononcée, alors R_{sh} n'est pas assez élevé pour que le terme $\frac{V + IR_s}{R_{sh}}$ soit négligeable; ce qui signifie

que ce modèle n'est pas applicable.

La figure 2.4 illustre l'approximation (en pointillé) de la caractéristique I-V pour un module Kyocera : cette courbe se trouve légèrement au-dessous de la caractéristique réelle.

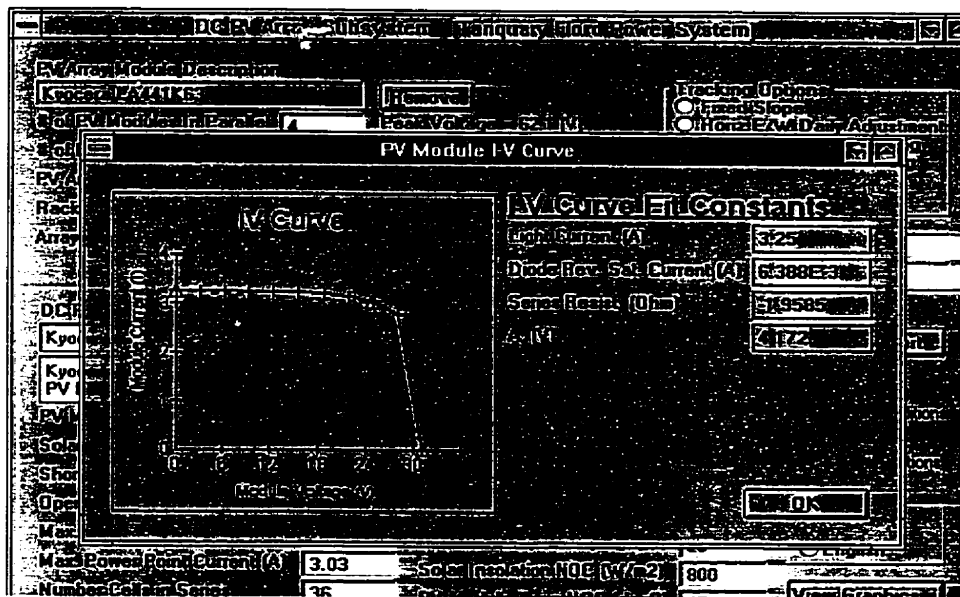


figure 2.4: Approximation Hy2 de la caractéristique I – V

2.3.2 Paramétrisation Du Module PV:

Il s'agit de déterminer les quatre paramètres I_L , I_0 , R_s et A , tel que démontré dans le modèle théorique de Hybrid2 [22], à partir des spécifications du manufacturier pour les conditions de référence : une insolation H_0 de 1000 W/m^2 et une température T_0 de 25°C .

Le courant de source de référence: $I_{L_0} = I_{sc_0}$

Le paramètre d'interpolation de référence: $A_0 = \frac{T_0 \beta - V_{oc_0} + \epsilon N_s}{\frac{\alpha T_0}{I_{L_0}} - 3}$

Le courant de saturation inverse de référence: $I_{0_0} = I_{L_0} e^{\frac{V_{oc_0}}{A_0}}$

La résistance série: $R_s = R_{s_0} = \frac{A_0 \ln \left(1 - \frac{I_{mp_0}}{I_{L_0}} \right) - V_{mp_0} + V_{oc_0}}{I_{mp_0}}$

avec:
$$\alpha = \frac{dI_{sc}}{dT} \cong \frac{I_{sc}(T_2) - I_{sc}(T_1)}{T_2 - T_1} : \text{coefficient de température de } I_{sc}$$

$$\beta = \frac{dV_{oc}}{dT} \cong \frac{V_{oc}(T_2) - V_{oc}(T_1)}{T_2 - T_1} : \text{coefficient de température de } V_{oc}$$

2.3.3 Les Équations De Compensation:

À un niveau d'insolation donné, toute augmentation de la température de la cellule PV induit une baisse de la tension V_{oc} et une très légère hausse du courant de court-circuit I_{sc} . Considérant la résistance R_s indépendante de la température, Hybrid2 [22] établit une correction des paramètres I_L , I_0 et A en fonction des valeurs instantanées de la température du collecteur (T) et de l'insolation (H) à l'aide des relations suivantes:

$$A = A_0 \left(\frac{T}{T_0} \right)$$

$$I_L = \left(\frac{H}{H_0} \right) [I_{L0} + \alpha(T - T_0)]$$

$$I_0 = I_{00} \left(\frac{T}{T_0} \right)^3 e^{\left[\frac{\beta V_{oc}}{A_0} \left(1 - \frac{T_0}{T} \right) \right]}$$

$$I_L = \left(\frac{H}{H_0} \right) [I_{L0} + \alpha(T - T_0)]$$

2.4 La Courbe De Consommation En Carburant:

Dans les systèmes hybrides, la génératrice est décrite par ses capacités nominales, sa caractéristique de consommation en carburant au niveau de la mer et la correction de cette consommation en fonction de l'altitude.

Les caractéristiques nominales sont sa puissance, la tension de sortie généralement alternative et la vitesse d'entraînement.

La caractéristique de consommation est la courbe du carburant F_c (en litre par heure) en fonction de la puissance délivrée P_G (en kilowatts). Les catalogues de fournisseurs donnent des valeurs typiques de F_c et un modèle analytique est établi par interpolation polynomiale cubique pour Watsun-PV [3] et linéaire pour Hybrid2 [22]. Pour ces deux méthodes d'identifications, y étant la consommation F_c et x la puissance P_G , nous avons donc:

- un modèle cubique polynomiale non linéaire:

$$y^2 = a + bx + cx^2 + dx^3$$

- un modèle linéaire

$$y = a + bx$$

Le modèle linéaire se déduit simplement de deux valeurs: la consommation à vide et à pleine charge alors que l'interpolation cubique est réalisée avec cinq points. La figure 2.5 présente les valeurs de F_c extraites du catalogue de Watsun-PV, pour une Onan Emerald Plus 5000 60Hz 1800 RPM, gasoline (essence), 120V AC, d'une puissance nominale 4.8 kW (tableau 3.3):

- F_{c_cub} en fonction de P_G $y^2 = 2.56 + 1.28x + 0.17x^2 + 0.02dx^3$
avec $r^2 = 0.9998$
- F_{c_lin} en fonction de P_G $y = 1.6 + 0.45x$
avec $r^2 = 0.9988$

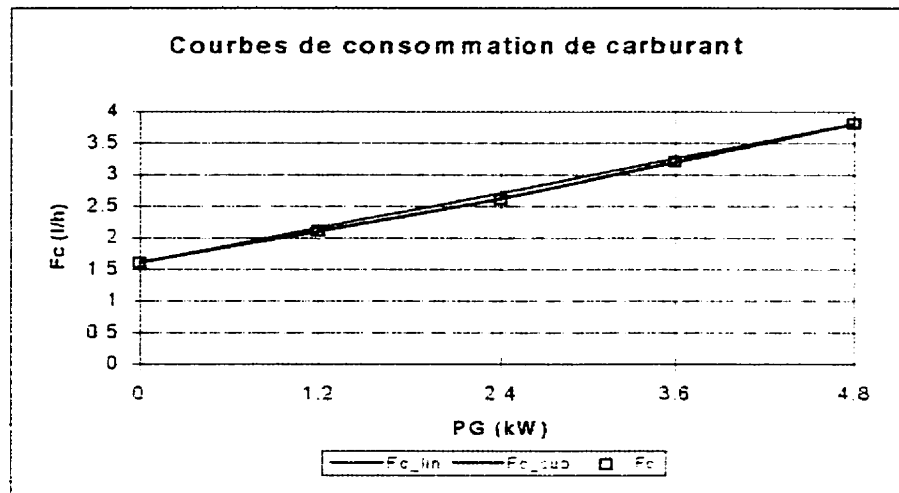


figure 2.5: Consommation de la génératrice Onan 5000.

Le programme Hybrid2 fait une approximation linéaire de la caractéristique de consommation en fuel de la génératrice tandis que Watsun-PV réalise une interpolation cubique. Le graphique 2.5 montre que l'approximation linéaire donne une consommation supérieure à la normale entre 25 % (1.32 kW) et 75 % (3.6 kW) de la plage d'opération. Avec un coefficient de corrélation supérieur, l'approche de Watsun-PV décrit mieux la consommation réelle de carburant.

Une génératrice fonctionnant en altitude présente généralement des performances plus faibles : elle consomme un peu plus de carburant pour délivrer la même puissance utile par au niveau de la mer. Une baisse linéaire de rendement de 11.5 % pour 1000 m au-dessus du niveau de la mer décrit cette hausse de consommation. Ces programmes présentent deux méthodes d'estimation du taux de diminution du rendement en altitude PDA:

- une interpolation cubique pour Watsun-PV avec 5 valeurs:

$$y = a + bx + cx^2 - dx^3 \approx 0.0043 + 0.0115x - 4.2857e-08x^2 + 8.3333e-12x^3$$

avec $r^2 = 0.99999902$

- un taux linéaire pour Hybrid2:

$$y = 115 \cdot 10^{-3} x$$

avec $r^2 = 0.99999886$

où y représente PDA en % et x l'altitude en m.

Les valeurs de corrélation ($r^2 \approx 1$) obtenues permettent d'établir que les deux approches sont équivalentes. De plus, le graphique de la figure 2.7 illustre l'excellente corrélation de l'application du taux linéaire avec les données extraites des catalogues.

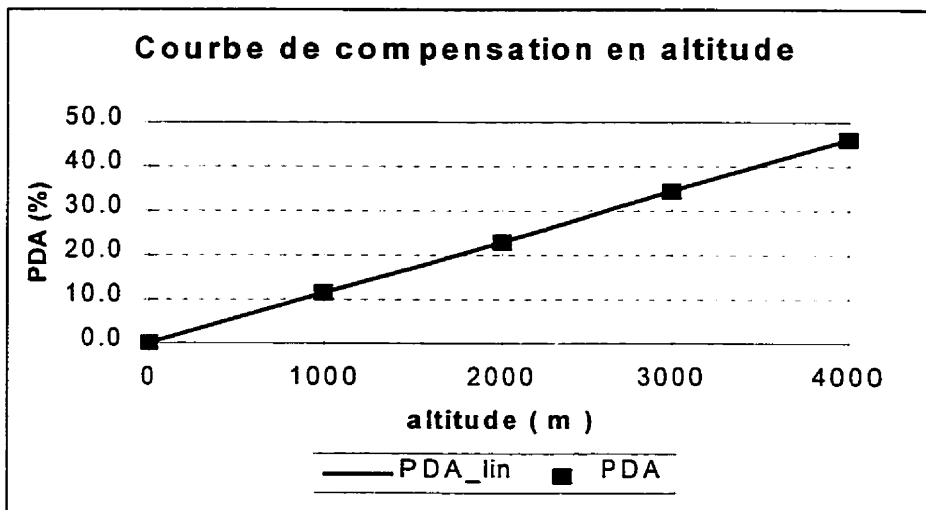


figure 2.6: Compensation en altitude

2.5 La Modélisation De La Batterie:

Les paramètres d'entrée, qui décrivent les caractéristiques en tension, en courant et en capacité, restent spécifiques au type de batteries sélectionnées et au modèle de simulation. Mais avant d'aborder la caractérisation des batteries, il

est nécessaire d'expliciter les termes suivants: tension nominale, capacité ampère-heure Ah et tension d'arrêt.

Les cellules acide - plomb ou de cadmium - nickel sont fournies avec des tensions nominales respective de 2.0 V et 1.2 V. Ces cellules sont reliées en série pour obtenir la tension finale désirée: 12 V, 24 V, 48V. Il n'existe pas de restriction concernant le nombre de liaisons série possible, en revanche la connexions en parallèle est déconseillée car elles rendent difficile la maintenance et les opérations de mesures et de contrôle de l'état de charge de la batterie.

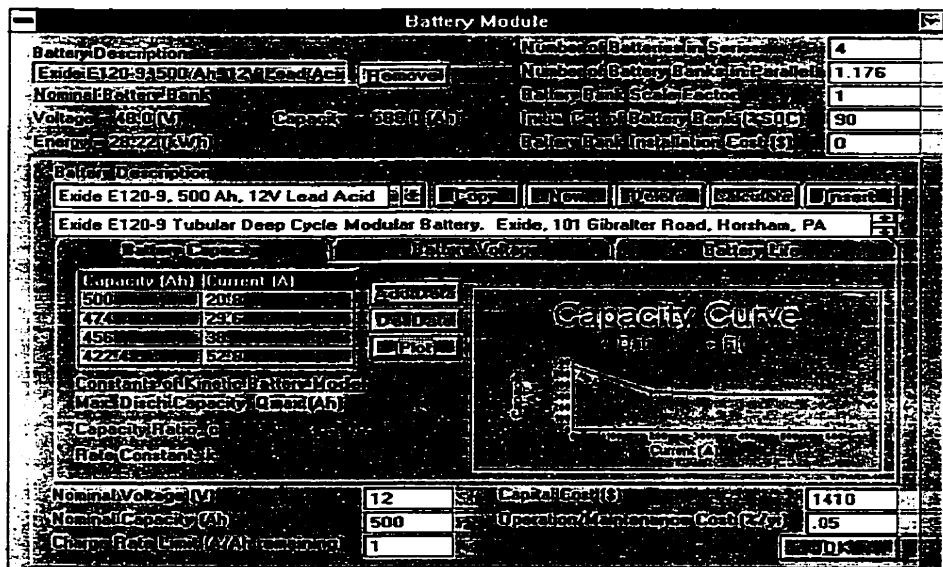


figure 2.7 : Courbe de capacité d'une cellule Exide E120-9

2.5.1 La Capacité Ampère - Heure:

Les manufacturiers fabriquent des cellules de différentes capacités par variation des dimensions des plaques et en reliant plusieurs électrodes en parallèle.

La capacité disponible pour une cellule donnée dépend du courant de décharge, de la température de l'électrolyte et de la tension d'arrêt de la décharge. Elle est

généralement exprimée par des caractéristiques de tension en décharge, pour un courant de décharge I_{10} , une température de 20°C et une tension d'arrêt de 1.8 V pour les cellules acide - plomb. Pour les cellules de cadmium - nickel, la capacité est donnée pour un courant de décharge I_5 à 20°C et une tension d'arrêt de 1.0 V. I_{10} est le courant (A) qui peut être délivrée par la batterie en décharge continue pendant 10h jusqu'à ce que la tension d'arrêt soit atteinte. C_{10} est la capacité (Ah) disponible aux bornes de la batteries pour ces conditions d'opération. Dans les applications PV la décharge peuvent durer plusieurs jours, aussi les mesures I_{100} et C_{100} sont en général explicitées.

Il n'existe pas de norme internationale pour caractériser les batteries dans les applications PV. Chaque fabricant utilise donc ses propres valeurs de tension d'arrêt en décharge pour caractériser la capacité d'une batterie. En fait deux méthodes sont plus généralement utilisées pour spécifier la tension d'arrêt d'une cellule de 2V :

1• Soit toutes les mesures des capacités (C_{10} , C_{50} , C_{100} , etc. ...) sont terminées à la même tension d'arrêt fixée à 1.8 V pour l'acide - plomb (1.1 V pour le cadmium - nickel) .

2• Soit chaque mesure de capacité est terminée à une tension d'arrêt différente. Typiquement la tension d'arrêt pour C_{10} est de 1.8 V (1.1V pour le cadmium - nickel) et cette valeur croît progressivement pour C_{50} , C_{100} , etc. ...

Par exemple sur les courbes C2 et C4 (figure 3.1) de décharge d'une cellule de batterie Dynasty GC6V200B , la tension d'arrêt est de 1.75 V pour taux de décharge constant de 8.5A.

2.5.2 L'effet De La Température Sur La Capacité:

La capacité d'une cellule augmente avec la température : en dessous de 25 °C la capacité décroît de 0.68 % par °C [5] (0.25% pour le cadmium - nickel). Il s'agit d'une réduction significative qui doit être prise en compte pour dimensionner et choisir la batterie.

En général il faut augmenter la capacité de la batterie pour compenser les effets d'une faible température d'opération soit à l'aide d'abaques (annexe F-1), soit à l'aide des spécifications du fabricant standardisées pour la cellule.

De fait, il est préférable d'utiliser les mesures standard pour décrire la capacité en température. Les figures 3.1 et 3.2 donnent les courbes de capacité en température extraites de la bibliothèque des composants pour une batterie Dynasty des températures allant de 20 à 25°C.

2.5.3 L'effet De La Température Sur La Durée De Vie:

La corrosion est plus rapide dans la structure interne des cellules acide - plomb à haute température mais, pour les températures très froides ($T < 0^{\circ}\text{C}$), le point de congélation de l'électrolyte varie avec son niveau et l'état de charge de la batterie. Le point de congélation est plus élevé pour un état de charge SOC faible. Et comme lorsque l'électrolyte gèle, la batterie devient inutilisable; la vérification du point de congélation doit donc faire partie des facteurs de régulation de la tension ou de l'état de charge de la batterie.

2.5.4 L'effet De La Profondeur De Décharge DOD:

La période totale d'opération ou vie de la batterie est exprimée par le nombre de cycles (charge - décharge) pour lequel elle peut délivrer au moins 80 % de sa

capacité nominale. De fait , la vie cycliques d'une batterie est inversement proportionnelle à la profondeur de décharge DOD (figure 2.8).

Dans les applications PV, la DOD cyclique normale est de 20 % et la DOD cyclique profonde est de 40 à 80 % en dessous de la capacité nominale.

2.5.5 L'influence De L'usure Sur La Capacité:

La capacité augmente durant les premiers cycles d'opération puis décroît progressivement. L'augmentation de la capacités au cours des cycles initiaux est dues à l'activation de composants qui n'étaient pas encore entrés en réaction. La réduction avec l'usure est causée principalement par:

- la formation de gros cristaux de sulfate de plomb sur les plaques (sulfatation).
- la perte de dioxyde plomb au niveau de la plaque positive.
- la corrosion des grilles.

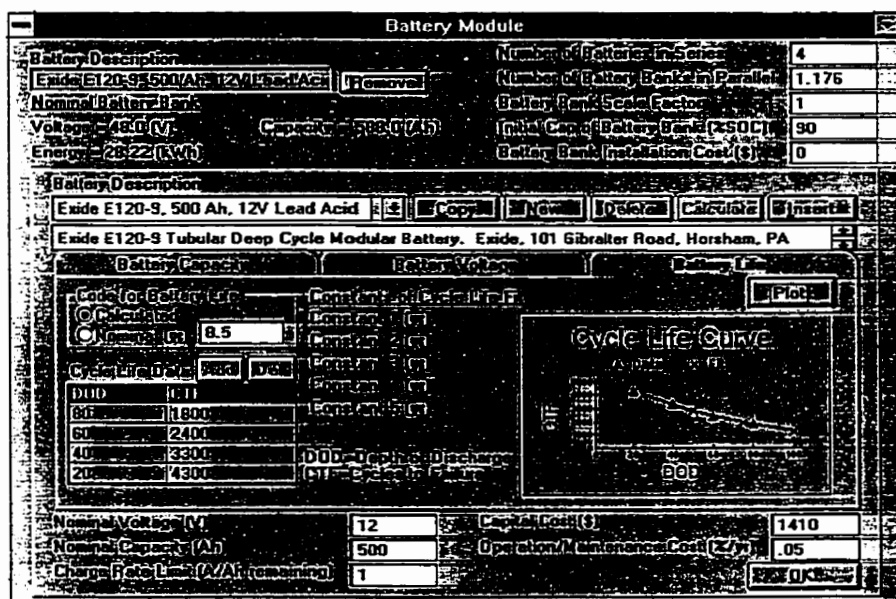


figure 2.8 : Cycle de vie d'une batterie Exide E120-9

2.6 La Stratégie De Contrôle De Charge:

La stratégie d'opération qui détermine les actions du système lors des variations des conditions d'opération: insolation, état de charge initial de la batterie, exigence de la charge. Suivant le paramètre de contrôle et le modèle de représentation des accumulateurs, deux approches de contrôle se dégagent:

- une stratégie générale articulée autour du niveau de tension de la batterie
- une stratégie en trois points: le système, la batterie et la génératrice.

La première que nous qualifierons de classique est l'algorithme en tension utilisée par Watsun-PV, tandis que la seconde préconisée par Hybrid2 est basée sur l'état de charge de la batterie.

2.6.1 Les Modes de Contrôle De Watsun-PV:

Cet algorithme s'articule autour de 7 modes opératoires du système selon les variations des conditions de fonctionnement :

1. Charge couverte par les PV, batteries en charge
2. Charge couverte par les PV, batteries en décharge
3. Charge couverte par les PV, pas de batteries
4. Génératrice en marche, batteries en charge
5. Génératrice en marche, pas de charge des batteries
6. Génératrice en marche, pas de batteries
7. Pas de charge.

Mode 1: Charge couverte par les PV, batteries en charge

La production de la matrice PV est suffisante pour couvrir les besoins de la charge et l'énergie excédentaire est donc disponible pour charger les batteries. Si la production des PV est égale à la charge, alors il n'y aura ni charge ni décharge des accumulateurs. Et si pendant la charge, l'état de charge des

batteries approche $SOC=1$, et tout apport énergétique aux batteries contribuerait plus au dégagement gazeux qu'à leur chargement. Une bonne protection contre la surcharge par le biais d'un régulateur de tension stoppera la charge et cet excédent deviendra une perte d'énergie.

Mode 2: Charge couverte par les PV, batteries en décharge

La production des PV est inférieure aux exigences de la charge. Les batteries sont déchargées pour combler le déficit, mais la tension ou l'état de charge de la batterie n'est pas assez basse pour justifier la mise en marche de la génératrice.

Mode 3: Charge couverte par les PV, pas de batteries

La charge peut être entièrement couverte par la production des PV sans que la chute de tension DC n'atteigne la condition limite pour démarrer la génératrice. Les batteries sont absentes du processus et tout excédent d'énergie est perdu.

Mode 4: Génératrice en marche, batteries en charge

Les conditions de démarrage étant réalisées, la génératrice fonctionne pour couvrir la charge et contribuer au chargement des accumulateurs. Si pendant la charge l'état de charge de la batterie est proche de $SOC=1$, alors nous retrouvons le scénario du mode 1, i.e. la batterie n'est plus chargée et l'énergie excédentaire est perdue.

Mode 5: Génératrice en marche, pas de charge des batteries

La génératrice fonctionne mais les batteries ne sont pas chargées : soit des raisons de maintenance indépendantes de la batterie, soit que la charge DC soit plus forte que l'output de la batterie; elle reste donc déchargée même si la génératrice lui fournit de l'énergie par l'intermédiaire du redresseur.

Mode 6: Génératrice en marche, pas de batteries

La génératrice est démarrée par ce que la production PV est insuffisante pour couvrir les besoins de la charge. Et ce démarrage est généralement commandé par une chute de tension marquée de la batterie.

Mode 7: Pas de charge

Il n'y a pas de demande d'énergie, aussi même si les PV et les batteries fournissent de l'énergie; la génératrice est à l'arrêt.

2. 6.2 L'algorithme De Contrôle De Hybrid2 :

Ces options de contrôle sont articulées autour de 3 points: la stratégie du système (figure 2.9), les points de consigne de la batterie(figure 2.11) et la stratégie de la génératrice(figure 2.10).

1 . La stratégie du système traite de l'interaction du diesel et du stockage selon :

- l'utilisation de la batterie:

soit pour couvrir les pointes transitoires, on parle alors de "peak shaving" surtout pour les installations de forte puissance; soit pour couvrir une partie de la charge en "cycle charging", pour les petits systèmes et quand la capacité de stockage est relativement importante. Le régime d'utilisation de la batterie est déterminant pour optimiser la contribution de la génératrice diesel.

- l'application d'une charge d'égalisation (boost):

pour éviter la stratification et limiter le vieillissement, les accumulateurs sont périodiquement soumis à une charge d'égalisation: ils sont surchargés. Usuellement, la génératrice doit fournir l'énergie nécessaire à la charge, aussi l'égalisation se traduit par une augmentation de la consommation de carburant.

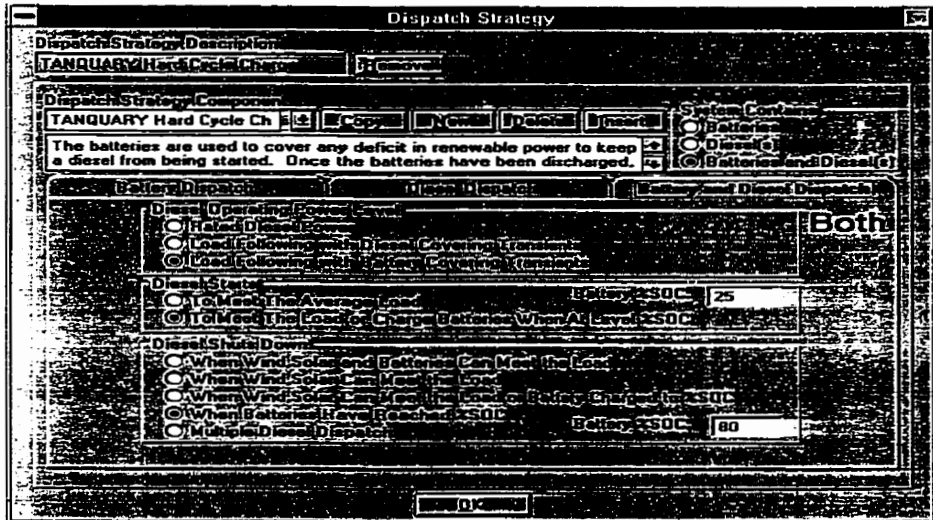


figure 2.9 : Fenêtre de stratégie de contrôle de la génératrice

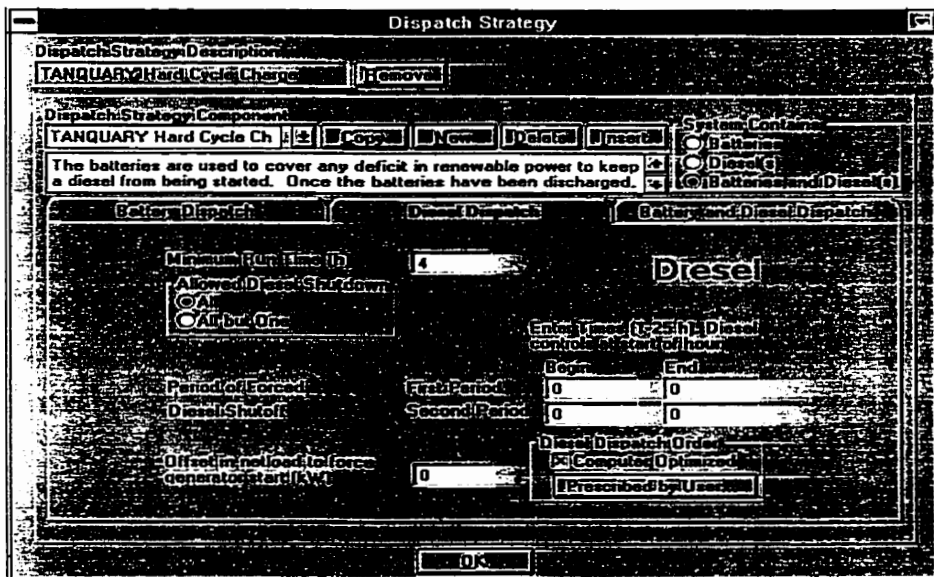


figure 2.10 : Fenêtre de contrôle des opérations de la génératrice

Le programme permet de spécifier si oui ou non il y a égalisation et le nombre d'heures de fonctionnement entre deux charges d'égalisation.

- les critères de démarrage de la génératrice:

soit pour couvrir la charge nette, soit pour couvrir la charge et charger les batteries quant elles sont déchargées.

- les 5 critères d'arrêt de la génératrice:

- i) si les batteries et les sources renouvelables peuvent couvrir la charge
- ii) si les sources renouvelables sont capables de couvrir la charge
- iii) si les sources renouvelables sont capables couvrir la charge tout en chargeant la batterie jusqu'à SOC_{max} , exemple 80 % à la figure 2.9.
- iv) si les batteries sont chargées
- v) si seules quelques génératrices sont nécessaires (cas de génératrices multiples)

- la charge de fonctionnement de la génératrice :

dans les systèmes hybrides, la génératrice délivre la puissance requise par la charge nette; aussi le niveau de puissance de la génératrice sera-t-il variable.

2. Les consignes de régulation de la batterie permettent de fixer ses limites de chargement et incluent:

- l'état de charge minimum autorisé:

La durée de vie cyclique des batteries est supposée maximale quand son état de marche est toujours maintenu au-dessus d'un certain minimum. Ce paramètre permet de s'assurer que l'état de charge de la batterie sera toujours supérieure à une certaine fraction de sa capacité nominale. Notons cependant que cette valeur change d'une batterie à l'autre.

- l'état de charge pour démarrer la génératrice:

L'utilisateur peut sélectionner un état de charge des batteries au-dessous duquel le régulateur passera en mode de chargement i.e. que la génératrice est démarrée.

- l'état de charge d'arrêt de la génératrice

L'utilisateur détermine l'état de charge qui sert de point de consigne pour commander l'arrêt de fonctionnement de la génératrice.

- l'état de charge pour stopper la charge d'égalisation

L'égalisation consiste à charger la batterie à niveau de charge supérieure à sa capacité nominale. L'état de charge de fin d'égalisation détermine le niveau de charge indiquant la fin du processus.

- la période entre deux charges d'égalisation

Il s'agit de la période entre deux charges d'égalisation. Dès qu'elle est écoulée, le régulateur impose au système le démarrage de la génératrice.

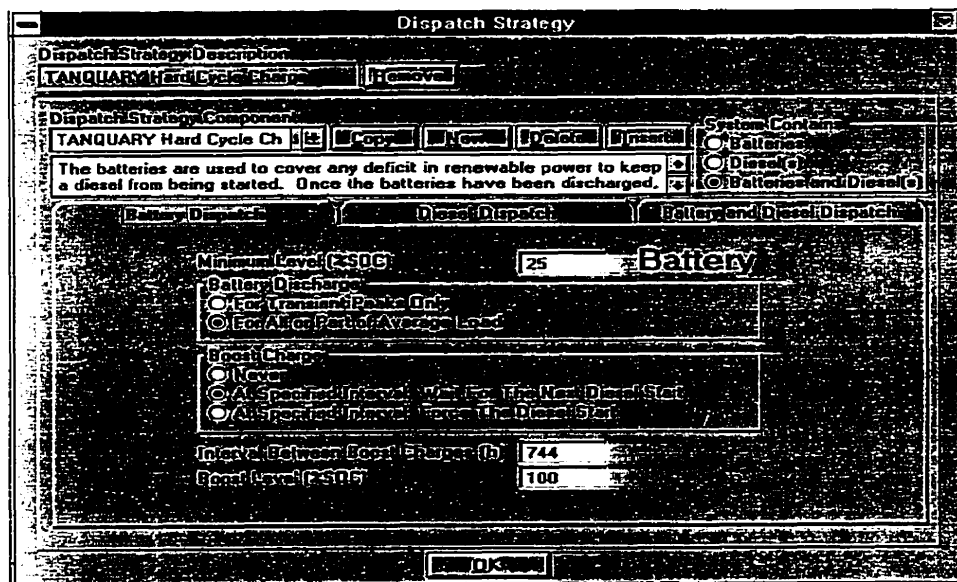


figure 2.11: Stratégie de contrôle de la batterie

3. Le contrôle spécifique de la génératrice traite de paramètres suivants:

- les critères d'arrêt de la génératrice:

En général quand la somme des énergies provenant des sources passives et des accumulateurs peut couvrir la charge, la génératrice est arrêtée.

- la durée minimum de fonctionnement:

Afin d'éviter les dépôts sur les parois des cylindres, le fait de minimiser la fréquence des démarrages et de maintenir une température d'opération élevée aide à limiter le vieillissement et les problèmes de maintenance à long terme. Et dans la plus part des cas, elle doit rester en opération pendant un certain temps une fois démarrée. L'utilisateur spécifie donc cette période minimum de fonctionnement dans la fenêtre de contrôle: exemple 4h à la figure 2.10. Notons cependant qu'elle peut fonctionner plus longtemps si nécessaire.

- les périodes d'arrêt obligatoire:

Il est parfois désirable de laisser les génératrice à l'arrêt à certains moments de la journée soit pour réduire le niveau de bruit , soit pour minimiser la consommation de carburant ou encore pour éviter que la génératrice n'opère à faible charge. Nous pouvons spécifier deux arrêts forcés par jour prioritaires sur toutes les autres demandes de fonction de la génératrice.

- la répartition des ressources de la génératrice:

Quand le système comporte plusieurs génératrices, il faut faire l'allocation des ressources peut être déterminée par l'utilisateur ou directement optimisée par le programme [22]. Elle consiste à choisir la génératrice qui pour une configuration i présente une consommation F_{im} minimum.

$$F_{im} = \sum_{k=1}^{N_{di}} [a_{ik} + P_{mik} b_{ik}]$$

avec: k = l'indice de la génératrice

a_{ik} = la consommation à vide dans la i^{eme} configuration

b_{ik} = la pente de la courbe de consommation de carburant

P_{mik} = la consommation pour le niveau de charge minimum

N_{di} = le nombre total de génératrice (7 au maximum)

Le chapitre suivant aborde les simulations proprement dites : la présentation des paramètre d'entrée est suivie des tableaux des résultats obtenus et de leur discussion.

CHAPITRE 3

RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

3.1 Introduction :

Ce chapitre présente les paramètres d'entrée des simulations effectuées, les résultats obtenus avec les deux programmes Watsun-PV (annexe D) et Hybrid2 (annexe E), et une analyse comparative des performances simulées basée sur l'estimation des indices de performance normalisés de la CEI pour les systèmes photovoltaïques. L'évaluation du site est basée notamment sur :

- la contribution des différentes sources d'énergie (PV, Génératrice) par rapport à l'énergie à l'entrée du système.
- la contribution des différentes sources d'énergie (PV, Génératrice) par rapport à la production d'électricité utile.
- les rendements de production des composants du système : les PV, la génératrice et les batteries.

Les paramètres d'entrée décrivent les caractéristiques de simulation utilisées pour décrire le plus fidèlement possible les données de design et les conditions d'opération des composants, établies à la section 2.2.

3.2 Les Paramètres De Simulation :

Les tableaux suivants présentent les paramètres d'entrée des simulations effectuées avec Watsun-PV et Hybrid2. Les simulations sont exécutées sur une base horaire pour 123 jours de la 121^e à la 243^e journée et pour une charge horaire de 0.39 kW en opération continue.

Tableau 3.1

Les paramètres globaux

État de charge SOC initial de la batterie	90	%
Température ambiante des batteries	20	°C
Altitude du système	62	m

Le programme Watsun-PV inclut des précisions sur le mode de compensation en température de la tension DC: 7 mV/°C à partir de la température de référence.

Ici , les éléments de stockage et de contrôle sont supposés être isolés dans une pièce à une température ambiante constante de 20 °C, cette hypothèse de conditions d'opérations étant basée sur le rapport de surveillance du site de Sheep Creek (températures mesurées en annexe H-1). En effet les valeurs de température mesurées tout au long de l'été pour ce site (H-1: courbe 18) varient autour de 19°C.

Pour Hybrid2, les simulations sont faites pour les conditions normales d'opérations (NOC) : 800 W/m² à 20 °C et son modèle capacitif pour la batterie : « KiBam »¹, n'inclut pas de correction en température.

Pour répondre au critère standard de 20°C, nous avons effectué une interpolation sur les données des batteries à partir des valeurs à -20°C, 0°C et 25°C du fichier dynasty.btr de la librairie des composants de Watsun-PV.

La figure 3.1 présente les courbes caractéristiques de tension pour une cellule de 2V. Les graphiques C1 et C2 sont les variations de tension en charge respectivement en fonction de la durée de chargement et de l'état de charge SOC, tandis que C3 et C4 donnent les caractéristiques de décharge.

La figure 3.2 donne les caractéristiques de tension à 20°C de la cellule de base sur C4 et C5 et celles du banc de batteries de 48V que nous allons simuler sur courbes C6. La courbe C7 permet de comparer les tensions à 20°C et la température de référence de 25 °C.

Tableau 3.2

Les options de contrôle

Coefficient de température en tension	0.005	V/°C
V _{max} en charge à T.	61.2	V
Rendement MPPT	90	%
Durée de charge des batteries	4	h
Type de régulateur	shunt	

¹ KiBam: " kinetic battery model"

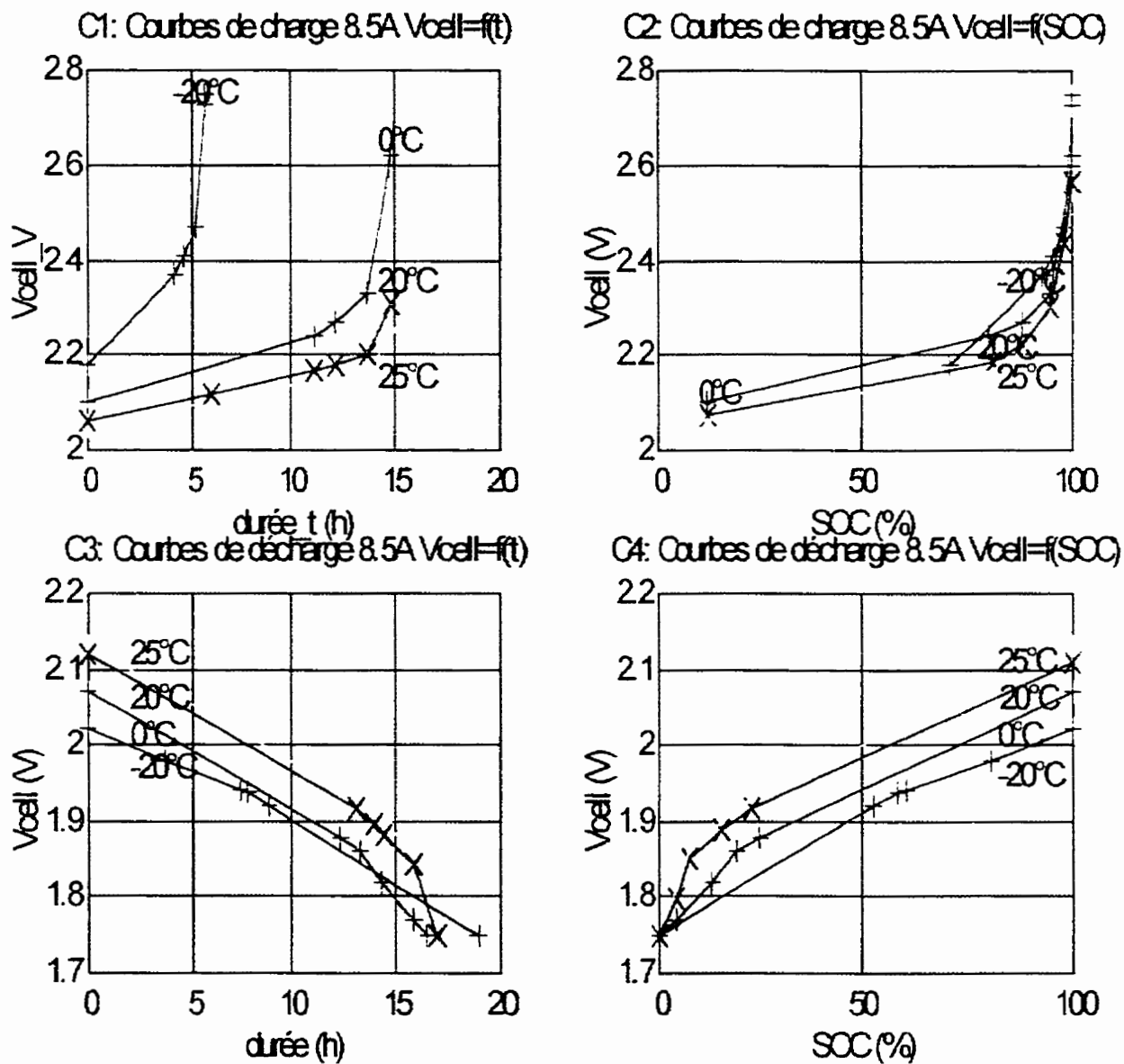


figure 3.1: Caractéristiques de la cellule Dynasty GC6V200B

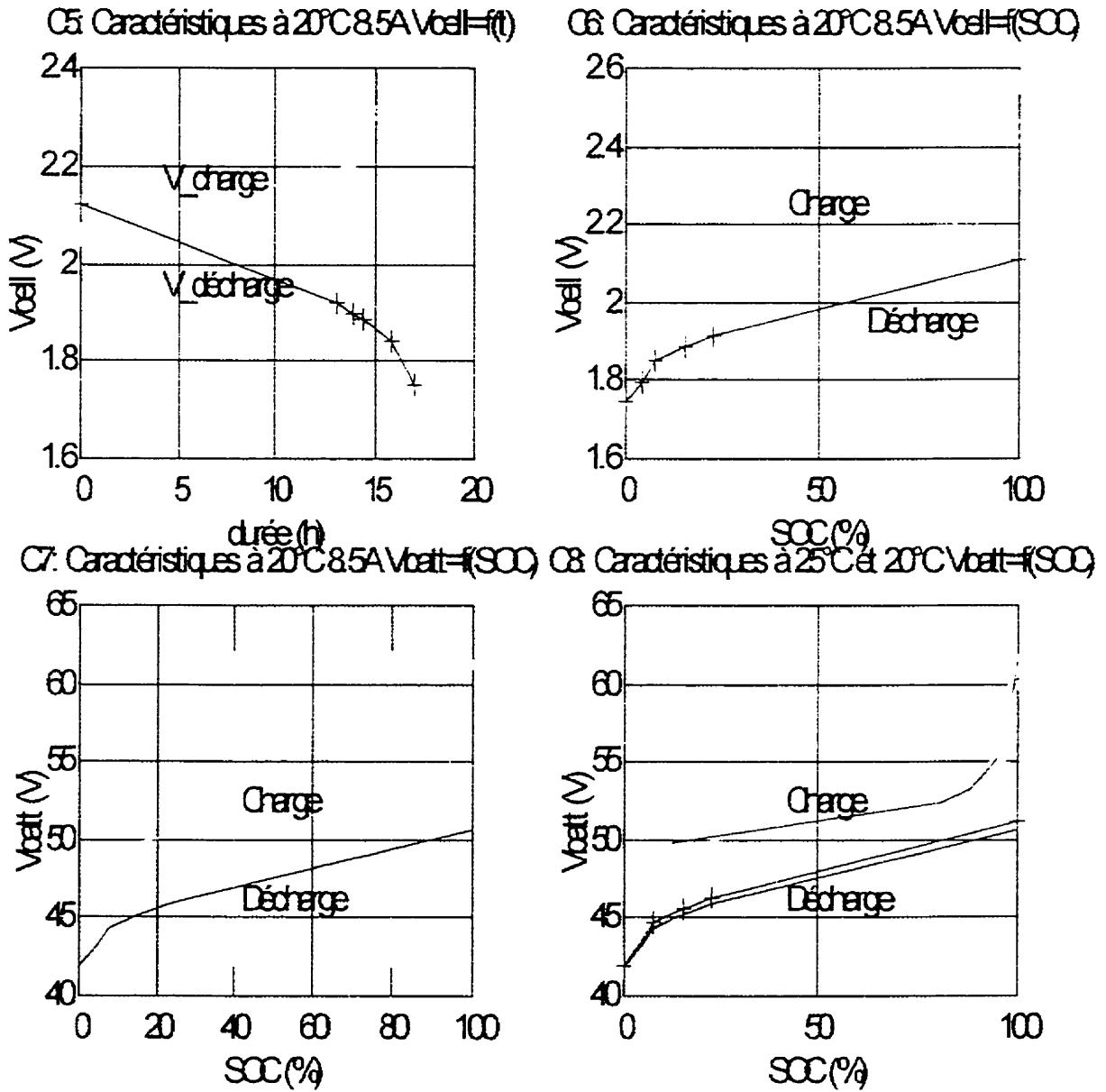


figure 3.2 : Caractéristiques de la batterie de 48 V

Tableau 3.3

La génératrice ONAN Emerald 5000

G1 Generator Size (Nominal Power Rating)	4.80	kW
G2 AC Line Voltage	120.00	V
G3 Max. Time Between Maint'ce Runs (0=no runs)	800.00	hr
G4 Fuel Consumption vs. Load Derating	PROFILE	
Fuel Consumption	l/hr	(figure 2.7)
3.800 3.200 2.600 2.100 1.600		
Load Derating below Nominal Power Rating		%
lower		
0.000 25.000 50.000 75.000 100.000		
G5 Performance Derating vs. Altitude	PROFILE	
Performance Derating	%	(figure 2.8)
0.000 11.500 22.900 34.400 45.900		
Altitude		m
0.000 1000.000 2000.000 3000.000 4000.000		

En l'absence des caractéristiques de la génératrice Honda (tableau 1.3) dans la librairie des composants, nous avons choisi de faire nos simulation avec une génératrice Onan de 4.8 kW .

La courbe de consommation (figure 2.7) tracée à partir des données G4 du tableau 3.3 nous permet de représenter le taux de consommation de cette génératrice. L'interpolation (section 2.4, chapitre 1) de cette courbe permet d'estimer la consommation de fuel en fonction de la puissance délivrée pendant les simulations Watson-PV.

La consommation à vide de 1.6 l/h explique pourquoi il est plus rentable d'opérer la génératrice à pleine capacité plutôt qu'à faible charge. Si nous déterminons l'inverse de la pente de cette caractéristique à 25% de charge, nous obtenons un indice d'efficacité de consommation "fuel to electricity efficiency" de 2.4 kWh/l. Ce facteur détermine l'efficacité de combustion pour chaque litre de carburant utilisé et le rendement de production de la génératrice.

Tableau 3.4

L'onduleur Trace U2512B : 2.5 kW

Le redresseur (AC/DC)

Courant nominal	65	A
Rendement	90	%
SOC de démarrage de la génératrice	20	%
SOC d'arrêt de la génératrice	80	%

L'onduleur (DC/AC)

I1 Nominal DC Voltage	48.00	V
I2 Inverter Power Rating	2500.00	W
I3 Inverter Efficiency vs. Load Derating.....	PROFILE	
Inverter Efficiency	%	
84.000 90.000 92.000 94.000 96.000		
94.000 92.000 88.000 84.000 0.000		
Load Derating below Nominal Power Rating	%	lower
0.000 20.000 40.000 60.000 72.000		
84.000 90.000 94.000 96.000 100.000		

La représentation du rendement de conversion à la figure 3.3 montre que l'onduleur Trace à un rendement moyen supérieur à 84 % à 96 % en dessous de sa capacité nominale soit 100 W. En fait nous avons là une efficacité moyenne de 90 %. Qui diminue à 84 % à pleine charge.

Notons cependant que nous avons simulé les charges horaires en kW continu DC avec Watsun-PV, aussi seules les caractéristiques en redressement sont significatives pour cette étude : i.e. un rendement de 90 %. Pour la suite des analyses les valeurs des pertes en conversion seront de fait les pertes en redressement de la puissance de sortie de la génératrice vers à la charge exprimée en DC ou vers l'entrée des accumulateurs.

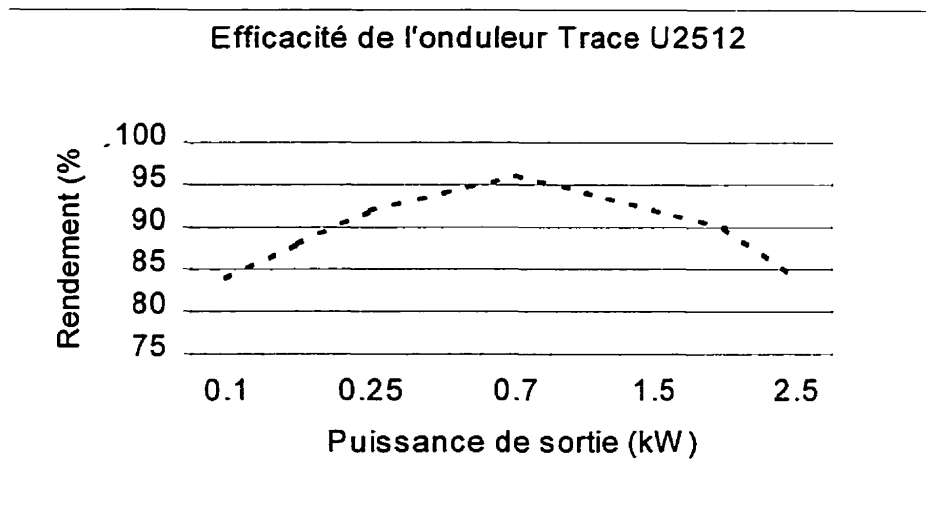


figure 3.3 : Courbe de rendement de l'onduleur 2.5 kW

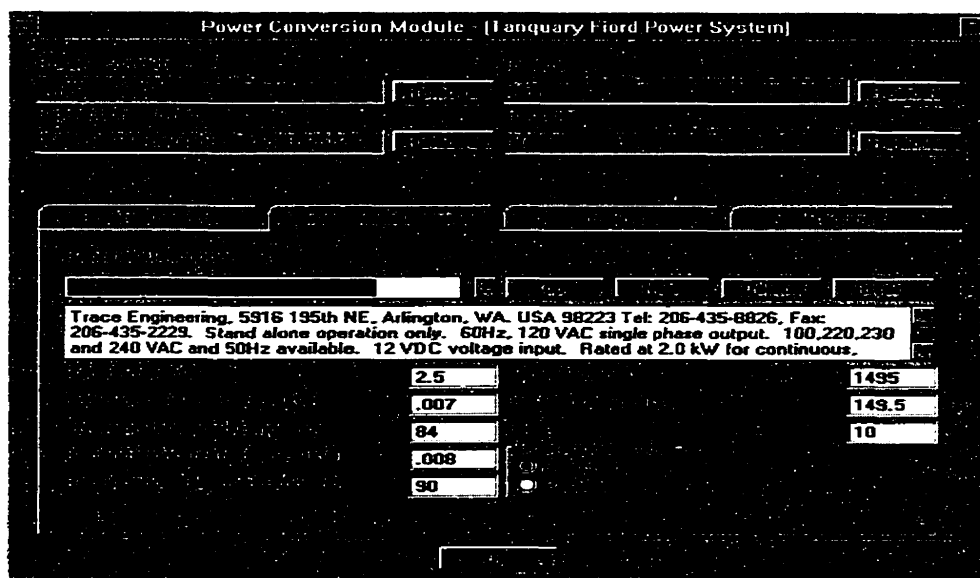


figure 3.4: L'onduleur Trace- extrait de la librairie Hybrid2

Tableau 3.5

La matrice des modules PV avec Watson-PV

A1	Number of Series Groups in Parallel.	4.000
A2	Number of Modules in Series	3.000
A3	Area per Module	0.532 m ²
A4	Tracking Method (No, 2-axis, 1-axis, Azmt).	2-axis
A5/6	Not used		
A7	Reference Array Operating Temperature	25.000 C
A8	Reference Insolation Level	1.000 kW/m ²
A9	Reference MPP Voltage	0.700 V
A10	Reference MPP Current	3.030 Amps
A11	Reference Open Circuit Voltage	26.000 V
A12	Reference Short Circuit Current	3.250 Amps
A13	Array Lead-in Resistance	6E-02 Ohms
D1	Alpha	2.5E-03 1/C
D2	Beta	0.500
D3	Gamma	2.9E-03 1/C
D4	Front Panel.....Solar Absorptance	0.100
D5Emissivity	0.950
D6Transmittance (visible)	0.950
D7Transmittance (infrared)	0.900
D8	Back Panel.....Emissivity	0.900
D9	Incidence Angle Modifiers (Vert.)		PROFILE
	Angle Values.	degrees
	0.000 30.000 45.000 60.000 90.000		
	Akt Values		
	1.000 1.000 0.970 0.877 0.000		

Ce tableau présente les caractéristiques des panneaux Kyocera de 62.7 Wp utilisées dans le design. Notons que nous devons créer un module PV correspondant dans les composants de Hybrid2 pour faire les simulations (figure 3.5). Le système de "tracking" MPPT qui permet d'améliorer l'efficacité de la matrice PV a un rendement, "MPPT efficiency", de 90 %.

Notons que le coefficient de rendement PV dans Hybrid2, "PV array efficiency", correspond en fait au coefficient des pertes η_{PV} (2.2.5) décrivant les pertes à la sortie des PV et non le rendement en conversion dont la valeur nominale est de 11.78 %.

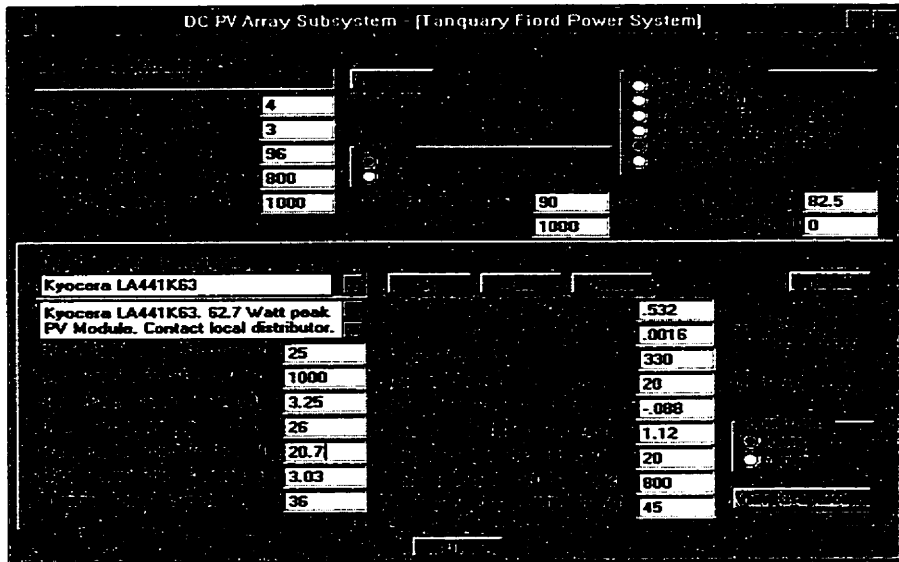


figure 3.5 : Fenêtre de configuration PV avec Hybrid2

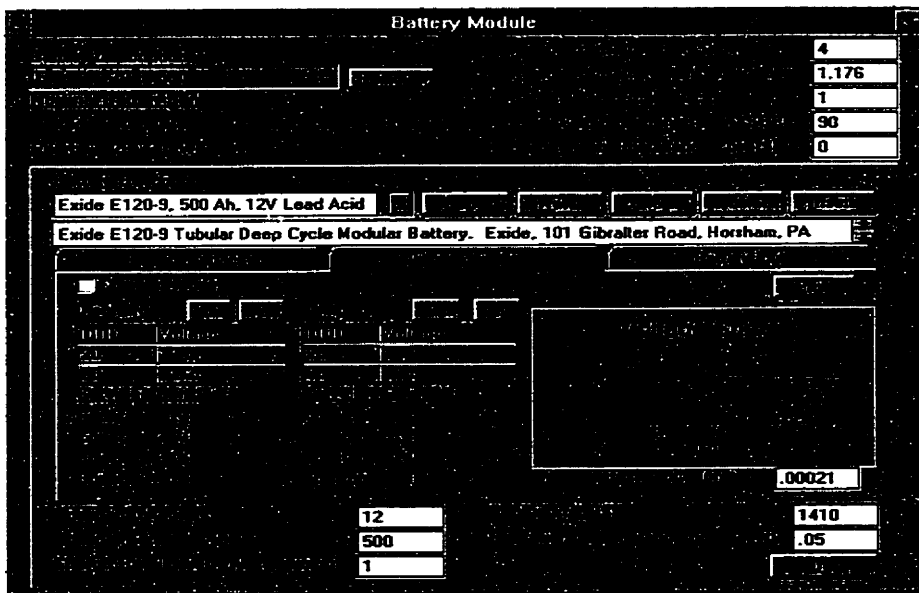


figure 3.6 : Fenêtre de configuration des batteries avec hybrid2

Tableau 3.6:**Le banc de batteries 48V (Acide-Plomb)**

WATSUN-PV5.0			HYBRID2		
Modèle	Dynasty GC6200		Modèle	Exide E120-9	
Puissance nominale	28.2	kWh	Puissance nominale	28.22	kWh
N – parallèle	4		N – parallèle	1.12	
Capacité	588	Ah	Capacité	588	Ah

La configuration avec Watson-PV donne une capacité totale accessible 588 Ah à 48 V. Pour ajuster la capacité de stockage des batteries Exide à cette valeur, nous avons fixé le nombre de branches parallèles à 1.176 pour assurer des inputs équivalents aux deux programmes.

Ces données constituent les principaux paramètres utilisés pour spécifier le système. Les simulations nous donnent la sortie de chaque sous-système selon chaque programme utilisé.

3.3 Résultats Des Simulations :

L'ensemble des résultats de simulation et les graphiques de performance individuelles sont représentés respectivement en annexe D pour Watson-PV et en annexe E pour Hybrid2. Les tableaux des résultats généraux avec les

paramètres de sortie obtenus aux annexes D-1 (cas1) et E-5 sont suivis de fiches – résumé (tableaux et graphiques) d'analyse des performances pour :

- le système dans son ensemble : D-2 et E-6
- le générateur photovoltaïque : annexes D-3 et E-7
- la génératrice diesel : annexes D-4 et E-8
- le banc de batteries : annexes D-5 et E-9
- les pertes de puissance avec Watsun-PV : annexe D-6.

Les annexes E-1 à E-3 montrent quelques outputs visualisés avec l'interface graphique de Hybrid2.

3.3.1 Résultats Généraux De Simulation :

La compilation des annexes D-1 (cas1) et E-5 donne au tableau 3.7, une comparaison des performances générales du système est ainsi montrée.

La description de paramètres de sortie est listée à l'annexe C-2

Tableau 3.7

Résultats de simulation pour l'été

	HT	PARR	GENR	BATI	BATO	LOSSES	WAST	DELD	FUEL	VB
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	litres	V
Watsun	8.65	0.98	0.37	0.51	0.47	0.05	0.14	1.15	320.97	50.65
Hybrid2	8.87	0.88	0.64	0.62	0.48	0.19	0.00	1.18	294.00	51.25
Ecart	0.22	-0.09	0.27	0.11	0.01	0.14	-0.14	0.03	-26.97	0.60

Ce tableau permet de faire un bilan énergétique comparatif pour chaque composant du système. Nous voyons ici que :

- la radiation incidente HT est plus élevée avec Hybrid2 (figure 3.8), cependant sa sortie du générateur PV est inférieure aux estimations de Watsun-PV (figure 3.7), bien qu'ils utilisent tous les deux les mêmes entrées TMY. Cette situation qui se traduit par un rendement en conversion moindre (figure 3.9), est liée à la modélisation des modules PV dans Hybrid2.
- l'énergie à la sortie de la génératrice GENR avec Hybrid2 est de loin supérieure aux prévisions de Watsun-PV, pourtant la consommation de carburant reste plus faible.
- Les batteries emmagasinent plus d'énergie BATI avec l'algorithme de Hybrid2, cependant l'énergie utile BATO restituée à la charge est sensiblement la même; en effet ils fournissent des charges similaires. Enfin, les moyennes de tension VB sont très proches, et restent dans la limites de $\pm 6V$ autour de 48 V nominal.
- les pertes totales du système 0.19 MWh, la somme des pertes de puissance LOSSES et de l'énergie excédentaire gaspillée WAST (Watsun-PV), sont égales dans les cas, le programme Hybrid2 donnant directement le résumé des pertes LOSSES à sa sortie.

Les simulations avec Watsun-PV donnent une radiation incidente HT plus faible et une plus grande consommation de carburant qu'avec Hybrid2, mais les écarts demeurent faibles. En effet, selon les résultats en annexes D-4 (cas 1 : inclinaison = latitude) et E-5, l'énergie à l'entrée du système, considérant seulement les PV et la génératrice comme des sources d'énergie, s'élève à 9.01 MWh pour Watsun-PV versus 9.51 MWh pour Hybrid2.

Notons que pour le cas 2 (inclinaison = latitude-15), la radiation à la surface collecteur augment de 3 % et ramène l'énergie d'entrée à 9.24 MWh, réduisant

ainsi cet écart. Cependant la consommation de carburant diminue alors seulement de 1 % passant de 321 l à 317 l. La différence de consommation carburant est donc plus imputable au régime de fonctionnement de la génératrice qu'à l'optimisation de l'inclinaison des modules PV. Et le coût de production d'énergie, déterminé à l'annexe G par la méthode du coût du cycle de vie «life cycle cost», reste sensiblement égal à 2.56 \$/kWh.

La fiche de résumé du système (fig3 : D-2 et E-6) permet d'établir que la contribution des PV atteint 95 % vs. 92 % pour Hybrid2 et la génératrice fournit seulement 5% vs. 8 % de cette énergie d'entrée.

Cependant, sur les graphiques d'utilisation des ressources (fig1 : D-2 et E-6), elle est dissipée à 85 % par les pertes de conversion des modules solaires, la balance étant répartie à raison de 13 % pour les besoins de la charge, et en pertes de la génératrice, de conversion et de stockage (BOS).

Les figures 5 (D-2 et E-6) représentent la portion de cette énergie utilisée par la charge. Un maximum à mois de septembre correspond à une diminution de l'insolation incidente (HT) avec une croissance de la contribution de la génératrice. La charge n'a pas augmenté mais comme les entrées d'énergie sont plus faibles en septembre, à cause de l'ensoleillement, la proportion d'énergie consommée est plus large.

Avec les pertes en conversion des PV, seule une faible partie de cette énergie aux frontières du système atteint la charge, et la production électrique est seulement de .246 MWh dont 72 % vs 78 % (1.550 MWh) pour Hybrid2, d'origine solaire et 28 % en provenance de la génératrice (fig4 : D-2 et D-6). Ces valeurs dépassent les spécifications de design, en effet la contribution PV déterminée à la section 2.2 était une valeur $PV_{L\text{ contr.}}$ de 42.56 %.

Cet électricité est consommée principalement (fig.2 D-2 et E-6) par la charge utile à 92 % en moyenne, le reste étant dissipé dans les pertes: le régulateur de charge et le convertisseur, le câblage, la batterie.

Les figure 6 (D-2 et E-6) illustrent que l'efficacité de la production électrique vis à vis de la charge reste assez constante: les ratios de productivité sont respectivement de 92.6 % et 78.3 % pour Watsun-PV et Hybrid2. Et le programme Watsun-PV donne une prévision plus optimiste de la productivité du système.

3.3.2 L'analyse Du Générateur PV:

L'insolation totale HT(figure 3.8) qui atteint la surface du plan incliné du collecteur PV est de 8.645 MWh vs 8.87 MWh pour Hybrid2 soit une moyenne de 286 kWh/j dont seulement 0.975 MWh sont convertis en électricité. La figure 3.7 montre les évolutions mensuelles de ces deux valeurs.

Le ratio de la sortie versus l'entrée des panneaux permet d'évaluer le rendement moyen du champ de panneaux PV à 11.21 %. Cette valeur est légèrement plus faible que l'efficacité d'un module Kyocera de 11.78 % (fig.7 : D-3 et E-7et figure 3.9), donc une marge d'erreur de 4.8 %. Notons que le rendement de conversion obtenu avec Hybrid2 est seulement de 9.82 % pour la période. Cette variation correspond au facteur de perte de rendement de 96 % appliqué dans la fenêtre de configuration PV de Hybrid2.

Les figures 8 (D-3 et E-7) représentent la valeur du « PV Yield » encore appelé ensoleillement PSH (Peak Sun Hour) : il s'agit tout simplement de la production PV ramené en kWh/m² . Ce paramètre représente le nombre d'heure d'opération des PV à leur capacité nominale pour atteindre la production quotidienne

quotidienne obtenue par simulation. Bien entendu, il diminue avec l'ensoleillement du mois de mai au mois de septembre.

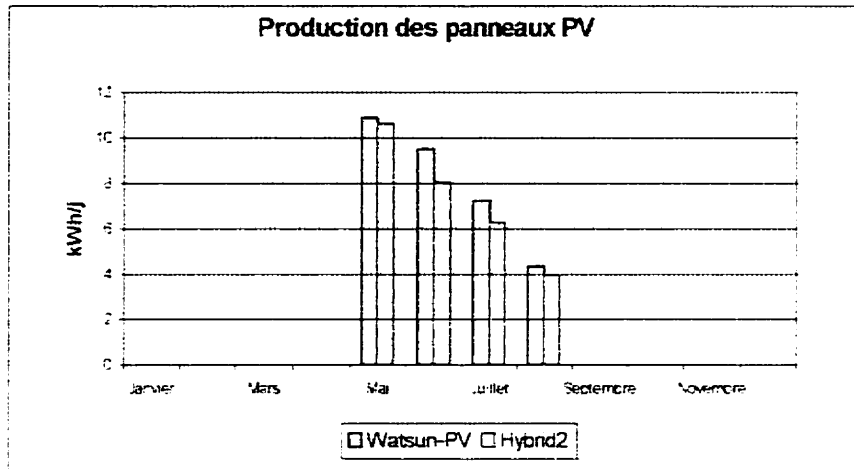


figure 3.7 : Production du générateur PV

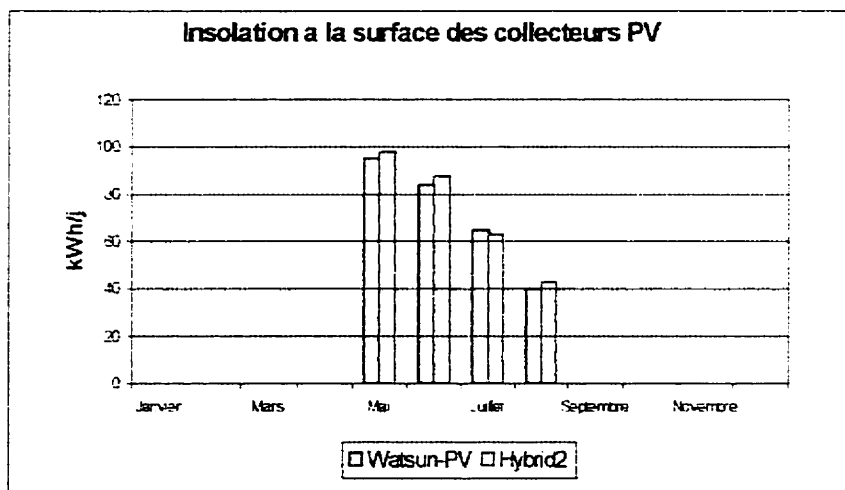


figure 3.8 : Énergie a l'entrée des collecteurs PV

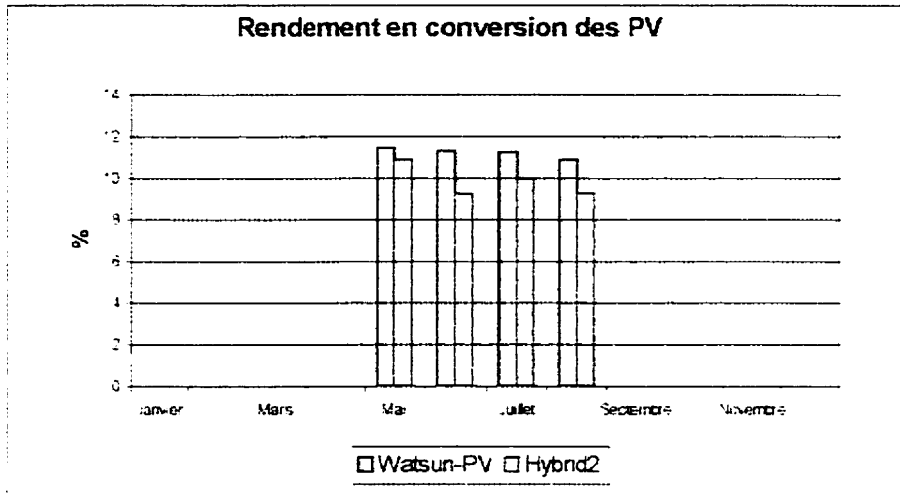


figure 3.9 · Rendement de conversion solaire

Les figures 9 (D-3 et E-7) illustrent les performances de production du générateur PV: la production électrique PV est suffisante pour couvrir la charge seulement en mai et juin, elle devient inférieure à la charge (en rouge) le reste du temps. La génératrice prend alors le relais comme le montrent les figures 5 (D-2 et E-6), où sa contribution augmente les 2 derniers mois d'été. Enfin nous voyons clairement l'effet du rendement PV de 12% : la sortie PV Yield est très faible par rapport à l'insolation incidente en PSH ou Solar Yield.

3.3.3 L'analyse Du fonctionnement De La Génératrice:

La figure 3.10 suivante représente les rendements comparés obtenus avec les deux outils de simulation : 22 % pour Watson-PV contre 19 % pour Hybrid2. (annexes D-4 et E-8). Ce rendement faible pour Hybrid2 malgré des opérations plus fréquentes du « backup » trouve sa source dans plusieurs facteurs :

- l'énergie moyenne de sortie de la génératrice est plus faible avec Hybrid2 2.64 kWh/j vs 3.73 kWh/j pour Watsun-PV, qui en l'opérant pour un régime de charge plus proche de sa capacité, optimise le rendement.
- Pour hybrid2, t la durée minimale d'opération de la génératrice reste 1 h (figure 3.5 et 3.7), malgré des consignes de 4 h, explique la fréquence des pics de variation de tension de batterie. Les simulations ont abouti à un total de 12 séquences de marche - arrêt, contre 10 démarrages pour Watsun-PV.

Malgré la fréquence élevée de mise en marche, la consommation reste relativement faible : en effet la sortie de la génératrice n'est considérée comme effective que lorsque le « flag » d'activation des diesels, particulier au programme Hybrid2, est à l'état haut (niveau 1); autrement elle n'est pas prise en compte [22,37].

Les régimes d'opérations simulés (figure 3.11 et 3.12 pour juillet) illustrent bien le démarrage en cycle charge pour recharger les accumulateurs: la tension s'élève quand la génératrice est en fonctionnement : le fonctionnement de la génératrice permet de relever le niveau de tension.

Les fiches résumé des batteries (fig18 :D-5 et E-9) montrent une tension de démarrage du « backup » de 46 V mais la valeur d'arrêt est plus élevée pour hybrid2 : 65 V vs 57.53 V seulement pour Watsun-PV.

Enfin si nous examinons la périodicité des démarrages « cycle period » représentant le nombre de jours entre deux démarrages consécutifs (fig12 : D-4 et E-8), nous avons une moyenne de 8 jours pour Watsun-PV qui tombe à 6 jours avec hybrid2. Dans les deux cas, l'autonomie du système est largement supérieure à la période de 24 h utilisée dans le design

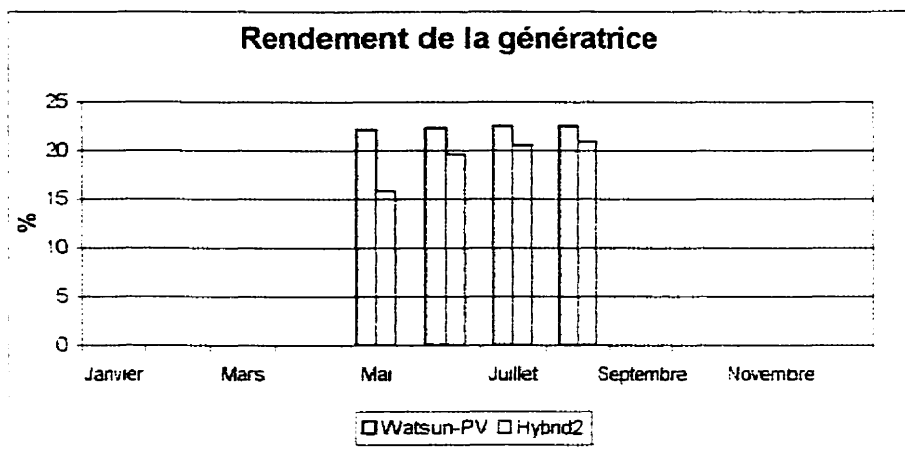


figure 3.10: Rendement de la génératrice

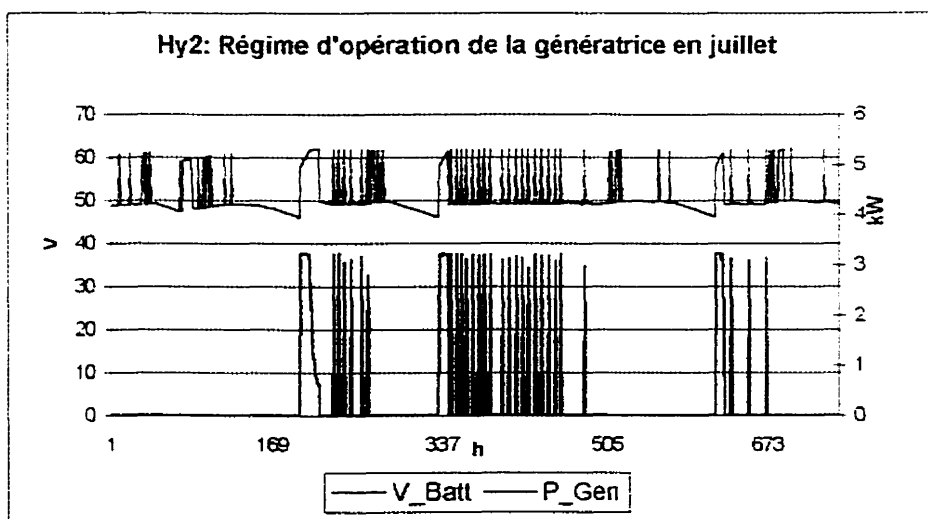


figure 3.11: Cycles d'opération de la génératrice

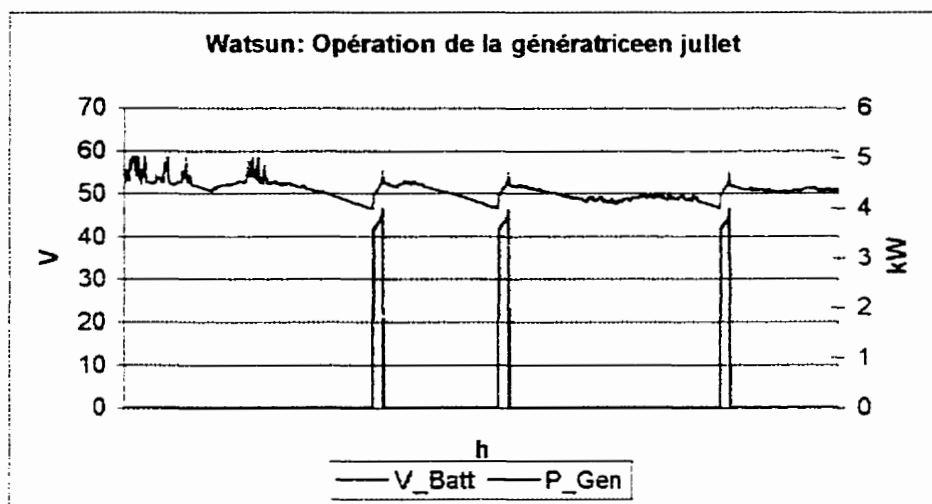


figure 3.12: Cycles d'opération de la génératrice

3.3.4 L'analyse de la tension des accumulateurs:

L'extraction des données horaire permet de voir que la tension des accumulateurs garde une valeur moyenne de 50 V et fluctue entre 46.44 V et 57.5V pour Watsun-PV; cependant la tension maximum atteinte avec Hybrid2 va jusqu'à 62 V (figu18 :D-5 et E-9). Les valeurs obtenues avec Watsun-PV sont plus proches de la tension nominale de 48 V avec une déviation standard de 2 %. La figure 3.14 nous montre que la tension Watsun-PV évolue presque dans les limites de tension imposées pour une tension nominale de 48 V: en effet à plus ou moins 6 V nous devons enregistrer des valeurs de tension entre 42 V et 54 V.

Le rendement de la batterie est exprimé par le ratio de l'énergie à la sortie versus l'énergie à l'entrée (fig16 : D-5 et E-9 et figure 3.13), mais sa précision de cette valeur est affecté par les fluctuations de l'état de charge de la batterie pendant la simulation. Avec 89 % de rendement moyen pour Watsun-PV et 76 % pour Hybri2, nous avons des résultats conformes à l'hypothèse de design de 80 % d'efficacité. Rappelons nous que pour la même quantité d'énergie restituées, BATO au tableau 3.7. le programme Hybri2 calculait plus d'énergie à stockée 0.62 MWh, nous avons plus de pertes de stockage.

Cependant l'énergie à la sortie des batteries (fig17: D-5 et E-9) montre une contribution croissante du stockage pour alimenter la charge. D'ailleurs la batterie aura contribué à 40 % à la génération d'électricité.

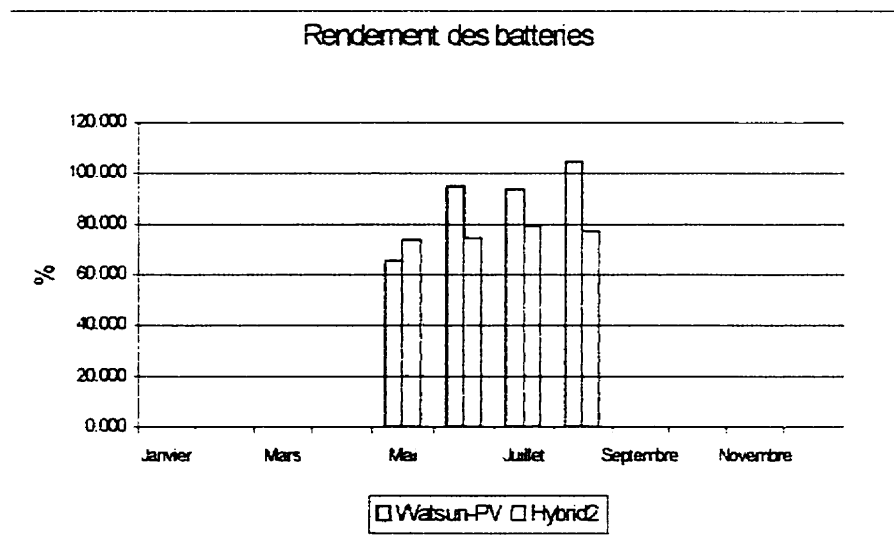


figure 3.13 : Rendement des batteries

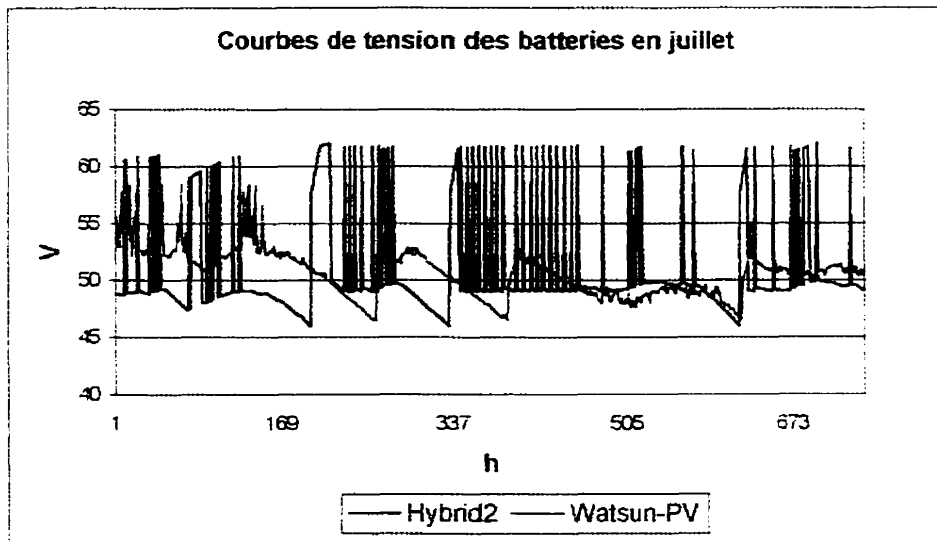


figure 3.14: Évolution des tensions des accumulateurs en juillet

Enfin la conversion de l'énergie de sortie des batteries en nombre de cycles équivalents (60 % entre 20 et 80 % de SOC) donne une moyenne de 7 cycles de décharge (et recharge) profondes. Il s'agit là d'un vie cyclique très faible par rapport à la durée de vie de référence de 1500 cycles. La durée d'étude du système est trop petite pour étudier les effets possibles de l'usure.

CONCLUSION

L'objectif de ce travail était l'utilisation et la maîtrise des deux outils de simulation, Watsun-PV de l'Université de Waterloo utilisé au CANMET et Hybrid2, un programme américain développé à l'Université du Massachusetts, pour le design et la simulation d'un site photovoltaïque hybride autonome. La comparaison des performances des deux logiciels s'est basée sur les données qui nous ont été fournies pour le site de Tanquary Fiord.

Dans le but de comparer les sorties des deux logiciels nous avons porté une attention particulière à ce que les données d'entrée soient le plus exactes et identiques possible dans les deux cas.

L'analyse détaillée nous a permis d'établir que les deux programmes Watsun-PV et Hybrid2, présentent des approches de modélisation différentes, simulent avec le même niveau de succès des systèmes PV hybrides autonomes en opération continue. L'alimentation de la charge est assurée en tout temps, et la génératrice fonctionnant en cycle de charge, assure correctement sa fonction de source de puissance complémentaire dans le site.

Hybrid2 donne un bilan énergétique légèrement plus élevé que Watsun-PV : une plus forte contribution des génératrices et des accumulateurs ainsi que des pertes élevées. Mais la faiblesse des écarts enregistrés pour les résultats permet de dire qu'ils sont présentement beaucoup de similarité.

Pour Hybrid2, le modèle représentant le générateur PV est plus conservateur à cause de l'application du facteur de rendement à la sortie des PV, mais la stratégie de contrôle des démarrages de la génératrice n'est pas aussi optimale et nette qu'avec Watsun-PV. Ce dernier point se traduit par le fonctionnement plus fréquents pour la génératrice et entraîne des durées de charge et de décharge trop courtes pour les accumulateurs (1 heure) : cette situation n'est pas réaliste. De plus, le fait qu'il ne fasse pas la correction en température des tension de batterie peut soulever des critiques. Cependant l'interface graphique qui permet de visualiser directement les fenêtres d'entrée et les courbes des paramètres de sorti, en fait un outil très convivial et souple d'utilisation.

Le programme Watsun-PV, dont la stratégie de contrôle repose sur la régulation en tension de la batterie, simule bien des modes d'opération optimisés pour la génératrice : les démarrages sont moins fréquents, elle fonctionne à pleine capacité et sa durée d'opération est suffisante pour charger la batterie (au moins 4 h). De plus grâce à la correction en température des tensions, ses résultats des simulations sont plus proches des caractéristiques de design.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Howell, Mayhew Engineering, Inc., (January 1996). Engineering Analysis, System Validation, And Monitoring of Photovoltaic Energy Systems Analysis Report #1 & #2. Natural Resources Canada/CANMET. Contract # 23283-7-6300/01-SZ.
- [2] Energy Diversification Research Laboratory, (March 1991). Photovoltaic Systems Design Manual. Department of Natural Resources Canada/CANMET, cat. M91-7/48-1989E, Ottawa.
- [3] Watsun Simulation Laboratory, (September 1993). WATSUN-PV User's Manual and Program Documentation (Version 5.0). University of Waterloo, Waterloo.
- [4] Shepherd, (July 1965). Design of Primary and Secondary Cells. II. An Equation Describing Battery discharge" U.S. Naval Research Laboratory, Washington DC Journal of the Electrochemical Society, 112 (7), pp. 657-664.
- [5] Hill, M., Mc. Carthy, S., (April 1992). PV Battery Handbook. Commission of the European Communities Directorate General XII JOULE .Ver.1.1,Chap.12, pp.12.1-6,.
- [6] Degner, Gabler, H., Weikmen, E., (1989). Performance of a battery storage in wind and photovoltaic stand alone energy systems. Department of Physics, University of Oldenburg.
- [7] Chamberlin, J.L., (1988). Performance of Lead-Acid Batteries in Photovoltaic Applications. 20th IEEE PV Specialists Conference, pp.1150-1155, Las Vegas.
- [8] Facinelli, W.A., (August 1983). and Simulation of Lead-Acid Batteries for Photovoltaic Systems. Proceeding of 18th IECEC, pp.1582-1588, Orlando, Florida.

- [9] Facinelli, W.A , Clamped-Voltage Photovoltaic System Simulation. SAE, 18th IECEC. 18(4), pp.3480-3483, Orlando, Florida.
- [10] Hyman, E., Al., (1986a). Modelling and computerised characterisation of Lead-Acid Battery Discharge. BEST Facility Topical Report, RD 83-1 EPRI.
- [11] Hyman, E., Al., (1986b). Phenomenological Discharge Voltage for Lead-Acid Battery. AIChE Meeting, Mathematical Modelling of Battery.
- [12] Mandwell, J.F., McGowan, J.G., (1993b). A Lead-Acid Battery Storage Model for Hybrid Energy Systems. Solar Energy. 50(5), pp. 399-405.
- [13] Mandwell, .J.F., Al, (March1995). Recent Progress in Battery Model for Wind/Diesel Systems, Proceeding 1995 AWEA Annual Conference.
- [14] Mayer, D., Biscaglia, S., (September 1989). Modelling and Analysis of Lead-Acid Battery Operation. Proceeding of 19th PVSEC. pp.245-248, Friedburg.
- [15] Mayer, D., Biscaglia, S., (1990), Modelling and Analysis of Lead-Acid Battery Operation. Munich Conference.
- [16] McKay, D.C., Morris, R.J., (1985). Solar Radiation Data Analyses for Canada 1967-1976. Environment Canada, Atmospheric Environment Service, Canadian Climate Program, vol.6, Ottawa.
- [17] Environment Canada, (1982). Canadian Climate Normals 1951-1980 Temperature and Precipitation: The North - Y.T. and N.W.T. Atmospheric Environment Service, Canadian Climate Program, Ottawa.
- [18] Kaiser, R.,(1993). The Effect of Radiation Time Series on the Reliability of a Stand - Alone PV-Systems. Solar World Congress of the International Solar Energy Society (ISE). pp. 23.-27, Budapest, Hungary.
- [19] Kaiser, R., Reise, C., (May 1996). PV Systems Simulation Programs. Franhofer Institute for Solar Energy Systems ISE IEA Solar heating and cooling program Task 16, Oltmannsstabe 5, D-79100, Frieburg, Germany.
- [20] Usher, E.P., (March1993). A Comparative Study of Photovoltaic/Genset Power Supply Options Available for the Base Camp at Tanquary Fiord.

Energy Diversification Research Laboratory, CANMET, Department of Natural Resources Canada, Report # EDRL 92-12 (TR), Varennes, Quebec.

- [21] Green, H.J., Manwell, J., (1995). HYBRID2 - A Versatile Model of the Performance of Hybrid Power Systems. Proceedings of AWEA Wind Power '95 Conference. March 27-30, Washington DC.
- [22] Manwell, J.F., Roger, A., Hayman, G., Avelar, C.T., McGowan, J.G., (April 1996). HYBRID2 - A Hybrid System Simulation Model Theory Summary. Renewable Energy Research Laboratory, University of Massachusetts, NREL Subcontract No.XL-1-11126-1-1.
- [23] Lilienthal, P., (1995). Economic Analysis of Renewable Technology Options for Village Electric Applications. Proceedings of AWEA Windpower '95 Conference. March 27-30. Washington DC.
- [24] Lundsager, P., Sherwin, R.W. Jr., (1990). Using Simple Wind-Diesel Systems without Energy Storage to Obtain High Penetration and Market Acceptance in the Near Future, AWEA Windpower '90 Conference, SeDt. 2-28.Washington, DC.
- [25] Lundsager, P., (1991). VVDILOG - A Logistical Wind-Diesel Simulation Model Description and Users Guide. Ris0 National Laboratory, report no. M2822, Roskilde, Denmark.
- [26] Manwell, J.F., McGowan, J.G., (1994a), A Combined Probabilistic/Time Series Model for Wind Diesel Systems Simulation. Solar Energy, Vol. 53, pp. 481~490.
- [27] Manwell, J.F., Stein, W.M., McGowan, J.G., Baring-Gould, E.I., (1994b), "HYBRID1 - A Wind/Diesel System Simulation Model: Operating Instructions. (Version 1.04), University of Massachusetts, Amherst, Mass.
- [28] Manwell, D.F., Stein, W.M., McGowan, J.G., (1994c). HYBRID1 - A Hybrid System Simulation Model: Theory Summary. (Version 1.04), University of Massachusetts, Amherst, Mass.
- [29] Milligan, M.R., Miller, A.H., Chapman, F., (1995). Estimating the Economic Value of Wind Forecasting to Utilities. Proceedings of AWEA Windpower '95 Conference. March 27-30, Washington DC.
- [30] Nayar, C.V., Phillips, S.J., James, W.L., Pryor, T.L., and Remmer, D., (1993). Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System. Solar Energy, Vol. 51, pp. 65-78.
- [31] Perez, R., (1984). An Anisotropic Model of Diffuse Solar Radiation with Applications to an Optimization of Compound Parabolic Concentrators.

Atmospheric Sciences Research Centre, State University of New York,
USDOE, #DEFG0577ET20182, New York, Albany

- [32] Perez, R.A., (1985). The Complete Battery Book, (1^e Ed), Tab Books. Blue Ridge Summit, PA.
- [33] Bode, H., (1977), Lead-Acid Batteries. John Willey & Sons.
- [34] Riggs, J.L., . Rentz, W.F., Kahl, A.I., West, T.M., (1986), Engineering Economics. McGraw-Hill Ryerson.
- [35] Gipe, P., (1993), Wind Power for Home & Business. Chelsea Green Publishing Company, Post Mills, VT.
- [36] Gipe, P., 1995, Wind Energy Comes of Age, John Willey & Sons, Inc.
- [37] Baring-Gould, E.I., HYBRID2 V1.0c: création du module Kyocera LA441K63 et algorithme de contrôle des démarrages de la génératrice
Communication personnelle par fax, May 1998.

ANNEXE A

Tableaux de design du site de Tanquary Fiord

TA1.1 Tableau d'estimation des charges

Typiques / Equipments I	I-AC,i (Amps)	V-AC (Volts)	L-AC,i (Watts)	Inv. Eff. (%)	L-DC,i (Watts)	ti (Hrs/day)	W-L,i (Watt-hrs)	V-DC (Volts)	AH-L,i (Ah/day)
Propane dryer pump (motor)	4,55	110	500,50	0,85	588,82	2,00	1177,65	48	24,53
Automatic washing machine	4,55	110	500,50	0,85	588,82	2,00	1177,65	48	24,53
Water sytem pressure pump	8,2	110	902,00	0,85	1061,18	1,00	1061,18	48	22,11
Microwawe Oven	7,27	110	799,70	0,85	940,82	1,00	940,82	48	19,60
Photocopy Machine	4,55	110	500,50	0,85	588,82	1,00	588,82	48	12,27
Video cassette recorder	1,09	110	119,90	0,85	141,06	4,00	564,24	48	11,75
Portable computer	0,45	110	49,50	0,85	58,24	8,00	465,88	48	9,71
Television 20In.	0,91	110	100,10	0,85	117,76	4,00	471,06	48	9,81
Grey water pump	8,2	110	902,00	0,85	1061,18	0,43	456,31	48	9,51
Fluorescent Light	0,36	110	39,60	0,85	46,59	6,00	278,53	48	5,82
Water supply pump	2,5	110	275,00	0,85	323,53	0,43	139,12	48	2,90
Icom Ic-700 h.f radio base	0,91	110	100,10	0,85	117,76	2,00	235,53	48	4,91
Stereo/tape/disk player	0,36	110	39,60	0,85	46,59	4,00	186,35	48	3,88
Computer printer	1,14	110	125,40	0,85	147,53	1,00	147,53	48	3,07
10" electric cut-off saw	10	110	1100,00	0,85	1294,12	0,10	129,41	48	2,70
Router	6,36	110	699,60	0,85	823,06	0,10	82,31	48	1,71
Power belt sander (hand held)	5,45	110	599,50	0,85	705,29	0,10	70,53	48	1,47
Electrolux vacuum cleaner	2,27	110	249,70	0,85	293,76	0,21	61,89	48	1,29
Electric bench grinder (3/4hp)	4,55	110	500,50	0,85	588,82	0,10	58,88	48	1,23
Power planer (hand held)	4,55	110	500,50	0,85	588,82	0,10	58,88	48	1,23
Electric Drill (rechargeable)	2,18	110	239,80	0,85	282,12	0,13	36,68	48	0,76
Portable drill (rechargeable)	2,18	110	239,80	0,85	282,12	0,13	36,68	48	0,76
Electric skill saw	2,73	110	300,30	0,85	353,29	0,10	35,33	48	0,74
Electric paint sprayer	2,73	110	300,30	0,85	353,29	0,10	35,33	48	0,74
Electric disc grinder	2,73	110	300,30	0,85	353,29	0,10	35,33	48	0,74
Dust-buster recharg. vacuum	0,45	110	49,50	0,85	58,24	0,10	5,82	48	0,12
Table saw	8,18	110	899,80	0,85	1058,59	0,00	0,00	48	0,00
Drill Press	5,45	110	599,50	0,85	705,29	0,00	0,00	48	0,00
TOTAL					13568,82	38,23	8538,52		177,89

DESIGN LOAD (Total amper-hour load)	AH-L	178	ah/day
DESIGN PEAK CURRENT DRAWN (DC Load/Nom. Voltage)		27	amps

TA1.2 Tableau d'estimation des charges

Maximales / Equipments	I-AC,i (Amps)	V-AC. (Volts)	L-AC,i (Wats)	Inv. Eff. (%)	L-DC,i (Wats)	ti (Hrs/day)	W-L,i (Watt-hrs)	V-DC (Volts)	AH-L,i (Ah/day)
Automatic dish washer	10,91	110	1200,10	0,85	1411,88	3,00	4235,65	48	88,24
Propane dryer-drum (motor)	5,45	110	599,50	0,85	705,29	2,00	1410,59	48	29,39
Automatic washing machine	5,45	110	599,50	0,85	705,29	2,00	1410,59	48	29,39
Water sylem pressure pump	9,82	110	1080,20	0,85	1270,82	1,00	1270,82	48	26,48
Icom Ic-700 h.f radio base	0,91	110	100,10	0,85	117,76	12,00	1413,18	48	29,44
Microwave Oven	8,73	110	960,30	0,85	1129,76	1,00	1129,76	48	23,54
Photocopy Machine	5,45	110	599,50	0,85	705,29	1,00	705,29	48	14,69
Video cassette recorder	1,31	110	144,10	0,85	169,53	4,00	678,12	48	14,13
Portable computer	0,55	110	60,50	0,85	71,18	8,00	569,41	48	11,86
Television 20in.	1,09	110	119,90	0,85	141,06	4,00	564,24	48	11,75
Grey water pump	9,82	110	1080,20	0,85	1270,82	0,43	546,45	48	11,38
Fluorescent Light	0,36	110	39,60	0,85	46,59	6,00	279,53	48	5,82
Water supply pump	2,5	110	275,00	0,85	323,53	0,43	139,12	48	2,90
Stereo/tape/disk/player	0,36	110	39,60	0,85	46,59	4,00	186,35	48	3,88
Computer printer	1,14	110	125,40	0,85	147,53	1,00	147,53	48	3,07
10" electric cut-off saw	10	110	1100,00	0,85	1294,12	0,10	129,41	48	2,70
Router	6,36	110	699,60	0,85	823,06	0,10	82,31	48	1,71
Power belt sander (hand held)	5,45	110	599,50	0,85	705,29	0,10	70,53	48	1,47
Electrolux vacuum cleaner	2,27	110	249,70	0,85	293,76	0,21	61,69	48	1,29
Electric bench grinder (3/4hp)	4,55	110	500,50	0,85	588,82	0,10	58,88	48	1,23
Power planer (hand held)	4,55	110	500,50	0,85	588,82	0,10	58,88	48	1,23
Electric Drill (rechargeable)	2,18	110	239,80	0,85	282,12	0,13	36,68	48	0,76
Portable drill (rechargeable)	2,18	110	239,80	0,85	282,12	0,13	36,68	48	0,76
Electric skill saw	2,73	110	300,30	0,85	353,29	0,10	35,33	48	0,74
Electric paint sprayer	2,73	110	300,30	0,85	353,29	0,10	35,33	48	0,74
Electric disc grinder	2,73	110	300,30	0,85	353,29	0,10	35,33	48	0,74
Dust-buster recharg. vacuum	0,45	110	49,50	0,85	58,24	0,10	5,82	48	0,12
Table saw	8,18	110	899,80	0,85	1058,59	0,00	0,00	48	0,00
Drill Press	5,45	110	599,50	0,85	705,29	0,00	0,00	48	0,00
TOTAL					16003,06	61,23	16333,50		319,45
DESIGN LOAD (Total amper-hour load)									319 ah/day
DESIGN PEAK CURRENT DRAWN (DC Load/Nom. Voltage)									29 amps

Exemples de calcul d'Estimation des charges

TA1.1 - Charge typique :

Pour la pompe à propane « Propane dyer pump » en mode d'opération normale ou typique $t_i = 2$. (h/j)

La puissance AC nécessaire est :

$$P_{AC \cdot i} = I_{AC \cdot i} * V_{AC} = 4.55 (A) * 110 (V) = 500 (W)$$

La puissance DC est :

$$P_{DC \cdot i} = \frac{P_{AC \cdot i}}{\eta_{inv}} = \frac{500 (W)}{0.85} = 588.22 (W)$$

L'énergie nécessaire est :

$$W_{L \cdot i} = t_i * P_{DC \cdot i}$$

$$W_{L \cdot i} = 2 (h / j) * 588.22 (W) = 1176.44 (Wh / j)$$

La charge équivalente est donnée par :

$$AH_{L \cdot i} = \frac{W_{L \cdot i}}{V_{DC}} = \frac{1176.44 (Wh / j)}{48 (V)} = 24.51 (Ah / j)$$

ANNEXE B

Localisation géographique de quelques sites

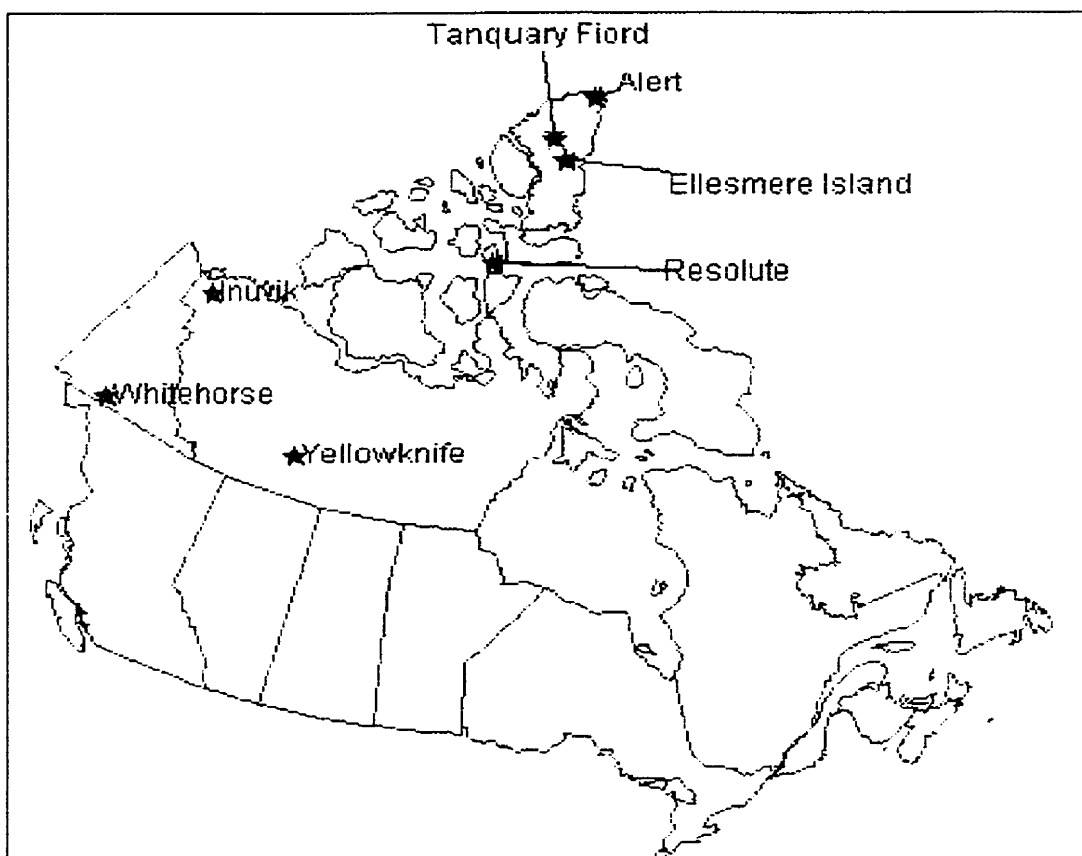


figure a.1 : Localisation géographique de quelques sites

ANNEXE C

Algorithme de design rapide

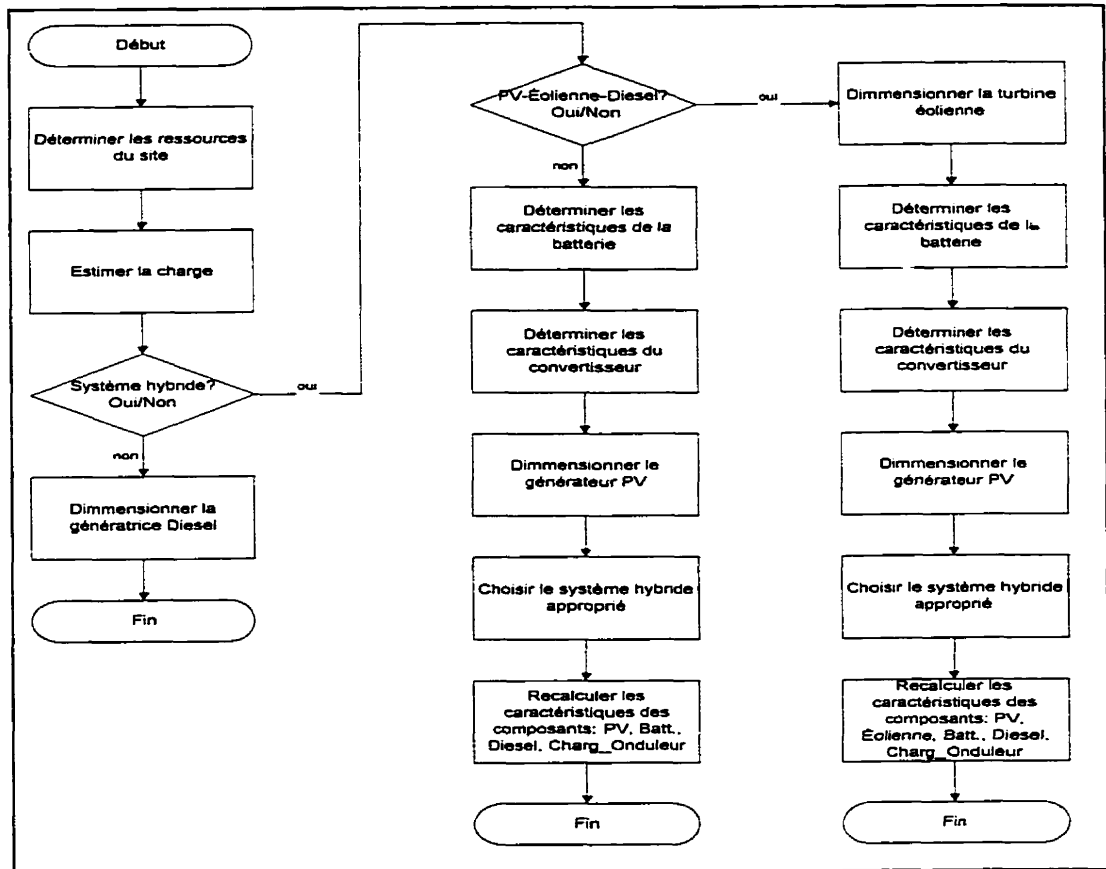


figure a.2 : Algorithme de design rapide.

Liste des Paramètres de sortie

Outputs de simulation avec Watsun-PV5.0 :

HT	Incident radiation	MWh
PARR	Available Array Output	MWh
GENR	Energy From Diesel Diesel Backup	MWh
BATI	Battery Energie Input	MWh
BATO	Battery Energie Output	MWh
LOSSES	Power Losses	MWh
WAST	Energy Wasted	MWh
DELD	Total Ac & Dc Load Deliv.	MWh
FUEL	Fuel Consumption	litres
ART	Average Running Time	%
TON	Total On-Time Per Start	h
TRUN	Total Running Time	h
DCPV	Dc Load From Pv	%
ACPV	Ac Load From Pv	%
WIRL	Total Wiring Losses	MWh
CONV	Convert. And Invertor Losses	MWh

Paramètres calculés à partir des résultats de simulation:

Pour le système PV-GEN-BATT:

Contribution of Radiation to Energy Supply	%
Overall System Input Energy to Load Efficiency	%
Total System Electrical Load	%
Overall System Input Energy to Load Efficiency	%
Overall System Electricity to Load Efficiency	%

Pour le générateur PV:

Solar Energy Input to PV Array	kWh/j
Electricity Generated by PV Array	kWh/j
PV Array Solar to Electricity Efficiency	%
Contribution of PV to Electricity Production	%
PV Yield	h/j ou
PSH	
PV Capacity Factor	%

Liste des Paramètres de sortie (suite)

Pour la Génératrice:

Electricity Generated by GEN	kWh/j
Genset Fuel to Electricity Efficiency	%
Contribution of GEN to Electricity Production	%
Average GEN Capacity Used	%
Run Cycles	#/mo
Cycle Period	j
Duty Cycle	%
Running time	h/cyc,
h/j, h/m	
Fuel Used	l/j, l/h

Pour le banc d'accumulateurs:

Minimum Battery Voltage	V
Average Battery Voltage	V
Maximum Battery Voltage	V
Battery Energy Losses	kWh/j
Battery Output Energy	kWh/j
Equivalent Number of Capacity Cycles	
cycles/mo	
Battery Energy Storage Efficiency	%
Portion of Electricity Supplied by Battery	%

Pour les Pertes de conversion et de puissance :

Array Energy Available but Not Used	kWh/j
Portion of Array Energy Not Used	%
Portion of Load met by Array and Batteries	%
Wiring, Charger & Inverter Losses	kWh/j
Portion of PV output Lost in Wiring	%
Charger & Inverter Losses	kWh/j

ANNEXE D

Résultats des simulations avec Watsun-PV

CAS 1 Titulat. 82°30	HT	PARR	GENR	BATI	BATO	LOSSES	WAST	DELD	FUEL	ART	TON	TRUN	DCPV	WRL	CONV
	INCIDENT RADIATION	AVAIL- ABLE ARRAY OUTPUT	ENERGY FROM DIESEL BACKUP	BATTERY ENERGIE INPUT	BATTERY ENERGIE OUTPUT	POWER LOSSES	ENERGY WASTED	TOTAL AC & DC LOAD DELIV.	FUEL CONSUMP- TION	AVERAGE RUNNING TIME LOAD	TOTAL ON-TIME PER START	TOTAL RUNNING TIME	DC LOAD FROM PV	TOTAL WIRING LOSSES	CONVERT. AND INVERTOR LOSSES
Mois	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	litres	%	h	h	%	MWh	MWh
Janvier															
Février															
Mars															
Avril															
Mai	2.944	0.337	0.037	0.115	0.075	0.007	0.041	0.29	32.179	74.803	10	10	88.399	0.004	0.004
Juin	2.51	0.284	0.037	0.092	0.067	0.007	0.032	0.281	32.13	74.601	10	10	88.045	0.003	0.004
Juillet	1.994	0.224	0.111	0.137	0.128	0.013	0.034	0.29	99.181	74.318	10	30	85.423	0.002	0.011
Août	1.197	0.13	0.188	0.168	0.175	0.02	0.032	0.29	180.479	74.484	10	50	42.258	0.001	0.019
Septembre															
Octobre															
Novembre															
Décembre															
Moyenne	2.16125	0.24375	0.09275	0.128	0.11825	0.01175	0.03475	0.28775	80.24225	74.5485	10		71.03125	0.0025	0.0095
Total	8.645	0.975	0.371	0.512	0.465	0.047	0.139	1.151	320.969			100		0.01	0.038

Production - Energie à l'entrée du système
(PV input + GEN input)
Electricity Used
(PV output+Gen ouput)

9.018 MWh

1.248 MWh

CAS 2 Titulat.-16 87°30	HT	PARR	GENR	BATI	BATO	LOSSES	WAST	DELD	FUEL	ART	TON	TRUN	DCPV	WRL	CONV
	INCIDENT RADIATION	AVAIL- ABLE ARRAY OUTPUT	ENERGY FROM DIESEL BACKUP	BATTERY ENERGIE INPUT	BATTERY ENERGIE OUTPUT	POWER LOSSES	ENERGY WASTED	TOTAL AC & DC LOAD DELIV.	FUEL CONSUMP- TION	AVERAGE RUNNING TIME LOAD	TOTAL ON-TIME PER START	TOTAL RUNNING TIME	DC LOAD FROM PV	TOTAL WIRING LOSSES	CONVERT. AND INVERTOR LOSSES
Mois	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	litres	%	h	h	%	MWh	MWh
Janvier															
Février															
Mars															
Avril															
Mai	2.979	0.341	0.034	0.114	0.075	0.007	0.041	0.290	29.010	75.020	8.000	8.000	89.529	0.004	0.003
Juin	2.608	0.298	0.037	0.098	0.083	0.007	0.034	0.281	32.071	74.384	10.000	10.000	88.083	0.003	0.004
Juillet	2.061	0.232	0.111	0.141	0.128	0.013	0.035	0.290	96.125	74.244	10.000	30.000	85.457	0.002	0.011
Août	1.229	0.133	0.188	0.187	0.171	0.020	0.032	0.290	180.194	74.224	10.000	50.000	42.444	0.001	0.019
Septembre															
Octobre															
Novembre															
Décembre															
Moyenne	2.21875	0.2505	0.092	0.13	0.11375	0.01175	0.0355	0.28775	79.35	74.483	9.75		71.37825	0.0025	0.00925
Total	8.675	1.002	0.368	0.52	0.455	0.047	0.142	1.151	317.4			99		0.01	0.037

Ecart	0.23	0.027	-0.003	0.008	-0.01	0	0.003	0	-3.589	-0.0835	-0.25	-1	0.347	0	-0.001
Ecart (%)	3%	3%	-1%	2%	-2%	0%	2%	0%	-1%	0%	-3%	-1%	0%	0%	-3%

Production - Energie à l'entrée du système
(PV input + GEN input)
Electricity Used
(PV output+Gen ouput)

9.243 MWh

1.283 MWh

System Summary	Tanquary Fiord Warden Station Analyse des résultats de simulation de Watsun-PV	Système Hybrde PV-GEN-BATT
----------------	---	-------------------------------

Mois	Contribution of Radiation to Energy Supply		Contribution of GEN to Energy Supply		Total System Electrical Load kWh/j	Overall system Input Energy to Load Efficiency		Overall system Electricity to Load Efficiency	
	%		%			%		%	
Janvier	0		0		0	0		0	
Février	0		0		0	0		0	
Mars	0		0		0	0		0	
Avril	0		0		0	0		0	
Mai	98.76		1.24		9.35	9.73		86.05	
Juin	98.55		1.45		9.36	11.03		95.90	
Juillet	94.73		5.27		9.34	13.78		92.95	
Août	86.55		13.45		9.66	20.97		95.71	
Septembre	0		0		0	0		0	
Octobre	0		0		0	0		0	
Novembre	0		0		0	0		0	
Décembre	0		0		0	0		0	
Moyenne Total	94.65		5.35		9.43	13.88		92.65	
					37.707				

fig1: Annual Use of Solar and GEN Energy

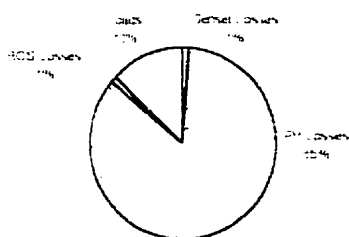


fig2: Annual Use of Electricity Produced

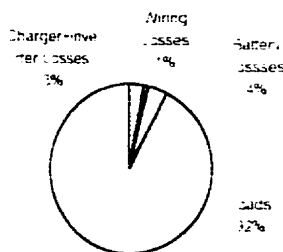


fig3: Source of Energy

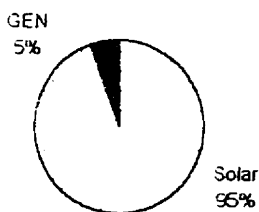


fig4: Source of Electricity

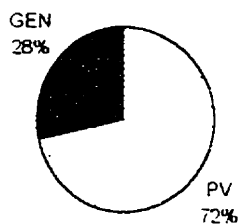


fig5: Input Energy to Load Efficiency

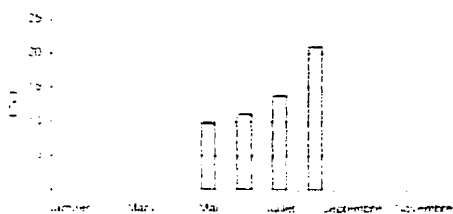


fig6: Electricity to Load Efficiency



PV Summary	Tanquary Fiord Warden Station Analyse des résultats de simulation de Watsun-PV	Système Hybride PV-GEN-BATT
------------	---	--------------------------------

Mois	Solar Energy Input to PV Array kWh/j	Electricity Generated by PV Array kWh/j	PV Array Contribution of		PV Yield (PSH) h/d rated	PV Capacity Factor % of yield	PV Capacity Factor % of time
			Solar to Electricity Efficiency %	to Electricity Production %			
Janvier	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Février	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Mars	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Avril	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Mai	94.97	10.87	11.45	90.11	1.70	95.39	7.10
Juin	83.67	9.47	11.31	88.47	1.48	94.29	6.18
Juillet	64.32	7.23	11.23	66.87	1.13	93.61	4.72
Août	39.90	4.33	10.86	41.14	0.68	90.50	2.83
Septembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Octobre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Novembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Décembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Moyenne	70.71	7.97	11.21	71.65	1.25	93.45	5.21
Total	282.86	31.90			4.999	373.799	20.831

Simulated Optimal Module Efficiency: 11.78%

fig7: Simulated Array Efficiency

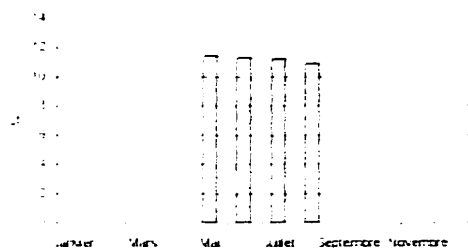


fig8: PV Yield

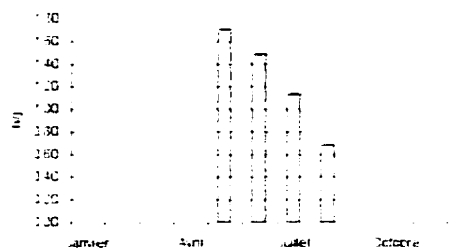
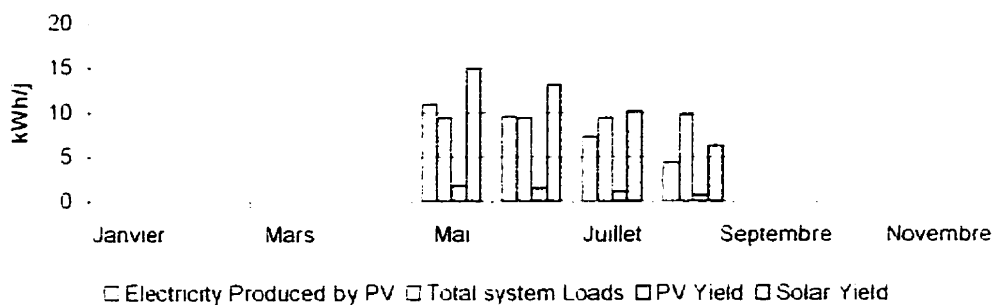


fig9: Array simulation summary



Genset Summary	Tanquary Fiord Warden Station Analyse des resultats de simulation de Watson-PV	Systeme Hybride PV-GEN-BATT
----------------	---	--------------------------------

Mois	Electricity	Genset	Contibutic	Average	Run	Cycle	Duty	Running time		Fuel Used		
	Generator	Fuel to	of GEN	GEN				h/j	h/m	l/j	l/h	
	by GEN	Electricity	to Electric	Capacity	Cycles	Period	Cycle					
	kWh/j	%	Productio	Used	#/mo	j	%	h/cyc	h/j	h/m	l/j	l/h
Janvier	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Février	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mars	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Avril	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	3.74	22.08	9.89	77.92	1	7.000	74.80	10	0.323	10	1.04	3.218
Juin	3.73	22.29	11.53	77.71	1	12.000	74.60	10	0.333	10	1.07	3.213
Juillet	3.72	22.50	33.13	77.50	3	8.000	74.32	10	0.968	30	3.10	3.206
Août	3.72	22.50	58.86	77.50	5	5.000	74.46	10	1.667	50	5.35	3.210
Septembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Decembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Moyenne	3.73	22.34	28.35	77.66	3	8.00	74.55	10	0.82	25	2.64	3.21
Total	14.91				10				100	100	10.56	

Fuel to electricity Generati 2.4 kWh/l

Fig10: Genset Efficiency

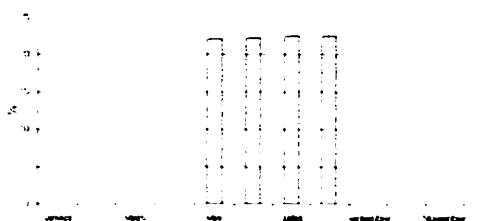


Fig11: Duty cycle

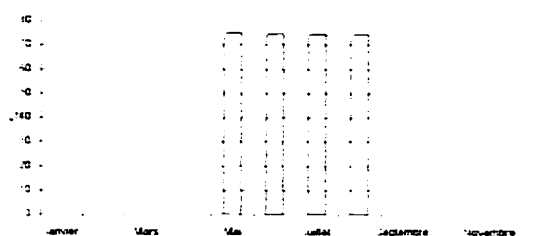


Fig12: Cycle Period

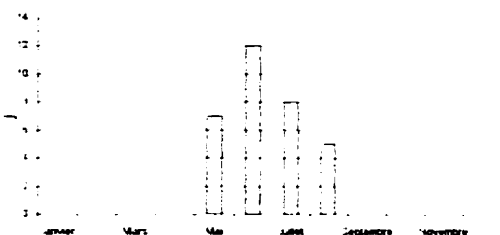


Fig13: Run-time

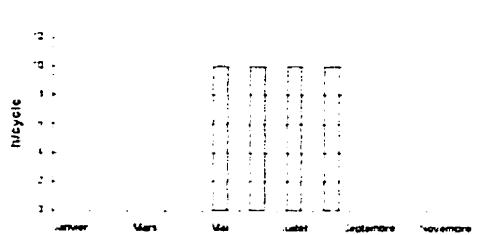


Fig14: Genset Capacity Used

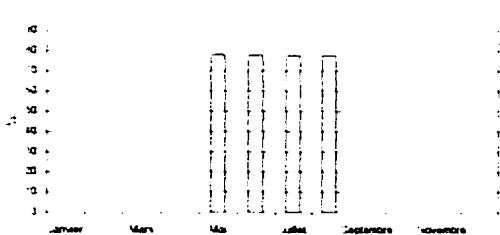
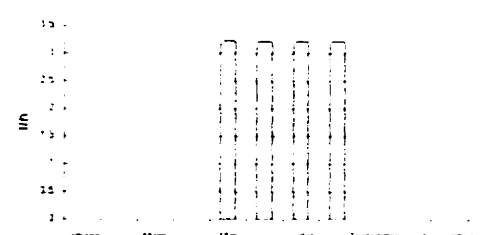


Fig15: Fuel Consumption



Battery Summary	Tanquary Fiord Warden Station Analyse des résultats de simulation de Watsun-PV	Système Hybride PV-GEN-BATT
-----------------	---	--------------------------------

Mois	Min. Battery Voltage	Average Battery Voltage	Max. Battery Voltage	Battery Energy Losses	Battery Output Energy	Equivalent Number of Capacity Cycles	Battery Energy Storage Efficiency	Portion of Electricity Supplied by Battery
	V(min)	V(mean)	V(max)	kWh/j	kWh/j	cycles/mo	%	%
Janvier	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Février	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Mars	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Avril	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Mai	46.65	52.07	58.40	0.007	0.075	4	65.2	25.9
Juin	46.46	50.40	56.96	0.007	0.087	5	94.6	31.0
Juillet	46.44	50.46	58.40	0.013	0.128	8	93.4	44.1
Août	46.44	49.67	56.34	0.02	0.175	10	104.2	60.3
Septembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Octobre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Novembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Décembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Moyenne	46.50	50.65	57.53	0.01	0.12	6.86	89.34	40.33
Total				0.05	0.47	27.46		

fig16: Battery Storage Efficiency

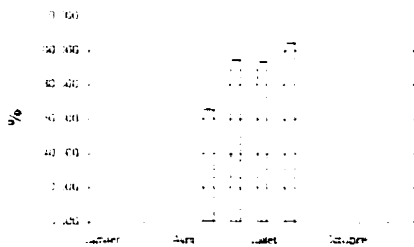


fig17: Battery Energy Output

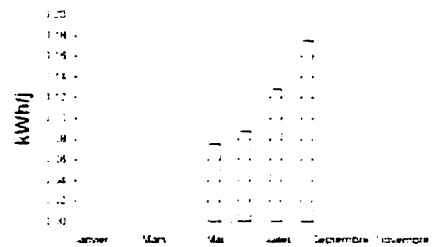
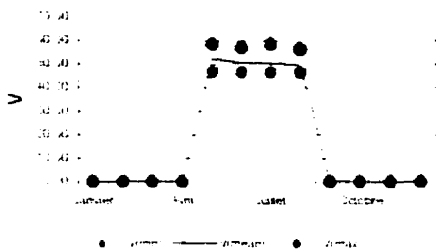


fig18: Tension des Batteries



Losses Summary	Tanquary Fiord Warden Station Analyse des résultats de simulation de Watsun-PV	Système Hybride PV-GEN-BATT
----------------	---	--------------------------------

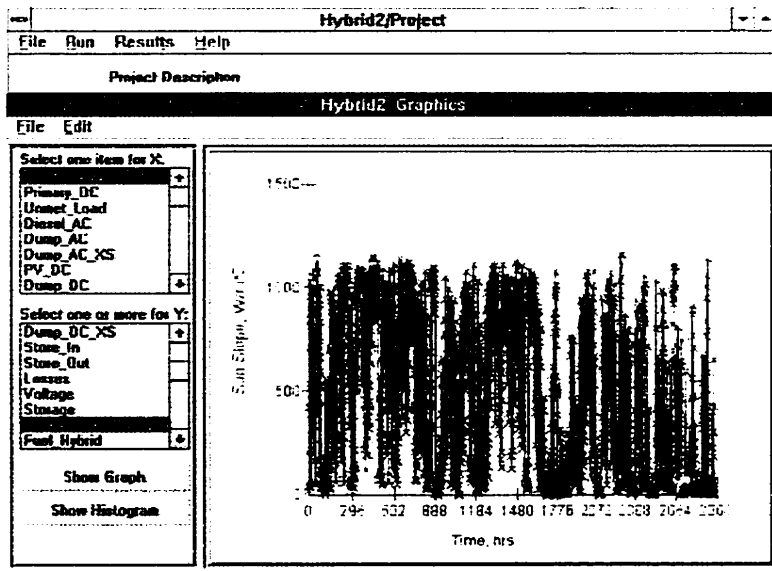
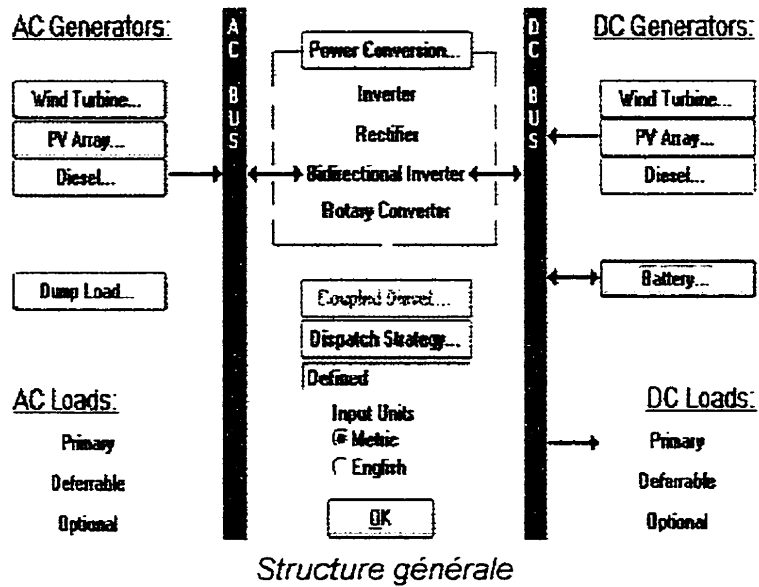
Mois	Array Energy Available but Not Used kWh/j	Portion of Array Energy Not Used %	Portion of Load met by Array Anc Batteries %	Wiring Charger & Inverter Losses kWh/j	Portion of PV output Lost in Wiring %	Charger & Rectifier Losses kWh/j
Janvier	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Février	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mars	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Avril	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mai	1.32	12.17	100.00	0.008	1.19	0.004
Juin	1.07	11.27	100.00	0.007	1.06	0.004
Juillet	1.10	15.18	100.00	0.013	0.89	0.011
Août	1.07	24.62	95.71	0.020	0.77	0.019
Septembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Octobre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Novembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Décembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Moyenne	1.14	15.81	98.93	0.01	0.98	0.01
Total	4.55				3.91	0.04

fig19: Charger and Rectifier Losses

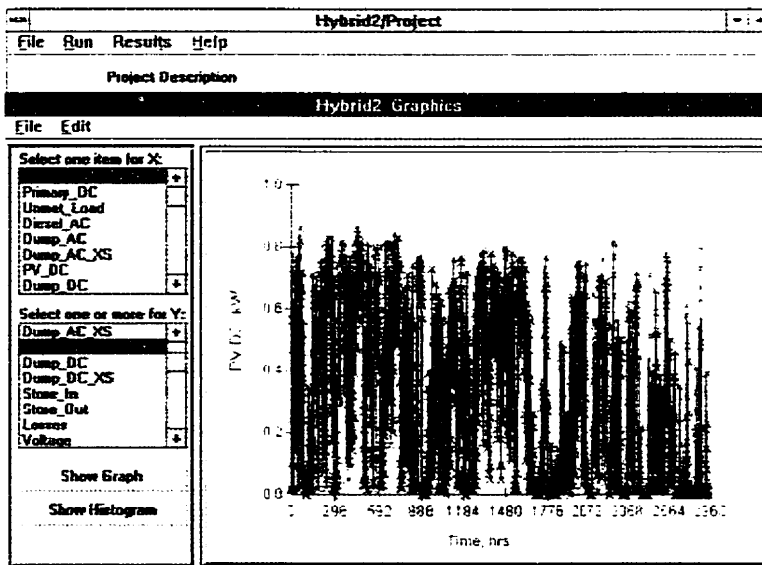


ANNEXE E

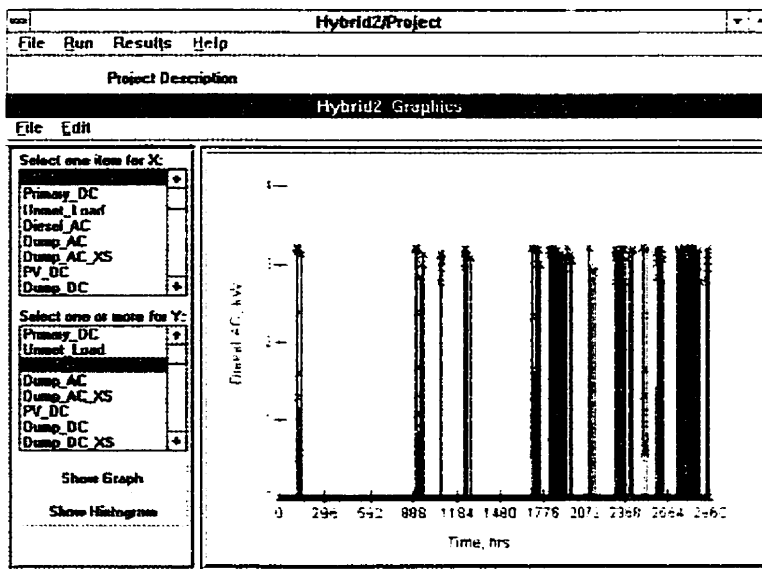
Résultats des simulations avec Hybrid2



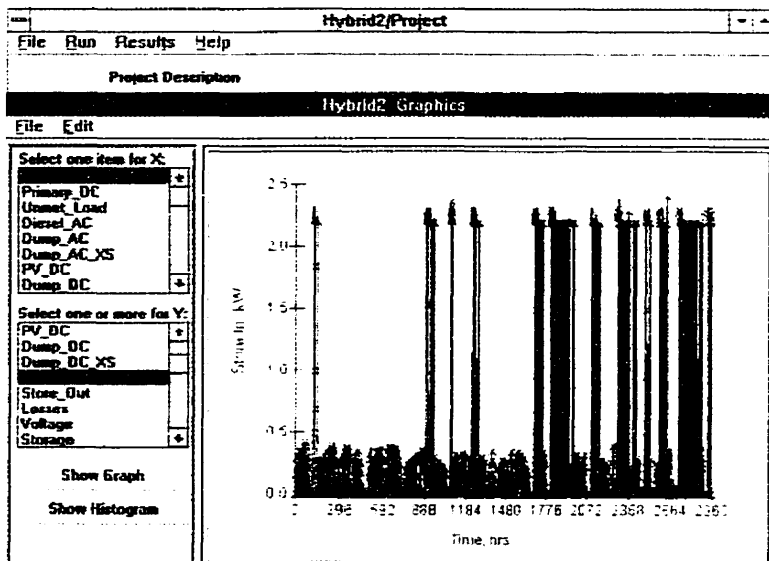
Insolation sur le plan incliné du collecteur PV



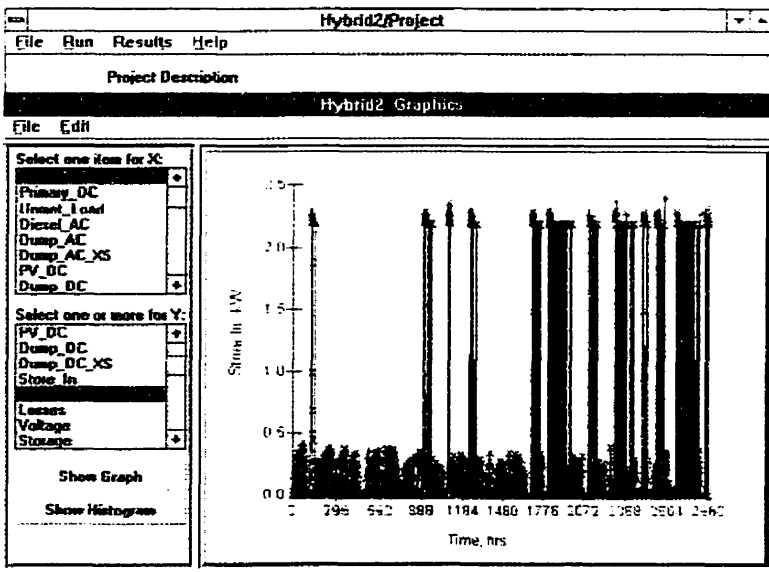
Production des panneaux PV



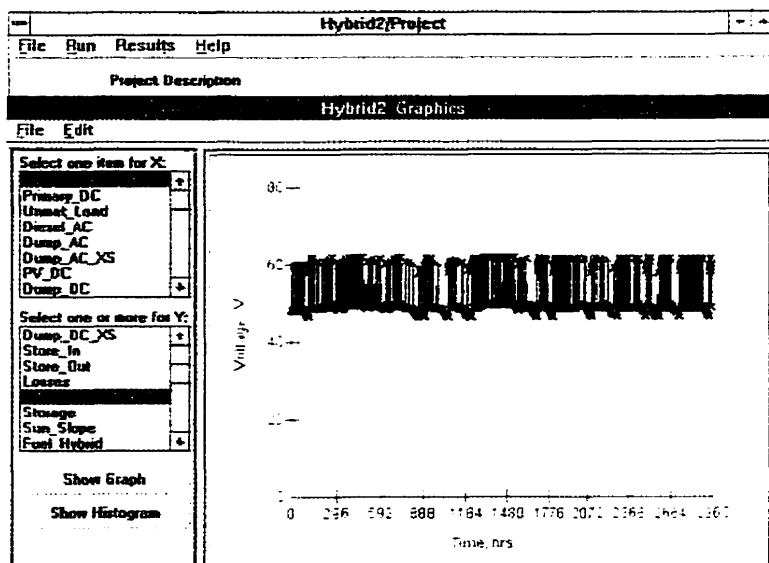
Production de la génératrice



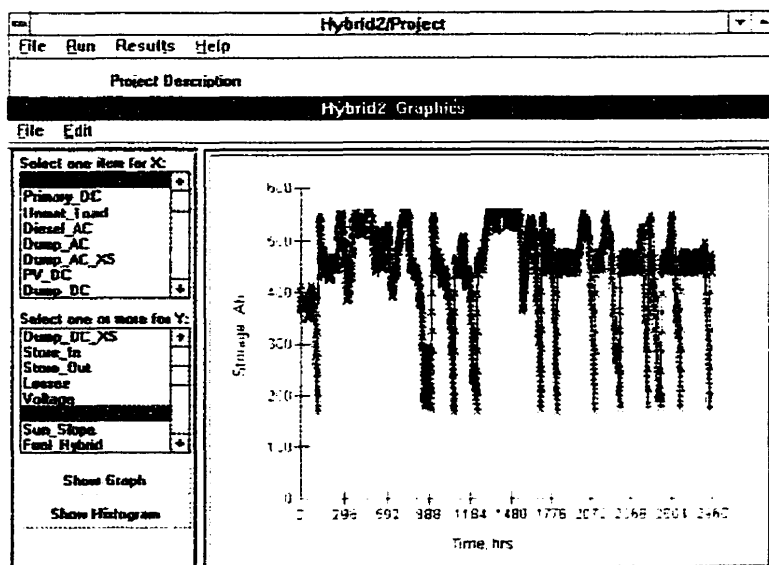
Énergie de charge des batteries



Énergie de décharge des batteries



Profil de tension des batteries



Capacité des batteries

System Summary	Tanquary Fiord Warden Station Analyse des resultats de simulation de Hybrid2	Systeme Hybride PV-GEN-BATT
----------------	---	--------------------------------

Mois	Contribution of Radiation to Energy Supply	Contribution of GEN to Energy Supply	Total System Electrical Load	Overall system Input Energy to Load Efficiency	Overall system Electricity to Load Efficiency
	%	%	kWh/m ²	%	%
Janvier	0	0	0	0	0
Fevrier	0	0	0	0	0
Mars	0	0	0	0	0
Avril	0	0	0	0	0
Mai	98.75	1.24	10.80	10.41	97.10
Juin	98.65	1.35	9.75	10.59	97.96
Juillet	97.25	2.74	9.54	13.63	95.46
Août	97.32	18.68	1.40	11.90	10.54
Septembre	0	0	0	0	0
Octobre	0	0	0	0	0
Novembre	0	0	0	0	0
Décembre	0	0	0	0	0
Moyenne Total	97.75	2.15	9.70	13.17	95.12

Fig 1: Annual Use of Solar and GEN Energy

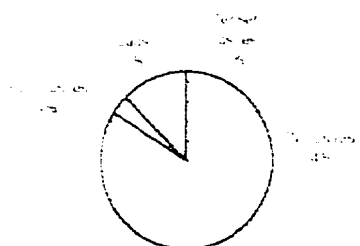


Fig 2: Annual Use of Electricity Produced

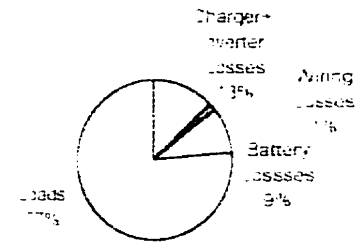


Fig 3: Source of Energy

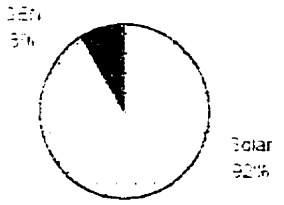


Fig 4: Source of Electricity



Fig 5: Input Energy to Load Efficiency

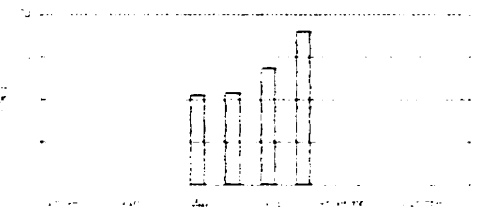
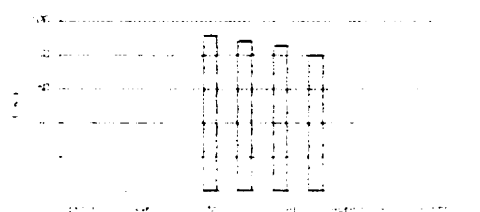


Fig 6: Electricity to Load Efficiency



PV Summary	Tanquary Fiord Warden Station Analyse des résultats de simulation de Hybrid2	Systeme Hybride PV-GEN-BATT
------------	---	--------------------------------

Mois	Solar Energy Input to PV Array kWh/j	Electricity Generated by PV Array kWh/j	PV Array Contribution of		PV Yield (PSH) h/d rated	PV Capacity Factor % of yield	PV Capacity Factor % of time
			Solar to Electricity Efficiency %	to Electricity Production %			
Janvier	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Fevrier	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Mars	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Avril	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Mai	97.67	10.62	10.87	39.63	1.66	90.59	6.93
Juin	37.33	3.03	9.19	66.92	1.26	76.62	5.24
Juillet	62.65	5.24	9.96	50.99	0.98	83.03	4.08
Août	42.65	3.94	9.25	28.70	0.82	77.05	2.58
Septembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Octobre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Novembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Decembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Moyenne	72.57	7.21	9.82	59.06	1.13	81.82	4.71
Total	290.36	28.83			4.519	327.291	13.330

Simulated Optimal Module Efficiency 11.78%

fig7: Simulated Array Efficiency

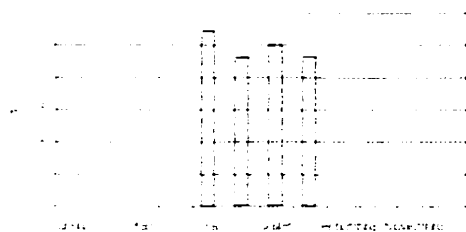


fig8: PV Yield

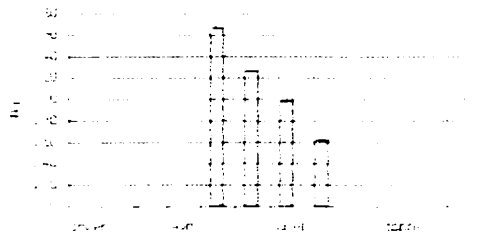
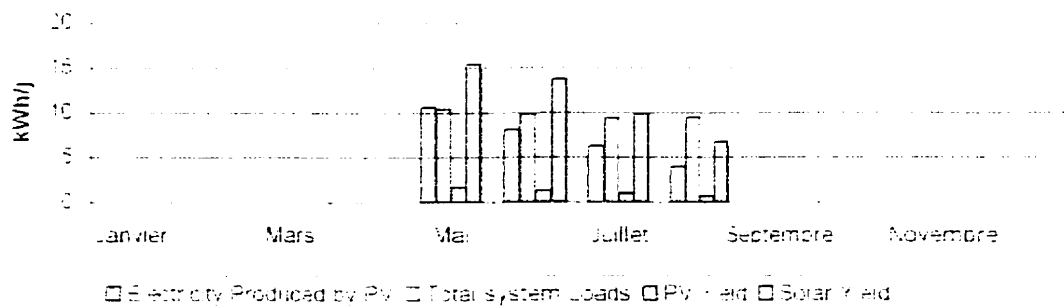


fig9: Array simulation summary



Genset Summary:	Canquay Fire Warden Station Analyse des résultats de simulation de Hywind2	Systeme Hywind PMSGEN-3A 11
-----------------	---	-----------------------------------

Mois	Electricity Generated by GEN	Genset Fuel to Electricity Efficiency	Contribution of GEN to Electric Production	Average GEN Capacity Used	Run Cycles	Cycle Period	Duty Cycle	Running time	Fuel Used			
	kWh	%	%	%	#mo	%	h/mo	h	kg			
Janvier	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Février	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Mars	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Avril	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Mai	212	15.73	4.90	14.09	1	4.000	34.22	3	1.581	13	12.14	247
Juin	235	19.55	29.36	55.13	0	6.000	30.45	15	1.500	45	18.36	1.258
Juillet	236	20.54	45.73	59.61	0	6.000	19.46	12	2.097	66	29.45	1.295
Août	234	20.36	11.07	31.02	5	6.000	19.11	10	3.033	110	29.18	218
Septembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Décembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Moyenne	234	19.19	39.02	55.01	3		19	132	47	12.18	23	128
Total	10.56				12				123	35.42		

Fuel to Electricity Generated: 0.16 kWh/kg

Fig10: Genset Efficiency

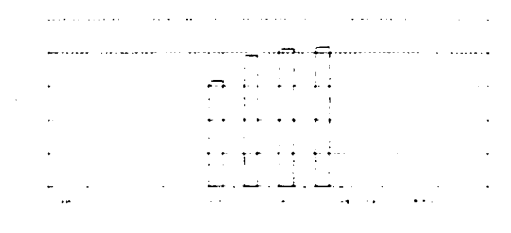


Fig11: Duty cycle

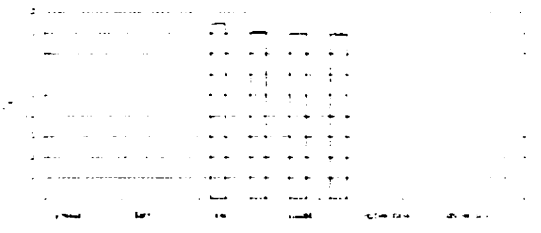


Fig12: Cycle Period

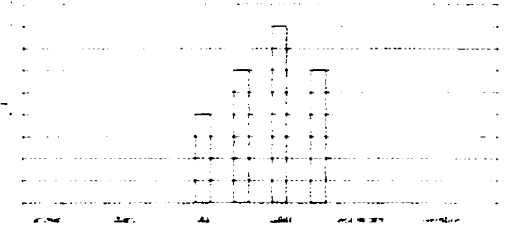


Fig13: Runtime

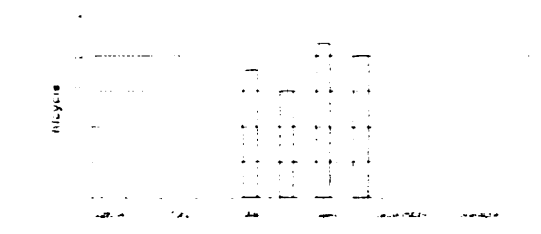


Fig14: Genset Capacity Used

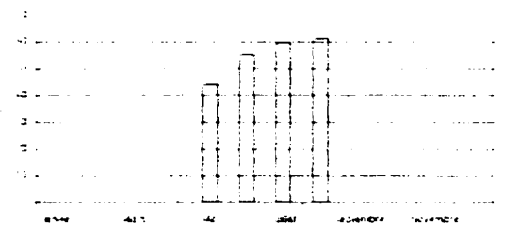
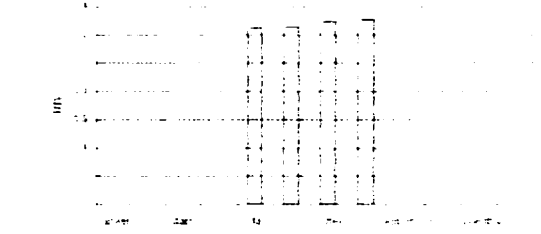


Fig15: Fuel Consumption



Battery Summary	Tanquary Fjord Warden Station Analyse des résultats de simulation de Hybrid2	Système Hybride PV-GEN-BATT
-----------------	---	--------------------------------

Mois	Min Battery Voltage V(min)	Average Battery Voltage V(mean)	Max. Battery Voltage V(max)	Battery Energy Losses kWh/j	Battery Output Energy kWh/j	Equivalent Number of Capacity Cycles cycles/mc	Battery Energy Storage Efficiency %	Portion of Electricity Supplied by Battery %
Janvier	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Février	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Mars	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Avril	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Mai	46	52.6	62	0.02244	0.07106	4	73.5	22.3
Juin	45.9	50.1	62	0.036	0.09053	5	74.4	30.9
Juillet	45.9	50.8	62	0.05328	0.13546	8	79.3	46.7
Août	46.4	51.5	62	0.07622	0.17796	11	76.9	63.0
Septembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Octobre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Novembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Décembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Moyenne	46.05	51.25	62.00	0.05	0.12	7.01	75.96	40.72
Total				0.19	0.48	28.05		

fig16: Battery storage Efficiency

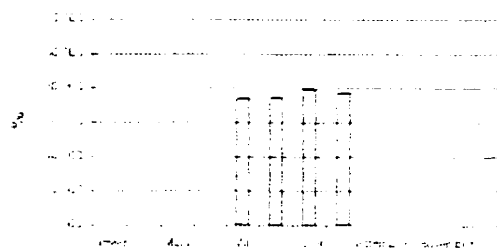


fig17: Battery Energy Output

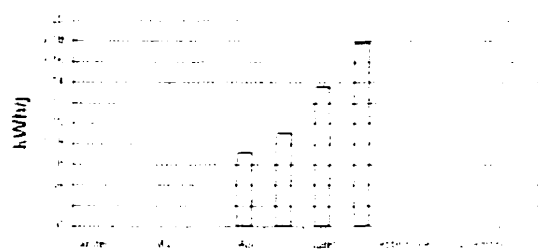
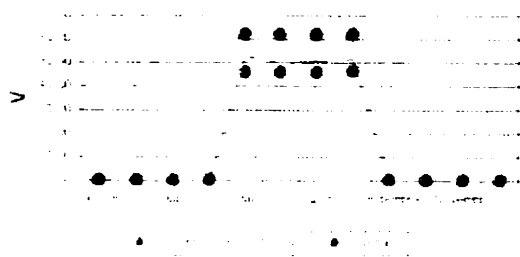


fig18: Tension des Batteries



ANNEXE F

Design de la capacité des batteries

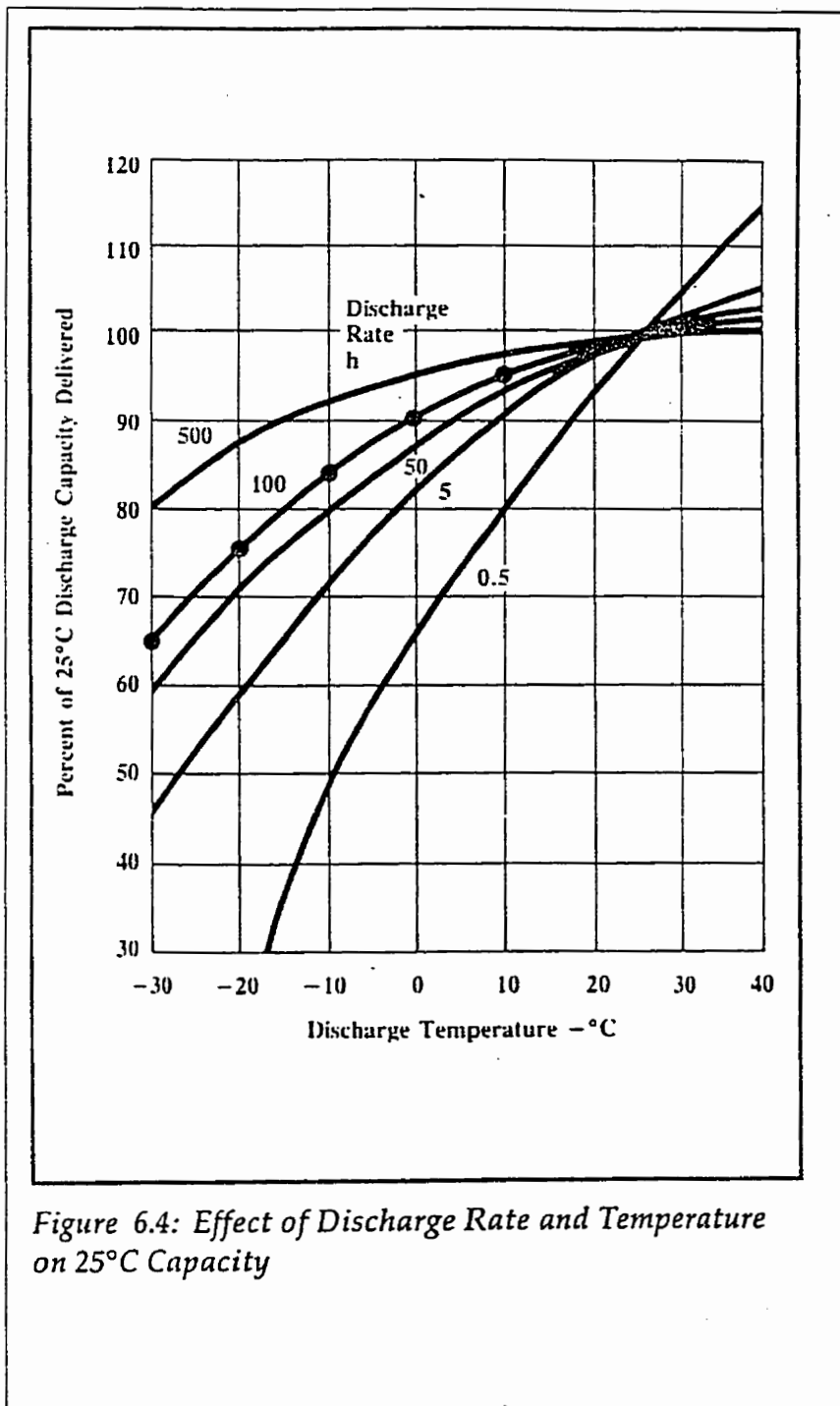
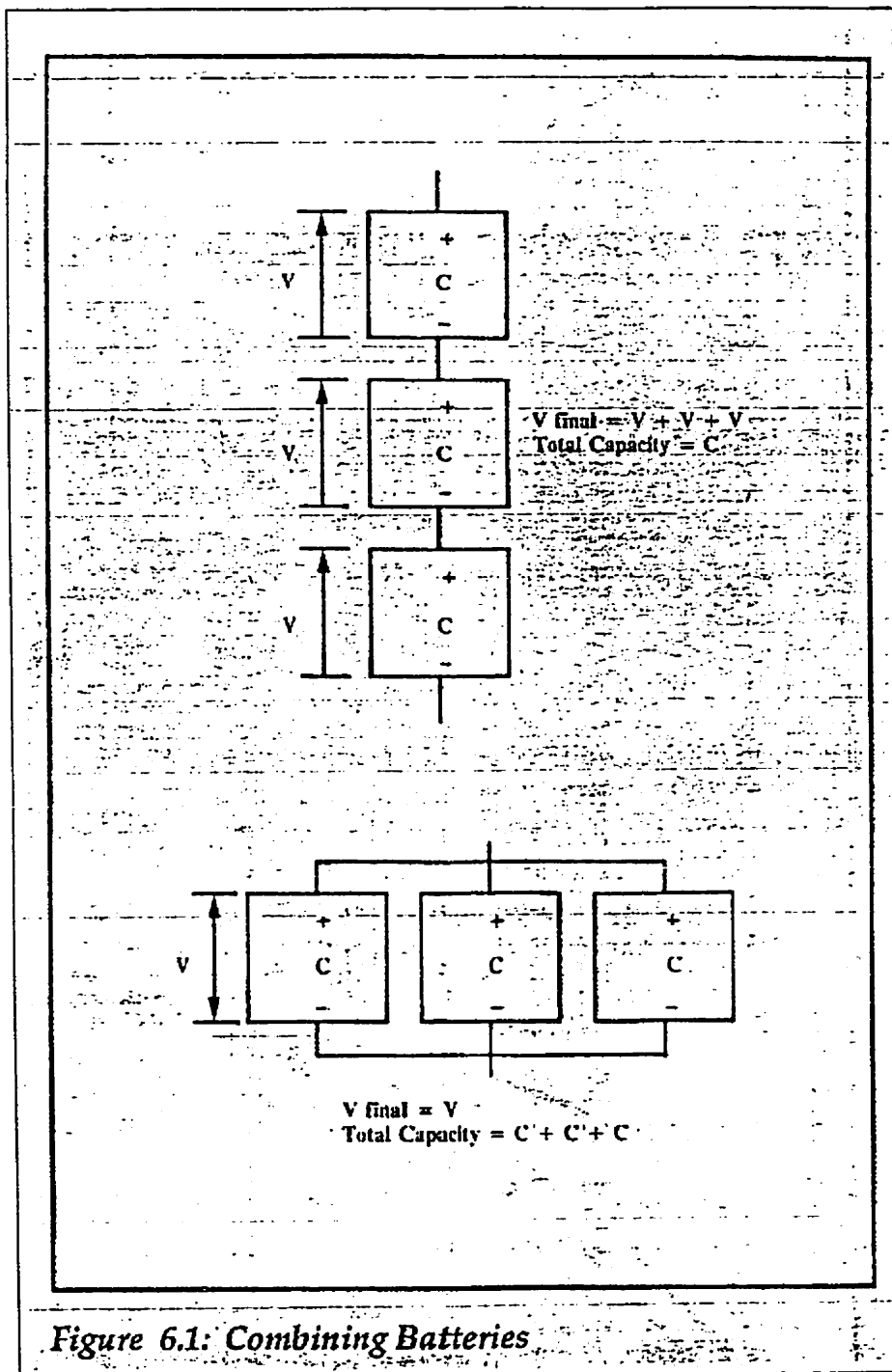


Figure 6.4: Effect of Discharge Rate and Temperature on 25°C Capacity



ANNEXE G

Analyse Économique du site de Tanquary Fiord

TA7.1: TANQUARY FIORD - MODÈLE ÉCONOMIQUE LCC

INVESTISSEMENT INITIAL POUR LE SYSTÈME

ÉQUIPEMENTS	GENSET	COÛTS (\$)	GEN-BATT	COÛTS (\$)	PV - HYBRIDE	COÛTS (\$)
	SIZE		SIZE		SIZE	
PV Array					700 W KyoceraLA441(12)	6700,00
genset	5kW	3000,00	5kW Honda EM5000SX	3000,00	5kW Honda EM5000SX	3000,00
Banc de batteries			800Ah,48V	7500,00	500Ah,48V	4700,00
Onduleur			2.5kW	2500,00	2.5kW	3000,00
Contrôleur Batt.			80A	1500,00	65A	
Bottier batt.				1000,00	inc. ond.	600,00
Support + suiveur PV						1900,00
Misc. BOS		425,00		800,00		1000,00
MAIN D'EUUVRE						
Design			450 \$/j	900,00		1350,00
Installation Électrique		400,00	300 \$/j	600,00		600,00
Mécanique			300 \$/j	600,00		600,00
Installation du site		3000,00		4500,00		5000,00
INVESTISSEMENT TOTAL		6825,00		22900,00		28450,00
COÛTS ANNUELS D'OPÉRATION ET DE MAINTENANCE (CA_O&M)						
Fuel (\$/l)	1,95					
	FUEL (l)	COÛTS (\$)	FUEL (l)	COÛTS (\$)	FUEL (l)	COÛTS (\$)
Genset Main.		652,00		327,00		224,00
System Main.		47,00		181,00		245,00
Fuel	2154	4200,30	801	1561,95	321,00	625,95
CA_ O&M		4899,30		2069,95		1094,95

TA7.2: TANQUARY FIORD - ESTIMATION DU COÛT DE PRODUCTION DE L'ENERGIE

Charge (kWh/jour) 8,6
 Durée de vie (an) 20
 Taux (i) 3%

ANNÉE	Disc. fact	VP_O&M	VP_Rempl.	VP_O&M	VP_Rempl.	Cash Flow	VP_O&M	VP_Rempl.
0	1,00					-16075,00		
1	1,03	4756,60	0,00	2009,66	0,00		1063,06	0,00
2	1,06	4618,06	0,00	1951,13	0,00		1032,10	0,00
3	1,09	4483,55	0,00	1894,30	0,00		1002,03	0,00
4	1,13	4352,96	0,00	1839,12	0,00		972,85	0,00
5	1,16	4226,18	0,00	1785,56	0,00		944,51	0,00
6	1,19	4103,09	4187,42	1733,55	0,00		917,00	0,00
7	1,23	3983,58	0,00	1683,06	0,00		890,29	0,00
8	1,27	3867,55	0,00	1634,04	7499,39		864,36	5289,04
9	1,30	3754,91	0,00	1586,44	0,00		839,19	0,00
10	1,34	3645,54	0,00	1540,24	0,00		814,75	0,00
11	1,38	3539,36	3612,11	1495,38	3612,11		791,02	0,00
12	1,43	3436,27	0,00	1451,82	0,00		767,98	0,00
13	1,47	3336,18	0,00	1409,54	0,00		745,61	0,00
14	1,51	3239,01	0,00	1368,48	0,00		723,89	0,00
15	1,56	3144,67	0,00	1328,62	0,00		702,81	0,00
16	1,60	3053,08	3115,83	1289,92	5920,09		682,34	4175,22
17	1,65	2964,16	0,00	1252,35	0,00		662,46	0,00
18	1,70	2877,82	0,00	1215,88	0,00		643,17	0,00
19	1,75	2794,00	0,00	1180,46	0,00		624,43	0,00
20	1,81	2712,62	0,00	1146,08	0,00		606,25	0,00
		72889,21	10915,36	30795,63	17031,58		16290,09	9464,26
Valeur Présente des coûts d' O&M		72889,21		30795,63			16290,09	
Valeur Présente de l' investissement		6825,00		22900,00			28450,00	
Valeur Présente des remplacements		10915,36		17031,58			9464,26	
Valeur Présente de la val.résiduelle		468,67		927,41			462,07	
Coût du cycle de vie		90160,91		69799,80			53742,28	
Coût annuel		4508,05		3489,99			2687,11	
Coût unitaire (\$/kWh)		4,30		3,33			2,56	

ANNEXE H

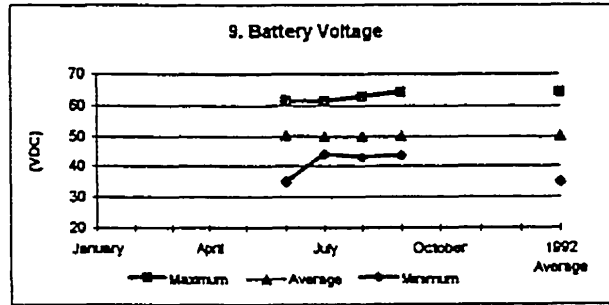
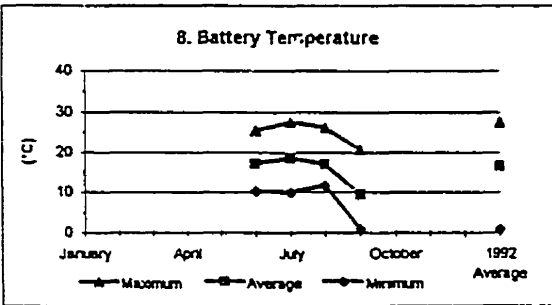
Performances des accumulateurs pour Sheep Creek

e) Battery Summary	Site #12 Sheep Creek Warden Station									Hybrid PV/Genset	
	Measured Performance										
COLUMN:	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K

1992	Min. Battery Temp. (°C)	Avg. Battery Temp. (°C)	Max. Battery Temp. (°C)	Min. Battery Voltage (V)	Max. Battery Voltage (V)	Battery Charge Losses (Ah/d)	Battery Energy Losses (kWh/d)	Output Energy (kWh/d)	Equiv. # of Battery Capacity Cycles (cycles/mo)	Battery Energy Storage Efficiency (%)	Portion of System Electricity Production Supplied to Battery (%)
January											
February											
March											
April											
May											
June	10.4	17.2	25.5	35.1	61.7	18.2	1.8	15.0	10	89	94
July	10.0	18.5	27.6	44.0	61.5	-5.7	0.4	12.7	10	97	96
August	11.8	17.1	26.3	43.0	62.8	6.8	1.2	11.8	9	90	91
September	1.0	9.5	20.7	43.7	64.4	1.7	0.8	7.4	3	90	86
October											
November											
December											
1992 Average		16.5				5.4	1.1	12.3	8	92	93
1992 Total	1.0		27.6	35.1	64.4	552	113	1,284	32		

Max. possible error in efficiency if battery were fully discharged:				Monthly: ± 12 %	Annual: ± 2.9 %
Battery bank:	Make/model:	GNB Absolyte-II 75A19 AGM			
	Rating:	48 VDC	830 Ah @ C/20	39.8 kWh	

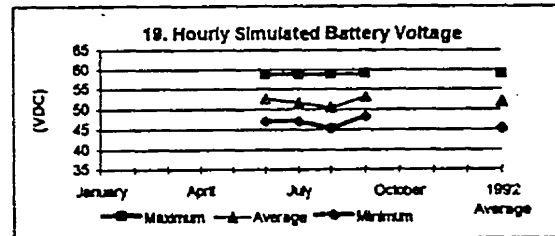
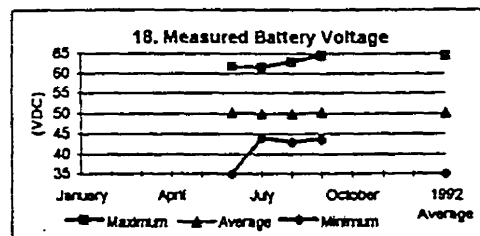
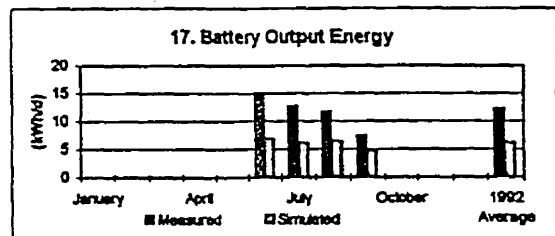
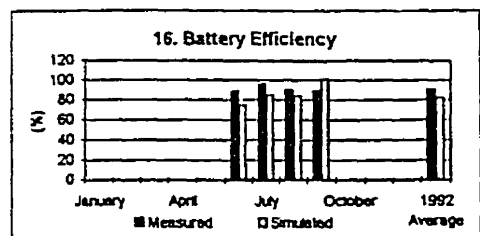
Operating Voltages:	Average 50.1	Under genset charge 55.1
---------------------	--------------	--------------------------



- Data Notes:**
1. Column D and E are the min. and max. battery voltages as averaged over 30 minutes.
 2. Column F is the losses in battery charge.
 3. Column G is the losses in battery energy.
 4. Column I is the monthly battery output energy represented as an equivalent number of full capacity charge cycles.
 5. Column J, the battery's electrical energy storage efficiency, contains an error due to the change in battery state-of-charge over the measurement period. This error arises because SOC was not measured (because it is difficult to do so). Longer periods of measurement time minimise the error. The maximum error in the efficiency if the battery went from fully charged at the beginning to fully discharged at the end is given.
 6. Column K is the portion of the total electricity generated by the array and genset that was supplied to the battery.

d) Battery Summary		Site #12-Sheep Creek Warden Station WATSUN PV Simulated Performance					Hybrid PV/Genset	
COLUMN:	A	B	C	D	E	F	G	H
1992	Min. 1-hr. Battery Voltage (V)	Avg. 1-hr. Battery Voltage (V)	Max. 1-hr. Battery Voltage (V)	Battery Energy Losses (kWh/d)	Output Energy (kWh/d)	Equiv. # of Battery Capacity Cycles (cycles/mo)	Battery Energy Storage Efficiency (%)	Portion of System Electricity Production Supplied to Battery (%)
January								
February								
March								
April								
May								
June	46.9	52.6	58.8	2.3	6.8	6	75	55
July	46.9	51.6	58.8	1.1	6.2	6	85	57
August	45.3	50.4	58.8	1.2	6.5	6	84	65
September	48.1	53.0	58.9	-0.1	4.6	2	102	70
October								
November								
December								
1992 Average		51.9		1.3	6.2	4	83	60
1992 Total	45.3		58.9	134	643	19		

Max. possible error in efficiency if battery were fully discharged: Monthly: ± 21 % Annual: ± 6.1 %



- Simulation Notes:**
- The data in column E were taken from WATSUN PV's monthly simulation file.
 - The data in columns D, F, G, and H were calculated from data in WATSUN PV's monthly simulation file.
 - The data in columns A, B, and C were calculated from data in WATSUN PV's hourly simulation file.
 - Column A, B, and C are the min., average, and max. battery voltages as simulated for a 1 hour interval.
 - Column D is the losses in battery energy.
 - Column F is the monthly battery output energy represented as an equivalent number of full capacity charge cycles.
 - Column G, the battery's electricity storage efficiency, contains errors due to the change in battery state-of-charge over the measurement period. The maximum error in the efficiency if the battery went from fully charged at the beginning to fully discharged at the end is given.
 - Column H is the portion of the total electricity generated by the array and genset that was supplied to the battery.