

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou
Faculté de Génie Electrique et d'Informatique



Mémoire de Magister

en

Electrotechnique

Option
Entraînements électriques

Présenté par
M^{elle} BRIHMAT Fouzia

Ingénieure d'Etat en Electrotechnique,
de l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou

Portant sur

L'Etude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale hybride PV/Eolien

Soutenu le 03/07/2012, devant le jury composé de :

M. CHAÏBI Rachid

M. MALEK Ali

M. LARBÈS Cherif

M. MOHELLEBI Hassane

M. NEDJAR Mohammed

Professeur (UMMTO)

Maître de recherche A (CDER)

Professeur (ENP d'Alger)

Professeur (UMMTO)

Professeur (UMMTO)

Président

Rapporteur

Examineur

Examineur

Examineur

2011/2012

Titre

Etude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale hybride PV/Eolien.

Résumé

En régions isolées, le générateur diesel constitue la source principale d'énergie électrique. Or, le prix d'extension du réseau électrique pour ces régions s'avère prohibitif et le surcoût de l'approvisionnement en combustible augmente radicalement avec l'isolement. Dans ce contexte, l'interconnexion de plusieurs sources d'énergie renouvelable (éoliennes, panneaux photovoltaïques, petites centrales hydroélectriques, etc.) dans un Système d'Energie Hybride (SEH) peut avoir une incidence profitable sur la production d'énergie électrique en termes de coût et de disponibilité.

Ainsi, ce travail de mémoire présente une contribution à l'analyse du comportement et la maîtrise des performances d'un SEH constitué par deux sources d'énergie renouvelable, photovoltaïque et éolienne, associées à un générateur diesel, des batteries de stockage et une technologie de commande.

Le système est étudié sur la base de deux aspects : dimensionnement et, maximisation de l'utilisation des ressources renouvelables.

Le dimensionnement s'est fait sur deux logiciels, Homer et PVsyst avec le non-apport du générateur diesel dans ce second cas.

Les ressources renouvelables sont aléatoires. Situation en mesure de mettre en péril l'efficacité énergétique vis-à-vis d'une certaine exigence de la demande.

Alors, afin de maximiser les performances des systèmes d'énergie renouvelable il est nécessaire de poursuivre le point de puissance maximale « MPPT », de la source d'entrée, étude établie sous l'environnement Matlab/Simulink.

- Pour améliorer le rendement de conversion de l'énergie photovoltaïque, une nouvelle méthode de poursuite du point de puissance maximale en utilisant la théorie floue est proposée. Elle est basée sur des règles linguistiques appliquées au hacheur type Boost.
- Pour le système éolien, la maximisation est assurée en considérant la courbe de puissance optimale comme caractéristique de charge, avec connaissance de la caractéristique de la voilure $C_p(\lambda)$.

Mots clés

Système d'Energie Hybride, Photovoltaïque, Eolien, dimensionnement, simulation, MPPT, Convertisseur DC-DC, contrôleur flou, caractéristique de charge optimale.

Titre

Conceptual study of a power conditioning system for a hybrid PV/ Wind plant.

Abstract

In remote areas, diesel generator is the main source of power supply. However, the cost of grid extension is and probably still continues to be prohibitive and the fuel cost increases severely with the remoteness. In this context, the combination of several energy sources (wind turbines, photovoltaic panels, small hydroelectric power plants, etc.) in a Hybrid Power System (HPS) may be very attractive in term of cost and availability.

So, the work introduced in the current thesis is a contribution to the behaviour analysis and the performances control of an HPS constituted by two renewable energy sources, photovoltaic and wind ones, linked to diesel generator, batteries and a command technology.

The system is studied according two aspects: sizing and maximizing the use of renewable resources.

Sizing is established on two software, Homer and PVsyst without contribution of the diesel generator in this second case.

Renewable resources are in constant fluctuation. This situation could put in peril the energizing efficiency towards a given demand requirement.

Therefore, in order to maximize the efficiency of the renewable energy system, it is necessary to track the maximum power point of the input source, a study established under MATLAB/Simulink platform.

- To improve photovoltaic energy conversion efficiency, a new Maximum Power Point Tracker (MPPT) using fuzzy set theory is proposed. It's based on linguistic rules applied to control step-up converter for MPPT.
- For the wind system, the maximizing is assured while considering the optimal power curve as load characteristic, with the knowledge of the turbine characteristic $C_p(\lambda)$.

Keywords

Hybrid Power System, Photovoltaic, wind, sizing, simulation, MPPT, DC-DC Converter, fuzzy controller, optimal load characteristic.

العنوان

دراسة تطبيقية لنظام تكيف طاقة محطة توليد كهرباء هجينة شمسية هوائية.

ملخص

في المناطق النائية، يعتبر مولد الديازال المصدر الرئيسي للطاقة الكهربائية. المشكل يكمن في كون تمديد شبكة الكهرباء باهض جداً فيها، ضف إلى ذلك ارتفاع تكلفت الوقود مع نسبة العزلة. وفي هذا السياق بالضبط، يعد ربط العديد لمصادر الطاقة المتجددة في نظام الطاقة الهجينة ذو تأثير إيجابي على إنتاج الطاقة الكهربائية من حيث التكلفة والتوافر. وعلى هذا فإن هذه المذكرة ما هي إلا مساهمة في تحليل سلوك و التمكن من ايجابيات مثل هذا النظام المتكون من وحدتي طاقة متجددة، شمسية و هوائية، موصولتان بمولد ديازال، بطاريات تخزين و تكنولوجيا مراقبة.

يتم دراسة هذا النظام على أساس جانبيين، التصميم و تعظيم الاستفادة من الموارد المتجددة.

التصميم تم على برنامجين، HOMER و PVsyst دون مساهمة مولد الديازال على البرنامج الثاني.

من المهم معرفة أن الموارد المتجددة تتغير بشكل عشوائي. هو وضع في صدد تعريض فعالية النظام للخطر اتجاه متطلبات معينة للمستهلك.

و لذلك فيهدف الحصول على أحسن مردود لنظم الطاقات المتجددة، لابد من تتبع نقطة الاستطاعة العظمى، لمصدر الطاقة. هي دراسة تمت على مساحة MATLAB/Simulink.

- من اجل ذلك نطرح بالنسبة للطاقة الشمسية طريقة جديدة لتتبع النقطة الاعظمية باستعمال المنطق الرياضي اللاواضح، وذلك بتطبيق خوارزميات غامضة استنادا لقواعد لغوية تصف إستراتيجية مراقبة المحول المضاعف مستمر- مستمر.

- بالنسبة للنظام الهوائي، فان تتبع نقطة الاستطاعة العظمى تم باعتبار منحنى الاستطاعة العظمى كخاصية تنائي القطب، مع معرفة مميزة التوربينة، $C_p(\lambda)$.

كلمات مفتاحية

نظام الطاقة الهجينة، الطاقة الشمسية، الطاقة الهوائية، تصميم، برمجة، MPPT، محول مستمر- مستمر، مراقب المنطق الغامض، خاصية تنائي القطب المثلى.

Remerciements

« *L'encre du savant est plus sacrée que le sang du martyr* »
[Hadith du Prophète (PBDL)]

Au terme de ce travail, je tiens, tout d'abord à remercier:

M. A. MALEK, maître de Recherche au CDER et responsable de la division «Solaire Photovoltaïque» au sein de la même institution d'avoir accepté la direction scientifique de ces travaux de mémoire. Je lui exprime toute ma gratitude pour son expérience, son art de la multi - compétences, son soutien inconditionnel et surtout l'immense confiance qu'il m'a prodigué ;

Un merci et un clin d'œil particulier à **M. S. MEKHTOUB**, maître de conférences à l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, exerçant au Dép^t d'Electrotechnique, ses qualités humaines, dans toutes leurs dimensions m'ont énormément touchée ;

Et c'est à ce même titre que je témoigne à **M. A. TALHA**, professeur à l'USTHB d'Alger, toute ma gratitude de n'avoir aucunement ménagé savoir-faire, compétence et surtout du précieux temps au service d'un premier jugement de ce travail. Je le remercie énormément pour ses conseils et remarques ;

Je remercie **M.M. M.S. AIT CHEIKH** et **C. LARBES**, maîtres de conférences à l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, exerçant au Dép^t d'Electronique, de m'avoir guidée dans les méandres de l'électronique, leur simplicité autant que leur savoir-faire m'ont bel et bien marquée ;

Merci à tout le personnel qui m'a bien accueilli pendant mon séjour aussi bien à CDER qu'à l'ENP (chercheurs, ingénieurs, techniciens, informaticiens, secrétaires, cuisiniers et gardiens).
Je cite spécialement **M. M. KACI**, ingénieur de maintenance au sein de CDER .

Je remercie tous les membres de jury pour le temps qu'ils ont accepté d'accorder à l'évaluation de ce travail de mémoire, je cite:

M. R. CHAIBI, professeur à Universités Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de soutenance ;

MM. M. NEJDAR, et **H. MOHELLEBI**, tous deux professeurs à l'Universités Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou ainsi que **M. C. LARBES**, pour leur participation au jury de soutenance en qualité d'examineurs.

Je remercie particulièrement **M. MOHELLEBI** ainsi que **M. A. DICHE**, maître assistant à l'UMMTO, qui m'ont transmis le sens d'un travail de mémoire, minutie et implication y sont les seuls mots d'ordre.

Merci à toutes les personnes dont je ne citerai les noms. A celles qui ont su redonner espoirs sans même qu'elles le sachent, lorsqu'on se sent au plus bas, par un petit mot ou un simple geste. Merci pour leur sympathie et simplement pour le plaisir que j'ai eu à les côtoyer au quotidien, malgré mes humeurs parfois insoutenables, faute de la pression du travail, je l'avoue.

Merci à mes parents, mes deux voies/voix de sagesse et de l'amour, ainsi qu'à toute ma famille.

« *J'affirme que le sentiment religieux cosmique est le motif le plus puissant et le plus noble de la recherche scientifique* ».

[Albert Einstein]
Extrait de "Ideas and Opinions"

Fouzia BRIHMAT



Introduction générale	1
Présentation du Centre de Développement des Energies Renouvelables	5
<u>Chap. I</u> <i>Définition du Système d'Energie Hybride</i>	6
Introduction	7
I.1 Présentation du système hybride	7
I.1.1 Les différentes configurations des systèmes hybrides	7
I.1.1.1 Architecture à bus à CC	7
I.1.1.2 Architecture mixte à bus à CC/CA	8
I.2 Problèmes rencontrés dans le fonctionnement des SEH	12
I.3 La production éolienne	16
I.3.1 Transformation de l'énergie du vent et du soleil en électricité	16
I.3.1.1 Historique de l'éolien	16
I.3.1.2 Conversion de l'énergie éolienne	16
I.3.2 Chaînes de conversion électrique	22
I.3.2-1 Systèmes couplés au réseau alternatif	22
I.3.2.2 Systèmes en sites isolés	25
I.3.3 Insertion des éoliennes dans le paysage	27
I.4 La production solaire photovoltaïque	31
I.4.1 Généralités	31
I.4.2 Principe de fonctionnement	31
I.4.3 Protections classiques d'un GPV	36
I.4.4 Les différentes technologies de fabrication des cellules	40
I.4.5 Les différents types de systèmes PV	45
I.4.6 Caractéristiques statiques des panneaux	47
I.4.7 Limites pratiques et atouts des systèmes PV	50
I.5 Générateur diesel	51
I.5.1 Réserve tournante	51
I.5.2 Temps de fonctionnement minimal	51
I.5.3 Hystérésis	51
I.6 Dispositifs de stockage de l'énergie	53
I.6.1 Autonomie et dimensionnement des batteries	53
I.6.2 Détermination de la capacité d'un accumulateur	54
I.6.3 Choix de la technologie	54
I.6.4 Tableau comparatif des différentes technologies	55
I.6.5 Etat de charge EDC (SOC) de la batterie	55
I.6.6 Rendement	56
I.6.7 Cycles et durées de vie	57
I.6.8 Gestion du stockage	58
I.7 Le régulateur de charge	58
I.7.1 Régulateurs MPPT	59
I.7.2 Principe de fonctionnement d'un régulateur de charge	59
I.7.3 Comparaison des différentes technologies de régulateurs	60

I.8 Convertisseurs	61
I.9 Charges	61
I.10 Coût d'une installation PV	62
Conclusion	62

<u>Chap. II</u>	<i>Evaluation des gisements relatifs au PV/Eolien</i>	63
------------------------	--	-----------

Introduction	64
II.1 Le rayonnement solaire	64
II.1.1 Ses composantes	66
II.1.2 La masse d'air AM «Air Mass »	68
II.1.3 Unités utilisées	68
II.1.4 Instruments de mesure	69
II.2 Etapes et paramètres de calcul d'énergie (adaptés sur Homer)	73
II.2.1 Principes de calcul de l'énergie éolienne	73
II.2.2 Principes de calcul de l'énergie solaire/ Calcul du rayonnement incident sur un module PV	75
II.3 Température de la cellule	97
II.4 Puissance en sortie des modules	98
Conclusion	100

<u>Chap. III</u>	<i>Etude conceptuelle d'un SEH PV/ Eolien/ Diesel</i>	101
-------------------------	--	------------

Introduction	102
III.1 Site d'implantation	103
III.1.1 Données géographiques du lieu	103
III.1.2 Données météorologiques	104
III.2 Dimensionnement du gisement	104
III.2.1 Caractéristiques météorologiques	104
III.2.2 Détermination de la consommation énergétique	110
III.2.2.1 Gestion des charges	111
III.2.2.2 Caractéristiques de la charge	112
III.2.2.2- a) Sur PVSYST	112
III.2.2.2- b) Sur HOMER	114
III.3 Analyse économique	116
III.3.1 Le coût de l'énergie (ou Cost Of Energy <i>COE</i> ou Coût Actualisé de l'Energie <i>CAE</i>)	117
III.3.2 Le coût présent net (Net Present Cost <i>NPC</i> , ou Coût Actualisé Net total <i>CAN</i>)	118
III.4 Résultats du dimensionnement	119
III.4.1 Sur PVSYST	119
III.4.1- a) Mode normal	120
III.4.1- b) Mode MPPT	123
III.4.2 Sur HOMER	140

III.5 Configuration de ce système	151
III.6 Récapitulation des caractéristiques des divers systèmes	177
III.6.1 Technico-économiques	177
III.6.2 Ecologiques	179
Conclusion	180
<u>Chap. IV</u> <i>Modélisation et commande des composants du SEH</i>	181
Introduction	182
IV.1 Modélisation de la chaîne de production éolienne	182
IV.1.1 Conversion aérodynamique	183
IV.1.2 Architectures de puissance, stratégies de commande et gestion d'énergie	196
IV.2 Modélisation de la chaîne de production PV	203
IV.2.1 Modèles électriques des panneaux	203
IV.2.2 Etude des pertes au niveau d'un module PV	210
IV.3 Optimisation du rendement énergétique du système PV	212
IV.3.1 Principe de recherche du point de puissance maximale (MPPT)	215
IV.3.2 Classification des commandes MPPT	215
IV.3.2.1 Classification des commandes MPPT selon les paramètres d'entrée	215
IV.3.2.2 Classification des commandes MPPT selon le type de recherche ou contrôle	216
IV.3.2.2.1 Algorithme "perturbation et observation"	217
IV.3.2.2.2 Poursuite du point de puissance maximale par un contrôleur à logique floue	
IV.3.3 Critères de qualité d'une commande MPPT	231
IV.4 Modélisation des éléments de gestion de l'énergie	232
IV.4.1 Modélisation des accumulateurs électrochimiques	232
IV.4.1.1 Description du modèle	233
IV.4.1.2 Validation du modèle	236
IV.4.1.3 Chargeur de batterie	239
IV.4.2 Les hacheurs	242
IV.4.2.1 Hacheur série « Buck ou Step-down converter »	245
IV.4.2.2 Le hacheur survolteur « Boost ou Step-up converter »	249
Conclusion	252
<u>Chap. V</u> <i>Applications et résultats</i>	253
Introduction	254
V. Analyse du comportement dynamique du SEH face aux variations climatiques	254
V. 1 Le système Photovoltaïque face aux variations de Température/Eclairement	254
V.1.1 Description du système solaire global	255
V.1.1.1 Etude du système solaire passif	255
V.1.1.2 Etude du système solaire avec régulateur MPPT	258

V.1.1.2.1 Fonctionnement sous des conditions constantes	260
V.1.1.2.2 Fonctionnement sous des conditions variables	268
V.1.2 Régulation de la tension de la batterie	269
V. 2 Le système Eolien face aux variations du vent	278
V.3 Hybridation des deux sous-systèmes	
Conclusion	280
Conclusion générale	282
Bibliographie	287
Annexes	298

1. Glossaire	
a_t	Azimut du soleil [°].
A	Surface active de la voileure [m ²].
A_i	Indice d'anisotropie [%].
A_{PV}	Surface du module PV [m ²].
b_0	Indice de réfraction des modules [-].
c	Vitesse de la lumière [m/s].
C_{ann_tot}	Coût annuel total du système [DA/an].
C_{boiler}	Coût marginal de la chaudière [DA/kWh].
C_{10}	Capacité de batterie au taux de dix heures de décharge [Ah].
C_B	Capacité de la batterie [F].
C_p	Coefficient de puissance de la voileure [-].
$C_{p_{opt}}$	Coefficient de puissance optimal [-].
C_t	Couple de la turbine [N.m].
C_T	Coefficient de température [K ⁻¹].
C_V	Coefficient de tension [V ⁻¹].
c_w	Facteur d'échelle [m/s].
E et ΔE	Erreur et variation de l'erreur en entrée du CF [-].
E_{bat}	Force électromotrice d'un élément électrochimique, états de charge/décharge confondus [V].
E_{def}	Charge différée (pompage de l'eau, chargement de batteries et congélation peuvent être modélisés comme telle) servie [kWh /an].
$E_{BB,C}$ et $E_{BB,D}$	Respectivement, la force électromotrice de charge et de décharge d'un élément électrochimique de la batterie [V].
EDC	État de charge de la batterie [%].
E_g	Énergie de gap [J].
E_{grid_sales}	Energie totale injectée sur le réseau [kWh /an].
$E_{prim-AC}$	Charge primaire AC servie [kWh /an].
$E_{prim-DC}$	Charge primaire DC servie [kWh /an].
E_s (ou G)	Éclairement, Ensoleillement dans le plan d'un panneau ou d'une photopile [W/m ²].
E_t	Equation du temps [heure].
$E_{thermal}$	Charge thermique totale servie [kWh /an].
f	Fonction de connexion [-].
f^g	Coefficient de frottement des masses tournantes de la génératrice [m.s/rd].
$F_a()$	Facteur d'actualisation [-].
$f_{déc}$	Fréquence du découpage [Hz].
f_e	Facteur d'éclaircissement de l'horizon [%].

f_i	Taux d'inflation annuel [%].
f_{PV}	Facteur de qualité des modules PV utilisés [%].
f_v	Fréquence de l'échantillon du vent étudié [Hz].
\bar{G}	Irradiance horizontale globale sur la surface de la terre, moyennée sur le pas de temps [kW/m ²].
G_0 et \bar{G}_0	Respectivement, irradiance horizontale extraterrestre et moyenne de l'irradiance horizontale extraterrestre sur le pas du temps [kW/m ²].
G_b et G_d	Respectivement, l'irradiance directe et diffuse [kW/m ²].
G_{on}	Irradiance normale extraterrestre [kW/m ²].
G_{sc}	Constante solaire [kW/m ²].
\bar{G}_T	Eclairement global incident sur les modules PV, selon le modèle HDKR [kW/m ²].
h	Hauteur du soleil [°].
H_0 et \bar{H}_0	Respectivement, l'irradiation journalière [Wh/m ²] et moyenne mensuelle [kWh/m ² .j].
h_p	Constante de Planck [J.s].
H_t	Hauteur de la voile [m].
i	Courant en sortie d'un panneau [A].
i_l	Taux d'intérêt [%].
i_l'	Taux d'intérêt nominal [%].
I_{bat} / I_{BB}	Courant batterie [A].
i_{cc}	Courant de court circuit d'une photopile [A].
I_{cc}	Courant de court circuit d'un groupe de panneaux [A].
i_d	Courant de polarisation de la jonction PN pour un panneau [A].
I_G (ou I)	Courant d'un groupe de panneaux [A].
I_{GAZ}	Courant de gazage de la batterie [A].
I_{GO}	Courant normalisé de gazéification [A].
I_{mp} (ou I_{MP})	Courant en sortie d'un groupe de panneaux, correspondant à son PPM [A].
I_{MR}	Courant principal de réaction de la batterie [A].
i_{ph}	Photocourant d'un panneau [A].
I_{ph}	Photocourant d'un groupe de panneaux [A].
i_r	Courant dans la résistance (série ou shunt) pour un panneau [A].
I_r	Courant dans la résistance (série ou shunt) pour un groupe de panneaux [A].
I_R	Courant moyen de sortie DC [A].
I_{sat} (ou i_{sat})	Courant de saturation d'une jonction PN [A].
J_m	Inertie de la machine [kg.m ²].
J_t	Inertie de la voile [kg.m ²].

k	Constante de Boltzmann [J/K].
$K1$ et $K2$	Respectivement, signal de commande du Switch 1 entre le générateur et la batterie [0,1], et du Switch 2 entre la batterie et la charge [0,1].
K_g	Rapport des vitesses maximale et minimale d'une génératrice asynchrone à rotor bobiné en application éolienne [%].
k_i	Coefficient du régulateur intégral du courant hacheur [-].
K_i	Coefficient du régulateur intégral, lors de la commande vectorielle [-].
k_p	Coefficient du régulateur proportionnel du courant hacheur [-].
K_p	Coefficient du régulateur proportionnel, lors de la commande vectorielle [-].
k_s	Pas d'échantillonnage du CF [-].
k_t	Facteur de pertes thermiques [W/m ² K].
k_T	Indice de clarté [%].
K_T	Constante du couple/de fem ($k_e=K_T$) [V/rd/s].
k_w	Facteur de forme [-].
L_{ch}	Inductance de lissage du courant en sortie du hacheur Buck [H].
L^g	Inductance propre d'une phase statorique de la génératrice éolienne [H].
m	Fonction de conversion [-].
$M\varphi$	Marge de phase [rd].
$M(\alpha)$	Rapport de conversion [-].
n	Jour de l'année.
n'	Numéro du jour type, du mois.
n_1 et n_2	Respectivement, les facteurs de pureté des diodes d1 et d2 du panneau.
N_a	Nombre d'années.
n_b	Nombre de cellules de batteries mises en série.
N_{bat}	Nombre de batteries en parallèle.
NOCT	Température d'utilisation normale de la cellule [°C].
n_p et n_s	Respectivement, le nombre de cellules associées en parallèle et en série
p	Nombre de pôles du GSAP [-].
P	Opérateur de Laplace.
P_{bat}	Puissance batterie [W].
P_c	Puissance crête d'une photopile en silicium [W].
P_D	Profondeur de décharge [%].
P_M	Puissance maximale extraite d'un seul panneau [W].
P_M	Puissance maximale pouvant être recueillie par le GPV ou l'aérogénérateur [W].
P_{opt}	Puissance optimale, maximisée par MPPT [W].
P_{pv}	Puissance électrique fournie par la chaîne de conversion photovoltaïque [W].
P_t	Puissance mécanique récupérée par une turbine éolienne [W].
P_w	Puissance de la masse d'air qui traverse la surface équivalente à la surface active A de l'éolienne [W].
P_w	Puissance électrique fournie par la chaîne de conversion éolienne [W].

$Q_{MAX,C}$ et $Q_{MAX,D}$	Respectivement, la capacité maximum de charge et de décharge [Ah].
Q_{R_s}	Rapport de la puissance dissipée dans la résistance (série ou shunt) à la puissance délivrée par la cellule [%].
R^s	Résistance d'une phase statorique [Ω].
R_b	Facteur géométrique [%].
R_{bat}	Résistance batterie, états de charge/décharge confondus [V].
$R_{0,C}$ et $R_{0,D}$	Respectivement, résistance interne de chargement et de déchargement [Ω].
r_s	Résistance série d'un panneau [Ω].
R_s	Résistance série d'un groupe panneau [Ω].
r_{sh}	Résistance shunt d'un panneau [Ω].
R_{sh}	Résistance shunt d'un groupe panneau [Ω].
R_t	Rayon de la turbine éolienne [m].
s	Durée effective d'ensoleillement [heure].
s_0	Durée maximale d'insolation [heure].
T_a	Température ambiante [$^{\circ}\text{C}$].
T_{BB} et ΔT_{BB}	Respectivement, la température de la batterie et son échauffement [K].
t_c	Temps civil [heure].
T_e	Couple électromagnétique [N.m].
t_G	Instant de l'apparition du phénomène de Gassing [s].
T_i	Constante de temps du régulateur PI du courant de charge batterie [s].
T_j	Température des panneaux photovoltaïques [$^{\circ}\text{C}$].
t_s	Temps solaire [heures].
T_s	Période de commutation [s].
T_x	Ensemble flou [-]
U_L	Coefficient de transfert de chaleur à l'environnement [$\text{kW}/\text{m}^2\text{^{\circ}\text{C}}$].
v	Tension aux bornes d'un panneau [V].
v_0	Tension à la sortie (de « out ») du hacheur [V].
V^s	Tension simple efficace aux bornes d'une phase de la génératrice [V].
V_{bat}	Tension aux bornes de la batterie, états de charge/décharge confondus [V].
$V_{BB,C}$ et $V_{BB,D}$	Respectivement, la tension de charge et de décharge de la batterie [V].
$\bar{V}_{BB,D}$	Tension moyenne d'une cellule durant la décharge [V].
v_{co}	Tension en circuit ouvert aux bornes d'une photopile [V].
V_{co}	Tension en circuit ouvert aux bornes d'un groupe de panneaux [V].
v_d	Tension aux bornes de la jonction PN pour un panneau [V].
V_d	Tension aux bornes de la jonction PN pour un groupe panneaux [V].
V_{D0}	Tension aux bornes de la diode du hacheur Buck [V].

V_{EC}	Tension batterie en fin de charge [V].
V_{ELE}	Tension d'un élément de la batterie [V].
V_G (ou V)	Tension aux bornes d'un groupe de panneaux [V].
V_{GAZ}	Tension de gassing [V].
v_i	Tension à l'entrée (de « in ») du hacheur [V].
v_M	Tension aux bornes de la jonction PN, correspondant au PPM d'un seul panneau [V].
V_{mp} (ou V_{MP})	Tension aux bornes d'un groupe de panneaux, correspondant à son PPM [V].
V_R	Tension moyenne de sortie DC [V].
V_w	Vitesse du vent [m/s].
V_{wD}	Vitesse de vent à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de la puissance [m/s].
V_{wM}	Vitesse de vent maximale de fonctionnement de l'éolienne [m/s].
V_{w_n}	Vitesse de vent nominale à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir la puissance nominale [m/s].
$V_w(z_{hub})$ et $V_w(z_{anem})$	Respectivement, la vitesse du vent à la hauteur du moyeu de la turbine du vent et la vitesse du vent à hauteur de l'anémomètre [m/s].
W_{ph}	Quantité d'énergie d'un photon [eV].
x_1 et x_2	Variables d'entrée [-].
x_r	Variable de sortie ou la commande [-].
Y_{PV}	Capacité de production du module [kW].
Z	Conductance du GPV [Ω^{-1}].
Z_0	Coefficient de rugosité du terrain [-].
Z_c	Zone de temps en heures, est du GMT [heure].
α	Rapport cyclique [-].
α_p	Coefficient de température de la puissance [% /°C].
α_s	Exposant de la loi de puissance [-].
α_t	Angle de retard à l'amorçage des thyristors [rd].
α_T	Absorptance solaires des modules PV (environ 0.9) [%].
β	Inclinaison de la surface [°].
γ	Azimut de la surface [°].
δ	Déclinaison [°].
ξ	Facteur d'amortissement [-].
η_c	Efficacité de conversion électrique du champ PV [%].
η_D	Rendement de décharge [%].
η_{mp}	Rendement du champ PV, en son point de puissance maximale [%].
θ_i	Angle d'incidence [°].
θ_s	Angle électrique [rd].

θ_z	Angle du zénith [°].
λ	Vitesse spécifique ou normalisée d'une turbine éolienne [-].
λ^g	Flux statorique [Weber].
	λ_l Longitude [°].
λ_m	Amplitude du flux d'aimants vu par les enroulements statoriques [Weber].
λ_{opt}	Vitesse spécifique optimale maximisant le coefficient de puissance d'une turbine éolienne [-].
λ_{ph}	Longueur d'onde lumineuse [m].
$\mu()$	Fonction d'appartenance [-].
μ_t	Angle de commutation [rd].
ρ	Masse volumique de l'air [g/m ³].
ρ_g	Albédo [%].
σ	Taux d'insolation [%].
τ	Transmittance solaire du matériau couvrant le module solaire [%].
τ_g	Constante de temps du phénomène Gassing [s].
ϕ	Latitude [°].
ω	Angle horaire [°].
ω_1 et ω_2	Respectivement, angle horaire au début et à la fin du pas du temps [°].
ω_m	Vitesse angulaire de rotation de la turbine [rd/s].
ω_n	Pulsation propre non amortie du système [rd/s].
ω_r	Vitesse angulaire de rotation du rotor de la génératrice [rd/s].
$\omega_s (2\pi f_s)$	Pulsation électrique [rd/s].
2. Abréviations	
STC	Conditions de fonctionnement standard « en ang. STandard Conditions ».
NOCT	Température d'utilisation normale de la cellule «en ang. Nominal Operating Cell Temperature ».
MPPT	Maximum Power Point Tracking.
MPP	Maximum Power Point.
PPM	Point de Puissance Maximale.
PV	Photovoltaïque.
MPVE	Module Photovoltaïque Electronique.
AM0	Air Masse 0.
AM1	Air Masse 1.
IAM	Modificateur de l'angle d'incidence «en ang. Incidence Angle Modifier ».
P&O	Perturb&Observe.
CF	Contrôleur flou.
SOC	Etat de charge des batteries «en ang. State Of Charge ».
Les autres abréviations sont explicitées dans le texte.	



Introduction générale

Introduction générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays émergents auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement.

Le recours systématique aux carburants fossiles, tels que le pétrole, le charbon et le gaz naturel pour les plus répandus pour la production d'électricité, permet d'avoir des coûts de production faibles mais conduit à un dégagement massif de gaz polluants. Ainsi, la production électrique à partir de ces combustibles est à l'origine de 40 % des émissions mondiales de CO₂ [1].

L'économiste en chef de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), Fatih Birol, dresse, dans un entretien publié par le quotidien britannique « The Independent » paru le 03/08/2009, un tableau alarmant de la situation du secteur pétrolier. Il suggère au gouvernement d'abandonner dès maintenant le pétrole. Comme principal argument, il avance le fait qu'une estimation effectuée sur plus de 800 des principaux champs pétroliers au monde, a montré que la plupart d'entre eux ont atteint leur pic de production et que leur réserves fondent deux fois plus rapidement que prévu, à savoir que le pic sera atteint dans une décennie au lieu de deux, rajoute toujours l'économiste. Cette thèse qui suggère un manque de pétrole à court terme a toujours été contredite par les principaux pays producteurs dont les pays membres de l'OPEP et les grandes compagnies pétrolières. Mais ce qui est encore plus anodin, d'après lui, réside dans le fait que gouvernements et citoyens demeurent inconscients de la gravité de la situation [2].

L'énergie de fission nucléaire avec son lot de « d'accord et de pas d'accord » car ne rejetant directement pas de gaz carbonique, souffre généralement d'une mauvaise image médiatique. Certes les risques d'accidents liés à leur exploitation sont très faibles (en France cette grande sûreté est notamment obtenue grâce à une standardisation élevée et à un très haut niveau de technicité) mais les conséquences d'un accident, même très peu probable, seraient désastreuses. Le traitement des déchets, issus de ce mode de production, est très coûteux et, pour une part, leur radioactivité reste élevée durant de nombreuses années. De plus, l'accès à cette ressource aux pays en voie de développement nécessite des investissements lourds et un niveau de technicité qu'ils sont souvent loin d'avoir. Enfin, contrairement à une idée couramment répandue, les réserves d'uranium sont, comme celles du pétrole, limitées (moins de 100 ans au rythme actuel de la consommation, à l'échelle mondiale).

Beaucoup plus accessibles et très adaptées à la production décentralisée, les énergies renouvelables offrent la possibilité de produire de l'électricité proprement et surtout dans une moindre dépendance des ressources, à condition d'accepter leurs fluctuations naturelles.

D'autant plus que des récentes estimations ont montré qu'actuellement près de 2,2 [milliards d'individus] ne sont toujours pas raccordés aux grands réseaux d'électricité [3], ce qui représente environ 44 % de la population mondiale, pour la plupart située dans les pays du tiers monde dont l'Algérie, où plus de 50 % vivent encore sans électricité, 95 % d'entre eux vivent dans la partie sud.

Et l'impact économique est sans appel, chaque semaine dans le monde, plus d'un million d'habitants s'ajoute à la population des villes [4].

Par énergie renouvelable, on entend des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables

sont des énergies à ressource illimitée. Les énergies renouvelables regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue.

L'exploitation des ressources renouvelables connaît un grand essor dans les pays industrialisés et même dans quelques pays sous-développés. L'Algérie, un pays très vaste d'un climat très diversifié, ayant deux grandes zones géographiques distinctes, le Nord méditerranéen et le Sud saharien, peut devenir un bon concurrent dans cette course de recours aux énergies renouvelables. En effet, concernant l'énergie solaire, l'Algérie bénéficie de quelque 3 000 [heures] en moyenne d'ensoleillement par an, autant dire que la source est abondante.

Pourtant, rares sont les installations solaires et seuls certains centres de recherche tels le centre de développement des technologies avancées et le centre de développement des énergies renouvelables pour ce qui est du nord du pays, et certains sites isolés du sud algérien semblent l'utiliser [5].

A l'heure actuelle, on assiste à un regain sans précédent pour les énergies renouvelables. Leur application est passée à un échelon supérieur, de l'individu à la communauté, du cas isolé au cas collectif et de la maison au village. L'ère après pétrole se prépare dans le plus grand des soins [6].

Malgré une apparence anodine, la production d'électricité est synonyme de perturbations. En effet, L'utilisation excessive d'un mode de production accentue fortement l'effet nuisible qui lui est associé et il apparaît évident que la diversification des sources est une solution et une voie à promouvoir dans une politique de développement durable, dans laquelle de nombreuses nations s'engagent aujourd'hui plus ou moins timidement.

C'est pourquoi, le système de production centralisé, associé à une part croissante de dispositifs de production décentralisés, semble représenter une réponse raisonnable à cette exigence.

Parmi les systèmes les plus prometteurs pour l'utilisation des énergies renouvelables, il y a les Systèmes d'Energie Hybrides (SEH, pouvant constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes) souvent utilisés dans les régions isolées ou éloignées, vu que le prix d'extension du réseau électrique s'avère prohibitif et le surcoût de l'approvisionnement en combustible augmente radicalement avec l'isolement. Le terme « Système d'Energie Hybride » fait allusion aux systèmes de génération d'énergie électrique utilisant plusieurs types de sources. Dans cette notion, on exclut les grands réseaux interconnectés dans lesquels les sources peuvent aussi être de plusieurs types. Les SEH sont généralement conçus pour répondre à un besoin énergétique allant du simple éclairage jusqu'à l'électrification complète de villages ou de petites îles.

L'utilisation de plusieurs sources d'énergie dans un SEH doit avoir une incidence profitable sur la production d'énergie, en termes de coût et de disponibilité, étant entendu que le bilan « écologique » est supposé a priori favorable. Les moyens de production individuels tels que l'éolien, le photovoltaïque, le petit hydraulique etc. présentent des capacités de production incertaines et souvent fluctuantes, non corrélées à l'évolution de la charge.

Le système hybride présente en somme un double avantage afin de minimiser les perturbations de l'environnement grâce à une consommation sur le lieu de production de ressources naturelles renouvelables et d'une sécurité d'approvisionnement quelles que soient les conditions météorologiques. Et dans tous les cas, la bonne qualité de la puissance doit être garantie par rapport aux normes de sécurité des personnes et d'usage des équipements.

Dans ce contexte, le travail présenté dans ce mémoire est une contribution pour une meilleure intégration des sources d'énergie renouvelable dans un SEH.

Le but de notre travail est le dimensionnement et la simulation numérique du fonctionnement d'une centrale de production d'énergie électrique autonome hybride, deux tâches qui peuvent être aussi indépendantes que complémentaires.

Dans la première partie, la configuration du SEH est le résultat d'une procédure de dimensionnement réalisée en fonction des ressources énergétiques disponibles, afin de satisfaire la demande énergétique de la charge constituée d'une dizaine de foyers sis en site isolé dans la région de Tindouf. Parmi ces sources, nous avons retenu l'éolien et le photovoltaïque.

Cette solution et un système de renfort diesel sont adoptés. Le stockage d'énergie est un facteur clef dans un système d'énergie hybride en site isolé. Dans la plupart des cas, les batteries représentent encore la technologie la plus rentable. Les différentes sources fonctionnant en parallèle.

Le dimensionnement de notre installation est organisé de la façon suivante: à partir de l'estimation du potentiel énergétique journalier disponible sur notre site et la détermination du profil de charge des consommateurs, le dimensionnement du générateur photovoltaïque, du générateur éolien, du générateur diesel, et le dimensionnement des batteries de stockages a pu être accompli.

Les données météorologiques dépendent du site choisi pour l'implantation du système, donc la connaissance et l'estimation des deux sources d'énergies (soleil et vent) doivent être faites. Et afin de se rapprocher d'un modèle réel, le choix s'est porté sur un site qui favorise l'implantation d'un système type, qui est Tindouf.

Il faut, par la suite, définir des critères de choix des diverses solutions possibles présentées. Nous avons opté pour une optimisation sur des critères de minimisation du coût global du système tant d'un point de vue de l'installation que de l'utilisation.

Il existe plusieurs logiciels de dimensionnement de systèmes hybrides et non hybrides. Nous nous sommes servis, en premier lieu, de PVSYST pour l'étude du système purement photovoltaïque, puis, de Homer pour le système hybride décrit, pour en faire une comparaison entre le résultat du premier et la variante « PV seul » du second.

Dans la seconde partie de l'étude, qui est la simulation sous l'environnement Matlab-Simulink, notre système hybride se contracte à celui des deux sources photovoltaïque- éolienne.

La démarche que nous avons entreprise trace comme but, l'analyse de l'efficacité énergétique de ce système de production vu dans sa globalité, la quantité d'énergie utile, disponible aux bornes de la charge, restant le «seul juge de paix». Pour cela, l'utilisation et encore la gestion de l'énergie pour satisfaire cette demande ne fait pas l'objet de ce travail. Dans ce même contexte, le système de stockage n'aurait même pas à être intégré puis étudié. Cela dit, le stockage type batteries au Plomb-Acide fait partie intégrante de notre système, et considérées elles-mêmes une charge.

La liaison de l'ensemble est réalisée sur la base d'un fonctionnement parallèle, contrairement à l'alterné qui fait appel à un système de commutation qui assure le passage d'un fonctionnement d'une source à une autre, selon les conditions météorologiques jour et nuit.

Nous avons déterminé l'influence de différents paramètres sur le fonctionnement du système de stockage, notamment la température. Le modèle utilisé permet de reconstituer correctement l'état de charge et de décharge du système de stockage.

La maximisation de l'utilisation des ressources renouvelables signifie un degré plus élevé de leur intégration. Pour cela, les systèmes de commande des deux sous-systèmes PV-éolien doivent permettre la récupération maximale de l'énergie du vent et du rayonnement solaire. Il s'agit de poursuivre le Point de Puissance Maximale (PPM) quelque soit les conditions atmosphériques, ce qu'on appelle la MPPT (abréviation de Maximal Power Point Tracking).

Etant donné que les pertes de puissance ont été négligées (pertes mécaniques, pertes Joule et fer au niveau de la génératrice et pertes par conduction au sein des convertisseurs statiques) au sein des deux chaînes de conversion, tout au long de l'application, on considère que le rendement est unitaire $\eta=1$. La

puissance électrique fournie à la batterie pourra donc s'identifier à la puissance générée par les deux générateurs, hypothèse que l'on souligne, est loin d'être vraie.

Dans cette optique, ce document est organisé en six chapitres.

Le premier traite les notions fondamentales relatives aux systèmes hybrides. Une définition théorique des éléments le constituant, à savoir les générateurs éolien et photovoltaïque, les différents convertisseurs de puissance, le système de stockage, est ensuite détaillée.

Une évaluation des gisements relatifs au PV solaire et à l'éolien, est traitée au second chapitre. Le formalisme mathématique correspondant aux notions de l'éclairement et de la vitesse du vent y est donné.

Au troisième chapitre, est dimensionné le système hybride « Photovoltaïque/Eolien/Diesel », destiné à l'électrification d'une dizaine d'habitations sises à la région de Tindouf, sur une base évidemment technique mais également économique, sur les deux logiciels Homer et PVsyst.

On aborde dans le quatrième chapitre, la modélisation des différents constituants de notre système hybride.

Les modèles de simulation développés sous l'environnement MATLAB/Simulink font l'objet du chapitre cinq.

L'actualité des Energies renouvelable aussi bien qu'à l'échelle mondiale que territorial parait plus que nécessaire, cela s'impose. Nous en sommes où, après tous les efforts fournis... ? Questions auxquelles répond le chapitre six.

Enfin, en conclusion de ce travail, nous envisageons des axes pour les futurs travaux de mémoires.



Présentation du : Centre de Développement des Energies Renouvelables

Le Centre de développement des énergies renouvelables est situé sur le point culminant d'Alger, à Bouzaréah, dans un espace verdoyant qu'il partage avec le CRAAG. Surplombant la mer d'est en ouest jusque sur l'extrême côte de Aïn Taya, le CDER n'a que la mer pour horizon et le ciel comme abri.

C'est un établissement public à caractère scientifique et technologique, dont les modalités de création, d'organisation et de fonctionnement font l'objet du décret exécutif n° 99-256 du 16/11/1999, publié dans le journal officiel de la république algérienne n° 82.

L'organisation interne du centre de développement des énergies renouvelables (C.D.E.R) suit l'arrêté interministériel du 02/09/2006.

Le CEDR est chargé d'élaborer et de mettre en œuvre les programmes de recherche et de développement, scientifique et technologique, des systèmes énergétiques exploitant l'énergie solaire thermique, photovoltaïque, éolienne, géothermique, l'énergie de la biomasse et de l'hydrogène. Il vise à promouvoir ces énergies, mais principalement sur les sites dépourvus de réseau électrique ou trop éloignés d'eux, faisant ainsi honneur à la loi n°04-09, correspondant au 14/08/2004, relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable [7].

Ses installations modernes trompent quant à l'origine du Centre, qui a vu le jour à l'époque coloniale.

Pour preuve, l'immense héliodyne ou four solaire qui date de 1954 et qui fut en son temps la réalisation la plus puissante au monde. Depuis, le temps est passé, mais le four n'a rien perdu de son aura et exerce encore une impression de grandeur isolée dans son hangar à l'abri de l'embrun marin.

Le four a la capacité de faire monter la température à 3000 [°C], afin d'obtenir des vapeurs permettant de faire tourner des turbines. Quelques chauffe-eau solaires offrent leur face au ciel pour puiser cette énergie et chauffer l'eau à une température idéale comprise entre 45 et 60 [° C]. Sans production d'oxyde de carbone ou d'autres formes de polluants, ce type de procédé pourrait être une des applications des plus répandues et des plus performantes en économie d'énergie dans les hôtels, les écoles ou les casernes.

Le toit du CDER est occupé par une installation hybride comprenant un aérogénérateur couplé à des modules photovoltaïques offrant une indépendance appréciable en matière de source d'énergie.

A l'heure où les énergies fossiles font grands signes de faiblesse, et où la crise financière mondiale semble faire écrouler la plus grande des certitudes, l'Algérie ne peut ignorer le potentiel énergétique dont elle dispose et ne peut que s'obliger à s'y intéresser. Le CDER tente d'ouvrir l'horizon algérien à un bouquet qui offrira indépendance et respect de l'environnement [6].

Chap. I

**Définition
du système
d'énergies hybrides**

I/ Définition du Système d'Énergie Hybride

Introduction

L'épuisement des ressources fossiles, à plus ou moins long terme, la flambée des cours du brut et la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre rendent urgentes la maîtrise des consommations et la diversification des sources d'énergie, un fait qui interpelle plus fort que jamais le développement des **énergies renouvelables**.

Et afin d'atténuer le caractère aléatoire d'un gisement d'énergie renouvelable donné, on peut multiplier les sources de natures différentes. On obtient alors un système dit multi-sources.

Il présente en somme le double avantage de minimiser les perturbations de l'environnement grâce à une consommation sur le lieu de production de ressources naturelles renouvelables et d'une sécurité d'approvisionnement maximale. Raisons pour lesquelles il se trouve utilisé dans de très nombreuses applications d'intérêt très sensible et stratégique comme les relais de télécommunication, les postes frontières, les dispensaires, etc., hors réseau d'électricité conventionnel, la disponibilité permanente de la source primaire d'énergie est vitale et conditionne dans une très large mesure la fiabilité des installations et leur fonctionnement permanent.

I.1 Présentation du système hybride

Le système hybride de production de l'énergie, dans sa vue la plus générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources disponibles facilement mobilisables. Le système qui nous intéresse regroupe trois parties, à savoir l'éolienne, le photovoltaïque, et comme appoint un groupe électrogène. Ces trois sources de production de l'énergie passent par un stockage électrochimique.

L'ajout du groupe électrogène à un système de production d'énergies renouvelables peut d'une part augmenter la fiabilité du système, alimenter des charges plus énergivores et, d'autre part, diminuer de manière importante le coût de l'électricité produite par une diminution importante de la taille des générateurs solaire et éolien. Nous allons envisager dans notre étude d'alimenter un village composé d'une dizaine de foyers isolés, situé dans une zone climatique algérienne, ou de manière plus exacte d'apporter un certain service énergétique. En fait, ce n'est pas l'énergie en soi que réclame une population mais un service énergétique, à nous de le lui apporter au moindre coût et avec une efficacité énergétique.

Cette étude fait, en premier lieu, usage de dimensionnement et d'analyse du système hybride précité, se configurant selon plusieurs combinaisons. Le choix de l'une ou de l'autre doit tenir compte du coût de fonctionnement ainsi que de la taille du système.

I.1.1 Les différentes configurations des systèmes hybrides

Deux configurations s'imposent [9, 10]:

I.1.1.1 Architecture à bus à CC, ayant les avantages et inconvénients suivants :

◆ Avantages

- La connexion de toutes les sources sur un bus à CC simplifie le système de commande ;

- Le générateur diesel peut être dimensionné de façon optimale, c'est-à-dire de sorte à fonctionner à puissance nominale pendant le processus de chargement des batteries jusqu'à un état de charge de 75 à 85 %.

♦ **Désavantages**

- Le rendement de l'ensemble du système est faible, parce qu'une certaine quantité d'énergie est perdue à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs.
- Les générateurs diesels ne peuvent pas alimenter directement la charge, l'onduleur doit donc être dimensionné pour assurer le pic de charge.

I.1.1.2 Architecture mixte à bus à CC/CA, dont les atouts et les inconvénients sont énumérés comme suit ;

♦ **Avantages**

- Le GD et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle. Quand le niveau de la charge est bas, l'un ou l'autre peut générer le nécessaire d'énergie. Cependant, les deux sources peuvent fonctionner en parallèle pendant les pics de charge ;
- La possibilité de réduire la puissance nominale du GD et de l'onduleur sans affecter la capacité du système à alimenter les pics de charge.

♦ **Désavantages**

- La réalisation de ce système est relativement compliquée à cause du fonctionnement parallèle de l'onduleur qui doit être capable de fonctionner en modes autonome et non-autonome en synchronisant les tensions en entrée avec les tensions en sortie du GD.

Les **figures- (I.1)** et **(I.2)** montrent la configuration de chacun de ces deux systèmes ;

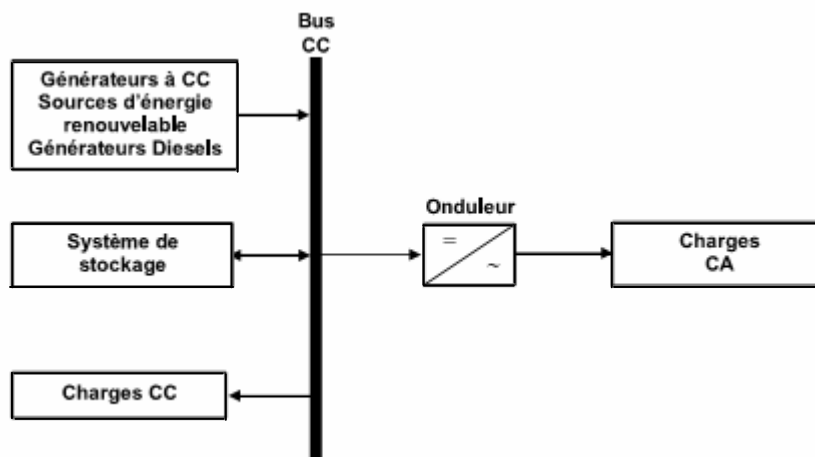


Fig- I.1: Configuration du SEH à bus CC

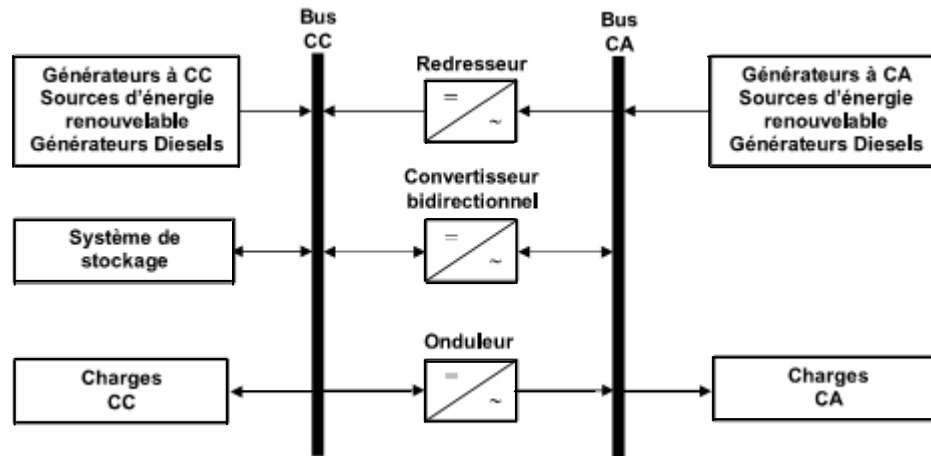


Fig- I.2: Configuration du SEH à deux bus à CC et à CA

On distingue donc le système:

I.1.1.2- a) PV/ Génératrice

Pour les applications hors réseau, il est possible d'avoir un système PV fonctionnant en parallèle avec une génératrice diesel, en toute complémentarité.

Ce type de système s'applique particulièrement à des sites éloignés où il est important d'avoir de l'électricité en continu, où les coûts de transport du carburant sont élevés et où il n'est pas encore rentable d'utiliser un système PV seul avec batteries.

Les génératrices peuvent utiliser plusieurs types de combustibles fossiles, essence, mazout, propane ou gaz naturel. Ce système se présente sous différentes variantes.

➤ Catégories des systèmes hybrides PV/Diesel

- **Systèmes hybrides PV/Diesel série**

Dans ce système, l'énergie issue du générateur diesel et du champ PV est utilisée pour charger un parc de batteries. Le générateur diesel est connecté en série avec l'onduleur pour alimenter la charge, cet onduleur convertissant évidemment la tension continue du parc de batteries pour alimenter la charge de nature alternative. La capacité du parc des batteries et de l'onduleur devrait être en mesure de délivrer une puissance supérieure au pic de la charge. Celle du générateur devrait également remplir cette tâche et charger le parc de batteries simultanément.

Ce système est représenté sur la **figure- (I.3)**;

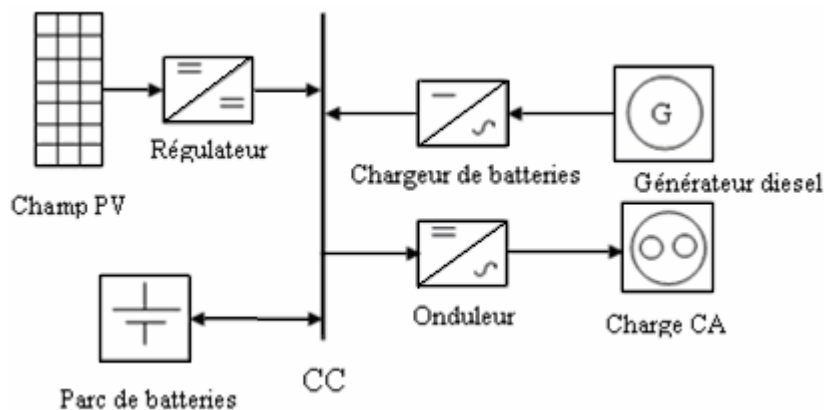


Fig- I.3: Systèmes hybrides PV/Diesel série

- **Systèmes hybrides PV/Diesel avec interrupteur**

Dans ce système, et d'après le schéma de la **figure- (I.4)**, le parc de batteries peut être chargé par le générateur diesel et le champ PV. La charge peut être alimentée directement par le générateur diesel. Si la puissance délivrée par ce dernier excède la charge, cet excès d'énergie sera utilisé pour recharger le parc de batteries. Durant la période de faible demande d'énergie, le générateur diesel est interrompu, la charge est alimentée par le champ PV et l'énergie stockée.

L'étude de l'efficacité de conversion mène à dire que ce système est plus efficace que le série.

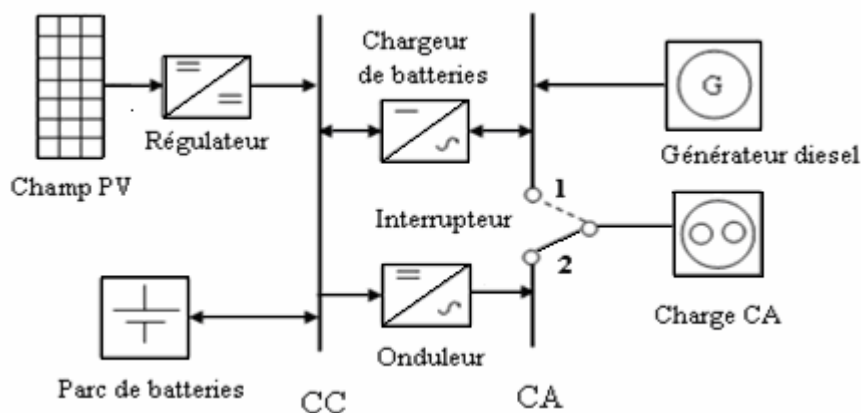


Fig- I.4: Systèmes hybrides PV/Diesel avec interrupteur

- **Systèmes hybrides PV/Diesel parallèle**

Ce système est illustré sur la **figure- (I.5)**.

Le générateur diesel peut alimenter la charge directement. Le champ PV et le parc de batteries sont connectés en série avec le convertisseur bidirectionnel, pour alimenter la charge. Le convertisseur bidirectionnel charge le parc de batteries en présence d'un excès d'énergie à partir du générateur diesel.

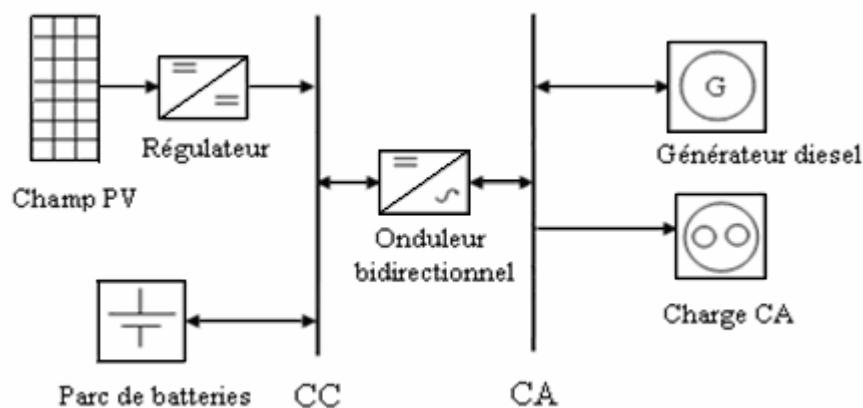


Fig- I.5: Systèmes hybrides PV/Diesel parallèle

I.1.1.2- b) Systèmes hybrides PV/Diesel/éolien

Les systèmes hybrides PV/Diesel peuvent également être couplés avec d'autres sources d'énergie, telles les turbines éoliennes et les microcentrales hydrauliques, lorsqu'il y a complémentarité des productions électriques.

Dans les régions ensoleillées l'été avec des vents forts l'hiver, les systèmes PV /éolien/diesel permettent d'exploiter en plus l'énergie du vent pour couvrir une part de l'exigence de la charge qui, autrement serait couverte par un groupe diesel.

La configuration d'un tel système est donnée par la **figure- (I.6)** ci-après ;

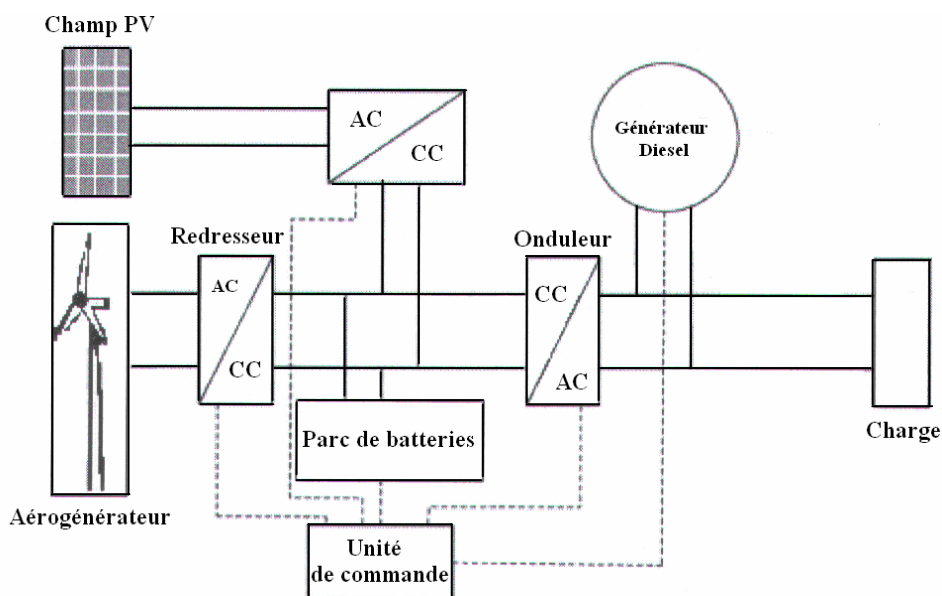


Fig- I.6: Modèle général d'un système hybride PV /éolien/diesel

Une classification des grands systèmes éolien- diesel sur trois niveaux a été proposée en [11] ;

NIVEAU DE PENETRATION	CARACTERISTIQUES DE FONCTIONNEMENT	PENETRATION	
		PIC INSTANTANE	MOYENNE ANNUELLE
FAIBLE	<ul style="list-style-type: none"> • GD fonctionne sans arrêt. <ul style="list-style-type: none"> • La production renouvelable réduit la charge du diesel. • Toute l'énergie renouvelable alimente la charge principale. Il n'y a pas de système de supervision. 	< 50 %	< 20 %
MOYEN	<ul style="list-style-type: none"> • GD fonctionne sans arrêt. • Commande relativement simple. Pour les niveaux élevés d'énergie renouvelable, des charges secondaires sont réparties pour assurer une charge suffisante pour le diesel ou la production renouvelable est réduite.	50 % - 100 %	20 % - 50 %
ELEVE	<ul style="list-style-type: none"> • GD peut être arrêté en fonction de la production d'énergie renouvelable. • Systèmes auxiliaires pour contrôler la tension et la fréquence. • Commande complexe. 	100 % - 400 %	50 % - 150 %

Tableau- I.1: Classification des systèmes éoliens- diesel basée sur le taux de pénétration de l'énergie éolienne

Le champ d'application des SEH est très large et par conséquent, il est difficile de classer ces systèmes. On peut néanmoins essayer de réaliser un classement par gamme de puissance (**Tableau- (I.2)**). Les seuils de puissance donnés ne sont que des ordres de grandeurs.

PUISSANCE DU SEH [kW]	APPLICATION
Faible : < 5	Systèmes autonomes : stations de télécommunications, de pompage de l'eau, autres applications isolées ;
Moyenne : 10 – 250	Micro réseaux isolés : alimentation d'un village isolé, d'un hameau, des zones rurales...
Grande : > 500	Grands réseaux isolés (ex : réseaux insulaires) ;

Tableau – I.2: Classification des SEH par gamme de puissance

I.2 Problèmes rencontrés dans le fonctionnement des SEH

Les systèmes d'énergie en site isolé rencontrent en général les mêmes problèmes que les réseaux faibles [12]. Ces difficultés, qui ne se présentent pas dans les grands réseaux interconnectés, sont en général causées par:

- Les variations de l'énergie d'origine renouvelable (indépendamment de la charge) ;
- Le manque de connaissances dans le domaine de la qualité de l'énergie en réseau faible.

Compte tenu de la nature stochastique des sources d'énergie renouvelable, la difficulté principale des SEH comportant ce type de sources est de pouvoir produire à chaque instant l'énergie demandée par la charge.

Le moyen le plus simple d'éviter une augmentation du risque de ne pas satisfaire complètement la charge est de faire fonctionner les sources d'énergie renouvelable et les générateurs diesels en parallèle, de façon continue (le générateur diesel fonctionne sans arrêt) [13]. Dans ce type de fonctionnement, les sources d'énergie renouvelable agissent comme une charge négative, en réduisant la charge moyenne des générateurs diesels. Ces derniers peuvent fonctionner à une puissance très basse mais l'économie de carburant est modeste à cause du rendement très faible (en fonctionnement à vide, la consommation de carburant s'estime à 25-30 % de la consommation à pleine charge) [14]. Ainsi, garder un moteur diesel au régime de ralenti pour une demande de puissance nulle suppose une consommation de carburant non négligeable.

Si l'énergie renouvelable est suffisante pour alimenter la plupart de la charge, la quantité de carburant économisée peut alors être augmentée en faisant fonctionner les générateurs diesels par intermittence [15]. En fonctionnement intermittent, les générateurs diesels démarrent et s'arrêtent en fonction de la variation de l'énergie renouvelable et de la charge. Le nombre de cycles démarrage/arrêt des générateurs diesels peut, par conséquent, être très élevé. Le problème dans ce cas est l'usure prématurée des GD et de leurs démarreurs [16, 17]. Un autre problème devant être pris en compte quand le générateur diesel fonctionne par intermittence est le temps nécessaire pour le démarrage et l'arrêt. Le système peut, par exemple, s'effondrer subitement pendant le démarrage du générateur diesel, si l'énergie renouvelable diminue plus vite que le temps nécessaire pour la phase de démarrage.

Il arrive parfois que la production d'énergie renouvelable soit plus importante que la consommation de la charge. Si l'excès d'énergie dans le réseau ne peut pas être éliminé, la production d'énergie renouvelable doit alors être limitée ou même arrêtée. En général, les systèmes sans stockage utilisent une charge de délestage pour maintenir l'équilibre énergétique et la stabilité de la fréquence. D'autres applications nécessitent des systèmes de commande supplémentaires pour maintenir la qualité de la tension. Tous ces dispositifs, tels que les charges de délestage et les systèmes de commande, augmentent le coût d'investissement qui peut ne pas être justifié par les avantages du système hybride.

Seule une stratégie de commande adéquate peut permettre d'intégrer de manière optimale différents composants et donc de rendre le système rentable.

La dynamique des générateurs d'énergie renouvelable peut aussi causer des problèmes dans le fonctionnement des SEH. Par exemple, le démarrage d'une éolienne quand la vitesse du vent est élevée. Dans ce cas, la puissance produite par l'éolienne atteint presque instantanément la puissance nominale du générateur. Ces changements rapides dans la production d'énergie peuvent générer des problèmes de qualité d'énergie (variation de tension et de fréquence) et même l'arrêt complet du système.

Les générateurs asynchrones, largement utilisés dans les éoliennes, ont besoin d'une quantité importante de puissance réactive, surtout pendant la phase d'excitation (démarrage). S'il n'y a pas assez de sources de puissance réactive dans les SEH et une ou plusieurs éoliennes démarrent, l'augmentation soudaine de la consommation de puissance réactive provoque des creux de tension et le système décroche. D'autres sources de perturbation pouvant générer des creux de tension sont les courts circuits. Ceux-ci peuvent provoquer l'effondrement des SEH, mais aussi une phase de ré-excitation des générateurs asynchrones connectés au système.

Une autre perturbation qui peut poser des problèmes est la surtension. Une surtension peut être causée par un court circuit, l'arrêt d'une charge importante ou la connexion d'un banc de condensateurs.

Un inconvénient majeur dans un SEH connecté en réseau triphasé isolé est le déséquilibre de tension entre les phases. Un récepteur électrique triphasé déséquilibré ou des récepteurs monophasés déséquilibrés alimentés par un réseau isolé triphasé peuvent conduire à des déséquilibres de tension.

Ces déséquilibres provoquent des couples de freinage parasites et des échauffements supplémentaires dans les machines tournantes à CA.

Du point de vue de la continuité de la production et de la qualité de l'énergie, les facteurs pouvant affecter le fonctionnement d'un SEH sont résumés ci-après :

- Les variations de la charge à long terme : les régions isolées avec des petits réseaux électriques peuvent subir des changements rapides dans leurs besoins en électricité (généralement, la demande augmente).
- Les variations de la charge à court terme: en général, la demande en électricité varie beaucoup sur des intervalles de temps assez courts, de l'ordre de quelques minutes. Des valeurs minimales sont suivies par des pics.
- Les ressources d'énergie renouvelable : les ressources, comme le vent et le soleil, sont stochastiques par leur nature, ont des caractéristiques locales et sont très difficiles à prédire.
- Les perturbations du réseau : les défauts, tels que les courts-circuits, peuvent non seulement arrêter les systèmes, mais aussi, au pire des cas, détruire certains composants.

Dans un cas général, le synoptique d'échange de l'énergie dans un système de production hybride éolien- photovoltaïque, avec possibilité d'alimentation de Charges AC ou même une éventuelle connexion réseau, est tel que représenté sur la **figure- (I.7)**;

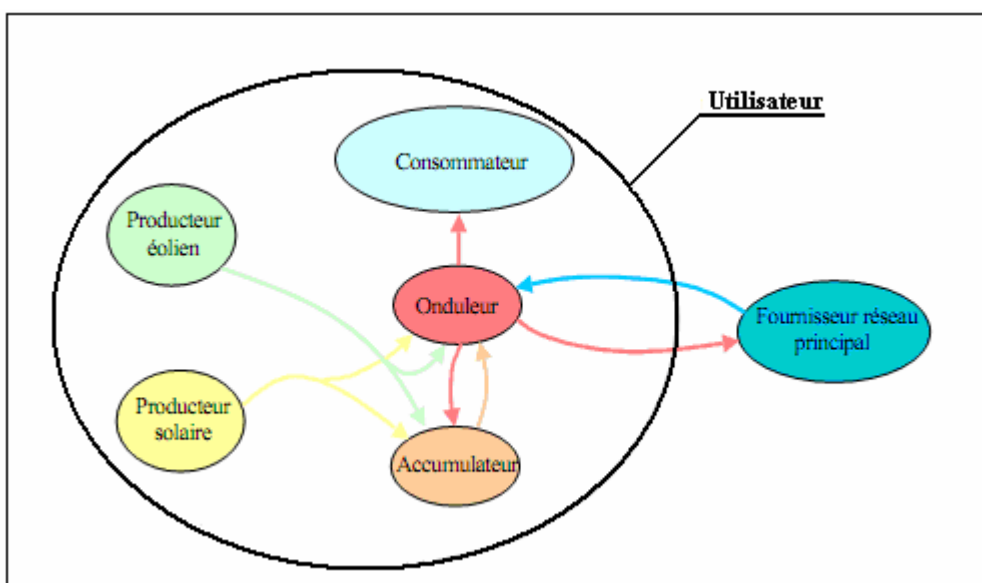


Fig- I.7: Synoptique des échanges d'énergie dans un système multi-sources

La **figure- (I.8)** montre le synoptique général de la même installation hybride PV-Eolien;

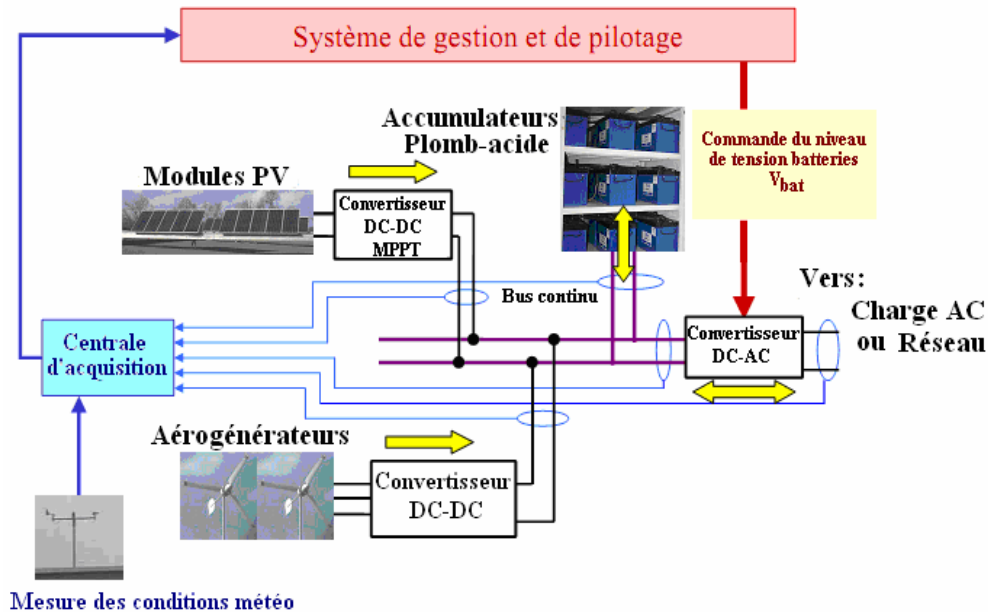


Figure - I.8: Synoptique d'une installation expérimentale - Système de production hybride éolien et Photovoltaïque couplé au réseau et associé à un stockage de l'énergie

Le système est largement instrumenté, des capteurs permettent d'obtenir les ;

◆ Conditions météo :

- Vitesse du vent ;
- Direction du vent ;
- Ensoleillement dans le plan horizontal ;
- Température ambiante ;
- Ensoleillement dans le plan des panneaux ;
- Température des panneaux.

◆ Des capteurs nous permettent de mesurer les courants, tensions et puissances des :

- Chaînes de production éolienne ;
- Chaîne de production photovoltaïque ;
- Batterie ;
- Bus continu ;
- Réseau, en cas de connexion.

Ces données seront ensuite envoyées vers un système de gestion et de pilotage qui permet de commander le niveau de tension de la batterie. Avec une telle structure, nous pouvons contrôler les transferts d'énergie en intervenant sur le niveau de la tension batterie.

Des systèmes de sécurité (contacteurs) permettent de court-circuiter les éoliennes et les panneaux photovoltaïques si le niveau de tension batterie devient trop important. Toutes les données des capteurs sont stockées pour permettre l'affichage et l'analyse des grandeurs caractéristiques du dispositif.

Les éléments de ce schéma seront détaillés au fur et à mesure de l'avancement de l'étude.

I.3 La production éolienne

I.3.1 Transformation de l'énergie du vent et du soleil en électricité

I.3.1.1 Historique de l'éolien

Parmi toutes les énergies renouvelables, à part l'énergie du bois, c'est l'énergie du vent qui a été exploitée en premier par l'homme. Depuis l'antiquité, elle fut utilisée pour la propulsion des voiliers et ensuite les moulins à blé et les constructions permettant le pompage d'eau. Les premières utilisations connues de l'énergie éolienne remontent à 2 000 ans av. J.-C environ.

Hammourabi, fondateur de la puissance de Babylone, avait conçu tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie utilisant la puissance du vent. La première description écrite de l'utilisation des moulins à vent en Inde date d'environ 400 ans av. J.-C. En Europe, les premiers moulins à vent ont fait leur apparition au début du Moyen Age. Utilisés tout d'abord pour moudre le grain, d'où leur nom de " moulins ", ils furent aussi utilisés aux Pays-Bas pour assécher des lacs ou des terrains inondés.

Dès le XIV^e siècle, les moulins à vent sont visibles partout en Europe et deviennent la principale source d'énergie. Seulement en Hollande et au Danemark, vers le milieu du XIX^{ème} siècle, le nombre des moulins est estimé respectivement à plus de 30000 et dans toute l'Europe à 200000. A l'arrivée de la machine à vapeur, les moulins à vent commencent leur disparition progressive.

L'arrivée de l'électricité donne l'idée à Poul La Cour en 1891 d'associer à une turbine éolienne une génératrice. Ainsi, l'énergie en provenance du vent a pût être « redécouverte » et de nouveau utilisée (dans les années 1940 au Danemark 1300 éoliennes).

Au début du siècle dernier, les aérogénérateurs ont fait une apparition massive (6 millions de pièces fabriquées) aux Etats-Unis où ils étaient le seul moyen d'obtenir de l'énergie électrique dans les campagnes isolées. Dans les années 60, fonctionnait dans le monde environ 1 million d'aérogénérateurs. La crise pétrolière de 1973 a relancé de nouveau la recherche et les réalisations éoliennes dans le monde.

I.3.1.2 Conversion de l'énergie éolienne

Dans cette partie nous allons nous intéresser aux dispositifs de conversion permettant de transformer l'énergie éolienne en énergie électrique. Dans un premier temps nous présenterons les caractéristiques et les différents types d'aérogénérateurs existants, puis nous analyserons les chaînes de conversion électrique associées à ces turbines.

Les composants de la chaîne électromécaniques de conversion sont donnés par la **figure- (I.9)**;

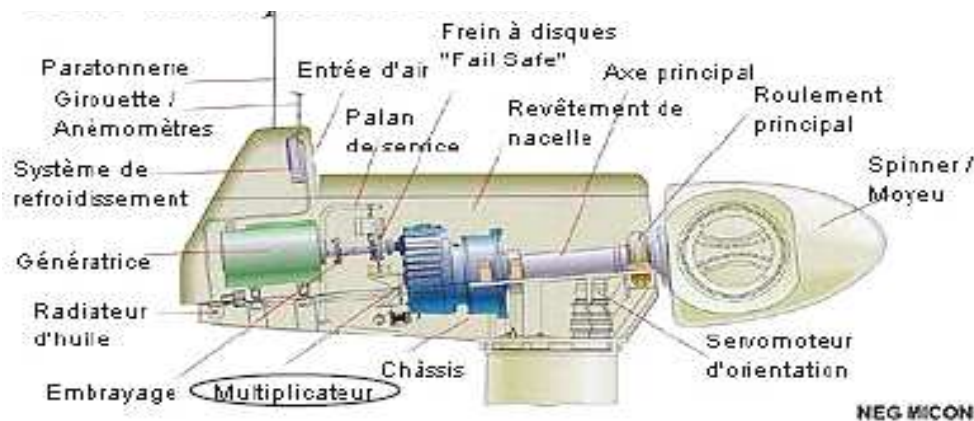


Fig- I.9: Composants de la chaîne électromécanique (fiche technique : NM 750/48)

I.3.1.2.1 Taille des aérogénérateurs [17, 18]

Les constructeurs et chercheurs ne finissent pas de mettre au point des éoliennes de plus en plus puissantes donc plus grandes, ce que représente la **figure- (I.10)**;

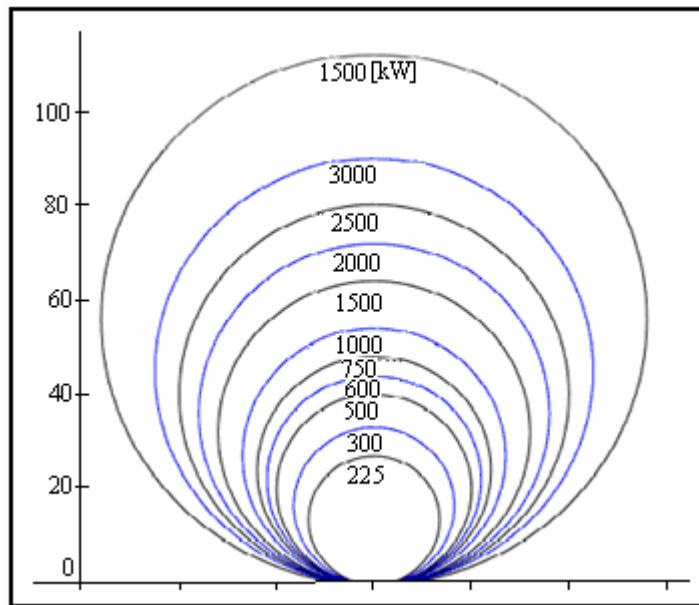


Fig- I.10: Taille des hélices en [m] et puissance en [kW]

Les plus grandes éoliennes commercialisées actuellement possèdent une hélice de plus de 100 [m] de diamètre, perchée à plus de 100 [m] de hauteur pour produire jusqu'à 4,5 [MW].

I.3.1.2.2 Caractéristiques et types de turbines

I.3.1.2.2- a) Puissance récupérable par une turbine

La puissance mécanique récupérée par une turbine éolienne peut s'écrire sous la forme :

$$P_t = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot A \cdot V_w^3 \tag{I.1}$$

Où :

$\rho = 1,3 \text{ [kg/m}^3\text{]}$, la masse volumique de l'air (sa densité);

A : est la surface frontale de la turbine éolienne, en [m²];

V_w : la vitesse du vent au niveau de la turbine supposée connue;

C_p : est le coefficient aérodynamique de puissance, un paramètre sans dimension qui exprime l'efficacité du rotor éolien dans la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Ce coefficient est fonction de l'angle de calage et de la vitesse spécifique (réduite) λ qui représente le rapport de la vitesse linéaire périphérique (en bout de pales) de la turbine ramenée à la vitesse du vent, définie par:

$$\lambda = \frac{R_t \cdot \omega_m}{V_w}, \text{ Où } \omega_m \text{ est la vitesse angulaire de rotation de la turbine.}$$

C_p a une valeur théorique maximale donnée par la limite de Betz [19] : $C_{p \text{ max}} = 0,593$.

I.3.1.2.2- b) Loi de Betz

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.

A partir de l'énergie cinétique des particules de la masse d'air en mouvement passant par la section de la surface active A de la voilure, la puissance de la masse d'air qui traverse la surface équivalente à la surface active A de l'éolienne est donnée par :

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_w^3 \tag{I.2}$$

Selon la loi de Betz, cette puissance ne pourra jamais être extraite dans sa totalité [20]. La puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne est égale à la limite de Betz :

$$P_M = \frac{16}{27} \cdot P_w = 0,59 \cdot P_w \tag{I.3}$$

Sous cette forme, la formule de Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par un aérogénérateur ne peut dépasser en aucun cas 59 % de l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde. De cette façon le coefficient de puissance maximal théorique est défini :

$$C_p^{opt} = \frac{P_M}{P_w} = \frac{2 \cdot P_M}{\rho \cdot A \cdot V_w^3} = 0,59 \tag{I.4}$$

En réalité, jusqu'à présent, seulement 60 à 70 % de cette puissance maximale théorique peut être exploitée par les engins les plus perfectionnés. C'est ce rendement qui est appelé coefficient de puissance C_p de l'éolienne, propre à chaque voilure. Ce coefficient lie la puissance éolienne à la vitesse du vent :

$$C_p = \frac{2 \cdot P_t}{\rho \cdot A \cdot V_w^3} \tag{I.5}$$

La **figure- (I.11)** montre l'évolution du coefficient de puissance C_p pour des turbines réelles à axe horizontal avec 1, 2, 3 et 4 pales [21]. On remarque que pour chaque type d'éolienne correspond une vitesse normalisée λ_{opt} , qui maximise le rendement aérodynamique. Ainsi un fonctionnement à vitesse de rotation variable, selon la vitesse du vent, peut permettre de rester sur le maximum de la courbe. Plus la caractéristique $C_p(\lambda)$ sera en cloche, plus il sera bénéfique d'adapter la vitesse de rotation à la vitesse du vent, afin de rester dans la zone optimale.

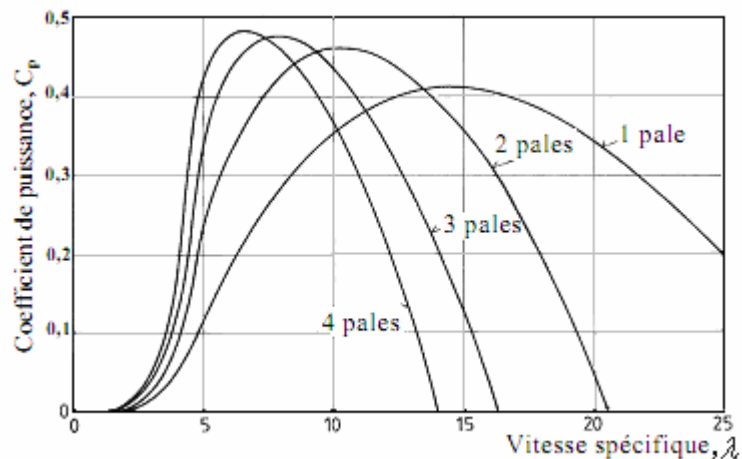


Fig. I.11: Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse de rotation normalisée λ [22]

I.3.1.2.2- c) Types de turbine

Il existe deux grandes catégories d'éoliennes selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice [22] :

- Les turbines éoliennes à axe horizontal ;
- Les turbines éoliennes à axe vertical.



Eoliennes à axe horizontal

Eoliennes à axe vertical

Fig. I.12: Technologies d'éoliennes

Sur le plan aérodynamique, on peut comparer les différents types de turbines en comparant leurs coefficients aérodynamiques de puissance ou de couple en fonction de la vitesse normalisée λ .

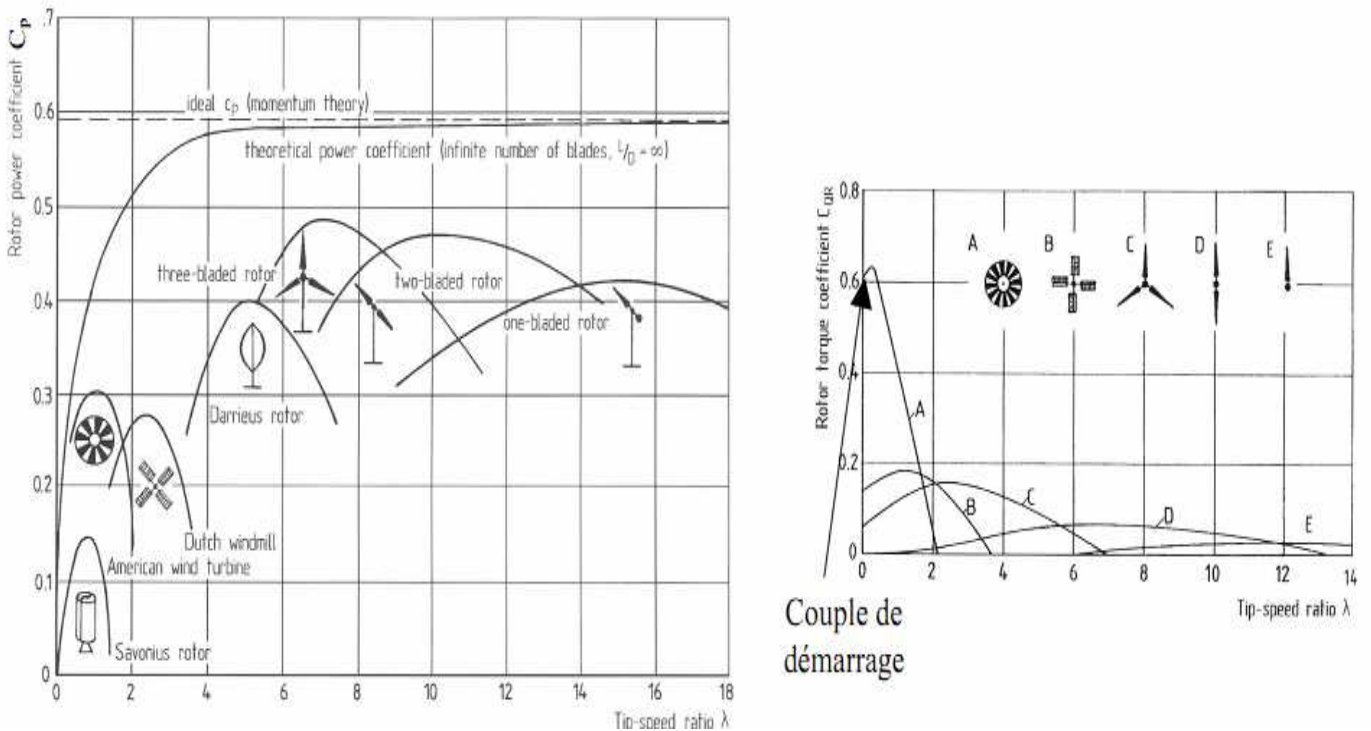


Fig. I.13: Coefficients de puissance et du couple en fonction de la vitesse normalisée λ pour différent types de turbines [22]

On peut noter ainsi que :

- Les courbes donnant le coefficient de couple montrent que les couples de démarrage sont favorables aux multiples (pompage,...). Il en est de même pour les systèmes à axe vertical ;
- Les courbes $C_p(\lambda)$ montrent l'avantage intrinsèque des turbines à axe horizontal en termes de puissance, même si ce jugement est à nuancer lorsqu'on observe l'énergie restituée, en particulier en sites peu ventés (zones urbaines,...) ;
- Les courbes sont plus plates pour les « axes horizontaux $C_p(\lambda)$ » à faible nombre de pales (3, 2, 1) par rapport aux « axes verticaux » ou aux multiples. Elles sont donc moins sensibles aux variations de λ autour de λ_{opt} .

I.3.1.2.2- d) Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne

Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer une puissance nominale P_n à partir d'une vitesse de vent nominale V_{w_n} . Pour des vitesses de vents supérieures à V_{w_n} , la turbine éolienne doit modifier ses paramètres aérodynamiques afin d'éviter les surcharges mécaniques (turbines, mat et structure), de sorte que la puissance récupérée par la turbine ne dépasse pas la puissance nominale pour laquelle l'éolienne a été conçue. Il y a d'autres grandeurs dimensionnantes: V_{w_M} la vitesse du vent à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie et V_{w_M} la vitesse maximale de vent au-delà de laquelle l'éolienne doit être stoppée pour des raisons de sûreté de fonctionnement.

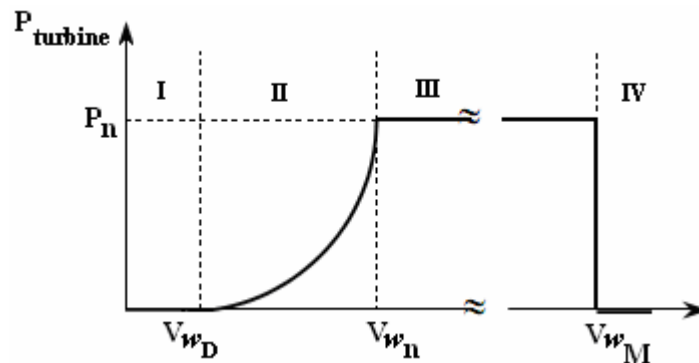


Fig- I.14: Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent.

Ainsi la caractéristique de puissance en fonction de la vitesse du vent comporte quatre zones [23] :

- La zone- I, où $P_{turbine} = 0$ (la turbine ne fournit pas de puissance) ;
- La zone- II, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent V_w ;
- La zone- III, où généralement la vitesse de rotation est maintenue constante par un dispositif de régulation et où la puissance $P_{turbine}$ fournie, reste sensiblement égale à P_n ;
- La zone- IV, dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête la rotation et le transfert de l'énergie.

La plupart des grandes turbines éoliennes utilisent deux principes de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à la valeur de la puissance nominale de la génératrice :

- Système « pitch » ou « à pas ou calage variable » qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent, principalement pour maintenir une puissance sensiblement constante dans la zone III de vitesses [24] ;
- Système « stall » ou à « décrochage aérodynamique », le plus robuste car c'est la forme des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent, mais la courbe de puissance maximale n'est pas plate et chute plus vite. Il s'agit donc d'une solution passive et robuste (pas besoin de système d'orientation des pales). Chez certains fabricants de grandes machines, un système hybride se développe, le « stall actif », dans lequel le décrochage aérodynamique est obtenu progressivement grâce à une orientation minimale des pales nécessitant des moyens de réglage plus économiques et plus robustes que dans le système pitch.

D'autres systèmes de régulation, dans les petites éoliennes notamment, sont exploités :

- Basculement (relèvement) de l'axe, normalement horizontal ;
- Pas variable par la pression du vent (modèle Airwind : les pales en fibre, se déforment et provoquent un décrochage) ;
- Déviation par rapport à l'axe du vent. La dérive se trouve légèrement décalée par rapport à l'axe de rotation vertical (qui permet normalement à la turbine d'être face au vent) et crée une force de déviation qui régule la puissance aérodynamique (la turbine reçoit un vent de travers).

I.3.1.2.2- e) Intérêt de la vitesse variable

Si on considère les courbes du coefficient de puissance fonction de λ , il apparaît clairement l'importance d'un réglage de vitesse. En effet, si la génératrice électrique est de type synchrone ou asynchrone directement couplée au réseau, la vitesse est sensiblement constante et le rendement aérodynamique ne peut être maximal que pour une seule vitesse de vent λ_{opt} . Un système à deux vitesses de rotation est possible mais la vitesse variable électronique apporte beaucoup plus en termes énergétique [25].

La **figure- (I.15)** [26] montre que la position du maximum de la courbe puissance en fonction de la vitesse de rotation change avec la vitesse du vent. Typiquement, un réglage de vitesse dans une plage de 1 à 2 est nécessaire pour bien optimiser les transferts énergétiques. Nous verrons dans ce qui suit différents ensembles convertisseurs-machines utilisés ou utilisables dans la génération éolienne d'énergie.

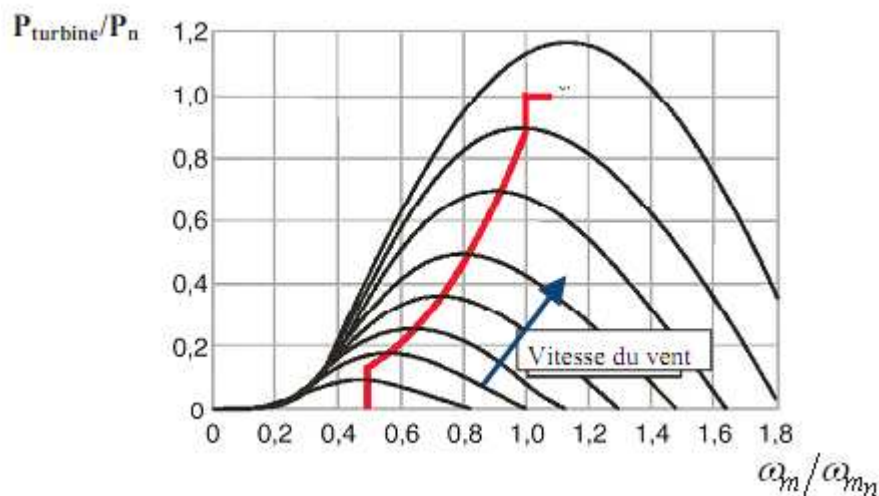


Fig- I.15: Puissance de la turbine en fonction de sa vitesse de rotation, paramétrée en vitesse du vent

I.3.2 Chaînes de conversion électrique

L'éolienne, fiable et rentable, représente la source d'électricité idéale pour de nombreuses applications.

Diverses chaînes de productions coexistent pour la production d'électricité par aérogénérateurs. Elles peuvent être très différentes selon que l'on est en forte ou en petite puissance, en fonctionnement à vitesse fixe (ou peu variable) ou à vitesse variable. On peut, par exemple, classer ces solutions par leur fonctionnement couplé ou non au réseau.

I.3.2.1 Systèmes couplés au réseau alternatif

Les grands systèmes électriques de CA isolés peuvent utiliser les éoliennes du type connecté aux grands réseaux interconnectés. La technologie largement dominante aujourd'hui est à axe horizontal, à turbine tripale, parfois bipale et à rotor face au vent. Ces éoliennes ont des puissances comprises entre 10 [kW] et 5 [MW] et peuvent fonctionner à vitesse fixe ou à vitesse variable [27]. Les deux types de machines électriques les plus utilisées pour ces éoliennes sont les machines asynchrones et les machines synchrones sous leurs diverses variantes.

La plupart des éoliennes de plus de 50 [kW] exploitées dans les SEH utilisent des générateurs asynchrones [27].

I.3.2.1- a) Génératrices asynchrones à cage

C'est dans les grandes puissances (au-delà de 100 [kW]) que l'on rencontre des systèmes reliés au réseau et produisant "au fil du vent". Bien que la première machine qui vient à l'esprit pour de tels systèmes soit la génératrice synchrone, le faible coût et la standardisation des machines asynchrones a conduit à une très large domination des génératrices asynchrones à cage jusqu'à des puissances dépassant le mégawatt.

Les machines asynchrones à cage ne nécessitent qu'une installation assez sommaire. Elles sont souvent associées à une batterie de condensateurs de compensation de la puissance réactive (**figure- (I.16)**) et à un démarreur automatique progressif à gradateur ou à résistances permettant de limiter le régime transitoire d'appel de courant au moment de la connexion au réseau.

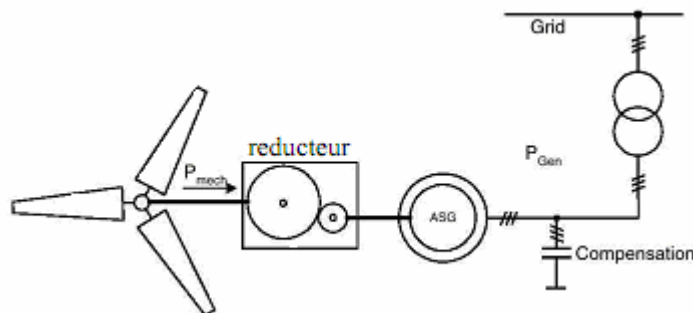


Fig- I.16: Chaîne de conversion à génératrice asynchrone à cage

Nous avons vu précédemment l'intérêt de la variation de vitesse. Une solution couramment employée consiste à utiliser des machines asynchrones à cage à 2 configurations polaires du bobinage statorique qui procurent ainsi deux vitesses de synchronisme.

I.3.2.1- b) Génératrices asynchrones à rotor bobiné

La machine asynchrone à rotor bobiné et à double alimentation présente un atout considérable. Son principe est issu de celui de la cascade hyposynchrone : le stator (ou le rotor) est connecté à tension et fréquence fixes au réseau alors que le rotor (ou le stator) est relié au réseau à travers un convertisseur de fréquence (plus ou moins élaboré). Si la variation de vitesse requise reste réduite autour de la vitesse de synchronisme, le dimensionnement du convertisseur de fréquence (électronique de puissance) peut être réduit. En effet, si K_g est le rapport de la vitesse maximale sur la vitesse minimale (par exemple $K_g = \frac{\omega_{m_{max}}}{\omega_{m_{min}}} = 2,5$), sa puissance de dimensionnement est $\frac{K_g - 1}{2.K_g}$ fois la puissance maximale générée (30 %).

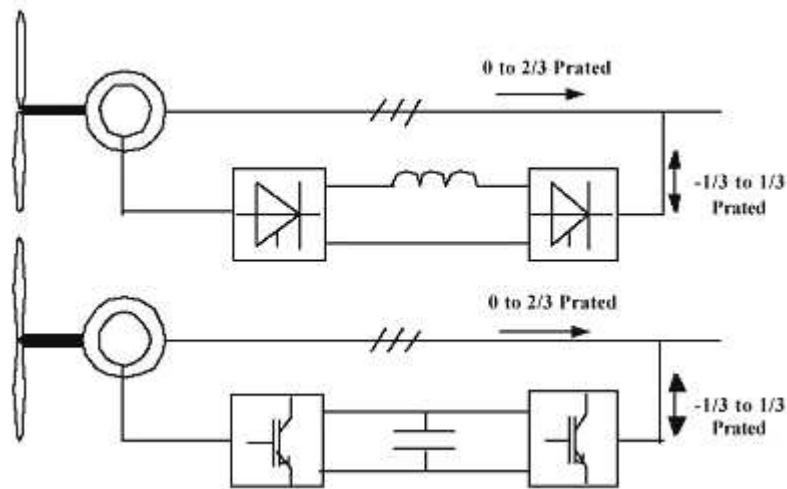


Fig- I.17 : Chaînes de conversion à génératrice asynchrone à rotor bobiné [28]

Cette figure montre deux systèmes à double alimentation. Le premier est à convertisseurs à thyristors. Il n'est plus utilisé car il présente trop d'inconvénients en termes de facteur de puissance et de formes d'ondes (côté machine et côté réseau). Actuellement, ce sont les systèmes à deux convertisseurs triphasés à modulation de largeur d'impulsion qui sont utilisés (second système), généralement à IGBT.

Les machines à rotor bobiné (double alimentation) nécessitent un rotor sensiblement plus complexe ainsi qu'un système triphasé de bagues et balais pour connecter les enroulements rotoriques au convertisseur.

Les problèmes d'usure et de maintenance associée pourraient conduire à préférer une solution à vitesse variable constituée d'une génératrice asynchrone à cage associée à un convertisseur de fréquence (figure- (I.18)), mais il ne semble pas qu'elle ait encore trouvé un débouché, sans doute pour des raisons économiques.

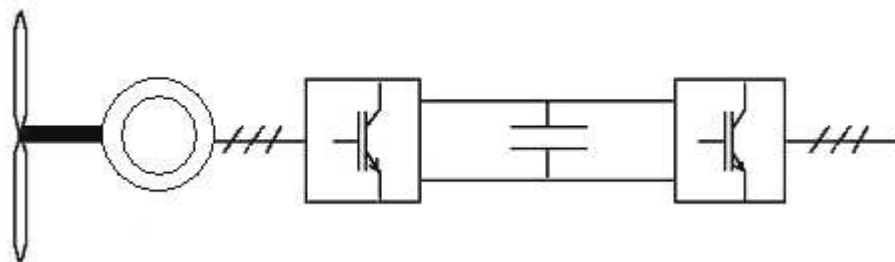


Fig- I.18: Chaîne de conversion à génératrice synchrone à rotor bobiné (ou à aimants) et convertisseur de fréquence

I.3.2.1- c) Génératrices synchrones

D'autres éoliennes utilisent des générateurs synchrones. Les générateurs synchrones, de plus de 200 [kW], sont bien plus chers que les générateurs à induction de la même taille. La connexion directe du générateur synchrone au réseau n'est pas habituelle.

Les génératrices synchrones à entraînement direct sont encore peu nombreuses, le principal fabricant est Enercon (plusieurs milliers de machines sont déjà en service, 300 [kW], 600 [kW], 1 [MW] et 1,8 [MW]).

L'inducteur (rotor) est bobiné, il nécessite un système bagues lisses-balais ou un système à diodes tournantes sans contact (comme dans les « alternateurs classiques » de production) pour amener le courant continu. Le courant d'excitation constitue un paramètre de réglage qui peut être utile pour l'optimisation énergétique, en plus du courant d'induit réglé par l'onduleur MLI.

Pour des raisons de compacité et de rendement, des génératrices synchrones à aimants permanents apparaissent (Jeumont Industrie, 750 [kW]) et prennent actuellement une place quasi croissante.

On trouve également des machines synchrones « rapides » associées à un multiplicateur de vitesse, comme chez le constructeur Made (gamme au-delà de 800 [kW]). Ces machines fonctionnent à vitesse variable, elles débitent sur un redresseur à diodes, puis la tension continue est convertie à travers un onduleur MLI pour être compatible avec le réseau auquel elles sont connectées.

La **figure- (I.19)** montre une comparaison des performances énergétiques pour différentes chaînes de conversion sur une machine tripale de 600 [kW] [28]. La solution de référence est à régulation stall et à génératrice asynchrone à cage à une vitesse. La plus performante est à régulation pitch, à entraînement direct de type synchrone. On peut remarquer que c'est aux faibles vitesses de vent que l'on obtient les gains énergétiques les plus importants.

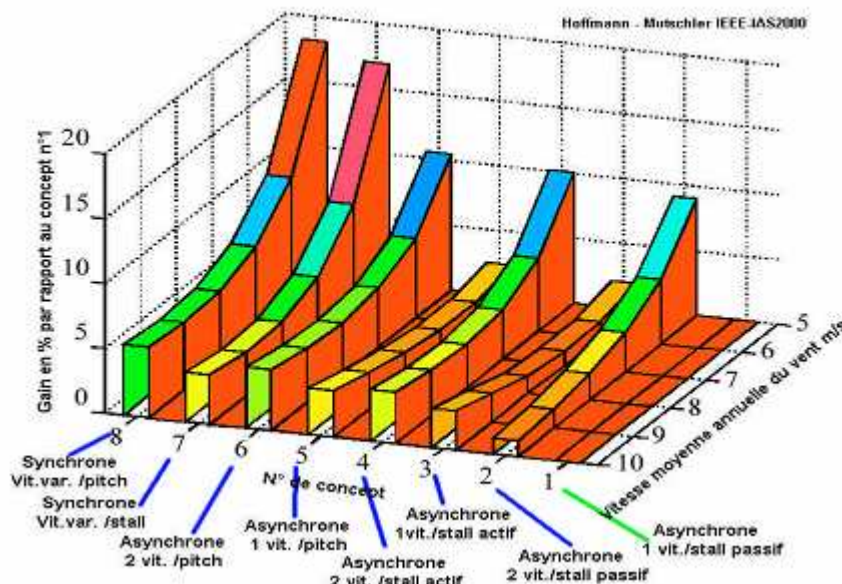


Fig- I.19: Comparaison des performances énergétiques de différentes chaînes éoliennes

Ces résultats dépendent également du profil des pales (ici type Goe 758), des conditions du vent, notamment de l'intensité des turbulences (ici 10%), de la vitesse de base normalisée (ici $\lambda = 6$), du moment d'inertie du rotor (ici 500 [kg.m²])...

Si le générateur électrique est de type synchrone ou asynchrone directement couplé au réseau, la vitesse est sensiblement constante et le rendement aérodynamique ne peut être maximal que pour une seule vitesse du vent. Pour obtenir une vitesse variable, différentes méthodes ont été utilisées.

I.3.2.2 Systèmes en sites isolés

Bien que les possibilités soient nombreuses pour le fonctionnement en site isolé, on rencontre trois familles de systèmes : machines asynchrones à nombre de pôles variable pouvant fonctionner à deux vitesses, machines asynchrones à cage à variateur de fréquence et les machines synchrones également à variateur de fréquence.

Pour les réseaux de petites puissances en site isolé, une solution couramment employée consiste à associer les aérogénérateurs à un ou des groupes électrogènes, souvent diesel. Dans la version la plus rudimentaire, la génératrice est de type asynchrone à cage et est autoamorçée par condensateurs [29].

Pour éviter des démarrages trop fréquents du groupe électrogène, ou pour assurer les transitions, des batteries électrochimiques, voire des accumulateurs inertiels, peuvent également être associées via un convertisseur électronique.

Une autre solution couramment employée consiste à utiliser un bus continu intermédiaire avant de transformer l'énergie en courant alternatif. Dans le cas des très petites puissances, l'énergie est directement consommée en courant continu.

Le bus continu présente l'avantage d'interconnecter plus aisément divers systèmes de production (éolien, photovoltaïque, pile à combustible...) et des batteries électrochimiques qui peuvent se trouver directement en tampon sur de tels bus.

La **figure- (I.20)** montre une solution de plus en plus employée pour associer un aérogénérateur à un tel système. La génératrice est de type synchrone à aimants permanents (entraînement direct comme il s'agit de puissances modestes) débitant directement, à travers un pont de diodes triphasé, sur le bus continu et l'accumulateur électrochimique.

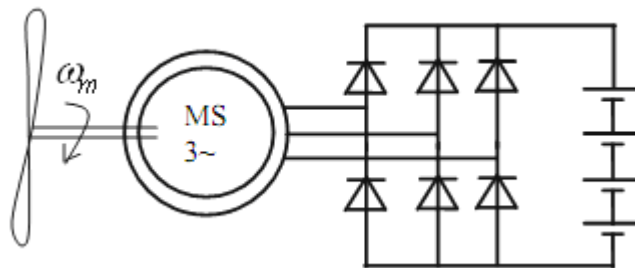


Fig- I.20: Aérogénérateur à aimants débitant directement à travers un pont de diodes sur le bus continu [30]

Le débit direct (à travers un simple redresseur en pont à diodes) de la machine synchrone sur une source de tension continue peut surprendre. En fait, c'est grâce à l'inductance d'induit de la machine synchrone de forte valeur que les courants restent proches des formes sinusoïdales et que les rendements de conversion sont corrects. En cas de surcharge de la batterie (trop de tension), un contacteur met en court-circuit l'induit de la génératrice. La turbine est alors arrêtée en rotation.

Les générateurs asynchrones à nombre de pôles variable pouvant fonctionner à deux vitesses sont construits selon le principe de « deux en un », ce qui leur permet de fonctionner alternativement à deux vitesses différentes.

Ces systèmes sont constitués d'un générateur de petite puissance pour des faibles vitesses du vent et un autre plus grand pour des vitesses du vent grandes (**figure- (I.21)**).

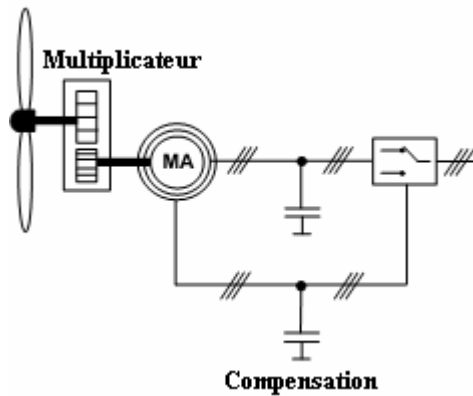


Fig- I.21: Chaîne de conversion à générateur asynchrone à cage à deux vitesses

L'introduction de convertisseurs de puissance entre la machine et le réseau (**figure- (I.22)**) permet de découpler la fréquence du réseau de la vitesse de rotation de la machine et ainsi, de faire fonctionner l'éolienne à vitesse variable, ce qui permet d'optimiser le rendement aérodynamique de l'éolienne.

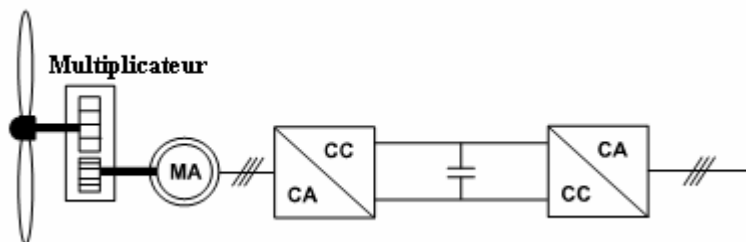


Fig- I.22: Chaîne de conversion à générateur asynchrone à cage et convertisseurs de fréquence

Les éoliennes à générateur asynchrone ont toutes un multiplicateur de vitesse mécanique pour adapter la vitesse de l'aéroturbine à la vitesse du générateur. Un raccordement direct à un réseau à CA à 50 [Hz] sans multiplicateur n'est possible qu'en imaginant une génératrice asynchrone à marche lente, munie d'une multitude de pôles. Mais cela serait très lourd et coûterait très cher.

Au contraire, les performances des machines synchrones multipolaires, notamment en termes de couple massique, sont très intéressantes. Leur vitesse de rotation étant différente de celle liée à la fréquence du réseau, le convertisseur de fréquence s'impose. Ce type de générateur à inducteur bobiné nécessite un système de bagues et balais pour transmettre le courant continu (**figure- (I.23)**). Le courant d'excitation constitue un paramètre de réglage qui peut être utile pour l'optimisation énergétique, en plus du courant d'induit réglé par l'onduleur.

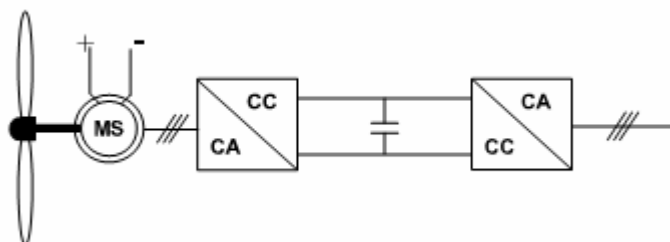


Fig- I.23: Chaîne de conversion à générateur synchrone et convertisseurs de fréquence

Les éoliennes pour les petits systèmes électriques isolés utilisent des machines électriques ayant une petite taille ($\leq 10 [kW]$). Elles représentent une bonne solution pour générer de l’électricité à basse tension dans des endroits isolés. Les générateurs fonctionnant à l’énergie éolienne sont généralement utilisés pour des maisons, sur des bateaux à voiles ou pour les relais de télécommunication.

La conception des petits systèmes éoliens est considérablement différente de celle des éoliennes connectées aux grands réseaux. La plupart des petits systèmes éoliens utilisent les générateurs à aimants permanents et fonctionnent à vitesse variable, d’où la nécessité d’un onduleur pour obtenir une tension alternative à fréquence constante si nécessaire [31]. La **figure- (I.24)** montre ce système de plus en plus employé par les fabricants.

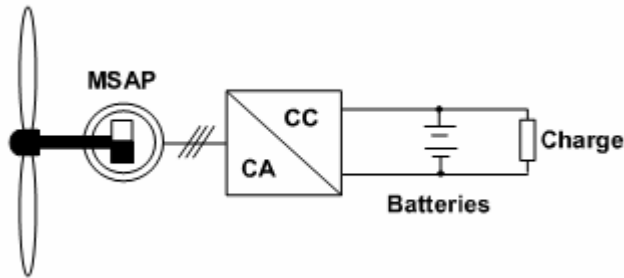


Fig- I.24: *Eolienne à aimants permanents débitant directement sur des batteries*

En cas de surcharge de la batterie, un contacteur met en court-circuit l’induit de la génératrice. La turbine est alors arrêtée. Une telle configuration de l’éolienne n’exige aucun multiplicateur. Cette approche est appropriée pour les petites éoliennes, car elles fonctionnent à une vitesse de rotation beaucoup plus élevée que les grands systèmes éoliens. Cette approche est aussi considérée plus fiable et moins chère du point de vue de l’entretien [27].

Une autre différence entre les petites et les grandes éoliennes est le système de commande. Par exemple, les petites éoliennes peuvent avoir un système mécanique de modification de l’angle de calage des pales ou d’orientation face au vent, alors que les grandes éoliennes utilisent des systèmes de commande électroniques.

Du point de vue économique, l’énergie produite par les petites éoliennes est plus chère que celle des grandes éoliennes. Cependant, l’électricité produite ne rivalise pas avec l’électricité du réseau, mais avec celle produite par d’autres sources d’énergie pour les sites isolés, telles que les générateurs diesels ou les panneaux photovoltaïques.

I.3.3 Insertion des éoliennes dans le paysage

La question de l’esthétique et rendu visuel de tout nouvel ouvrage humain soulève des débats et opinions diverses.

Dans le domaine de l’éolien, l’intégration paysagère d’éoliennes est soigneusement étudiée et constitue un point fondamental lors du développement d’un projet de parc, pour que ce dernier s’insère harmonieusement dans le paysage qui les accueille.

Deux outils principaux sont utilisés par les spécialistes et paysagistes afin d’étudier les évolutions du cadre de vie suite à l’accueil de ces nouvelles éoliennes :

- Des photomontages permettant de visualiser le paysage définitif avant même la construction du parc. Des logiciels permettent de représenter le futur parc éolien depuis différents points de vue ;

– Des cartes de co-visibilité, permettant la représentation sur une carte IGN des lieux à partir desquels les éoliennes pourront être visibles.

Aujourd'hui, de nombreux exemples montrent que les parcs éoliens peuvent s'inscrire de façon très satisfaisante dans les paysages.

Les différents sondages d'opinion récemment réalisés montrent que les français soutiennent à plus de 90 % l'énergie éolienne (Sondage ADEME/RCB, automne 2006). Cette tendance a depuis été confirmée par d'autres sondages.

I.3.3.1 Avantages de l'éolien

L'énergie éolienne constitue un enjeu important pour le territoire.

I.3.3.1- a) Contribution à l'aménagement du territoire et l'amélioration du cadre de vie

L'énergie éolienne se développe en très grande majorité dans des zones rurales, peu peuplées, dans lesquelles l'agriculture est, généralement, la principale ressource.

Ces zones, souvent délaissées par les commerces et l'industrie, perdent leur dynamisme au profit des centres urbains.

Le développement décentralisé de l'énergie éolienne redynamise l'ensemble du territoire. Un projet de ferme éolienne offre l'opportunité de relancer l'activité économique dans une démarche de développement durable. Il constitue, en outre, un véritable atout pour le monde agricole. Un parc éolien génère des retombées économiques qui permettront aux collectivités locales de concrétiser des projets : assainissement, restauration de bâtiments, nouveaux équipements, développement des transports scolaires, etc.

Ainsi, en 2008, l'ensemble des parcs installés en France, a généré plus de 28 [millions d'euros/an]. Reversées à plus de 300 communes ou communautés de communes, pour la plupart de petite taille, ces retombées leur ont permis de développer des équipements ou services au profit de leurs administrés. La qualité de vie de la population en est améliorée.

I.3.3.1- b) Création d'emplois

La filière éolienne a permis la création de plusieurs centaines de milliers d'emplois, notamment dans le domaine du génie électrique et du génie civil. Fin 2008, on recense 400 000 emplois dans le monde dont plus de 100 000 en Europe : 40 000 emplois directs créés en Allemagne, 23 000 au Danemark, 20 000 en Espagne, etc.

I.3.3.1- c) Un soutien pour le monde agricole

Les agriculteurs sont les plus anciens utilisateurs des énergies renouvelables (serres, moulins à eau ou à vent, bois énergie...), et notamment de l'énergie du vent pour sa force mécanique ou le pompage de l'eau. Leur association avec le développement éolien constitue donc une évolution naturelle, facilitée par l'impact limité sur l'exploitation agricole et l'emprise au sol très réduite que nécessitent ces installations qui permettent une diversification compatible avec l'activité agricole préexistante : un parc éolien utilise moins de 1 % de la surface sur laquelle il est implanté.

Des protocoles d'accord entre la profession agricole et les producteurs d'énergie éolienne sont bel et bien existants.

I.3.3.1- d) Investissement local et Société d’Economie Mixte

De nombreux projets voient actuellement le jour en offrant la possibilité aux riverains d’investir dans un parc éolien, le parc « le Haut des Ailes » en Lorraine en France, en est un exemple. L’ouverture du capital de la société exploitant le parc permet de redistribuer une partie des bénéfices de la vente d’électricité à des personnes vivant aux alentours.

D’autre part, pour des collectivités, il est également possible de créer des Sociétés d’Economie Mixte (SEM), plaçant ainsi la communauté au coeur du projet.

I.3.3.1- e) Une vitrine pour la commune

Certaines villes ont capitalisé sur l’intérêt croissant des populations pour l’environnement et le développement durable en créant, autour de leur parc éolien, une structure dédiée aux problématiques énergétiques et environnementales. Ces initiatives permettent de valoriser la démarche environnementale de la commune en question.

Il faut rajouter le fait que le prix de revient d’une éolienne va probablement diminuer dans les années à venir suite aux économies d’échelle qui pourront être réalisées sur leur fabrication.

I.3.3.2 Impacts des éoliennes

I.3.3.2- a) Éoliennes et acoustique

Au pied d’une éolienne, le niveau sonore s’élève à 55 [dB], soit le bruit de l’intérieur d’une maison. Quand le vent souffle fort, on peut tenir, juste au pied d’une éolienne, une conversation normale.

Raison pour laquelle toute installation éolienne est soumise à une étude d’impact. Celle-ci intègre une étude acoustique très précise, permettant de déterminer une implantation optimale. Il est possible, grâce aux simulations acoustiques réalisées par des spécialistes, de prévoir la propagation du son autour de plusieurs éoliennes et de limiter ainsi tout risque de nuisance sonore.

Le volume sonore d’une éolienne en fonctionnement à 500 [m] de distance s’élève à 35 [dB], soit l’équivalent d’une conversation chuchotée. Afin d’éliminer tout risque de gêne sonore pour les riverains, les développeurs de projets éoliens respectent un éloignement minimum de 500 [m] entre les éoliennes et les premières habitations, mesure qui minimiserait au même temps tout danger de cassure ou fragmentation d’une hélice.

Un rapport de l’Afsset (Agence française de sécurité sanitaire de l’environnement et du travail), relatif à l’impact sanitaire du bruit généré par les éoliennes, indique que les éoliennes ne peuvent avoir de conséquences sanitaires directes sur les riverains.

Les éoliennes, tout comme le vent dans les arbres ou la circulation automobile, émettent des infrasons. Mais « Aucune donnée sanitaire disponible ne permet d’observer les effets liés à l’exposition aux basses fréquences et aux infrasons générés par les éoliennes », selon l’Afsset dans son rapport, en Mars 2008.

I.3.3.2- b) Respect de la faune et de la flore

Hormis la phase de construction d’un parc éolien qui dure de 6 à 9 mois, les éoliennes n’ont pas d’impact sur la faune locale, qui adapte son comportement à leur présence.

Quant à la flore, elle est prise en compte par les études d’impact et les différentes propositions d’implantation des parcs éoliens.

Plusieurs études ont révélé que moins de trois oiseaux par machine et par an sont retrouvés morts à proximité des éoliennes, un nombre bien inférieur à celui résultant de l’exercice d’autres activités humaines, comme le montre la **figure- (I.25)** ci-dessous ;



Fig- I.25: Causes d’accidents mortels chez les oiseaux, sur un total de 10 000 (Selon l’association canadienne de l’énergie éolienne)

Et « La plupart des espèces d’oiseaux ne sont nullement gênées par la présence d’éoliennes et adaptent leur trajectoire de vol en fonction de la disposition des éoliennes », d’après une étude britannique publiée le 15 Octobre 2008 dans la revue ‘‘Journal of Applied Ecology’’.

Une autre étude réalisée par le bureau d’études BIOTOPE en 2008, « Impacts des éoliennes sur les oiseaux et chiroptères », montre que l’activité des chauves-souris concerne les périodes sans vent ou avec faible vitesse de vent ; des périodes avec peu ou pas de production électrique en provenance des éoliennes.

I.3.3.2- c) Perturbations hertziennes et radars

En raison de leur hauteur, des matériaux utilisés pour leur fabrication et des mouvements de leurs pales, les éoliennes peuvent être à l’origine de perturbations des ondes hertziennes et des radars, parce que la rotation de l’hélice crée des signaux parasites intermittents qui interfèrent avec les trajectoires originales de transmission.

Des solutions ont été trouvées pour les ondes hertziennes, des études sont en cours pour les radars.

Environ 95 % des cas sont réglés à l’amiable avec l’installation d’un réémetteur par le développeur éolien, pour but de renforcer le signal original.

I.4 La production solaire photovoltaïque

L'énergie solaire fait appel à la ressource la mieux partagée : le rayonnement solaire. L'énergie solaire peut être récupérée par deux procédés :

- Photovoltaïque pour la production d'électricité avec ou sans stockage ;
- Thermique pour la production de chaleur.

Notons que l'homme consomme, aujourd'hui, une énergie correspondant à $1/8000^{\text{ème}}$ de l'énergie solaire qui arrive à la surface de la terre [32].

Mais notre intérêt porte sur la première forme de conversion.

I.4.1 Généralités

L'hélioélectricité, qui traite de la transformation directe de l'énergie solaire en énergie électrique, est apparue en 1930 avec les cellules à oxyde cuivreux puis au sélénium. Mais ce n'est qu'en 1954 avec la réalisation des premières cellules PV au sélénium dans les laboratoires de la compagnie Bell Telephone Laboratories, que l'on entrevoit la possibilité de fournir de l'énergie.

Très rapidement utilisées pour l'alimentation des véhicules spatiaux, leur développement et de rapides progrès ont été motivés par la conquête de l'espace. Les premiers générateurs ont été utilisés en 1958 pour les satellites Vanguard. Au cours des années 1980, la technologie PV terrestre a progressé régulièrement par la mise en place de plusieurs centrales de quelques mégawatts. Les premières installations ont été conçues pour sites isolés, principalement dans les pays en voie de développement. Par la suite, la technologie est même devenue familière à travers de nombreux produits de faible puissance y faisant appel : montres, calculatrices, balises radio et météorologiques, pompes et réfrigérateurs solaires.

Des événements tels que les courses de véhicules solaires offrant une image de haute technologie futuriste et écologique y ont également contribué [33, 34].

Le mot « photovoltaïque » vient du grec « phôtos » signifiant lumière et de « Volta » du nom du physicien italien qui, en 1800, découvrit la pile électrique. Mais c'est en 1839 que le français Antoine Edmond Becquerel fut le premier à mettre en évidence cette conversion particulière d'énergie.

I.4.2 Principe de fonctionnement

Le phénomène de conversion photovoltaïque est dû à la variation de la conductivité d'un matériau sous l'effet de la lumière, selon le concept décrit ci-après ;

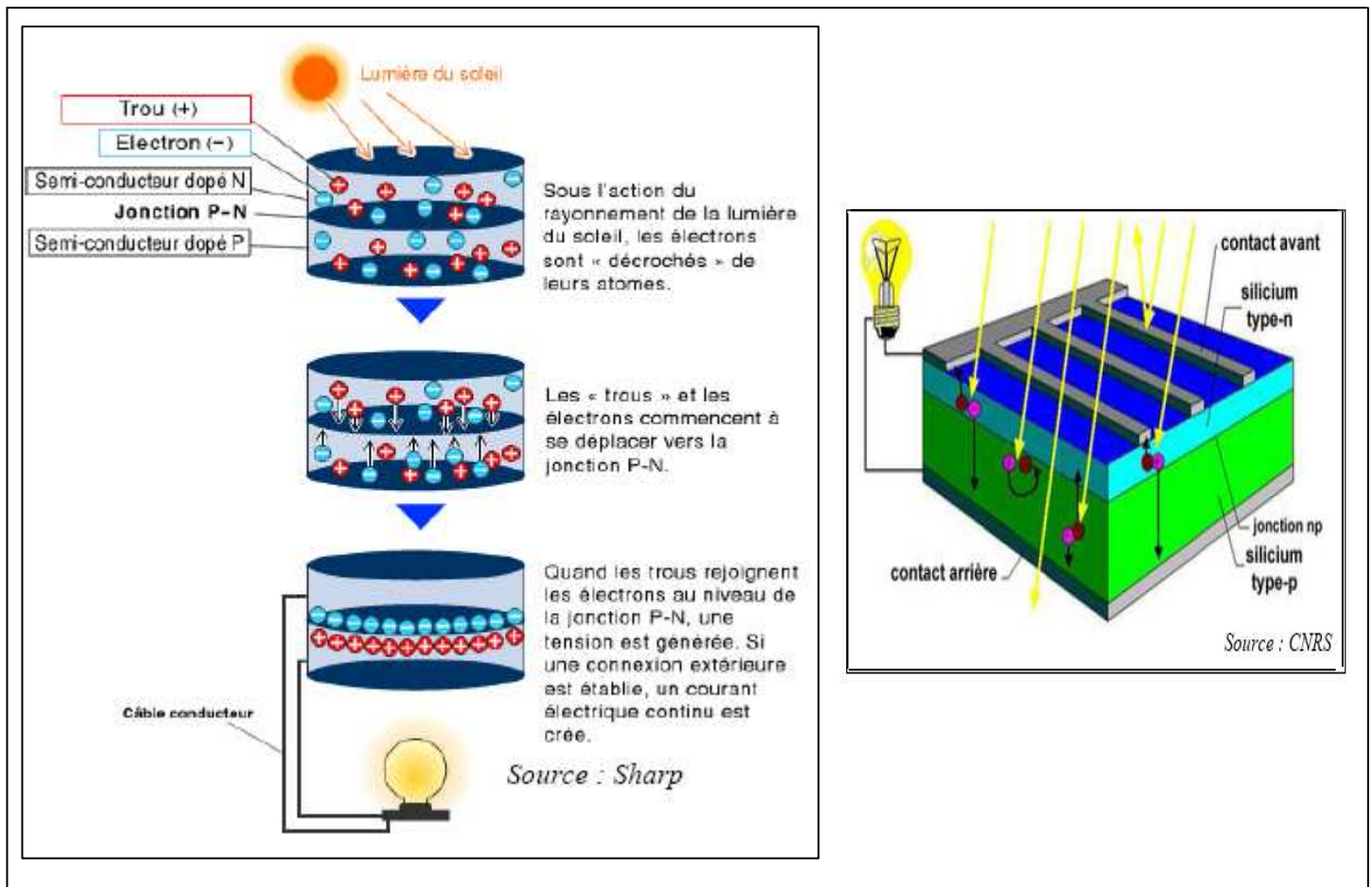


Fig- I.26: Principe de fonctionnement d'une cellule PV

Le terme *photovoltaïque* peut désigner soit le phénomène physique - l'effet photovoltaïque - soit la technologie associée.

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel.

Son principe réside en une collision des photons incidents (flux lumineux) avec les électrons libres et les électrons de valence en leur communiquant une énergie $W_{ph} / W_{ph} = h_p \frac{c}{\lambda_{ph}}$, où λ_{ph} représente la longueur d'onde, h_p la constante de Planck et c la vitesse de la lumière.

Si cette énergie est supérieure ou égale à l'énergie de gap $W_g / W_g = W_C - W_V$ de ce semi-conducteur, l'électron passe de la bande de valence W_V à la bande de conduction W_C en laissant un trou derrière lui, d'où l'apparition des paires électron- trou dans différents points de la jonction [35].

Donc toute particule minoritaire près de la jonction a une probabilité très forte pour la traverser et la jonction s'oppose uniquement au passage des porteurs majoritaires.

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont " bombardés " par les photons constituant la lumière; sous l'action de ce bombardement, les électrons de valence ont tendance à être " arrachés / décrochés: si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique.

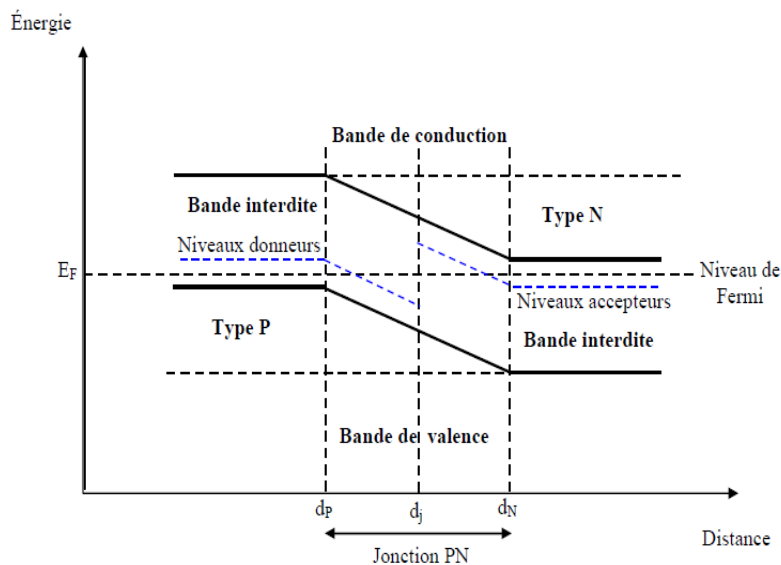


Fig- I.27 : Diagramme de bandes d'énergie au voisinage de la jonction

Par contre, dans les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons " décrochés " créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique : c'est l'effet photovoltaïque.

La puissance des modules PV s'exprime en Watts-crête (Wc) ou en Watts-peak (Wp). Cette dernière représente la puissance que peut fournir un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale (optimale), sous les conditions standards de fonctionnement.

La puissance crête d'une photopile en silicium, de 10 [cm] de diamètre est $P_c \cong I[W]$.

Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2 [W] sous approximativement 0,5 [V] [36, 37, 38].

Une association série de plusieurs cellules donne un *module* et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un *panneau photovoltaïque*.

Plusieurs panneaux qui sont regroupés dans une centrale solaire photovoltaïque sont appelés *champ photovoltaïque* ou *générateur photovoltaïque GPV*.

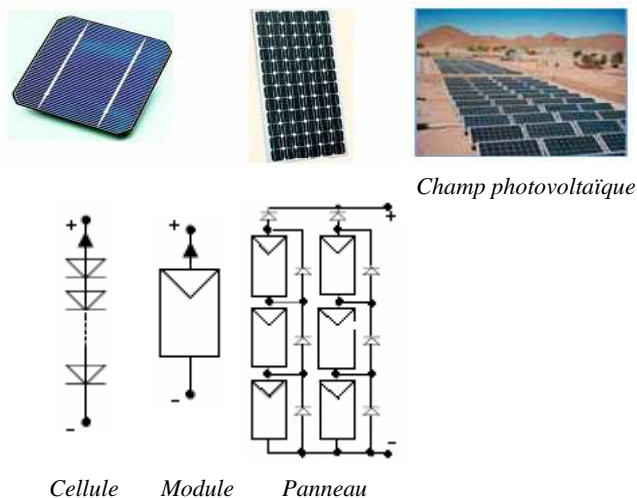


Fig- I.28: Distinction de terminologie

Il est à noter qu'en dépit de cette terminologie, aucune énergie n'est stockée dans une cellule, ni sous forme chimique ni sous aucune autre forme.

Ce n'est pas une pile, mais un convertisseur instantané qui ne pourra fournir une énergie sous forme électrique que s'il reçoit une énergie sous forme de rayonnement. Une cellule sous obscurité totale va se comporter comme un composant passif, fonctionne comme une diode plus exactement, et ne produit pas de courant [39].

La cellule solaire ne peut être assimilée à aucun autre générateur classique d'énergie électrique type continu. Elle n'est ni une source de tension constante ni une source de courant constant. Elle possède des caractéristiques électriques non linéaires dépendant des conditions météorologiques, à savoir éclairement et température [33].

La plupart des panneaux PV commerciaux sont constitués par des sous-réseaux de cellules tels qu'il est décrit plus haut. Le nombre de cellules par sous-réseaux est le fruit d'un compromis économique entre protection et pertes d'une partie importante du GPV en cas de défaut partiel. Leurs performances sont données dans des conditions normalisées STC (tests d'étanchéité, résistance mécanique, variations de température, ..., selon les normes IEC 61215 et IEC 61646) : un spectre AM1,5 sous un éclairement de 1000 [W/m²] et une température de la cellule de 25 [°C], à ne pas confondre avec les conditions nominales, qui sont un éclairement de 800 [W/m²], une température ambiante de 20 [°C] et une vitesse du vent égale à 1 [m/s] [12].

Les modules les plus courants sont composés de 36 à 72 cellules ;

> Un module de 12 [V] nominal est composé par la mise en série de 36 cellules cristallines. Ces cellules sont protégées par une enveloppe supérieure et inférieure.

Il existe différents types d'encapsulation :

- Verre / verre (ou bi-verre) ;
- Verre / matériau composite (tedlar/ milar).

L'ensemble cellule-encapsulant forme un laminât.

Le rajout d'un cadre métallique (aluminium) procure au laminât sa rigidité et permet sa fixation.

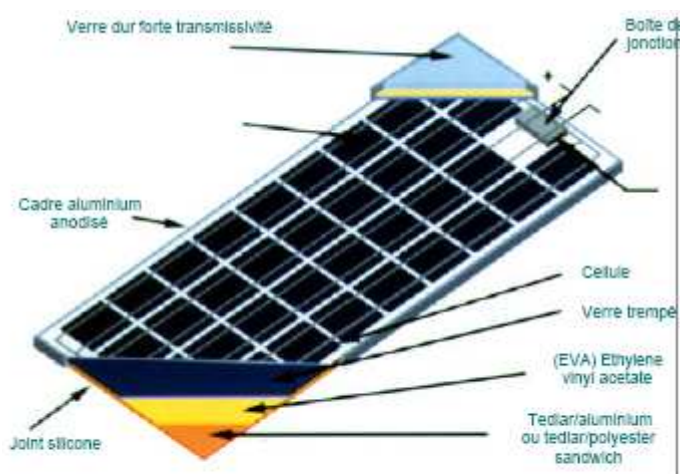


Fig- I.29: Eléments d'un module cristallin

Les caractéristiques de la simple cellule sont celles d'une photodiode, mais en convention générateur. Elles sont données par la figure suivante :

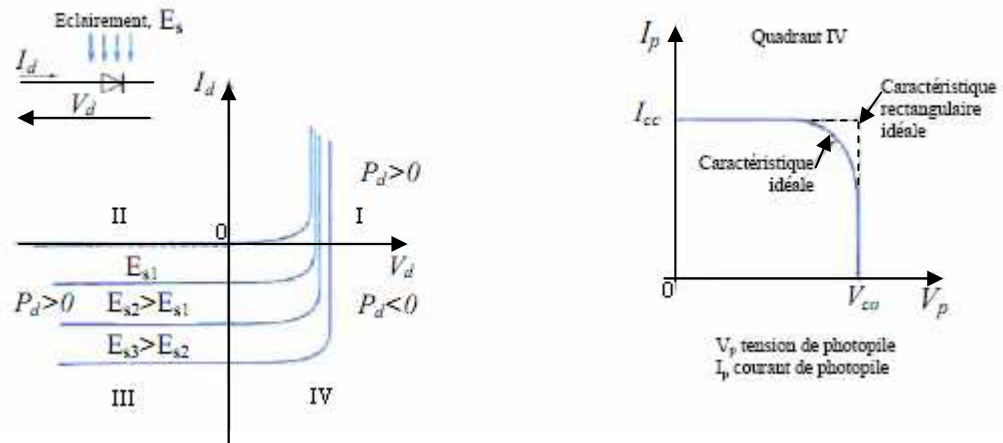


Fig- I.30: A gauche, caractéristique d'une photodiode, à droite caractéristique d'une cellule photovoltaïque [40]

Une cellule PV peut donc se modéliser à partir de l'équation définissant le comportement statique de la jonction PN d'une diode classique.

Pour tenir compte des phénomènes physiques au niveau de la cellule, le modèle est complété par deux résistances série r_s et shunt r_{sh} , tel que le montre le schéma électrique équivalent de la **figure- (I.31)**. La résistance série est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière.

La résistance shunt est une conséquence de l'état de surface le long de la périphérie de la cellule elle est réduite à la suite de pénétration des impuretés métalliques dans la jonction (surtout si elle est profonde), lors du dépôt de la grille métallique ou des prises de contacts sur la face diffusée de la cellule [33, 41, 42].

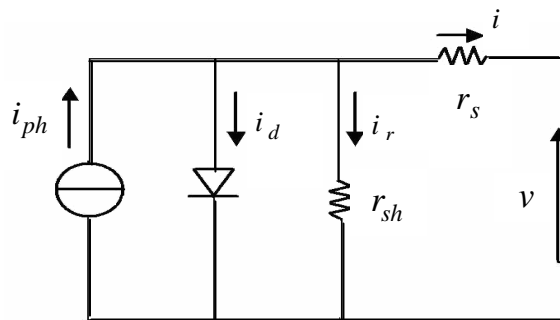


Fig- I.31: Schéma équivalent électrique d'une cellule PV

Où :

r_{sh} : la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction ;

et r_s la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions ;

i : le courant fourni par la cellule et v la tension à ses bornes ;

i_{ph} : le photocourant, i_d le courant parcourant la diode et i_r celui parcourant la résistance shunt.

I.4.3 Protections classiques d'un GPV

Le passage d'un module à un panneau se fait par l'ajout de diodes de protection, une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée.

Dans la réalité, deux panneaux n'ont généralement pas les mêmes caractéristiques et l'étape de mise en série ou en parallèle doit répondre aux règles connues de l'électricité. C'est pourquoi, tout comme la mise en série des cellules, l'assemblage des modules va nous amener à appairer les panneaux. Cela consiste à regrouper les panneaux dont les valeurs sont les plus proches possibles.

D'autre part, même appairés, les panneaux peuvent ne pas débiter la même puissance sur le terrain. Le cas le plus fréquent est l'ombre sur le champ photovoltaïque qui provoque un retour de puissance dans le panneau en question. Pour éviter ce problème, on place une diode anti-retour ou diode by-pass en sortie de chaque panneau. Toutefois, elles sont inutiles dans le cas d'un module au silicium amorphe, car, compte tenu de la géométrie allongée des cellules, il est peu probable qu'une cellule soit entièrement ombragée.

I.4.3.1 Protection lors de la connexion en parallèle de plusieurs GPV

Lorsque plusieurs chaînes de cellules sont mises en parallèle sur une charge, le risque est que des chaînes de cellules éclairées débitent dans des chaînes ombrées, ou que la charge ne se recharge à travers le générateur.

On dispose pour cela de diodes anti-retour mises en série avec le GPV (de blocage) comme le montre la **figure- (I.33)** Cette diode est indispensable quand la charge du module PV est une batterie. En fait, cette diode évite que la batterie ne débite sur le module PV pendant la nuit. La **figure- (I.32)** montre les caractéristiques I(V) d'une cellule solaire, ensoleillée puis dans l'obscurité. Comme nous pouvons le voir, quand la cellule est dans l'obscurité, une batterie pourrait se décharger à travers la cellule si nous ne disposons pas d'une diode de blocage.

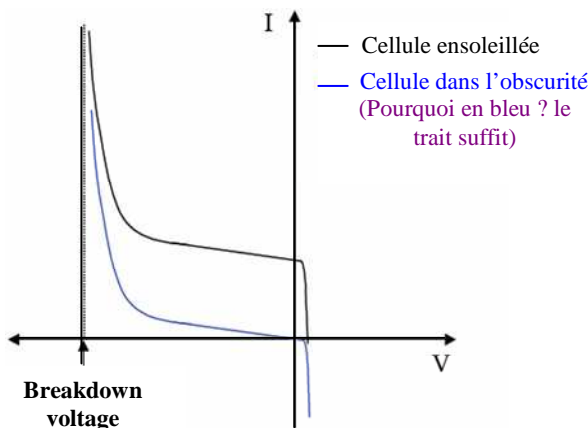


Fig- I.32: Caractéristiques I-V d'une cellule solaire ensoleillée et dans l'obscurité

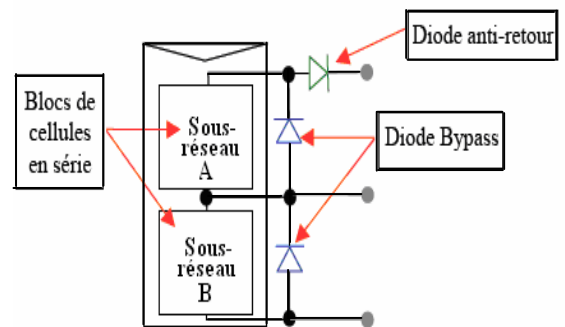


Fig- I.33: Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour

A noter que la présence d'une diode anti-retour entre un GPV et la charge provoque la dissipation d'une certaine quantité d'énergie due à la chute de tension à l'état passant de la diode.

I.4.3.2 Connexion directe source-charge

Actuellement, il reste encore beaucoup d'applications où une connexion directe entre un GPV et une charge est effectuée. Ce choix est principalement lié à la simplicité de l'opération.

Lorsque la batterie est en période de charge ou déjà chargée, la tension de la batterie a tendance à dépasser la tension délivrée par le photogénérateur. Le courant passerait alors de la batterie vers le photogénérateur et cela pourrait l'endommager. C'est pourquoi on met une diode qui bloque le passage du courant. Cette diode empêche la décharge de la batterie lorsque l'ensoleillement est faible. La diode est placée entre le panneau et la batterie comme on peut le voir sur la **figure- (I.34)** ci-dessous. Les bandes sur la diode doivent être du côté de la batterie d'après la notice des panneaux solaires.

L'inconvénient de cette configuration, est qu'elle n'offre aucun type de limitation et/ou de réglage de la tension de la batterie. Le transfert de P_{max} disponible aux bornes du GPV vers la charge n'est pas non plus garanti.

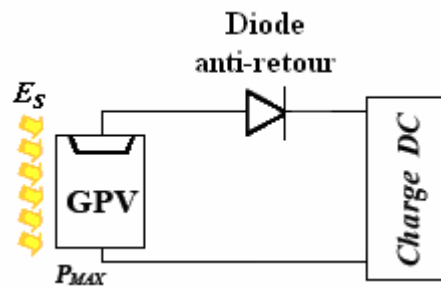


Fig- I.34: Connexion directe GPV-Charge par le biais d'une diode anti-retour

I.4.3.3 Choix de la diode anti-retour

Cette diode introduit une chute de tension de 0,6 [V] (diode de redressement classique) ou de 0,2 [V] (diode Schottky).

Une diode Schottky est une diode qui a un seuil de tension directe très bas facilitant la détection des signaux HF faibles et hyperfréquences. Une diode Schottky fonctionne exactement de la même manière qu'une diode normale. Les différences se situent:

- Au niveau de la tension de seuil, qui n'est plus de 0,7 [V], mais de 0,3 [V], à 0,4 [V] ;
- Au niveau de la rapidité, les diodes Schottky sont beaucoup plus rapides.

La notice des panneaux solaires précise qu'il est suggéré d'utiliser une diode anti-retour pour chaque panneau solaire.

I.4.3.4 Protection du GPV constitué de la mise en série d'un grand nombre de cellules PV

La mise en série de cellules PV implique que le courant traversant chaque cellule soit le même que celui de l'ensemble du GPV associé. Ainsi, quand un GPV ou une partie de ce GPV (une cellule, par exemple) est ombrée, cette partie sous-irradiée du module peut se trouver polarisée en inverse et devenir réceptrice, dissipant alors de la puissance ne pouvant pas être extraite, dissipation provoquant un échauffement immédiat de la zone sous-irradiée.

Cet échauffement local peut donner lieu à des « points chauds » (« hot spot », en anglais) [43, 44, 45, 46] qui peuvent endommager la zone affectée et dégrader définitivement les performances du module PV entier.

Pour éviter ces effets indésirables, des diodes by-pass sont associées à un sous-réseau de cellules comme le montre la **figure- (I.33)**.

La **figure- (I.35)** montre les caractéristiques I-V du module PV de la **figure- (I.33)** divisé en deux demi-modules. Nous avons représenté séparément les caractéristiques des sous-réseaux A et B. Le sous-réseau A se trouvant sous condition d’irradiation nominale est représenté avec un comportement normal (en rouge). Le sous-réseau B a une cellule qui est soumise à un taux d’enseillement inférieur aux autres cellules formant ce sous-réseau.

La caractéristique I-V résultante de ce sous-réseau est représentée en couleur bleue. Nous avons représenté en noir les caractéristiques I-V de la cellule ombrée et des autres cellules qui se trouvent sous condition d’irradiation nominale.

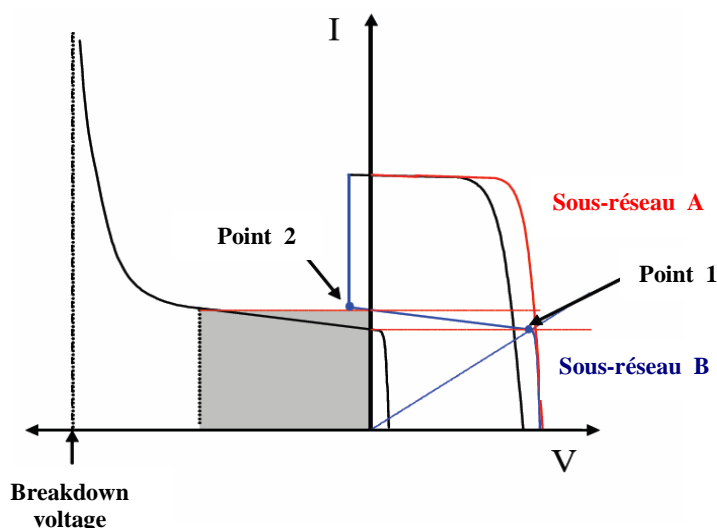


Fig- I.35: Caractéristiques I-V des sous-réseaux A et B du module PV dans une situation d’irradiation non homogène (1 cellule sous-irradiée)

La caractéristique résultante d’un réseau de cellules s’obtient de la variation du courant du GPV de sa valeur nulle jusqu’au courant de court-circuit en additionnant les tensions associées aux deux caractéristiques I-V. Quand le courant de la caractéristique I-V du sous-réseau B atteint le courant de court-circuit de la cellule ombrée, il apparaît le point de rupture 1 sur la caractéristique résultante de ce sous-réseau et à partir de ce point, la caractéristique résultante suit le comportement de la caractéristique en inverse de la cellule ombrée, comme nous le voyons sur la **figure- (I.35)**.

C’est à ce moment-là que la cellule ombrée dissipe de la puissance et peut être endommagée par la création des « points chauds ».

Quand la tension du sous-réseau B excède la tension directe de la diode by-pass, celle-ci se met en état passant. Ceci implique une limitation de la tension qui peut se voir comme la montée verticale de la caractéristique résultante du sous-réseau B à partir du point de rupture 2.

Donc, la limitation de la tension inverse maximale aux bornes de la cellule ombrée passe par sa protection de fonctionner en inverse. La **figure- (I.36)** montre en vert la caractéristique résultante du module PV de la **figure- (I.35)** avec la protection des diodes by-pass.

Les diodes de déviation ne sont pas utiles dans tous les systèmes. Généralement, seuls les montages de plus de 48 [V] en requièrent une.

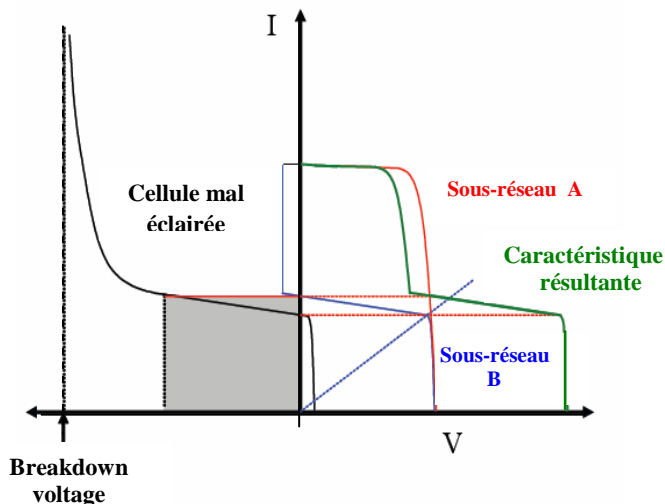


Fig- I.36: Caractéristique I-V résultante de la mise en série de deux sous-réseaux de cellules avec une cellule du sous-réseau A sous-irradiée et les deux demi-modules protégés par diode by-pass

Nous pouvons déduire de cette dernière caractéristique, qu'il existe alors deux maximums de puissances quand le module se trouve soumis à une irradiation non homogène.

○ **Diodes insérées dans les montages**

Il est inutile d'utiliser l'énergie issue directement du photogénérateur quand la lumière est présente et de « basculer » sur le stockage dans l'obscurité.

Le plus rationnel est de monter le photogénérateur, la batterie et le récepteur en parallèle. Ainsi, la batterie sera le « réservoir d'énergie » que l'on remplira d'un côté par le photogénérateur et videra d'un autre par le récepteur.

○ **Ombres [47]**

Pour obtenir une production maximale du toit solaire, il faut éviter tout ombrage des panneaux pendant la période d'ensoleillement à tout moment de la journée et aux différentes saisons. Il est parfois impossible d'éviter totalement les masques : montagnes, arbres, cheminée, poteau électrique... peuvent constituer autant d'obstacles qui vont provoquer des pertes plus ou moins importantes.

On peut tailler un arbre mais il est difficile de déplacer une montagne! C'est pourquoi il peut être utile de mesurer ces pertes à l'aide d'un "relevé de masques" [48].

L'ombrage complet empêche tout rayonnement (direct et indirect) d'atteindre une partie de cellule photovoltaïque (par exemple, une déjection d'oiseau ou une branche d'arbre sur le panneau). L'ombrage partiel empêche seulement le rayonnement direct d'atteindre une partie de la cellule photovoltaïque (par exemple, une cheminée, un arbre, un nuage).

En cas de connexion en série, si un seul panneau est partiellement ou totalement ombragé, c'est la production de toute l'installation qui peut en pâtir, car la cellule la plus faible va déterminer et limiter la puissance des autres cellules. La **figure- (I.37)** illustre ces ombrages ;

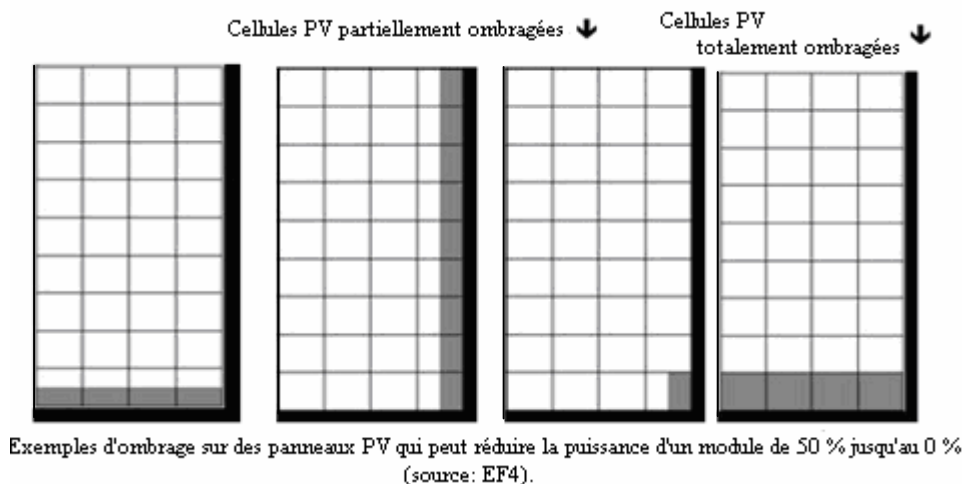


Fig- I.37: Ombrage sur les panneaux PV

L'idéal est de surveiller attentivement l'ensoleillement pendant un an, au fil des saisons. Ainsi, un arbre peut ne poser aucun problème en été parce que le soleil est suffisamment haut dans le ciel, mais constituer un obstacle important au fonctionnement des panneaux en hiver.

I.4.4 Les différentes technologies de fabrication des cellules

Plusieurs technologies de fabrication existent, voici un résumé comparatif de l'ensemble;

Matériau	Rendement	Longévité	Caractéristiques	Principales utilisations
Silicium mono cristallin	12 à 18 % (24,7 % en laboratoire).	20 à 30 ans.	<ul style="list-style-type: none"> • Très performant. • Stabilité de production d'énergie. • Méthode de production couteuse et laborieuse. 	Aérospatiale, modules pour toits, façades, ...
Silicium polycristallin	11 à 15 % (19,8 % en laboratoire).	20 à 30 ans.	<ul style="list-style-type: none"> • Adapté à la production à grande échelle. • Stabilité de production d'énergie (plus de 50 % de la production mondiale). 	Modules pour toits, façades, générateurs, ...
Amorphe	5 à 8 % (13 % en laboratoire).		<ul style="list-style-type: none"> • Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. • Fonctionnement si faible luminosité. • Fonctionnement par temps couvert. • Fonctionnement si ombrage partiel. • La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20 % supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois. 	Appareils électroniques (montres, calculatrices, ...), intégration dans le bâtiment.
Composite mono cristallin (GaAs)	18 à 20 % (27,5 % en laboratoire).		<ul style="list-style-type: none"> • Lourd, fissure facilement. 	Systèmes de concentrateurs aérospatiaux (satellites).
Composite poly cristallin (CdS, CdTe, CuInGaSe2, etc.)	8 % (16 % en laboratoire).		Nécessite peu de matériaux mais certains contiennent des substances polluantes.	Appareils électroniques (montres, calculatrices, ...), intégration dans le bâtiment.

Tableau- I.3: Caractéristiques des différentes technologies des cellules PV

La longueur de diffusion et la durée de vie des porteurs minoritaires de charge générés dans la photopile sont des paramètres qui influencent le rendement de celle-ci. Plusieurs méthodes de détermination de ces paramètres ont alors été élaborées [49, 50, 51, 52].

Les cellules PV au silicium cristallin (mono ou multi) représentent la majorité de la production mondiale (29 et 51% de la production mondiale).

En l'année 2006, il est estimé qu'en gros, il y avait eu 10,5 [grammes] de Si par Watt de module, et que 55 % du disponible était exploité dans la technologie solaire.

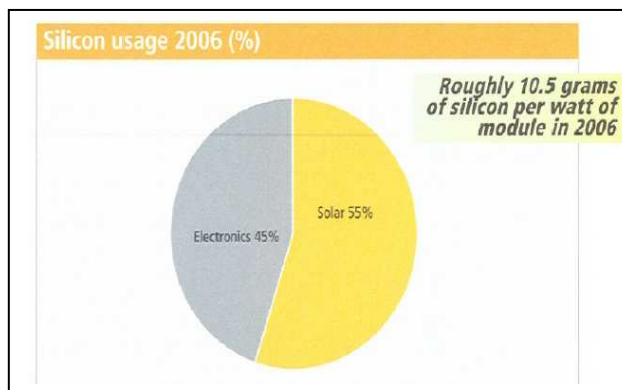


Fig- I.38: Taux d'exploitation du Si dans la technologie de fabrication solaire

A l'heure actuelle, le coût du silicium dans l'élaboration d'un panneau PV peut atteindre jusqu'à 50 % du prix du revient total. De ce fait, de nombreux travaux de recherches et développement sont aujourd'hui en cours pour limiter la consommation de ce matériau [53], d'où l'apparition d'autres technologies de conception.

➤ **Les autres modules photovoltaïques composites et organiques [54]**

Plusieurs technologies de cellules photovoltaïques autre que la technologie « silicium » existent mais ne sont pas représentatives de la production actuelle mais plutôt du domaine de la recherche. Elles sont appelées à s'imposer là où les technologies du silicium et, plus largement, de l'inorganique sont ou seront mal positionnées.

Voici quelques unes d'entre-elles ;

• **Les cellules organiques**

Les matériaux organiques plastiques ou polymères, moins onéreux, apparaissent en effet de plus en plus comme une voie d'avenir complémentaire, séduisante et crédible.

Dégradables, les polymères garantissent une technologie propre. Faciles à manipuler, leur choix comme matériaux de base permettrait aux industriels de n'avoir recours pour l'ensemble de l'ingénierie de la cellule (du substrat jusqu'à la capsule protectrice) qu'à une seule et même technologie peu coûteuse. Ces plastiques permettraient également d'étendre l'offre à des produits souples ou de conformations diverses (tuiles de bâtiments par exemple), donnant accès à des marchés inaccessibles aux technologies classiques, notamment par leur intégration à des systèmes multifonctionnels.

Faute d'une approche innovante, les premières études menées durant les vingt dernières années ont buté sur de faibles rendements de conversion des matériaux.

La recherche redémarre très fortement depuis six ou sept ans en Europe, aux États-Unis et au Japon avec un effort motivé d'une part par les progrès récents réalisés en particulier dans le domaine des afficheurs électroluminescents et, d'autre part, par la découverte de matériaux innovants ainsi que par la mise en oeuvre de nouveaux types de jonctions, se pencher vers la référence [55, 56] pour des détails sur la technologie des cellules organiques.

La (figure- I.39) ci-dessous représente une cellule solaire plastique ;



Fig- I.39: Cellule solaire plastique souple de grande dimension (100 [mm] *100 [mm]) fabriquée au Genec

- **Thin film au silicium amorphe ou CIS (Cuivre-Indium-Sélénium)**

La technique de fabrication industrielle utilise des substrats de silicium d'environ 300 [µm] d'épaisseur pour des questions de résistances mécanique, voir la **figure- (I.40)**.

Cette technologie met en oeuvre 1 % seulement du silicium utilisé pour la fabrication de modules cristallins équivalents, et des études ont cependant montré que l'utilisation de substrats de silicium monocristallins en couches minces d'une épaisseur de l'ordre 50[µm], permettrait potentiellement d'atteindre des rendements de conversion élevés, supérieurs à 20 %.

Les cellules en couches minces sont plutôt utilisées pour des applications à "courant faible". Elles sont également souvent utilisées là où un fort échauffement des modules est à prévoir car le rendement ne chute pas avec la température. En effet, La caractéristique courant-tension d'un module en couche mince est plus infléchi que celle d'un module cristallin, comme le montre la **figure- (I.41)**;

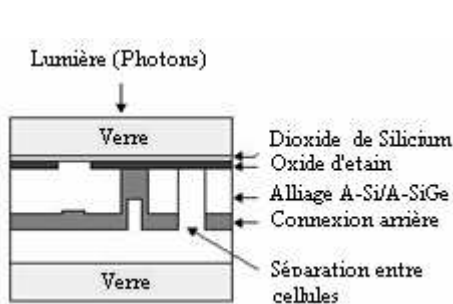


Fig- I.40: Structure en coupe Module couche mince MST-43LV

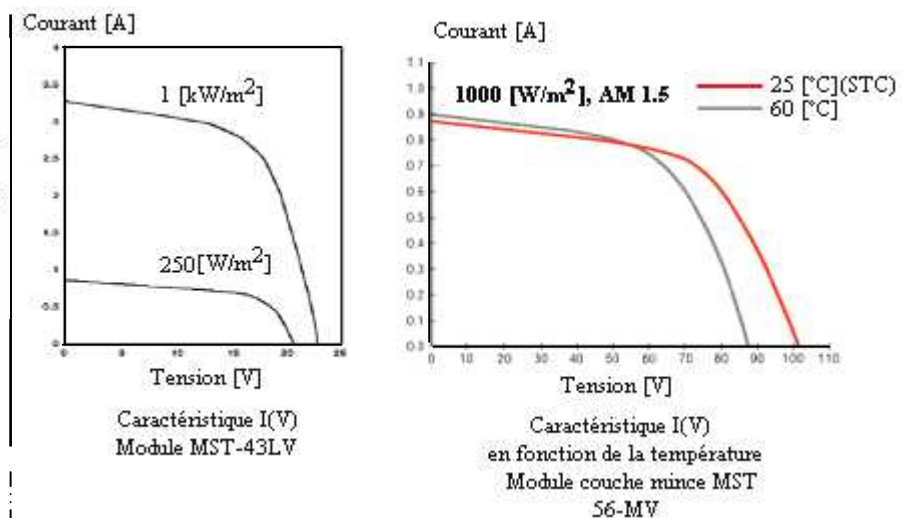


Fig- I.41: Comparatif couche mince / cristallin

Par ailleurs, l'une des principales caractéristiques des modules couche mince est l'évolution de la puissance dans le temps. En début de vie, il apparaît une augmentation sensible de la puissance délivrée, d'environ 15 à 20 % de plus que la puissance nominale. La puissance se stabilise autour de la puissance nominale après une période transitoire (correspondant au recuit de la matière active), mais avec des fluctuations en fonctions des saisons [57].

La figure- (I.42) donne l'évolution dans le temps, de la puissance ;

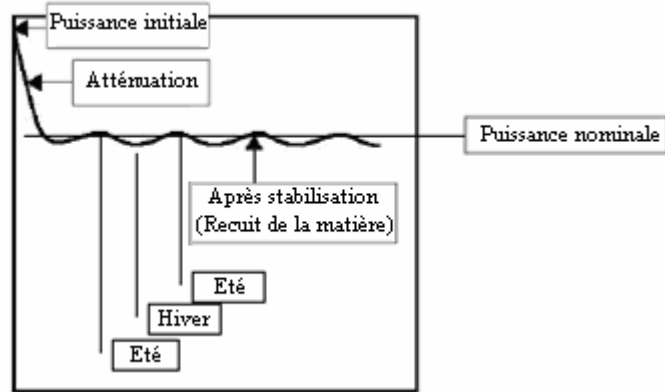


Fig- I.42: Courbe d'évolution de la puissance dans le temps

Cependant, le rendement est de l'ordre de plus de 2 fois inférieur à celui du silicium cristallin et nécessite donc plus de surface pour la même puissance installée. Il y a un risque de toxicité vis-à-vis de l'environnement pour les modules CIS qui présentent un meilleur rendement que l'amorphe pur.

La limite de production est estimée à 5-10 [GWp/an] en 2008, la limite prévisible de production se situe à 50-100 [GWp /an], d'après, et là encore, plus de détails seront retrouvés en [53].

Un aperçu de ces dites cellules est donné par la figure- (I.43);

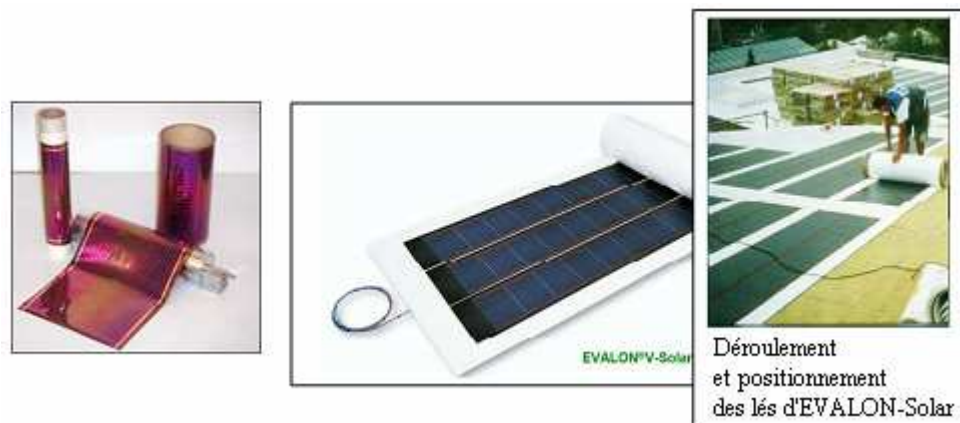


Fig- I.43: Les cellules PV en plastique, composite et organique (technologie Flexcell)

On note qu'il existe des panneaux solaires comportant des cellules solaires sur les deux faces, adaptés aux sites ayant des albédos importants.

La puissance du module double face est le double de la puissance du même module simple face mais l'énergie moyenne annuelle produite par le module double face n'est supérieure que de 10 % à celle produite par le même module simple face, le coût d'investissement par contre est presque le double.

La **figure- (I.44)** suivante présente la progression des performances des diverses technologies de fabrication de cellules, en termes de leur rendement ;

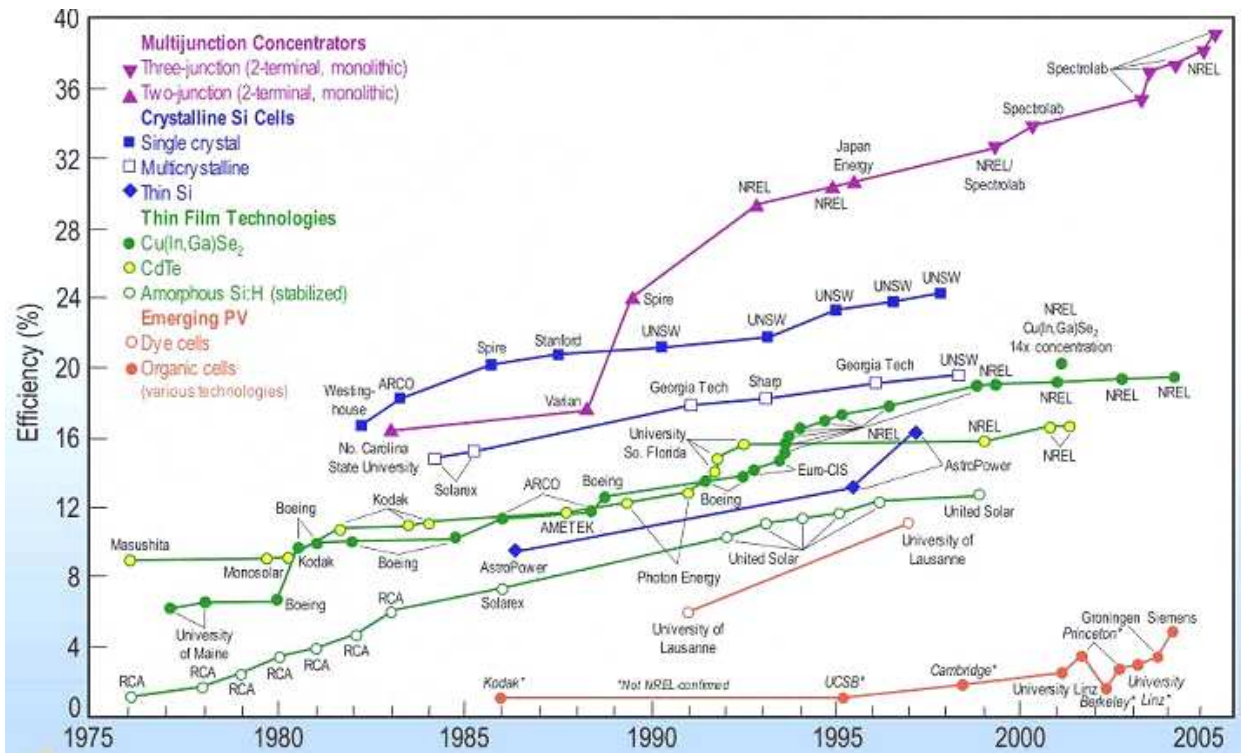
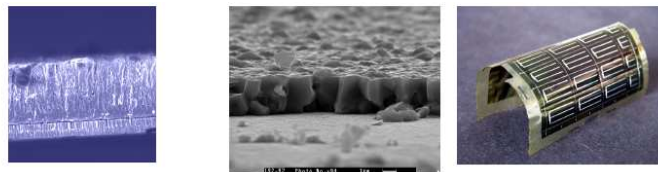


Fig- I.44: Progression des performances des diverses technologies de fabrication de cellules [58]

A l'heure actuelle, les travaux de recherches se focalisent sur les performances des structures multi jonctions et sur l'apport technique des nanomatériaux. En voilà un exemple représenté en **figure- I.45- a et b)**;

- o **CIS approches CIS** où les nanomatériaux réagissent comme intermédiaires réactionnels ;

a)



- o **Cellules à colorant** où les systèmes sont auto-assemblés.

b)



Fig- I.45: Nouvelles technologies de cellules

I.4.5 Les différents types de systèmes PV

Un système photovoltaïque se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble, appelé aussi "Balance of System" ou BoS, comprend tous les équipements entre le champ de modules et la charge finale, à savoir la structure rigide (fixe ou mobile) pour poser ces modules, le câblage, la batterie en cas de stockage, son régulateur de charge, et l'onduleur lorsque les appareils fonctionnent en courant alternatif.

◆ Chaîne de conversion électrique

Dans le cas d'installations autonomes, l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques est utilisée immédiatement (pompage, ventilation, etc...) ou stockée dans des batteries pour une utilisation différée. Le courant continu produit alimente directement des appareils prévus à cet effet ou est transformé en 230 Volts alternatif. C'est ce type de systèmes qui est retrouvé en sites isolés (systèmes insulaires, réseaux villageois) se faisant installer en association avec ressources conventionnelles, tels les générateurs diesel.

La chaîne de conversion d'une installation PV autonome est donnée par la **figure- (I.46)** ci-dessous ;

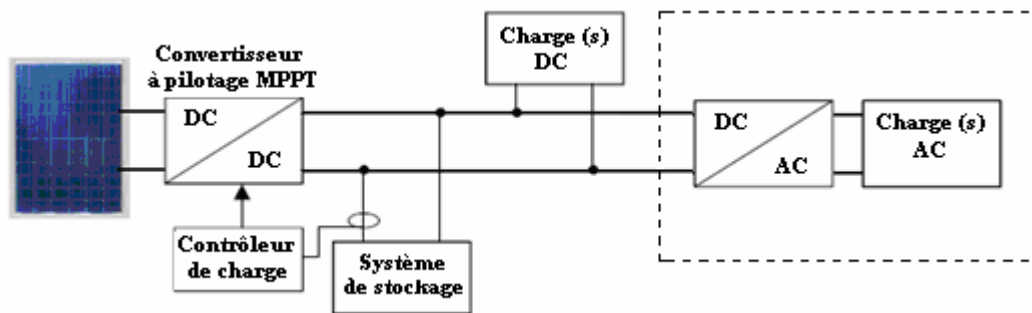


Fig- I.46: Installations PV autonome

Le producteur-consommateur isolé du réseau est tributaire des conditions météorologiques. Ainsi, si l'on a plusieurs jours successifs défavorables à la production d'électricité, le producteur consommateur risque également d'être privé d'électricité lorsque son dispositif de stockage sera complètement déchargé. Au contraire, si les conditions sont favorables à la production et que toute la capacité de stockage est totalement utilisée, il doit arrêter de produire et donc délester sa production.

Mais le système peut également être connecté au réseau. L'avantage du raccordement est de se dispenser du coûteux et problématique stockage de l'électricité. Dans ses versions les plus économiques l'onduleur ne peut fonctionner qu'en présence du réseau, une éventuelle panne de ce dernier rend inopérant le système de production d'origine renouvelable. Un onduleur réversible est nécessaire si on a une charge à courant continu. Si la consommation locale est supérieure à la production de la centrale, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public et sert à alimenter les consommateurs voisins.

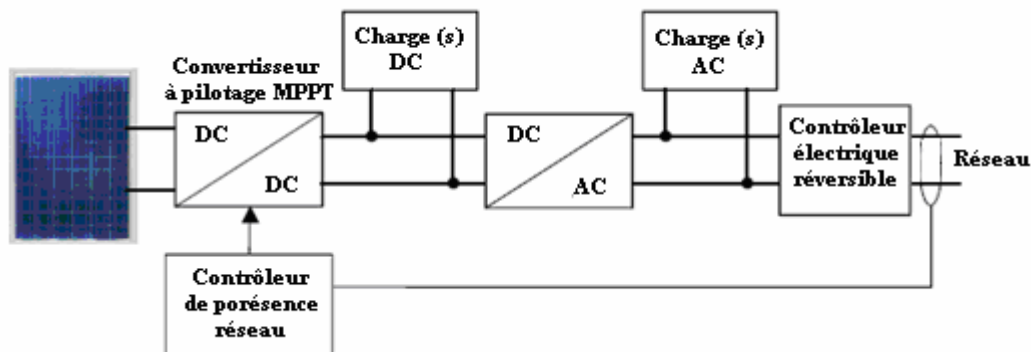


Fig- I.47: Installation photovoltaïque couplée au réseau (un aérogénérateur et son convertisseur pourraient remplacer ou compléter le générateur photovoltaïque)

Le principal avantage des systèmes couplés au réseau est qu'ils permettent de revendre l'énergie produite et non consommée sur place au fournisseur du réseau. Par contre, ces systèmes ne peuvent fonctionner qu'en présence du réseau. Dans le cas d'une coupure de ce dernier, bien qu'ayant son propre système de production d'électricité, le producteur indépendant se trouve privé d'électricité.

On distingue alors deux types de structures :

- Les systèmes à connexion directe au réseau qui est constituée d'un GPV connecté au réseau électrique à l'aide d'un onduleur. Il existe dans la littérature de nombreux exemples [59].
- Les systèmes à bus continu intermédiaire, où Le générateur photovoltaïque est connecté à un bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu. Un onduleur délivre une tension modulée. Celle-ci est filtrée pour réduire le taux d'harmoniques (THD). On obtient alors en sortie de ce dispositif une tension utilisable pouvant être injectée dans le réseau [60, 61]. Il existe plusieurs architectures pour les dispositifs permettant de convertir la tension continue issue du générateur photovoltaïque en une tension sinusoïdale utilisable (230 [V]) [62].

Cela est mis en œuvre via différents montages avec tous les avantages et inconvénients que représente chacun.

○ **Système à double comptage (Production et consommation non indépendante)**

Un système à double comptage (achat-vente) permet de revendre le courant produit en excédent, sur le réseau, et de consommer le courant disponible sur le réseau lorsque le soleil n'est pas là. L'ensemble est entièrement automatisé et géré par un onduleur.

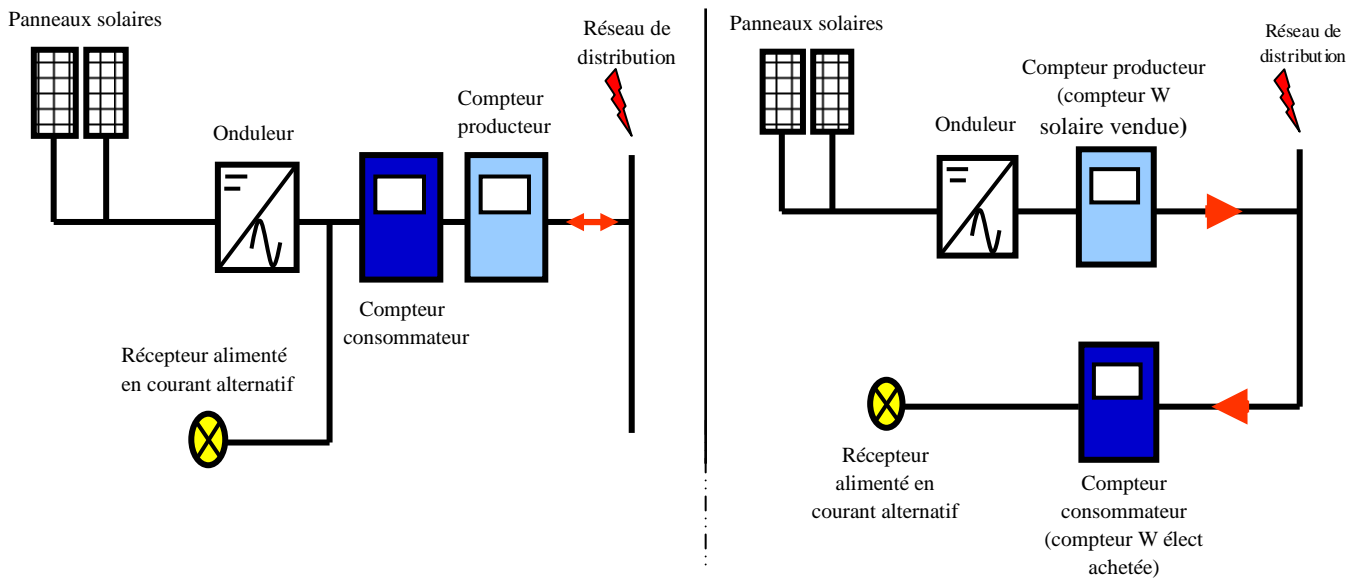
Pour ce système, deux compteurs sont montés têtes bêtes. Le premier enregistre l'énergie rejetée sur le réseau (le surplus de la production qui n'a pas été directement consommé), le second enregistre la quantité d'énergie achetée au réseau.

○ **Vente totale de la production (Production et consommation indépendante)**

Ce système permet de vendre l'intégralité de la production au réseau.

En plus du compteur habituel, on installe un compteur qui enregistre la quantité d'électricité rejetée sur le réseau, un autre branché coté générateur sert à éviter les fraudes.

Les deux schémas de principe sont donnés ci-après [47] ;



a) Injection des excédents de la production

b) Injection de la totalité de la production

Fig- I.48: Schémas de principe du système connecté au réseau

I.4.6 Caractéristiques statiques des panneaux

De nombreux constructeurs offrent une gamme importante des panneaux PV. On prend l'exemple d'un module Axitec, AC-150P/13S, Photon Mag, dont les caractéristiques complètes sont reportées en annexe.

Telle qu'elle a été représentée, une cellule photovoltaïque est un générateur de courant électrique dont le comportement est équivalent à celui d'une source de courant shuntée par une diode.

I.4.6.1 Influence des résistances série et shunt

Les performances d'une cellule photovoltaïque sont d'autant plus dégradées que la résistance série est grande ou que la résistance shunt est faible. Cependant, il est possible, sous certaines hypothèses de dégager des valeurs limites acceptables (R_{sI}, R_{shI}) [33].

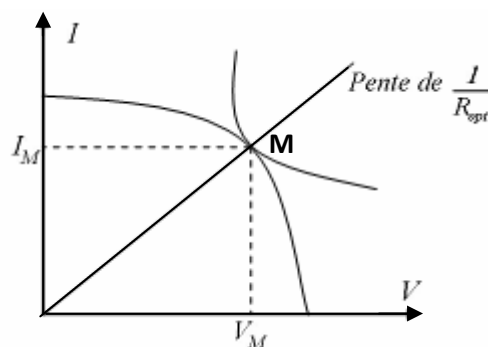
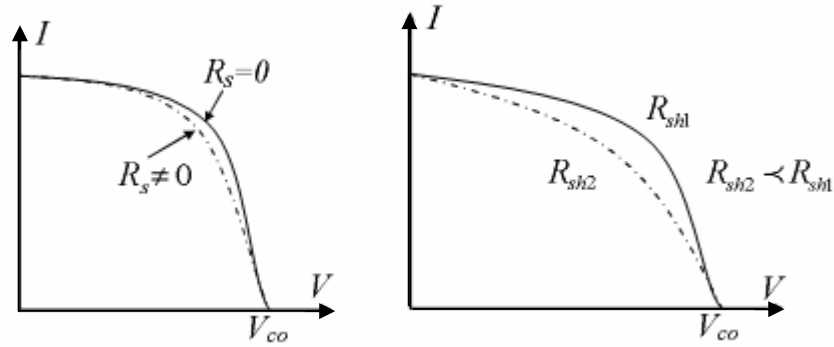


Fig- I.49: Schéma d'une cellule élémentaire



a) Influence de la résistance série b) Influence de la résistance shunt

Fig- I.50: Influence des résistances série et shunt sur les caractéristiques

En effet, si on suppose que la cellule est en régime optimal, et si les pertes sont attribuées à la résistance série, le rapport de la puissance dissipée dans celle-ci à la puissance délivrée par la cellule est donnée par :

$$Q_{R_s} = \frac{R_s I_M^2}{I_M V_M} = \frac{R_s I_{cc}}{V_{co}} \quad (I.6)$$

Où :

V_M et I_M sont respectivement tension aux bornes et courant parcourant, max ;

I_{cc} et V_{co} représente respectivement, le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert.

De même, si on attribue toutes les pertes à la résistance shunt, et en supposant qu'on est au point de fonctionnement optimal, on aura :

$$Q_{R_{sh}} = \frac{\frac{V_M^2}{R_{sh}}}{I_M V_M} \cong \frac{V_{co}}{R_{sh} I_{cc}} \quad (I.7)$$

La **figure- I.50- a)** montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique $I=f(V)$ de la cellule. La courbe en pointillés correspond à une valeur non nulle de R_s . Cette influence se traduit par une diminution de la pente de la courbe $I=f(V)$ dans la zone où la cellule fonctionne comme source de tension (à droite du point M de la **figure- (I.49)**). La chute de tension correspondante est liée au courant généré par la cellule.

Quant à la résistance shunt, elle est liée directement au processus de fabrication, et son influence ne se fait sentir que pour de très faibles valeurs du courant. La **figure- I.50- b)** montre que cette influence se traduit par une augmentation de la pente de la courbe de puissance de la cellule dans la zone correspondant à un fonctionnement comme source de courant (à gauche du point M de la **figure- (I.49)**). Ceci provient du fait qu'il faut soustraire du photo-courant, outre le courant direct de diode, un courant supplémentaire variant linéairement avec la tension développée.

I.4.6.2 Influence du flux lumineux

Le photo-courant I_{ph} est pratiquement proportionnel à l'éclairement ou aux flux lumineux E_s . Le courant $I_d(V_d)$ étant par définition le courant direct de la jonction sous obscurité, est normalement non modifié. Ceci n'est valable que pour des cellules n'utilisant pas la concentration du rayonnement solaire ou travaillant sous de faibles concentrations. En effet, la densité des porteurs de charge et donc le courant de saturation sont modifiés par la variation de température et de la concentration de l'éclairement.

Le photo-courant créé dans une cellule photovoltaïque est aussi proportionnel à la surface de la jonction soumise au rayonnement solaire ; par contre la tension de circuit ouvert n'en dépend pas et n'est fonction que de la qualité du matériau et du type de jonction considérée.

La **figure- (I.51)** représente les caractéristiques $I=f(V)$ d'une cellule photovoltaïque sous diverses valeurs d'éclairement. A chacune de ces valeurs de E_s , correspond une puissance électrique maximale que pourrait fournir la cellule. Notons aussi la légère diminution de la tension du circuit ouvert V_{CO} , suite à une chute du flux lumineux.

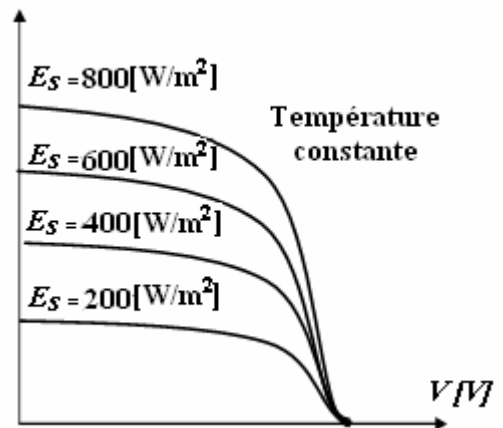


Fig- I.51: Caractéristiques courant- tension d'une cellule PV

I.4.6.3 Influence de la température

La température est un paramètre très important dans le comportement des photopiles. En effet, si la température augmente, le photo-courant augmente à peu près de 3.10^{-2} [mA.K⁻¹ / cm²] de cellule. Par contre, le courant I augmente très rapidement avec T. il engendre une diminution de la tension du circuit ouvert V_{CO} .

Cette diminution est de l'ordre de 2 [mV/°], comme le montre la **figure- (I.52)**. L'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible, d'un ordre de 5.10^{-5} [W/K/cm²] de cellule, soit une variation de 0,35 [% /°] [33]. Le paramètre T peut être intégré dans l'équation caractéristique (I/V) d'une simple cellule PV, comme le montre Sukamongkol dans [63] ;

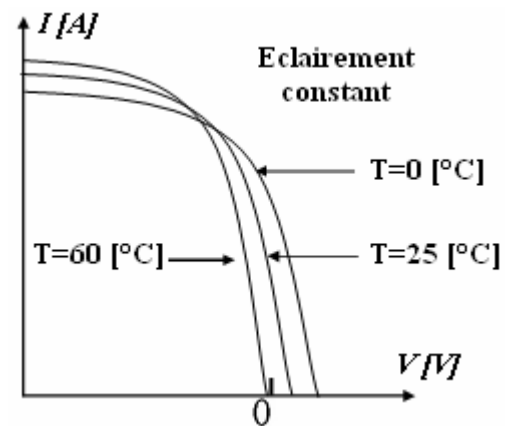


Fig- I.52: Influence de la température

$$I = I_{sc} \frac{E_s}{1000} + \alpha_p (T - T_{réf}) - I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{n_j k T}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (I.8)$$

α_p étant le coefficient de température [% /°C] et T la température de jonction des cellules [K].

Les autres paramètres seront évalués plus en détail dans la section **IV.2.1- a)**.

I.4.7 Limites pratiques et atouts des systèmes PV

I.4.7.1 Les avantages d'une installation photovoltaïque

Les systèmes solaires électriques offrent de nombreux avantages, dont les suivants :

- Ils sont de fonctionnement sûr, non polluants et silencieux ;

L'utilisation de l'énergie solaire permet d'éviter l'utilisation d'énergies fossiles ou nucléaires pour fabriquer la même quantité d'électricité et donc de diminuer d'autant les émissions de gaz à effet de serre ou la production de déchets nucléaires.

De manière générale, **100 [m²] de capteurs** évitent la consommation d'**1 [tep] d'énergies fossiles**.

Une production d'**1[MWh]** permet de substituer **0,086 [TEP]** d'énergie et d'éviter l'émission de **120 [kg] de CO₂**. Il n'y a pas de pièce en mouvement, ni de bruit et pas de production de polluants.

Sur la base de **108 [g] de CO₂ émis par kWh électrique produit [1]**, la **quantité de CO₂ évitée** est de **près de 4 [tonnes /an].L**

- Ils sont très fiables;
- Ils n'exigent presque aucun entretien;
- Ils fonctionnent de façon rentable dans les régions éloignées et dans de nombreuses applications résidentielles et commerciales;
- Ils sont flexibles et peuvent être élargis à n'importe quel moment pour répondre aux besoins en matière d'électricité;
- Ils donnent une autonomie accrue – fonctionnement indépendant du réseau ou système de secours pendant les pannes d'électricité ;
- Production d'électricité décentralisée.

I.4.7.2 Limites pratiques des systèmes PV

- Ils ne conviennent pas aux utilisations à forte consommation d'énergie comme le chauffage. S'il est souhaité d'utiliser l'énergie solaire à cette fin, il sera préférable de considérer d'autres solutions de recharge comme un chauffe eau solaire, qui produit de la chaleur beaucoup plus efficacement.

- Les systèmes raccordés au réseau sont rarement de la technologie PV. Étant donné que ces systèmes peuvent être coûteux, le choix d'un système photovoltaïque dépend souvent d'une décision personnelle axée sur le style de vie – tout comme le type de maison ou de voiture que vous pourriez avoir.

Remarque

◆ Temps de retour énergétique

Pour produire **1 [kWc] de cellules photovoltaïques**, il faut environ **3 000 [kWh] d'énergie**. Dans les conditions optimales, **1 [kWc] produit 1 000 [kWh /an]**.

Donc, le temps de retour énergétique est de 3 à 5 ans (y compris supports, cadres et câbles) sans prendre en compte le transport en fonction des performances énergétiques du générateur, à comparer aux 30 années de fonctionnement du capteur.

I.5 Générateur diesel

Dans le cas des installations autonomes, il est nécessaire de recourir au stockage ou d'ajouter un ou plusieurs groupes électrogènes diesels.

Dans un SEH, le générateur classique est généralement le moteur diesel directement couplé au générateur synchrone (**figure- (I.53)**). La fréquence du courant alternatif à la sortie est maintenue par un gouverneur de vitesse sur le moteur diesel [12]. Le gouverneur fonctionne en ajustant le flux de carburant au diesel, pour garder la vitesse du moteur et la vitesse du générateur constantes.

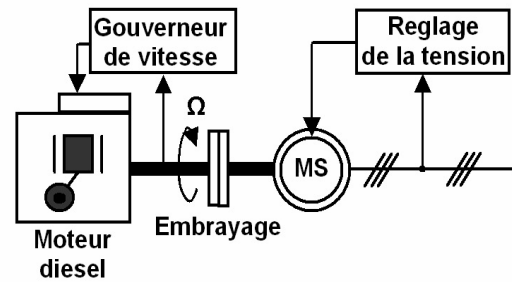


Fig- I.53: Configuration du générateur diesel

I.5.1 Réserve tournante

La réserve tournante est définie en [64] comme étant l'exigence du système de commande définie par la capacité des générateurs classiques de couvrir les changements immédiats causés par l'arrêt des générateurs d'énergie renouvelable et par l'augmentation soudaine de la charge. En effet, la réserve tournante détermine la capacité instantanée de réserve minimale du GD en fonction des prévisions de la production d'énergie renouvelable et de l'évolution de la charge. Une réserve d'énergie doit être toujours disponible pour éviter l'effondrement du système lors d'une réduction soudaine de la production d'énergie renouvelable.

I.5.2 Temps de fonctionnement minimal

Cette stratégie consiste à maintenir le GD en fonctionnement pour une durée minimale prédéfinie en fonction de la variabilité de la charge ou de la variabilité de l'énergie renouvelable [65].

Celle-ci est utilisée pour réduire le nombre de démarrages/arrêts quand la puissance nette (la différence entre la puissance consommée par la charge et la puissance renouvelable) varie beaucoup. La minimisation du nombre de démarrages/arrêts du GD peut permettre d'éviter l'usure des moteurs diesels et leurs démarreurs et en même temps réduire la consommation de carburant.

I.5.3 Hystérésis

Cette stratégie est souvent utilisée pour commander la déconnexion du générateur diesel [12]. Le GD est arrêté seulement si la puissance renouvelable est supérieure à la demande de la charge. Ce surplus minimal d'énergie (ou hystérésis) peut être mesuré à partir de la variation de fréquence du réseau quand cette fréquence est fixée par le GD utilisant un régulateur type proportionnel (P) et à partir de son niveau de charge quand il utilise un régulateur type Proportionnel-Integral (PI).

I.6 Dispositifs de stockage de l'énergie [66, 67]

La batterie sert à stocker l'énergie produite par la ou les sources d'énergie. Il y a nécessité de stockage à chaque fois que la demande énergétique est décalée dans le temps vis-à-vis de l'apport énergétique externe. En effet,

- Cette demande est fonction de la charge à alimenter, les appareils utilisés fonctionnent soit en continu, soit à la demande ;
- L'apport énergétique est périodique (alternance jour/nuit, été/hivers) et aléatoire (conditions météorologiques), et c'est ce décalage entre la demande et l'apport énergétique qui exige un stockage d'énergie.
 - o Le stockage direct de l'énergie électrique en courant alternatif est impossible, il résulte qu'à tout instant la production doit équilibrer exactement la demande.
 - o Le stockage de l'énergie électrique n'est envisageable qu'en courant continu par :
 - accumulation d'énergie dans le champ électrique d'un condensateur ou d'une super capacité ;
 - dans le champ magnétique d'une bobine à supraconducteur (SMES) ;
 - ou enfin sous forme d'énergie chimique dans un accumulateur électrochimique (batteries).
 - o Une conversion de l'énergie peut cependant toujours être effectuée pour accumuler de l'énergie sous forme cinétique (dans des volants d'inertie) ou potentielle (par accumulation d'eau).

Nous ne nous intéressons qu'à la seconde forme de stockage.

A cause donc de la nature aléatoire des ressources renouvelables, les accumulateurs doivent pouvoir résister sans dommages à de nombreux cycles de charge et de décharge. La profondeur de décharge auquel un accumulateur peut être soumis dépend de son type. Ainsi, les accumulateurs plomb-calcium sont utilisés pour des applications où la décharge est inférieure à 20 % par cycle (décharge faible).

Les accumulateurs nickel-cadmium et quelques types d'accumulateurs plomb-antimoine, peuvent être utilisés pour des applications où la décharge pourrait excéder 80 % (décharge profonde).

En dépit qu'elles s'unissent toutes sur les fonctions importantes à remplir, à savoir l'autonomie, le courant de surcharge et la stabilisation de la tension, chacune a ses propres particularités et, selon les méthodes de construction, elles auront des caractéristiques de fonctionnement très différentes. La batterie plomb-acide est la plus connue étant utilisée depuis plus de 150 ans pour fournir le courant de démarrage de voitures, l'électricité des systèmes d'urgence et la force de traction des véhicules électriques.

La batterie au nickel-cadmium est conçue pour répondre à un besoin prolongé de stockage d'énergie dans des conditions de fonctionnement extrêmes et de maintenance minimale.

Une des différences les plus importantes entre les batteries plomb-acide et nickel-cadmium réside dans leur tension de fonctionnement. Alors qu'une cellule au plomb-acide fournit une tension nominale de 2 [V], celle au nickel-cadmium en fournit une de 1,2 [V].

- Dans le cas d'une unité de production non raccordée au réseau, la présence d'un dispositif de stockage s'impose dans la mesure où consommation et production sont fortement découplées.
- Pour un système raccordé au réseau, un dispositif de stockage ne semble nécessaire qu'en cas de défaillance du réseau. Dans ce cas, il est dimensionné de manière à assurer un fonctionnement, éventuellement en mode dégradé, pour la durée de la coupure.

Cependant si ces unités de productions, qui ont un caractère aléatoire de par la nature des sources utilisées, viennent à se multiplier et à atteindre des proportions non négligeables alors les dispositifs de stockage joueront un rôle important pour assurer la stabilité du réseau.

I.6.1 Autonomie et dimensionnement des batteries

Dimensionner la batterie, c'est choisir un stockage tampon permettant de s'affranchir des variations climatiques temporaires.

Dans ce processus de dimensionnement, la capacité de la batterie est déterminée selon l'autonomie requise du système, donnée en termes de jours.

Elle est définie comme le temps durant lequel la charge peut être satisfaite, à compter la nuit ainsi que le temps nuageux, sans présence de génératrice d'appoint ou le moindre apport externe tel le solaire ; à commencer bien évidemment par un état de charge complet des batteries.

Ainsi, la capacité de stockage correspond, dans le cas d'une installation photovoltaïque, à une consommation de 3 à 7 jours sans recharge, voire 10 jours pour les installations nécessitant une grande marge de sécurité.

Par conséquent, le stockage représente une part très importante du coût total de l'installation, d'autant plus que la durée de vie des accumulateurs est bien inférieure à celle des panneaux photovoltaïques et des convertisseurs.

Avec les charges non constantes (saisonnière, mensuelle ou hebdomadaire), cela est considéré tel le cas le plus défavorable de toute une année.

Le calcul prend en compte le seuil de déconnection du minimum d'état de charge et du rendement énergétique des batteries.

Une correction de capacité est également appliquée, mode ayant lieu plutôt lors des décharges lentes (correspondant environ à la capacité C100, c'est à dire dont la décharge se produit en environ 100 heures).

Dans les installations PV, lorsque une importante autonomie est définie, le processus d'optimisation du système global choisira la plus petite taille du champ PV qui correspondra juste à la probabilité de pertes de charge, ce qui peut mener vers un très faible état de charge des batteries au cours de longues périodes de l'année et à la destruction de ces dernière, par conséquent.

Dans ces cas, la taille du champ devrait être augmentée.

Mais outre la capacité de stockage, le système de stockage, il doit en effet également répondre aux critères suivants lors du dimensionnement [40]:

- Puissance crête déterminée ;
- Cyclabilité élevée ;
- Bon rendement en charge et en décharge dans la gamme de puissance en production et en consommation ;
- Pertes d'auto-décharges faibles ;
- Coûts réduits.

Et malgré un nombre de cycles limités, les accumulateurs électrochimiques représentent aujourd'hui la solution qui a la plus grande maturité industrielle et qui semble offrir le meilleur compromis coût-performances pour cette application. Le stockage électromécanique d'énergie, conçu pour ce type d'application, semble être une alternative possible dans l'avenir [68, 69].

I.6.2 Détermination de la capacité d'un accumulateur

La capacité de la batterie exigée pour supporter l'énergie de la charge à alimenter est calculée par l'une des expressions suivantes :

$$C_B = \frac{\text{Consommation journalière du système} \cdot \text{Durée d'autonomie journalière}}{0,6}$$

avec :

Le 0,6 : un coefficient traduisant le fait que la capacité réellement disponible sur le terrain est à tout moment égale à 60 % de la capacité nominale. Il dépend principalement de la technologie de l'accumulateur, et surtout de la réduction de sa capacité de stockage aux basses températures.

Et on appelle Capacité utile, cette capacité réduite :

$$\text{Capacité utile} = \text{Capacité nominale} \cdot \text{pourcentage utile}$$

$$\text{ou bien par: } C_B = \frac{W_{bat}}{\eta_D \left[n_b \cdot \bar{V}_{BB,D} \right] P_D \cdot N_{bat}}$$

avec :

W_{bat} : énergie exigée de la batterie par décharge ;

η_D : rendement de décharge ;

n_b : est le nombre de cellules en série dans une batterie ;

$\bar{V}_{BB,D}$: la tension moyenne d'une cellule durant la décharge ;

P_D : profondeur de décharge ;

N_{bat} : nombre de batteries en parallèle.

I.6.3 Choix de la technologie

Les principales caractéristiques des batteries sont:

- **La tension nominale** : c'est la force électromotrice de l'accumulateur en fonction du couple électrochimique utilisé.

- **La tension de charge** : c'est la tension minimale à appliquer pour charger efficacement l'accumulateur.

- **La capacité nominale**: c'est la quantité d'énergie que l'on peut stocker dans la batterie, elle s'exprime en ampères-heures (Ah). Elle est donnée dans des conditions de référence (durée de décharge de 20 [heures] et température de 25[°C]).

- **La profondeur de décharge** : rapport entre la quantité d'électricité déchargée à un instant t et la capacité nominale.

Il y a différents types de batteries. Celles-ci diffèrent de part leur taille, leur utilisation et leur mode de construction.

Grosso modo, deux cas se présentent :

- **La tension de travail est de 6, 12, 24 ou 48 [V]** : le choix sera un stockage en batterie Plomb pour les capacités de 2 [Ah] et plus, NiCd pour les capacités inférieures à 2 [Ah] (ou pour une grosse capacité si une très haute fiabilité est nécessaire).

- **La tension de travail est un multiple de 1,2 [V]** : le choix s'orientera vers un NiCd et se limitera à des capacités inférieures à 2 [Ah].

D'autres considérations peuvent conditionner le choix d'un accumulateur telles l'autodécharge, la tenue en température, le poids, le volume disponible, la durée de vie et le degré d'entretien (les batteries au Plomb demandent un entretien 1 à 2 fois par an du niveau d'électrolyte).

I.6.4 Tableau comparatif des différentes technologies

Type	Energie massique [Wh/kg]	Tension d'un élément [V]	Durée de vie (nombre de recharges)	Temps de charge [heures]	Autodécharge par mois [%]
Plomb	30-50	2	200-300	8-16	5
Ni-Cd	48-80	1,25	1500	1	20
Ni-Mh	60-120	1,25	300-500	2-4	30
Li-ion	110-160	3,7	500-1000	2-4	10
Li-Po	100-130	3,7	300-500	2-4	10

Tableau- I.4: Comparaison des différentes technologies de batterie

Les batteries utilisées dans les systèmes solaires autonomes, sont en général de type plomb-acide (type batterie de voiture).

I.6.5 Etat de charge EDC (SOC) de la batterie

L'état de charge d'une batterie **EDC** est la quantité d'énergie encore disponible en [Ah] divisé par la capacité nominale de la batterie.

Si $EDC = 1$ la batterie est pleine, si $EDC = 0$, alors la batterie est vide.

La profondeur de décharge PD est le complément de l'état de charge c'est-à-dire $PD = 1 - EDC$.

I.6.5- a) Probabilité de pertes de charge

On définit une autre grandeur, qui s'impose dans ce cadre, il s'agit de la probabilité de pertes de charge "LOL" (Lost Of Load probability). Elle correspond à la probabilité qui existe que les besoins de consommateurs ne puissent être subvenus (la fraction du temps où les batteries se trouvent déconnectées par mesure de sécurité), décrite plutôt en termes de temps que d'énergie.

Durant le processus de dimensionnement, la LOL permet la détermination de la taille du champ PV, pour une capacité de batterie donnée.

I.6.5- b) La méthode de charge

La charge des accumulateurs au Plomb se fait à tension constante. La tension de charge pour un élément est de 2,3 à 2,4 [V].

Ce qui fait une tension de charge totale de 13,8 à 14,4 [V] pour une batterie de 12 [V]. Cette tension est nécessaire pour que la charge s'effectue correctement. Une fois chargé, l'élément présente une tension de 2,1 [V], soit 12,6 [V] pour une batterie dite 12 [V].

Du fait de la faible résistance interne de la batterie, au début de la charge il faut limiter le courant. Sinon il y a un risque d'échauffement des plaques qui alors se détérioreraient. De plus le chargeur serait en butée de puissance et risquerait de se détruire. La valeur normale de limitation de ce courant est égale à environ 1/4 à 1/5 de la capacité nominale pendant 20 [heures].

Systématiquement le courant et le temps de charge doivent être indiqués sur la batterie. Lorsque la batterie est chargée l'idéal est de continuer à lui fournir un petit courant d'entretien sous une tension plus faible, dite "tension de floating". Cette tension aura une valeur entre 2,25 [V] et 2,28 [V] par élément, soit environ 13,6 [V] pour une batterie 12 [V]. Ce courant d'entretien permet d'avoir toujours à disposition une batterie en pleine charge.

Les batteries sont chargées idéalement en 3 différentes phases :

- **Phase 1** : Le courant est limité à un taux d'environ 1/5 de la capacité nominale. La tension augmente petit à petit jusqu'à atteindre son seuil maximum régulé à 2,35 [V/élémt].

- **Phase 2** : La tension de charge est régulée à 2,35 [V/élémt], le courant de charge diminue alors jusqu'à devenir inférieur à $C_B/100$. Cette phase doit durer maximum 20 heures, la tension ne doit pas rester au dessus de 2,26 [V] plus longtemps. La batterie est chargée à l'issue de cette phase.

- **Phase 3** : Une fois la batterie chargée (après environ 20 [heures] de charge) on passe en mode charge d'entretien (Floating) pour la maintenir à 100 % de charge. La tension alors appliquée à la batterie sera autour de 2,26 [V/élémt].

Les phases 2 et 3 peuvent être combinées en limitant dès le début la tension à 2,65 [V] /élémt. La batterie se chargera alors très bien, mais on n'obtiendra que 95 % de charge. L'avantage est qu'ainsi on n'a pas à surveiller le moment de la fin de la charge.

I.6.6 Rendement

Le rendement à petits courants de charge/décharge est pratiquement constant. Pour une batterie neuve on prend une valeur de 0,9 [Ah] ou 0,83 [Wh]. Ce rendement dépend fortement de l'état de charge de la batterie : pour un état de charge « moyen », il est élevé et baisse ensuite rapidement lorsque l'on atteint la fin de charge et que le courant n'est plus absorbé par la masse active mais commence à électrolyser l'eau.

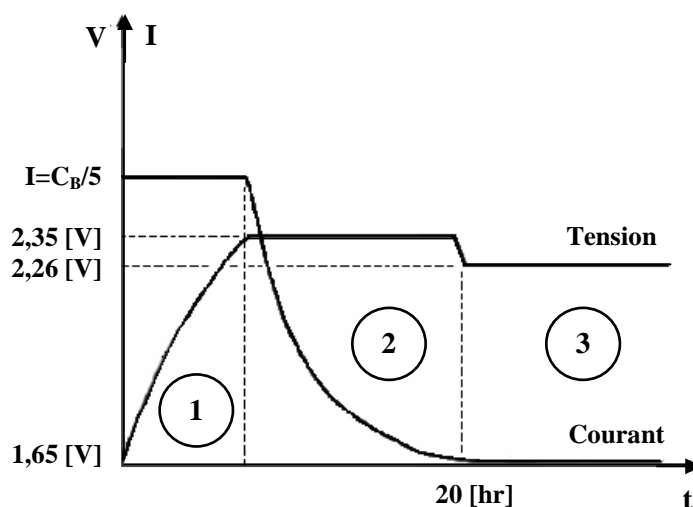


Fig- I.55: Courbe de charge d'un élément plomb-acide

I.6.7 Cycles et durées de vie

Le nombre de cycles maximal et la durée de vie sont fortement dépendants de la technologie de fabrication et des conditions d’utilisation.

Par exemple, en utilisation dans les pays chauds, c’est-à-dire où la température ambiante est supérieure à 35 [°C], si on fait l’hypothèse que les phénomènes de corrosion seront les premiers à limiter la durée de vie de la batterie et que le nombre maximal de cycles ne sera pas atteint, on aura tendance à limiter la capacité et on choisira des cycles journaliers de charge/décharge de l’ordre de 80 %.

En revanche, en pays tempérés, en utilisant un régulateur de qualité, les phénomènes de corrosion peuvent être limités et le choix du dimensionnement de la batterie et de la profondeur de décharge dépendra de nombreux critères comme :

- L’autonomie désirée en tenant compte des variations météorologiques ;
- Les coûts de remplacement des batteries en fonction du transport, de la facilité d’accès au site, du coût de la main d’œuvre ;
- Les capacités d’investissement au départ et les frais financiers d’amortissement ;
- L’aspect environnemental, comment recycler localement les batteries.

En première approximation, le nombre de cycles sera inversement proportionnel à la profondeur de décharge. Les batteries modernes sont la plupart à faible autodécharge, c’est-à-dire qu’elles perdent moins de 3 % de capacité par moins de 20 [°C]. Cependant cette valeur triple à 30 [°C].

Les solutions d’accumulateur ne manquent pas, mais elles sont toutes coûteuses, dissipent de l’énergie lors des opérations d’échanges et s’usent au cours des cycles de charge décharge. C’est en tout cas l’un des points cruciaux du développement des systèmes de production électrique du futur. La **figure- (I.56)** montre schématiquement comment pourraient être constitués, dans un futur proche, les réseaux électriques. Ils intègreraient les anciennes usines centralisées et tous les nouveaux acteurs décentralisés ou dispersés munis de moyens de stockage, par conséquent également décentralisés. Un tel système permettrait une réelle pénétration des ressources renouvelables sans mettre en danger la stabilité du réseau et en offrant la possibilité d’ilotage des producteurs décentralisés équipés d’accumulateurs, conférant ainsi au système une quasi invulnérabilité [70].

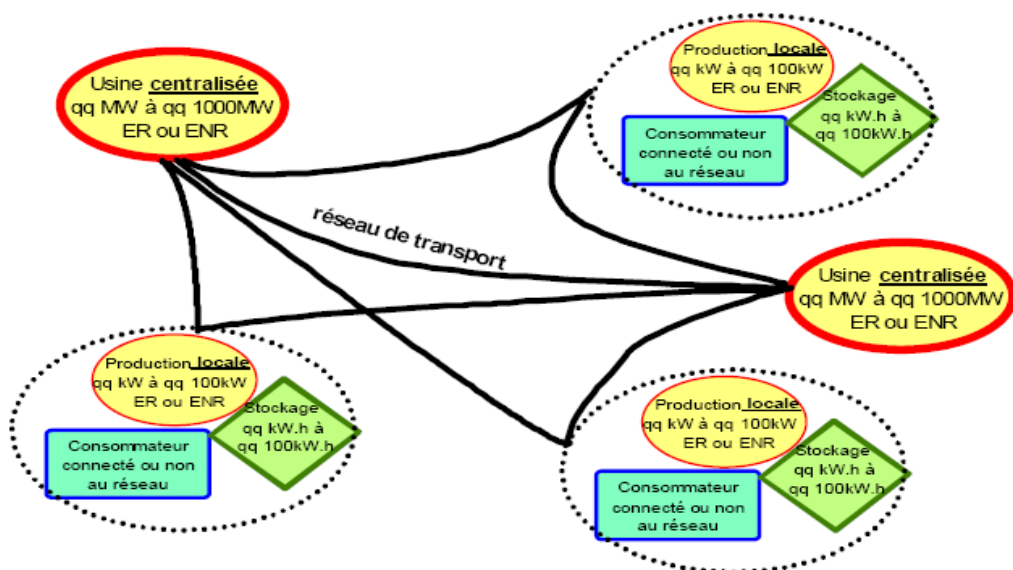


Fig- I.56: Système de productions centralisée et décentralisée en réseau (ER ou EN.R = Energies renouvel., ENR = Energies Non Renouv.)

I.6.8 Gestion du stockage

Deux types de stockage [12] sont utilisés dans les SEH : le stockage à court terme et le stockage à long terme.

La stratégie de stockage à court terme, «Peak Shaving Strategy », permet de filtrer les fluctuations des énergies renouvelables et/ou de la charge. Cette stratégie réduit également le nombre de cycles démarrage/arrêt des générateurs diesels, donc la consommation de carburant.

On trouve principalement des systèmes à stockage inertiel dont le développement se marie actuellement à l'utilisation de machines rapides. Et de part leur dynamique plus rapide que celle des batteries, les super capacités, s'estimant désormais jusqu'à 1800 [F][71] présentent un intérêt incontournable.

Le stockage à long terme, « Cycle Charge Strategy » est utilisé pour alimenter la charge sur une période de temps plus longue, notamment celles où le vent est insuffisant [17]. Cette stratégie, permet d'améliorer l'équilibre énergétique et de réduire les cycles démarrage/arrêt des GD et donc, la consommation de carburant. Avec cette stratégie, le GD est arrêté jusqu'à ce que l'état de charge du système de stockage atteigne un niveau minimal. Une fois ce seuil atteint, le GD redémarre et reste en fonctionnement jusqu'à ce que l'état de charge du système de stockage atteigne un niveau maximal et le cycle se répète encore une fois et ainsi de suite.

On connaît bien les batteries, mais l'on voit également des systèmes complexes tels que les systèmes à air comprimé ou encore l'électrolyse associée à une pile à combustible, qui ne cessent de se développer.

Les deux stratégies précitées pouvant être associées [72, 73].

I.7 Le régulateur de charge

Les énergies renouvelables sont de nature aléatoire et intermittente et les besoins en électricité ne correspondent pas souvent aux heures de pic de la ressource requise.

On équipe alors le système, de batteries d'accumulateurs qui permettent de stocker l'électricité puis la restituer en temps voulu. Ainsi, quand l'énergie produite est supérieure à l'énergie consommée, l'excédent d'électricité est stocké dans des batteries jusqu'à ce que la limite de charge de ces dernières soit atteinte. Inversement, quand l'énergie produite est inférieure à l'énergie consommée, les batteries fournissent la quantité d'énergie manquante jusqu'à ce que la limite de décharge des batteries soit atteinte.

Le régulateur se trouve alors au coeur du fonctionnement d'un système autonome. Il est indispensable pour protéger la batterie contre de probables surcharges ou décharges profondes (en coupant la provision aux utilisateurs), nocives à sa durée de vie.

En effet, dans une application solaire, c'est presque toujours la batterie qui vit le moins longtemps si l'on n'y prend pas garde. Et améliorer la durée de vie d'une batterie consiste à empêcher :

- La surcharge : évite que la tension dépasse un certain seuil ;
- La décharge profonde : évite que la batterie ne soit vidée de plus de 60 à 70 % de sa charge.

On réalise ces deux fonctions avec un régulateur de charge-décharge connecté avec les panneaux, la batterie et la charge électrique.

Trois différentes méthodes de contrôle de charge sont généralement utilisées: les types série, shunt et le MPPT (Maximum Power Point Tracker).

- Les régulateurs de type série incorporent un interrupteur entre le générateur et l'accumulateur afin d'arrêter la charge.
- Pour les régulateurs de type shunt, le courant de charge des batteries est dévié vers une résistance et un court-circuit est effectué au niveau des modules solaires en fin de charge.
- Les régulateurs à recherche de point de puissance maximum, afin de réaliser une transformation en puissance, utilisent un circuit électronique spécial permettant de soutirer en permanence du champ de capteurs sa puissance maximale.

Leur configuration est donnée par les schémas ci-dessous ;

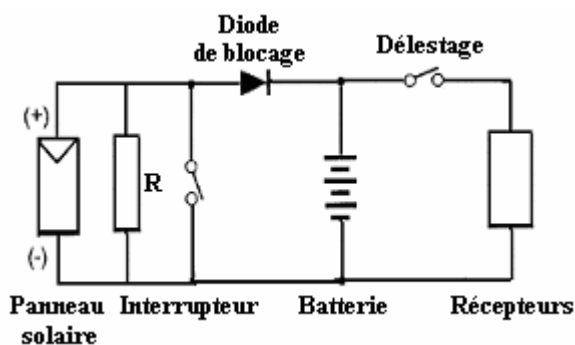


Fig- I.57: Schéma d'un régulateur de type shunt

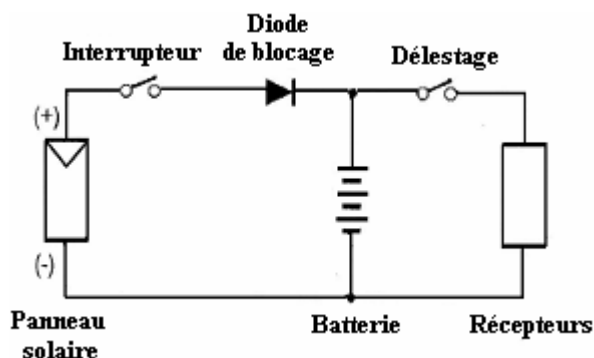


Fig- I.58: Schéma d'un régulateur de type série

I.7.1 Régulateurs MPPT

Dans ce régulateur, un circuit mesure en permanence la tension et le courant du panneau pour tirer de l'énergie au point de puissance maximale (MPPT Max Power Point Tracker). Ceci permet de garantir que le maximum d'énergie sera récupéré, quels que soient la température et l'ensoleillement. En général, ces régulateurs fonctionnent soit en élevant, soit en réduisant la tension. Un premier circuit ajuste la demande au point de puissance maximale de l'ensemble des panneaux et un deuxième circuit transforme le courant et la tension pour l'adapter au type de batterie. L'avantage de ce type de régulateur est qu'il permet de travailler dans une grande plage de température et ainsi récupérer l'excès non négligeable de tension en hiver lorsque le point de puissance maximale peut monter au-dessus de 17 à 18 [V] dans un système 12 [V].

Des données davantage dans le détail seront fournies plus loin, pour le régulateur MPPT.

I.7.2 Principe de fonctionnement d'un régulateur de charge

La tension d'une batterie chargée à courant constant augmente de façon linéaire jusqu'à ce qu'elle atteigne pratiquement la fin de charge où soudainement elle augmente beaucoup plus rapidement.

C'est lorsque sa matière active est presque complètement transformée et quand l'électrolyte commence à libérer des gaz (décomposition de l'eau en hydrogène et oxygène). Si on laisse durer ce phénomène, la batterie deviendra surchargée, ce qui accélérera la corrosion du plomb, fera perdre de l'électrolyte et endommagera les plaques de plomb.

La fonction principale du régulateur est d'empêcher cette surcharge.

Une légère gazéification est cependant nécessaire et recommandée car lorsque la gazéification commence, une partie du courant entrant va permettre de terminer la charge, tandis que le reste produira l'électrolyse et les gaz traversant l'électrolyse vont l'agiter et ainsi, homogénéiser son acidité.

Si on n'atteint jamais ce stade final, l'électrolyte deviendra stratifié, la concentration d'acide sera plus importante au fond du bac, ce qui accélèrera la corrosion des plaques et entraînera une sulfatation. La sulfatation est la transformation d'une partie du plomb actif en cristaux durs qui ne peuvent plus participer au stockage de l'énergie. Ces deux phénomènes causeront une diminution de la durée de vie de la batterie.

Afin de paramétrer le régulateur de charge, il est nécessaire d'utiliser deux valeurs caractéristiques de la batterie : la tension de fin de charge V_{fc} et la tension de recharge V_{re} , valeur pour laquelle le processus de charge recommence. La plupart des régulateurs travaillent en tout ou rien et utilisent ces deux tensions pour arrêter ou recommencer la charge. Pour interrompre le courant, on peut utiliser un relais, un transistor ou bien un MOSFET.

Quand la tension aux bornes de la batterie atteint 14,5 [V] (seuil haut typique pour une batterie de 12 [V] nominale comme la notre), le régulateur coupe la liaison avec le panneau, ce qui implique que la batterie n'est plus chargée. Cette charge est rétablie vers 13,5 [V]. De même, quand la tension atteint 11,5 [V] (seuil bas typique), le régulateur coupe la liaison avec le récepteur, ce qui ne permet plus son utilisation, puisqu'il met ainsi l'appareil hors service jusqu'à ce que la tension batterie soit revenue à un niveau de 12,5 [V]. Il rétablit alors l'utilisation [74].

I.7.3 Comparaison des différentes technologies de régulateurs

Les avantages et les désavantages des différentes technologies de régulateur sont donnés dans le tableau suivant ;

Type de régulateur	Méthode de charge	Avantage	Désavantage
Shunt-interrupteur	On/Off	<ul style="list-style-type: none"> Faible résistance de passage entre panneau et batterie. Simple, fiable si bien dimensionné. 	<ul style="list-style-type: none"> Fin de charge difficile à atteindre. Diode de blocage importante. Tension de passage plus élevée. Tension plus élevée sur l'interrupteur en cas de surtension.
Shunt-linéaire	Tension constante	<ul style="list-style-type: none"> Fin de charge optimale. Faible résistance de passage entre panneau et batterie. 	<ul style="list-style-type: none"> Dissipation thermique importante. Diode de blocage importante. Tension de hot spot plus élevée.
Série-interrupteur	On/Off	<ul style="list-style-type: none"> Simple et fiable. Faible résistance de passage entre panneau et batterie. 	Fin de charge difficile à atteindre.
Série-linéaire	Tension constante	<ul style="list-style-type: none"> Fin de charge optimale. Surtension sur l'interrupteur Réduite. 	<ul style="list-style-type: none"> Dissipation thermique importante. Tension de passage plus élevée.
Série-PWM	Tension constante	<ul style="list-style-type: none"> Fin de charge optimale. Dissipation thermique réduite. 	<ul style="list-style-type: none"> Tension de passage plus élevée. Electronique plus complexe. Génère des parasites sur les équipements sensibles proches.
MPPT	Tension constante	Rendement plus élevé à haute température	<ul style="list-style-type: none"> Coût Génère des parasites sur les équipements sensibles proches.

Tableau- I.5: Comparaison des performances de différents types de régulateurs de charge

Bien que les modes de commandes sophistiquées puissent être utilisées dans quelques systèmes photovoltaïques, le type de régulateurs actuellement disponibles dans PVSYST agit uniquement sur la base "Ouvert/ Fermé".

Ses actions sont basées sur la tension batterie, chacune est caractérisée par deux seuils - marche et arrêt - pouvant être donnés en valeurs spécifiques par élément, ou pour la batterie toute entière.

Ses caractéristiques sont portées en annexe.

I.8 Convertisseurs

L'énergie électrique utilisée en industrie et chez les particuliers provient principalement du réseau triphasé (hormis les piles, les accumulateurs ;.....). Or les dispositifs utilisant cette énergie ne fonctionnent que très rarement sous forme d'ondes sinusoïdales à 50 [Hz] (ou 60 [Hz]).

La mise en forme de l'onde électrique afin de l'adapter aux besoins des consommateurs est assurée par les convertisseurs de puissance.

Trois types sont souvent rencontrés dans les SEH : les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs ;

Les redresseurs réalisent la conversion CA/CC. Dans le SEH, ils sont souvent utilisés pour charger des batteries à partir d'une source à CA. Ce sont des appareils relativement simples, pas chers et à bon rendement.

Les onduleurs convertissent le CC en CA. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec des sources à CA. Les onduleurs sont autonomes lorsqu'ils imposent leur propre fréquence à la charge. L'onduleur non autonome exige la présence d'une source à CA pour fonctionner.

Il y a aussi des onduleurs qui peuvent assurer les deux régimes de fonctionnement: autonome ou en parallèle avec un autre générateur. Ceux-ci sont les plus flexibles, mais sont aussi les plus chers. Parfois, les fonctions de redresseur et d'onduleur sont réalisées par un seul appareil.

Les hacheurs, le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC, par exemple, pour adapter la tension entre deux sources.

I.9 Charges

Les charges électriques rendent utile la puissance électrique. Il existe des charges à caractère résistif et inductif. Les charges résistives incluent les ampoules à incandescence, les chauffe-eau etc. Les appareils utilisant des machines électriques sont des charges résistives et inductives. Elles sont les principaux consommateurs de puissance réactive. Les charges à CC peuvent avoir aussi des composants inductifs, mais les seuls effets introduits par ceux-ci sont les variations transitoires de tension et courant pendant les changements dans le fonctionnement du système.

I.10 Coût d'une installation PV

Le prix d'une installation photovoltaïque dépend notamment de la puissance voulue, du mode d'installation, de l'onduleur et des frais d'installation. Ceux-ci représentent souvent 20 % de l'investissement et peuvent varier selon qu'il s'agit d'une nouvelle construction ou d'un ancien bâtiment, d'une superstructure ou d'une intégration dans le toit, en fonction de la distance entre les panneaux et l'onduleur, entre l'onduleur et le tableau électrique, etc.

Le coût du matériel a fortement baissé ces dernières années mais représente tout de même encore la majeure partie de l'investissement (80 %). Les frais de maintenance sont ensuite très minimes.

Le prix moyen d'une installation photovoltaïque se situe actuellement en Europe entre 5,5 à 7 [€/Wc] hors TVA pour des panneaux standard au silicium polycristallin.

L'installation de panneaux solaires photovoltaïques requiert un certain investissement préalable qui, peut être en grande partie récupéré via plusieurs filières.

Une aide pour les frais d'investissement peut toujours être demandée auprès d'institutions bancaires; certaines banques proposent des conditions de prêt intéressantes pour de telles installations, en guise d'encouragement.

D'autres solutions consistent à chercher d'autres personnes intéressées pour faire un achat groupé - les commandes en plus grandes quantités permettent d'obtenir des prix plus avantageux - ou un cofinancement.

Conclusion

Une brève description du SEH à étudier a été réalisée dans ce chapitre. Notre travail portant sur un SEH composé d'une éolienne, des panneaux photovoltaïques, d'un générateur diesel et batteries de stockage, une attention particulière a été consacrée à chacun d'eux.

Chap. II

**Evaluation
des gisements
relatifs au PV/Eolien**

II/ Evaluation des gisements relatifs au PV/Eolien

Introduction

Le gisement solaire/éolien est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire/vitesse du vent, disponibles dans un site donné et au cours d'une période donnée. Son évaluation peut se faire à partir des données de l'irradiation solaire globale, et de la vitesse du vent. Pour effectuer le dimensionnement le plus exact possible, compte tenu des demandes en énergie à satisfaire, l'étude du gisement est le point de départ de toute investigation, cette dernière passe bien évidemment par une incontestable assimilation de la terminologie. Celle liée au gisement solaire notamment au rayonnement, étant plus riche et plus vaste, cela ressort dans ce qui suit.

II.1 Le rayonnement solaire

La conception de systèmes PV nécessite la connaissance du rayonnement solaire utile sur le site d'installation, dans le plan des panneaux solaires. C'est l'un des paramètres essentiels de l'étude préalable ; pour un besoin électrique donné, plus d'énergie reçue implique moins de panneaux à installer et inversement, d'où cette étude.

Le rayonnement est de l'énergie transportée par des ondes électromagnétiques. La surface du soleil qui nous envoie le rayonnement est appelée la photosphère et se trouve à une température de 5777 [K]. L'énorme quantité d'énergie émise par le soleil trouve sa source dans les réactions nucléaires qui y ont lieu. Le rayonnement émis par le soleil se rapproche fort de celui d'un corps noir à la température de 5777 [K].

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée et la plus abondante, sur terre. Sa répartition est donnée sur la **figure- (II.1)** ;

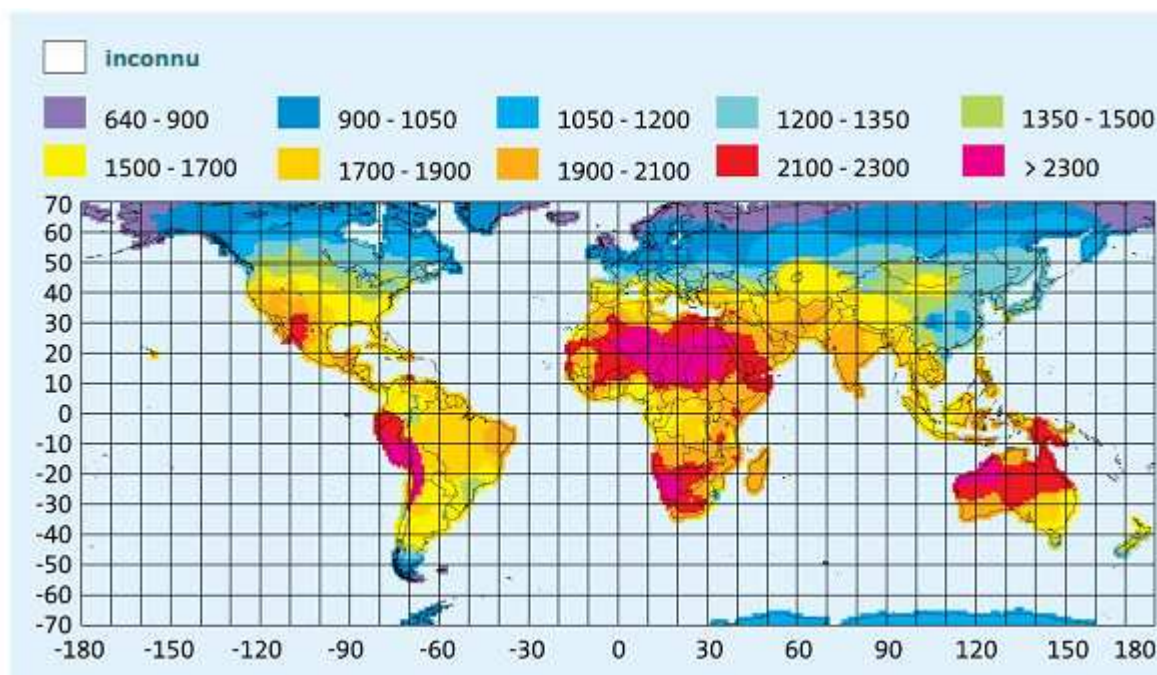


Fig- II.1: Rayonnement solaire dans le monde ([kWh/m².an])

La quantité d'énergie libérée par le soleil (captée par la planète terre) pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant un an. Et pourtant, elle en capte qu'une infime partie, un dix-milliardième environ, ce qui représente néanmoins un peu plus que $1,6 \cdot 10^{18}$ [kWh/an], équivalent à une puissance continue de $180 \cdot 10^6$ [GW], 30 % sont directement réfléchis dans l'espace, 45 % sont absorbés, convertis en chaleur et rayonnés dans l'infrarouge. Les 25 % restant alimentent les cycles hydrologiques (24 %) et la photosynthèse (0,06 %) soit l'équivalent d'une moyenne de $45 \cdot 10^6$ [GW].

L'énergie rayonnée au sol vaut environ $720 \cdot 10^{15}$ [kWh]. Selon les régions, l'énergie reçue à la surface de la terre varie, par mètre carré, de 1100 à 2300 [kWh/an], soit une puissance moyenne (répartie sur l'année, en tenant compte des alternances jour-nuit et des périodes nuageuses) de 120 à 260 [W/m²] et une puissance crête de plus d' 1 [kW/m²] [32].

En effet, la densité d'énergie solaire qui atteint la frontière externe de l'atmosphère, estimée à 1360 [W/m²] à des variations près en l'année, subit des dispersions, du fait de son absorption partielle par les gaz atmosphériques et la vapeur d'eau. Ce flux dépend de l'angle d'incidence et donc de l'épaisseur atmosphérique traversée [75].

Au sommet de l'atmosphère, le spectre solaire s'étend de 200 à 3000 [nm]. L'énergie reçue se répartit comme suit :

- 9 % dans la bande des UV (< 0,4 [μm]) ;
- 43 % dans la bande visible (0,4 à 0,8 [μm]) ;
- Et 48 % dans la bande des infrarouges (0,7 à 3 [μm]).

98,8 % de l'énergie du spectre est contenu dans la bande des longueurs d'onde inférieures à 2500 [nm].

Les longueurs d'ondes des rayonnements électromagnétiques du flux d'énergie sont assez différentes du corps noir dans l'espace, mais encore plus sur la terre telle qu'elle le montre la **figure-II.2** ;

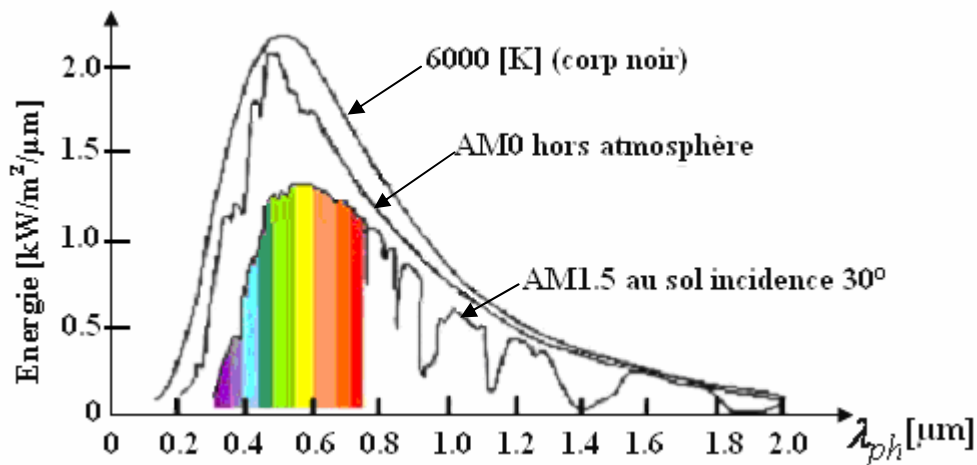


Fig- II.2: Répartition spectrale du rayonnement solaire

- Dans les conditions AM0 : hors atmosphère à haute altitude.
- Dans les conditions AM2 : pour atmosphère terrestre, le soleil étant à 30° sur l'horizon.

La distance moyenne de la terre au soleil qui est de 150.10^6 [km], la puissance radiative reçue du soleil sur une surface perpendiculaire aux rayons et située hors de l'atmosphère terrestre est une constante et vaut 1367 [W/m^2]. Cette quantité est connue sous le nom de constante solaire G_{sc} .

On serait tenté de penser que, l'énergie solaire hors atmosphère étant connue, ainsi que la course du soleil en tout point du globe, on peut reconstituer l'énergie solaire reçue au sol. Ce serait le grand oubli que l'atmosphère affecte largement le rayonnement solaire.

II.1.1 Ses composantes

Traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire subit des modifications quantitatives et qualitatives. Le spectre du rayonnement au niveau du sol n'est donc pas identique à celui du rayonnement extraterrestre. Abordant l'atmosphère, le rayonnement incident s'affaiblit suite à l'absorption partielle par les gaz atmosphériques, la vapeur d'eau et les aérosols ainsi qu'à la diffusion moléculaire. On distingue trois composantes :

- **Le rayonnement direct** : qui est le rayonnement reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres pouvant être concentrés par les miroirs ;
- **Le rayonnement diffus** : est le rayonnement provenant de toute la voûte céleste (air, nébulosité, aérosols). La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude d'autres partants dans toutes les directions. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et sa réflexion par les nuages, molécules d'air et poussières.

Le rayonnement solaire diffus reçu au sol est lui-même décomposé en :

- o Diffus provenant du ciel.
- o Diffus provenant du sol.

Les courtes longueurs d'onde (bleu) sont plus diffusées que les grandes longueurs d'onde, ce qui explique la couleur bleue du ciel.

Le nuage fait qu'une partie du rayonnement diffusé est renvoyée vers l'espace, c'est la réflexion diffuse, le reste est transmis jusqu'au sol, c'est la transmission diffuse. Évidemment, en cas de couverture totale du ciel par des nuages, le rayonnement direct est nul.

Par temps couvert, on admet que le rayonnement diffus est isotrope, c'est-à-dire que l'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste. Par temps clair ou voilé, outre le ciel bleu relativement isotrope, on a une couronne plus brillante autour du soleil, composante appelée « Circum solaire » ;

Le diffus représente plus de 50 % du rayonnement annuel disponible dans les régions tempérées contre 30 à 45 % dans les pays ensoleillés et en montagnes, 15 à 20 % est le taux de ce rayonnement lors des belles journées.

- **Le rayonnement réfléchi**, est ce qu'on appelle au même titre albédo, c'est la capacité d'une surface à réfléchir la lumière notamment celle du soleil. (exprimé par un chiffre compris entre 0 et 1 ; 1 s'affecte à un corps qui réfléchit totalement la lumière reçue.
- **Le rayonnement global** est tout simplement la somme de ces diverses contributions, comme le montre la **figure- (II. 3)** ci-dessous ;

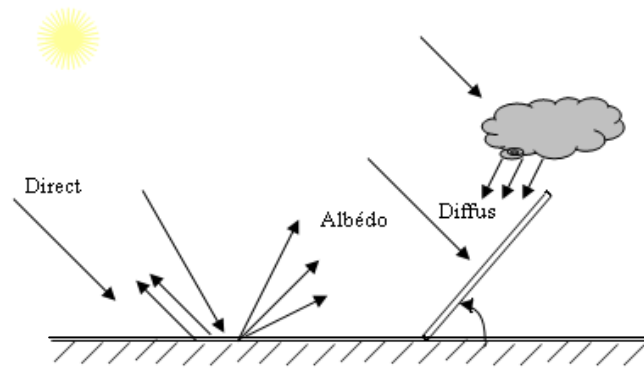


Fig- II.3: Composantes du rayonnement solaire au sol

On appelle rayonnement direct normal, le rayonnement direct mesuré perpendiculairement aux rayons du soleil. Mesuré selon un plan non perpendiculaire, le même rayonnement irradie une plus grande surface, il est donc moins intense, c'est ce que l'on appelle « l'effet Cosinus ».

C'est ce qui fait notamment que le rayonnement direct sur plan horizontal est toujours inférieur au rayonnement dans le plan perpendiculaire au soleil. En revanche, le rayonnement diffus peut être supérieur vu que le plan horizontal voit une plus grande part de la voûte céleste.

Cela mène les concepteurs d'alimentations solaires à installer à l'horizontale des panneaux solaires performants sous rayonnement diffus, spécialement sur les sites géographiques qui sont très souvent à ciel couvert.

Une partie du rayonnement solaire peut être exploitée pour produire directement de la chaleur (solaire thermique), ou de l'électricité : c'est l'énergie solaire photovoltaïque, et c'est précisément là que les données de l'ensoleillement doivent être distinguées en :

- **Rayonnement cumulé**

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque est souvent basé sur les moyennes mensuelles de l'énergie solaire journalière du site d'étude. Il suffit alors de disposer de 12 valeurs journalières cumulées (pour les 12 mois de l'an) dans le plan des capteurs. Plus exactement, ce que l'on utilise est le rayonnement solaire global intégré sur une journée, appelé simplement rayonnement global journalier : il s'agit de l'intégrale du rayonnement global (direct+diffus) sur la journée, le cumul du rayonnement en [Wh/m²/jour]. Ces valeurs sont accumulées d'année en année, reste à réaliser les moyennes pour chaque mois de l'année.

Comme il n'est possible de disposer de pyranomètre dans toutes les directions, les bases de données météorologiques fournissent ces valeurs pour seulement quelques orientations et inclinaisons.

Parfois, seul le rayonnement horizontal est mesuré. Il est possible de calculer, à l'aide de modèles mathématiques et une certaine dose de statistiques, le rayonnement sur une surface inclinée à partir du rayonnement horizontal, selon la latitude et la longitude du lieu ainsi que le coefficient d'albédo.

▪ **Rayonnement instantané**

Il existe bien évidemment des cas où l'on a besoin de profils détaillés du rayonnement instantané pendant la journée, c'est spécialement le cas en présence d'obstacles aux voisinages des panneaux, susceptibles de provoquer des ombrages pendant plusieurs heures en certaines périodes de l'année.

On a alors besoin de données horaires (courbes de l'intensité du rayonnement fonction de l'heure de la journée), dans le but de quantifier les pertes dues à ces ombrages.

Des simulateurs solaires existent et offrent la correspondance spectrale la plus proche du spectre solaire que l'on puisse obtenir à partir d'une source artificielle. La correspondance n'est pas exacte, mais meilleure que ne l'exigent de nombreuses applications. Ceux de classe A assurent en effet une uniformité extrêmement rigoureuse, garantissent une stabilité de sortie et une correspondance spectrale identiques à celles nécessaires aux fabricants de cellules PV pour tester leurs produits.

Pour éviter toute confusion de terminologie dans ce qui s'en suit, nous spécifions les unités utilisées dans ce cadre ;

II.1.2 La masse d'air AM « Air Mass »

La part d'énergie reçue sur la surface de la terre dépend de l'épaisseur de l'atmosphère à traverser. Celle-ci est caractérisée par le nombre de masse d'air AM.

Le rayonnement qui atteint le niveau de la mer à midi dans un ciel clair est de 1000 [W/m²] et est décrit en tant que rayonnement de la masse d'air "1" (ou AM1).

Puisque le soleil n'est au zénith que durant peu de temps, la masse d'air est donc plus grande en permanence et l'énergie disponible est donc inférieure à 1000 [W/m²].

Les scientifiques ont donné un nom au spectre standard de la lumière du soleil sur la surface de la terre :

AM1,5G : rayonnement "global" incluant rayonnement direct et rayonnement diffus ;

ou AM1, 5D : tient compte seulement du rayonnement direct.

Le nombre "1,5" indique que le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1,5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith (correspondant à une inclinaison du soleil de 45° par rapport au zénith).

II.1.3 Unités utilisées

II.1.3- a) L'éclairement (ou irradiance) est défini comme une puissance reçue par une surface. Il s'exprime en [W/m²]. Le S.I. recommande d'utiliser ***E*** (ou ***E_s***) comme symbole, ***G*** est le plus communément utilisé dans la littérature ;

II.1.3- b) L'irradiation (ou rayonnement) est l'énergie reçue par une surface. Elle s'exprime en [J.m⁻²]. L'ISES (International Solar Energy Society) recommande le symbole ***H***. D'autres unités plus courantes sont le [Wh/m²] bien que ce dernier ne doit pas être utilisé puisque n'appartenant pas au système SI.

II.1.4 Instruments de mesure

Les scientifiques, en particulier les climatologues, élaborent des modèles pour décrire et prédire les phénomènes atmosphériques, reste que le moyen le plus sûr pour disposer de données fiables demeure encore le recours aux statistiques accumulées sur les années antérieures, grâce à des instruments de mesure. Certes, le climat évolue et il faut en tenir compte, mais relativement lentement par rapport aux marges de sécurité.

✚ En ce qui relève de la mesure du rayonnement ;

Les capteurs des appareils de mesure du rayonnement peuvent être classés comme :

- Des capteurs thermiques : ils absorbent les radiations qu'ils reçoivent et les dégradent en énergie thermique qui sera convertie sous une forme qui permet sa mesure.
- Des capteurs quantiques qui utilisent les quantas d'énergie radiative qu'ils absorbent, pour libérer des électrons qui produisent un courant électrique. Au niveau des détecteurs, cet effet pouvant se traduire par l'apparition d'une tension (détecteur photovoltaïque), une variation du taux d'émission des électrons par une surface (détecteur photoémetteur) ou par le changement de conductivité du détecteur (détecteur photoconducteur).

On distingue entre autres:

II.1.4- a) L'héliographe qui est l'instrument dont l'origine est la plus ancienne. Il donne la durée d'insolation ou plus exactement la période du jour pendant laquelle le rayonnement solaire a dépassé un certain seuil. C'est sur un papier qui se déplace que le rayonnement solaire, concentré à l'aide de dispositif optique, laisse son empreinte en le brûlant sur une longueur qui donne la durée du jour. Cet appareil n'est pas très intéressant pour le photovoltaïque, car ne renseigne pas sur l'intensité du rayonnement.

II.1.4- b) Le pyranomètre est l'appareil le plus utile puisqu'il évalue, à l'aide d'une thermopile, l'ensemble du rayonnement solaire (direct+diffus) sur une surface donnée et sur un large spectre de 0.3 à 3 [µm] de longueur d'onde. Son globe de verre lui confère une grande acceptation angulaire, proche de la demi-sphère (il collecte les rayons venant de toutes les directions, même les rayons rasants).

Il peut également mesurer que la part diffuse du rayonnement, on masque alors le rayonnement direct avec un cache en forme d'arceau qui suit la trajectoire du soleil pour éliminer la contribution directe du rayonnement.

II.1.4- c) Le pyréliomètre, quant à lui, ne mesure que le rayonnement direct. Egalement équipé par un système suiveur du soleil, il est muni d'un tube de visée à faible ouverture avec un détecteur placé au fond.

Grâce aux appareils décrits ci-dessus placés dans différentes orientations, les stations météo élaborent des statistiques de rayonnement solaire à partir des milliards de données collectées. Des bases de données sont ainsi constituées, avec d'autres informations fortes utiles telles que les températures minimales et maximales, et le taux d'humidité.

La **figure- (II.4)** suivante représente un pyranomètre ;


 <p>Pyranomètre : mesure l'énergie solaire totale (W/m²) -Skys-</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Spectre : 400 à 1100 [nm] - Sensibilité : 1 [mV] par 100 [W/m²]
--	---

Fig- II.4: Pyranomètre doté de ses caractéristiques

Eu égard à la superficie du territoire algérien (2 500 000 [km²]) le réseau de mesure de paramètres radiométriques est peu dense. En effet, sur les 54 stations qui mesurent la durée d'insolation, seules sept assurent la mesure des composantes globale et diffuse du rayonnement solaire reçu sur plan horizontal. Ainsi, des modèles ou des techniques de reconstitution du rayonnement solaire à partir de la durée d'insolation ou autres paramètres météorologiques sont utilisés.

➤ Pour les mesures relatives au vent, on sait que le vent est une grandeur vectorielle tridimensionnelle qui peut être caractérisée par deux grandeurs représentant son orientation (direction du vent) et son module (vitesse du vent). Chacune d'elles présente des variations aléatoires autour d'une valeur moyenne. La direction est mesurée à l'aide d'une **girouette** et la vitesse à l'aide d'un **anémomètre**.

Un anémomètre est un appareil permettant de mesurer la vitesse ou la pression du vent. Son nom vient du grec « anemos » signifiant vent.

Les anémomètres peuvent être divisés en deux classes :

- Ceux qui mesurent la vitesse
- Ceux qui mesurent la pression du vent

Cependant, il y a une relation étroite entre la vitesse et la pression. Ainsi, un appareil prévu pour une mesure fournira des informations sur les deux quantités. Le premier anémomètre a été inventé par Leone Battista Alberti au 14^{ème} siècle.

Ils existent en plusieurs sortes plus ou moins précises, à coupelle, à hélice, à plaque, à ultra-son et à tube, la **figure- (II.5)** ci-dessous donne la configuration d'un anémomètre à coupelle;


 <p>Anémomètre (à coupelle) : MDL33 -GME</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Vitesse de démarrage : 0,5 [m/s] - Gamme de mesure : 0,5 à 50 [m/s]
--	--

Fig- II.5: Anémomètre à coupelle doté de ses caractéristiques

Mais des kits de mesures hybrides éolien-solaire existent également. La **figure- (II.6)** illustre un système hybride où est inséré l'appareil en question ;

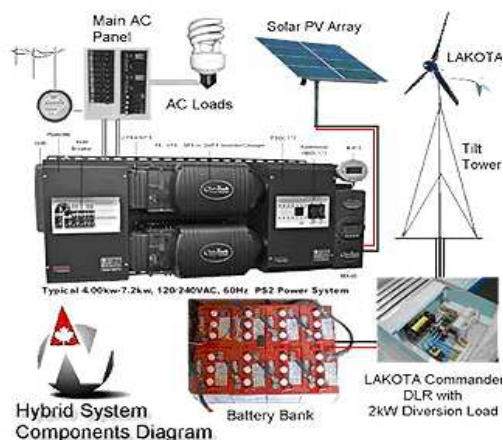


Fig- II.6: Appareil de mesure hybride solaire-éolien [76]

Pour récupérer d'autres chiffres, on pourra avoir recours aux bases de données d'ensoleillement accessibles sur des logiciels de dimensionnement comme Meteonorm 2000(version 4) et PVsyst, tous deux conçus en Suisse, ou bien sur la banque de données de MeteoSyn intégrée dans PVSOL, mais plus complète encore la base de données météorologique de la NASA, dont une partie est téléchargeable sur le logiciel canadien RETScreen.

➤ **Autres applications relatives à la caractérisation éolienne**

○ **La rose des vents**

Chaque site éolien est caractérisé par une direction de la vitesse de vent dominante. Cependant, elle est variable comme la valeur de la vitesse du vent. Pour décrire ces propriétés spatiotemporelles le diagramme appelé rose des vents peut être élaboré. Il se présente comme un diagramme polaire, lequel répertorie l'énergie du vent disponible dans chaque direction en pourcent (parfois c'est la vitesse) et le temps de l'occurrence de chaque direction du vent en pourcent. L'exemple est donné par la **figure- (II.7)**;

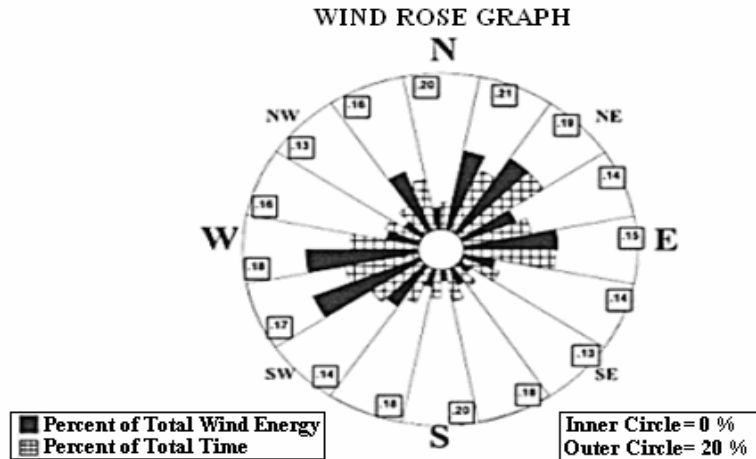


Fig- II.7: Exemple de la rose des vents

La rose des vents permet d’avoir une première vue sur la capacité énergétique du site éolien mais elle est destinée plutôt à l’aide au choix de l’emplacement spatial de la turbine et principalement pour éviter les obstacles qui peuvent gêner le flux d’air. Des informations supplémentaires peuvent être insérées dans ce graphique comme la turbulence ou la rugosité du terrain.

o La distribution de Weibull

La caractéristique la plus importante est la distribution statistique de Weibull (figure- (II.8)). Elle s’est révélée la plus adéquate pour l’emploi dans l’éolien. Elle modélise avec succès la probabilité de l’occurrence des vitesses de vent du gisement éolien.

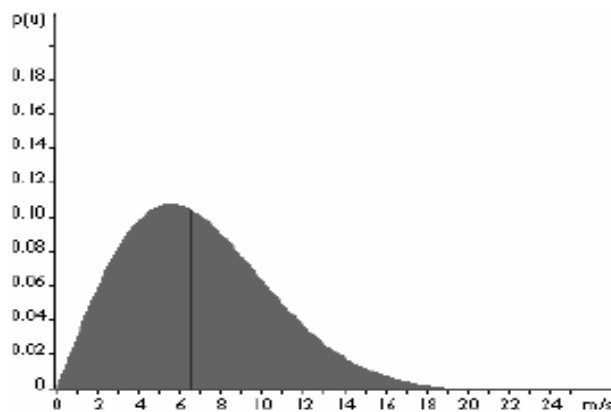


Fig- II.8: Exemple de la distribution de Weibull [20]

Cette figure est obtenue grâce à l’expression (II.1) qui présente la fonction de distribution statistique de Weibull. Les paramètres k_w et c sont respectivement le facteur de forme (sans dimension) et le facteur d’échelle en [m/s].

Habituellement, le facteur de forme qui caractérise la symétrie de la distribution est dans l’éolien égal à $k_w=2$. Le facteur d’échelle est très proche de la vitesse moyenne de la vitesse du vent V_w .

$$P(V_w) = \frac{k_w}{c_w} \left(\frac{V_w}{c_w} \right)^{k_w-1} \cdot e^{-\left(\frac{V_w}{c_w} \right)^{k_w}} \tag{II.1}$$

II.2 Etapes et paramètres de calcul de l'énergie (adaptés sur Homer)

II.2.1 Principes de calcul de l'énergie éolienne

II.2.1.1 Puissance de sortie d'une éolienne

L'un des deux modèles mathématiques est utilisé pour cette fin ;

II.2.1.1- a) Profil logarithmique

Le profil logarithmique (ou la loi logarithmique) suppose que la vitesse du vent est proportionnelle au logarithme de la hauteur au dessus du sol.

En effectuant la caractérisation d'un site éolien, il est impératif de connaître la hauteur sur laquelle les mesures sont prises et ensuite adapter les résultats à la hauteur de mat de l'éolienne. En effet, la vitesse du vent augmente selon la hauteur.

L'équation suivante donne par conséquent le quotient de la vitesse du vent à hauteur du moyeu à la vitesse du vent à hauteur de l'anémomètre:

$$\frac{Vw(z_{hub})}{Vw(z_{anem})} = \frac{\ln\left(\frac{z_{hub}}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{anem}}{z_0}\right)} \quad (\text{II.2})$$

avec:

z_{hub} : la hauteur du moyeu de la turbine du vent [m] ;

z_{anem} : la hauteur de l'anémomètre [m] ;

z_0 : le coefficient de rugosité de la surface [m] ;

$Vw(z_{hub})$: est la vitesse du vent à la hauteur du moyeu de la turbine du vent [m/s] ;

$Vw(z_{anem})$: la vitesse du vent à hauteur de l'anémomètre [m/s].

A chaque pas de temps, Homer doit calculer la radiation solaire globale, incidente sur les surfaces des modules.

Le coefficient de rugosité de la surface est un paramètre qui caractérise la rugosité du terrain environnant. Le tableau suivant donne des valeurs représentatives des longueurs de rugosité des surfaces typiques, d'après Manwell, McGowan et Rogers:

Nature du terrain	Z_0
Très lisse, glace ou boue	0,00001
Mer Calme	0,0002
Mer déchaînée	0,0005
Surface de la neige	0,003
Herbe de pelouse	0,008
Pâturage rugueux	0,010
Champ en friche	0,03
Récoltes	0,05
Peu d'arbres	0,1
Beaucoup d'arbres, peu de bâtiments	0,25
Forêt et pays boisés	0,5
Faubourgs	1,5
Centres-villes, grands bâtiments	3,0

Tableau- II.1: Valeurs représentatives de longueurs de rugosité de surface
(D'après Manwell, McGowan et Rogers)

II.2.1.1- b) Profil de la loi de puissance

Le profil de la loi de puissance suppose que le quotient de la vitesse du vent à différentes hauteurs est donné par l'équation suivante :

$$\frac{Vw(z_{hub})}{Vw(z_{anem})} = \left(\frac{z_{hub}}{z_{anem}} \right)^{\alpha_s} \tag{II.3}$$

avec :

α_s : exposant de la loi de puissance, paramètre sans dimensions. Les chercheurs dans le domaine de l'éolien estiment qu'en pratique, ce paramètre dépend de la température, de la saison, de la rugosité du terrain, et bien d'autres facteurs.

L'altitude est l'élévation au-dessus du niveau moyen de la mer. L'altitude affecte la densité de l'air qui, par conséquent, affecte la production de la turbine éolienne. Et c'est là qu'Homer prend en compte l'altitude lors du calcul de la production éolienne.

La vitesse du vent augmente avec la hauteur en dessus du sol, Homer utilise cette information pour calculer la vitesse du vent à la hauteur du moyeu de la turbine du vent.

II.2.2 Principes de calcul de l'énergie solaire

II.2.2.1 Notions basiques

Quelques notions de base doivent en effet être exposées ;

II.2.2.1- a) La déclinaison

La déclinaison est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial.

L'orientation des modules PV est décrite en termes d'inclinaison et d'azimut. D'autres facteurs relevant de la géométrie du site sont la latitude, le temps de l'année et le temps du jour. Le temps de l'année affecte la déclinaison solaire qui n'est autre que l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Homer utilise l'équation de Cooper ci-après pour le calculer ;

$$\delta = 23,45 \sin\left(360^\circ \frac{284 + n}{365}\right) \quad (\text{II.4})$$

Où n est le jour de l'année (c'est-à-dire $n=1$ pour le 1^{er} Janvier, $n=32$ pour le 1^{er} Février, etc). La déclinaison varie entre $-23,45$ [°] le 21 Décembre et $+23,45$ [°] le 21 Juin.

La **figure- (II.9)** représente le mouvement de la terre autour du soleil ;

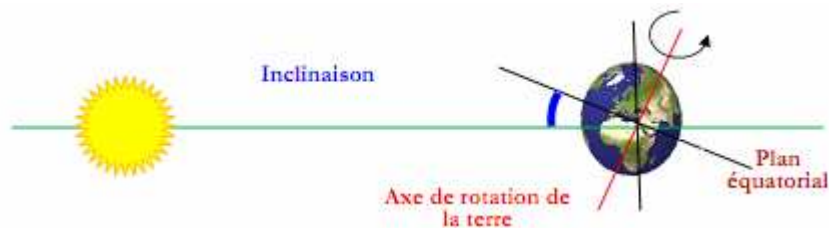


Fig- II.9: Représentation du mouvement de la terre autour du soleil [77]

II.2.2.1- b) L'angle horaire ω

Le temps de la journée affecte l'emplacement du soleil dans le ciel, pouvant être décrit en termes d'angle horaire qui est l'angle formé entre le plan méridien passant par le soleil et le plan méridien du lieu obtenu par le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local.

Homer se sert de l'équation ci-dessous pour le calculer ;

$$\omega = (t_s - 12hr)15^\circ / hr \quad (II.5)$$

La valeur de l'angle est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en l'après midi et augmente de $15^\circ / \text{heure}$ (donc un tour de 360° en 24 heures).

t_s est le temps solaire ((hours) [hr]).

La valeur de t_s est 12 [hr] à midi solaire (le temps de jour pendant lequel le soleil est à son plus haut point dans le ciel), et 13,5 [hr] quatre-vingt-dix minutes plus tard. Ce qui confirme que le soleil bouge à travers le ciel de $[15^\circ/\text{hr}]$.

Homer suppose que toutes les données dépendantes du temps telle la radiation solaire et la charge électrique ne soient pas spécifiées en temps solaire mais en temps civil, appelé également temps standard local, à partir duquel Homer calcule le temps solaire, en utilisant l'équation suivante ;

$$t_s = t_c + \frac{\lambda_l}{15^\circ / hr} - Z_c + E \quad (II.6)$$

avec :

t_c : est le temps civil en heures correspondant au milieu du pas du temps [hr] (le méridien retenu comme origine étant celui de GREENWICH);

λ_l : est la longitude $[\circ]$;

Z_c : représente la zone de temps en heures, est du GMT [hr] ;

E : est l'équation du temps [hr].

Il est à noter que les longitudes ainsi que les zones du temps ouest sont négatives.

L'équation du temps qui prend en compte les effets d'obliquité et excentricité de l'orbite de la terre, est calculée sur Homer comme suit:

$$E = 3,82(0,000075 + 0,001868 \cos B - 0,032077 \sin B - 0,014615 \cos 2B - 0,04089 \sin 2B) \quad (II.7)$$

Où :

$$B = 360^\circ \frac{(n-1)}{365} \quad (II.8)$$

Pour une surface avec certaine orientation, l'angle d'incidence peut être défini. Il représente l'angle entre la radiation solaire directe et la normale à la surface. Il est donné par l'équation suivante ;

$$\begin{aligned} \cos \theta_i &= \cos \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \\ &+ \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \gamma \sin \beta \sin \omega \end{aligned} \quad (II.9)$$

avec :

θ_i : est l'angle d'incidence $[\circ]$;

β : est l'inclinaison de la surface $[\circ]$;

γ : est l'azimut de la surface $[\circ]$;

ϕ : est la latitude [°];

δ : est la déclinaison solaire [°];

ω : est l'angle horaire [°].

Nous définissons au même titre :

II.2.2.1- c) Le temps solaire vrai

Le temps mis par le soleil entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu (direction Nord-Sud) a été nommé temps solaire vrai, qu'on note **TSV**. Le temps solaire vrai est donc un temps local puisqu'il est lié directement à la rotation de la terre sur elle-même.

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{15} \quad (\text{II.10})$$

II.2.2.1- d) La durée et le taux d'insolation

Par ciel clair et pendant la durée de jours d'ensoleillement s_0 (du lever au coucher du soleil), le sol reçoit le rayonnement solaire maximal. Mais la durée effective d'ensoleillement s d'une journée ordinaire est inférieure à cette durée maximale.

Le taux d'insolation est donné par l'expression ci-après [78].

$$\sigma = \frac{s}{s_0} \quad (\text{II.11})$$

La durée maximale d'insolation s_0 est calculée par l'expression suivante :

$$s_0 = (2/15) \cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta) \quad (\text{II.12})$$

II.2.2.1- e) La position du soleil

La direction du soleil dans le ciel est repérée par l'intermédiaire de deux angles :

- **La hauteur du soleil h** : angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. Cet angle s'annule au lever et au cocher du soleil et prend sa valeur maximale au midi solaire.

(h) peut être déduite par la relation suivante :

$$\sin(h) = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \quad (\text{II.13})$$

L'angle horaire ω au lever du soleil s'obtient en écrivant $\sin(h) = 0$ [78, 97] ;

$$\cos(\omega) = -\tan \phi \tan \delta \Rightarrow \omega = \arccos[-\tan \phi \tan \delta] \quad (\text{II.14})$$

- **L'azimut du soleil a_t** : Angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du sud. Cet angle étant orienté positivement vers l'Ouest.

$$\sin(a_t) = \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (\text{II.15})$$

Ces deux angles sont représentés sur la **figure- (II.10)** ci-dessous ;

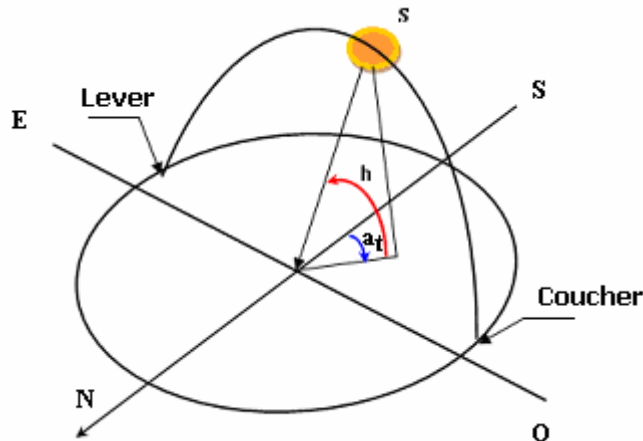


Fig- II.10: Position du soleil

II.2.2.2 Rayonnement hors atmosphère

II.2.2.2- a) Radiation normale extraterrestre

Pour calculer l'irradiance normale extraterrestre, définie comme le montant de radiation solaire frappant une surface perpendiculaire aux rayons solaires, au sommet de l'atmosphère terrestre, Homer utilise cette formule ;

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) \quad (\text{II.16})$$

Où :

G_{on} : est l'irradiance normale extraterrestre [kW/m^2] ;

G_{sc} : est la constante solaire ($1,367 \text{ [kW/m}^2\text{]}$).

II.2.2.2- b) Irradiance horizontale extraterrestre

Pour calculer l'irradiance horizontale extraterrestre, définie comme le montant de l'irradiance solaire frappant une surface horizontale, au sommet de l'atmosphère terrestre, Homer fait appel à l'expression (II.17) ci-dessous ;

$$G_0 = G_{on} \cos \theta_z \quad (\text{II.17})$$

Où θ_z est l'angle du zénith, défini comme l'angle entre une ligne verticale et la ligne au soleil.

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (\text{II.18})$$

Du fait qu'Homer simule sur une base de pas à pas, l'intégration dans le temps de l'équation suivante nous donne la moyenne de l'irradiance extraterrestre à travers le même pas du temps ;

$$\bar{G}_0 = \frac{12}{\pi} G_{on} \left[\cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi (\omega_2 - \omega_1)}{180^\circ} \sin \phi \sin \delta \right] \quad (\text{II.19})$$

avec :

\bar{G}_0 : est la moyenne de l'irradiance horizontale extraterrestre sur le pas du temps [kW/m^2];

G_{on} : représente l'irradiance normale extraterrestre [kW/m^2];

ω_1 : angle horaire au début du pas du temps [$^\circ$];

ω_2 : angle horaire à la fin du pas du temps [$^\circ$].

L'irradiance extraterrestre, pour le site d'étude est donnée par la **figure- (II.11)** ci-dessous ;

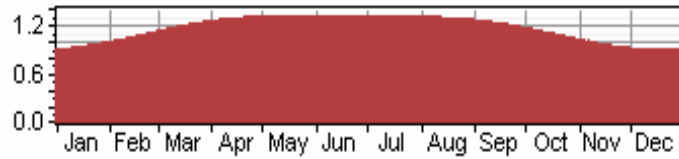


Fig- II.11: Irradiance extraterrestre

On définit également ;

II.2.2.2- c) L'irradiation journalière

Pour un jour n donné, l'irradiation journalière extraterrestre par mètre carré peut être calculée par intégration de l'équation de G_0 du lever au coucher du soleil. On obtient [79]:

$$H_0 = \frac{24}{\pi} G_{sc} \left(1 + 0,033 \cos 2\pi \frac{n}{365} \right) \left(\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180^\circ} \sin \phi \sin \delta \right) \quad (\text{II.20})$$

Homer calcule H_0 pour chaque jour du mois et retrouve la moyenne mensuelle comme suit :

$$\bar{H}_0 = \frac{\sum_{n=1}^N H_0}{N} \quad (\text{II.21})$$

Son unité est le [$\text{kWh} / \text{m}^2 \cdot \text{j}$].

L'irradiation journalière sur le site de Tindouf est représentée par la **figure- (II.12)**;

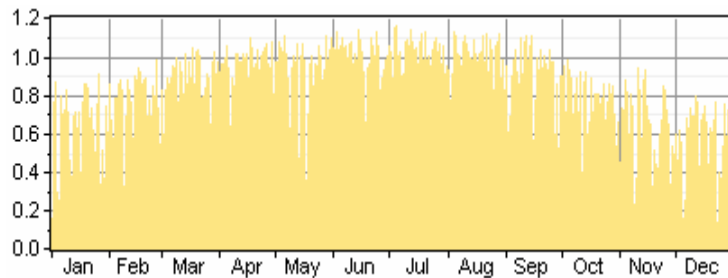


Fig- II.12: Irradiation journalière

II.2.2.2- d) L'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère

- **Le jour type du mois** : pour une grandeur donnée, le jour type du mois est le jour du mois se rapprochant de la moyenne mensuelle de cette grandeur.

La liste des jours types proposés par Klein [80] est représentée sur le tableau suivant :

Mois	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Juil	Août	Sep	Oct	Nov	Déc
Jour type	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10
N° du jour	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344

Tableau- II.2: Liste des jours types par mois, proposés par Klein

Pour calculer l'irradiation journalière moyenne mensuelle, on utilise l'équation (II.21) ;

Où n' est le numéro du jour type, du mois. Le résultat est présenté dans le tableau suivant ;

Mois	N° du jour	$\delta [^\circ]$	$\bar{H}_0 [Wh / m^2 . j]$
Jan	17	-20,917	5750
Fév	47	-12,954	7081
Mar	75	-2,415	8680
Avr	105	9,415	10187
Mai	135	18,792	11119
Jui	162	23,086	11447
Juil	198	21,184	11242
Août	228	13,455	10.494
Sep	258	2,217	9179
Oct	288	-9,599	7516
Nov	318	-18,912	6044
Déc	344	-23,0496	5363

Tableau- II.3: Valeurs de l'irradiation journalière moyenne mensuelle, hors atmosphère

La carte de la **figure- (II.13)** montre le montant en heures de l'énergie solaire reçue chaque jour, sur une surface optimalement inclinée pendant le plus mauvais mois de l'année.

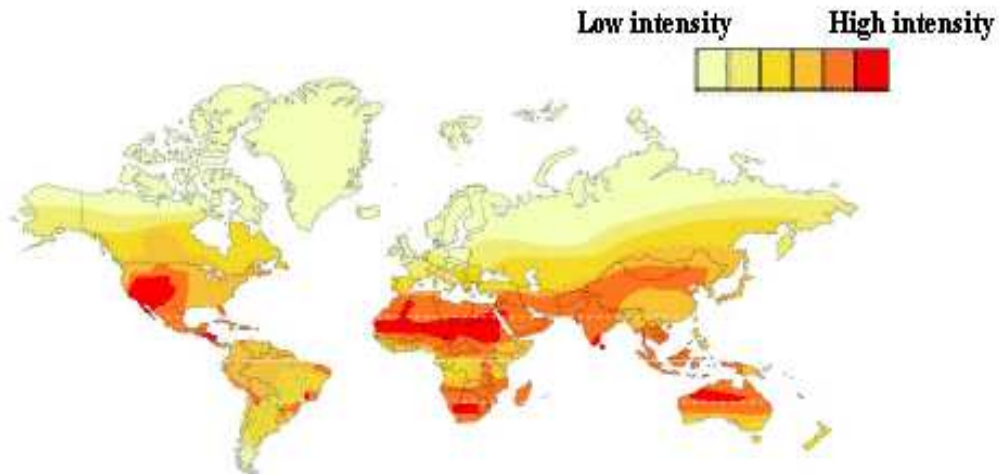


Fig- II.13: Carte de l'insolation solaire journalière au monde

II.2.2.3 Rayonnement en présence de l'atmosphère

II.2.2.3- a) L'indice de clarté

Le rapport entre l'irradiance au sol et l'irradiance extraterrestre est appelé indice de clarté. Les valeurs de ce dernier varient selon les endroits et les saisons. Il est défini en termes d'éclairement /rayonnement horaire, journalier ou mensuel. Sa valeur varie entre 0 et 1, élevée sous un temps clair ensoleillé et faible lors des temps froids. Son expression en termes d'éclairement moyen est donnée par l'équation (II.22) ;

$$k_T = \frac{\overline{G}}{\overline{G_0}} \quad (\text{II.22})$$

\overline{G} : est l'irradiance horizontale globale sur la surface de la terre, moyennée sur le pas du temps [kW/m²] ;

$\overline{G_0}$: l'irradiance horizontale extraterrestre, moyennée sur le pas du temps [kW/m²] ;

L'irradiance globale est donné par $\overline{G} / \overline{G} = \overline{G_d} + \overline{G_b}$ (II.23)

avec :

G_b : est l'irradiance directe (Beam radiation) [kW/m²] ;

G_d : l'irradiance diffuse [kW/m²].

La distinction entre ces deux composantes est importante lors du calcul de l'irradiance incidente sur surface inclinée. L'orientation de la surface a grand effet sur le rayonnement direct.

II.2.2.3- b) Estimation de l'irradiation diffuse sur une surface horizontale

A partir de la mesure de la moyenne mensuelle de l'irradiance journalière globale, on estime l'irradiance diffuse journalière moyenne G_d par la corrélation de Beekman :

$$\frac{\overline{G_d}}{\overline{G}} = K_d = a_B + b_B.k_T \quad (\text{II.24})$$

Pour le Sahara algérien, $\begin{cases} a_B = 0,91 \\ b_B = 0,98 \end{cases}$ [80]

Lorsqu'on calcule l'irradiance globale journalière mensuelle sur une surface horizontale, l'indice de clarté est donné d'après la formule de Black, par : $k_T = b'_B + c'_B \overline{\sigma} = \frac{\overline{G}}{\overline{G_0}}$ (II.25)

Les valeurs des constantes b'_B et c'_B sont données par Beekman [80] pour la région saharienne en Algérie :

$$\begin{cases} b'_B = 0,3 \\ c'_B = 0,43 \end{cases}$$

La **figure- (II.14)** suivante donne l'irradiation horizontale mensuelle, globale et diffuse ;

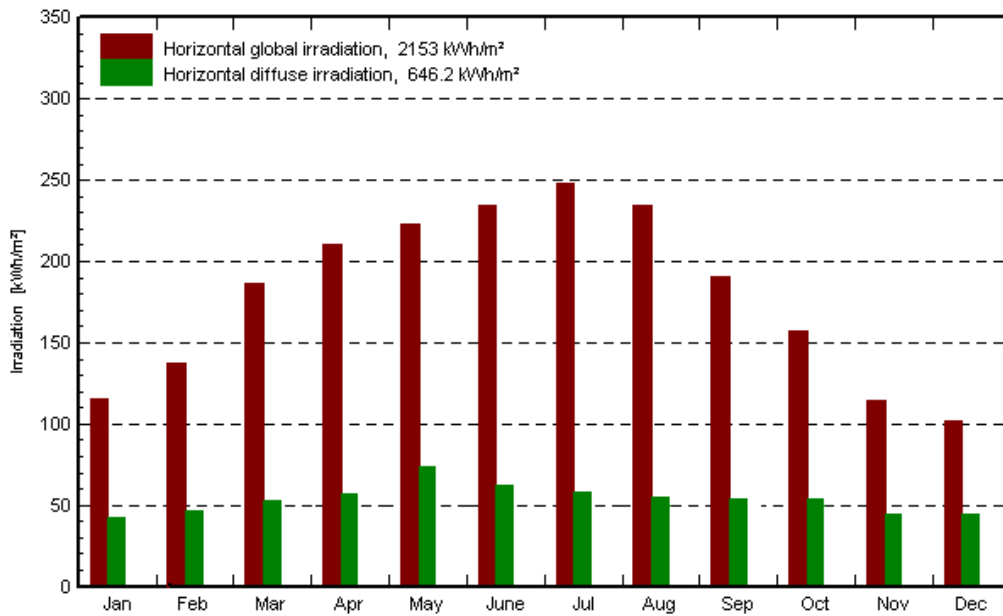


Fig- II.14: L'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale, (sur le site d'étude)

Leur quotient est tel que représenté ci-dessous ;

Month	Dif./global irradiation
Jan	0,28
Feb	0,27
Mar	0,27
Apr	0,25
May	0,24
Jun	0,23
Jul	0,23
Aug	0,26
Sep	0,28
Oct	0,31
Nov	0,32
Dec	0,31
Year	0,26

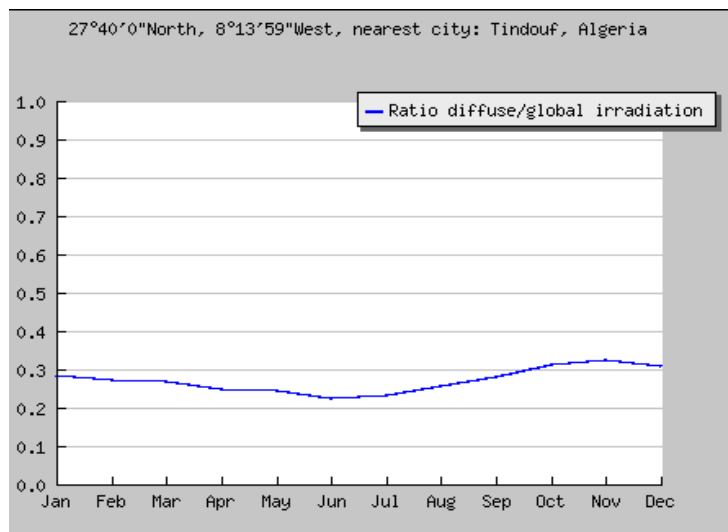


Fig- II.15: Quotient de l'irradiation diffuse à l'irradiation globale, sur la région de Tindouf [81]

II.2.2.3- c) Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée

Cependant, dans la plupart des cas, le rayonnement global est le seul qui est mesuré, et pas ses composantes. A chaque pas de temps, Homer doit résoudre la radiation horizontale globale dans ses deux composantes pour retrouver la radiation incidente sur le module PV.

Homer utilise le modèle HDKR pour calculer le rayonnement global qui atteint une surface inclinée d'un panneau PV. C'est l'un des modèles les plus connus en vue de l'estimation de ce rayonnement. Parmi les tant d'autres, on peut bien citer « le modèle de Liu et Jordan », « le modèle de Hay et Davies », « le modèle de Perez (1990) » et celui de « Reindl ».

Le modèle HDKR (Hay, Davies, Klein et Reindl) stipule le fait qu'il existe trois composantes de l'éclairement diffus ;

Une composante anisotropique qui vient, de manière égale, de toutes les parties du ciel, un circum solaire qui émane de toutes les directions du soleil, et un éclaircissement d'horizon émanant de l'horizon. Trois autres facteurs doivent être définis ;

- L'équation suivante définit R_b , le quotient de l'irradiance sur surface inclinée à une irradiance sur surface horizontale, appelé facteur géométrique ;

$$R_b = \frac{\cos \theta_i}{\cos \theta_z} \quad (\text{II.26})$$

- L'indice d'anisotropie A_i , est la mesure de la transmittance de la radiation directe, par l'atmosphère.

Ce facteur est utilisé pour estimer le montant du circum solaire de l'éclairement diffus.

L'indice d'anisotropie est donné par :

$$A_i = \frac{\bar{G}_b}{G_0} \quad (\text{II.27})$$

- Et nous avons besoin du dernier facteur qui prend en compte l'éclaircissement de l'horizon, ou le fait que plus d'éclairement diffus vienne de l'horizon que du reste du ciel, il fait référence à l'aspect

nuageux, donné par l'équation suivante ; $f_e = \sqrt{\frac{\bar{G}_b}{G}}$ (II.28)

Le modèle HDKR calcule l'éclairement global incident sur les modules PV, selon l'équation ci-après ;

$$\bar{G}_T = (\bar{G}_b + \bar{G}_d A_i) R_b + \bar{G}_d (1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[1 + f_e \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] + \bar{G} \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{II.29})$$

avec :

ρ_g : représentant l'albédo [%].

Homer utilise cette quantité pour calculer la température de la cellule et de la puissance en sortie du module.

Au final, l'ensemble des caractéristiques climatiques d'un site en voie d'étude sont cernés, le notre se focalise sur celui de Tindouf, et elles sont données sur le **tableau- (II.4)** englobant ci-dessous, qui montre l'irradiation globale estimée chaque 15 [mn] pendant un jour typique du mois de Janvier, considérant l'inclination et l'orientation choisies pour les modules PV [81] ;

TEMPS	ECLAIREMENT GLOBAL EN CIEL CLAIR [W/m ²]	ECLAIREMENT GLOBAL [W/m ²]	ECLAIREMENT DIRECT [W/m ²]	ECLAIREMENT DIFFUS [W/m ²]	ALBEDO [%]
6.88	16	21	0	21	0
7.13	109	102	59	43	0
7.38	186	170	101	68	1
7.63	257	232	147	84	1
7.88	329	293	194	98	1
8.13	399	353	241	110	2
8.38	467	410	287	121	2
8.63	532	465	332	130	3
8.88	594	517	376	139	3
9.13	653	566	418	146	3
9.38	708	612	457	152	3
9.63	759	654	493	157	4
9.88	805	692	527	161	4
10.13	847	726	557	165	4
10.38	884	757	584	168	4
10.63	916	783	608	170	5

Tableau- II.4: Données du rayonnement d'une journée type du mois de Janvier, pour le site de Tindouf

..... (Suite)

10.88	942	804	628	172	5
11.13	964	822	644	173	5
11.38	980	835	656	174	5
11.63	991	844	664	175	5
11.88	997	848	668	175	5
12.13	997	848	668	175	5
12.38	991	844	664	175	5
12.63	980	835	656	174	5
12.88	964	822	644	173	5
13.13	942	804	628	172	5
13.38	916	783	608	170	5
13.63	884	757	584	168	4
13.88	847	726	557	165	4
14.13	805	692	527	161	4
14.38	759	654	493	157	4
14.63	708	612	457	152	3
14.88	653	566	418	146	3
15.13	594	517	376	139	3
15.38	532	465	332	130	3
15.63	467	410	287	121	2
15.88	399	353	241	110	2
16.13	329	293	194	98	1
16.38	257	232	147	84	1
16.63	186	170	101	68	1
16.88	109	102	59	43	0
17.13	51	49	26	24	0

Et sur la **figure- (II.16)**, la superposition du rayonnement global journalier et de l'indice de clarté ;

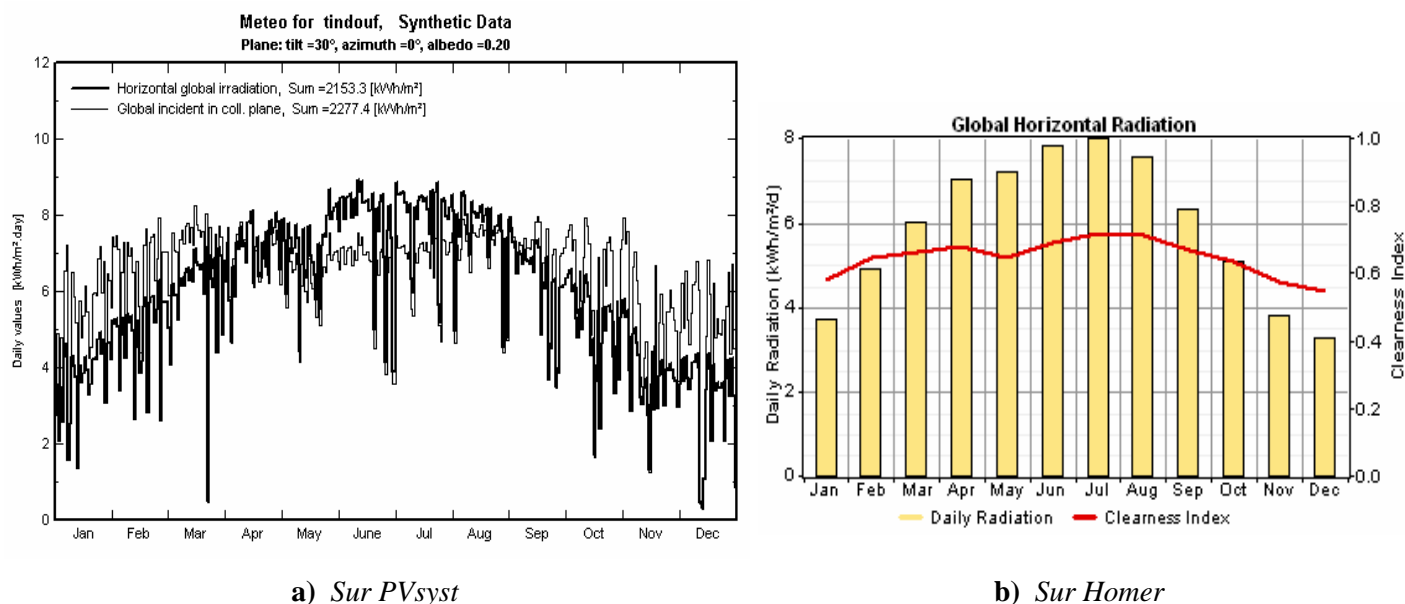


Fig- II.16: Rayonnement global journalier superposé à l'indice de clarté, sur le site d'étude

II.2.2.3- d) Variation du rayonnement global journalier

La modification par l'atmosphère du rayonnement solaire obéit à des phénomènes assez complexes et surtout en grande partie, aléatoires. Le flux lumineux reçu au niveau du sol à un instant donné dépend d'un grand nombre de paramètres tels les gaz présents dans l'atmosphère, les nuages, l'albédo, la température ambiante, le vent, l'humidité relative,...

Or ces paramètres dépendent du lieu géographique, de la saison, de l'heure de la journée, des conditions météo du moment et d'autres encore. Nous donnons, en ce qui suit, l'influence de certains de ces paramètres.

1) Influence de l'exposition

- **Orientation des modules**

L'absorption atmosphérique est plus faible lorsque le soleil se trouve à son point le plus haut dans le ciel, c'est-à-dire plein sud dans l'hémisphère nord et plein nord dans l'hémisphère sud. En effet, la distance que doit parcourir le rayonnement dans l'atmosphère est plus courte lorsque le soleil est directement au-dessus de l'endroit visé.

- **Inclinaison des modules**

La valeur de l'inclinaison correspond à l'angle que font les modules avec l'horizontale.

Et l'énergie solaire reçue par une surface de modules photovoltaïques sera plus importante si cette surface est perpendiculaire aux rayons directs du soleil.

L'inclinaison optimale peut se résumer dans le **tableau- (II.5)** suivant ;

Utilisation annuelle	
Latitude ϕ [°]	Inclinaison β [°]
$\phi < 10$	$\beta = 10$
$10 < \phi < 30$	$\beta = \phi$
$30 < \phi < 40$	$\beta = 10 + \phi$
$\phi > 40$	$\beta = 15 + \phi$

Tableau- II.5: Inclinaison optimale en fonction de la latitude

Une représentation graphique telle illustrée sur la figure- (II.17) donne le positionnement adéquat;

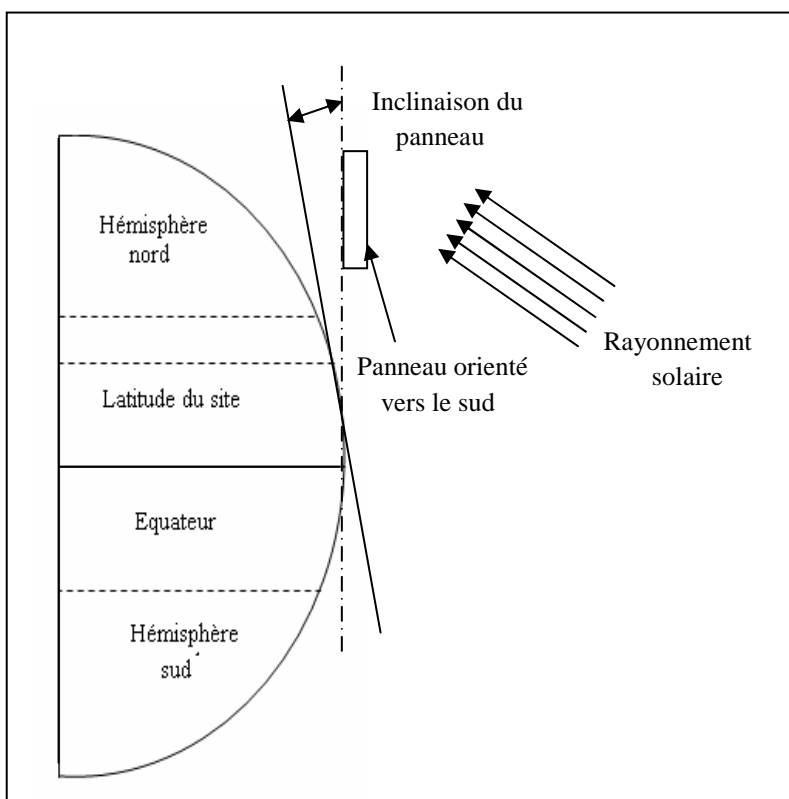


Fig- II.17: Inclinaison des modules PV

De façon générale, Afin de maximiser la production d'électricité d'une installation photovoltaïque, il convient d'orienter les modules de façon optimale afin de capter un maximum du rayonnement solaire.

On choisira toujours une orientation au sud ou proche. En ce qui concerne l'inclinaison des panneaux par rapport à l'horizontale, l'approche se fonde sur la hauteur du soleil dans le ciel. Comme on peut le voir sur le graphique ci-dessous, la position du soleil dans le ciel est plus haute en été qu'en hiver. Est représenté sur ce graphique, la hauteur du soleil dans le ciel en fonction de l'azimut lors du solstice d'été (21 Juin, en rouge, Août en vert) et lors du solstice d'hiver (21 Décembre, en bleu).

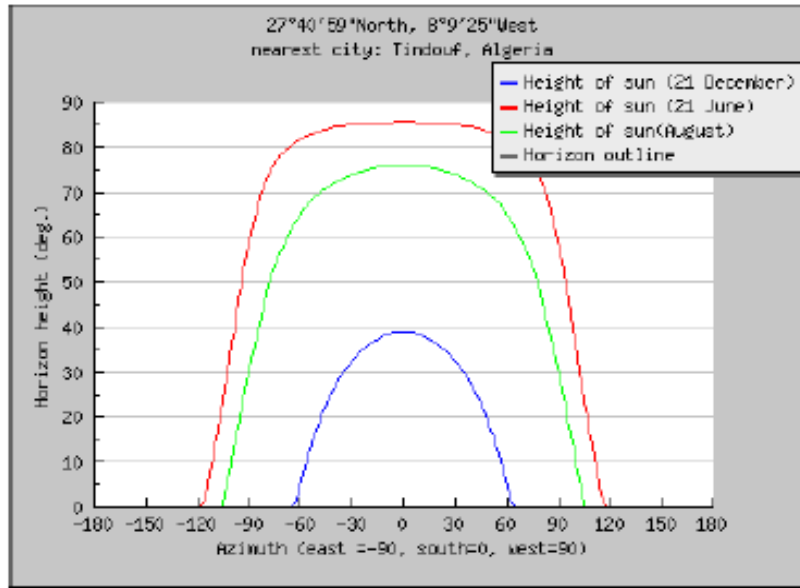


Fig- II.18: Hauteur du soleil dans le ciel en fonction de l'azimut, lors du solstice d'été et d'hivers

Caractéristique pouvant également être représentée, au cours d'une année, sous le graphique de la figure- (II.19);

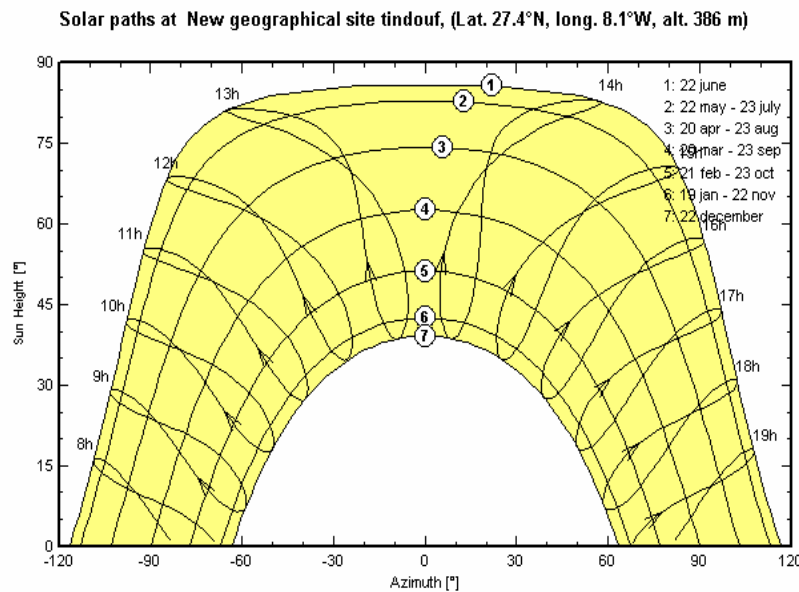


Fig- II.19: Hauteur du soleil dans le ciel en fonction de l'azimut, au cours d'une année

Ainsi, on distingue en général trois (03) types de structures: les panneaux fixes, les panneaux orientables et les panneaux mobiles.

1. Systèmes photovoltaïques orientables

Avec des panneaux orientables, on peut modifier l'inclinaison tous les mois, mais par facilité, on peut également choisir une inclinaison pour l'été, une autre pour l'hiver. On utilise généralement ce genre de structure pour des applications au sol ou sur des toits plats.

Pour ces systèmes à inclinaison variable, il existe un angle d'inclinaison des panneaux par rapport à l'horizontale, qui permet de maximiser la production d'électricité mensuelle. Les valeurs de cet angle mensuel optimum données par le tableau et reprises dans un graphique sont telles qu'illustrées en (II.20) ;

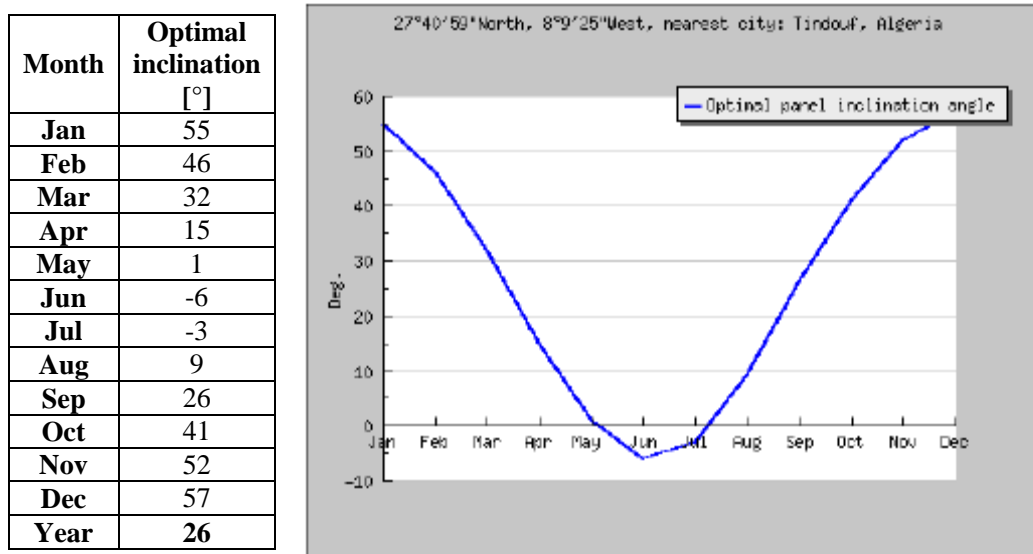


Fig- II.20: Inclinaisons optimale au cours de l'année, pour la région de Tindouf [81]

2. Systèmes photovoltaïques fixes

Les panneaux fixes sont installés dans une position fixe tout au long de l'année (azimut et inclinaison), en mode intégré ou surimposé. Le rendement optimum est obtenu pour une orientation sud avec une inclinaison correspondant à la latitude du lieu.

Si on s'écarte de cette position, le rendement diminue. Cette diminution du rendement peut être calculée en multipliant le rendement obtenu en position optimale par le facteur de correction pour l'orientation et l'inclinaison choisie. Une installation photovoltaïque orientée entre le sud-est et le sud-ouest avec une inclinaison par rapport à l'horizontale comprise entre 15° et 50° produira une quantité d'énergie presque optimale (zone en orange).

Les combinaisons Orientation-Inclinaison qui sont grisées dans le tableau sont à déconseiller, sauf si cette combinaison est le résultat d'une contrainte architecturale.

❖ **Facteur de correction**

		inclinaison par rapport à l'horizontale (°)						
		0	15	25	35	50	70	90
orientation	est	88%	87%	85%	83%	77%	65%	50%
	sud-est	88%	93%	95%	95%	92%	81%	64%
	sud	88%	96%	99%	max 100%	98%	87%	68%
	sud-ouest	88%	93%	95%	95%	92%	81%	64%
	ouest	88%	87%	85%	82%	76%	65%	50%

Tableau- II.6: *Facteur de correction*

La donnée 100 % max correspond bien évidemment à la position optimale des panneaux, précisément en Belgique, ce qui veut dire qu'elle ne peut être adaptée à quelconque autre site. Dires qui sont bien justifiés par la **figure- (II.21)** qui donne l'inclinaison optimale annuelle des modules PV pour les sites du bassin méditerranéen, le continent africain et le sud ouest de l'Asie toutes différentes les unes des autres [81];

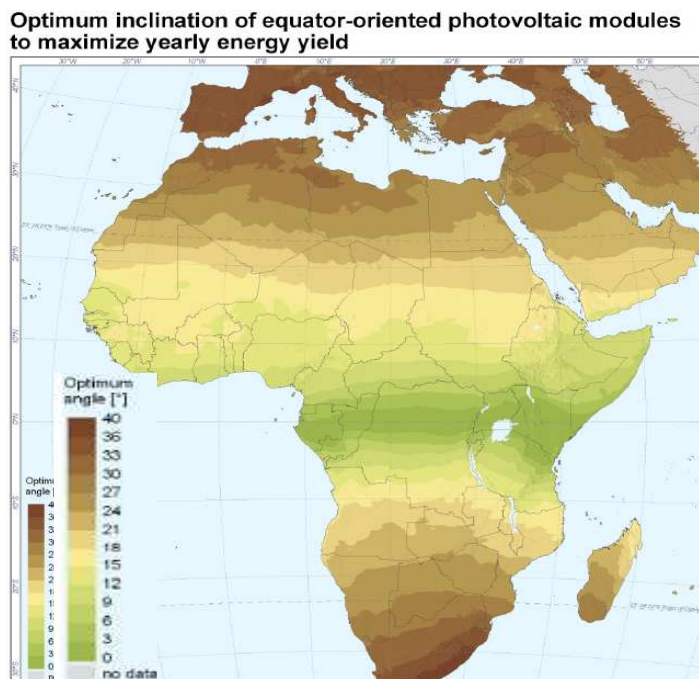


Fig- II.21: *Inclinaison optimale annuelle des modules PV pour les sites du bassin méditerranéen, le continent africain et le sud ouest de l'Asie*

Le facteur de correction peut être représenté de manière plus précise, par un ensemble d'abaques donnant le coefficient d'atténuation du rayonnement lorsque la position des modules n'est pas optimale.

3. Systèmes photovoltaïques mobiles ou suiveur solaire

L'objectif du système de panneaux mobiles est de pouvoir suivre le soleil tout au long de la journée. Pour cela, la structure possède deux degrés de liberté : une rotation horizontale pour régler l'azimut et une rotation verticale pour l'inclinaison. Ce système permet aux panneaux photovoltaïques de suivre continuellement la position du soleil pour assurer une production électrique maximum. Ce type de structure permet d'augmenter la production d'électricité par rapport aux panneaux fixes, d'environ 25 %.

La différence entre le système suiveur par rapport au système fixe est tout à fait évidente au niveau des performances, surtout pour les mois les plus ensoleillés. Néanmoins, les systèmes mobiles nécessitent des fondations importantes (socle en béton) et peuvent difficilement s'intégrer sur la toiture.

L'irradiation globale mensuelle et annuelle, incidente sur un plan pour un site choisi (données de Tindouf dans notre cas) est donnée sur le **tableau- (II.6)**, pour :

- a. Un plan horizontal (\overline{H}) ;
- b. Une inclinaison égale à la latitude ϕ (\overline{H}_L) ;
- c. Une inclinaison optimale d'un panneau solaire (\overline{H}_o).

Les inclinaisons optimales β_{opt} correspondant à chacun des mois et à l'année toute entière sont également données. La représentation graphique est telle que c'est portée sur la **figure- (II.20)**.

Pour calculer l'angle d'inclinaison optimal pour une irradiation maximale reçue sur un capteur incliné, on fait varier l'angle d'inclinaison dans le jour type du mois afin d'identifier l'angle pour lequel l'énergie reçue atteint sa valeur maximale.

Month	\overline{H}	\overline{H}_o	\overline{H}_L	β_{opt}
Jan	4020	5710	5780	55
Feb	4880	6290	6330	46
Mar	5910	6740	6750	32
Apr	7010	7110	7080	15
May	7540	6990	6930	1
Jun	7940	7040	6960	-6
Jul	7740	7000	6930	-3
Aug	7050	6890	6850	9
Sep	6090	6620	6620	26
Oct	4850	5900	5930	41
Nov	3910	5300	5350	52
Dec	3600	5230	5300	57
Year	5880	6400	6400	26

Tableau- II.6: Irradiation globale journalière mensuelle incidente, sur le site de Tindouf ($[Wh / m^2 . j]$) [81]

Sur la **figure- (II.22)** ci-dessous, est représentée, l'irradiation globale journalière incidente sur plan horizontal, en fonction des saisons ;

L'irradiation globale incidente sur le même site, correspondant aux cas a, b et c) est illustrée sur la figure- (II.23);

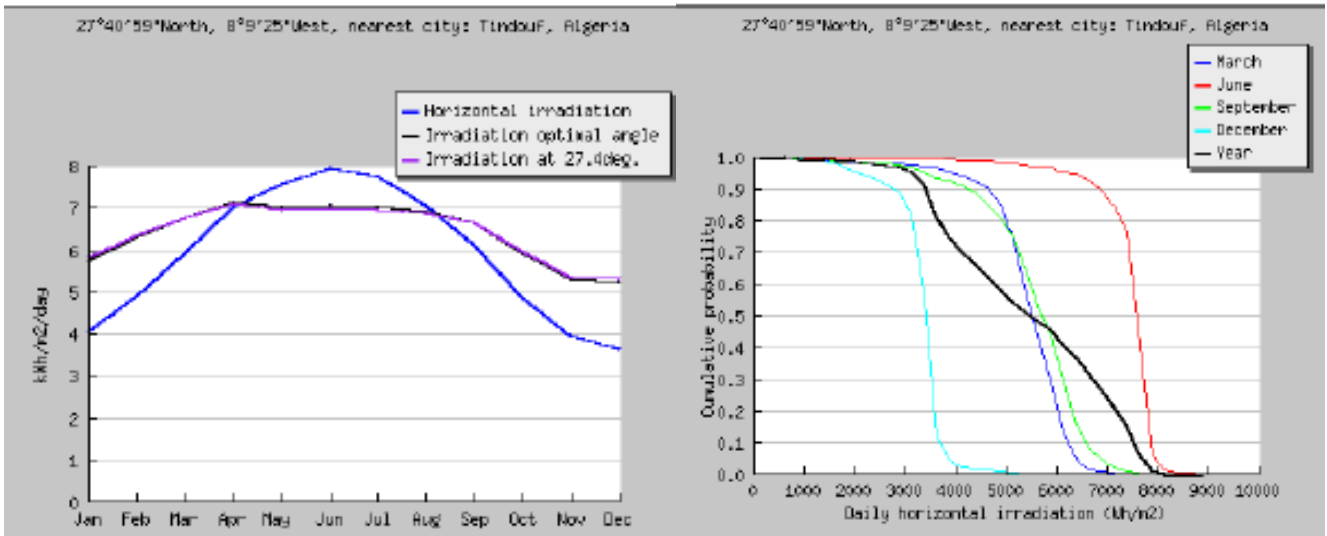
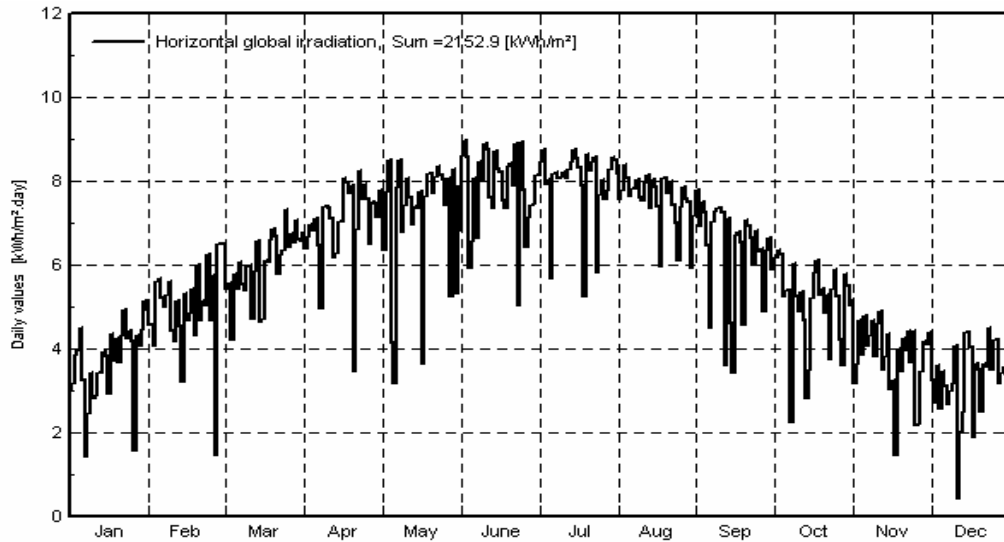


Fig- II.22: Irradiation journalière globale Incidente (Système fixe)

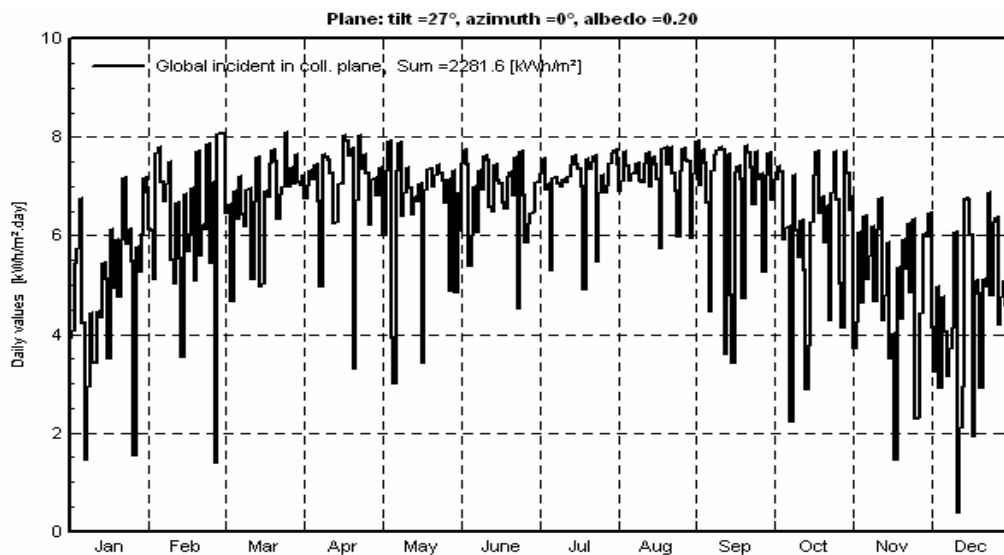
Fig- II.23: Irradiation globale journalière incidente sur plan horizontal, en fonction des saisons, (Système orientable)

L'intérêt de l'inclinaison peut encore être mis en évidence par une représentation du rayonnement global journalier sur plan horizontal et sur plan incliné de l'angle optimal.

La caractéristique est illustrée par la figure- (II.24) (résultat eu sur PVSYST);



a) Sur plan horizontal



b) Sur plan incliné

Fig. II.24: Rayonnement global journalier

Il est clair, via cette représentation, que le rayonnement sur plan incliné (2281,6 [kWh/m²]) est nettement supérieur à celui sur plan horizontal (2152,9 [kWh/m²]), c'est ce qui est recherché pour un meilleur rendement énergétique.

Le **tableau- (II.7)** suivant donne le rayonnement global journalier, pour une inclinaison optimale saisonnière ;

Période	Hivers			Printemps			Eté			Automne		
Angle moy/saison	53			16			0			40		
Mois	Déc	Jan	Fév	Mar	Avril	mai	Juin	Juil	Août	Sep	Oct	Nov
\overline{H} [Wh/m ² .j]	5230	5710	6290	6740	7110	6990	7040	7000	6890	6620	5900	5300

Tableau- II.7: L'irradiation globale journalière, au cours des mois de l'an, pour une inclinaison optimale saisonnière

Dans le **tableau- (II.8)** ci-dessous, sont montrées les différentes valeurs d'énergie annuelle pour différentes valeurs d'angle d'inclinaison.

Nous constatons que l'énergie est bien maximale pour un angle optimal mensuel. Cependant, il est très intéressant également de savoir que l'énergie reste aussi importante avec un angle optimal saisonnier [79].

β [°]	$\beta = 0$	$\beta = latitude$	$\beta = \beta_{opt}$
Energie [kWh/m ² .an]	5880	6400	6400

Tableau- II.8: L'énergie acquise annuellement, pour différentes inclinaisons

L'énergie acquise pour les deux inclinaisons ($\beta = \beta_{opt}$ et $\beta = latitude$) sont égales, pour la simple raison que $\beta_{opt} = 26$ [°] au moment où $\beta_{latitude} = 27$ [°], c'est ce qui se voit notamment sur la **figure- (II.22)**.

Et il est visiblement clair que les énergies sont très proches pour les angles, optimaux et saisonniers.

Autrement dit, bien choisir l'angle d'inclinaison du système permet de récupérer l'énergie maximale que peuvent recevoir les panneaux solaires, donc son utilisation rationnelle, menant à un bon rendement et un coût réduit.

2) Influence de la latitude

La latitude a aussi un effet important.

C'est sur la répartition saisonnière qu'elle a le plus d'influence, sur le rayonnement horizontal plus spécialement.

En effet, les journées estivales s'allongent à mesure qu'on s'éloigne de l'équateur, et le soleil est bas au midi solaire. Les journées d'hivers sont également plus courtes et le soleil encore plus bas que l'équateur. Autrement dit, l'intensité maximale et la quantité totale du rayonnement solaire sur un plan horizontal diminuent à mesure qu'augmente la latitude.

On remarque que les sites les mieux ensoleillés se situent en régions tropicales (25 à 30 [°] de latitude), les zones équatoriales sont en général plus perturbées par la nébulosité (phénomène de moussons et d'orages).

La **figure- (II.25)** suivante montre l'évolution annuelle du rayonnement global d'un beau jour, selon la latitude :

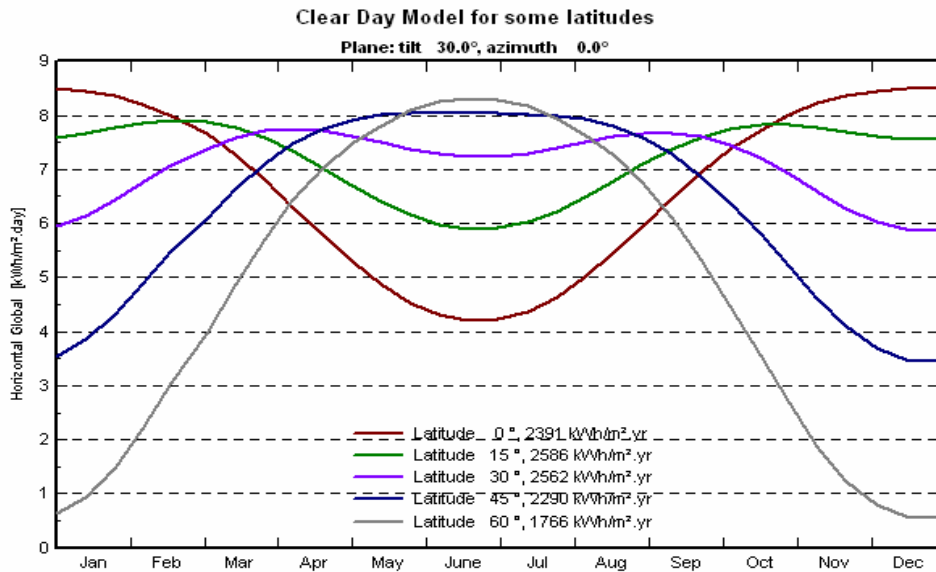


Fig- II.25: Rayonnement global journalier en fonction de la latitude, pour un modèle d'un jour clair

3) Altitude, albédo et autres facteurs

Bien entendu, la saison et l'exposition sont les principaux facteurs qui déterminent le rayonnement solaire exploitable au sol et en un lieu donné, mais d'autres éléments peuvent intervenir, notamment en montagne, en bordure de mer ou dans les villes où la pollution atmosphérique est élevée.

En altitude, le rayonnement solaire est presque aussi élevé que dans la plaine à un instant donné.

On se trouve fréquemment au dessus de la couverture nuageuse tout simplement. De manière générale, la nébulosité baisse avec l'altitude.

De même, l'influence de la neige est primordiale en hivers, la réflectivité du sol augmente considérablement, ce rayonnement réfléchi n'atteint pas les modules à l'horizontale, mais intervient pour toute exposition inclinée, à fortiori verticale.

En ce qui concerne la pollution localisée ou d'autres perturbations qui donnent lieu aux microclimats, seules les données météorologiques locales sont en mesure de s'en rendre compte.

Ce qui vient d'être dit est en partie traduit par les deux **figures -(II.26)** et **(II.27)** qui représentent l'irradiance globale, le long d'une journée à ciel dégagé ainsi qu'au cours d'une journée réelle à ciel relativement couvert. L'irradiance diffuse est également représentée en cette même journée, du mois de Décembre, respectivement pour un système fixe et mobile (avec trackeur) ;

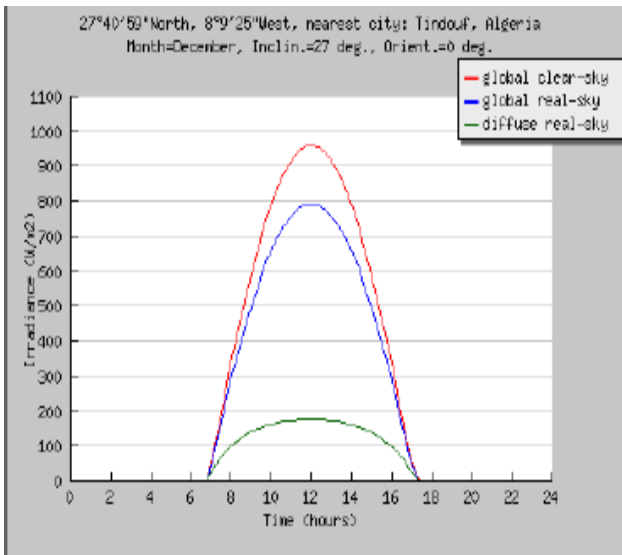


Fig- II.26: Irradiance globale et diffuse, au cours de jours différents du mois de Décembre (Système fixe)

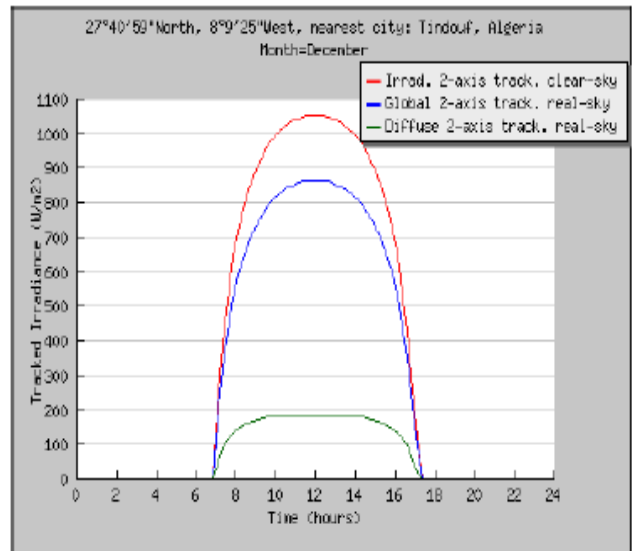
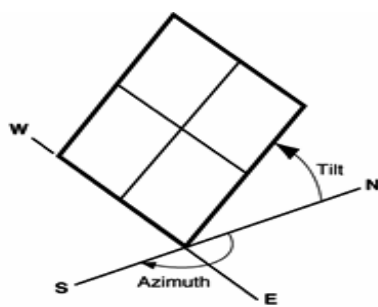


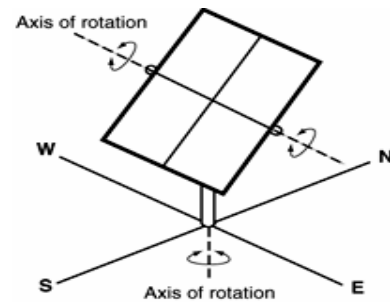
Fig- II.27: Irradiance globale et diffuse, au cours de jours différents du mois de Décembre (Système orientable)

D'où ressort encore une fois l'intérêt du trackeur.

Et la **figure- II.28- a et b)** donne la configuration du système en termes de l'orientation des panneaux, dans chacun des deux cas de figure ;



a) Système fixe



b) Système orientable, suivant les deux axes

Fig- II.28: Orientation du panneau

II.3 Température de la cellule

La température de la cellule est la température en surface du module. Durant la nuit, elle est la même que la température ambiante, mais peut bien excéder la température ambiante de 30 [°C] ou plus, en plein soleil.

Homer calcule la température de la cellule à chaque pas du temps, et utilise le résultat pour calculer la puissance de sortie des modules PV. Il calcule la température de la cellule à partir de la température ambiante et le rayonnement sur les panneaux, comme suit ;

Nous définissons tout d'abord, une balance énergétique pour les panneaux PV, en utilisant l'équation suivante, d'après Duffie et Beckman (1991) ;

$$\tau\alpha_T G_T = \eta_c G_T + U_L (T_c - T_a) \quad (\text{II.30})$$

avec :

τ : est le transmittance solaire du matériau couvrant le module solaire [%];

α_T : représente l'absorptance solaires des modules PV [%] ;

G_T : est la radiation solaire incidente sur les panneaux [kW/m²] ;

η_c : est l'efficacité de conversion électrique du champ PV [%] ;

U_L : coefficient de transfert de chaleur à l'environnement [kW/m²°C] ;

T_c : est la température de cellule PV [°C] ;

T_a : la température ambiante [°C].

L'équation suivante met en évidence le fait qu'une balance existe, entre l'énergie solaire absorbée par les panneaux PV et la production électrique, d'une part, et le transfert de la chaleur à l'environnement, d'autre part. Nous pouvons résoudre cette équation pour retrouver la température de la cellule, et qui est donnée par ;

$$T_c = T_a + G_T \left(\frac{\tau\alpha_T}{U_L} \right) \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha_T} \right) \quad (\text{II.31})$$

Il est difficile de mesurer directement la valeur de $\left(\frac{\tau\alpha_T}{U_L} \right)$, raison pour laquelle les fabricants rapportent la température de fonctionnement nominale de la cellule (NOCT, « Nominal Operating Cell Temperature »), qui est définie comme la température de la cellule qui se résument en une radiation incidente de 0,8 [kW/m²], une température ambiante de 20 [°C], à un $\eta_c = 0$. Ces valeurs substituées dans l'équation précitée, cette dernière peut être résolue pour $\left(\frac{\tau\alpha_T}{U_L} \right)$ et elle est finalement donnée comme suit ;

$$\frac{\tau\alpha_T}{U_L} = \frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{T,NOCT}} \quad (\text{II.32})$$

Où :

$T_{c,NOCT}$: est la température du fonctionnement nominal e la cellule [°C] ;

$T_{a,NOCT}$: est la température ambiante, en laquelle NOCT est défini (20 [°C]) ;

$G_{T,NOCT}$: est le rayonnement solaire en lequel NOCT est défini (0,8 [kW/m²]).

Si on suppose $\frac{\tau\alpha_T}{U_L}$ constant, l'expression de température de la cellule devient :

$$T_c = T_a + G_T \left(\frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{T,NOCT}} \right) \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha_T} \right) \quad (\text{II.33})$$

Duffie et Beckmann (1991) suggèrent une valeur de 0,9, pour $\tau\alpha_T$. Puisque $\frac{\eta_c}{\tau\alpha_T}$ est relativement petit par rapport à l'unité, cette supposition n'introduit pas d'erreurs significatives.

II.4 Puissance en sortie des modules

Homer suppose que les modules PV fonctionnent toujours au point de puissance maximum, ce qui veut dire que le rendement de la cellule est toujours égal à celui du point de puissance maximale ;

$$\eta_c = \eta_{mp} \quad (\text{II.34})$$

Où :

η_{mp} est le rendement du champ PV, en son point de puissance maximale [%].

Nous pouvons ainsi remplacer η_c par η_{mp} , dans l'expression de la température d'une cellule PV, ce qui donne l'équation suivante;

$$T_c = T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \left(1 - \frac{\eta_{mp}}{\tau\alpha_T} \right) \quad (\text{II.35})$$

Mais η_{mp} dépend de la température de la cellule T_c . Homer considère une variation linéaire du rendement en fonction de la température, selon l'équation suivante ;

$$\eta_{mp} = \eta_{mp,STC} [1 + \alpha_p (T_c - T_{c,STC})] \quad (\text{II.36})$$

Où :

$\eta_{mp,STC}$: est le rendement au point de puissance maximale, sous les conditions de tests standards [%] ;

Les constructeurs rapportent rarement cette donnée sur leurs produits, en revanche elle peut tout à fait être calculée pour n'importe quel module PV, par l'expression suivante ;

$$\eta_{mp,STC} = Y_{PV} / A_{PV} G_{T,STC} \quad (\text{II.37})$$

avec :

Y_{PV} : est la capacité de production du module, c'est-à-dire la puissance en sa sortie, sous STC [kW] ;

A_{PV} : la surface du module PV [m²] ;

$G_{T,STC}$: est la radiation sous conditions de test standard (1 [kW/m²]).

α_p : le coefficient de température de la puissance [% /°C] ;

Il est souvent fourni par le constructeur, sous d'autres appellations, qui sont coefficient de température de puissance ou encore, le maximum du coefficient de température de la puissance, et si la valeur n'est pas donnée sur le produit commercialisé, il doit y avoir un graphique des performances normalisées fonction de température de cellule.

Le coefficient de température de la puissance est normalement négatif, dans le sens où le rendement du module PV décroît à températures de cellule élevées.

Et $T_{c,STC}$: représente la température de la cellule, sous les conditions de tests standards (25 [°C]).

L'équation du rendement peut être remplacée dans l'expression de l'équation qui calcule la température de cellule. Elle est donnée comme suit ;

$$T_c = \frac{T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \left[1 - \frac{\eta_{mp,STC} (1 - \alpha_p T_{c,STC})}{\tau \alpha_T} \right]}{1 + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \left(\frac{\alpha_p \eta_{mp,STC}}{\tau \alpha_T} \right)} \quad (\text{II.38})$$

Cette température doit être en Kelvin, et Homer utilise cette équation pour calculer la température de la cellule à chaque pas de temps.

A noter que les fabricants de cellules PV estiment la production de leurs modules PV aux conditions de fonctionnement standard (STC), signifiant une radiation de 1 [kW/m²], une température de cellule de 25 [°C], et aucun vent.

Les conditions standard de fonctionnement ne reflètent pas les conditions de fonctionnement typiques, puisque les températures des cellules en plein soleil ont tendance à être beaucoup plus élevées que 25 [°C].

Homer utilise l'équation suivante pour calculer la puissance de sortie d'un module PV ;

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{\overline{G_T}}{G_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_T (T_c - T_{c,STC})] \quad (\text{II.39})$$

Où :

f_{PV} : est le facteur de qualité des modules PV utilisés [%] ;

C'est un facteur d'échelle qu'Homer applique à la puissance en sortie du module PV, pour prendre en compte sa réduction, dans les conditions réelles de fonctionnement en comparaison avec les conditions sous lesquelles les modules ont été estimés.

Ce facteur est utilisé pour considérer certains facteurs comme les pertes de câblage, ombrage, couverture neigeuse, et autre.

Si l'effet de la température sur les modules PV est explicitement choisi de ne pas être modélisé, alors ce même effet devrait être incluse dans le facteur de qualité.

Conclusion

Dans cette partie, ont été données des explications générales sur le gisement solaire/éolien ainsi que quelques notions fondamentales d'astronomie. Processus de calcul notamment sur Homer, des différentes composantes du rayonnement solaire, son incidence sur l'énergie produite, en se basant sur les données du site de Tindouf ont également été présentées.

L'importance de l'inclinaison des panneaux solaires sur le rendement de l'énergie récoltée a particulièrement été traitée.

En pratique et pour des raisons de coûts, les panneaux solaires sont généralement orientés avec une inclinaison fixe, ou bien une inclinaison égalant la latitude.

Encore plus pratique et plus intéressant, l'énergie reste maximale en ne changeant l'inclinaison des panneaux que quatre fois par an (saisonnement).

Chap. III

**Etude conceptuelle d'un
SEH PV/Eolien/Diesel**

III/ Etude conceptuelle d'un SEH PV/ Eolien/ Diesel

Introduction

Les solutions technologiques nouvelles proposées par les générateurs hybrides, même si elles sont très complexes comparativement aux solutions courantes mono source, présentent par contre un intérêt évident considérable par leur flexibilité incomparable, leur souplesse de fonctionnement et leur prix de revient vraiment attractif.

Cependant, ces solutions exigent un dimensionnement laborieux préalable basé sur une connaissance approfondie du gisement en Energies Renouvelables du site d'implantation à l'amont, une gestion rigoureuse de l'énergie électrique produite à l'aval et un savoir-faire que seule l'expérience dans l'ingénierie des systèmes énergétiques pourra assurer. Cette gestion rigoureuse de l'énergie s'appuie sur l'intelligence des dispositifs de régulation et de contrôle, rendu possible grâce à des logiciels très puissants.

Il existe plusieurs logiciels de dimensionnement et de simulation des SEH [82] :

HOMER (outil développé aux Etats-Unis par "National Renewable Energy Laboratory" (NREL), *SOMES* (développé aux Pays-Bas par l'Utrecht University), *RAPSIM* (en Australie par la Murdoch University Energy Research Institute), *SOLSIM* et *INSEL* (qui sont développés en Allemagne, respectivement au Fachhochschule Konstanz et l'université d'Oldenburg), Tous ces logiciels sont à différents degrés de complexité et précision, et ont pour but d'optimiser les systèmes hybrides, bien que les stratégies d'optimisation soient différentes.

Notre travail se fera en utilisant les logiciels Retscreen, Homer et PVsyst.

Un manuel et un tutorial sont disponibles et téléchargeables sur leurs sites respectifs : <http://www.retscreen.net/>, <http://www.nrel.gov/homer/renew> et <http://www.pvsyst.com/>.

Mais pour réaliser des optimisations de dimensionnement (puissances installées et capacités de stockage) et de la gestion d'énergie, ces outils ne suffisent pas. Il nous faut, en effet, disposer de bases de données de consommation et de gisements de production (vent, soleil), dans un premier temps puis, définir des critères de choix des diverses solutions possibles. Nous avons choisi de réaliser ces optimisations sur des critères de minimisation du coût global du système tant d'un point de vue de l'installation que de l'utilisation.

Il est donc aussi nécessaire d'établir des modèles économiques des différentes entités composant le système.

Cette étude est très indispensable, afin de simuler le fonctionnement probable du système énergétique et de s'assurer de son intérêt et de sa faisabilité.

III.1 Site d'implantation

Il existe une multitude de sites favorables pour la production d'énergie décentralisée sur le territoire nationale de l'Algérie, et plus spécifiquement aux régions isolées se trouvant en majorité dans le sud algérien. Le choix de ces sites a été basé sur la disponibilité des données météorologiques.

Notre point d'intérêt étant focalisé sur la production hybride PV-éolien, le choix du site ne présente pas une tâche facile, chacun jouit d'un nombre d'avantages par rapport à l'autre, en se basant sur les conditions météorologiques dominantes, le choix s'est porté sur la préfecture de Tindouf.

Et **Tindouf** (ou **Tinduf**) en est une ville située à 1 900 [km] au sud-ouest d'Alger. La ville compte 30 000 habitants.

III.1.1 Données géographiques du lieu

Caractéristiques Site	Longitude [°]	Latitude [°]	Altitude [m]	Situation géographique
Tindouf	8,14 W	27,40 N	386	Sahara

Tableau- III.1: *Données géographiques du site de Tindouf*

III.1.2 Données météorologiques

Le **tableau- (III.2)** représente les caractéristiques climatiques du site de Tindouf ; certaines ont d'ores et déjà été données dans la section **II.2.2.2**);

Mois	Température de l'air		Humidité relative	Rayonnement solaire quotidien - horizontal	Pression atmosphérique	Vitesse du vent	Température du sol	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de climatisation
	°C	°C	%	kWh/m²/j	kPa	m/s	°C	°Cj	°Cj
Janvier	10,3	3,9	42,6%	3,72	95,6	4,1	11,7	240	8
Février	13,0	3,9	32,7%	4,89	95,4	4,3	15,1	139	85
Mars	17,8	3,9	26,6%	6,02	95,0	4,6	20,5	7	241
Avril	23,0	3,9	21,0%	7,03	94,8	4,5	26,5	0	390
Mai	28,4	3,9	19,2%	7,19	94,7	4,7	32,1	0	570
Juin	32,5	3,9	17,1%	7,82	94,7	4,3	36,5	0	675
Juillet	33,3	3,9	14,7%	7,99	94,8	4,5	37,3	0	722
Août	32,8	3,9	17,2%	7,56	94,8	4,4	36,6	0	706
Septembre	30,0	3,9	22,4%	6,34	94,9	4,2	33,4	0	601
Octobre	24,3	3,9	29,4%	5,07	95,1	4,1	26,8	0	444
Novembre	17,7	3,9	32,7%	3,82	95,3	4,1	19,5	10	230
Décembre	11,7	3,9	41,0%	3,29	95,5	4,0	13,0	196	52
Annuel	22,9	3,9	26,4%	5,90	95,0	4,3	25,8	591	4 724
Mesuré à	m					10,0	0,0		

Source/ NASA

Tableau- III.2: *Données météorologiques du site de Tindouf*

La consommation moyenne d'électricité d'un ensemble de ménages (hors chauffage) est de 9490 [kWh/an].

Nous allons étudier la faisabilité de couvrir ces besoins avec une solution 100% propre.

III.2 Dimensionnement du gisement

Le dimensionnement d'un système hybride est une phase importante de sa conception. Et du fait que le coût capital des équipements est le composant majeur du prix de l'électricité d'origine renouvelable, le surdimensionnement de ces équipements a un effet nuisible sur le prix de la puissance générée au moment où le sous dimensionnement réduit la fiabilité du système.

L'objectif de ce travail est d'optimiser et dimensionner un système de production d'électricité issu de la combinaison d'une ou plusieurs sources d'énergie renouvelables (solaire, éolien) avec un générateur diesel, pour l'alimentation électrique d'une dizaine de foyers situés dans la région de Tindouf.

Il faut savoir que la consommation des ménages en électricité représente 25 % de la consommation nationale, et que l'éclairage domestique occupe 32 % de notre facture d'électricité [83].

Des données complémentaires à celles fournies dans les **sections II.2.2)** sont illustrées ci-dessous ;

III.2.1 Caractéristiques météorologiques

➤ Les données relatives à l'éclairage

Mesuré sur une surface horizontale, le rayonnement solaire quotidien varie entre 3,29 [kWh/m²/j] au mois de Décembre et 7,99 [kWh/m²/j] au mois de Juillet, avec une moyenne annuelle de 5,88 [kWh/m²/j].

Sur surface inclinée à 26°, ce rayonnement varie entre 5,23 [kWh/m²/j] au mois de Décembre, à 7,11 [kWh/m²/j] au mois d'Avril, avec une moyenne annuelle de 6,4 [kWh/m²/j].

L'évolution du profil de l'éclairage sur certains mois de l'année, est donnée par les **figures- (III.1) et (III.2)**;

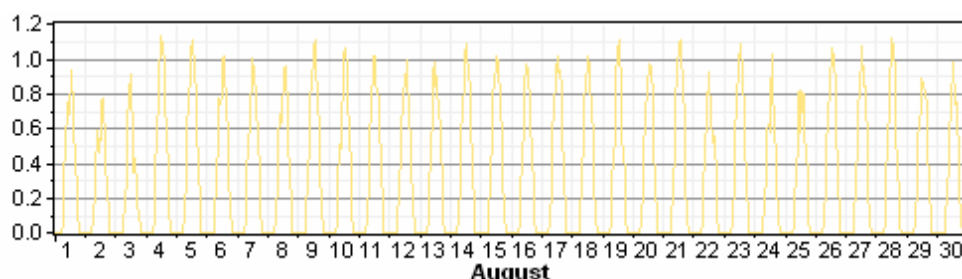


Fig- III.1: L'éclairage le long du mois d'août

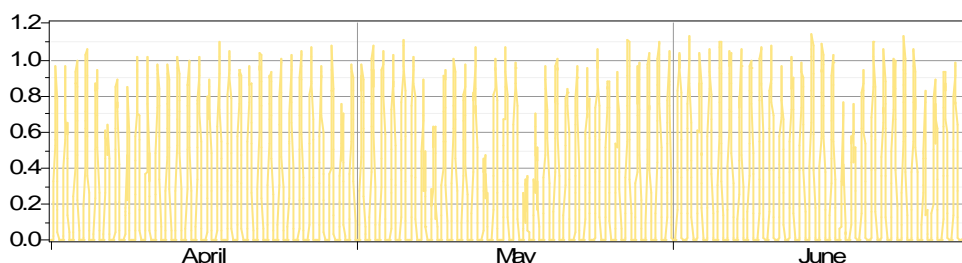


Fig- III.2: Illustration de l'éclairage au cours du mois d'Avril, Mai et Juin

Le profil de l'éclairage moyen mensuel est représenté par la **figure- (III.3)** ci- après ;

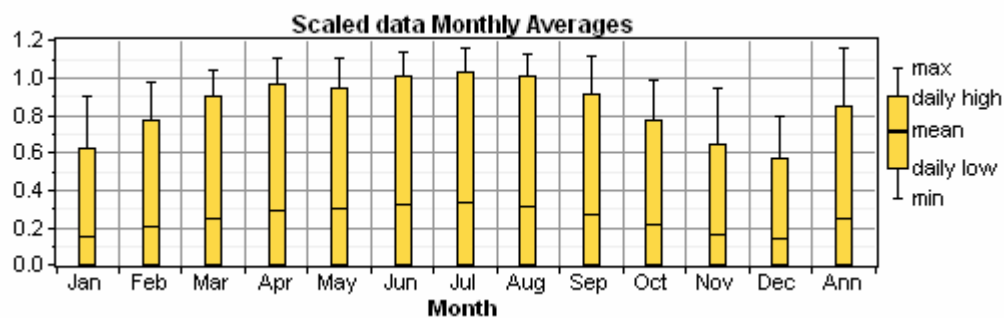


Fig- III.3: Profil de l'éclaircissement moyen mensuel

Est représenté sur la figure- (III.4), le DMap de l'éclaircissement sur le site d'étude ;

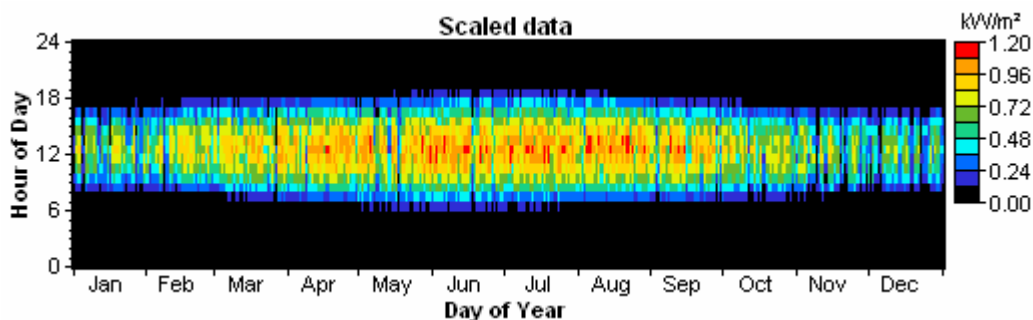


Fig- III.4: DMap de l'éclaircissement

Le **DMap** est un type de graphes mettant en évidence un an de données horaires, chaque heure de l'année est représentée par un rectangle coloré selon la valeur de la donnée, en cette heure.

Cette représentation permet de voir plus clairement et facilement qu'une autre, avec série de graphes temporels simples.

La variation de l'éclaircissement journalier au cours des saisons, est donnée par la figure- (III.5) ci-dessous ;

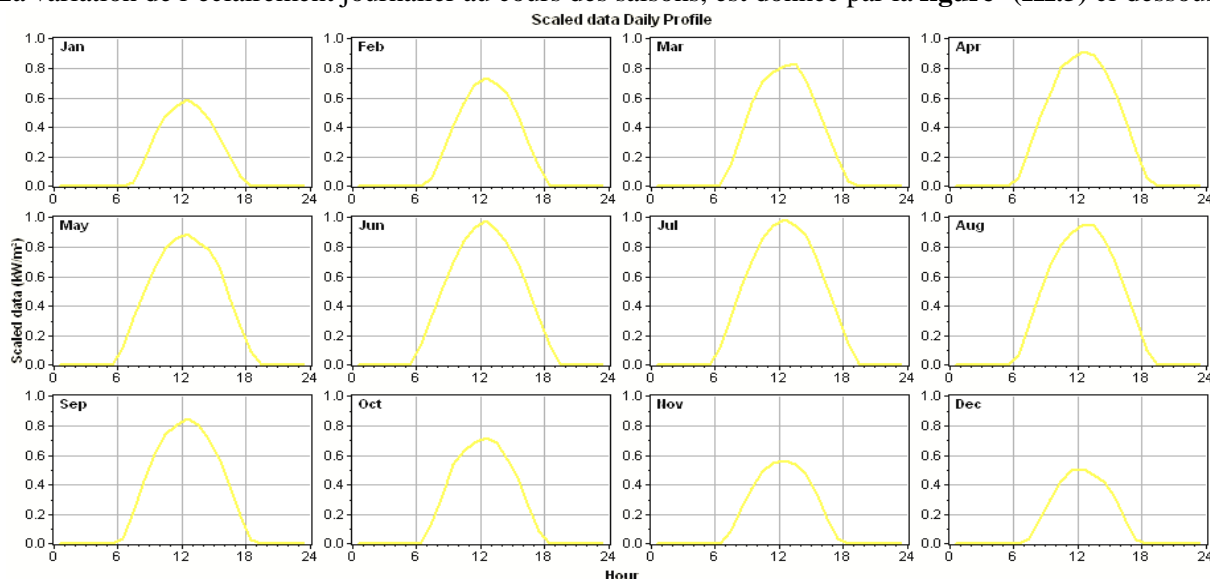


Fig- III.5: Variation de l'éclaircissement au cours des saisons

➤ Les données relatives à la température ambiante

La température moyenne mensuelle maximale est de 33,3 [°C] au mois de Juillet, tandis que la température moyenne minimale est de 10,3 [°C] au mois de Janvier, ce qui fait une moyenne annuelle de 22,9 [°C].

On donne sur la **figure- (III.6)** qui suit, le profil de la température ambiante annuelle ;

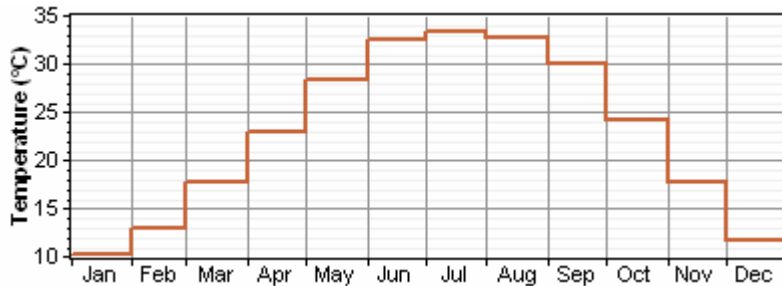


Fig- III.6: Profil de la température ambiante annuelle

Le profil de la température ambiante moyenne mensuelle, est représenté par la **figure- (III.7)** ci- après ; :

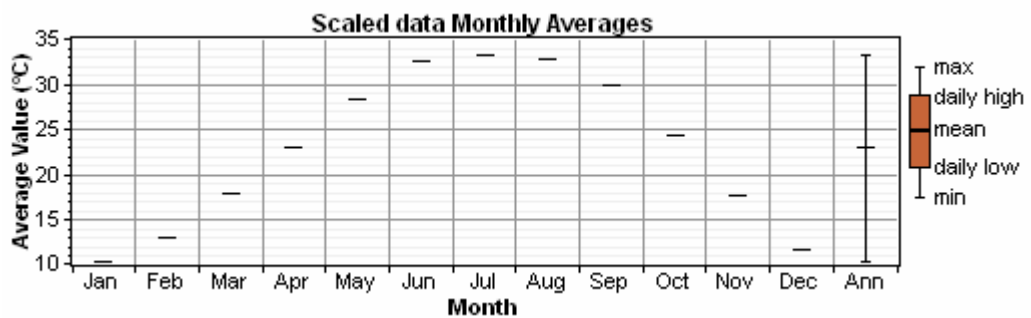


Fig- III.7: Profil de la température ambiante moyenne mensuelle

Est représenté sur la **figure- (III.8)**, le DMap de la température ambiante sur le site d'étude ; :

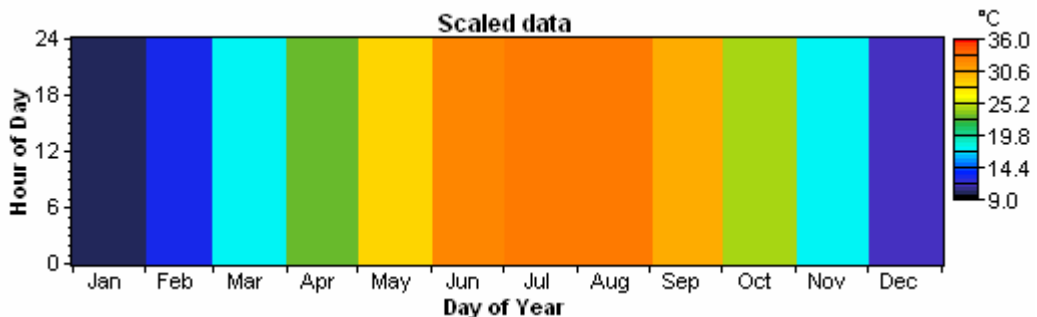


Fig- III.8: DMap de la température ambiante

La variation de la température ambiante journalière au cours des saisons, est donnée par la **figure- (III.9)** ci-dessous ;

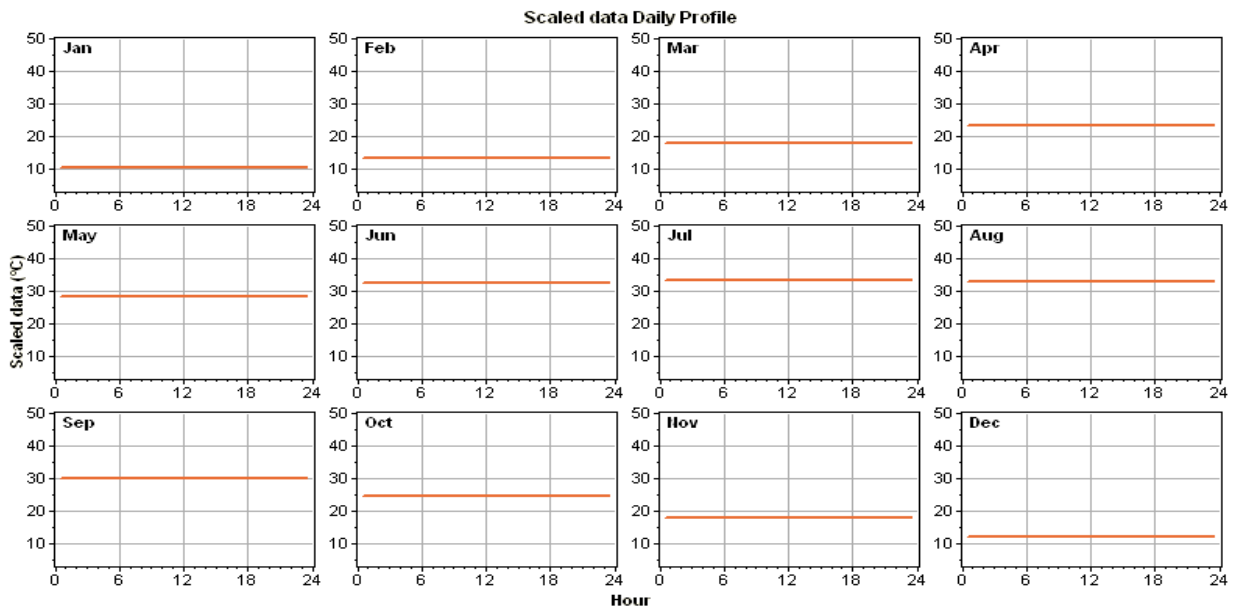
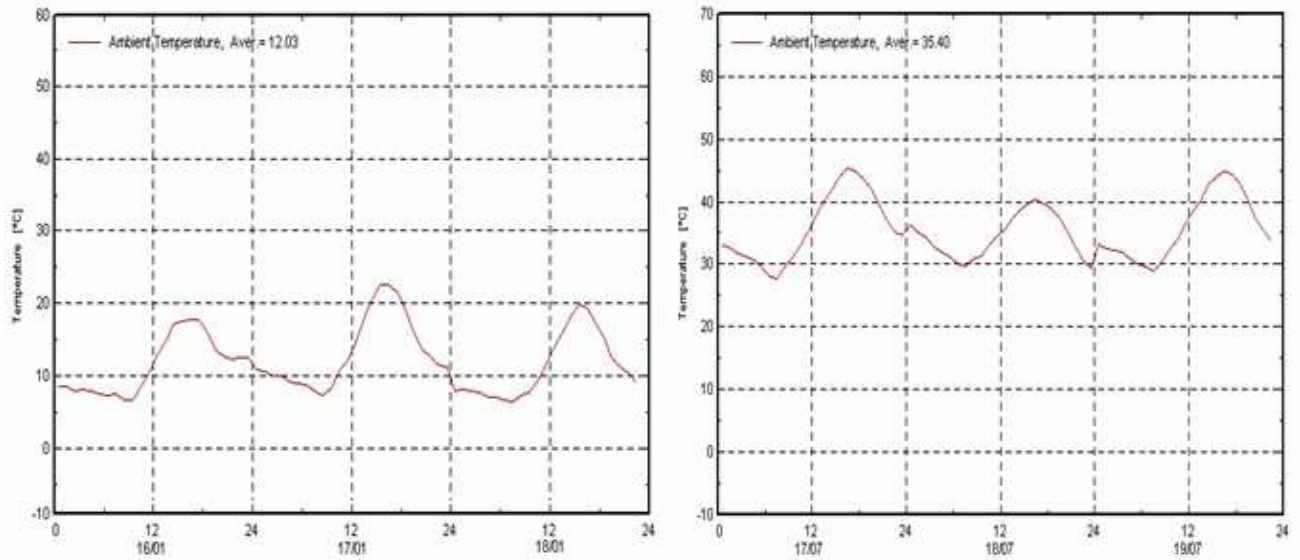


Fig- III.9: *Variation de la température ambiante journalière au cours des saisons*

L'évolution de la température ambiante le long de trois jours du mois de Janvier et Juillet, jour type inclus (17^{ème} jour de chacun des deux, d'après Klein), est telle que représentée sur la **figure- III.10- a et b)** suivante, issue de PVSYST; :



a) *Mois de Janvier (Hivers)*

b) *Mois de Juillet (Eté)*

Fig- III.10: *Température ambiante régnante sur le site d'étude, au cours de deux saisons différentes*

➤ Les données relatives à la vitesse du vent

Sachant que :

- Les mesures de la vitesse du vent sont prises à hauteur d'anémomètre placé à 10 [m] du sol ;
- Le facteur de forme k_w , de la distribution de Weibull est remplacé par le modèle de Rayleigh ($k_w=2$);
- Le facteur d'autocorrélation est de 0,85.

En fait, le facteur d'autocorrélation est une mesure du caractère aléatoire du vent.

Des valeurs élevées de ce facteur indiquent que la vitesse du vent à une heure quelconque dépend fortement de celle de l'heure précédente. Des valeurs faibles indiquent plutôt que cette vitesse tend à fluctuer dans un sens aléatoire d'une heure à une autre.

Ce paramètre est affecté par la topologie du lieu considéré, il tend à être plus faible ($0,7 \div 0,8$) dans les endroits à topologie complexe, et plus élevé ($0,9 \div 0,97$) dans les endroits dont la topologie est plus uniforme ;

- Le modèle de force journalier (The diurnal pattern strength), est une mesure de la force de liaison de la vitesse du vent au temps de la journée. L'après midi tend à être plus ventée que la matinée, pour certains sites, et des valeurs élevées de ce paramètres indiquent l'existence d'une dépendance relativement forte au temps dans la journée, l'inverse étant vrai.

Une valeur de 0,25 est supposée, pour l'étude de notre site ;

- L'heure du pic de la vitesse du vent, est simplement le temps dans la journée tendant à être le plus venté en moyenne, durant l'année. Nous avons supposé, pour notre site, que c'est un pic ayant lieu à 15h00 ;
- Enfin, la vitesse moyenne mensuelle du vent varie de 4 [m/s] au mois de Décembre jusqu'à 4,7 [m/s] au mois de Mai, avec une moyenne annuelle de 4,3 [m/s].

On représente respectivement sur les **figures- (III.11) et (III.12)**, les profils, de la vitesse du vent annuelle et celui fonction de la hauteur au dessus du sol ;

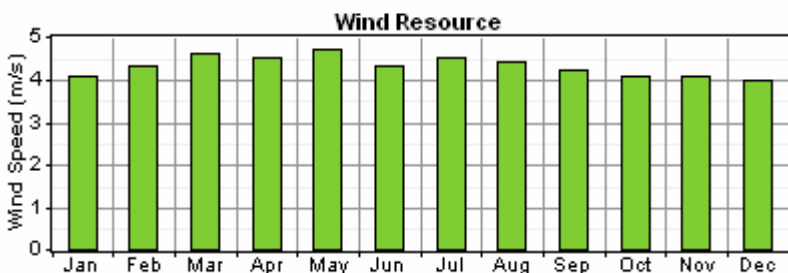


Fig- III.11: Profil de la vitesse du vent annuelle



Fig- III.12: Profil de la vitesse du vent en fonction de la hauteur au dessus du sol

L'évolution de la vitesse du vent au cours de certains mois de l'année est représentée sur les figures- (III.14) et (III.15);

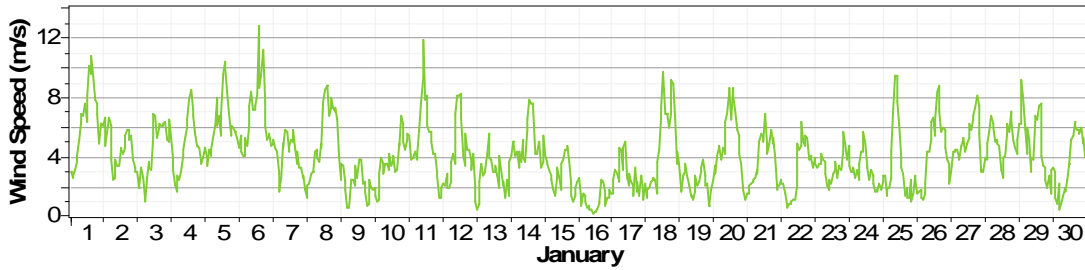


Fig- III.14: Profil de la vitesse du vent au cours du mois de Janvier

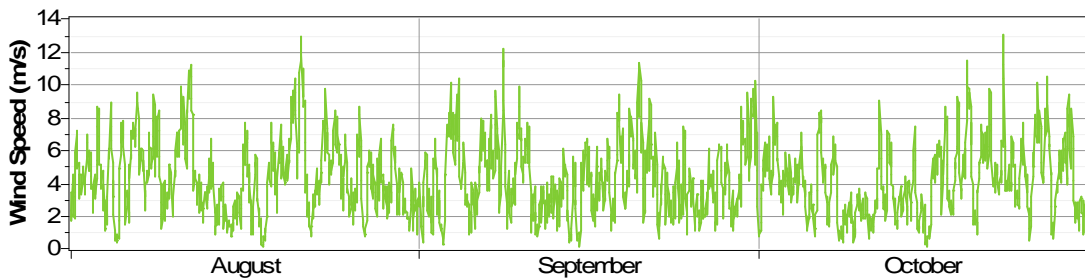


Fig- III.15: Profil de la vitesse du vent au cours du mois d'Août, Septembre et Octobre

Le profil de la vitesse du vent moyenne mensuelle est représenté par la figure- (III.16) ci- après ;

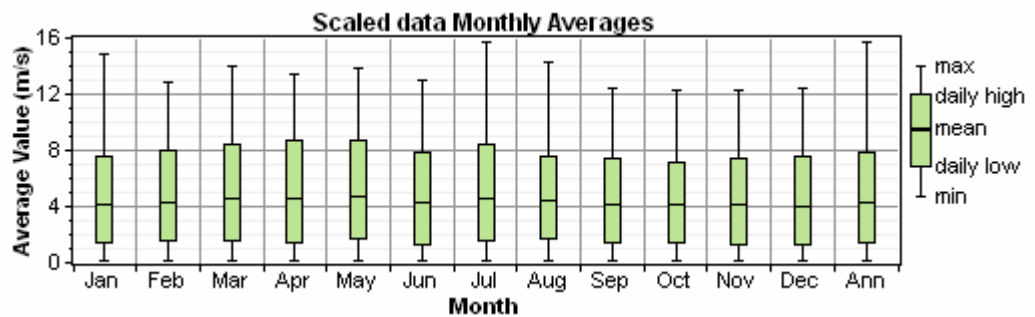


Fig- III.16: Profil de la vitesse du vent moyenne mensuelle

Est représenté sur la figure- (III.17), le DMap de la vitesse du vent, sur le site d'étude ;

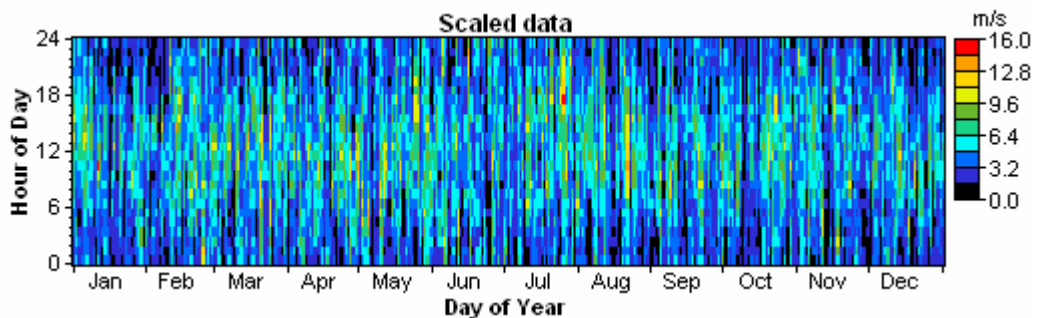


Fig- III.17: DMap de la vitesse du vent

La densité de probabilité de la vitesse du vent du site étudié est représentée sur la **figure- (III.18)** suivante ;

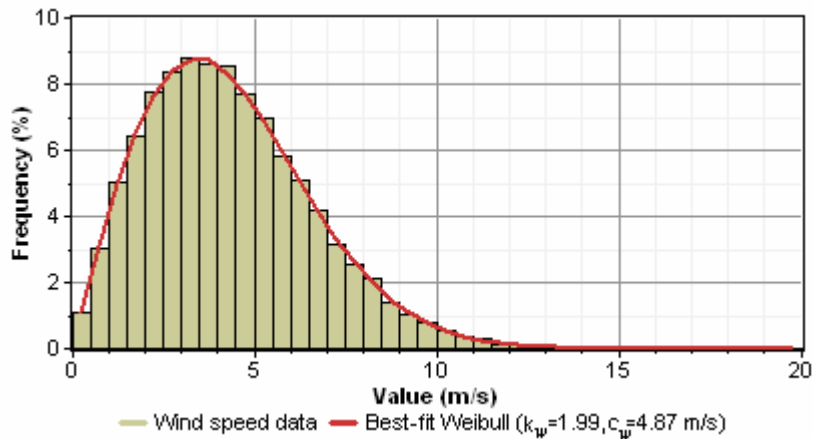


Fig- III.18: Densité de probabilité de la vitesse du vent

La variation de la vitesse du vent journalière au cours des saisons, est donnée par la **figure- (III.19)** ci-dessous ;

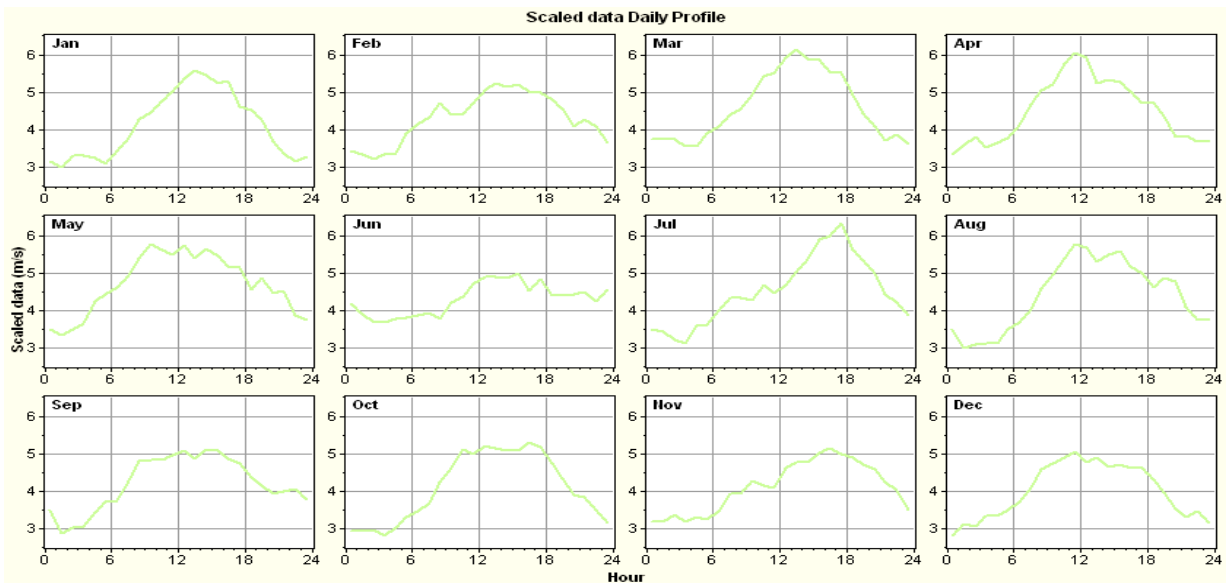


Fig- III.19: Variation de la vitesse du vent journalière au cours des saisons

III.2.2 Détermination de la consommation énergétique

La donnée initiale dans la mise en œuvre d'un système de production à source d'énergies renouvelables comme pour tout autre système énergétique est la demande, qui va être déterminée par rapport à la charge à alimenter. Cette demande doit être estimée aussi précisément que possible tant d'un point de vue des puissances appelées que de sa répartition temporelle, même si son caractère souvent aléatoire rend cette tâche bien difficile.

La valeur du nombre d'heures de consommation est déterminée en fonction des consommations :

- L'éclairage qui dépend :

a - De l'heure du lever et du coucher du soleil qui est fonction de :

- * la situation géographique du site ;
- * la correction due au décalage horaire par rapport au temps universel ;
- * la correction due au décalage du faisceau de longitude du lieu (3 [mn/°]) ;
- * la correction due à la variation saisonnière de l'équation du temps.

b - Des heures du lever et du coucher des membres de la famille.

Les horaires relatifs au lever et au coucher du soleil en heure locale varient d'une saison à l'autre. Ainsi connaissant les heures du lever et du coucher de la famille, nous pouvons déterminer facilement le nombre d'heures de consommation relatif à l'éclairage d'une maison quelconque sur le lieu considéré.

- Equipements

Le réfrigérateur pris comme exemple, le nombre d'heures de fonctionnement du compresseur dépend de la température du milieu environnante. C'est pour cette raison que cette durée diffère en fonction des diverses saisons.

III.2.2.1 Gestion des charges

La stratégie de gestion des charges peut aussi être à court terme et à long ternie [12]. Les deux types de stratégie utilisent les charges pour faire varier la demande d'énergie. Ainsi, les charges sont connectées et déconnectées par ordre de priorité (**figure- (III.20)**). Les pompes à eau et les unités de désalinisation sont des exemples de charges différées de faible priorité en fonctionnement normal. Les charges optionnelles sont toutes des charges ayant une utilité et pouvant être utilisées durant l'excédent d'énergie qui autrement serait dissipé.

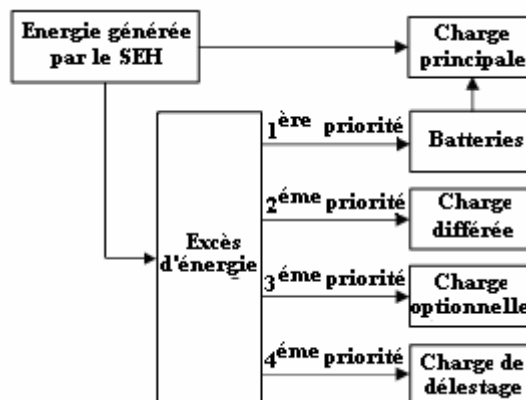


Fig- III.20: Diagramme des priorités des charges

La stratégie de contrôle à court terme connecte et déconnecte les charges du système en fonction du dépassement de certains seuils fixes pour la fréquence du bus à CA. Les charges sont connectées de manière progressive, selon les variations de la fréquence. La charge de délestage (dump load) est une charge spéciale dont la puissance peut être modifiée en fonction de la déviation de fréquence. Elle peut aider à régler la fréquence du réseau dans des conditions de surplus d'énergie.

La gestion à long terme assure l'équilibre énergétique sur des intervalles de temps importants. Les charges différées et optionnelles ont en général une priorité réduite pendant une partie de la journée.

Elles doivent être connectées seulement quand leur régime de priorité est élevé. Dans le cas du pompage de l'eau, quand le niveau de l'eau dans le bassin est bas, la pompe acquiert une priorité élevée et elle doit démarrer. La stratégie de gestion des charges peut aussi être utilisée pour réduire les pertes énergétiques du GD.

III.2.2.2 Caractéristiques de la charge

Les besoins énergétiques des communautés rurales peuvent être classés en trois catégories : domestique (ménage et équipements d'accompagnement), agricole (pompage de l'eau et irrigation, séchage des produits agricoles,..., dont l'estimation peut se faire une fois arrêté la liste des unités agricoles) et industriels (plâtrerie, le biogaz,..).

Nous avons choisi un village d'une dizaine de foyers types, non raccordés au réseau de distribution d'énergie classique et équipée de l'ensemble des appareils permettant de fournir le confort aux occupants.

L'éclairage et la production du froid représentent sans aucun doute les deux besoins essentiels d'une habitation, l'information et les loisirs sont de nos jours indissociables d'une vie de société.

L'ensemble d'appareillage, et la consommation saisonnière associée, hors chauffage, le long des jours de la semaine, se présente comme suit ;

III.2.2.2- a) Sur PVSYST

Le **tableau- (III.3)** suivant représente les données de la charge saisonnière, à laquelle devra répondre l'installation PV en cours;

PVSYST V3.4				Page 2/4
Stand alone PV system: Detailed User's needs				
Project :	Stand alone project at Tindouf			
Simulation variant :	PV installation at Tindouf			
Main system parameters	System type	Stand alone		
PV field orientation	Tracking, tilted axis, axis tilt:	28°	axis azimuth	0°
PV modules	Model	AC-150P/13S	Pnom	150 Wp
PV array	Nb of modules	30	Pnom total	4.5 kWp
Battery	Model	TXE 1700 / OPzS150Technology		
Battery pack	Nb of units	24	Voltage / Capacity	48 V / 1700 Ah
User's needs	Daily household consumers	Seasonal modulation	Global	7133 kWh/year
Daily household consumers, Seasonal modulation, average = 19.5 kWh/day				
Summer (June-August)				
	Number	Power	Use	Energy
Fluorescent lamps	60	18 W/lamp	2 h/day	2160 Wh/day
TV / Magnetoscope / PC	10	75 W/app	5 h/day	3750 Wh/day
Domestic appliances	10	120 W/app	3 h/day	3600 Wh/day
Fridge / Deep-freeze	10		1500 Wh/day	15000 Wh/day
Total daily energy				24510 Wh/day
Autumn (Sep.-Nov.)				
	Number	Power	Use	Energy
Fluorescent lamps	60	18 W/lamp	4 h/day	4320 Wh/day
TV / Magnetoscope / PC	10	75 W/app	3 h/day	2250 Wh/day
Domestic appliances	10	120 W/app	3 h/day	3600 Wh/day
Fridge / Deep-freeze	10		800 Wh/day	8000 Wh/day
Total daily energy				18170 Wh/day
Winter (Dec.-Feb.)				
	Number	Power	Use	Energy
Fluorescent lamps	60	18 W/lamp	5 h/day	5400 Wh/day
TV / Magnetoscope / PC	10	75 W/app	3 h/day	2250 Wh/day
Domestic appliances	10	120 W/app	3 h/day	3600 Wh/day
Fridge / Deep-freeze	10		600 Wh/day	6000 Wh/day
Total daily energy				17250 Wh/day
Spring (March-May)				
	Number	Power	Use	Energy
Fluorescent lamps	60	18 W/lamp	4 h/day	4320 Wh/day
TV / Magnetoscope / PC	10	75 W/app	3 h/day	2250 Wh/day
Domestic appliances	10	120 W/app	3 h/day	3600 Wh/day
Fridge / Deep-freeze	10		800 Wh/day	8000 Wh/day
Total daily energy				18170 Wh/day

Tableau- III.3: Données générales (techniques et charge saisonnière) de l'installation

Sur la première partie du tableau, sont données les caractéristiques techniques générales de l'installation PV, en question.

Tel qu'il est indiqué dans la première partie du tableau, la consommation journalière est de 19,5 [kWh], la consommation annuelle est donc estimée à 7117,5 [kWh]

III.2.2.2- b) Sur HOMER

La même charge se présente comme suit sous Homer ;

Le profil annuel de la charge est donné par la **figure- (III.21)**;

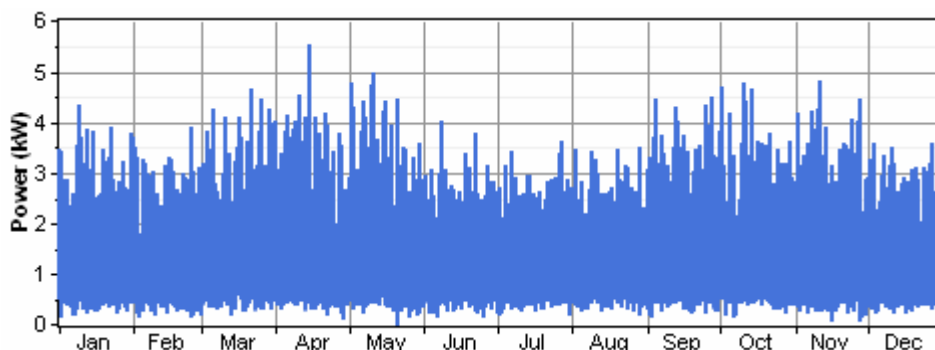


Fig- III.21: Profil de charge annuel

Le profil de consommation journalier, suivant les saisons, se présente comme suit ;

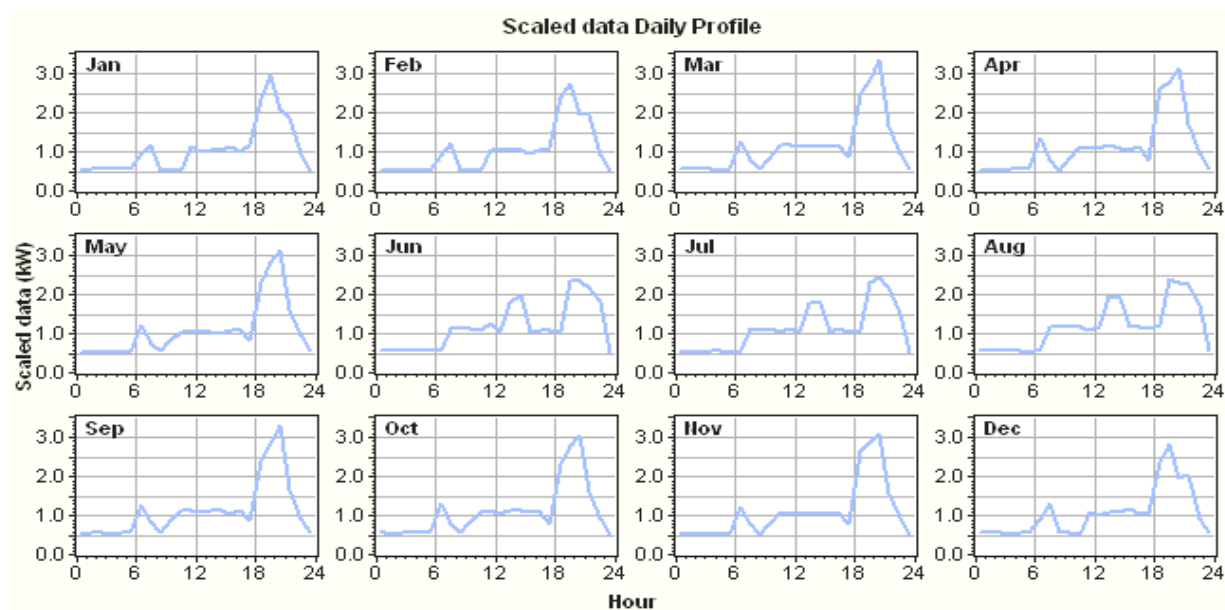


Fig- III.22: Profil de charge journalier, suivant les saisons

Profil pouvant tout simplement être représenté, pour le mois de Janvier et Mars, par exemple, tel que le montre la **figure- III.23- a et b)** ;

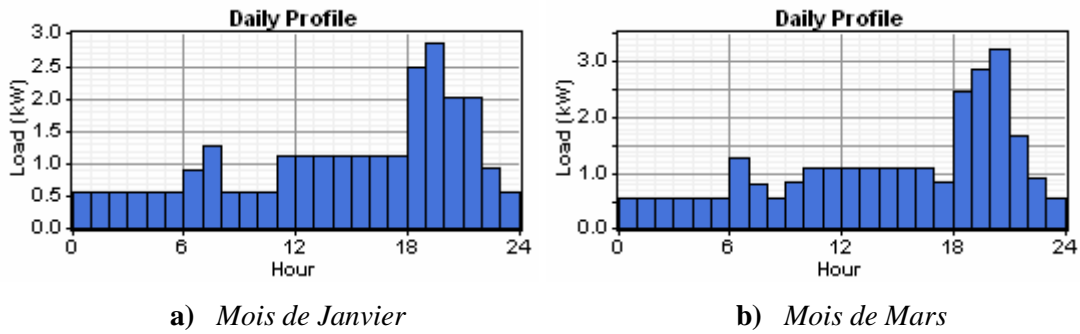


Fig- III.23: Profil de charge journalier, au mois de Janvier et Mars

Ce qu'il y a lieu de remarquer dans les représentations des **figures- III.23- a et b**), est la présence d'une pointe de puissance entre 19 h et 20 h, estimée à 2,82 [kW] et une charge de base présente le long de la journée, correspondant au réfrigérateur.

Le profil mensuel est représenté par la **figure- (III.24)** suivante ;

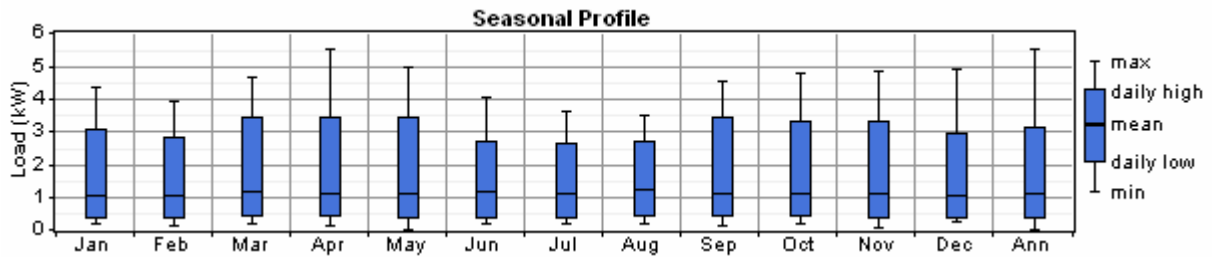


Fig- III.24: Profil de charge mensuel, au cours de l'année

Nous donnons ci-dessous, le profil de charge de deux jours types, correspondant à deux mois différents ;

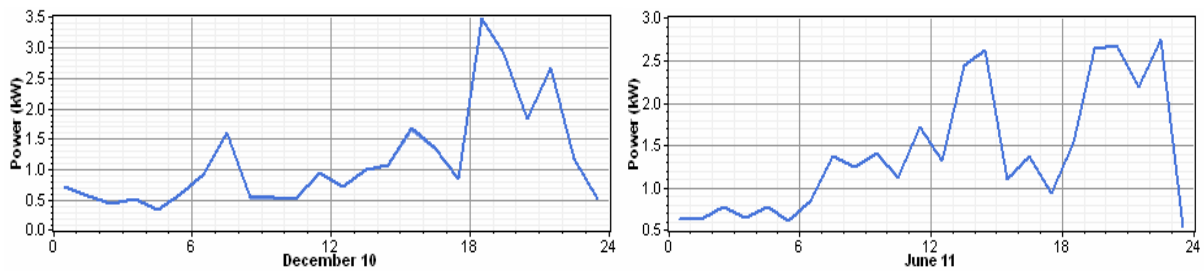


Fig- III.25: Profil de charge sur des jours types de deux mois différents, Janvier et Décembre

La charge représente un pic de puissance de 5,5 [kW], soit une énergie de 26 [kWh/j], c'est ce qu'est illustré sur le DMap de la **figure- (III.26)** suivante ;

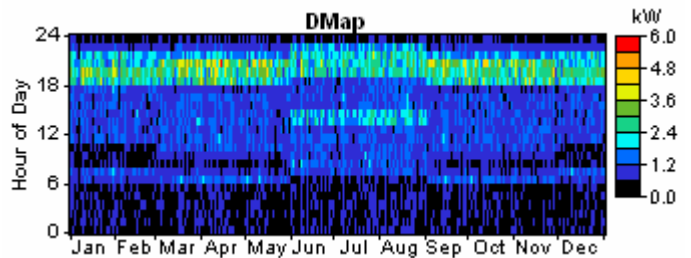


Fig- III.26: DMap du profil de charge

III.3 Analyse économique

Toute étude de dimensionnement d'installation doit être menée de manière à approcher au mieux la solution coût- satisfaction du besoin (charge).

Bien que les technologies d'énergies renouvelables aient généralement un coût d'investissement supérieur à celui des énergies conventionnelles, ce qui induit des réactions stipulant leur dispendiosité, ce point de vue ignore totalement le coût d'exploitation et d'entretien de tout système énergétique. En effet, les technologies d'énergies renouvelables présentent un moindre coût d'exploitation.

La question qui se pose alors est, comment les coûts d'investissement élevés et les coûts d'exploitation faibles des technologies propres peuvent-ils se comparer aux coûts d'investissement faibles et les coûts d'exploitation élevés des technologies conventionnelles ?

La réponse consiste à considérer tous les coûts sur toute la durée de vie d'un projet. Ceux-ci incluent non seulement les coûts initiaux (analyse de faisabilité, ingénierie, achat d'équipement, et installation), mais également :

- Le coût annuel du combustible, l'exploitation et l'entretien ;
- Les coûts pour les remises en état de l'équipement ;
- Les coûts de démantèlement, pouvant être relativement élevés (à cause de diversement de combustibles, par exemple) ;
- Les coûts de financement du projet, tels les frais d'intérêt.

L'investissement est défini comme étant le prix de tous les moyens de production et de réalisation de l'installation.

Afin de déterminer les coûts du cycle de vie d'un projet, l'ensemble de ces coûts doit être additionné, avec la prise en compte de la valeur temporelle de l'argent.

Les principaux coûts financiers en investissement, relatifs à la réalisation et l'installation d'un système hybride, peuvent être décomposés en points suivants;

- Coût relatif aux études de conception ;
- Coût relatif aux équipements solaires, éoliens (modules PV, aérogénérateurs, régulateurs, onduleurs, accumulateurs et diverses autres fournitures) et au générateur diesel ;
- Coût de l'installation sur site ;
- Coûts des travaux de génie civil ;
- Installation et mise en fonctionnement de la centrale.

Ce calcul requiert la connaissance des éléments suivants ;

- La durée de vie ;
- L'investissement initial ;
- Les coûts de maintenance annuels relatifs aux systèmes PV, éolien, diesel ;
- Les coûts de remplacements des différents sous-systèmes ;
- Les profits réalisés.

Notre étude sera appuyée par les résultats fournis par Homer sur la base du paramètre dit le coût présent net (ou Net Present Cost *NPC*). Il procède comme suit ;

III.3.1 Le coût de l'énergie (ou Cost Of Energy COE ou Coût Actualisé de l'Energie CAE)

Ce coût dépend de la puissance produite ou consommée à l'instant t et de la puissance maximale pouvant être reçue ou renvoyée par l'élément.

Homer définit le COE comme la moyenne du coût par kilowattheure de l'énergie électrique utile, produite par le système. Mais lors d'un développement mathématique précis, certaines questions se soulèvent. Si le système, sert, par exemple, une charge électrique et thermique, sera-t-il judicieux de séparer les coûts des deux, si oui, comment procéder ? Encore, si le système fournit moins de 100 % de la demande électrique, le calcul s'effectuerait-il par kWh de la demande ou par kWh de la charge fournie ?

La formulation du COE répond à ces préoccupations, en effet ;

- Pour isoler cette part du coût total annuel qui reflète le coût de production d'électricité (par opposition à la production de chaleur), il est décidé de soustraire le coût total annuel, le produit du coût marginal de la chaudière et la charge thermique annuelle totale ;
- Inclure le montant d'électricité injectée au réseau dans la totalité de la production électrique utile ;
- Dans le calcul du montant total d'électricité utile produit par le système, il est décidé d'utiliser le montant de charge électrique que le système sert, plutôt que la demande électrique totale. Les deux ne sont nécessairement pas les mêmes.

Ces décisions sont arbitraires, par conséquent, la valeur du COE est aussi quelque peu arbitraire et contestable.

Ce qui n'est guère le cas du NPC, qui est un simple concept mathématique ne faisant appel à aucun des jugements précédents, raison pour laquelle nous l'utilisons comme le chiffre économique fondamental de mérite sur Homer. Conclusion, le NPC est le paramètre le plus digne de confiance pour une évaluation économique.

Homer tient compte de toutes ces considérations, divise le coût annualisé de production d'électricité (le coût annuel total moins le coût de service de la charge thermique) par l'énergie électrique totale produite.

L'équation de COE est enfin donnée comme suit ;

$$COE = \frac{C_{ann_tot} - C_{boiler} E_{thermal}}{E_{prim_AC} + E_{prim_DC} + E_{def} + E_{grid_sales}} \quad (III.1)$$

avec :

C_{ann_tot} : le coût annuel total du système [DA/an] ;

C_{boiler} : le coût marginal de la chaudière [DA/kWh] ;

$E_{thermal}$: charge thermique totale servie [kWh /an] ;

E_{prim_AC} : charge primaire AC servie [kWh /an] ;

E_{prim_DC} : charge primaire DC servie [kWh /an] ;

E_{def} : la charge différée (pompage de l'eau, chargement de batteries et congélation peuvent être modélisés comme telle) servie [kWh /an] ;

E_{grid_sales} : énergie totale injectée sur le réseau [kWh /an].

Ce qui revient à dire que :
$$CAE = \frac{C_{ann_tot}}{E_{utile_produite}} \quad (III.2)$$

▪ On note que le coût annuel total est la somme des coûts annuels de chaque composant du système. Et, dans les systèmes n'alimentant pas de charge thermique, le second terme du numérateur $E_{thermal} = 0$.

III.3.2 Le coût présent net (Net Present Cost NPC, ou Coût Actualisé Net total CAN)

Homer classe tous les systèmes suivant le NPC qu'il calcule en utilisant l'équation suivante ;

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann_tot}}{F_a(i_I, R_{proj})} \quad (III.3)$$

Où :

$F_a()$: est le facteur d'actualisation ;

i_I : le taux d'intérêt [%];

N_a : le nombre d'années.

▪ On donne F_a par :
$$F_a(i_I, N_a) = \frac{i_I (1 + i_I)^{N_a}}{(1 + i_I)^{N_a} - 1} \quad (III.4)$$

Ce facteur est utilisé pour calculer la valeur présente (actuelle) de séries de flux annuels égaux d'argent.

Si $i_I = 7\%$ et $N = 5$ ans, alors F_a sera de 0,2439. Un emprunt à 7 % d'intérêt pourrait par conséquent être récupéré avec 5 paiements annuels de 243,90 [DA]. Et la valeur actuelle des 5 années de paiement de 243,90 [DA] est de 1000 [DA] ;

▪ Le taux d'intérêt faisant partie des paramètres d'entrée sur Homer est le taux d'intérêt annuel réel ou le juste taux d'intérêt, signifiant le taux de la remise utilisé pour conversion entre coûts occasionnels et coûts annuels.

Le vrai taux d'intérêt annuel est mis en rapport avec le taux d'intérêt nominal par l'équation donnée dessous ;

$$i_I = \frac{i'_I - f_i}{1 + f_i} \quad (III.5)$$

Où :

i_I : taux d'intérêt réel [%];

i'_I : taux d'intérêt nominal (le taux auquel un emprunt pourrait être obtenu) [%];

f_i : taux d'inflation annuel [%].

Les relations économiques et les modèles énergétiques de chaque élément du système sont fournis avec la plus grande précision en [40].

En effet, L'optimisation de la gestion d'énergie nécessite un réglage des flux d'énergie à chaque instant.

Le calcul du coût actualisé du système consiste à convertir des valeurs futures en unités monétaires d'aujourd'hui. C'est une opération nécessaire pour rendre comparables deux valeurs, actuelle et future.

III.4 Résultats du dimensionnement

Pour les mêmes conditions de fonctionnement, paramètres techniques et économiques inclus, à savoir un système de panneaux inclinés à la position optimale et pivotant entre l'angle $\varphi = \mp 60^\circ$, comme l'illustre la **figure- (III.27)** ci-dessous.

φ étant l'angle tournant autour de l'axe défini comme $\varphi = 0^\circ$ lorsque le plan se trouve face à l'axe de l'azimut.

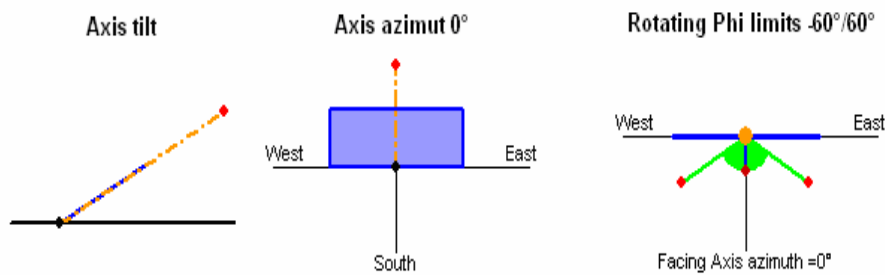


Fig- III.27: Positionnement des systèmes de panneaux PV

III.4.1 Sur PVSYST

L'installation PV autonome est représentée sur la **figure- (III.28)**;

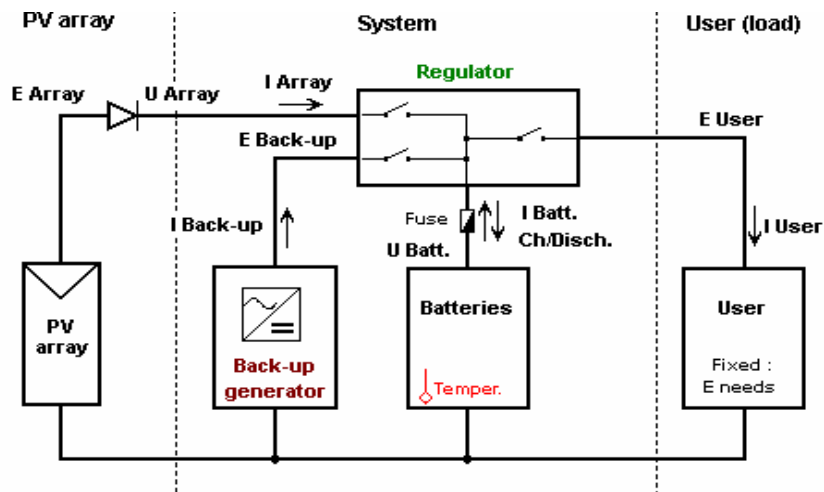


Fig- III.28: Installation PV autonome

III.4.1- a) Mode normal

Le résumé des conditions ainsi des résultats globaux, issus du fonctionnement en tension fixe, est représenté ci-dessous ;

PVSYST V3.4			
Stand alone PV system: Simulation parameters			
Project :	Stand alone project at Tindouf		
Geographical site :	Tindouf	Country	Algeria
Situation :	Latitude 27.4°N	Longitude	8.1°W
Time defined as :	Legal time Time zone = 1	Altitude	386 m
	Albedo 0.20		
Meteo data :	Tindouf , synthetic hourly data		
Simulation variant :	PV installation at Tindouf		
	Simulation date	12/07/94 19h09	
Simulation parameters :			
Tracking plane, tilted axis	Axis tilt	0°	Axis Azimuth 28°
Rotation limitations	Minimum Phi	-60°	Maximum Phi 60°
Horizon	Free horizon		
Near shadings	No Shadings		
PV array characteristics :			
PV module:	Si-poly	Module name	AC-150P/13S
		Manufacturer	Axitec
Number of PV modules :		in serie	3 modules
Total number of PV modules :		Nb. modules	30
Array global power		Nominal (STC)	4.5 kWp
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	56 V
Total area		Module area	33.2 m²
		in parallel	10 strings
		unit nom. power	150 Wp
		At oper. cond.	4.1 kWp (50°C)
		I mpp	73 A
		Cell area	0.0 m ²
PV array loss factors :			
Heat Loss Factor	k (const)	20.0 W/m ² K	k (wind) 6.0 W/m ² K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m ² , Tamb=20°C,	wind 1 m/s)		NOCT 48 °C
Wiring ohmic losses	Global field res.	74.1 mOhm	Loss fraction 9.5 % at STC
Serie diode loss	Voltage drop	0.7 V	Loss fraction 1.2 % at STC
Module quality losses			Loss fraction 3.0 %
Module mismatch losses			Loss fraction 4.0 % (fixed Voltage)
Incidence effect: "Ashrae" parametrization	IAM =	1-bo (1/cos i - 1)	bo 0.05
System parameter:	System type	Stand alone	
Battery	Model	TXE 1700 / OPzS1500	
	Manufacturer	Fulmen-CEAC	
Battery pack characteristics	Voltage	48 V	Nominal capacity 1700 Ah
	Number of units (serie x parall)	24 x 1	
	Temperature	External ambient temperature	
Regulator	Model	Generic Default with MPPT converter	
	Technology	MPPT converter	Temp. coeff. -5.0 mV/°C/elem.
Converter :	Maxi and EURO efficiencies	96.0/94.0 %	
Battery management Thresholds	Charging	54.7/52.3 V	Discharging 47.0/50.4 V
	Back-up gen. command	47.3/51.6 V	
User's needs :	Daily household consumers	Seasonal modulation	
	Average	19.5 kWh/day	

Tableau- III.4: Paramètres généraux de simulation

PVSYST V3.4		Page 3/4																																																																																																																																							
Stand alone PV system: Main results																																																																																																																																									
Project : Stand alone project at Tindouf Simulation variant : stand alone PV installation																																																																																																																																									
<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 35%;">Main system parameters</td> <td style="width: 35%;">System type</td> <td style="width: 30%;">Stand alone</td> </tr> <tr> <td>PV field orientation</td> <td>Tilt</td> <td>28° Azimut 0°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>AC-150P/13S Pnom 150 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV array</td> <td>Nb of modules</td> <td>30 Pnom total 4.5 kWp</td> </tr> <tr> <td>Battery</td> <td>Model</td> <td>TXE 1700 / OPzS150Technology</td> </tr> <tr> <td>Battery pack</td> <td>Nb of units</td> <td>24 Voltage / Capacity 48 V / 1700 Ah</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Daily household consumers</td> <td>Seasonal modulation Global 7133 kWh/year</td> </tr> </table>			Main system parameters	System type	Stand alone	PV field orientation	Tilt	28° Azimut 0°	PV modules	Model	AC-150P/13S Pnom 150 Wp	PV array	Nb of modules	30 Pnom total 4.5 kWp	Battery	Model	TXE 1700 / OPzS150Technology	Battery pack	Nb of units	24 Voltage / Capacity 48 V / 1700 Ah	User's needs	Daily household consumers	Seasonal modulation Global 7133 kWh/year																																																																																																																		
Main system parameters	System type	Stand alone																																																																																																																																							
PV field orientation	Tilt	28° Azimut 0°																																																																																																																																							
PV modules	Model	AC-150P/13S Pnom 150 Wp																																																																																																																																							
PV array	Nb of modules	30 Pnom total 4.5 kWp																																																																																																																																							
Battery	Model	TXE 1700 / OPzS150Technology																																																																																																																																							
Battery pack	Nb of units	24 Voltage / Capacity 48 V / 1700 Ah																																																																																																																																							
User's needs	Daily household consumers	Seasonal modulation Global 7133 kWh/year																																																																																																																																							
<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 35%;">Main simulation results</td> <td style="width: 35%;">Total</td> <td style="width: 30%;">7555 kWh/year</td> <td style="width: 30%;">Specific</td> <td style="width: 30%;">1679 kWh/kWp/year</td> </tr> <tr> <td>System production</td> <td>Performance ratio PR</td> <td>66.8 %</td> <td>Solar fraction SF</td> <td>96.3 %</td> </tr> <tr> <td>Loss of load</td> <td>Time fraction</td> <td>0.0 %</td> <td>Missing energy</td> <td>-422.3 kWh</td> </tr> </table>			Main simulation results	Total	7555 kWh/year	Specific	1679 kWh/kWp/year	System production	Performance ratio PR	66.8 %	Solar fraction SF	96.3 %	Loss of load	Time fraction	0.0 %	Missing energy	-422.3 kWh																																																																																																																								
Main simulation results	Total	7555 kWh/year	Specific	1679 kWh/kWp/year																																																																																																																																					
System production	Performance ratio PR	66.8 %	Solar fraction SF	96.3 %																																																																																																																																					
Loss of load	Time fraction	0.0 %	Missing energy	-422.3 kWh																																																																																																																																					
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 4.5 kWp</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>Performance Ratio and solar fraction</p> </div> </div> <p style="text-align: center; margin-top: 10px;">stand alone PV installation Balances and main results</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor</th> <th>GlobEff</th> <th>E Avail</th> <th>EUnused</th> <th>E Miss</th> <th>E User</th> <th>E Load</th> <th>SolFrac</th> </tr> <tr> <th></th> <th>kWh/m²</th> <th>kWh/m²</th> <th>kWh</th> <th>kWh</th> <th>kWh</th> <th>kWh</th> <th>kWh</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>January</td><td>115.3</td><td>154.8</td><td>551.5</td><td>0.3</td><td>0.0</td><td>534.7</td><td>534.7</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>February</td><td>136.9</td><td>168.3</td><td>603.6</td><td>76.5</td><td>0.4</td><td>482.6</td><td>483.0</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>March</td><td>186.6</td><td>205.7</td><td>725.3</td><td>124.0</td><td>0.6</td><td>562.7</td><td>563.3</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>April</td><td>210.9</td><td>204.3</td><td>701.6</td><td>120.7</td><td>0.6</td><td>544.5</td><td>545.1</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>May</td><td>222.9</td><td>196.6</td><td>665.4</td><td>51.2</td><td>0.7</td><td>562.6</td><td>563.3</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>June</td><td>234.6</td><td>196.3</td><td>642.4</td><td>0.3</td><td>26.4</td><td>708.9</td><td>735.3</td><td>0.964</td></tr> <tr><td>July</td><td>247.7</td><td>211.0</td><td>678.1</td><td>0.4</td><td>101.6</td><td>658.3</td><td>759.8</td><td>0.866</td></tr> <tr><td>August</td><td>234.4</td><td>217.5</td><td>700.6</td><td>0.3</td><td>93.4</td><td>666.4</td><td>759.8</td><td>0.877</td></tr> <tr><td>September</td><td>190.2</td><td>198.4</td><td>660.1</td><td>16.3</td><td>0.2</td><td>544.9</td><td>545.1</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>October</td><td>157.2</td><td>185.4</td><td>638.2</td><td>43.2</td><td>0.4</td><td>562.9</td><td>563.3</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>November</td><td>114.6</td><td>148.8</td><td>515.3</td><td>11.2</td><td>0.0</td><td>545.1</td><td>545.1</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>December</td><td>102.0</td><td>136.2</td><td>472.6</td><td>0.8</td><td>38.6</td><td>496.1</td><td>534.7</td><td>0.928</td></tr> <tr><td>Yearly sum</td><td>2153.3</td><td>2223.2</td><td>7554.8</td><td>445.2</td><td>262.9</td><td>6869.6</td><td>7132.5</td><td>0.963</td></tr> </tbody> </table> <p style="font-size: small; margin-top: 5px;"> Legends: GlobHor Horizontal global irradiation E Miss Missing energy GlobEff "Effective" Global, corr. for IAM and shadings E User Energy supplied to the user E Avail Available Solar Energy E Load Energy need of the user (Load) EUnused Unused energy (full battery) loss SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad) </p>				GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac		kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh		January	115.3	154.8	551.5	0.3	0.0	534.7	534.7	1.000	February	136.9	168.3	603.6	76.5	0.4	482.6	483.0	0.999	March	186.6	205.7	725.3	124.0	0.6	562.7	563.3	0.999	April	210.9	204.3	701.6	120.7	0.6	544.5	545.1	0.999	May	222.9	196.6	665.4	51.2	0.7	562.6	563.3	0.999	June	234.6	196.3	642.4	0.3	26.4	708.9	735.3	0.964	July	247.7	211.0	678.1	0.4	101.6	658.3	759.8	0.866	August	234.4	217.5	700.6	0.3	93.4	666.4	759.8	0.877	September	190.2	198.4	660.1	16.3	0.2	544.9	545.1	1.000	October	157.2	185.4	638.2	43.2	0.4	562.9	563.3	0.999	November	114.6	148.8	515.3	11.2	0.0	545.1	545.1	1.000	December	102.0	136.2	472.6	0.8	38.6	496.1	534.7	0.928	Yearly sum	2153.3	2223.2	7554.8	445.2	262.9	6869.6	7132.5	0.963
	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac																																																																																																																																	
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh																																																																																																																																		
January	115.3	154.8	551.5	0.3	0.0	534.7	534.7	1.000																																																																																																																																	
February	136.9	168.3	603.6	76.5	0.4	482.6	483.0	0.999																																																																																																																																	
March	186.6	205.7	725.3	124.0	0.6	562.7	563.3	0.999																																																																																																																																	
April	210.9	204.3	701.6	120.7	0.6	544.5	545.1	0.999																																																																																																																																	
May	222.9	196.6	665.4	51.2	0.7	562.6	563.3	0.999																																																																																																																																	
June	234.6	196.3	642.4	0.3	26.4	708.9	735.3	0.964																																																																																																																																	
July	247.7	211.0	678.1	0.4	101.6	658.3	759.8	0.866																																																																																																																																	
August	234.4	217.5	700.6	0.3	93.4	666.4	759.8	0.877																																																																																																																																	
September	190.2	198.4	660.1	16.3	0.2	544.9	545.1	1.000																																																																																																																																	
October	157.2	185.4	638.2	43.2	0.4	562.9	563.3	0.999																																																																																																																																	
November	114.6	148.8	515.3	11.2	0.0	545.1	545.1	1.000																																																																																																																																	
December	102.0	136.2	472.6	0.8	38.6	496.1	534.7	0.928																																																																																																																																	
Yearly sum	2153.3	2223.2	7554.8	445.2	262.9	6869.6	7132.5	0.963																																																																																																																																	
Simulation input <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%;">Project</td> <td style="width: 20%;">Stand alone project at Tir</td> <td style="width: 20%;">PV modules</td> <td style="width: 20%;">AC-150P/13S</td> <td style="width: 20%;">Battery type</td> <td style="width: 20%;">TXE 1700 / OPzS1</td> </tr> <tr> <td>Site</td> <td>Tindouf</td> <td>Nominal Power</td> <td>4.50 kWp</td> <td>Battery voltage</td> <td>48 V</td> </tr> <tr> <td>System type</td> <td>Stand alone</td> <td>MPP Voltage</td> <td>62 V</td> <td>Total capacity</td> <td>1700 Ah</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Simulation from</td> <td colspan="4">01/01 to 31/12 (Generic meteo data)</td> </tr> </table>			Project	Stand alone project at Tir	PV modules	AC-150P/13S	Battery type	TXE 1700 / OPzS1	Site	Tindouf	Nominal Power	4.50 kWp	Battery voltage	48 V	System type	Stand alone	MPP Voltage	62 V	Total capacity	1700 Ah	Simulation from		01/01 to 31/12 (Generic meteo data)																																																																																																																		
Project	Stand alone project at Tir	PV modules	AC-150P/13S	Battery type	TXE 1700 / OPzS1																																																																																																																																				
Site	Tindouf	Nominal Power	4.50 kWp	Battery voltage	48 V																																																																																																																																				
System type	Stand alone	MPP Voltage	62 V	Total capacity	1700 Ah																																																																																																																																				
Simulation from		01/01 to 31/12 (Generic meteo data)																																																																																																																																							
Main results <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">System Production</td> <td style="width: 30%;">7441 kWh/yr</td> <td style="width: 30%;">Normalized Prod.</td> <td style="width: 30%;">4.12 kWh/kWp/day</td> </tr> <tr> <td>Performance Ratio</td> <td>0.661</td> <td>Array losses</td> <td>1.89 kWh/kWp/day</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>System losses</td> <td>0.23 kWh/kWp/day</td> </tr> </table>			System Production	7441 kWh/yr	Normalized Prod.	4.12 kWh/kWp/day	Performance Ratio	0.661	Array losses	1.89 kWh/kWp/day			System losses	0.23 kWh/kWp/day																																																																																																																											
System Production	7441 kWh/yr	Normalized Prod.	4.12 kWh/kWp/day																																																																																																																																						
Performance Ratio	0.661	Array losses	1.89 kWh/kWp/day																																																																																																																																						
		System losses	0.23 kWh/kWp/day																																																																																																																																						

Tableau- III.5: Résultats principaux

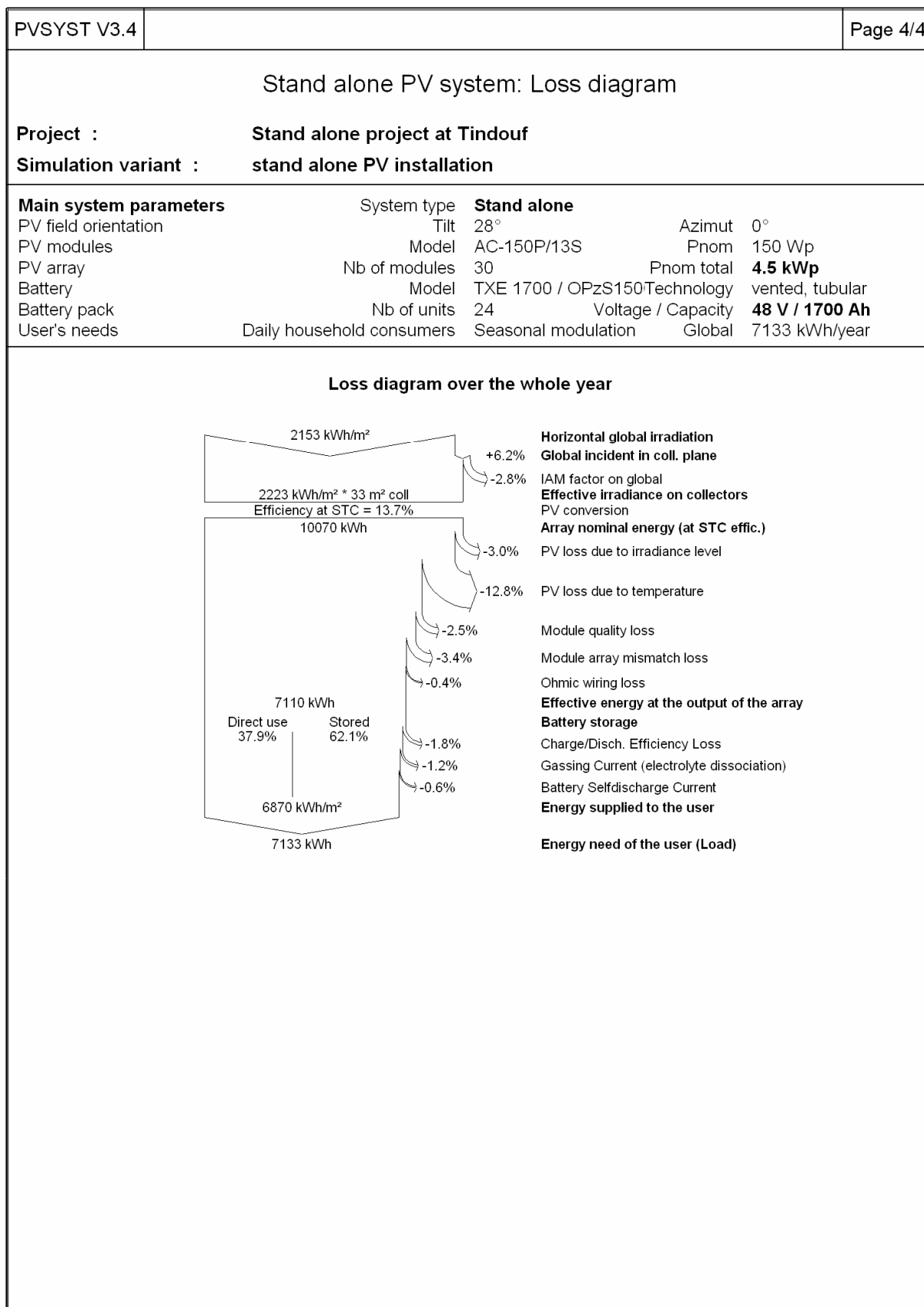


Tableau- III.6: *Diagramme des pertes*

III.4.1- b) Mode MPPT

Le résumé des conditions ainsi des résultats issus de l'utilisation d'un régulateur MPPT, est représenté ci-dessous ;

PVSYST V3.4	
Stand alone PV system: Simulation parameters	
Project :	Stand alone project at Tindouf
Geographical site :	Tindouf Country Algeria
Situation :	Latitude 27.4°N Longitude 8.1°W
Time defined as :	Legal time Time zone = 1 Altitude 386 m
	Albedo 0.20
Meteo data :	Tindouf , synthetic hourly data
Simulation variant :	PV installation at Tindouf
	Simulation date 12/07/94 19h09
Simulation parameters :	
Tracking plane, tilted axis	Axis tilt 0° Axis Azimuth 28°
Rotation limitations	Minimum Phi -60° Maximum Phi 60°
Horizon	Free horizon
Near shadings	No Shadings
PV array characteristics :	
PV module: Si-poly	Module name AC-150P/13S
	Manufacturer Axitec
Number of PV modules :	in serie 3 modules in parallel 10 strings
Total number of PV modules :	Nb. modules 30 unit nom. power 150 Wp
Array global power	Nominal (STC) 4.5 kWp At oper. cond. 4.1 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 56 V I mpp 73 A
Total area	Module area 33.2 m² Cell area 0.0 m²
PV array loss factors :	
Heat Loss Factor	k (const) 20.0 W/m²K k (wind) 6.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m², Tamb=20°C,	wind 1 m/s) NOCT 48 °C
Wiring ohmic losses	Global field res. 74.1 mOhm Loss fraction 9.5 % at STC
Serie diode loss	Voltage drop 0.7 V Loss fraction 1.2 % at STC
Module quality losses	Loss fraction 3.0 %
Module mismatch losses	Loss fraction 4.0 % (fixed Voltage)
Incidence effect: "Ashrae" parametrization	IAM = 1-bo (1/cos i - 1) bo 0.05
System parameter:	System type Stand alone
Battery	Model TXE 1700 / OPzS1500
	Manufacturer Fulmen-CEAC
Battery pack characteristics	Voltage 48 V Nominal capacity 1700 Ah
Number of units (serie x parall)	24 x 1
	Temperature External ambient temperature
Regulator	Model Generic Default with MPPT converter
	Technology MPPT converter Temp. coeff. -5.0 mV/°C/elem.
Converter :	Maxi and EURO efficiencies 96.0/94.0 %
Battery management Thresholds	Charging 54.7/52.3 V Discharging 47.0/50.4 V
	Back-up gen. command 47.3/51.6 V
User's needs :	Daily household consumers Seasonal modulation
	Average 19.5 kWh/day

Tableau- III.7: Paramètres généraux de simulation

PVSYST V3.4		Page 2/2																																																																																																																														
Stand alone PV system: Main results																																																																																																																																
Project : Stand alone project at Tindouf Simulation variant : PV installation at Tindouf																																																																																																																																
<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">Main system parameters</td> <td style="width: 30%;">System type</td> <td style="width: 20%;">Stand alone</td> <td style="width: 20%;"></td> </tr> <tr> <td>PV field orientation</td> <td>Tracking, tilted axis, axis tilt:</td> <td>28°</td> <td>axis azimuth 0°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>AC-150P/13S</td> <td>Pnom 150 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV array</td> <td>Nb of modules</td> <td>30</td> <td>Pnom total 4.5 kWp</td> </tr> <tr> <td>Battery</td> <td>Model</td> <td>TXE 1700 / OPzS150</td> <td>vented, tubular</td> </tr> <tr> <td>Battery pack</td> <td>Nb of units</td> <td>24</td> <td>Voltage / Capacity 48 V / 1700 Ah</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Daily household consumers</td> <td>Seasonal modulation</td> <td>Global 7133 kWh/year</td> </tr> </table>			Main system parameters	System type	Stand alone		PV field orientation	Tracking, tilted axis, axis tilt:	28°	axis azimuth 0°	PV modules	Model	AC-150P/13S	Pnom 150 Wp	PV array	Nb of modules	30	Pnom total 4.5 kWp	Battery	Model	TXE 1700 / OPzS150	vented, tubular	Battery pack	Nb of units	24	Voltage / Capacity 48 V / 1700 Ah	User's needs	Daily household consumers	Seasonal modulation	Global 7133 kWh/year																																																																																																		
Main system parameters	System type	Stand alone																																																																																																																														
PV field orientation	Tracking, tilted axis, axis tilt:	28°	axis azimuth 0°																																																																																																																													
PV modules	Model	AC-150P/13S	Pnom 150 Wp																																																																																																																													
PV array	Nb of modules	30	Pnom total 4.5 kWp																																																																																																																													
Battery	Model	TXE 1700 / OPzS150	vented, tubular																																																																																																																													
Battery pack	Nb of units	24	Voltage / Capacity 48 V / 1700 Ah																																																																																																																													
User's needs	Daily household consumers	Seasonal modulation	Global 7133 kWh/year																																																																																																																													
<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">Main simulation results</td> <td style="width: 30%;"></td> <td style="width: 20%;"></td> <td style="width: 20%;"></td> </tr> <tr> <td>System production</td> <td>Total</td> <td>9350 kWh/year</td> <td>Specific 2078 kWh/kWp/year</td> </tr> <tr> <td>Loss of load</td> <td>Performance ratio PR</td> <td>52.1 %</td> <td>Solar fraction SF 99.9 %</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Time fraction</td> <td>0.0 %</td> <td>Missing energy -2217.7 kWh</td> </tr> </table>			Main simulation results				System production	Total	9350 kWh/year	Specific 2078 kWh/kWp/year	Loss of load	Performance ratio PR	52.1 %	Solar fraction SF 99.9 %		Time fraction	0.0 %	Missing energy -2217.7 kWh																																																																																																														
Main simulation results																																																																																																																																
System production	Total	9350 kWh/year	Specific 2078 kWh/kWp/year																																																																																																																													
Loss of load	Performance ratio PR	52.1 %	Solar fraction SF 99.9 %																																																																																																																													
	Time fraction	0.0 %	Missing energy -2217.7 kWh																																																																																																																													
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 4.5 kWp</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>Performance Ratio and solar fraction</p> </div> </div>																																																																																																																																
PV installation at Tindouf Balances and main results																																																																																																																																
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>E Avail kWh</th> <th>EUnused kWh</th> <th>E Miss kWh</th> <th>E User kWh</th> <th>E Load kWh</th> <th>SolFrac</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>January</td><td>114.7</td><td>183.5</td><td>611.2</td><td>30.2</td><td>0.156</td><td>534.6</td><td>534.7</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>February</td><td>137.2</td><td>219.1</td><td>734.8</td><td>178.6</td><td>0.585</td><td>482.4</td><td>483.0</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>March</td><td>186.6</td><td>270.7</td><td>883.5</td><td>236.8</td><td>0.731</td><td>562.5</td><td>563.3</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>April</td><td>210.9</td><td>285.9</td><td>905.4</td><td>274.6</td><td>0.674</td><td>544.4</td><td>545.1</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>May</td><td>222.9</td><td>274.5</td><td>841.1</td><td>201.0</td><td>0.679</td><td>562.6</td><td>563.3</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>June</td><td>234.6</td><td>282.1</td><td>842.3</td><td>44.9</td><td>0.829</td><td>734.5</td><td>735.3</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>July</td><td>247.7</td><td>307.8</td><td>910.5</td><td>73.0</td><td>1.061</td><td>758.7</td><td>759.8</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>August</td><td>234.4</td><td>314.0</td><td>923.5</td><td>87.9</td><td>1.125</td><td>758.7</td><td>759.8</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>September</td><td>190.2</td><td>270.0</td><td>826.0</td><td>189.3</td><td>0.665</td><td>544.4</td><td>545.1</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>October</td><td>157.2</td><td>237.8</td><td>739.5</td><td>116.2</td><td>0.633</td><td>562.6</td><td>563.3</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>November</td><td>114.6</td><td>179.6</td><td>583.4</td><td>16.6</td><td>0.276</td><td>544.8</td><td>545.1</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>December</td><td>102.0</td><td>165.1</td><td>548.9</td><td>0.5</td><td>0.015</td><td>534.7</td><td>534.7</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>Yearly sum</td><td>2152.9</td><td>2990.1</td><td>9350.2</td><td>1449.5</td><td>7.428</td><td>7125.1</td><td>7132.5</td><td>0.999</td></tr> </tbody> </table>				GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	EUnused kWh	E Miss kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac	January	114.7	183.5	611.2	30.2	0.156	534.6	534.7	1.000	February	137.2	219.1	734.8	178.6	0.585	482.4	483.0	0.999	March	186.6	270.7	883.5	236.8	0.731	562.5	563.3	0.999	April	210.9	285.9	905.4	274.6	0.674	544.4	545.1	0.999	May	222.9	274.5	841.1	201.0	0.679	562.6	563.3	0.999	June	234.6	282.1	842.3	44.9	0.829	734.5	735.3	0.999	July	247.7	307.8	910.5	73.0	1.061	758.7	759.8	0.999	August	234.4	314.0	923.5	87.9	1.125	758.7	759.8	0.999	September	190.2	270.0	826.0	189.3	0.665	544.4	545.1	0.999	October	157.2	237.8	739.5	116.2	0.633	562.6	563.3	0.999	November	114.6	179.6	583.4	16.6	0.276	544.8	545.1	0.999	December	102.0	165.1	548.9	0.5	0.015	534.7	534.7	1.000	Yearly sum	2152.9	2990.1	9350.2	1449.5	7.428	7125.1	7132.5	0.999
	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	EUnused kWh	E Miss kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac																																																																																																																								
January	114.7	183.5	611.2	30.2	0.156	534.6	534.7	1.000																																																																																																																								
February	137.2	219.1	734.8	178.6	0.585	482.4	483.0	0.999																																																																																																																								
March	186.6	270.7	883.5	236.8	0.731	562.5	563.3	0.999																																																																																																																								
April	210.9	285.9	905.4	274.6	0.674	544.4	545.1	0.999																																																																																																																								
May	222.9	274.5	841.1	201.0	0.679	562.6	563.3	0.999																																																																																																																								
June	234.6	282.1	842.3	44.9	0.829	734.5	735.3	0.999																																																																																																																								
July	247.7	307.8	910.5	73.0	1.061	758.7	759.8	0.999																																																																																																																								
August	234.4	314.0	923.5	87.9	1.125	758.7	759.8	0.999																																																																																																																								
September	190.2	270.0	826.0	189.3	0.665	544.4	545.1	0.999																																																																																																																								
October	157.2	237.8	739.5	116.2	0.633	562.6	563.3	0.999																																																																																																																								
November	114.6	179.6	583.4	16.6	0.276	544.8	545.1	0.999																																																																																																																								
December	102.0	165.1	548.9	0.5	0.015	534.7	534.7	1.000																																																																																																																								
Yearly sum	2152.9	2990.1	9350.2	1449.5	7.428	7125.1	7132.5	0.999																																																																																																																								
<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 25%;">Legends:</td> <td style="width: 30%;">GlobHor Horizontal global irradiation</td> <td style="width: 25%;">E Miss Missing energy</td> <td style="width: 20%;"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>GlobEff "Effective" Global, corr. for IAM and shadings</td> <td>E User Energy supplied to the user</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>E Avail Available Solar Energy</td> <td>E Load Energy need of the user (Load)</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>EUnused Unused energy (full battery) loss</td> <td>SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)</td> <td></td> </tr> </table>			Legends:	GlobHor Horizontal global irradiation	E Miss Missing energy			GlobEff "Effective" Global, corr. for IAM and shadings	E User Energy supplied to the user			E Avail Available Solar Energy	E Load Energy need of the user (Load)			EUnused Unused energy (full battery) loss	SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)																																																																																																															
Legends:	GlobHor Horizontal global irradiation	E Miss Missing energy																																																																																																																														
	GlobEff "Effective" Global, corr. for IAM and shadings	E User Energy supplied to the user																																																																																																																														
	E Avail Available Solar Energy	E Load Energy need of the user (Load)																																																																																																																														
	EUnused Unused energy (full battery) loss	SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)																																																																																																																														
Simulation input																																																																																																																																
<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%;">Project</td> <td style="width: 30%;">Stand alone project at Tir</td> <td style="width: 20%;">PV modules</td> <td style="width: 20%;">AC-150P/13S</td> <td style="width: 20%;">Battery type</td> <td style="width: 20%;">TXE 1700 / OPzS1</td> </tr> <tr> <td>Site</td> <td>Tindouf</td> <td>Nominal Power</td> <td>4.50 kWp</td> <td>Battery voltage</td> <td>48 V</td> </tr> <tr> <td>System type</td> <td>Stand alone</td> <td>MPP Voltage</td> <td>62 V</td> <td>Total capacity</td> <td>1700 Ah</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>MPP Current</td> <td>73.3 A</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Simulation from</td> <td colspan="5">01/01 to 31/12 (Generic meteo data)</td> </tr> </table>			Project	Stand alone project at Tir	PV modules	AC-150P/13S	Battery type	TXE 1700 / OPzS1	Site	Tindouf	Nominal Power	4.50 kWp	Battery voltage	48 V	System type	Stand alone	MPP Voltage	62 V	Total capacity	1700 Ah			MPP Current	73.3 A			Simulation from	01/01 to 31/12 (Generic meteo data)																																																																																																				
Project	Stand alone project at Tir	PV modules	AC-150P/13S	Battery type	TXE 1700 / OPzS1																																																																																																																											
Site	Tindouf	Nominal Power	4.50 kWp	Battery voltage	48 V																																																																																																																											
System type	Stand alone	MPP Voltage	62 V	Total capacity	1700 Ah																																																																																																																											
		MPP Current	73.3 A																																																																																																																													
Simulation from	01/01 to 31/12 (Generic meteo data)																																																																																																																															
Main results																																																																																																																																
<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">System Production</td> <td style="width: 30%;">9350 kWh/yr</td> <td style="width: 20%;">Normalized Prod.</td> <td style="width: 20%;">4.34 kWh/kWp/day</td> </tr> <tr> <td>Performance Ratio</td> <td>0.521</td> <td>Array losses</td> <td>3.37 kWh/kWp/day</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>System losses</td> <td>0.61 kWh/kWp/day</td> </tr> </table>			System Production	9350 kWh/yr	Normalized Prod.	4.34 kWh/kWp/day	Performance Ratio	0.521	Array losses	3.37 kWh/kWp/day			System losses	0.61 kWh/kWp/day																																																																																																																		
System Production	9350 kWh/yr	Normalized Prod.	4.34 kWh/kWp/day																																																																																																																													
Performance Ratio	0.521	Array losses	3.37 kWh/kWp/day																																																																																																																													
		System losses	0.61 kWh/kWp/day																																																																																																																													

Tableau- III.8: Résultats principaux

Stand alone PV system: Loss diagram

Project : Stand alone project at Tindouf
Simulation variant : PV installation at Tindouf

Main system parameters		System type	Stand alone	
PV field orientation	Tracking, tilted axis,	axis tilt:	28°	axis azimuth 0°
PV modules		Model	AC-150P/13S	Pnom 150 Wp
PV array		Nb of modules	30	Pnom total 4.5 kWp
Battery		Model	TXE 1700 / OPzS150	Technology vented, tubular
Battery pack		Nb of units	24	Voltage / Capacity 48 V / 1700 Ah
User's needs	Daily household consumers	Seasonal modulation	Global	7133 kWh/year

Loss diagram over the whole year

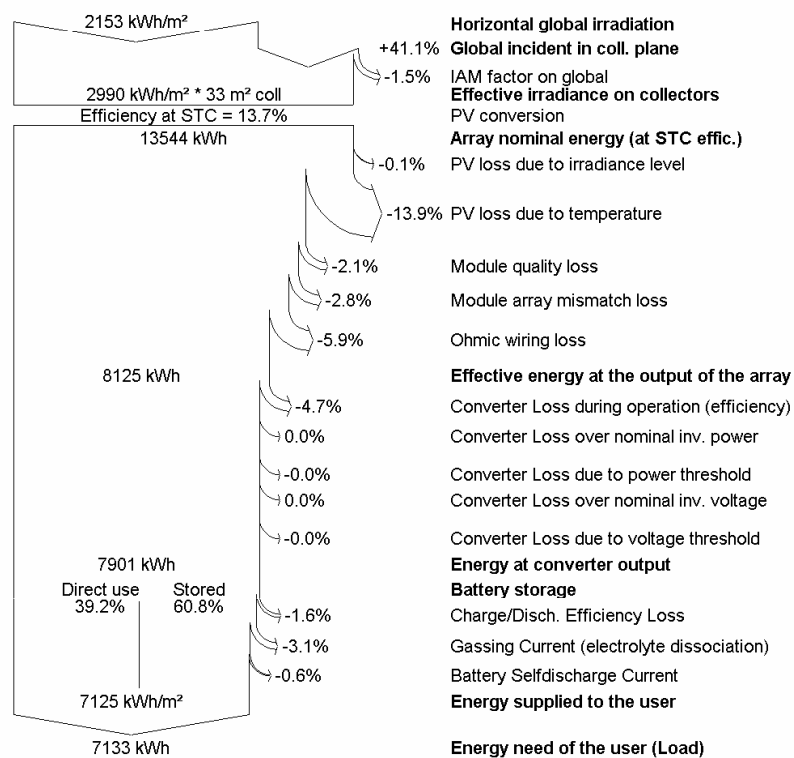
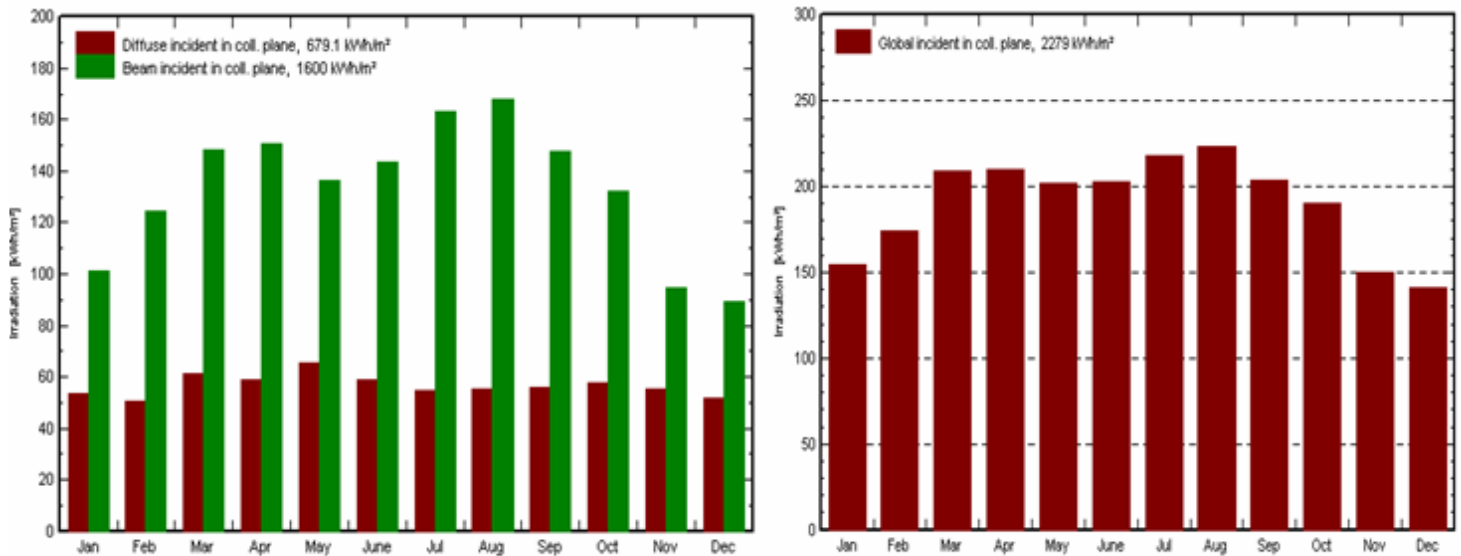


Tableau- III.9: Diagramme des pertes

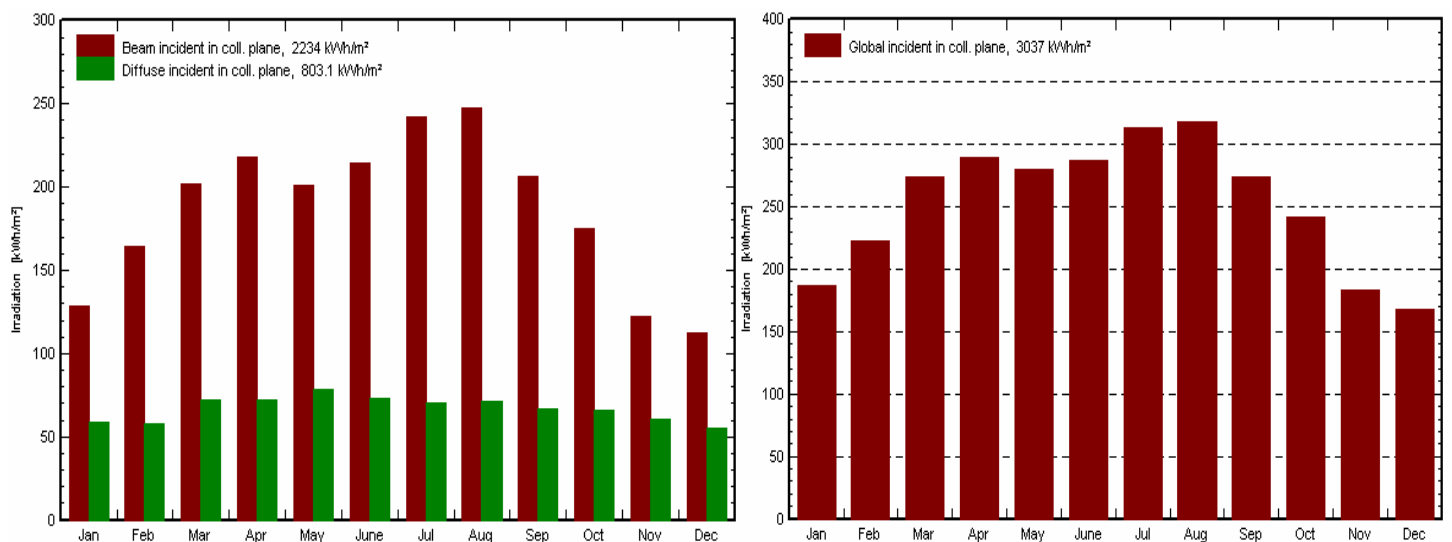
Comme complément, voilà une comparaison de quelques uns des résultats permettant de faire ressortir l'intérêt de la régulation MPPT par rapport au fonctionnement à tension fixe, sachant que le reste des conditions de fonctionnement demeure le même dans les deux cas;

➤ **Rayonnement global incident, et de ses composantes (directe et diffuse), dans les deux modes distincts de fonctionnement**

On donne par la **figure- (III.29)**, le rayonnement global incident, et de ses composantes (directe et diffuse), dans les deux modes distincts de fonctionnement ;



a) *Mode de fonctionnement normal (à tension fixe)*



b) *Mode MPPT*

Fig- III.29: *Comparaison du rayonnement global incident, et de ses composantes (directe et diffuse), dans les deux modes distincts de fonctionnement*

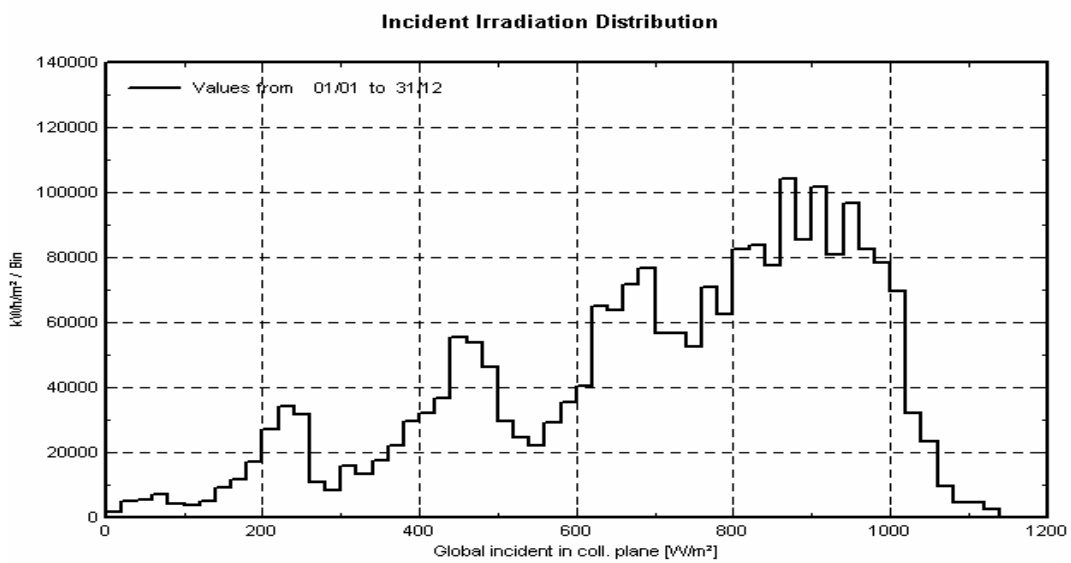
Nous constatons l'importance du rayonnement global incident ainsi que de ses composantes sur le plan du système PV fonctionnant en MPPT, par rapport à ceux en mode normal, grâce au dispositif trackeur.

En effet, le rayonnement direct est estimé à 2234 [kWh/m²] alors qu'il n'est que de 679,1 [kWh/m²] lors d'un fonctionnement à tension fixe.

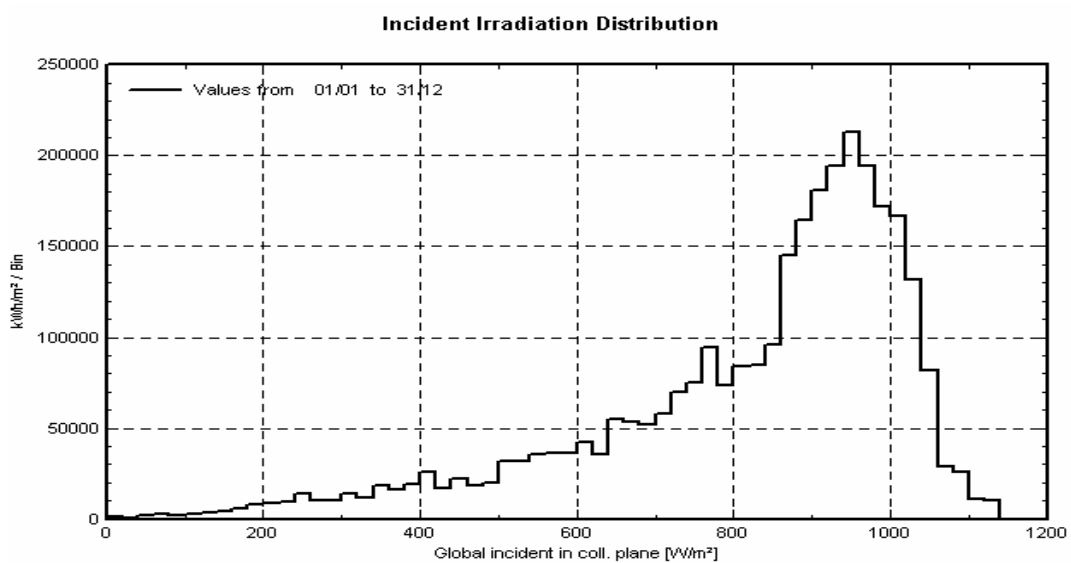
Le rayonnement global est de 3037 [kWh/m²] en mode MPP contre 2279 [kWh/m²] en mode normal, soit 758 [kWh/m²] de moins, l'équivalent de 25 % de ce qui a été enregistré e MPP.

➤ **Distribution de l'irradiation globale, incidente sur le plan des panneaux**

La distribution de l'irradiation globale, incidente sur le plan des panneaux est illustrée par la **figure- (III.30)** qui suit ;



a) *Mode de fonctionnement normal*



b) *Mode MPPT*

Fig- III.30: *Distribution de l'irradiation globale, incidente sur le plan des panneaux*

La distribution du rayonnement incident connaît son pic en la même période, dans les deux modes de fonctionnement.

Désormais, Pour atteindre ce pic, son évolution est graduelle dans le premier, et plus rapide dans le second. Le pic dans ce second cas vaut à peu près le double de ce qui est en mode normal.

➤ **Référence de l'énergie incidente sur le plan des panneaux**

Dans le même contexte, l'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux est donnée par la **figure- (III.31)**, dans une même logique d'interprétation (vis-à-vis de l'intérêt que traîne une commande MPPT).

Elle n'est d'ailleurs que de 6,243 [kWh/jour] lors d'un fonctionnement à tension fixe, alors qu'elle atteint 8,32 [kWh/jour] dans un fonctionnement MPPT, soit 25 % de plus, un résultat cohérent avec celui établi dans des études antérieures (Section **I.2.2.3- d**).

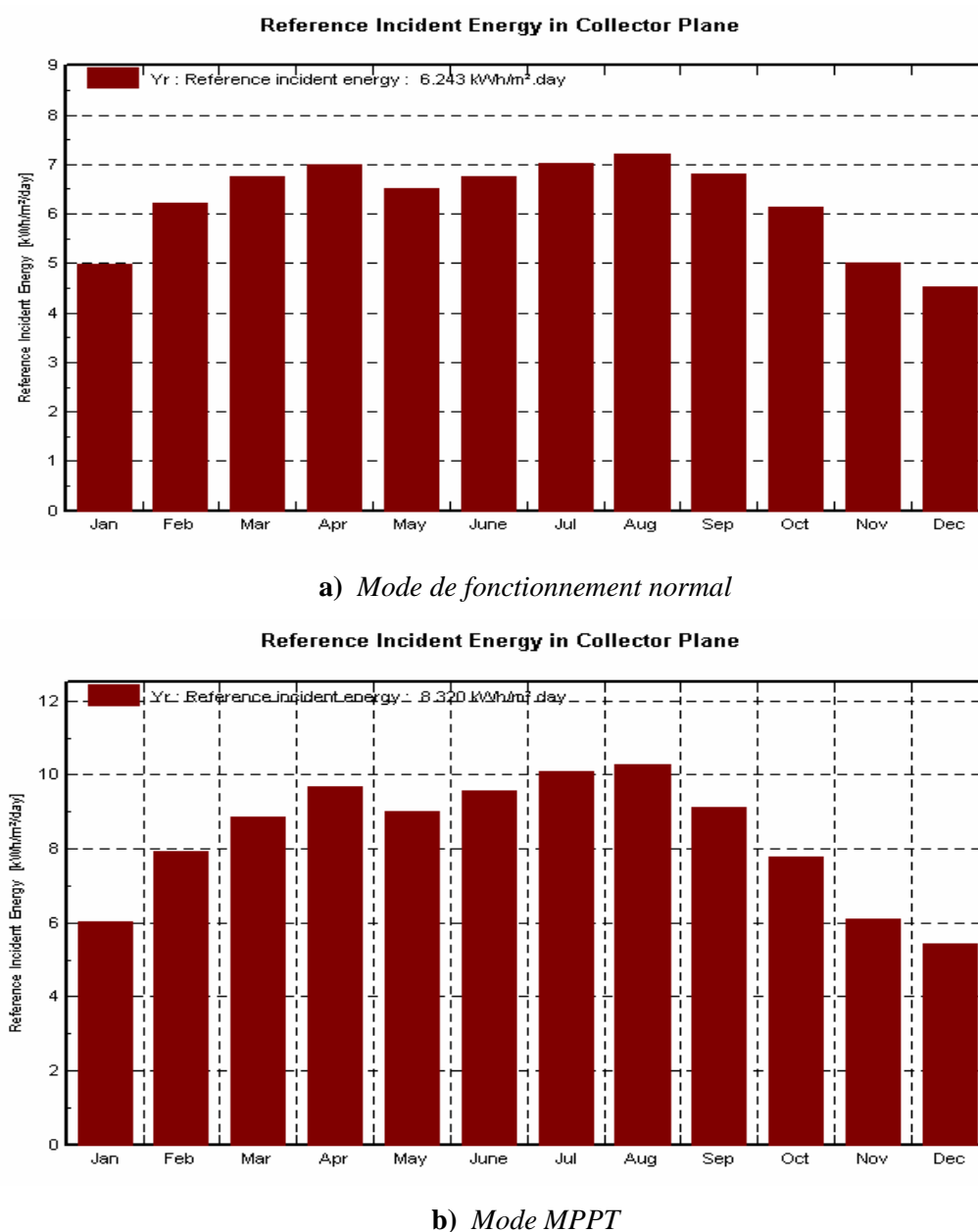
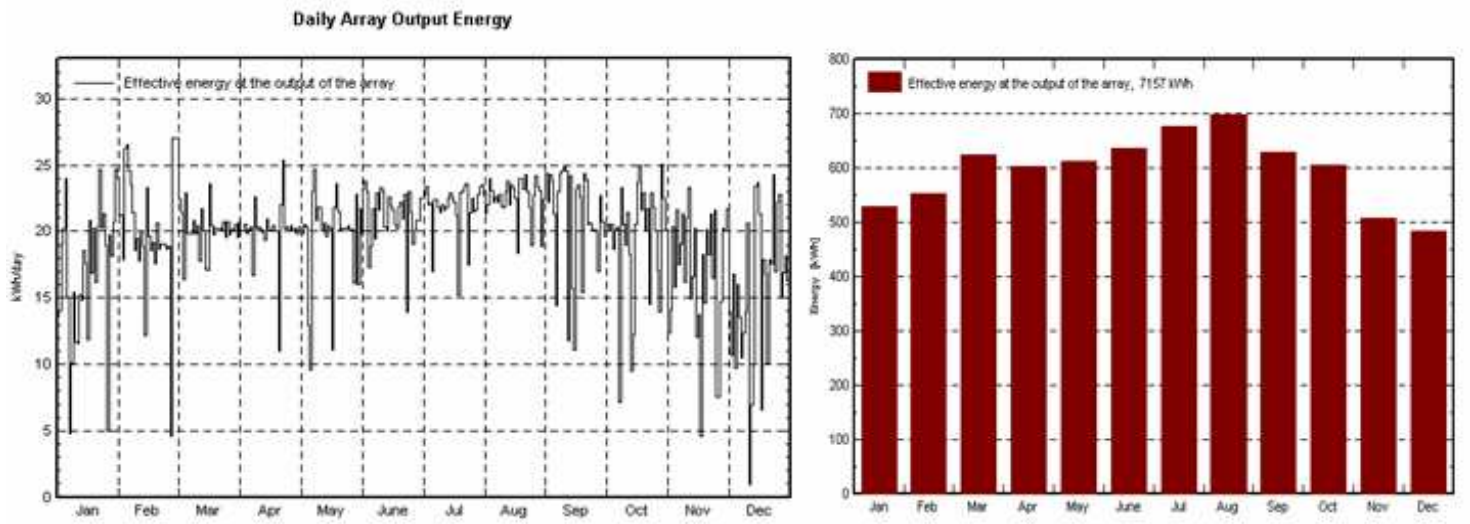


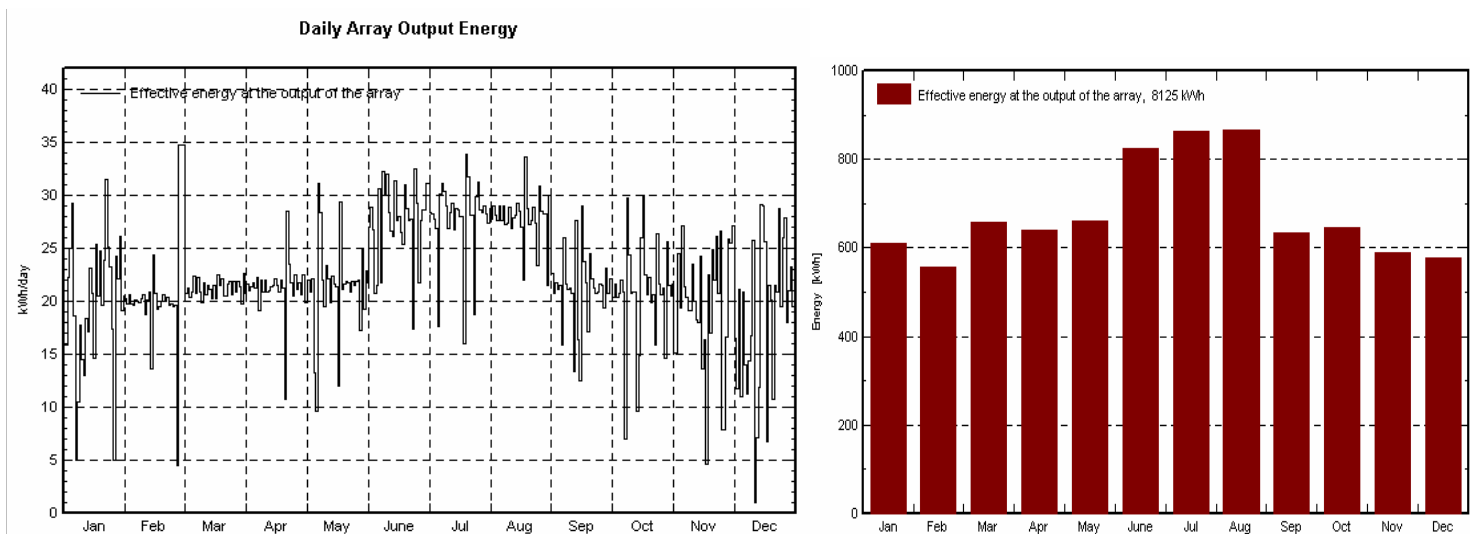
Fig- III.31: Référence de l'énergie incidente sur le plan des panneaux

➤ Energie effective en sortie des modules, dans les deux modes de fonctionnement

On donne cette énergie effective en sortie des modules, dans les deux modes de fonctionnement, par la figure- III.32- a et b) ;



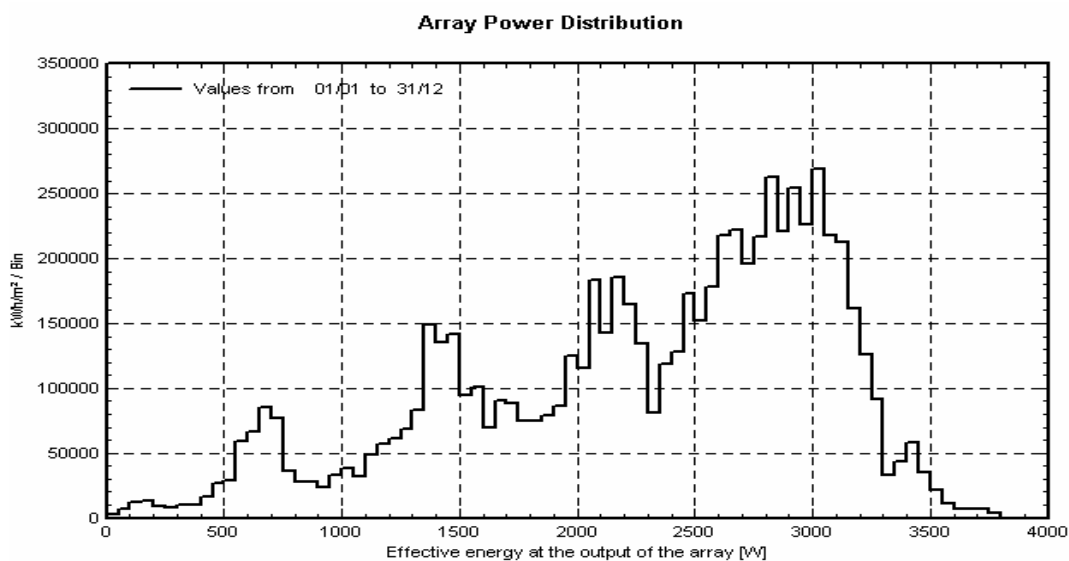
a) En mode de fonctionnement normal



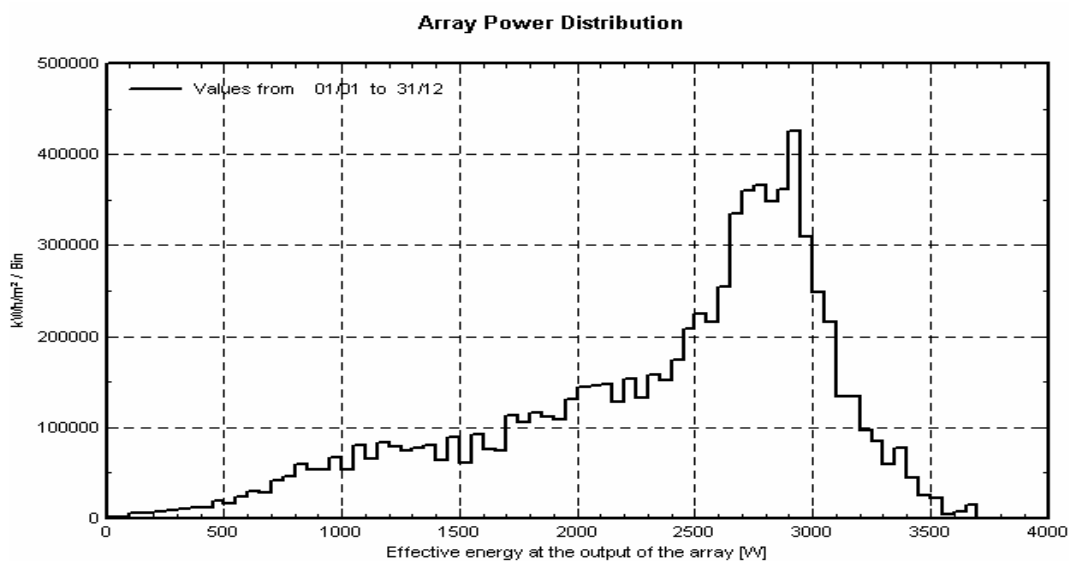
b) En mode MPPT

Fig- III.32: Energie effective en sortie des modules

La distribution de cette même énergie le long de l'année, est illustrée par la **figure- III.33- a et b)**, dans les deux cas de figures respectifs ;



a) *Mode de fonctionnement normal*



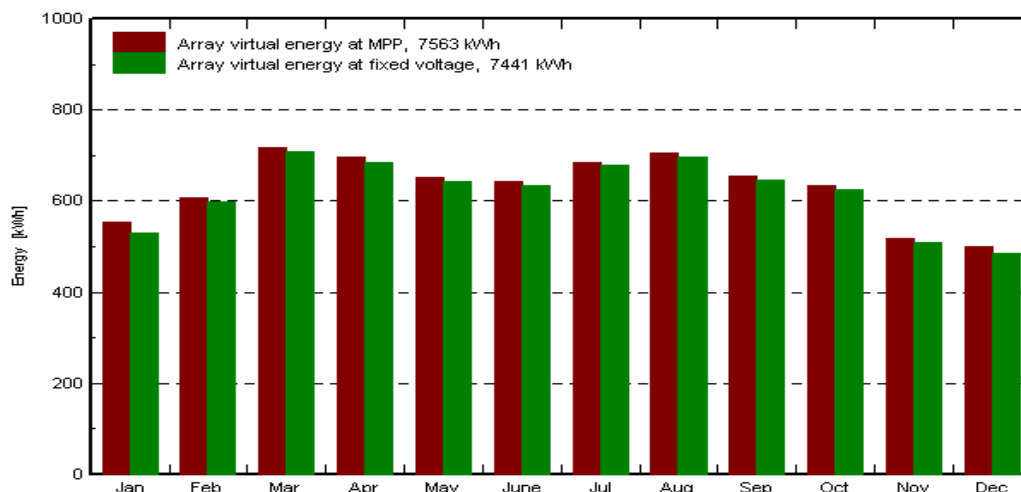
b) *Mode MPPT*

Fig- III.33: *Distribution de l'énergie effective en sortie des modules*

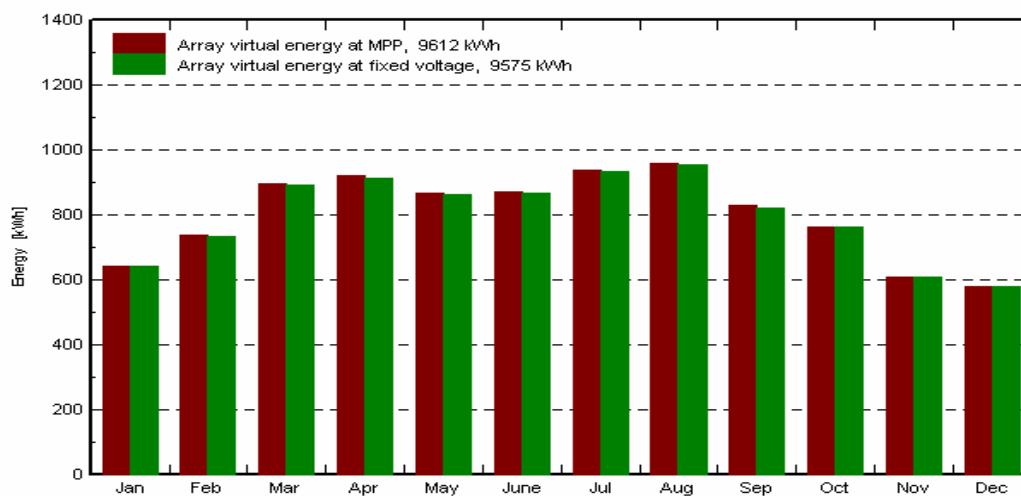
Le graphe de distribution de la puissance en sortie des modules suit exactement la même distribution du rayonnement incident, à une échelle évidemment différente.

➤ **Comparaison de l'énergie virtuelle des modules, dans les deux modes de fonctionnement**

Nous effectuons, dans la figure qui suit, une comparaison pour les deux modes de fonctionnement du système, de l'énergie virtuelle au point de puissance maximale, et de cette énergie à tension fixe. Le résultat est illustré par la **figure- III.34- a et b)** ;



a) *Mode de fonctionnement normal*



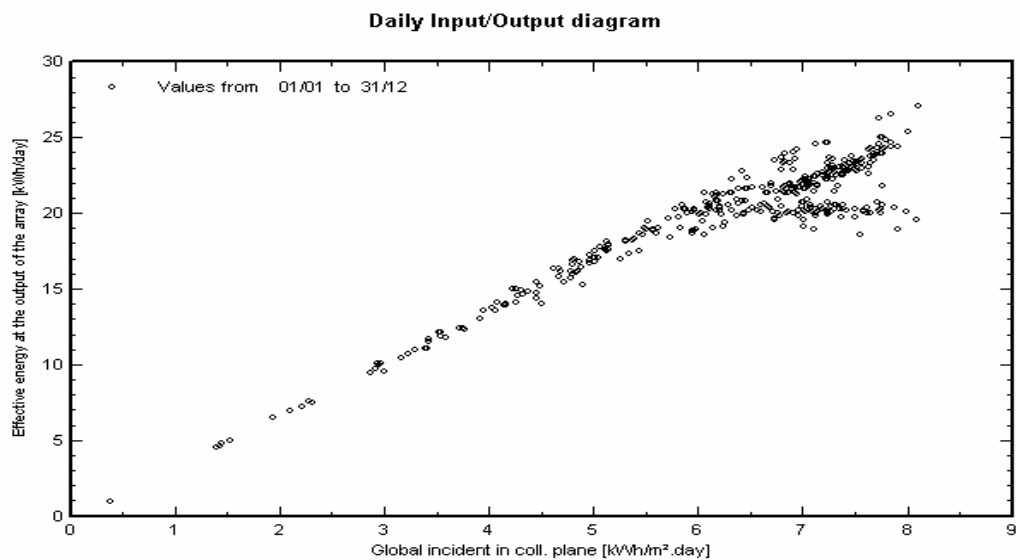
b) *Mode MPPT*

Fig- III.34: *Comparaison de l'énergie virtuelle des modules, dans les deux modes de fonctionnement*

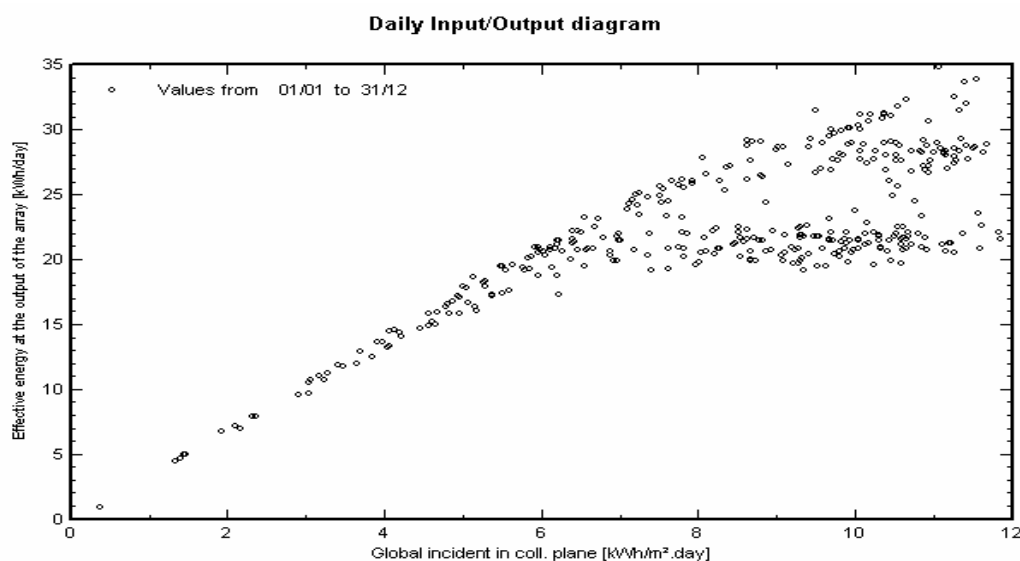
De même que pour l'énergie effective en sortie des modules, l'énergie virtuelle est encore bien plus importante en mode MPPT qu'en mode normal, avec une production des moindres en période d'hiver et des meilleures au mois d'Août.

➤ **Diagramme journalier Entrée/Sortie**

Le diagramme journalier Entrée/Sortie sous entend l'Energie effective en sortie des modules/Irradiation journalière globale incidente, dans les deux modes de fonctionnement. Il est donné par la **figure- (III.35)** ci-dessous ;



a) *En mode de fonctionnement normal*

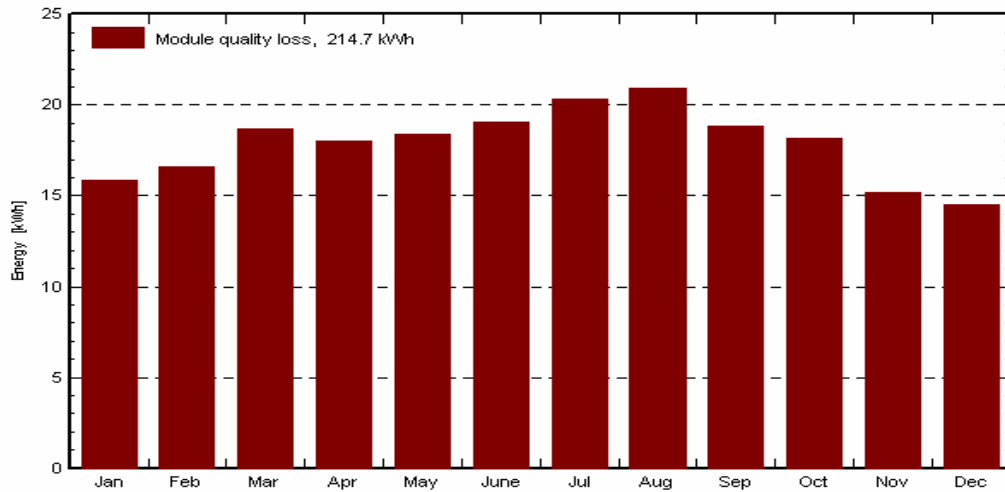


b) *En mode MPPT*

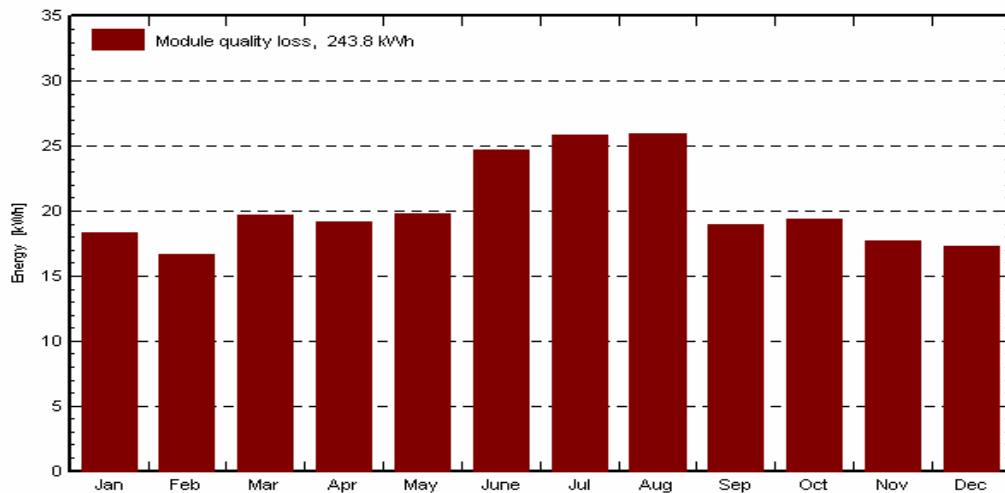
Fig- III.35: *Diagramme journalier Entrée/Sortie*

➤ **La perte de la qualité du module**

Lors de son fonctionnement, un système PV est le siège de multiples pertes, pertes de la qualité du module, entre autres. Elles sont évaluées dans la **figure- III.36- a et b)** suivante;



a) *Mode de fonctionnement normal*



b) *Mode MPPT*

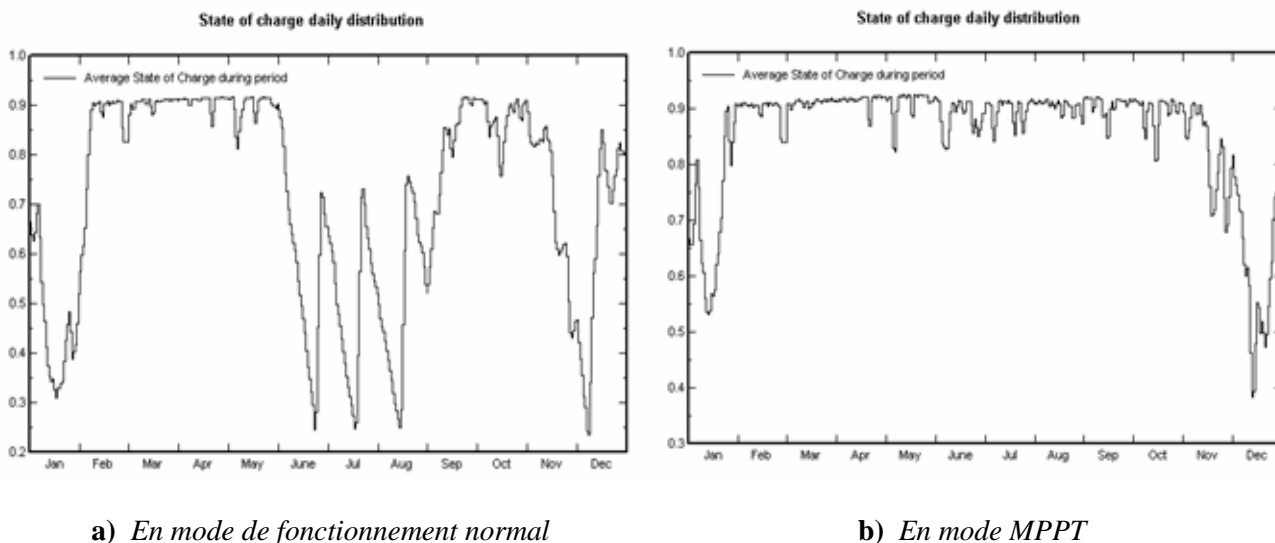
Fig- III.36: *Perte de la qualité du module*

Les pertes liées à la qualité du module sont en grande partie enregistrées en période d'été, qui s'explique par la hausse des températures en cette saison. Le dispositif MPPT est un peu plus sensible par rapport à la commande normale, elles sont de 243,8 [kWh] contre 214,7 [kWh].

➤ **Etat de charge moyen (EDC) moy**

La moyenne de la tension batterie varie en fonction de la saison. En effet, pour le cas d'un fonctionnement normal, elle est de 50,22 [V] au mois de Janvier, 50,76 [V] au mois de Décembre, 47,81 [V] au mois de Juin et évaluée à 47,45 [V] au mois d'Août. De même pour l'EDC.

La moyenne de l'EDC pendant la période s'estime à 0,7161 à tension fixe, et à 0,8563 en MPPT. Son évolution journalière peut être appréciée via la **figure- III.37- a et b)** suivante ;



a) *En mode de fonctionnement normal*

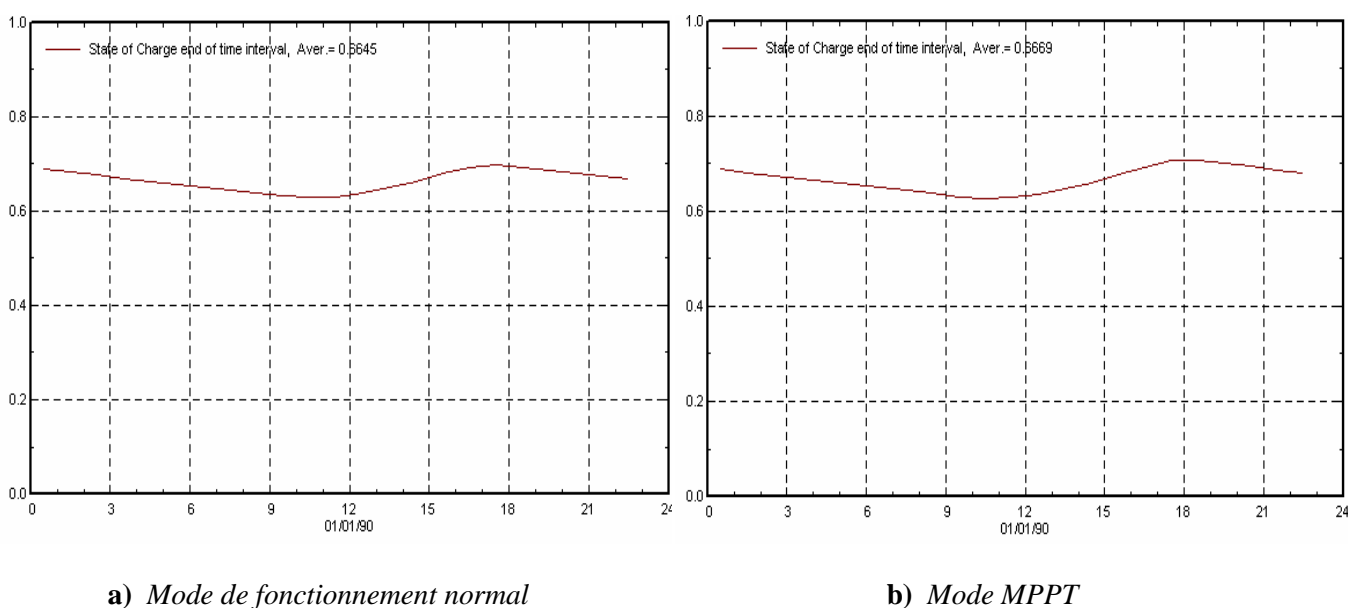
b) *En mode MPPT*

Fig- III.37: Etat de charge moyen

On remarque bien des moyennes très basses de l'EDC des batteries dans certains mois de l'année, à savoir en saison estivale et hivernale, lors du fonctionnement normal, atteignant jusqu'à 0,25 et 0,3, ce qui n'est guère le cas en mode MPPT qui voit une stabilité dans l'état de charge sur un ensemble des mois de l'année, la diminution qu'elle enregistre au mois de Décembre et Janvier ne va pas en deçà de 0,4.

A la fin de l'intervalle de temps, l'EDC est évalué à 0,6645 en fonctionnement normal, et à 0,6669 en fonctionnement MPPT.

Cette évolution est interprétée par la **figure- (III.38)** ci-dessous ;



a) *Mode de fonctionnement normal*

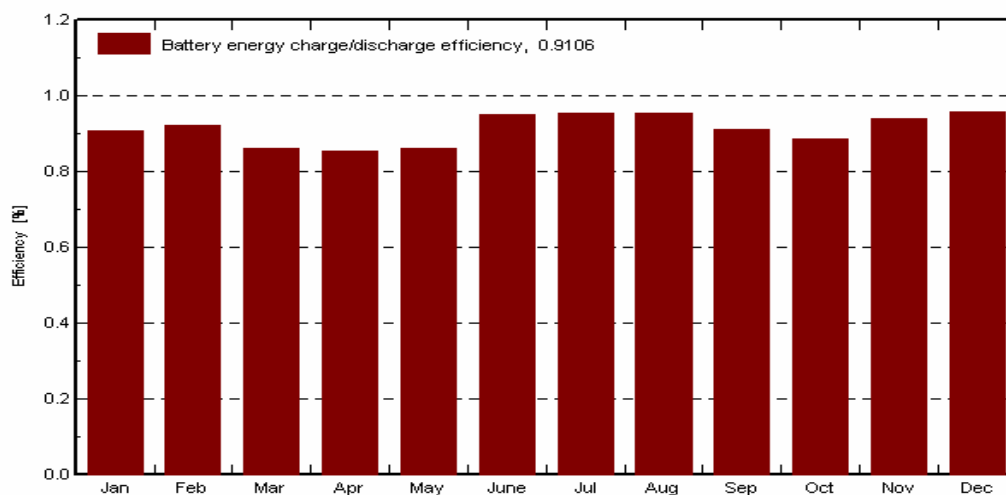
b) *Mode MPPT*

Fig- III.38: EDC en fin d'intervalle

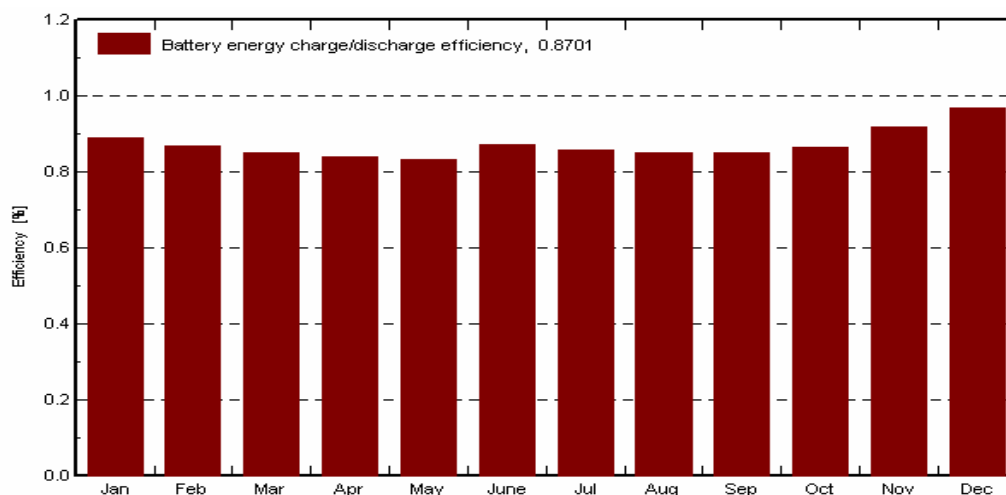
Dans ce cas, on constate donc que l'EDC est légèrement meilleur en mode MPPT par rapport au mode normal, sachant que selon [40], il existe une zone de travail à privilégier pour la batterie, globalement entre 30 % et 70 % de l'EDC qui permet de solliciter la batterie avec des rendements acceptables, ce qui prouve qu'on est par conséquent, dans les limites acceptables.

➤ **Rendement de l'énergie de charge/décharge de la batterie**

Le rendement de l'énergie de charge/décharge de la batterie au cours des divers mois de l'année est évalué par la **figure- (III.39)**, dans les deux cas distincts de fonctionnement ;



a) *Mode de fonctionnement normal*



b) *Mode MPPT*

Fig- III.39: Rendement de l'énergie de charge/décharge de la batterie

On enregistre la même logique d'évolutions sur le rendement en courant de charge/décharge. En effet, ce rendement s'estime à 91,68 % en mode de tension fixe, et à 89,29 % en mode MPPT.

Une batterie électrochimique ne peut être exploitée à sa pleine puissance, sur toute sa plage d'état de charge. Il en résulte une perte de potentiel considérable qui est fonction de la puissance souhaitée, en d'autres termes de la rapidité de charge ou de décharge.

Et voilà un récapitulatif des performances des deux modes de fonctionnement, sur la base de deux critères parmi bien d'autres ; pertes dans le système PV et utilisation de l'énergie, au cours des divers mois de l'année :

❖ **Pertes dans le système PV**

Sur la base des pertes dans le système PV, nous donnons par le **tableau- III.10- a et b)**, une suite de comparaison des deux modes de fonctionnement du système PV ;

Losses in the PV system

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArMPP	MPPLoss	EArUfix	EUnused	EArray
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	15.89	21.19	11.68	552.5	22.61	529.8	0.18	529.7
February	16.60	22.14	12.40	607.3	8.36	598.9	45.46	553.4
March	18.72	24.96	13.36	716.9	9.00	707.9	83.98	624.0
April	18.05	24.07	12.87	696.5	10.63	685.9	84.23	601.7
May	18.37	24.50	12.59	653.1	9.99	643.1	30.73	612.4
June	19.05	25.40	15.23	641.7	6.39	635.3	0.26	635.0
July	20.32	27.09	17.25	683.9	6.46	677.5	0.26	677.2
August	20.92	27.89	18.30	704.7	6.89	697.8	0.49	697.3
September	18.87	25.16	14.93	654.0	9.02	645.0	16.04	628.9
October	18.16	24.21	13.38	633.7	7.07	626.6	21.39	605.2
November	15.22	20.29	10.65	517.9	10.25	507.6	0.32	507.3
December	14.53	19.38	9.89	500.8	15.80	485.0	0.56	484.5
Yearly sum	214.70	286.27	162.54	7563.0	122.46	7440.6	283.90	7156.7

a) Mode normal

Losses in the PV system

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArMPP	MPPLoss	EArUfix	EUnused	EArray
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	18.31	24.41	41.87	640.6	0.132	640.5	30.2	610.3
February	16.71	22.28	43.39	737.9	2.435	735.5	178.6	556.9
March	19.71	26.28	51.86	897.4	3.578	893.8	236.8	657.0
April	19.17	25.56	51.48	919.9	6.251	913.7	274.6	639.1
May	19.84	26.46	50.93	867.7	5.237	862.4	201.0	661.4
June	24.72	32.97	69.57	870.9	1.787	869.1	44.9	824.1
July	25.88	34.51	76.65	938.9	3.178	935.7	73.0	862.7
August	25.99	34.66	78.39	958.2	3.797	954.4	87.9	866.5
September	19.01	25.35	55.73	831.1	8.019	823.1	189.3	633.8
October	19.37	25.83	52.42	764.6	2.696	761.9	116.2	645.8
November	17.72	23.62	40.45	607.3	0.131	607.2	16.6	590.6
December	17.31	23.08	37.76	577.5	0.018	577.5	0.5	577.0
Yearly sum	243.76	325.01	650.50	9612.0	37.258	9574.8	1449.5	8125.2

b) Mode MPPT

Tableau- III.10: *Pertes au sein du système PV, dans ces deux modes distincts de fonctionnement*

Où :

ModQual, MisLoss et OhmLoss : Sont respectivement, les pertes de qualité, de disparité et les pertes Joule du module ;

EArrMPP : est l'énergie virtuelle en MPP, du module ;

MPPLoss : sont les pertes avec prise en compte du fonctionnement MPPT.

Elle représente la différence entre les conditions effectives de fonctionnement, et le point de puissance max disponible ;

EArUfix : est l'énergie virtuelle du module, à tension fixe, ou même, la tension de référence de la batterie lorsque le module est déconnecté ;

EUnused : représente les pertes de l'énergie inutile, calculée à la tension nominale de batterie ;

EArray : est l'énergie effective en sortie du module.

A la vue de ces résultats, nous constatons que :

À l'exception de MPPLoss, les diverses autres pertes dans ce système PV sont nettement plus importantes dans le mode MPP, conséquence évidente suite à l'adjonction d'un équipement (convertisseur) et d'une commande supplémentaire, avec tout cela implique au niveau des divers composants de la commande.

Exemple

On enregistre 650,5 [kWh] de pertes Joule en fonctionnement MPPT contre 162,54 [kWh] seulement en tension fixe ;

1449,5 [kWh] d'énergie inutile perdue en MPPT face à 283,9 [kWh] en mode normal.

C'est la variabilité du rendement du système PV avec l'éclairement énergétique qui est la cause des pertes enregistrées pour des valeurs d'éclairement faibles.

❖ **L'utilisation de l'énergie**

Sur le **tableau- III.11- a et b)**, est effectuée une comparaison des deux modes de fonctionnement du système PV, sur la base des diverses utilisations de l'énergie ;

Energy use

	EArray kWh	E Load kWh	E User kWh	E Miss kWh	SolFrac	T LOL Hour	Pr LOL %
January	529.7	534.7	534.8	-0.0	1.000	0	0.00
February	553.4	483.0	482.5	0.5	0.999	0	0.00
March	624.0	563.3	562.5	0.7	0.999	0	0.00
April	601.7	545.1	544.4	0.7	0.999	0	0.00
May	612.4	563.3	562.6	0.6	0.999	0	0.00
June	635.0	735.3	649.5	85.8	0.883	84	0.00
July	677.2	759.8	677.1	82.7	0.891	81	0.00
August	697.3	759.8	680.2	79.6	0.895	78	0.00
September	628.9	545.1	544.7	0.4	0.999	0	0.00
October	605.2	563.3	562.7	0.5	0.999	0	0.00
November	507.3	545.1	545.0	0.1	1.000	0	0.00
December	484.5	534.7	427.6	107.1	0.800	150	0.00
Yearly sum	7156.7	7132.5	6773.8	358.7	0.950	393	0.00

a) Mode normal

Energy use

	EArray kWh	E Load kWh	E User kWh	E Miss kWh	SolFrac	T LOL Hour	Pr LOL %
January	610.3	534.7	534.6	0.156	1.000	0	0.00
February	556.9	483.0	482.4	0.585	0.999	9	0.00
March	657.0	563.3	562.5	0.731	0.999	7	0.00
April	639.1	545.1	544.4	0.674	0.999	8	0.00
May	661.4	563.3	562.6	0.679	0.999	4	0.00
June	824.1	735.3	734.5	0.829	0.999	4	0.00
July	862.7	759.8	758.7	1.061	0.999	5	0.00
August	866.5	759.8	758.7	1.125	0.999	3	0.00
September	633.8	545.1	544.4	0.665	0.999	12	0.00
October	645.8	563.3	562.6	0.633	0.999	3	0.00
November	590.6	545.1	544.8	0.276	0.999	2	0.00
December	577.0	534.7	534.7	0.015	1.000	0	0.00
Yearly sum	8125.2	7132.5	7125.1	7.428	0.999	57	0.00

b) Mode MPPT

Tableau- III.11: *Utilisation de l'énergie dans les deux modes de fonctionnement du système PV*

Où :

E Load : sont les besoins en énergie de l'utilisateur ;

E User : est l'énergie fournie à l'utilisateur ;

E Miss : représente l'énergie perdue ;

SolFrac : est la fraction solaire, définie comme suit : $SolFrac = E\ User / E\ Load$;

Pr LOL : la probabilité de pertes de charge.

C'est la probabilité que les besoins des consommateurs ne soient pas subvenus (i.e. la fraction du temps où la batterie se trouve déconnectée). Ce paramètre doit être compris tel le complément de la fraction solaire, bien qu'il soit décrit en termes de temps plutôt que d'énergie ;

T LOL : la durée de la perte de charge.

Dans ce cas,

A l'exception de la charge, l'énergie annuelle effective en sortie des modules est 12 % plus importante en mode MPPT que ce qui l'en est en mode normal.

L'important de la production a lieu en mois d'Août, avec 697,3 [kWh] en mode de la tension fixe, 866,5 [kWh] en mode MPPT, ce qui relève une différence de production de 20 % en faveur du fonctionnement MPPT.

Le mois le plus défavorable est plutôt le mois de Décembre avec seulement 484,5 [kWh] pour le mode normal contre 16 % de plus pour ce même système fonctionnant en MPPT, c'est-à-dire 577 [kWh].

Ces fluctuations dans la production trouvent leur cause dans le caractère aléatoire de la ressource énergétique primaire, qui est l'éclairement dans notre cas précis.

L'énergie perdue E Miss est environ 48 fois moindre en MPPT qu'en tension fixe.

La probabilité de pertes de charge est 7 fois plus importante en mode normal qu'en MPPT, ce qui représente 85 % de différence.

Un compromis performance en production/pertes existe donc entre ces deux modes, ce qui est déjà bien voyant dans les résultats principaux.

Et d'autres données primaires et résultats récapitulatifs sont encore portés en annexe.

III.4.2 Sur HOMER

➤ Prenons l'exemple d'un système PV seul

Dans le but d'évaluer le paramètre influençant directement la production PV, qui est le rayonnement solaire incident, puis d'ôter la confusion qui pourrait s'installer avec le rayonnement solaire global, nous avons opté à superposer ces deux caractéristiques sur la **figure- (III.40)** donnée ci-après ;

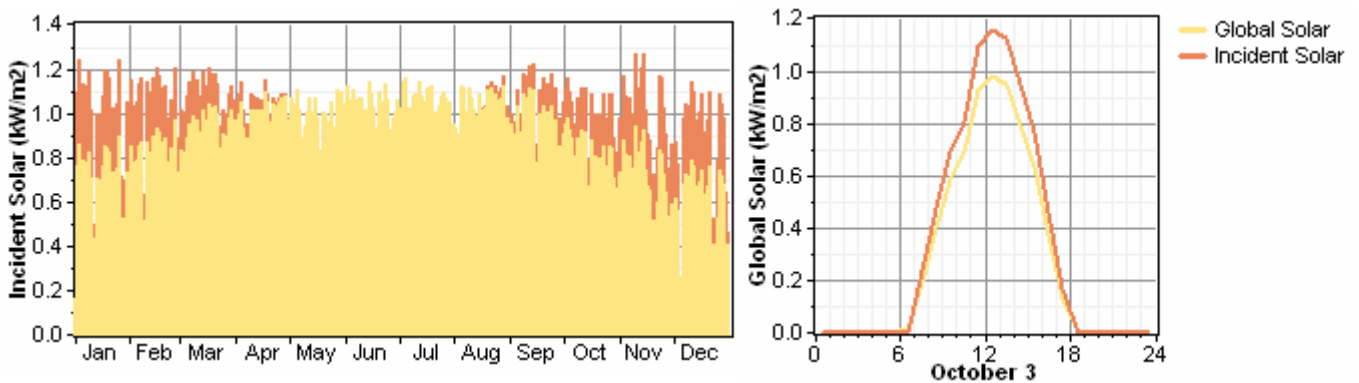


Fig- III.40: Répartition journalière de l'irradiation solaire globale et incidente

La **figure- (III.40)** met en évidence le fait que le rayonnement solaire incident est moins intense que le rayonnement global, ce qui est logique.

Alors que le rayonnement global représente la somme de diverses contributions, à savoir le direct, diffus et le réfléchi, l'incident subit des modifications quantitatives et qualitatives qui l'affaiblissent en abordant l'atmosphère, l'absorption partielle par les gaz atmosphériques, en l'occurrence, la vapeur d'eau, les aérosols, au même titre que la diffusion moléculaire, en sont les principales causes. Le zoom illustré sur la journée du 3 Octobre montre que la forme d'onde n'est tout de même pas affectée.

On représente, sur la **figure- (III.41)**, la répartition journalière de l'irradiation solaire incidente et de la puissance PV, pour une année entière sur **a)** et sur la journée du 4 Juillet sur **b)** ; :

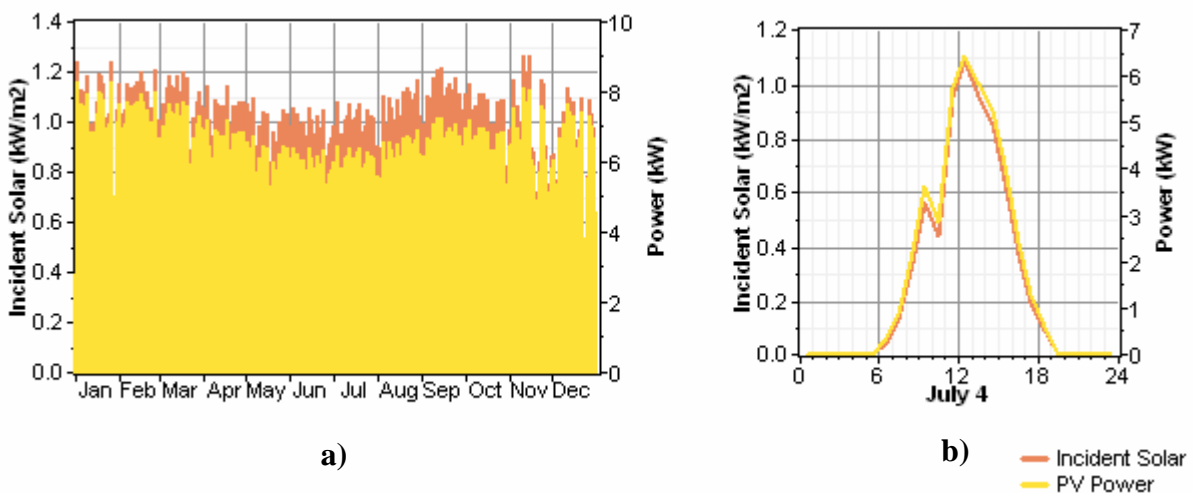


Fig- III.41: Répartition journalière de l'irradiation solaire incidente et de la puissance PV

On remarque, d'après ces figures, qu'il y a parfaite corrélation entre l'irradiation solaire incidente sur le plan du champ photovoltaïque et la puissance PV produite.

La puissance incidente maximale étant le produit entre l'éclairement, la surface des panneaux exploitée et le rendement du système PV.

La **figure- (III.42)** représentant le graphique de dispersion de ces deux paramètres confirme encore la linéarité y existante ;

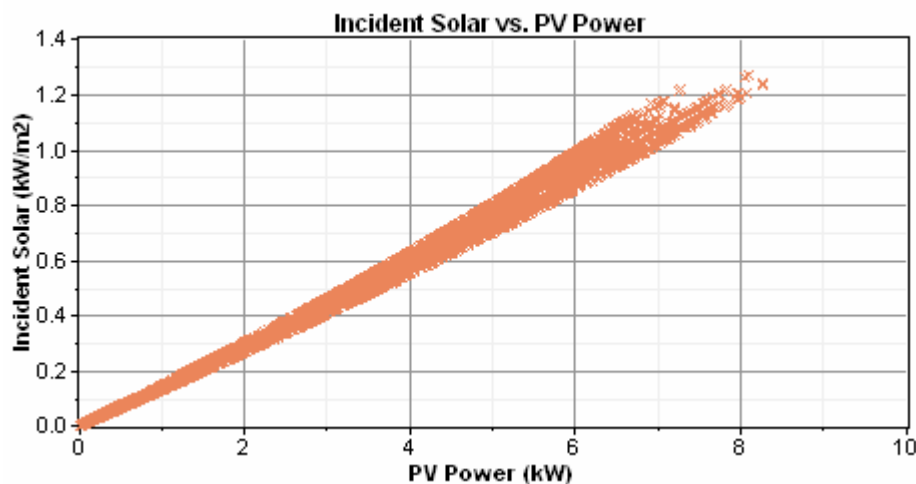


Fig- III.42: Graphique de dispersion de la caractéristique de la puissance PV produite, en fonction du rayonnement incident sur le plan des panneaux

Est représenté sur la **figure- (III.43)**, l'évolution horaire au cours de l'année, de la demande et de la production PV ;

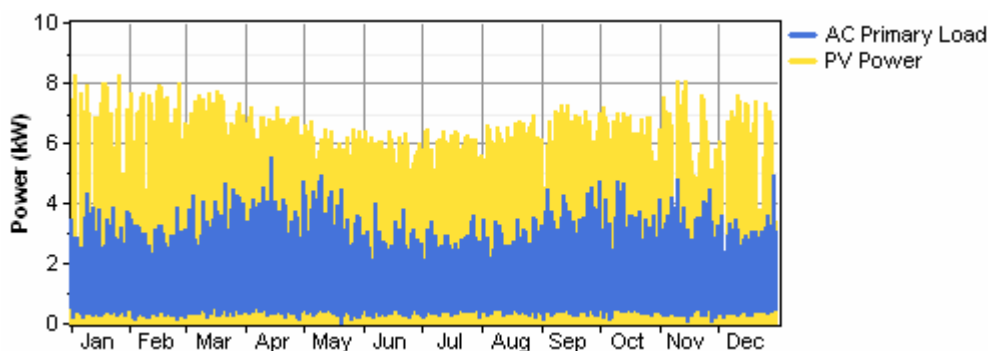


Fig- III.43: Evolution horaire annuelle, de la demande et de la production PV

La **figure- (III.43)** montre clairement que la production PV couvre entièrement, et à tout moment la demande énergétique, c'est ce que nous confirme encore la **figure- III.44- a et b)**, qui donnent respectivement, la distribution des moyennes mensuelles de ces mêmes caractéristiques ;

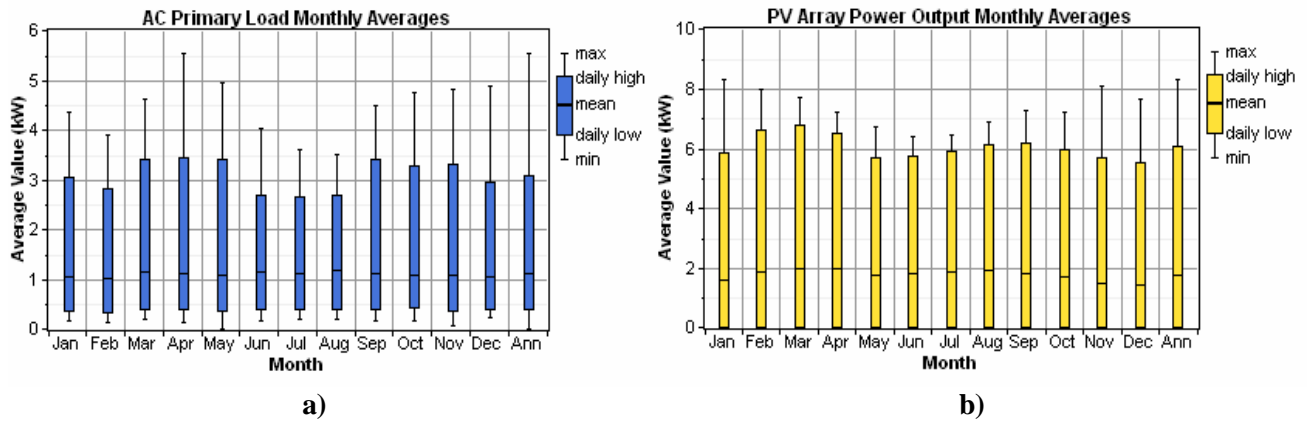


Fig- III.44: Distribution des moyennes mensuelles de la charge et des puissances (énergies) produites

La **figure- (III.45)** représente l'évolution horaire de la puissance photovoltaïque, l'état de charge de la batterie ainsi que le profil de la puissance de la charge, pour deux jours typiques, le 17 Janvier et le 16 Août.

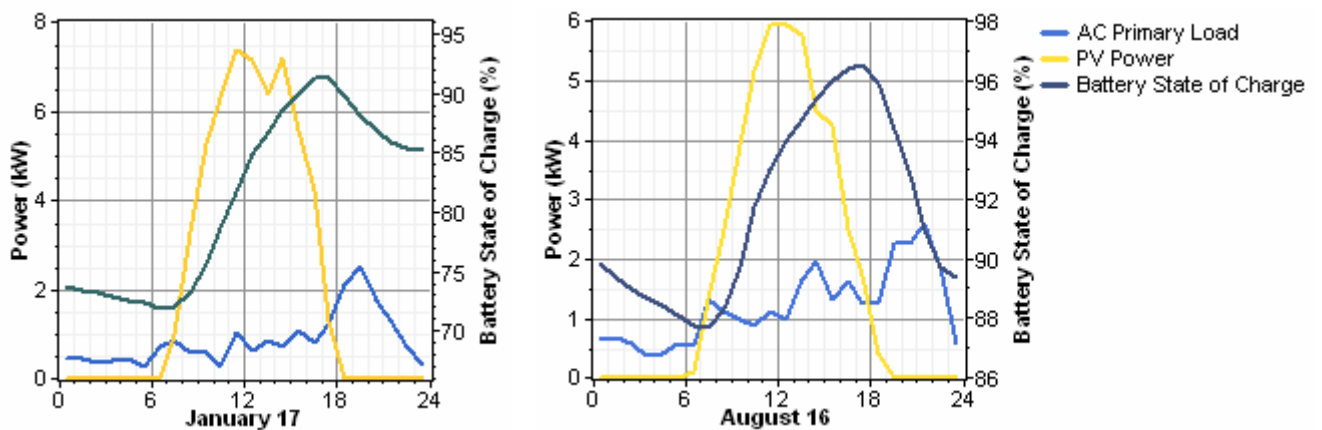


Fig- III.45: Evolution horaire de la charge, la puissance photovoltaïque et l'état de charge de la batterie, pour deux jours typiques (le 17 Janvier et le 16 Août)

La production du champ PV se situe entre 6h30 et 18h30 environ pour la journée du 17 Janvier, et entre 6h30 et 19h30 environ pour la journée du 16 Août. Ces horaires correspondent aux heures du lever et du coucher du soleil du site en question. Le champ PV est en mesure de satisfaire la charge et de charger les batteries qui prendront le relais pendant la nuit.

La **figure- (III.46)** représente l'évolution horaire, sur trois jours du mois de Juin, de la production PV et de la puissance à l'entrée de la batterie, avec un zoom de la première journée;

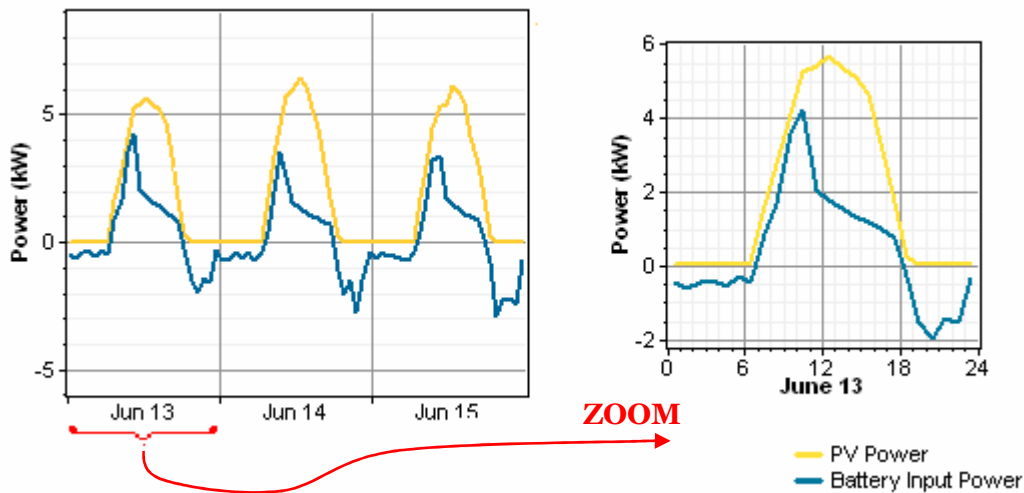


Fig- III.46: Evolution horaire de la production PV et de la puissance à l'entrée de la batterie, sur trois jours du mois de Juin

On voit via cette figure, que la batterie se charge durant la période de production photovoltaïque, ayant lieu entre 6h30 et 18h30, dans l'illustration du 13 Juin, la puissance de la batterie étant positive le long de cette période.

Le restant de la journée la batterie se décharge, et c'est elle qui couvre la demande, sa puissance dans ce cas est négative.

La décharge et la recharge de l'accumulateur sont imposées par le consommateur et les systèmes de production.

Nous donnons sur la **figure- (III.47)**, l'évolution horaire annuelle de la demande énergétique et de l'excès en découlant après la production ;

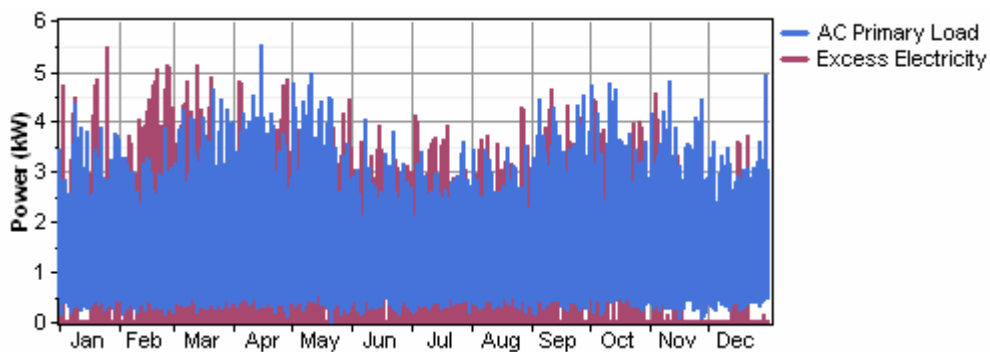


Fig- III.47: Evolution horaire annuelle de la demande énergétique et de l'excès d'électricité

Nous notons, que l'excès d'énergie (s'estimant à 3084 [kWh/an]) se situe en effet, dans les intervalles à faible demande énergétique. Les excédents les plus importants sont enregistrés en mois de Mars, Avril, les plus faibles ont lieu en mois de Novembre, Décembre.

Pour des détails complémentaire, nous représentons, sur la **figure- (III.48)**, la distribution de la moyenne mensuelle de l'excès de la production électrique ;

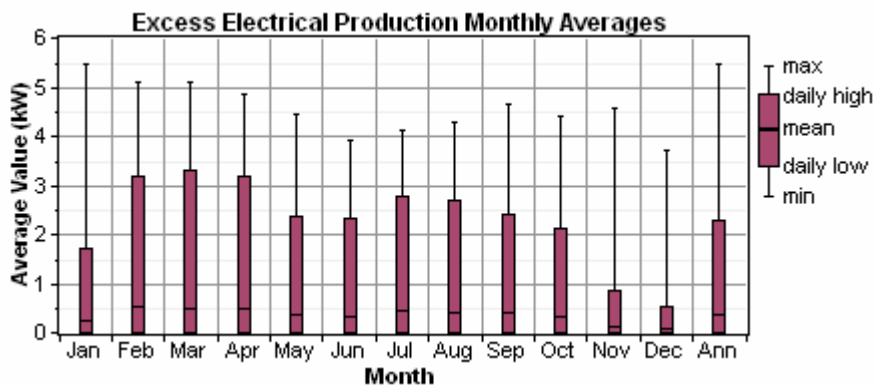


Fig- III.48: Distribution de la moyenne mensuelle de l'excès de la production électrique

Et sur la **figure- (III.49)**, est donné le profil journalier de cet excès de la production électrique au cours de chacun des mois de l'année;

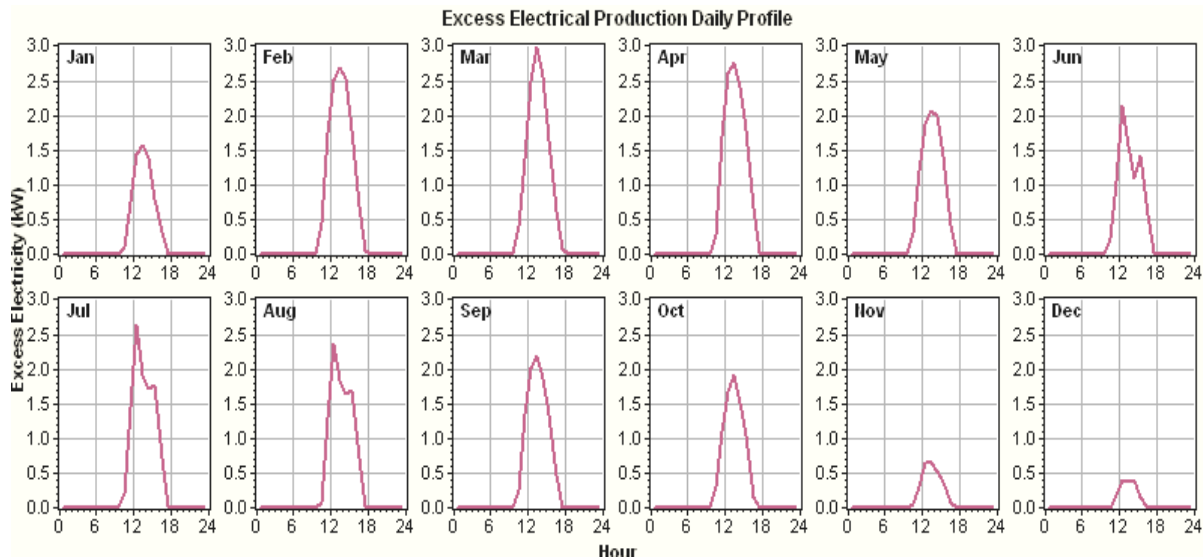


Fig- III.49: Profil journalier de cet excès de la production électrique

Nous donnons sur la **figure- (III.50)**, l'évolution horaire annuelle de la température des cellules, avec un zoom sur la période Août-Septembre;

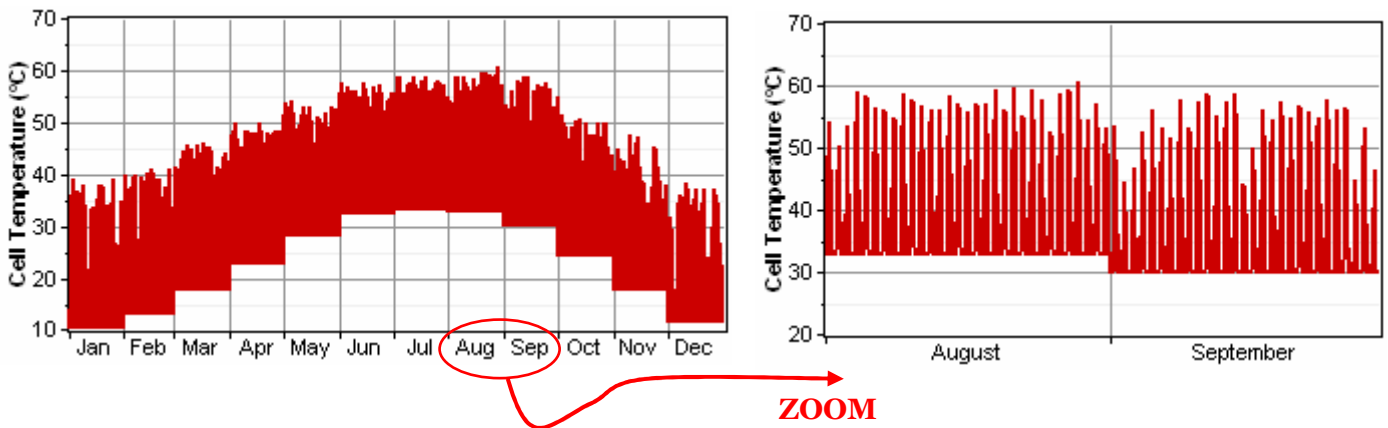


Fig- III.50: Evolution horaire annuelle de la température des cellules

Sur les **figures- (III.51) et (III.52)**, sont représentées respectivement, la distribution des moyennes mensuelles des températures des cellules ainsi que leur carte de données (DMap);

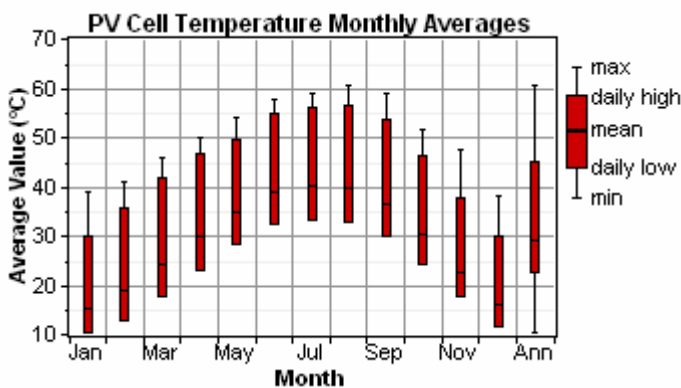


Fig- III.51: Distribution des moyennes mensuelles des températures des cellules

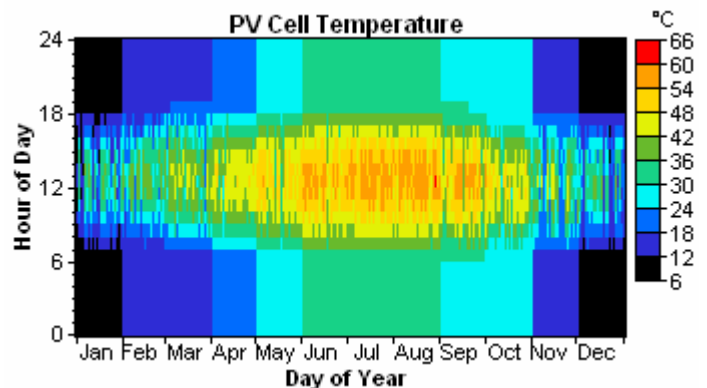


Fig- III.52: Carte de données de la température des cellules

Les moyennes des températures mensuelles de cellules croient à partir de la moyenne de 15 [°C] en mois de Janvier, pour atteindre une moyenne de 40 [°C] en période d'été où elle se stabilise à peu près, puis décroît jusqu'à atteindre 22 [°C] en mois de Novembre et enfin 16 [°C] en Décembre. La moyenne annuelle étant de 29 [°C]. Le DMap illustre cette répartition, en couleur.

Leur température de référence suit la même logique d'évolution que les pics, c'est ce qu'on aperçoit assez clairement sur le profil journalier de ces températures de cellules, au cours de chacun des mois de l'année, donné par la **figure- (III.53)** ci- après;

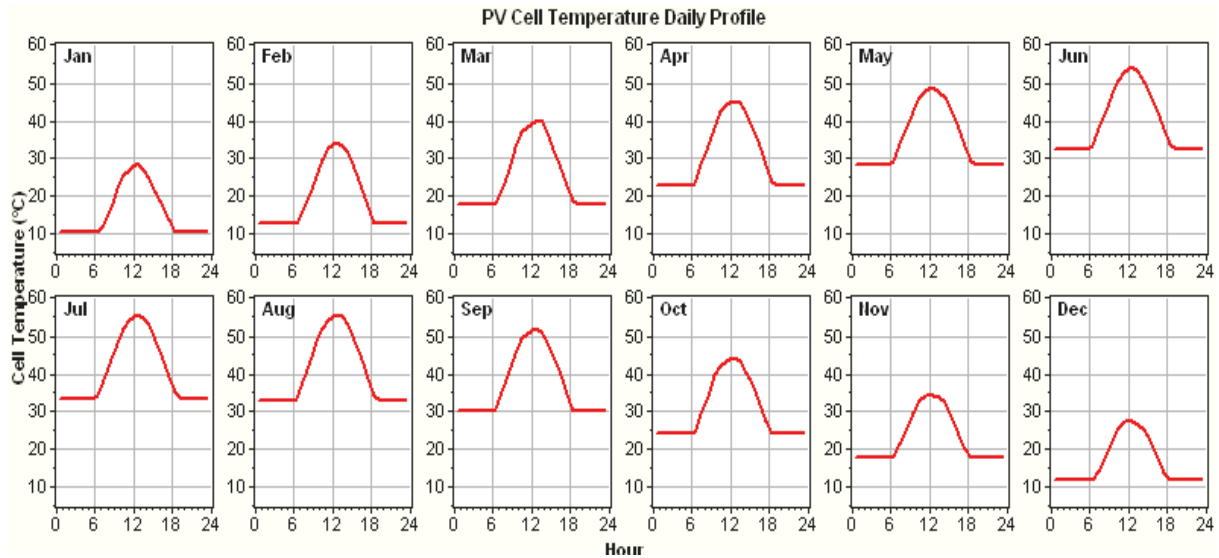


Fig- III.53: Profil journalier de la température des cellules

Cette température de référence varie donc au cours des mois, mais également du jour même, correspondant aux heures du lever et du coucher du soleil. Elle est située à 10 [°C] environs, un jour du mois de Janvier, égalant 33 [°C] en une journée du mois d’Août en passant par 23 [°C], le mois d’Avril.

Un exemple de ces variations est illustré sur la **figure- (III.54)** qui représente les températures des cellules correspondant à quatre jours de deux mois différents, Avril et Mai;

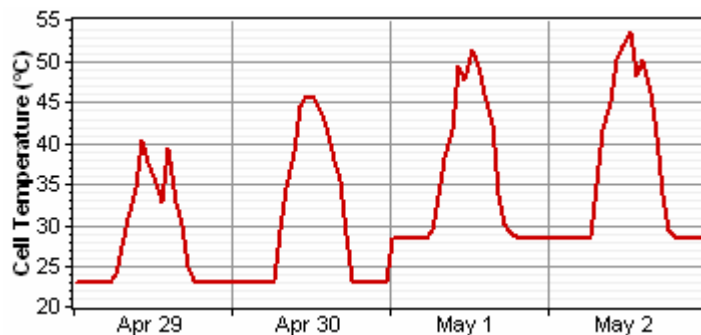


Fig- III.54: Illustration des variations des températures des cellules

Pourquoi ces fluctuations ?

On tente, dans le même contexte d’élucider graphiquement le lien résidant entre rayonnement global, production PV et température des cellules, caractéristiques qui sont représentées par la **figure- (III.55)**;

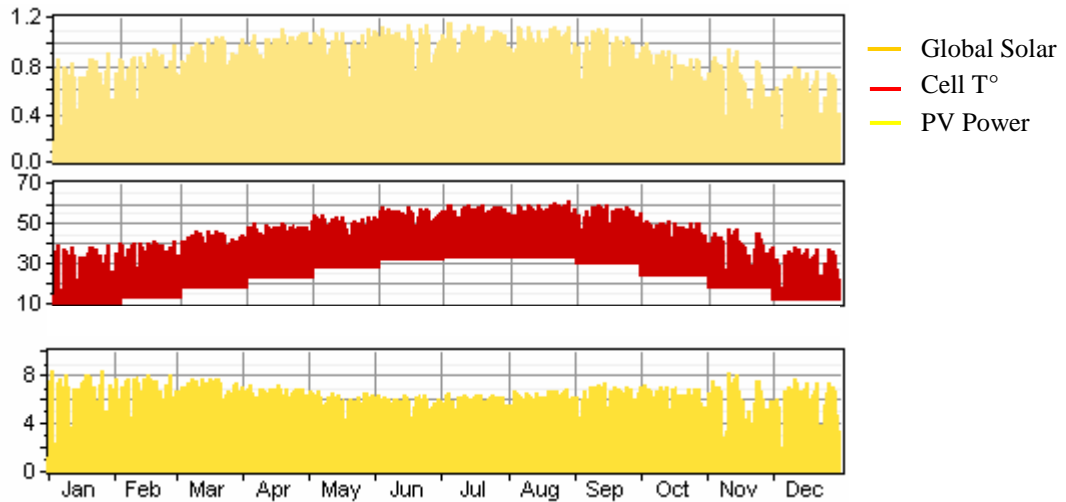


Fig- III.55: Evolution horaire, au cours d'une année, du rayonnement global, production PV et température des cellules

On voit bien, d'après la **figure- (III.55)** d'au dessus, que la température des cellules PV suit à tout moment, l'évolution du rayonnement solaire global.

La production PV, qui elle, corrèle avec le rayonnement incident, évolue inversement avec la température des cellules ; aux pics dans le graphique des températures, correspondent en effet, des creux dans celui de la puissance PV produite. C'est parce que le rendement d'une cellule solaire, en plus de l'éclairement, dépend aussi, grandement de la température.

Le mécanisme se résume au suivant :

Exposée au rayonnement solaire, ce dernier est susceptible de l'échauffer. De plus, une partie du rayonnement absorbé n'est pas convertie en énergie électrique : elle se dissipe sous forme de chaleur.

C'est pourquoi, la température d'une cellule est toujours plus élevée que la température ambiante, d'où la convention des conditions normales de fonctionnement, NOCT.

Pour estimer la température de cellule T_c à partir de la température ambiante T_a , la formule de correction suivante peut être utilisée:

$$T_c = T_a + \frac{E_{moy}}{800} (T_{uc} - 20) \tag{III.6}$$

avec :

E_{moy} : l'éclairement moyen, [W/m²] ;

T_{uc} : la température d'utilisation de cellule, [°C].

La température de la cellule a une grande influence sur ses performances électriques. Plus la température est faible, plus elle est efficace.

Des études antérieures ont démontrés que chaque degré de réchauffement occasionne une perte de rendement de l'ordre de 0,5 %.

Empiriquement, le photocourant augmente légèrement avec la température, d'un ordre de 0,05 [% /°K], pour une cellule au silicium (1,1 [eV]).

Cette même cellule perd 0,45 [% /°C] de sa puissance, une autre au Gallium Arsenic GaAs (1,4 [eV]) en perd environ 0,21 [% /°C] [84]. Le point de puissance maximum peut, au même titre, connaître des variations significatives.

Des programmes de développement de cellules solaires opérant sous hautes températures sont en cours, notamment ceux s'inscrivant dans le cadre des missions futures de la NASA.

L'évolution horaire annuelle de l'EDC des batteries est représentée sur la **figure- (III.56)**;

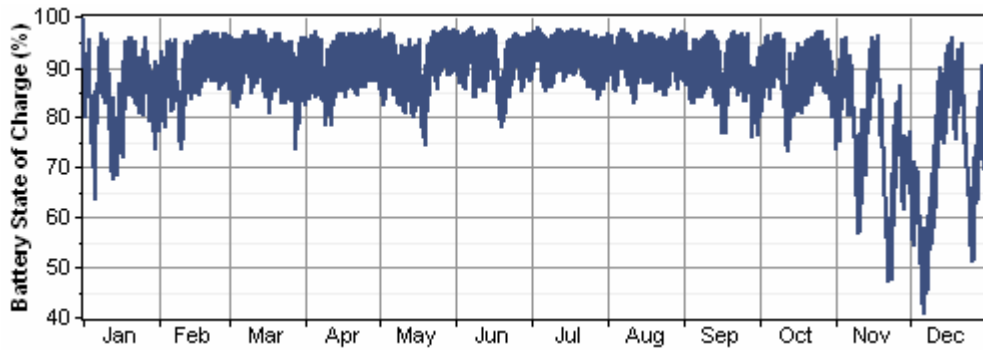


Fig- III.56: Evolution horaire annuelle de l'EDC des batteries

Sur la **figure- (III.57)**, est représentée la distribution des moyennes mensuelles de l'EDC des batteries;

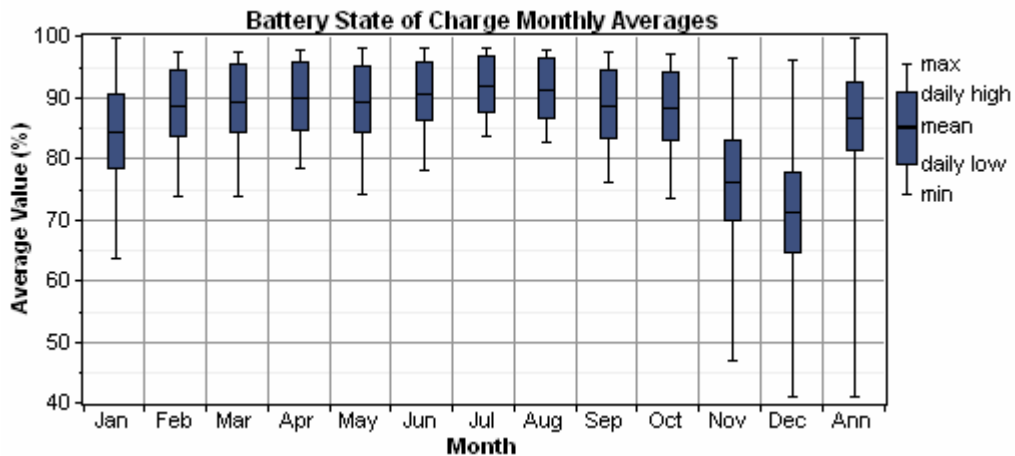


Fig- III.57: Distribution des moyennes mensuelles de l'EDC des batteries

Le profil journalier de l'état de charge des batteries, au cours de chacun des mois de l'année est donné par la **figure- (III.58)**;

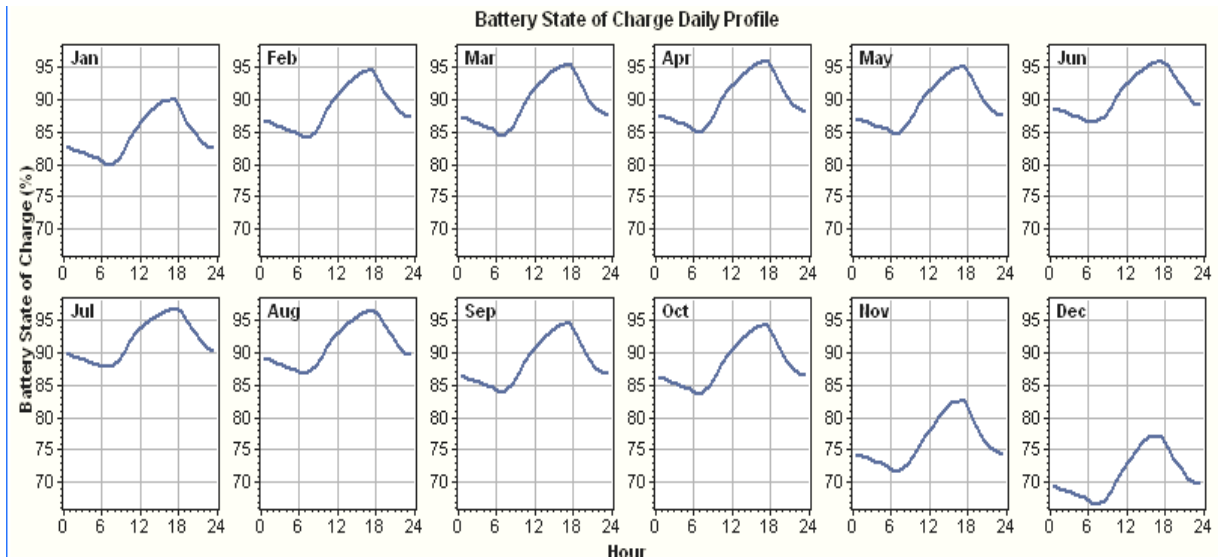


Fig- III.58: Profil journalier de l'état de charge des batteries

On constate, d'après ces figures traduisant l'état de charge des batteries, que ces dernières subissent des décharges profondes atteignant une moyenne d'environ 70 % pendant la période hivernale, et d'autres plutôt modérées pendant le reste de l'année.

Les puissances horaires annuelles, à l'entrée et à la sortie de l'onduleur sont superposées sur la **figure- (III.59)** ;

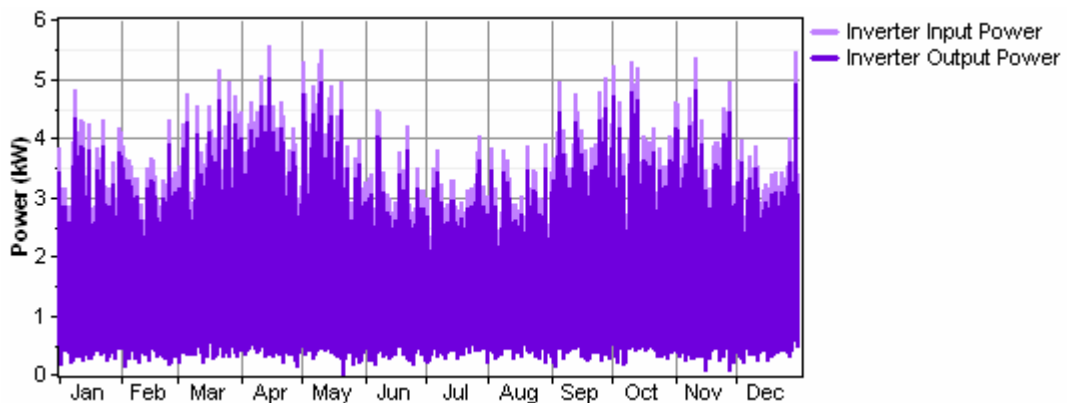


Fig- III.59: Puissance horaire annuelle, à l'entrée et à la sortie de l'onduleur

La puissance en sortie de l'onduleur préserve la même forme d'onde qu'à son entrée, mais amoindrie en quantité à cause des pertes au sein de ce même onduleur.

Là, on met encore une fois en évidence, l'intérêt de l'inclinaison des panneaux PV, via la simple évaluation en termes de puissance, de la moyenne mensuelle de la charge et de la demande;

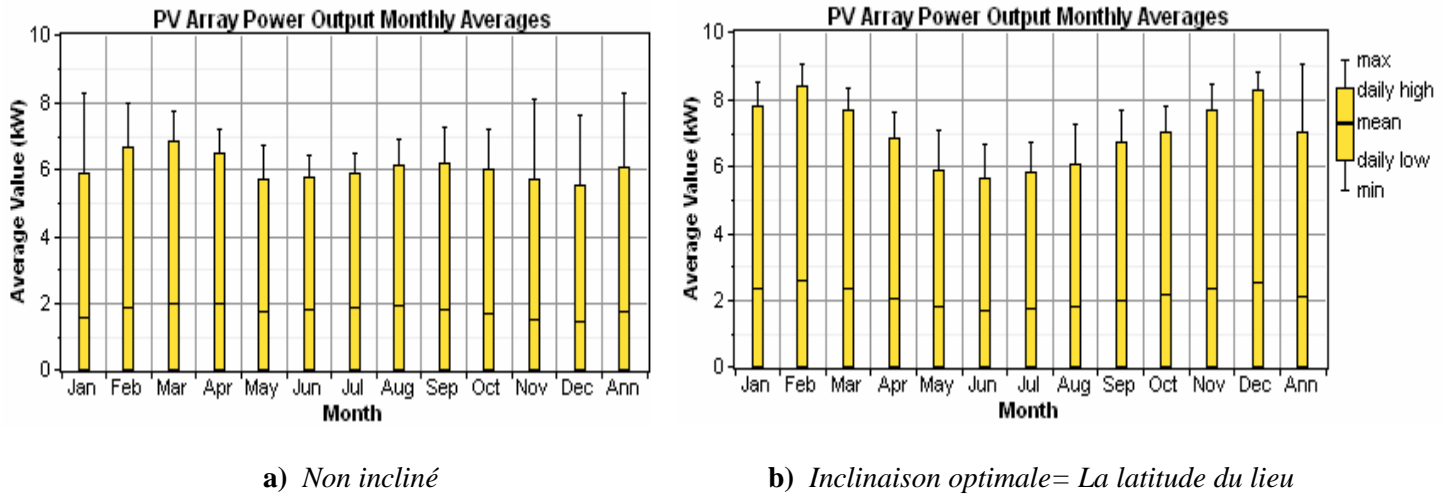


Fig- III.60: Distribution de la moyenne mensuelle de la charge et de la demande

En effet, la production est évaluée à 15,32 [MWh/an] dans le système non incliné, alors quelle atteint 18,443 [MWh/an] dans le système incliné, soit 3,123 [MWh/an] de plus.

Avec un 9 [kWc] de champ PV, 24 batteries de 7,6 [kWh] chacune et un onduleur de 5 [kW], contre respectivement 9,5 [kWc], 12*7,6 [kWh] et 5 [kW], la répercussion sur les caractéristiques économiques est frappante, qu'on résume tout simplement dans le coût de l'énergie.

Le prix unitaire de l'énergie produite s'estime à 23,815 [DA/kWh] dans le système PV non incliné, et à 14,053 [DA/kWh] dans celui incliné.

III.5 Configuration de ce système

III.5- a) PV seul

La configuration de tout système est donnée en fonction du coût net actuel, tel que c'est représenté sur le **tableau- (III.12)** ci-dessous pour le PV seul;

Sensitivity Results		Optimization Results								
Double click on a system below for simulation results.										
			PV (kW)	S4KS25P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
			9.00	24	5	\$ 2,059,500	69,233	\$ 2,944,533	23.815	1.00
			9.00	24	6	\$ 2,062,167	69,399	\$ 2,949,321	23.853	1.00
			9.50	24	5	\$ 2,082,250	69,233	\$ 2,967,283	23.999	1.00
			9.50	24	6	\$ 2,084,917	69,399	\$ 2,972,071	24.037	1.00
			8.50	32	5	\$ 2,572,750	91,471	\$ 3,742,060	30.266	1.00
			8.50	32	6	\$ 2,575,417	91,637	\$ 3,746,847	30.303	1.00
			9.00	32	5	\$ 2,595,500	91,471	\$ 3,764,810	30.450	1.00
			9.00	32	6	\$ 2,598,167	91,637	\$ 3,769,597	30.487	1.00
			9.50	32	5	\$ 2,618,250	91,471	\$ 3,787,560	30.634	1.00
			9.50	32	6	\$ 2,620,917	91,637	\$ 3,792,347	30.671	1.00
			8.00	48	5	\$ 3,622,000	135,947	\$ 5,359,862	43.350	1.00
			8.00	48	6	\$ 3,624,667	136,113	\$ 5,364,649	43.387	1.00
			8.50	48	5	\$ 3,644,750	135,947	\$ 5,382,612	43.534	1.00
			8.50	48	6	\$ 3,647,417	136,113	\$ 5,387,399	43.571	1.00
			9.00	48	5	\$ 3,667,500	135,947	\$ 5,405,362	43.718	1.00
			9.00	48	6	\$ 3,670,167	136,113	\$ 5,410,149	43.755	1.00
			9.50	48	5	\$ 3,690,250	135,947	\$ 5,428,111	43.902	1.00
			9.50	48	6	\$ 3,692,917	136,113	\$ 5,432,899	43.939	1.00

Tableau- III.12: Configuration du système PV seul

Et le **tableau- (III.13)** suivant donne les caractéristiques techniques et économiques d'un tel système PV seul ;

PV seul		
Configuration du système		
Champ PV	9	kWc
Batteries	24*7,6	kWh
Onduleur	5	kW
Energie de sortie		
Champ PV	15320	kWh/an
Excès d'énergie	3084	kWh/an
Charge non satisfaite	0,534	kWh/an
Fraction d'énergies renouvelables	100	%
Utilisation de carburant	0	L/an
Coûts		
Investissement	2 059 500	DA
Remplacement et entretien	69 233	DA/an
CAN total	2 944 533	DA
Coût d'énergie	23,815	DA/kWh

Tableau- III.13: Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul

>>> Emissions

Il y'a évidemment pas d'émissions de gaz polluants au sein de tout système dont la fraction d'énergies renouvelables égale 1.

III.5- b) PV/Diesel

Pour le même type de systèmes hybrides, une multitude de variantes peut effectivement se manifester, en fonction de la variation des caractéristiques techniques.

On se permet d'en distinguer deux systèmes hybrides PV/Diesel de par la part d'énergie rapportée par chacun des générateurs, ce qui n'est donc en réalité qu'une conséquence directe de deux systèmes à caractéristiques techniques différentes.

➤ **1^{ère} variante**

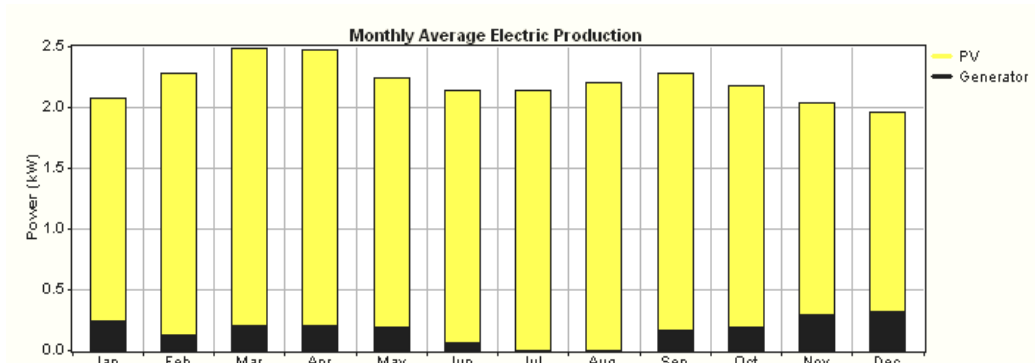


Fig- III.61: Distribution mensuelle des énergies produites

La production totale de ce système est estimée à 19,342 [MWh/an] avec une moyenne mensuelle de 1,61 [MWh/mois]. Le champ PV assure 92 % de cette énergie, soit 17,874 [MWh], tandis que le générateur diesel assure les 8 % restantes, soit 1468 [MWh]. Le générateur diesel fonctionne 1735 [heures/an] avec une consommation de 506 [L/an], de carburant (Mazout).

Là encore, on superpose la production PV avec celle du GD, pour deux jours du mois de Décembre, dont la représentation est donnée par la **figure- (III.62)**;

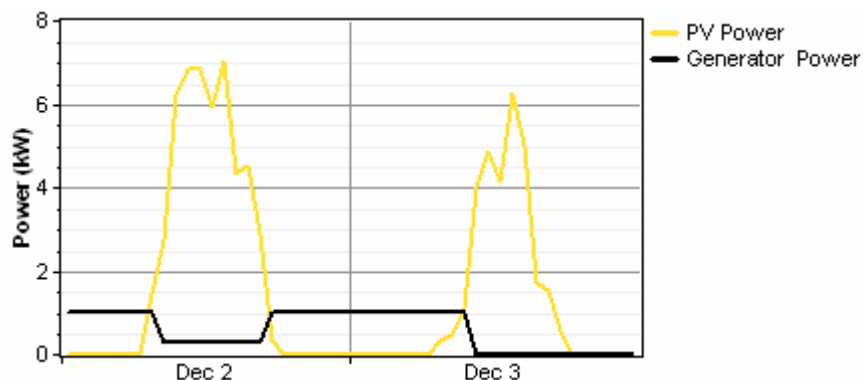


Fig- III.62: Evaluation de la production des deux générateurs, PV et GD, au cours de trois jours du mois de Février

Nous notons à travers cette figure qu'en effet, le GD assure un appui de production à sa puissance maximale lorsque le générateur PV est à l'arrêt. Il ne fonctionne plus (journée du 3 Décembre) ou de moins assure une production basique (journée du 2 Décembre) pendant la période de fonctionnement du champ photovoltaïque.

La **figure- (III.63)** représente l'évolution horaire de la charge, puissance photovoltaïque, puissance du GD, état de charge de la batterie, en une journée où l'on voit assez clairement l'intervention du générateur diesel, les deux journées du précédent cas ne le permettent en effet, pas ;

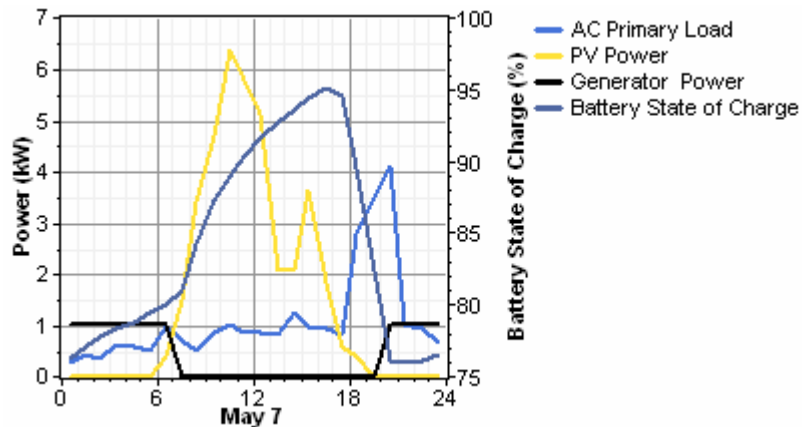


Fig- III.63: *Evolution horaire de la charge, puissances photovoltaïque et diesel produites, état de charge de la batterie, en la journée du 7 Mai*

La **figure- (III.64)** représente l'évolution de l'état de charge de la batterie en fonction du temps ;

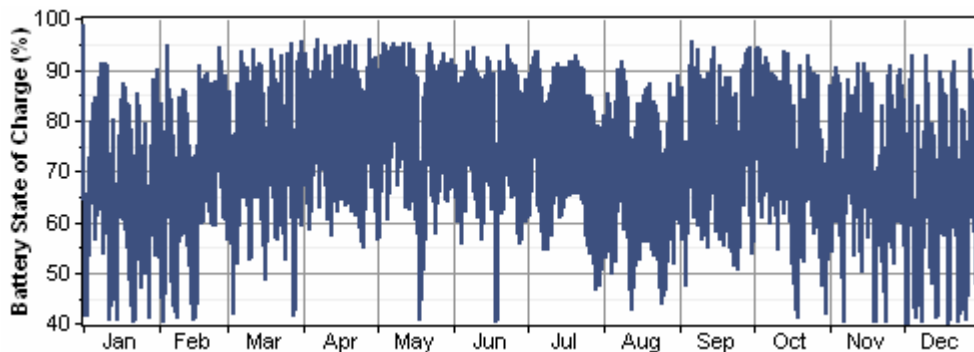


Fig- III.64: *Evolution horaire de l'état de charge de la batterie au cours des mois de l'année*

Les caractéristiques techniques et économiques de ce système sont données dans le **tableau- (III.14)** ci-dessous ;

PV/Diesel		
Configuration du système		
Champ PV	10,5	kWc
Génératrice Diesel	1	kW
Batteries	8*7,6	kWh
Onduleur	4	kW
Energie de sortie		
Champ PV	17874	kWh/an
Génératrice Diesel	1468	kWh/an
Excès d'énergie	7382	kWh/an
Charge non satisfaite	3,98	kWh/an
Fraction d'énergies renouvelables	92,4	%
Utilisation de carburant	506	L/an
Coûts		
Investissement	1 088 083	DA
Remplacement et entretien	67 385	DA/an
CAN total	1 949 488	DA
Coût d'énergie	15,773	DA/kWh

Tableau- III.14: *Caractéristiques techniques et économiques du système PV /Diesel*

>>> Emissions

Le **tableau- (III.15)** évalue les différentes émissions en gaz polluants, du système PV/Diesel ;

Polluant	Emissions [kg/an]
<i>Dioxyde de Carbone</i>	1,332
<i>Monoxyde de Carbone</i>	3,29
<i>Hydrocarbures non brûlés</i>	0,364
<i>Particules</i>	0,248
<i>dioxyde sulfurique</i>	2,67
<i>Oxydes de Nitrogène</i>	29,3

Tableau- III.15: *Emissions en gaz polluants, de la première variante du système PV/Diesel*

➤ 2nde variante

Une autre configuration d'un système PV/Diesel, dont la distribution mensuelle des énergies y étant produites donnée par la **figure- (III.65)**, se présente comme suit ;

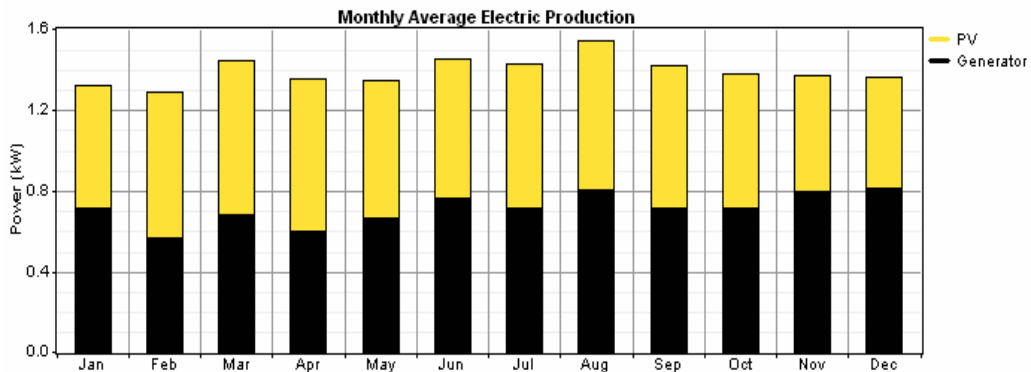


Fig- III.65: Distribution mensuelle des énergies produites

C'est la part des énergies produites qui diffèrent dans ce cas. En effet, la fraction d'ER diminue jusqu'à 48,8 % vu que la production du générateur diesel est passée à 6247 [kWh/an] soit 51 % de l'énergie totale produite, évaluée à 12,205 [MWh/an], ce qui s'accompagne de changements fondamentaux des paramètres économiques, voire écologiques.

Les distributions des moyennes mensuelles de la production électrique du générateur PV et diesel, au sein de ce même système, sont respectivement données par les **figures- (III.66)** et **(III.67)**, ci-dessous ;

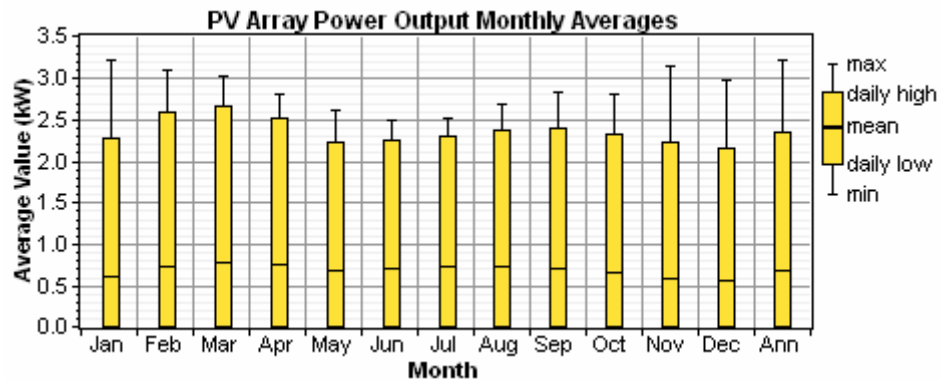


Fig- III.66 : Distribution des moyennes mensuelles de la production photovoltaïque, dans le système PV/Diesel

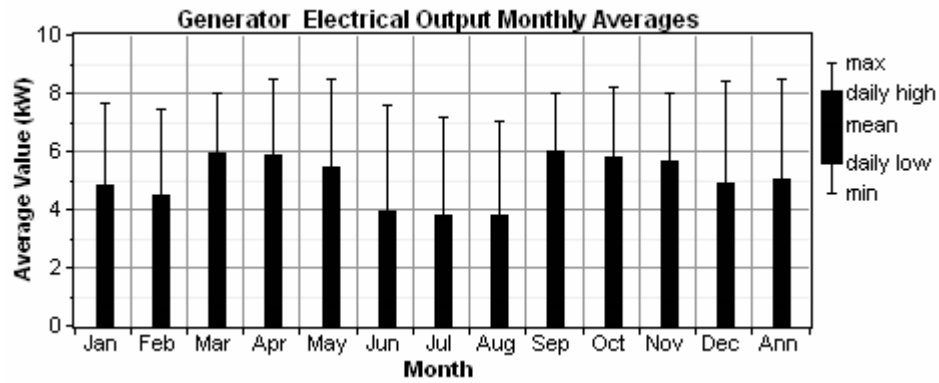


Fig- III.67: *Distribution des moyennes mensuelles de la production du GD, dans le système PV/Diesel*

Analysons maintenant la répartition de ces deux productions.

On voit sur la **figure- (III.68)**, l'apport de production du GD, pendant trois jours du mois de Novembre ;

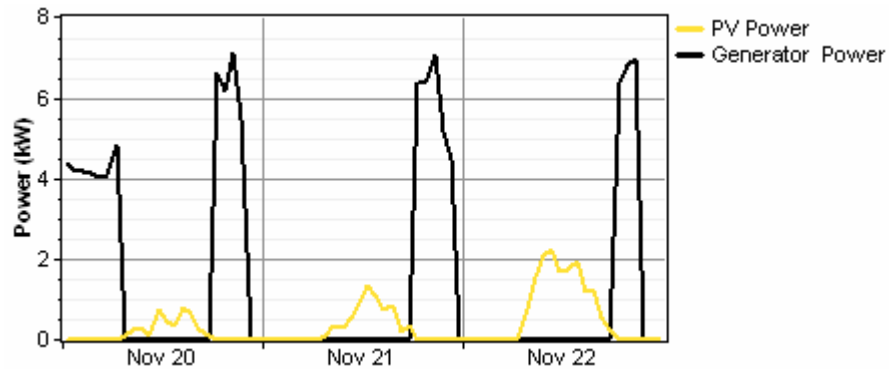


Fig- III.68: *Répartition de la production PV et diesel, pendant trois jours du mois de Novembre*

L'intervention du GD est mieux illustrée, dans ce cas, vu sa taille. Sur la **figure- (III.69)** suivante, nous donnons également une superposition de l'évolution horaire de la charge et de la production diesel ;

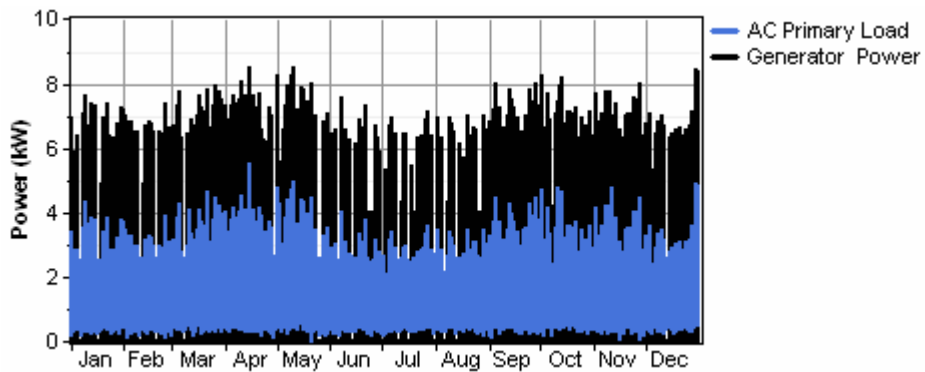


Fig- III.69: *Evolution horaire de la charge superposée à la production diesel*

Nous avons tendance à dire que l'activité du GD suit en effet inversement les creux dans la production PV (illustration de la **figure- (III.68)**), mais encore plus les variations de la demande énergétique **figure- (III.69)**.

Le profil journalier de la production diesel, le long de l'année, donné par la **figure- (III.70)** ci-après, en est une confirmation de ce qu'a été dit à propos des périodes d'intervention de ce générateur;

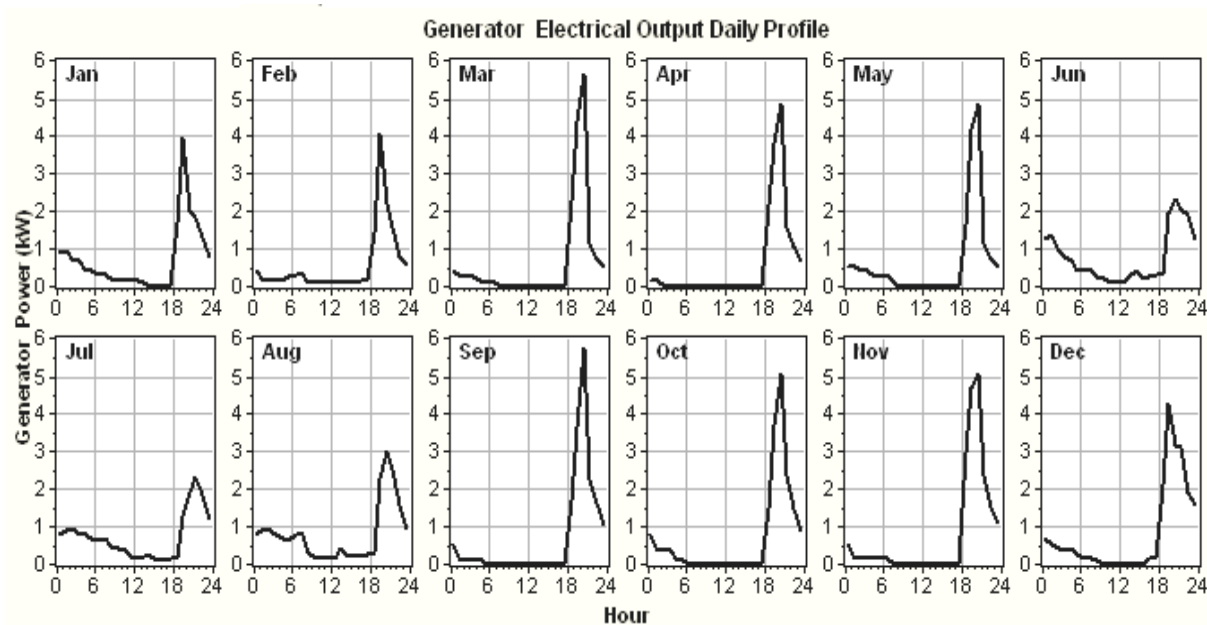


Fig- III.70: Profil journalier de la production du générateur diesel

Les caractéristiques techniques et économiques de ce second système sont évaluées dans le tableau- suivant ;

PV/Diesel		
Configuration du système		
Champ PV	3,5	kWc
Génératrice Diesel	8,5	kW
Batteries	12*7,6	kWh
Onduleur	3	kW
Energie de sortie		
Champ PV	5958	kWh/an
Génératrice Diesel	6247	kWh/an
Excès d'énergie	13,6	kWh/an
Charge non satisfaite	0,00000885	kWh/an
Fraction d'énergies renouvelables	49	%
Utilisation de carburant	4242	L/an
Coûts		
Investissement	1 087 417	DA
Remplacement et entretien	368 008	DA/an
CAN total	5 791 792	DA
Coût d'énergie	46,841	DA/kWh

Tableau- III.16: *Caractéristiques techniques et économiques du système PV /Diesel*

On voit bien que ce présent système n'est pas intéressant par rapport au précédent, si ce n'est à dire que l'unique avantage qu'il présente est lié à l'investissement total.

>>> **Emissions**

Ces émissions sont données dans ce cas, sur le **tableau- (III.17)**, comme suit ;

Polluant	Emissions [kg/an]
<i>Dioxyde de Carbone</i>	11,170
<i>Monoxyde de Carbone</i>	27,6
<i>Hydrocarbures non brûlés</i>	3,05
<i>Particules</i>	2,08
<i>Dioxyde sulfurique</i>	2,67
<i>Oxydes de Nitrogène</i>	22,4

Tableau- III.17: *Emissions en gaz polluants, du système PV/Diesel*

En effet, suite à la part croissante de la production du GD, les émissions en gaz polluants ont en grande partie nettement augmenté par rapport à la première variante.

III.5- c) Eolien seul

La caractéristique de puissance de l'éolienne Generic 3 [kW] DC, en fonction de la vitesse du vent est donnée par la **figure- (III.71)** ci-dessous ;

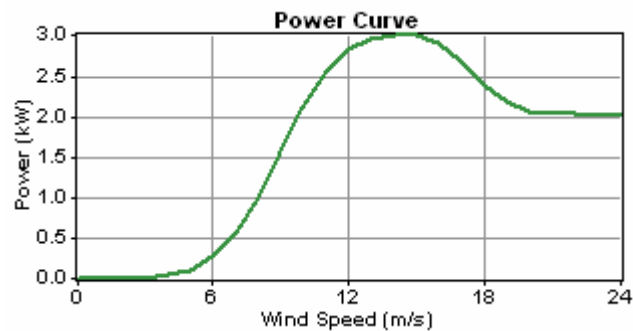


Fig- III.71: Caractéristique de puissance de l'éolienne choisie, en fonction de la vitesse du vent

La **figure- (III.72)** représente la production mensuelle de l'aérogénérateur ;

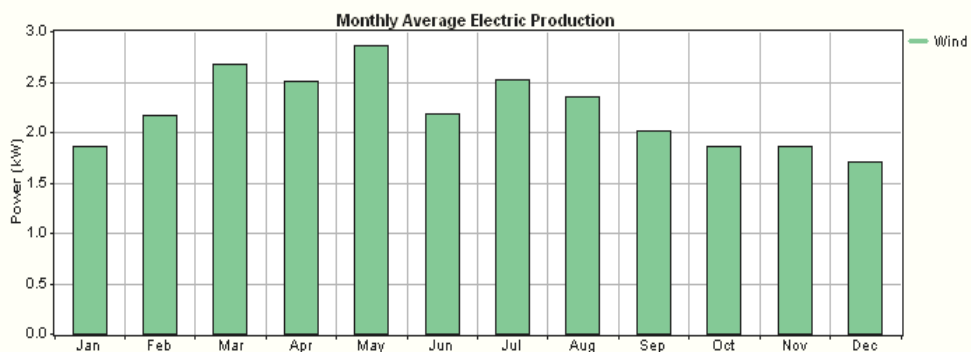


Fig- III.72: Distribution de la production mensuelle de l'aérogénérateur

La distribution horaire annuelle de la charge et production éolienne, est évaluée par la **figure- (III.73)**;

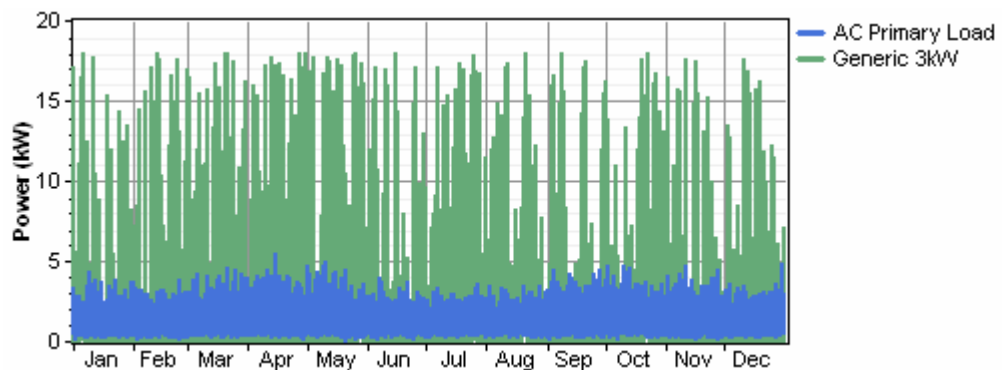


Fig- III.73: Distribution horaire annuelle de la charge et production éolienne

L'évolution des moyennes mensuelles de ces deux caractéristiques est respectivement représentée par la **figure- III.74- a et b** ;

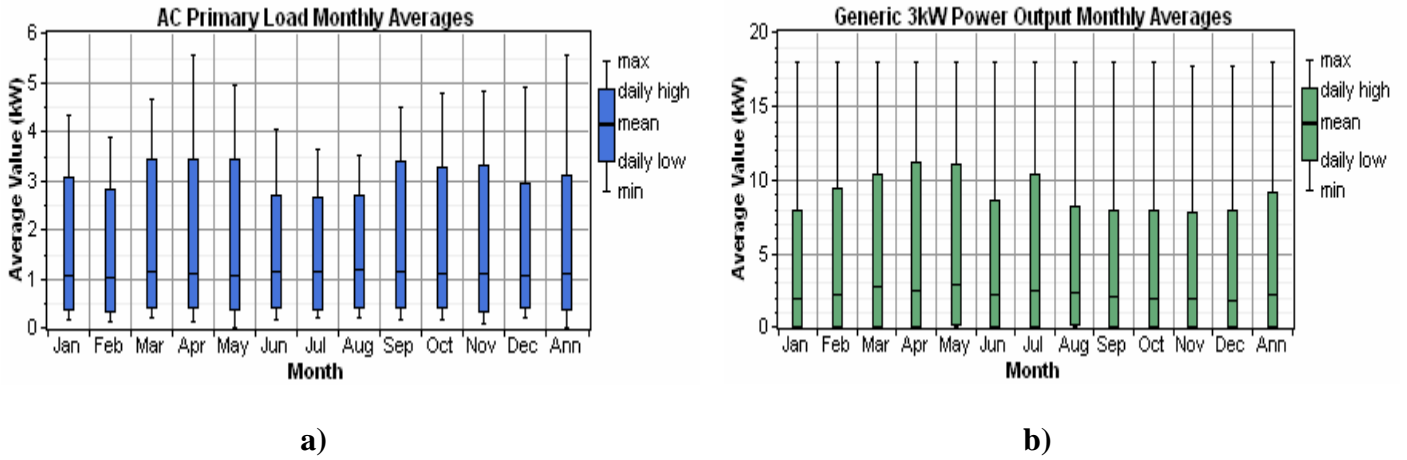


Fig- III.74: *Distribution des moyennes mensuelles de la charge et de la production éolienne*

Le système produit une énergie totale estimée à 19,403 [MWh/an], soit 1,61 [MWh/mois].

Les deux **figures- (III.75) et (III.76)**, représentent respectivement, la distribution des moyennes mensuelles, puis horaire le long d'une année, de l'EDC de batteries ;

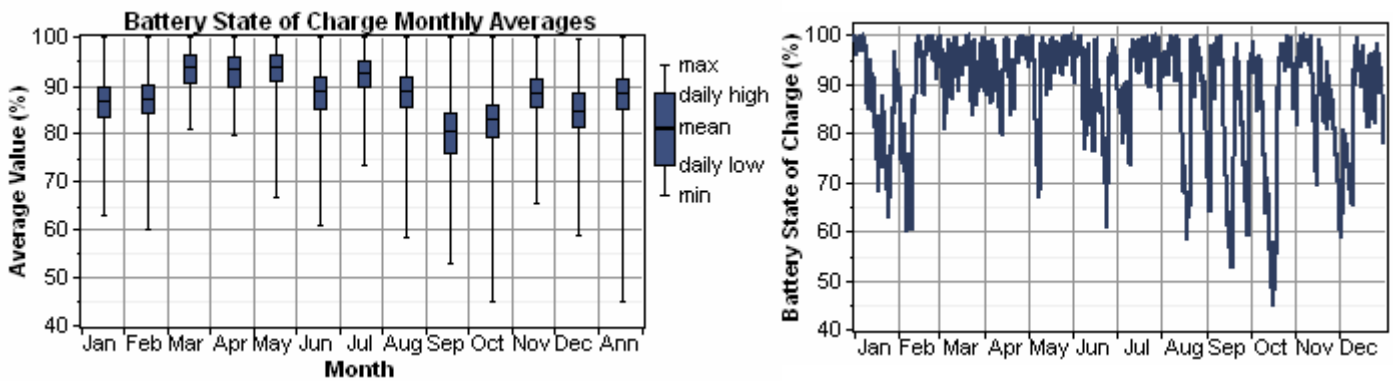


Fig- III.75: *Distribution des moyennes mensuelles de l'EDC de batteries*

Fig- III.76: *Evolution horaire le long d'une année, de l'EDC de batteries*

Nous donnons, sur le **tableau- (III.18)**, les caractéristiques techniques et économiques du système Eolien seul ;

Eolien seul		
Configuration du système		
Aérogénérateur	6*3	kWc
Batteries	48*7,6	kWh
Onduleur	5	kW
Energie de sortie		
Aérogénérateur	19 403	kWh/an
Excès d'énergie	7403	kWh/an
Charge non satisfaite	0,534	kWh/an
Fraction d'énergies renouvelables	100	%
Utilisation de carburant	0	L/an
Coûts		
Investissement	6 618 000	DA
Remplacement et entretien	214 650	DA/an
CAN total	9 361 952	DA
Coût d'énergie	75,719	DA/kWh

Tableau- III.18: *Caractéristiques techniques et économiques du système Eolien seul*

III.5- d) Eolien /Diesel

Les distributions mensuelles moyennes de la charge et des énergies produites, sont respectivement représentées sur la **figure- III.77- a et b)** ;

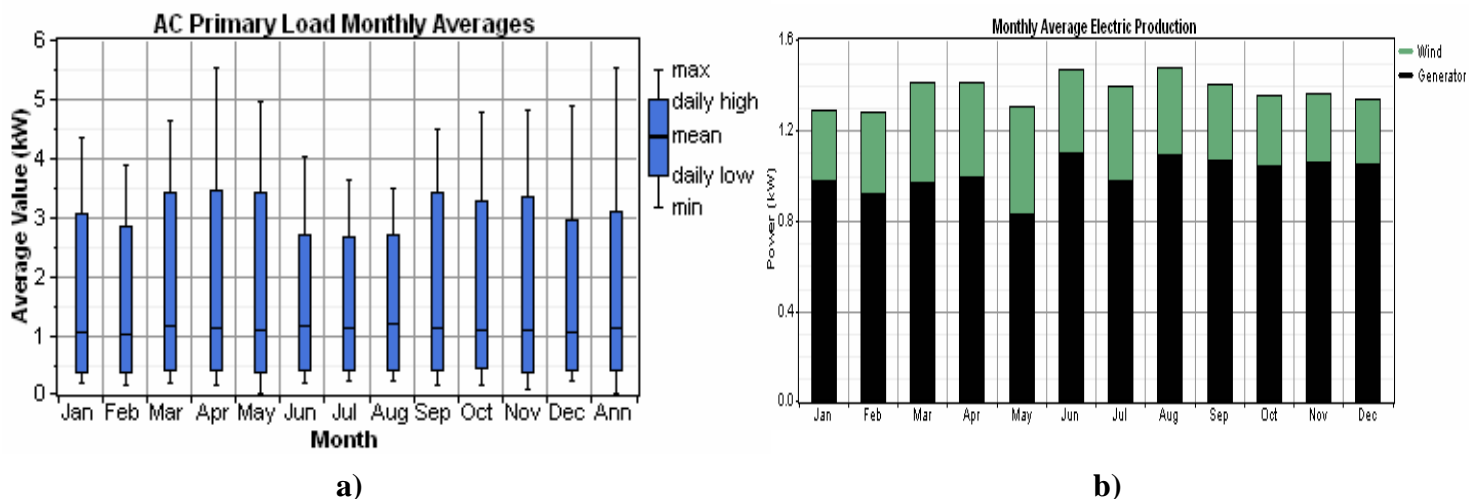


Fig- III.77: Distributions mensuelles moyennes de la charge et des énergies produites

Dans ce système, la production totale est estimée à 12,046 [MWh/an] dont 27 % équivalente à 3,234 [MWh/an], assurée par l'aérogénérateur, 8,812 [MWh/an] qui font les 73 % restantes par le générateur Diesel. Ce dernier fonctionnant 2676 [heures/an], consomme 5703 [L/an].

Nous superposons, sur la **figure- (III.78)**, l'évolution horaire, de la charge, de la production éolienne et diesel, ainsi que de l'excès d'électricité ;

Sur la **figure- (III.79)**, est représenté cette même évolution de l'excès de la production électrique, superposée à la demande énergétique en termes de puissance;

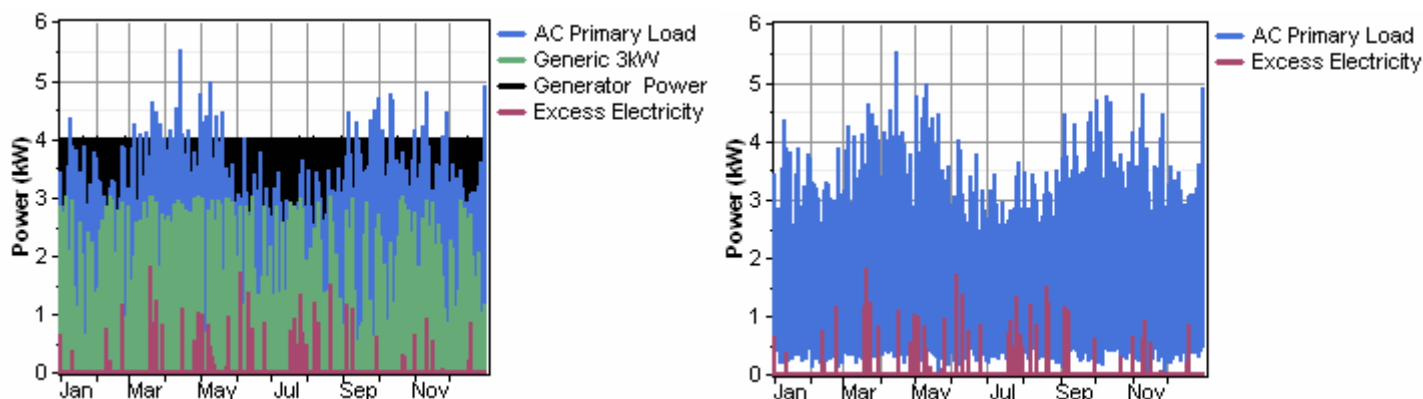


Fig- III.78: Evolution horaire, de la charge, de la production éolienne et diesel, ainsi que de l'excès d'électricité, au cours d'une année

Fig- III.79: Evolution de l'excès de la production électrique, superposée à la demande énergétique

On représente sur la **figure- (III.80)**, l'évolution horaire, en un jour du 12 Décembre, de la charge et de la production éolienne et diesel ;

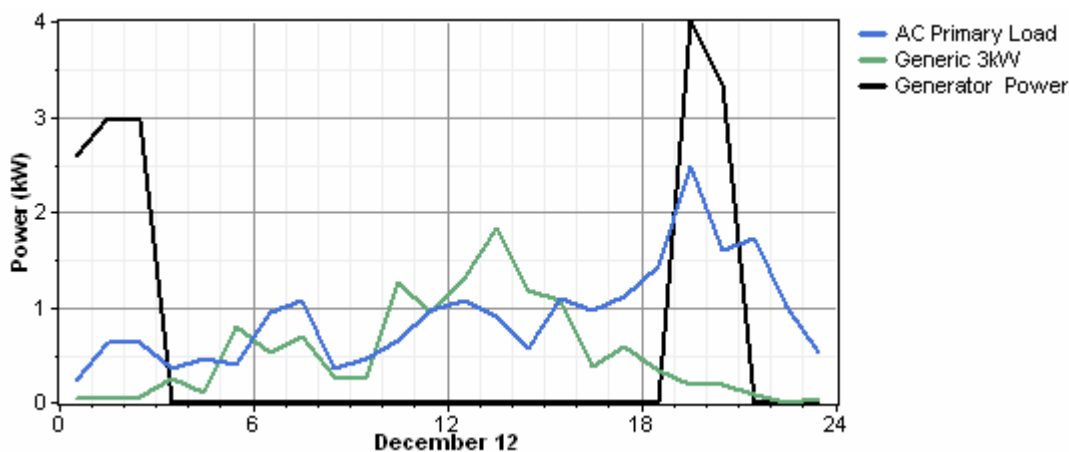


Fig- III.80: Evolution horaire, le jour du 12 Décembre, de la charge et de la production éolienne et diesel

Les caractéristiques techniques et économiques du système sont portées sur le **tableau- (III.19)** suivant ;

Eolien/Diesel		
Configuration du système		
Aérogénérateur	1*3	kWc
Génératrice Diesel	4	kW
Batteries	8*7,6	kWh
Onduleur	2	kW
Energie de sortie		
Aérogénérateur	3234	kWh/an
Génératrice Diesel	8812	kWh/an
Excès d'énergie	93	kWh/an
Charge non satisfaite	0,0000174	kWh/an
Fraction d'énergie	26,8	%
Utilisation de carburant		L/an
Coûts		
Investissement	1 186 000	DA
Remplacement et entretien	422 460	DA/an
CAN total	6 586 461	DA
Coût d'énergie	53,268	DA/kWh

Tableau- III.19: Caractéristiques techniques et économiques du système Eolien /Diesel

»» Emissions

Dans ce cas, les émissions en gaz polluants sont évaluées comme suit ;

Polluant	Emissions [kg/an]
<i>Dioxyde de Carbone</i>	15,018
<i>Monoxyde de Carbone</i>	37,1
<i>Hydrocarbures non brûlés</i>	4,11
<i>Particules</i>	2,79
<i>Dioxyde sulfurique</i>	30,2
<i>Oxydes de Nitrogène</i>	331

Tableau- III.20: *Emissions en gaz polluants,
du système Eolien/Diesel*

III.5- e) PV / Eolien

La **figure- (III.81)** représente la distribution horaire, au cours de l'année, de la charge et des énergies produites par chacun des générateurs, éolien et PV ;

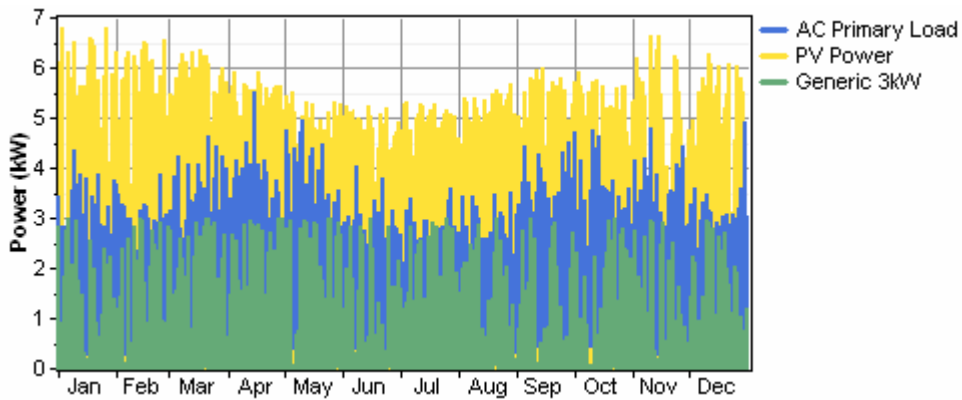


Fig- III.81: *Distribution horaire, au cours de l'année, de la charge et des énergies produites*

La **figure- (III.82)** suivante illustre la distribution des moyennes mensuelles des énergies produites ;

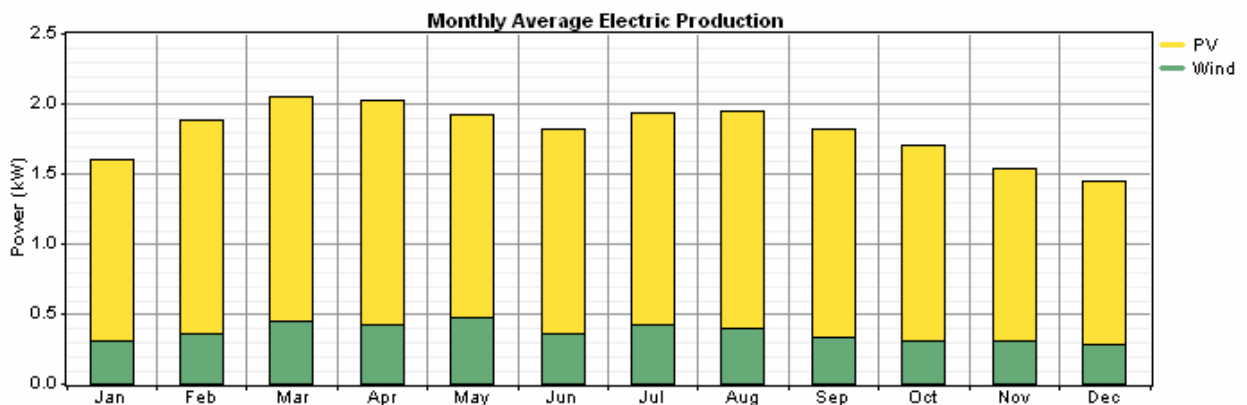


Fig- III.82: *Distribution des moyennes mensuelles des énergies produites*

La production totale annuelle d'énergie électrique délivrée par ce système est de 15,831 [MWh/an]. L'aérogénérateur délivre 3,234 [MWh/an] de cette énergie, soit 20 %, le champ PV quant à lui assure 12,597 [MWh/an] équivalente aux 80 % restantes. Le système délivre une moyenne mensuelle d'énergie électrique de 1,319 [MWh/mois].

Sur la **figure- (III.83)**, est représenté l'évolution de l'excès de puissance produite, superposée à la demande énergétique en termes de puissance;

On donne sur la **figure- (III.84)**, la courbe de la durée, en heures, de l'excès de cette production ;

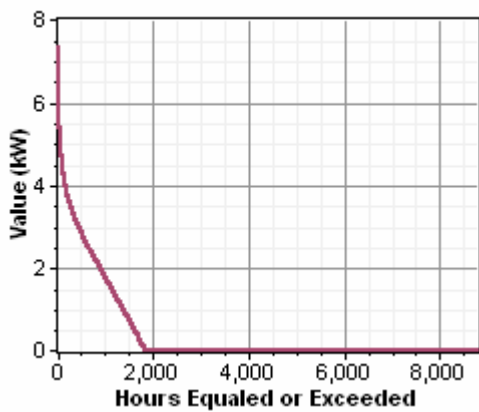


Fig- III.83: *Courbe de la durée, en heures, de l'excès de la*

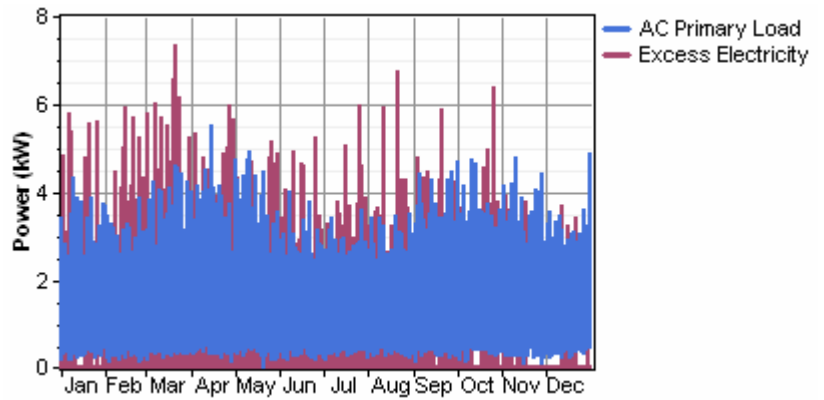


Fig- III.84: *Evolution de l'excès de puissance produite, superposée à la demande énergétique en termes de puissance*

La **figure- (III.85)** représente l'évolution de l'état de charge de la batterie en fonction du temps ;

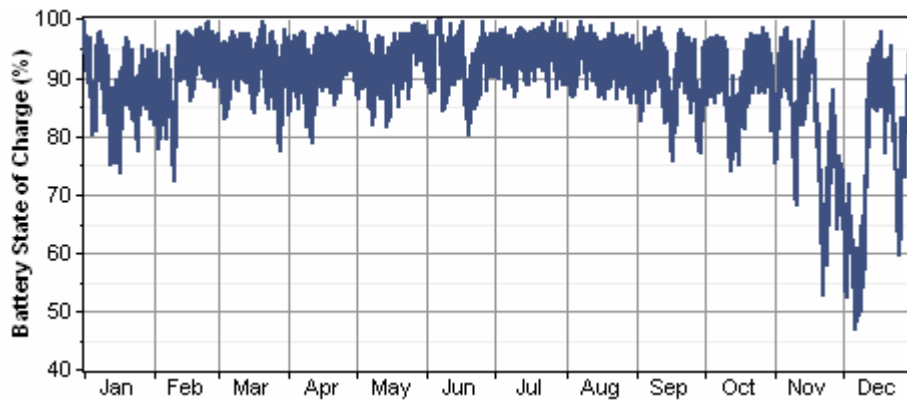


Fig- III.85: *Evolution horaire de l'état de charge de la batterie au cours des mois de l'année*

Nous donnons sur le **tableau- (III.21)**, les caractéristiques techniques et économiques de ce système ;

PV/Eolien		
Configuration du système		
Champ PV	7,4	kWc
Aérogénérateur	1*3	kWh
Batteries	24 *7,6	kW
Onduleur	5	kW
Energie de sortie		
Champ PV	12 597	kWh/an
Aérogénérateur	3 234	kWh/an
Excès d'énergie	3 826	kWh/an
Charge non satisfaite	0,534	kWh/an
Fraction d'énergies renouvelables	100	%
Utilisation de carburant	0	L/an
Coûts		
Investissement	3 029 700	DA
Remplacement et entretien	110 870	DA/an
CAN total	4 446 989	DA
Coût d'énergie	35,967	DA/kWh

Tableau- III.21: *Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Eolien*

III.5- f) PV/ Eolien/Diesel

La distribution des moyennes mensuelles des énergies produites dans le système PV/Eolien/Diesel est donnée par la **figure- (III.86)** ci-dessous;

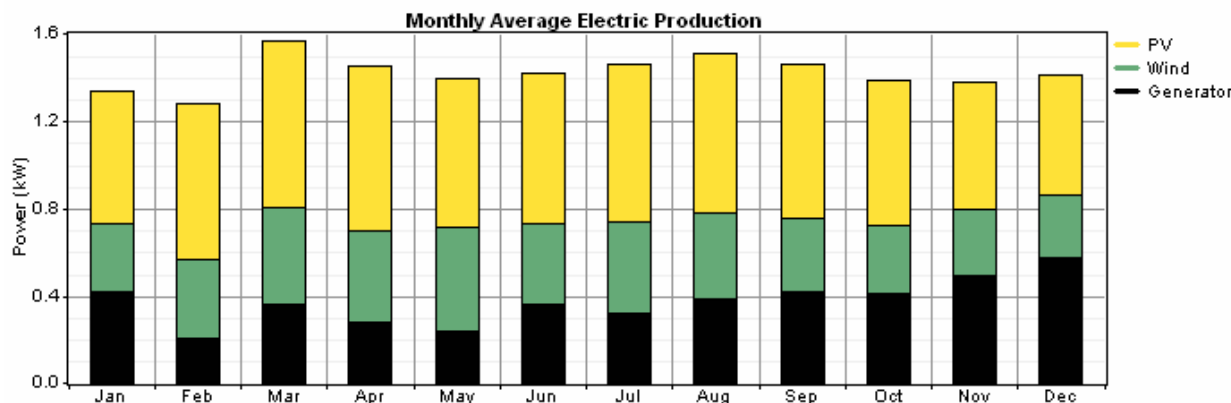


Fig- III.86: *Distribution des moyennes mensuelles des énergies produites dans le système PV/Eolien/Diesel*

Ce système délivre une énergie électrique totale évaluée à 12,465 [MWh/an], l'équivalent de 1,038 [MWh/mois]. Le champ photovoltaïque assure 48 % de cette énergie, soit 5,958[MWh/an], au moment où l'aérogénérateur assure 26 % équivalents à 3,234 [MWh/an]. Le générateur diesel produit 3,274 [MWh/an], soit 26 % de la production totale. Ce dernier fonctionne 840 [heures/an] et consomme 2170 [L/an].

Sur la **figure- (III.87)**, est représenté l'évolution de l'excès de puissance produite, superposée à la demande énergétique en termes de puissance;

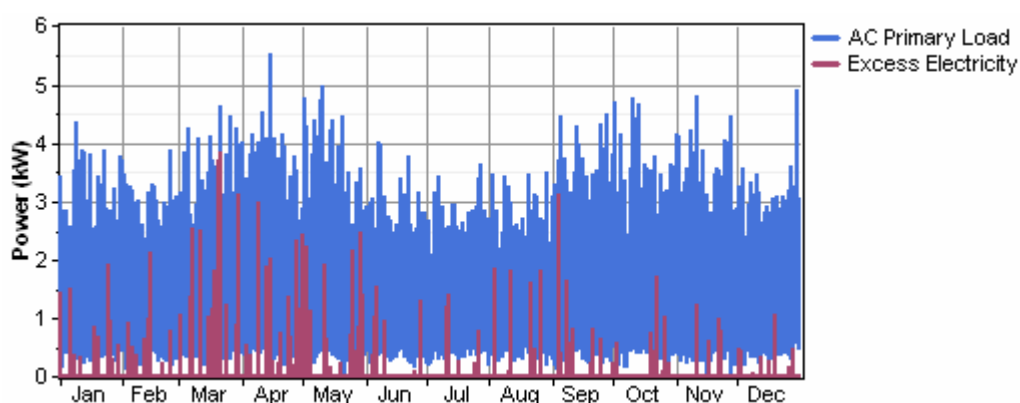


Fig- III.87: *Evolution de l'excès de puissance produite, superposée à la demande énergétique en termes de puissance*

La **figure- (III.88)** représente l'évolution de l'état de charge de la batterie en fonction du temps ;

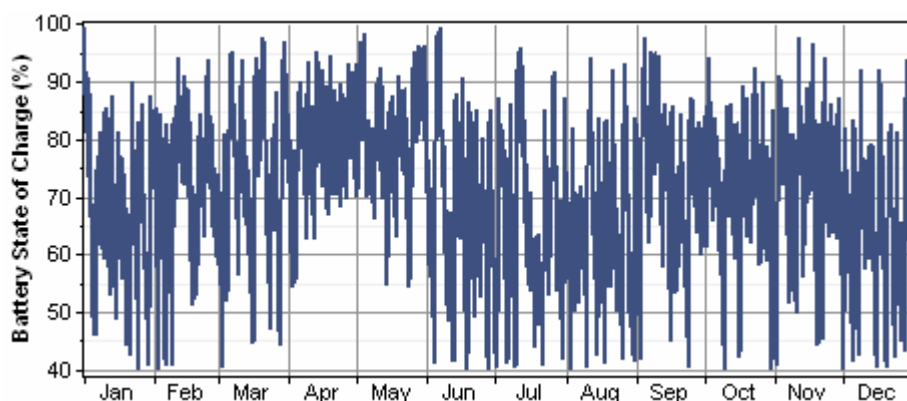


Fig- III.88: Evolution horaire de l'état de charge de la batterie au cours des mois de l'année

➤ **Rapport de dimensionnement du SEH (PV/éolien/diesel)**

*** Configurations du SEH en fonction du coût net actuel**

La configuration de ce système hybride est donnée sur le **tableau- (III.22)** ci-dessous ;

Sensitivity Results		Optimization Results													
Double click on a system below for simulation results.															
				PV (kW)	G3	Gen (kW)	S4KS25P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Gen (hrs)
				3.5	1	5.5	12	4	\$ 1,627,333	202,545	\$ 4,216,535	34.101	0.74	2,170	840
				3.5	1	5.5	8	4	\$ 1,359,333	264,257	\$ 4,737,431	38.314	0.71	2,660	1,365
				3.5	1	5.5	24	4	\$ 2,431,334	203,225	\$ 5,029,235	40.674	0.75	1,938	605
				3.5	1	5.5	32	4	\$ 2,967,333	224,672	\$ 5,839,396	47.226	0.75	1,918	602
				3.5	1	5.5	4	4	\$ 1,091,333	486,956	\$ 7,316,260	59.171	0.62	4,424	2,987
				3.5	1	5.5	48	4	\$ 4,039,333	268,670	\$ 7,473,841	60.445	0.76	1,902	601
				3.5	1	5.5	64	4	\$ 5,111,334	311,492	\$ 9,093,241	73.542	0.76	1,873	593
				3.5	1	5.5	100	4	\$ 7,523,334	409,504	\$ 12,758,171	103....	0.76	1,836	583
				3.5	1	5.5		4	\$ 823,333	979,846	\$ 13,349,051	107....	0.45	9,124	6,422
				3.5	1	5.5	115	4	\$ 8,528,334	440,376	\$ 14,157,817	114....	0.78	1,652	529
				3.5	1	5.5	145	4	\$ 10,538,333	521,885	\$ 17,209,780	139....	0.78	1,618	520
				3.5	1	5.5	200	4	\$ 14,223,333	671,181	\$ 22,803,284	184....	0.79	1,557	502

Fig- III.23: Configuration de ce système hybride PV/Eolien/Diesel

Les caractéristiques techniques et économiques de ce système hybride sont données sur le **tableau- (III.24)** suivant;

PV/Eolien/Diesel		
Configuration du système		
Champ PV	3,5	kWc
Aérogénérateur	1*3	kW
Génératrice Diesel	5,5	kW
Batteries	12*6,7	kWh
Onduleur	4	kW
Energie de sortie		
Champ PV	5958	kWh/an
Aérogénérateur	3234	kWh/an
Génératrice Diesel	3274	kWh/an
Excès d'énergie	289	kWh/an
Charge non satisfaite	0,0000258	kWh/an
Fraction d'énergie	73,7	%
Utilisation de carburant	2170	L/an
Coûts		
Investissement	1 627 333	DA
Remplacement et entretien	202 545	DA/an
CAN total	4 216 535	DA
Coût d'énergie	34,101	DA/kWh

Fig- III.24: *Caractéristiques techniques et économiques du système hybride PV/Eolien/Diesel*

*** Quelques caractéristiques techniques des composantes de ce système**

○ **PV**

On donne, sur le **tableau- (III.25)**, l'essentiel des caractéristiques techniques du générateur PV, non énoncées plus haut ;

Variable	Valeur	Unité
Puissance moyenne	16,3	kWh/j
Puissance minimale	0	kW
Puissance maximale	3,22	kW
Pénétration PV	61,6	%
Facteur de capacité	19,4	%
Heures de fonctionnement	4394	h/an

Tableau- III.25: *Certaines caractéristiques techniques du générateur PV*

La carte de données de la puissance PV produite est donnée par la **figure- (III.89)** suivante ;

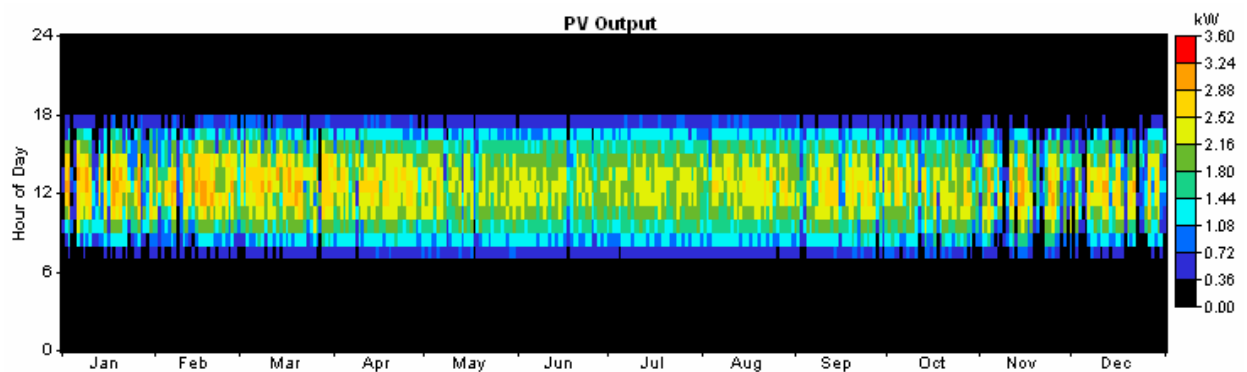


Fig- III.89: *DMap de la puissance PV produite*

○ **Eolienne G 3 [kW]**

L'essentiel des caractéristiques techniques du générateur éolien utilisé, non énoncées dans le tableau- (III.24), sont également données sur le **tableau-** (III.26),

Variable	Valeur	Unité
Capacité totale	3	kW
Puissance moyenne	0,37	kWh/j
Puissance minimale	0	kW
Puissance maximale	3	kW
Pénétration éolienne	33,4	%
Facteur de capacité	12,3	%
Heures de fonctionnement	6503	h/an

Tableau- III.26: *Certaines caractéristiques techniques du générateur éolien*

La carte de données de al puissance éolienne produite est donnée par la **figure-** (III.90) suivante ;

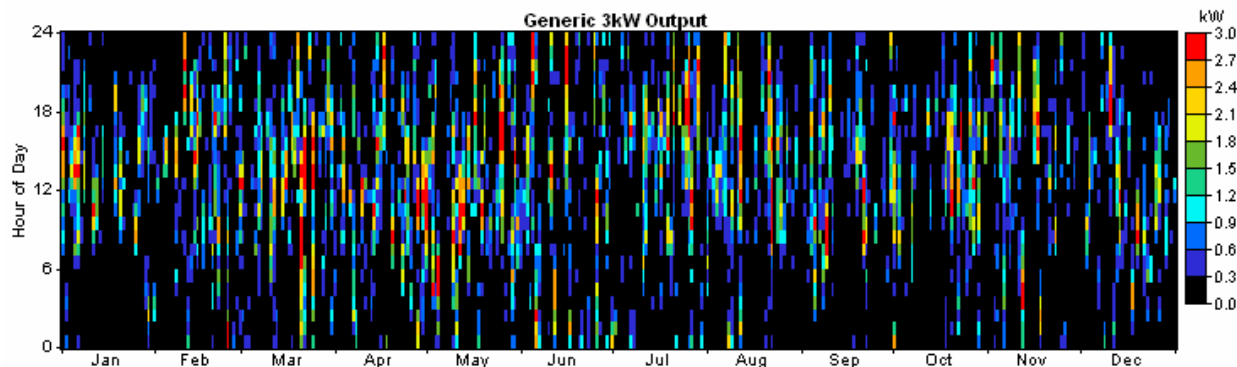


Fig- III.90: *DMap de la puissance éolienne produite*

o **GD 5.5 [kW]**

Sur le **tableau- (III.27)**, sont données l'essentiel des caractéristiques techniques du générateur diesel ;

Variable	Valeur	Unité
Heures de fonctionnement	840	h/an
Nombre de démarrages	107	démarrages/an
Puissance moyenne	3,9	kW
Puissance minimale	1,65	kW
Puissance maximale	5,5	kW
Carburant utilisé annuellement	2170	L/an
Utilisation spécifique du carburant	0,663	L/kWh
Rendement électrique moyen	15,3	%

Tableau- III.27: *Certaines caractéristiques techniques du générateur diesel*

La carte de données de la puissance éolienne produite est donnée par la **figure- (III.91)** suivante ;

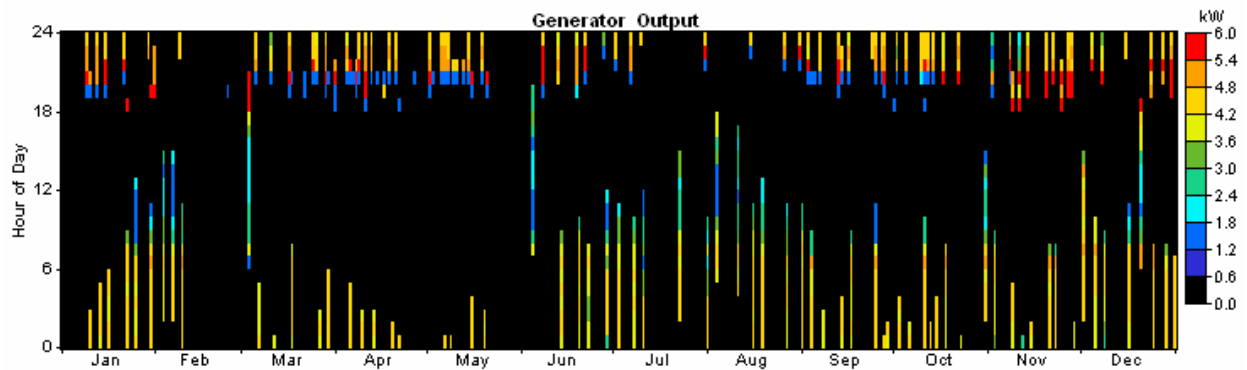


Fig- III.91: *DMap de la puissance diesel produite*

○ Batteries

Et sur les figures- (III.92), (III.93) et (III.94), sont représentées respectivement l’histogramme fréquentiel de l’EDC de batteries, la moyenne mensuelle, au cours d’une année, de l’EDC, et le DMap de cet EDC ;

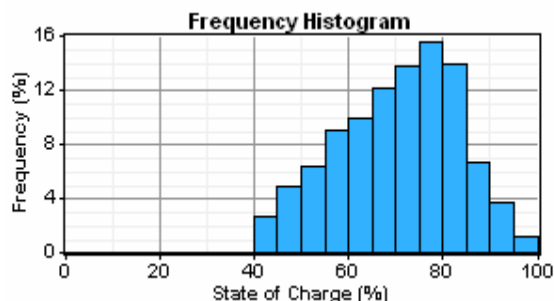


Fig- III.92: Histogramme fréquentiel de l’EDC des batteries

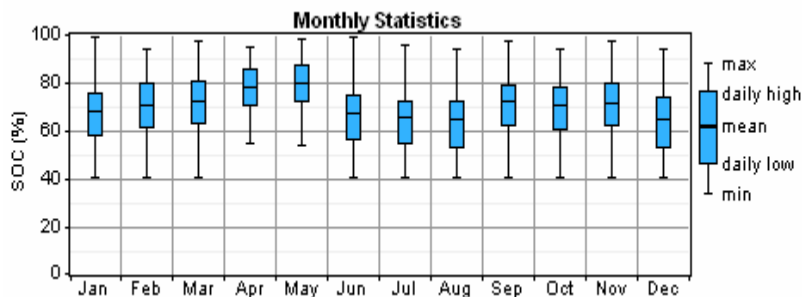


Fig- III.93: Moyenne mensuelle de cet EDC, au cours d’une année

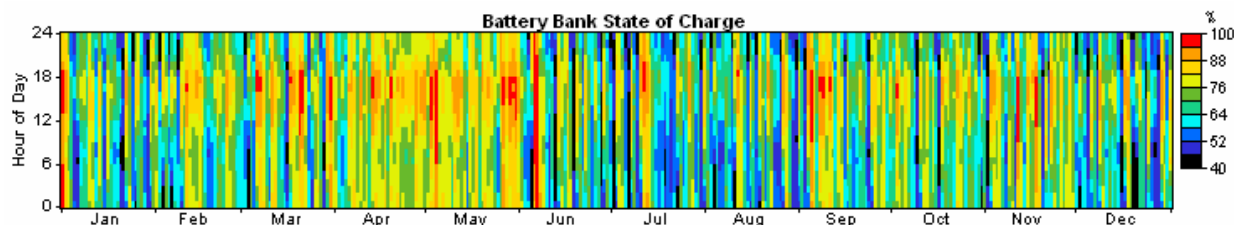


Fig- III.94: DMap du même EDC

»» Emissions

Les émissions en gaz polluant de ce système hybride PV/éolien/diesel sont données par le tableau- ci-dessous ;

Polluant	Emissions [kg/an]
<i>Dioxyde de Carbone</i>	5,715
<i>Monoxyde de Carbone</i>	14,1
<i>Hydrocarbures non brûlés</i>	1,56
<i>Particules</i>	1,06
<i>Dioxyde sulfurique</i>	11,5
<i>Oxydes de Nitrogène</i>	126

Tableau- III.28: Emissions en gaz polluant du système hybride PV/éolien/diesel

III.6 Récapitulation des caractéristiques des divers systèmes

III.6.1 Technico-économiques

Récapitulons les caractéristiques des divers systèmes dans le **tableau- (III.29)** suivant ;

		PV seul	Eolien seul	PV/ Diesel	Eolien /Diesel	PV/ Eolien	PV/ Eolien/ Diesel
Configuration du système	Champ PV [kWc]	9	-	3,5	-	7,4	3,5
	Turbine éolienne [kW]	-	6*3	-	1*3	1*3	1*3
	Gén. Diesel [kW]	-	-	8,5	4	-	5,5
	Nombre de batteries	24	48	12	8	24	12
	Onduleur [kW]	5	5	3	2	5	4
Investissement [DA]		2 059 500	6 618 000	1 087 417	1 186 000	3 029 700	1 627 333
CAN total [DA]		2 944 533	9 361 952	5 791 792	6 586 461	4 446 989	4 216 535
Coût de l'énergie [DA/kWh]		23,815	75,719	46,841	53,268	35,967	34,101

Tableau- III.29: Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes

La couverture de la charge par le système PV seul exige une puissance nominale du champ photovoltaïque de 9 [kWc] mais voit cette taille baisser jusqu'à 3,5 [kWc] pour les deux configurations PV/diesel et PV/éolien/diesel, et jusqu'à 7,4 [kWc] pour la configuration PV/éolien, d'où ressort l'intérêt de l'hybridation, d'autant plus qu'économiquement, le coût de l'investissement des systèmes PV/diesel et PV/éolien/diesel, évalués respectivement à 1087417 [DA] et 1627333[DA], sont nettement meilleurs que celui du PV seul (2059500 [DA]), en dépit de quoi on retrouve un système PV seul dont le coût de l'énergie s'avère encourageant (23,815 [DA/kWh]).

Le système PV/diesel représente une solution économique optimale (Coût d'investissement =1087417 [DA]), ce qui s'explique par le potentiel solaire satisfaisant et le prix relativement bas du carburant.

Son CAN total est par contre élevé, estimé à 5 791 792 [DA], moins intéressant que celui du PV seul, que le PV/éolien ou le PV/éolien/diesel. Le coût de l'énergie suit systématiquement la même logique.

On constate que l'apport du générateur diesel permet effectivement de réduire la taille du champ PV comme on l'a noté plus haut, ainsi que de diminuer le nombre d'aérogénérateurs.

Le nombre d'aérogénérateurs passe, en effet, de 6 aérogénérateurs de 3 [kW] en éolien seul, à 1 aérogénérateur de 3 [kW], en éolien /diesel et éolien/PV/diesel.

L'hybridation permet également de diminuer la capacité de stockage nécessaire au fonctionnement du système.

Il est clair que le stockage serait le plus important si le système n'était composé que d'une source d'énergie (éolien ou photovoltaïque).

On passe, en effet, de 48 batteries dans le système éolien seul à 24 dans le PV/éolien, jusqu'à 8 seulement en éolien/diesel.

Pour un système « photovoltaïque- batteries » où le potentiel solaire est concentré dans la journée, alors que la demande est plus importante en période nocturne, on estime cette énergie à 3084 [kWh/an] réparties en 24 batteries contre seulement 289 [kWh/an] dans le système « PV/éolien/diesel- batteries » et 13,6 [kWh/an] dans le « PV/diesel- batteries », les deux se contentant chacun de 12 batteries.

93 [kWh/an] est la part allouée au stockage, sur 24 batteries, dans le système « PV/éolien- batteries », contre 7403 [kWh/an] excédentaires du système « éolien seul- batteries » réparties sur un ensemble de 48 batteries.

La bonne complémentarité de l'ensoleillement et de la vitesse du vent se fait bien voir.

Et les coûts d'investissement suivent cette dégringolade, conséquence qu'il n'est forcément pas d'une vérité générale car, des coûts des autres composants du même système, pouvant être de taille différente y seraient inclus. (Il faut en l'occurrence tester le système au lieu de jurer sur les conséquences).

Dans une vue générale de l'ensemble, un compromis entre les trois paramètres économiques (coût d'investissement, CAN et coût unitaire de l'énergie) est plutôt en faveur du système PV/éolien/diesel, avec un coût d'investissement très moyen de 1 627 333 [DA], le classant ainsi en 3^{ème} position après les systèmes PV/diesel et éolien/diesel avec respectivement 1 087 417 et 1 186 000 [DA]. Des très intéressants, coût actualisé net total, et coût unitaire de l'énergie, s'estimant respectivement à 4 216 535 [DA] et 34,101[DA/kWh] lui procurent la seconde classe après le système PV seul ayant un CAN= 2 944 533 [DA], et un coût unitaire d'énergie de 23,815 [DA/kWh].

Et nous remarquons au même titre, que la configuration la plus défavorable parmi l'ensemble des autres étudiées est, l'éolien seul, où les coûts, d'investissement et d'énergie sont les plus importants, s'estimant respectivement à 6 618 000 [DA] et 75,719 [DA/kWh], le Coût Actualisé Net total (CAN) étant également le plus médiocre, s'évalue à 9 361 952 [DA]. On y retrouve 6*3 [kW] turbines éoliennes et 48 batteries, sachant que ces deux composants coûtent très chers.

III.6.2 Ecologiques

»»

La comparaison des émissions en gaz polluants des diverses configurations de systèmes est résumée dans le tableau ci-dessous ;

Polluant Configuration	Emissions [kg/an]		
	PV/Diesel	Eolien/Diesel	PV/Eolien/Diesel
<i>Dioxyde de Carbone</i>	11,170	15,018	5,715
<i>Monoxyde de Carbone</i>	27,6	37,1	14,1
<i>Hydrocarbures non brûlés</i>	3,05	4,11	1,56
<i>Particules</i>	2,08	2,79	1,06
<i>Dioxyde sulfurique</i>	2,67	30,2	11,5
<i>Oxydes de Nitrogène</i>	22,4	331	126

Tableau- III.30: *Comparaison des émissions en gaz polluants des diverses configurations de systèmes*

Le degré d'intégration du générateur diesel dans la production totale influence directement le dégagement de gaz polluants. Effectivement, avec une participation à 51 % de la production totale du générateur diesel dans le système PV/diesel, 73 % dans l'éolien/diesel et 26 % dans le PV/ éolien/diesel, l'émission de ces gaz est la plus importante dans la configuration éolien/diesel, moins importants sont les taux dégagés dans le PV/diesel, mais plus faibles encore dans le PV/éolien/diesel, à l'exception du dioxyde sulfurique et des oxydes de Nitrogène, par ailleurs dont le taux est moins importants que l'éolien/diesel, mais qui se trouvent supérieurs aux mêmes gaz émis dans le PV/diesel, les raisons pourraient être des règles d'émission différentes de celles des autres gaz.

On s'est fixé comme objectif, dans le présent travail, la combinaison de deux sources d'énergies renouvelables qui sont le solaire et l'éolien.

Remarque

La comparaison de ces deux logiciels via les caractéristiques techniques de la configuration PV seul conclut à des différences dues à la traduction différente de la charge introduite, en dépit qu'il s'agissait de la même, d'un côté, et le modèle d'ensoleillement différent utilisé par ces deux logiciels.

En effet ;

- La consommation journalière moyenne est estimée à 19,5 [kWh/j] sur PVSYST, traduite en 26 [kWh/j], sur HOMER ;
- Encore, HOMER utilise le modèle d'ensoleillement de HDKR, PVSYST celui de Hay.

Des raisons qui ont fait que la taille du champ PV sur les deux études respectives, soit différente.

Conclusion

C'est dans l'idée d'apporter une amélioration quelconque dans le système énergétique; que ce soit du point de vue énergies, fiabilité ou limitation de la partie stockage sujette à des problèmes inévitables, que cette démarche a été entreprise.

Une brève description des SEH a été réalisée dans ce chapitre. Dans ce contexte, les principales notions liées aux technologies utilisées dans ce type de systèmes ont été données.

Notre SEH étant composé d'éoliennes, de panneaux photovoltaïques et d'un générateur diesel et batteries de stockage, les différents types d'architectures existants, les outils de dimensionnement, ainsi que les problèmes et les stratégies de commande habituelles des SEH ont été présentés.

L'exemple de simulation a été appliqué au site de Tindouf où les données météorologiques (rayonnement, vitesse du vent, la température ambiante et la durée d'insolation) sont disponibles, pour prédire le fonctionnement du système en entier.

D'après l'analyse faites sur les résultats, la combinaison des deux sources d'énergies reliées à un système d'appoint (groupe électrogène) engendre un profit énergétique et économique, considérable. Nous avons pu remarquer la complémentarité entre les sources de production de l'énergie.

* Ce caractère continu de la disponibilité de l'énergie produite tout au long de l'année, ne peut qu'être satisfaisant pour l'atténuation de la part allouée au stockage dont l'importance est de taille, vu le coût élevé et l'encombrement que posent les batteries. Il s'agit de la plus grande contrainte causée à ce type de systèmes, surtout à ceux de grande puissance, alors autant la limiter ;

* Le capital investi sur le système hybride est le plus intéressant.

Le dimensionnement et le fonctionnement des composantes du SEH doivent tenir compte des variations de la charge et des ressources renouvelables disponibles pour maximiser l'utilisation de ces mêmes ressources. Dans ce but, les sources du SEH étudié sont modélisées dans le chapitre suivant.

Chap. IV

**Modélisation
et commande
des composants
du SEH**

IV/ Modélisation et commande des composants du SEH

Introduction

Nous souhaitons élaborer des modèles des deux systèmes de production afin de déterminer la puissance qu'ils peuvent nous fournir pour des conditions météorologiques données ou estimées. Les modélisations obtenues doivent être à la fois précises pour rendre compte des transferts énergétiques, et suffisamment rapides pour permettre des simulations sur de longues périodes dans des temps de calculs raisonnables. L'objectif final est de disposer de modèles suffisamment fiables afin d'effectuer une étude d'optimisation du dimensionnement et de la gestion d'énergie du système complet.

IV.1 Modélisation de la chaîne de production éolienne

Les éoliennes convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en électricité. Les pales du rotor éolien captent une partie de l'énergie contenue dans le vent et la transfèrent au moyeu qui est fixé sur l'arbre de l'éolienne. Celui-ci transmet ensuite l'énergie mécanique au générateur électrique. En général, la transmission de puissance entre le moyeu et le générateur électrique est réalisée à travers un multiplicateur de vitesse de rotation.

La chaîne de conversion à étudier se compose d'une turbine éolienne entraînant une génératrice synchrone triphasée à aimants à rotor extérieur, d'un câble de transport, et d'un redresseur débitant sur un bus continu comprenant un hacheur et des accumulateurs électrochimiques en tampon.

Pour l'étude complète de cette chaîne, nous considérons le système représenté par la **figure- (IV.1)** ;

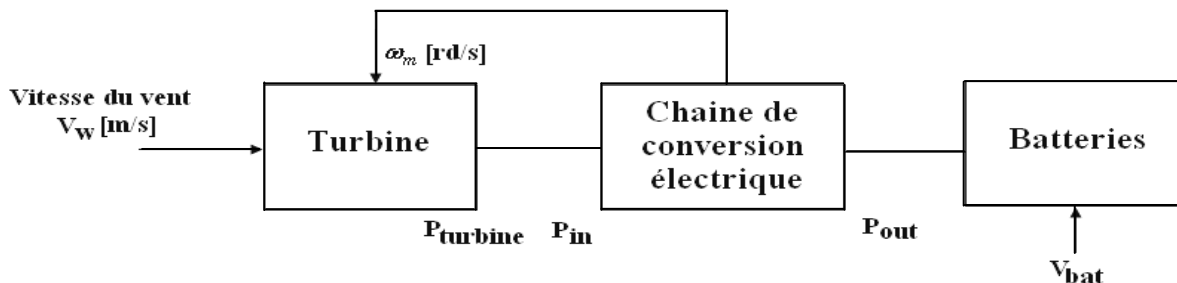


Fig- IV.1: Chaîne de conversion éolienne

La modélisation de l'éolienne exige la modélisation du vent, du comportement aérodynamique des pales, du système mécanique de transmission, du générateur électrique, des convertisseurs de puissance, des accumulateurs et du système de commande de chaque entité.

◇ Hypothèses simplificatrices

- Les pertes de puissance dans la chaîne de conversion sont négligeables par rapport à la puissance électrique prélevée sur l'aérogénérateur. La puissance électrique fournie à la batterie pourra donc s'identifier à la puissance générée par la turbine;
- La chaîne est supposée fonctionner sur sa courbe de puissance électrique optimale sur toute la plage de variation du vent, i.e. avec une vitesse de rotation proportionnelle à la vitesse du vent, et une puissance électrique évoluant au cube de cette même vitesse.

IV.1.1 Conversion aérodynamique

Le rotor éolien est un système de conversion d'énergie qui transforme l'énergie cinétique des masses d'air en mouvement, en énergie mécanique disponible sur l'arbre. Cette énergie cinétique est proportionnelle à la masse d'air qui se déplace à une vitesse donnée. L'extraction de l'énergie se fait donc par un ralentissement de l'air qui traverse le rotor, par un mécanisme de transformation des forces agissant sur les pales.

Schématiquement, il en résulte que, selon les principes de la mécanique des fluides, la veine fluide traverse le moteur éolien en s'élargissant [85], tel que le montre la **figure- (IV.2)**;

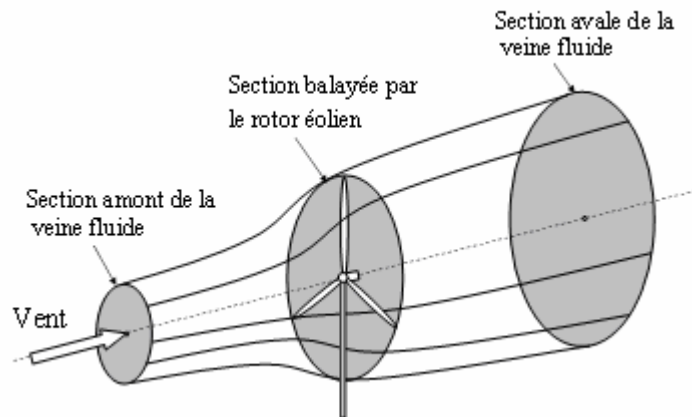


Fig- IV.2: Veine fluide traversant le rotor éolien

Le comportement aérodynamique du rotor éolien peut être décrit par la théorie du disque actuateur [86, 87], en considérant que l'air est incompressible, que le fluide s'écoule de manière continue et que les grandeurs étudiées ont la même valeur sur une section donnée du tube de courant d'air [88].

Pour capter l'énergie cinétique des masses d'air en mouvement, les pales du rotor éolien se présentent obliquement au vent avec un angle appelé angle de calage, provoquant la rotation par un effet de vis ou de tire-bouchon.

Pour l'éolienne étudiée dans le cadre de ce travail, l'angle de calage est fixe et la grandeur de sortie du rotor éolien est le couple. Ce dernier peut être calculé à partir de la puissance captée et de la vitesse de rotation du rotor éolien ;

$$T_t = \frac{P_t}{\omega_m} = \frac{1}{2} \frac{\rho A V_w^3}{\omega_m} C_p(\lambda) = \frac{\rho H_t R_t^2 V_w^2}{\lambda} C_p(\lambda) = \rho H_t R_t^2 V_w^2 C_t(\lambda) \quad (\text{IV.1})$$

Où C_t est le coefficient de couple. Ce dernier et le coefficient de puissance sont liés par la relation:

$$C_t(\lambda) = \lambda C_p(\lambda) \quad (\text{IV.2})$$

Les autres paramètres sont explicités dans la section **I.3.1.2.2- a)**.

A est défini ci-après, en **IV.1.1- b)**, tel que : $A \approx 2R_t.H_t$.

Les détails du bloc modélisant le couple développé par la turbine éolienne sont présentés dans la **figure- (IV.3)**;

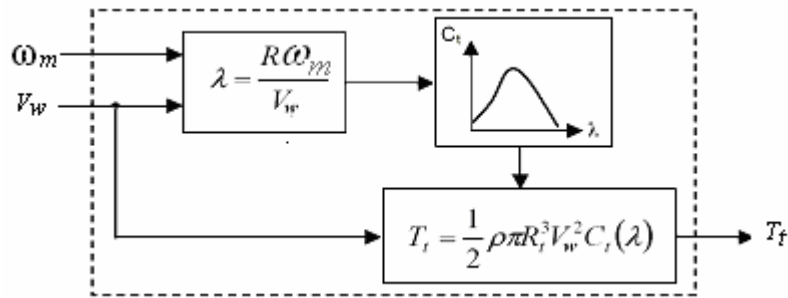


Fig- IV.3: Modélisation du couple éolien

Ce couple éolien fera la grandeur d’entrée de la génératrice synchrone à aimants permanents.

IV.1.1- a) Modèle du vent

Le vent est la variable d’entrée du système éolien. La mesure exacte de sa vitesse à la hauteur du moyeu est assez complexe, et la modélisation a déjà fait l’objet de nombreux travaux [89, 90].

Il s’agit d’un vecteur tridimensionnel. Néanmoins, la direction du vecteur de vitesse du vent considéré dans ce modèle se limite à une dimension. A noter que l’orientation du vent dans le plan horizontal n’a pas d’importance pour une voileure à axe vertical.

Le modèle comportemental du vent peut donc être simplifié considérablement. La vitesse du vent est généralement représentée par une fonction scalaire qui évolue dans le temps.

$$v_w(t)=f(t) \tag{IV.3}$$

La vitesse du vent sera modélisée, dans notre travail, sous forme déterministe par une somme de plusieurs harmoniques:

$$V_w(t)=10+0,2\sin(0,1047t)+2\sin(0,2665t)+\sin(1,2930t)+0,2\sin(3,6645t) \tag{IV.4}$$

La vision statistique du gisement éolien, bien qu’importante, n’est pas considérée.

La vitesse du vent $V_w(t)$ simulée et montrée par la **figure- (IV.4)** est issue d’un échantillon de mesure sur site réel [91].

Il est d’une fréquence de $f_v = \frac{1}{24[s]} [Hz]$.

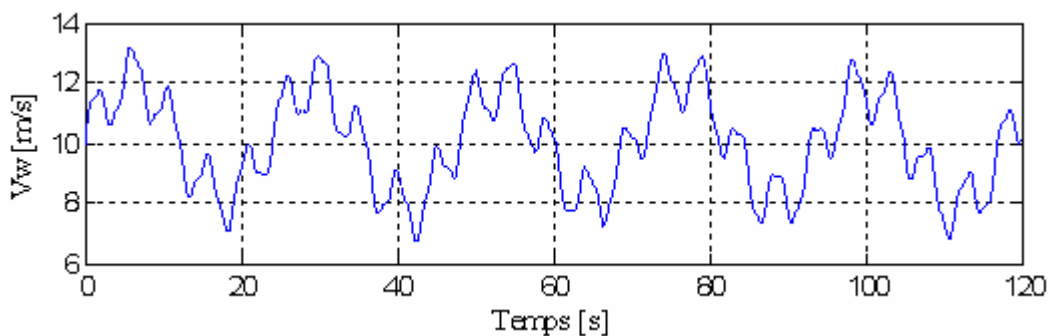


Fig- IV.4: Evolution temporelle de la vitesse du vent

IV.1.1- b) Modèle de la voilure

Bien qu'ayant des performances aérodynamiques indéniables, les éoliennes rapides à axe horizontal bi- ou tripales [92] ne sont pas nécessairement celles qui permettent d'extraire le maximum d'énergie du vent.

Il a d'ailleurs été montré que l'utilisation d'un critère de choix purement mécanique conduit paradoxalement à annoncer que les éoliennes lentes, en particulier celles à axe vertical, peuvent extraire davantage d'énergie que les éoliennes rapides [93]. Parmi les éoliennes de ce type, le rotor Savonius (1931) est le plus connu. Il s'agit d'un rotor à traînée différentielle qui, malgré un rendement relativement faible, présente plusieurs avantages indéniables.

La voilure utilisée dans le cadre de notre travail en est une, de type Modi et Fernando (voir **Figure- (IV.5)**). Il s'agit d'un rotor Savonius classique, constitué de deux demi-cylindres décalés l'un par rapport à l'autre et tournant autour d'un axe perpendiculaire au vent.

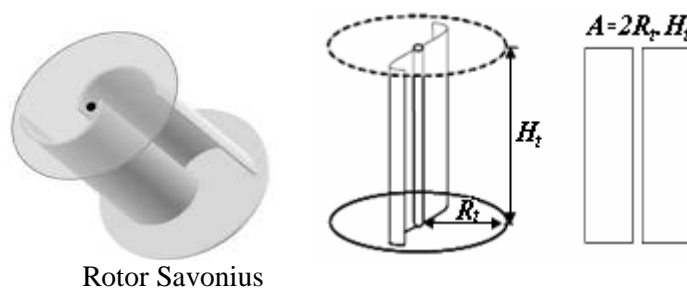


Fig- IV.5: Voilure à axe vertical de type Savonius

Sa surface utile est estimée à : $A \approx 2R_t H_t$

avec :

R_t : le rayon de la voilure ;

H_t : la hauteur de la voilure.

Sa courbe caractéristique est donnée par la **figure- (IV.6)** ; :

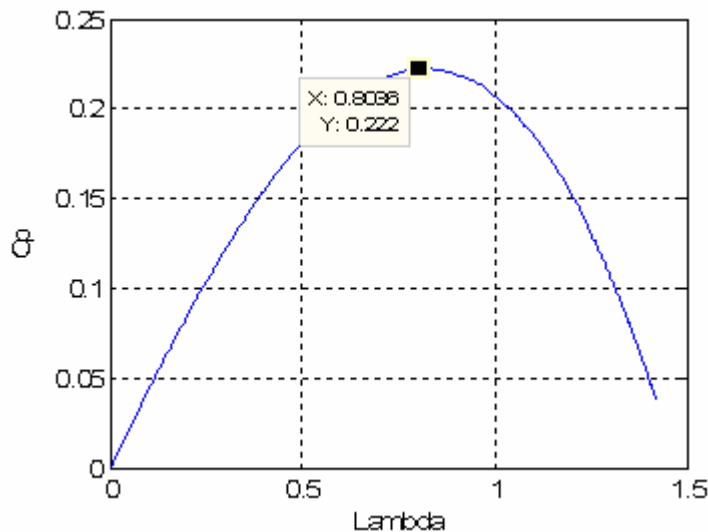


Fig- IV.6: Courbe caractéristique de la voilure Savonius

L'équation analytique de C_p en fonction de λ est issue d'une interpolation polynomiale de troisième degré de points obtenus par simulation sur Star CD. Elle est donnée par :

$$C_p(\lambda) = -0,12992\lambda^3 - 0,11681\lambda^2 + 0,45406\lambda \quad (\text{IV.5})$$

La courbe présente un facteur de puissance maximal $C_{p_{opt}} = 0,22$ pour $\lambda_{opt} = 0,8$.

L'expression de $C_p(\lambda)$ dépendant des caractéristiques géométriques et du profil des pales, pourrait être obtenue à partir de mesures en soufflerie ou par calcul numérique en utilisant la théorie de l'élément de pale [85], au même titre qu'elle peut être approchée par régression polynomiale [12].

IV.1.1- c) Modèle de la GSAP [94, 95]

L'étude bibliographique, présentée au second chapitre, montre que parmi les machines à topologies classiques, la machine synchrone à aimants permanents (MSAP) est bien appropriée.

La machine synchrone à aimants permanents est un actionneur électrique très robuste et présente de faibles moments d'inerties ce qui lui confère une dynamique caractérisée par de très faibles constantes de temps et permet de concevoir des commandes de vitesse, de couple ou de position avec une précision et des performances dynamiques très intéressantes (actionneurs de robotique, servomoteurs, entraînements à vitesse variable... etc.) [96].

Mais sa commande est plus complexe que celle d'une machine à courant continu ; car il est relativement difficile d'obtenir le découplage effectif des deux paramètres de commande qui sont le flux magnétique et le couple mécanique qu'il faut réguler indépendamment l'un de l'autre [96, 97].

Au départ, le modèle mathématique de la machine se présente difficile à exploiter car se trouve non linéaire et fortement couplé.

Afin de le linéariser, une commande extérieure a été introduite. Parmi les techniques de commande appliquées aux machines synchrones à aimants permanents, on cite: l'autopilotage, la commande scalaire, la commande vectorielle et la commande non linéaire dite : linéarisation entrée - sortie par retour d'état non linéaire [99, 100], nous avons opté pour la commande vectorielle, dans le but d'assimiler le comportement de la machine synchrone à celui d'une machine à courant continu à excitation séparée, en découplant la commande du couple et du flux.

Au même titre qu'il existe plusieurs techniques de découplage à savoir: le découplage utilisant un régulateur, le découplage par retour d'état et le découplage par compensation. Dans notre cas, on s'est limité à l'application du découplage par compensation.

Et pour atteindre les objectifs recherchés à savoir rapidité, stabilité et précision, des régulateurs IP (Intégral-Proportionnel) intègrent le système. Plusieurs catégories d'approche sont possibles suivant l'information disponible sur le procédé, parmi lesquelles on cite la méthode de compensation de pôles et la méthode de placement de pôles. Deux régulateurs du courant dans le repère d/q de Park, ainsi qu'un troisième pour la régulation de vitesse sont appliqués. L'ensemble de ces méthodes seront données ci-après.

La construction mécanique de la génératrice en cours d'étude est illustrée par la **figure- (IV.7)** ci-dessous ; :

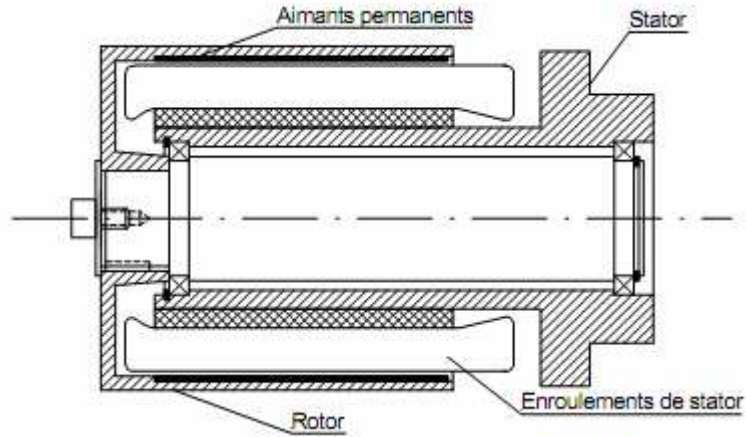


Fig- IV.7: Construction mécanique de la génératrice

◇ Hypothèses simplificatrices

- Entrefer constant ;
- Circuit magnétique non saturé et perméabilité relative μ_r infinie.

La turbine entraîne la GSAP dont la matrice des tensions peut être décrite par l'expression (IV.6) ci-dessous ;

$$\begin{bmatrix} V_{abc}^g \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_{abc}^g \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{abc}^g \end{bmatrix} + P \begin{bmatrix} \lambda_{abc}^g \end{bmatrix} \quad (IV.6)$$

En appliquant la transformation de Park, l'expression de l'équation (IV.6) s'écrit dans le référentiel lié au rotor comme suit;

$$\begin{aligned} V_q^g &= - \left(R^g + PL_q^g \right) I_q^g - \omega_r L_d^g I_d^g + \omega_r \lambda_m \\ V_d^g &= - \left(R^g + PL_d^g \right) I_d^g + \omega_r L_q^g I_q^g \end{aligned} \quad (IV.7)$$

L'expression du couple électromagnétique dans le même référentiel s'écrit :

$$T_e = \left(\frac{3}{2} \right) \left(\frac{p}{2} \right) \left[\left(\lambda_d^g I_q^g - \lambda_q^g I_d^g \right) \right] \quad (IV.8)$$

Sachant que :

$$\begin{cases} \lambda_d^g = L_d^g I_d^g + \lambda_m \\ \lambda_q^g = L_q^g I_q^g \end{cases} \quad (IV.9)$$

Où:

- V_{abc}^g : tensions de sortie du générateur;
- I_{abc}^g : courant statorique;
- V_d^g / V_q^g : respectivement, tension suivant les axes, direct et en quadrature;
- R^g : résistance d'une phase statorique;

$L_{d/q}^g$: inductance statorique directe et en quadrature, respectivement;

ω_r : vitesse de rotation angulaire du générateur;

λ_m : amplitude du flux d'aimants vu par les enroulements statoriques ;

$\lambda_{d/q}^g$: composantes d/q du flux statorique;

p : nombre de pôles du GSAP;

P : opérateur de Laplace.

Et parce que la machine est à pôles lisses alors : $L_d^g = L_q^g = L^g$.

La relation entre la vitesse angulaire rotorique de la génératrice ω_r et la vitesse angulaire mécanique ω_m s'exprime par :

$$\omega_r = \frac{p}{2} \omega_m \quad (\text{IV.10})$$

Supposons que les tensions statoriques de sortie du générateur s'écrivent sous la forme sinusoïdale suivante ;

$$v_a^g = V_s^g \cos \theta_r \quad (\text{IV.11})$$

$$v_b^g = V_s^g \cos \left(\theta_r - \frac{2\pi}{3} \right) \quad (\text{IV.12})$$

$$v_c^g = V_s^g \cos \left(\theta_r + \frac{2\pi}{3} \right) \quad (\text{IV.13})$$

L'expression des équations (IV.9), (IV.10) et (IV.11) dans un référentiel rotorique permet d'écrire :

$$V_q^g = V_s^g \quad (\text{IV.14})$$

$$V_d^g = 0 \quad (\text{IV.15})$$

Où V_s^g est l'amplitude des tensions statoriques.

On substitue (IV.12) et (IV.13) dans (IV.7), l'équation des tensions dans l'axe q s'écrit :

$$V_q^g = - \left[\frac{\left(R^g + PL^g \right)^2 + \omega_r^2 \left(L^g \right)^2}{R^g + PL^g} \right] I_q^g + \omega_r \lambda_m \quad (\text{IV.16})$$

Si $\omega_r^2 \left(L^g \right)^2$ est négligeable, l'équation (IV.14) sera linéaire. Pour valider cette approximation, il faut que :

$$\left(\omega_r, V_q^g \text{ et } T_e \right) \geq 0.$$

L'équation (IV.7) s'écrira donc:

$$V_s^g = - \left(R^g + PL^g \right) I_q^g + \omega_r \lambda_m \quad (\text{IV.17})$$

❖ **Application de la commande vectorielle de la GSAP**

On choisit ici d'imposer la commande du pilotage vectoriel des machines synchrones dite « à couple par ampère maximal ». On démontre que ce choix consiste à imposer par la loi de commande :

$$I_d^g = 0$$

Dans ce cas, l'équation du couple électromagnétique (IV.8) devient :

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right)\left(\frac{p}{2}\right)\left(\lambda_m I_q^g\right) \tag{IV.18}$$

A flux d'excitation donné par les aimants, il est donc possible de réguler le couple électromagnétique en contrôlant le courant I_q^g tandis que le courant I_d^g est asservi à zéro.

Pour commander la machine, nous appliquons une régulation *IP* pour la raison suivante :

Une régulation *PI* sur un processus de premier ordre fait apparaître un zéro (zéro du régulateur) sur la fonction de transfert en boucle fermée. Pour le réglage de ce type de boucle mécanique dont les modes sont lents en raison de la forte inertie de la voilure, ce zéro est parfois responsable de comportements oscillants mal amortis. On préfère donc dans le pilotage en vitesse une structure de type *IP* qui permet de filtrer ce zéro en boucle fermée et d'imposer uniquement deux pôles dont on peut spécifier amortissement et pulsation naturelle.

Même si en pratique, il faut le dire, les deux régulateurs (*PI* / *IP*) sont strictement équivalents en termes de complexité de structure.

➤ **Régulation de la vitesse mécanique de rotation**

Soit le circuit de régulation représenté par la **figure- (IV.8)**;

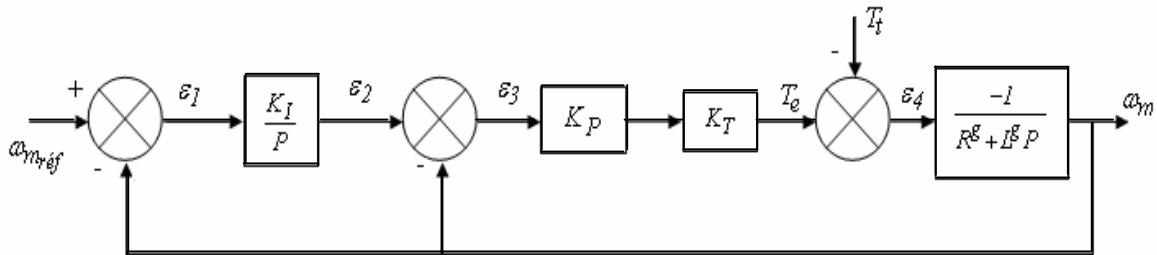


Fig- IV.8 : Boucle de régulation de la vitesse avec un régulateur *IP*

Nous cherchons l'expression de la vitesse de sortie, ω_m .

Rappelons-le, la vitesse de rotation mécanique est liée à la pulsation du champ tournant par la relation:

$$\omega_r = \frac{p}{2} \omega_m$$

D'après le schéma, nous avons :

$$\varepsilon_1 = \omega_{m_{réf}} - \omega_m \tag{IV.19}$$

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_1 \cdot \frac{K_I}{P} = \left(\omega_{m_{réf}} - \omega_m\right) \frac{K_I}{P} \tag{IV.20}$$

$$\varepsilon_3 = \varepsilon_2 - \omega_m = \left[\left(\omega_{m_{réf}} - \omega_m\right) \frac{K_I}{P} - \omega_m \right] \tag{IV.21}$$

$$K_P K_T = \frac{T_e}{\varepsilon_3} \Rightarrow T_e = \varepsilon_3 \cdot K_P K_T = \left[\left(\omega_{m_{réf}} - \omega_m \right) \frac{K_I}{P} - \omega_m \right] \cdot K_P \cdot K_T \quad (\text{IV.22})$$

$$\frac{1}{J^g P + f^g} = \frac{\omega_m}{\varepsilon_4} \Rightarrow \varepsilon_4 = \left(J^g P + f^g \right) \omega_m \quad (\text{IV.23})$$

$$\varepsilon_4 = T_e - T_t \quad (\text{IV.24})$$

$$\left(J^g P + f^g \right) \omega_m = T_e - T_t \quad (\text{IV.25})$$

$$\left(J^g P + f^g \right) \omega_m = \left[\left(\omega_{m_{réf}} - \omega_m \right) \frac{K_I}{P} - \omega_m \right] \cdot K_P K_T - T_t \quad (\text{IV.26})$$

$$\text{Donc : } \omega_m = \frac{1}{\left(J^g P + f^g \right)} \left[\left[\left(\omega_{m_{réf}} - \omega_m \right) \frac{K_I}{P} - \omega_m \right] \cdot K_P K_T - T_t \right] \quad (\text{IV.27})$$

$$\omega_m(P) = \frac{K_P K_I K_T}{J^g P^2 + \left(f^g + K_P K_T \right) P + K_P K_I K_T} \omega_{m_{réf}} - \frac{P}{J^g P^2 + \left(f^g + K_P K_T \right) P + K_P K_I K_T} \cdot T_t \quad (\text{IV.28})$$

En régime permanent : $P=0$, donc $\omega_m = \omega_{m_{réf}}$ et la perturbation s'annule.

$$\omega_m(P) = \frac{K_P K_I K_T}{K_P K_I K_T \cdot \left[\frac{J^g}{K_P K_I K_T} \cdot P^2 + \frac{f^g + K_P K_T}{K_P K_I K_T} \cdot P + 1 \right]} \cdot \omega_{m_{réf}} - \frac{P}{K_P K_I K_T \left[\frac{J^g}{K_P K_I K_T} \cdot P^2 + \frac{f^g + K_P K_T}{K_P K_I K_T} \cdot P + 1 \right]} \cdot T_t \quad (\text{IV.29})$$

$$\omega_m(P) = \frac{1}{\left[\frac{J^g}{K_P K_I K_T} \cdot P^2 + \frac{f^g + K_P K_T}{K_P K_I K_T} \cdot P + 1 \right]} \cdot \omega_{m_{réf}} - \frac{\frac{1}{K_P K_I K_T} \cdot P}{\left[\frac{J^g}{K_P K_I K_T} \cdot P^2 + \frac{f^g + K_P K_T}{K_P K_I K_T} \cdot P + 1 \right]} \cdot T_t \quad (\text{IV.30})$$

Par identification à un système de second ordre dont la forme canonique est avancée par l'expression (IV.31) ;

$$F(P) = \frac{\omega_n^2}{P^2 + 2\xi\omega_n P + \omega_n^2} \quad (\text{IV.31})$$

Où ξ et ω_n représentent respectivement, le facteur d'amortissement et la pulsation propre non amortie du système.

On développe davantage les calculs pour aboutir au système d'équations donné par l'expression (IV.32) ;

$$\begin{cases} \frac{J^s}{K_P K_I K_T} = \frac{1}{\omega_n^2} \\ \frac{f^s + K_P K_T}{K_P K_I K_T} = \frac{2\xi}{\omega_n} \end{cases} \quad (IV. 32)$$

Tous calculs faits, on aura les deux expressions respectives des coefficients du régulateur de vitesse en question:

D'où:

$$\begin{cases} K_{I\omega m} = \frac{J^s \omega_n^2}{2\xi J^s \omega_n - f^s} \\ K_{P\omega m} = \frac{2\xi J^s \omega_n - f^s}{K_T} \end{cases} \quad (IV. 33)$$

➤ **Régulation du courant en quadrature I_q^s**

Pour $I_d^s = 0$, on a :

$$\begin{cases} V_d^s = L^s \omega_r I_q^s \\ V_q^s = -R^s I_q^s - L^s \frac{dI_q^s}{dt} + \omega_r \lambda_m \\ T_e = \frac{3P}{2} \lambda_m I_q^s = K_T \lambda_m \end{cases} \quad (IV. 34)$$

A partir du système (IV.34), on a :

$$I_q^s = \frac{1}{R^s + L^s P} (-V_q^s + \omega_r \lambda_m) \quad (IV. 35)$$

D'où le schéma de régulation suivant ;

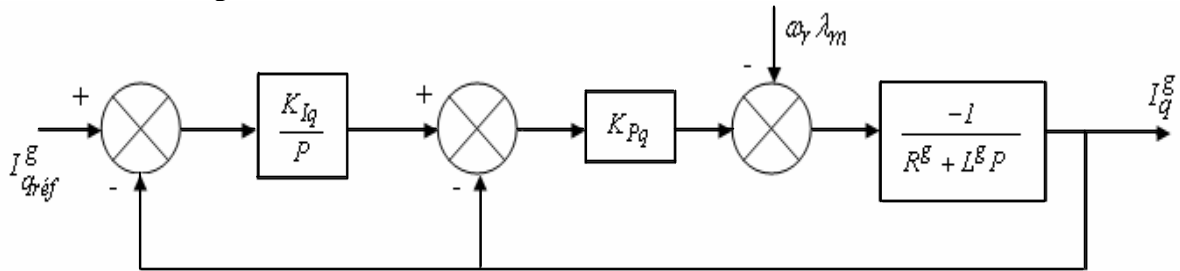


Fig- IV.9: Boucle de régulation du courant I_q^s

A partir de cette représentation, on lit ce qui suit ;

$$I_{q_{réf}}^s = \frac{-1}{R^s + L^s P} \left[K_{Pq} \left[\frac{K_{Iq}}{P} \left(I_{q_{réf}}^s - I_q^s \right) - I_q^s \right] - \omega_r \lambda_m \right] \quad (IV. 36)$$

Le système étant linéaire, pour calculer la fonction de transfert entre $I_{q_{réf}}^g$ et I_q^g , on peut supposer nulle la fem $\omega_r \lambda_m$. Dans ce cas ; ,

$$I_q^g = \frac{-K_{Pq}}{R^g + L^g P} \left[\frac{K_{Iq}}{P} \left(I_{q_{réf}}^g - I_q^g \right) - I_q^g \right] \quad (IV. 37)$$

Après développement du calcul, nous aurons l'expression (IV.38) ci-dessous ;

$$I_q^g \left[1 - \frac{K_{Iq} K_{Pq}}{L^g P^2 + R^g P} - \frac{K_{Pq}}{R^g + L^g P} I_q^g \right] = \frac{-K_{Iq} K_{Pq}}{L^g P^2 + R^g P} \cdot I_{q_{réf}}^g \quad (IV. 38)$$

Et l'expression finale de I_q^g est donnée par (IV. 39):

$$I_q^g = \frac{-K_{Iq} K_{Pq} / L^g}{P^2 + \left(\frac{R^g - K_{Pq}}{L^g} \right) \cdot P - \frac{K_{Iq} K_{Pq}}{L^g}} \cdot I_{q_{réf}}^g \quad (IV. 39)$$

Par identification au système de second ordre donné par l'expression (IV. 31), on aura :

$$\begin{cases} \omega_{nq}^2 = \frac{-K_{Iq} K_{Pq}}{L^g} \\ 2\xi\omega_{nq} = \frac{R^g - K_{Pq}}{L^g} \end{cases} \quad (IV. 40)$$

D'où :

$$\begin{cases} K_{Pq} = -2\xi\omega_{nq}L^g + R^g \\ K_{Iq} = \frac{\omega_{nq}^2 L^g}{2\xi\omega_{nq}L^g - R^g} \end{cases} \quad (IV. 41)$$

➤ **Régulation du courant direct I_d^g**

A partir du schéma de régulation donné par la **figure- (IV.10)**, nous déduisons :

$$V_d^g = -(R^g + L^g P) I_d^g + \omega_r L^g I_q^g \quad (IV. 42)$$

$$V_{d0}^g = -(R^g + L^g P) I_d^g \quad (IV. 43)$$

Ce qui donne :

$$I_d^g = \frac{-V_{d0}^g}{R^g + L^g P} \quad (IV. 44)$$

D'où le schéma de régulation du courant direct I_d^g avec un régulateur IP ;

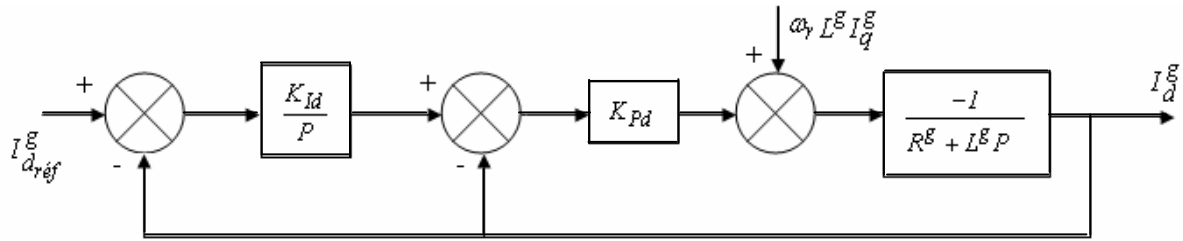


Fig- IV.10 : Boucle de régulation du courant I_d^g

D'après le schéma ci-dessus, l'expression du courant direct est donné par l'équation (IV. 45) ;

$$I_d^g = \frac{-K_{Pd}}{R^g + L^g P} \left[\left(I_{d_{réf}}^g - I_d^g \right) \frac{K_{Id}}{P} - I_d^g \right] \quad (IV. 45)$$

Après calcul on aura :

$$I_d^g = \frac{-K_{Id} K_{Pd} / L^g}{P^2 + \left(\frac{R^g - K_{Pd}}{L^g} \right) \cdot P - \frac{K_{Id} K_{Pd}}{L^g}} \cdot I_{d_{réf}}^g \quad (IV. 46)$$

On trouve :

$$\begin{cases} \omega_{nd}^2 = \frac{-K_{Id} K_{Pd}}{L^g} \\ 2\xi\omega_{nd} = \frac{R^g - K_{Pd}}{L^g} \end{cases} \quad (IV. 47)$$

D'où :

$$\begin{cases} K_{Pd} = -2\xi\omega_{nd} \cdot L^g + R^g \\ K_{Id} = \frac{\omega_{nd}^2 \cdot L^g}{2\xi\omega_{nd} \cdot L^g - R^g} \end{cases} \quad (IV. 48)$$

IV.1.1- d) Modèle du redresseur commandé

On se place dans le cas où le redresseur à thyristors est chargé d'une capacité et d'une source de courant en parallèle. Si on suppose la valeur de la capacité C suffisamment grande alors le filtrage de tension peut être considéré comme parfait, donc la tension aux bornes du condensateur est constante, soit le pont de thyristors est chargé par une source de tension.

Pour répondre au critère d'une tension bus continu variable, nous présentons deux façons de procéder parmi d'autres: Dans un premier cas, un pont de thyristors alimente "directement" la batterie de stockage. Dans le second, un pont de diodes est suivi d'un hacheur dévolteur débitant sur la batterie de stockage, et c'est l'architecture que nous détaillons, l'empiétement n'étant pas pris en compte.

◇ Hypothèses simplificatrices

La modélisation s'établit sous les hypothèses suivantes:

- Les interrupteurs sont idéaux;
- Les commutations se réalisent instantanément;
- Les deux interrupteurs situés sur le même bras sont en état de conduction complémentaire.

1) Le schéma du circuit de la première variante est tel qu'il est représenté sur la **figure- (IV.11)** ;

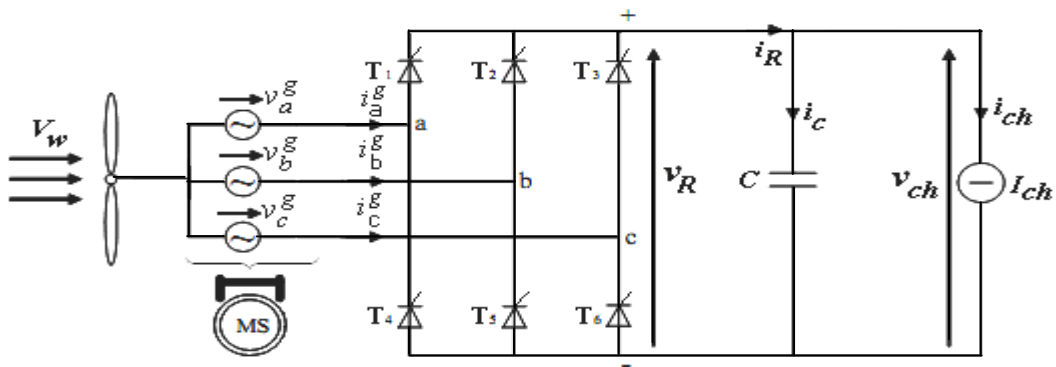


Fig- IV.11: *Circuit du pont de thyristors*

La tension redressée moyenne d'un pont redresseur triphasé à thyristors s'exprime par :

$$V_R = \frac{3V_s^g}{\pi - 3\mu_t} \left[\left(\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{3}{2} \sin \mu_t + \frac{\sqrt{3}}{2} \cos \mu_t \right) \cos \alpha_t + \left(\frac{3}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2} \sin \mu_t - \frac{3}{2} \cos \mu_t \right) \sin \alpha_t \right] - 2l_{c0} P I_R \quad (IV.49)$$

Où :

- V_R : tension moyenne de sortie DC ;
- I_R : courant moyen correspondant;
- α_t : angle de retard à l'amorçage ;
- μ_t : angle de commutation ;
- l_{c0} : inductance de commutation.

Si l'angle de commutation est négligé, la tension de sortie du redresseur se simplifie, pour obtenir l'expression donnée par (IV.50) ;

$$V_R = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_s^g \cos \alpha_t \quad (\text{IV.50})$$

Le cosinus de l'angle entre la tension bus V_s^g et le fondamental du courant de phase coté AC du redresseur ψ , peut s'exprimer comme suit :

$$\cos \psi = \cos \alpha_t \quad (\text{IV.51})$$

La puissance réelle instantanée coté AC doit équaler la puissance DC en sortie DC, ce qui mène à écrire :

$$V_R I_R = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (\text{IV.52})$$

En termes de quantités écrites dans le référentiel rotorique, (IV.52) devient :

$$V_R I_R = \frac{3}{2} (V_q^g I_q^g + V_d^g I_d^g) \quad (\text{IV.53})$$

D'après (IV.15), (IV.53) s'écrira :

$$V_R I_R = \frac{3}{2} V_q^g I_q^g \quad (\text{IV.54})$$

Nous combinons (IV.50) et (IV.54), I_R s'exprime en fonction de I_q^g telle que le donne (IV.22) ;

$$I_R = \frac{\pi}{2\sqrt{3} \cos \alpha_t} I_q^g \quad (\text{IV.55})$$

Et la puissance totale coté AC est exprimée par (IV.56) ;

$$S = P + jQ = \frac{3}{2} V_q^g (I_q^g + jI_d^g) \quad (\text{IV.56})$$

D'où la puissance réactive du redresseur exprimée par (IV.57) ;

$$Q = \frac{3}{2} V_q^g I_d^g = V_R I_R \text{tg}(\alpha_t) \quad (\text{IV.57})$$

Après combinaison de (IV.55) et (IV.57), le courant d'axe direct s'exprime par :

$$I_d^g = I_q^g \text{tg} \alpha_t \quad (\text{IV.58})$$

2) Le schéma du circuit de la première variante est tel qu'il est représenté sur la **figure- (IV.12)** ;

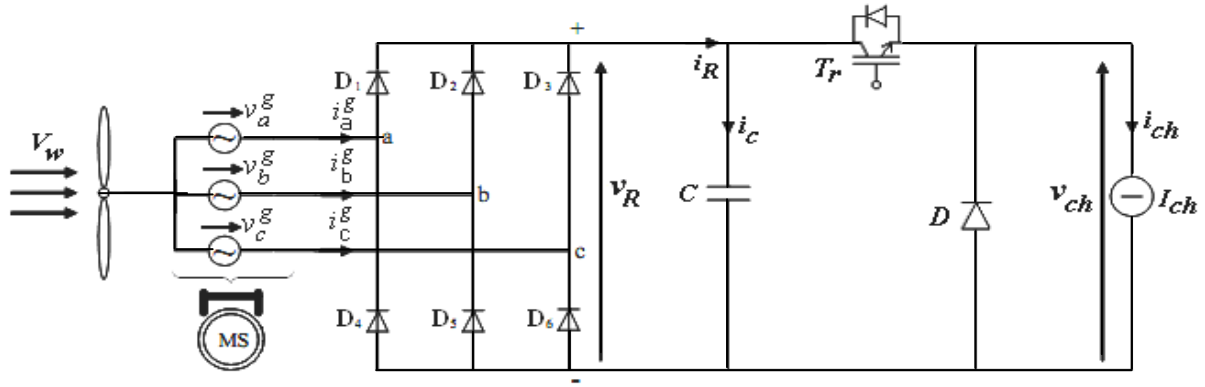


Fig- IV.12: Circuit du pont de diodes associé à un hacheur

Dans ce redressement non commandé, on se résume à la condition $\alpha_t = 0$, relativement à ce qui a été donné en 1).

Dans ce cas, la chaîne de conversion peut être simplifiée si l'on considère que l'image de la vitesse de rotation est donnée par les forces électromotrices de la génératrice, ces dernières étant liées à la valeur de la tension de sortie du pont de diodes. Le capteur mécanique de vitesse peut être supprimé et remplacé par la mesure de la tension du bus continu V_R . Celle-ci peut être assimilée à l'image de la vitesse de rotation comme le démontre l'équation (IV.59) ;

$$V_R(\omega_m) \approx \frac{3}{\pi} E_{ab}^{max} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} p \cdot \lambda_m \omega_m \quad (IV.59)$$

IV.1.2 Architectures de puissance, stratégies de commande et gestion d'énergie

La génératrice triphasée présentée est connectée électriquement à un convertisseur statique. Ce convertisseur peut avoir une structure qui dépend des stratégies de recherche du point maximal de puissance.

Deux familles de chaînes de conversion existent pour réaliser cette fonction :

- A partir de la structure de redressement MLI à six interrupteurs MLI, et d'un capteur mécanique (vitesse de rotation et position), il est possible d'autopiloter la machine électrique afin de la contrôler en vitesse ou en couple.

Cette structure permet différentes stratégies de recherche du point optimal de puissance, notamment celles qui permettent de s'abstenir de la connaissance de la courbe caractéristique de la voilure, telle la logique floue.

- Un contrôle indirect de la puissance éolienne est possible par l'utilisation d'une chaîne de conversion plus simple et moins coûteuse, à base d'un pont de diodes triphasé et d'un hacheur dévolteur classique ou d'un hacheur « asymétrique » en aval. Ces structures sont étudiées en considérant connue la caractéristique de la voilure $C_p(\lambda)$. Il suffirait de suivre la courbe de puissance optimale comme caractéristique de charge pour que l'éolienne soit dans les conditions optimales. Nous appliquerons ce type de contrôle à travers le pilotage du courant de charge qui n'est autre que le courant batterie.

Pour l'ensemble des architectures et quelle que soit la technique d'optimisation choisie, on part sur l'idée qu'aucun capteur de mesure de la vitesse du vent n'est nécessaire.

La caractéristique de la puissance optimale d'une éolienne est fortement non linéaire et en forme de «cloche».

Pour chaque vitesse du vent, il faut que le système trouve la puissance maximale ce qui équivaut à la recherche de la vitesse de rotation optimale qui correspond aussi à un couple de charge strictement défini.

L'ensemble des sommets des caractéristiques dans le plan puissance - vitesse de rotation de la voilure, qui sont les points optimaux recherchés, définit la courbe dite de puissance optimale, de forme cubique, devant être suivie à tout moment de fonctionnement du système éolien.

L'objectif de la stratégie de commande est visualisé sur les caractéristiques statiques présentées sur la **figure- (IV.13)**;

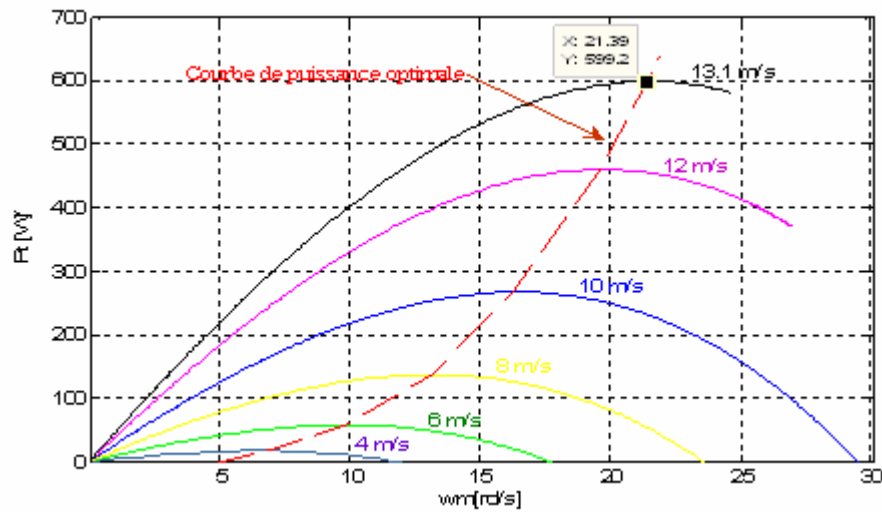


Fig- IV.13: Variation de la puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation mécanique, pour différentes vitesses du vent

Il s'agit de suivre la courbe de puissance maximale entre la vitesse minimale et la vitesse de rotation nominale, l'éolienne tourne à la vitesse de rotation liée à la vitesse spécifique optimale pour laquelle le coefficient de puissance C_p est maximal.

Pour toutes les vitesses du vent supérieures à la vitesse du vent nominale, la puissance de l'éolienne doit être maintenue constante ($\omega_{m_{nom}}$).

Deux structures sont généralement utilisées pour réaliser la commande des éoliennes à vitesse variable [101, 102]: la Commande Directe de Vitesse (CDV) et la Commande Indirecte de Vitesse (CIV) où la variable d'action est le couple électromagnétique. Nous nous sommes penchés sur la première structure via une optimisation de la consigne de vitesse, telle que le traduisent les équations (IV.60), qui suivent ;

$$\begin{cases} \lambda_{opt} = \frac{R_t \omega_{m_{réf}}}{V_w} \Rightarrow \omega_{m_{réf}} = \frac{\lambda_{opt} V_w}{R_t} \\ P_{opt} = \frac{1}{2} \cdot C_p^{opt}(\lambda_{opt}) \cdot \rho \cdot A \cdot V_w^3 \end{cases} \quad (IV.60)$$

L'existence d'une grande inertie de la voilure a une incidence sur le comportement du système.

Néanmoins, nous avons observé qu'en termes d'énergie, ce paramètre n'a pas de grande incidence sur les résultats : tout se passe comme si l'inertie stockait autant d'énergie pour la restituer ensuite en dépit de la dynamique de l'algorithme de recherche.

IV.1.2*** Mise au point de la commande MPPT par pilotage du courant de charge

Un des principaux buts de cette partie de l'étude, est de simplifier la structure de la chaîne de conversion de l'énergie dédiée à l'éolien de faible puissance. Ceci est nécessaire pour réduire le coût sans pour autant trop diminuer l'efficacité énergétique de ce système.

Du fait, que le pont de diodes est un élément passif non commandé, l'autopilotage direct de la génératrice en couple ou en vitesse n'est pas possible. Une autre façon (indirecte) d'agir est donc nécessaire. Pour cela, on interface un convertisseur DC-DC capable de régler le courant de charge. On contrôle ainsi le courant de charge (« côté DC ») qui débite dans une batterie selon le point de fonctionnement de l'éolienne. Le contrôle de la charge mécanique de la voilure s'effectue de façon indirecte à travers le pont de diodes.

Dans ce but, la structure étudiée est basée sur l'association : éolienne, machine synchrone, pont redresseur à diodes, hacheur (H) dévolteur 1Q (1 Quadrant mono directionnel en courant et tension) et batterie, comme montré sur la **figure- (IV.14)**;

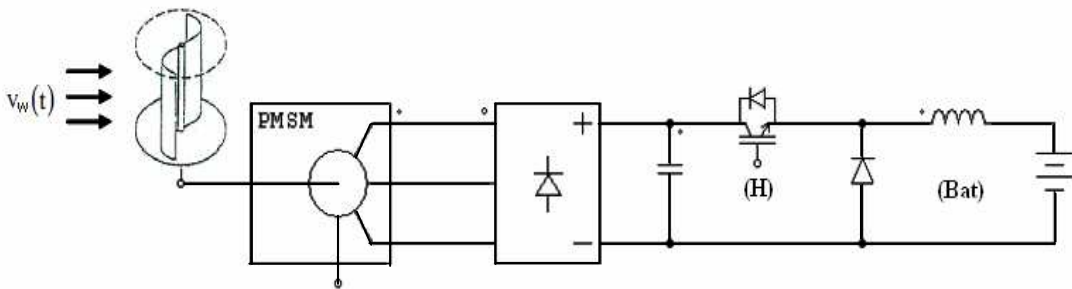


Fig- IV.14 : Structure avec pont de diodes et hacheur dévolteur « 1Q »

L'inductance de lissage du courant L_{ch} est dimensionnée à l'aide de l'expression de l'ondulation du courant tolérée dans la batterie I_{bat} :

$$L_{ch} = \frac{(1 - \alpha)}{\Delta I_{bat}^{max} f_{dec}} E_{bat} \quad (IV.61)$$

La tension interne E_{bat} dépend évidemment de l'état de charge/décharge de la batterie. Dans notre application, la batterie ne fait que se charger, c'est-à-dire que $E_{bat} = E_{o,c}$, tout court. Egalement, dans la même logique, $R_{bat} = R_{o,c}$.

En connaissant tous les paramètres du circuit à réguler présenté sur la **figure- (IV.15)**, les équations du processus peuvent être aussi écrites au sens des valeurs moyennes sur une période de commutation du hacheur :

$$V_{D0} = \alpha \cdot V_R \tag{IV.62}$$

$$v_{D0} = v_{bat} + v_{Lch} \tag{IV.63}$$

$$v_{D0} = E_{bat} + R_{bat}i_{bat} + L_{ch} \frac{di_{bat}}{dt} \tag{IV.64}$$

La figure- (IV.15) est la suivante ;

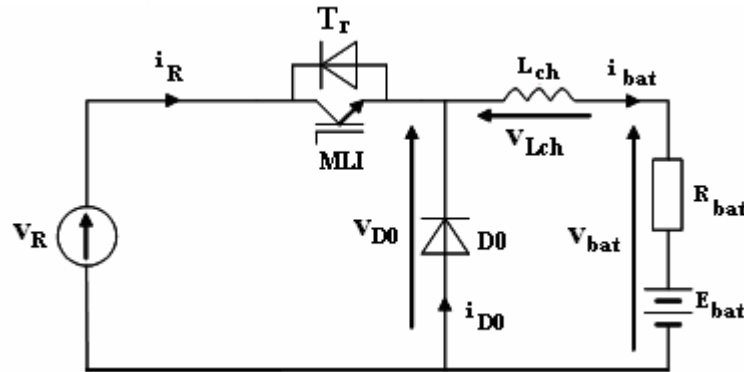


Fig- IV.15: Circuit du hacheur à réguler

La tension aux bornes de la self de lissage en fonction du temps est égale à :

$$v_{Lch} = L_{ch} \frac{di_{bat}}{dt} \tag{IV.65}$$

Le courant batterie est alors égal à :

$$i_{bat} (P) = \frac{1}{L_{ch} \cdot P} v_{Lch} \tag{IV.66}$$

A partir de ces équations, le schéma du processus est construit et donné sur la figure- (IV.16).

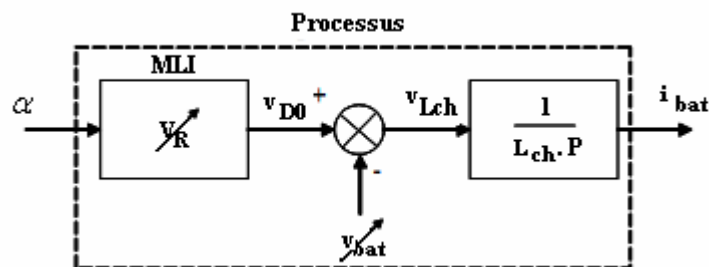


Fig- IV.16: Schéma du processus à réguler

Le schéma complet des boucles de régulation, quant à lui, est donné sur la figure- (IV.17). La tension batterie y est vue comme une perturbation de boucle et compensée à la sortie du régulateur.

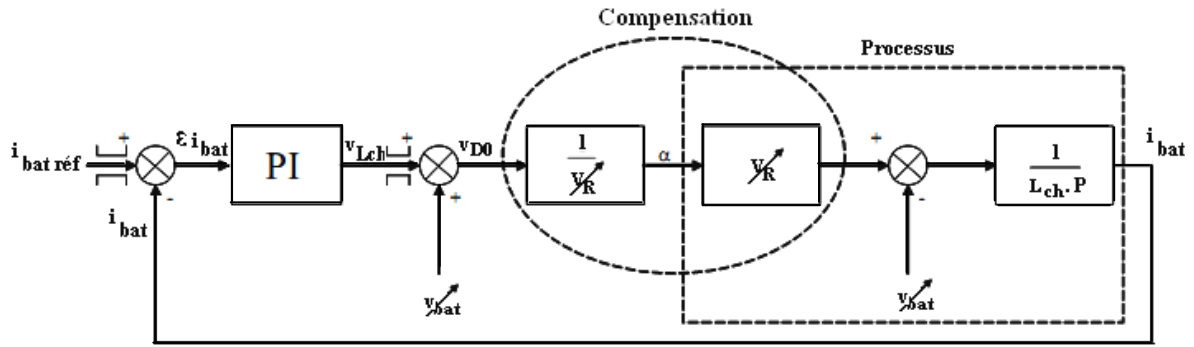


Fig- IV. 17: Schéma complet de la boucle de régulation

Pour synthétiser le régulateur PI, on simplifie le schéma en négligeant les termes de perturbation et de compensation, pour avoir le schéma de la **figure- (IV.18)** ;

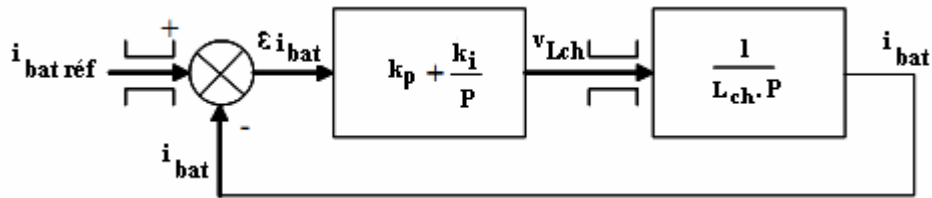


Fig- IV.18: Schéma de synthèse du régulateur de courant hacheur

Pour déterminer les paramètres du régulateur, on exprime la fonction de transfert en boucle ouverte :

$$G_0(P) = \left(k_p + \frac{k_i}{P} \right) \cdot \frac{1}{L_{ch} \cdot P} = \frac{k_i}{L_{ch}} \cdot \frac{P \cdot k_p + 1}{P^2} \quad (IV.67)$$

avec :

$$T_i = \frac{k_p}{k_i} \quad (IV.68)$$

Alors:

$$G_0(P) = \frac{k_i}{L_{ch}} \cdot \frac{P \cdot T_i + 1}{P^2} \quad (IV.69)$$

La phase est égale à :

$$\arg(G_o(j\omega_s)) = \varphi(j\omega_s) = \text{atg}(T_i \omega_s) \cdot \pi \quad (IV.70)$$

La bande passante est définie par la fréquence f_{BP} ou la pulsation ω_{BP} , liées par la relation :

$$\omega_{BP} = 2 \cdot \pi \cdot f_{BP} \quad (IV.71)$$

Elles doivent être choisies par rapport à la fréquence de découpage, aux besoins de l'utilisateur et en fonction des constantes de temps du circuit à réguler. D'une part, on peut se baser sur un critère de marge de phase tel que :

$$M\varphi = \arctan(T_i \cdot \omega_{BP}) = \text{atg}(T_i \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_{BP}) = \frac{\pi}{3} \quad (\text{IV.72})$$

Ce qui donne :

$$T_i = \frac{\text{tg}\left(\frac{\pi}{3}\right)}{2 \cdot \pi \cdot f_{BP}} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot \pi \cdot f_{BP}} \quad (\text{IV.73})$$

D'autre part, un critère sur la marge de gain donne :

$$|G_0(j\omega)| = \frac{k_i}{L_{ch}} \cdot \frac{\sqrt{1 + (T_i + \omega_{BP})^2}}{\omega_{BP}^2} = 1 \quad (\text{IV.74})$$

Ce qui permet de calculer le second facteur du correcteur :

$$k_i = \frac{1}{2} \cdot L_{ch} \cdot \omega_{BP}^2 \quad (\text{IV.75})$$

D'où la valeur du gain proportionnel k_p qui peut être aussi aisément calculée:

$$k_p = k_i \cdot T_i \quad (\text{IV.76})$$

La grandeur régulée, le courant de batterie I_{bat} , dépend de la puissance. C'est la puissance P_{bat} de la batterie qui sert de variable de référence. Le courant de référence est exprimé en fonction de la puissance de référence dans (IV.77);

$$I_{bat}^{ref} = \frac{P_{bat}^{ref}}{V_{bat}} \quad (\text{IV.77})$$

La régulation du courant batterie I_{bat} est équivalente à la régulation de la puissance batterie.

➤ Dans un cas général, le rendement global η peut être pris en compte dans le bilan des puissances:

$$P_{bat} = V_{bat} I_{bat} = \eta \cdot P_{éol} \quad (\text{IV.78})$$

Le rendement total η est calculé selon l'expression (IV.79) ;

$$\eta = \frac{P_{bat}^{max}}{P_{éol}^{opt}} \quad (\text{IV.79})$$

La puissance éolienne maximale en fonction de la vitesse du vent est donnée par (IV.80);

$$P_{éol}^{opt} = K_{opt} \cdot V_w^3 \quad (\text{IV.80})$$

Alors la puissance maximale injectée dans la batterie peut être assimilée à :

$$P_{bat}^{max} = \eta K_{opt} V_w^3 \quad (\text{IV.81})$$

Le courant optimal de batterie peut de même être calculé selon l'expression (IV.82);

$$I_{opt}^{bat} = K'_{opt} \cdot V_w^3 \quad (\text{IV.82})$$

NB

Etant donné que les pertes de puissance ont été négligées (pertes mécaniques, pertes Joule et fer au niveau de la génératrice et pertes par conduction au sein des convertisseurs statiques) au sein de la chaîne, tout au long de l'application, on considère que le rendement est unitaire $\eta=1$, hypothèse que l'on souligne, est loin d'être vrai.

Maintenant, le circuit de régulation de la puissance batterie est ainsi prêt à être intégré dans le circuit, le hacheur étant alors alimenté par une tension V_R qui peut être variable.

L'interrupteur IGBT est commandé par un signal à Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI). La valeur du rapport cyclique α est donc comparée à une porteuse triangulaire de fréquence de 5 [kHz].

Le bon fonctionnement du régulateur est vérifié sur la **figure- (IV.19)** pour les conditions de simulation suivantes :

$$L_{ch} = 10[mH], V_R = 140 + 20 \cdot \sin(234 \cdot t), k_p = 59,2960, T_i = 551,3 \cdot 10^{-6} [s]$$

$$P_{réf} = 550 + 50 \cdot \sin(125,7t), f_{BP} = 500[Hz], R_{oc} = 75[m\Omega], E_{oc} = 11,6[V].$$

Ce paramétrage correspond à un fonctionnement nominal du système éolien donné sur la **figure- (IV.14)** et la dynamique de la puissance de référence probable basée sur une vitesse du vent de l'échantillon donné sur la **figure- (IV.4)**.

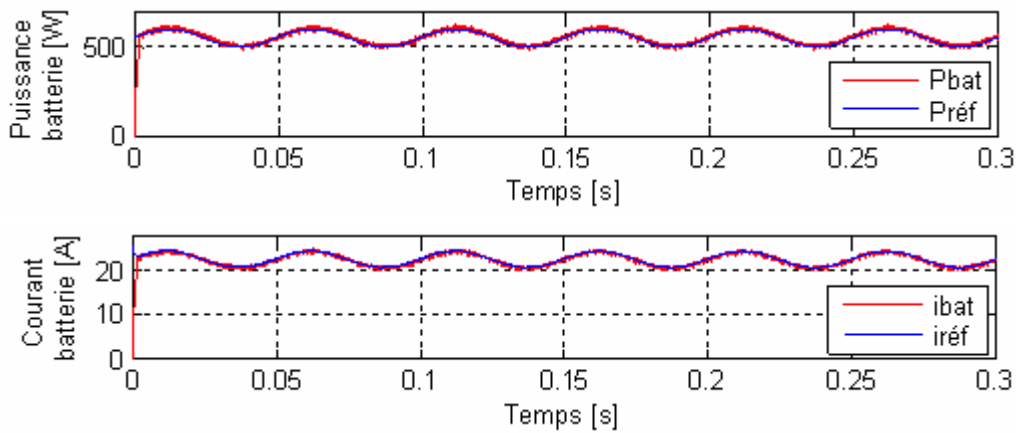


Fig- IV.19: *Fonctionnement du régulateur de puissance batterie*

IV.2 Modélisation de la chaîne de production PV

Nous nous intéressons dans cette partie à la chaîne de conversion PV, en vue de l'estimation de sa production d'énergie. Cette chaîne est constituée comme indiqué à la **figure- (IV.20)**;

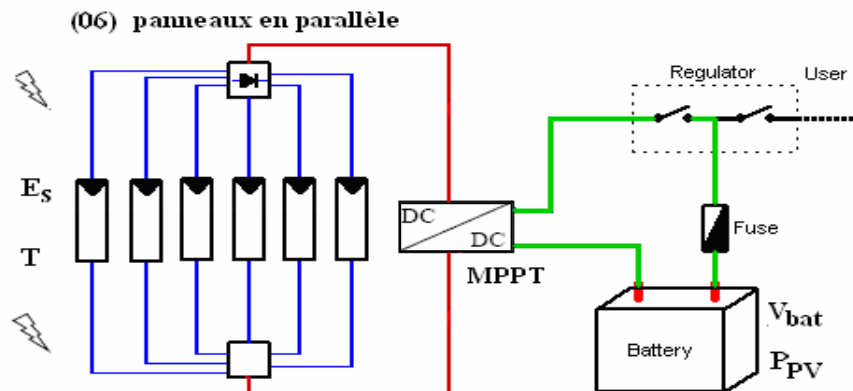


Fig- IV.20: Chaîne de conversion PV

Les groupes de panneaux débitent dans le bus continu par l'intermédiaire d'un hacheur à commande à puissance maximale MPPT.

L'objectif, est d'obtenir la caractéristique de la puissance fournie au bus continu, P_{PV} , en fonction des conditions météorologiques et électriques, c'est-à-dire l'éclairement dans le plan des panneaux, leur température ainsi que le niveau de tension du bus continu.

Dans un premier temps, nous étudierons les caractéristiques de cette chaîne sous trois logiciels différents, nous dimensionnerons, analyserons la production avec PVsyst et Homer et déterminerons les caractéristiques de puissance de chaque groupe avec Matlab/Simulink.

IV.2.1 Modèles électriques des panneaux

Nous souhaitons déterminer la puissance maximale que peuvent fournir chacun des deux groupes de panneaux, pour un ensoleillement et une température donnés. Un travail de comparaison, en termes de simplicité, de temps de calcul et de précision a été effectué en [40] ;

Les deux premiers modèles permettent plutôt de déterminer les caractéristiques tension/courant à partir desquelles peut être tirée la puissance maximale que peuvent fournir les groupes de panneaux, pour des conditions météo données. Le troisième modèle nous fournit directement la puissance maximale, théoriquement obtenue grâce au contrôle MPPT, il se distingue largement en termes de rapidité de simulation. En effet, pour un même calcul, il lui faut, d'après [40] une centaine de millisecondes contre plusieurs minutes avec les modèles à une et à deux diodes.

Il a également été constaté que, les modèles sont très bons pour des ensoleillements supérieurs à la centaine de Watts par mètre carré et que les erreurs n'excèdent pas 6 % pour des ensoleillements plus faibles.

L'ensemble se présente comme suit ;

IV.2.1- a) Modèle une diode

En nous référant au schéma de la **figure- (I.31)**, le courant de la photopile a comme expression ;

$$i = i_{ph} - i_d - i_r \tag{IV.83}$$

avec :

$$\triangleright i_{ph} = i_{sc} \left(\frac{E_s}{1000} \right) \tag{IV.84}$$

L'expression (IV.84) représente le photo-courant proportionnel à l'éclairement, mais correspond aussi au courant de court-circuit.

Les caractéristiques, courant-tension $i(v)$ et puissance-tension $p(v)$ d'une photopile, données en **figure- (IV.21)** sont plus éclairantes ;

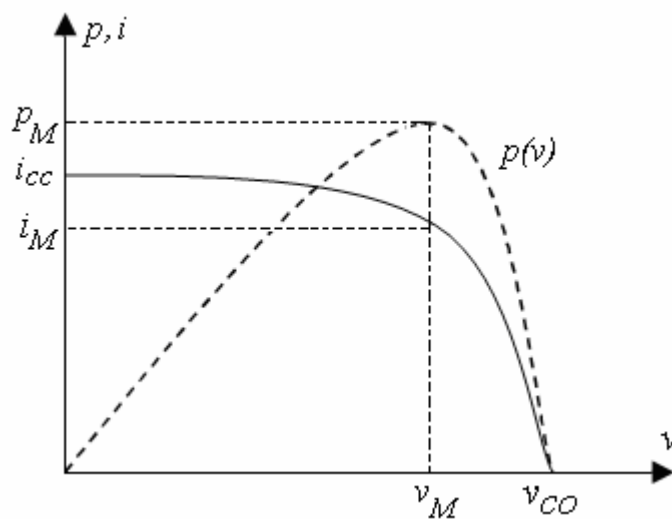


Fig- IV.21: Caractéristiques, courant-tension $i(v)$ et puissance-tension $p(v)$ d'une photopile

La composante i_d a comme expression celle de (IV.85) ;

$$\triangleright i_d = i_0 \left(e^{\frac{q(v+r_s i)}{n_j k T_j}} - 1 \right) \tag{IV.85}$$

avec :

$v_T = \frac{n_j k T_j}{q}$: le potentiel thermodynamique (25,7 [mV] à 25 [°C]) [103];

i_0 : courant de saturation inverse de la diode ;

q : charge de l'électron ($1,6 \cdot 10^{-19}$ [C]);

k : est la constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ [J/K]) ;

n_j : facteur d'idéalité de la photopile, compris entre 1 et 5 dans la pratique ;

T_j : représente la température de la jonction [K], $T_j = T_c = T$ (nommée avec l'un ou l'autre dans la littérature).

La température des panneaux T_j , est évaluée à partir des données d'ensoleillement E_s et de la température ambiante T_a , par la formule donnée par [40] :

$$T_j = T_a + E_s \frac{(NOCT - 20)}{800}$$

NOCT est le « Normal Operating Cell Temperature », un paramètre fourni par le constructeur des panneaux solaires. Classiquement, nous prenons : NOCT = 43 [°C].

La composante i_r , elle, s'exprime par (IV.86) :

$$\text{➤ } i_r = \frac{v + r_s i}{r_{sh}} \quad \text{(IV.86)}$$

i_r est le courant dérivé par la résistance shunt.

On remplace chaque terme de l'équation (IV.83) par son expression. Ainsi, en statique, le comportement d'une cellule PV constituée d'une jonction PN à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante [104] :

$$i = i_{sc} \frac{E_s}{1000} - i_0 \left(e^{\frac{q(v+r_s \cdot i)}{n k T}} - 1 \right) - \frac{v + r_s \cdot i}{r_{sh}} \quad \text{(IV.87)}$$

• **Paramètres externes** [33]

Ce sont des paramètres pouvant être déterminés à partir des courbes $i-v$ ou de l'équation caractéristique (IV.87). Les plus usuels sont les suivants :

- **Courant de court-circuit** i_{cc}

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nulle. Dans le cas idéal (r_s nulle, r_{sh} infini) ce courant se confond avec le photo-courant i_{ph} .

Dans le cas contraire, en annulant la tension v dans l'équation (IV.87), on obtient :

$$i_{cc} = i_{ph} - i_0 \left(e^{\frac{r_s \cdot i_{cc}}{v_T}} - 1 \right) - \frac{r_s \cdot i_{cc}}{r_{sh}} \quad \text{(IV.88)}$$

Pour la plupart des photopiles (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme

$$i_0 \left(e^{\frac{r_s \cdot i_{cc}}{v_T}} - 1 \right) \text{ devant } i_{ph}.$$

L'expression approchée du courant de court-circuit est alors celle donnée par l'expression (IV.89):

$$i_{cc} \cong \frac{i_{ph}}{1 + \frac{r_s}{r_{sh}}} \quad \text{(IV.89)}$$

Pour le silicium, $i_{cc} = 30 \left[\text{mA}/\text{cm}^2 \right]$, sous un éclairement maximal.

- **Tension de circuit ouvert** v_{co}

C'est la tension pour laquelle le courant débité par le GPV est nul (la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur PV). Son expression est déduite de l'expression suivante :

$$0 = i_{ph} - i_0 \left(e^{\frac{v_{co}}{v_T}} - 1 \right) - \frac{v_{co}}{r_{sh}} \quad (IV.90)$$

Dans le cas idéal, sa valeur est légèrement inférieure à $v_{co} = v_T \ln \left(\frac{i_{ph}}{i_0} + 1 \right)$

Pour une photopile au silicium, cette tension vaut 0,55 à 0,6 [V].

- **Puissance optimale** p_M **et facteur de forme** FF

❖ La puissance utile maximale $p_M = v_M i_M$ s'obtient en optimisant le produit courant tension, soit :

$$\frac{i_M}{v_M} = - \left(\frac{di}{dv} \right) M \quad (IV.91)$$

❖ Quant au facteur de forme, dit également, facteur de courbe ou de remplissage (fill factor), il est défini par l'expression (IV.92) suivante ;

$$FF = \frac{v_M i_M}{v_{co} i_{cc}} \quad (IV.92)$$

Ce facteur montre la déviation de la courbe $i-v$ par rapport à un rectangle (de longueur v_{co} et de largeur i_{cc}) correspondant à la photopile idéale.

Les valeurs de i_M et v_M s'obtiennent à partir des équations (IV.87) et (IV.91). Pour cela, on distingue deux cas :

- $r_{sh} \rightarrow \infty \Rightarrow$ la dérivation mène à la résolution de l'équation non linéaire en i_M par une méthode numérique, et permet par suite le calcul de v_M .
- $r_s =$ valeur finie \Rightarrow la dérivation mène à la résolution d'une équation non linéaire en v_M , en utilisant encore une méthode numérique.

- **Le rendement**

La puissance $p = vi$ est nulle lors d'un court-circuit ainsi qu'en circuit ouvert. Elle passe par un maximum lorsqu'on parcourt la caractéristique $i-v$. Ce maximum peut bien être déterminé en portant sur le même graphique la caractéristique $i-v$ et les hyperboles de puissance constante. Le point de fonctionnement optimal correspond au point de tangence des deux courbes, tel que le montre la **figure-IV.10**.

On exprime le rendement par : $\eta_o = \frac{p_M}{p_0} \quad (IV.93)$

p_0 est la puissance incidente, égale au produit de l'éclairement et de la surface totale de la photopile, la droite passant par l'origine et le point de puissance maximale a une pente qui correspond à la charge optimale de la photopile, comme le montre toujours la même figure.

Ce qu'a été modélisé jusque là, correspond bien au modèle le plus classique de la littérature [40, 105, 106, 107].

Chaque groupe de panneau est une association série/ parallèle de $n_s.n_p$ cellules élémentaires ; n_s étant le nombre de cellules en série sur une branche et n_p le nombre de branches en parallèle. Si toutes les cellules sont identiques et fonctionnent dans les mêmes conditions, nous obtenons le GPV de la **figure- (IV.22)**;

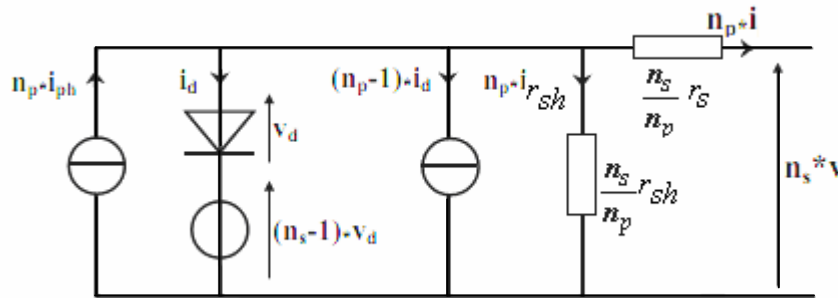


Fig- IV.22: Schéma électrique équivalent d'un groupe de panneaux, modèle 1 diode

Et nous adoptons dans ce qui suit, les notations suivantes :

$$\begin{aligned}
 I_{ph} &= n_p i_{ph} & V_d &= n_s v_d \\
 I_G &= n_p i & V_G &= n_s v \\
 I_d &= n_p i_d & ; & R_s = \frac{n_s}{n_p} r_s \\
 I_r &= n_p i_r & R_{sh} &= \frac{n_s}{n_p} r_{sh}
 \end{aligned}
 \tag{IV.94}$$

Ce modèle comporte deux variables d'entrée ; éclairement dans le plan des panneaux [W/m^2] et température de jonctions des cellules [$^{\circ}C$] et deux variables de sortie I_G et V_G .

Nous avons alors l'équation caractéristique pour un groupe de panneaux PV déduite du schéma électrique équivalent de la **figure- (IV.22)** ;

$$I_G = I_{ph} - I_d - I_r
 \tag{IV.95}$$

Nous obtenons au final, une fonction implicite de la forme $I_G = f(I_G, V_G, E_s, T_j)$, contenant sept (07) paramètres à déterminer.

Mais ils en existent, en effet, d'autres modèles, à savoir ;

IV.2.1- b) Modèle deux diodes

Les mesures réelles sur de vraies cellules dans des conditions de fonctionnement diverses montrent le besoin de modèles plus sophistiqués. La résistance interne du dispositif doit, particulièrement, être prise en compte. Ceci mène au "modèle de deux diodes" largement répandu.

Nous avons cette fois-ci, deux diodes pour représenter les phénomènes de polarisation de la jonction PN [108]. Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, en surface du matériau d'une part, et dans le volume du matériau de l'autre part.

Le modèle deux diodes d'une seule cellule PV, est représenté sur la **figure- (IV.23)**, ci-dessous [109, 110].

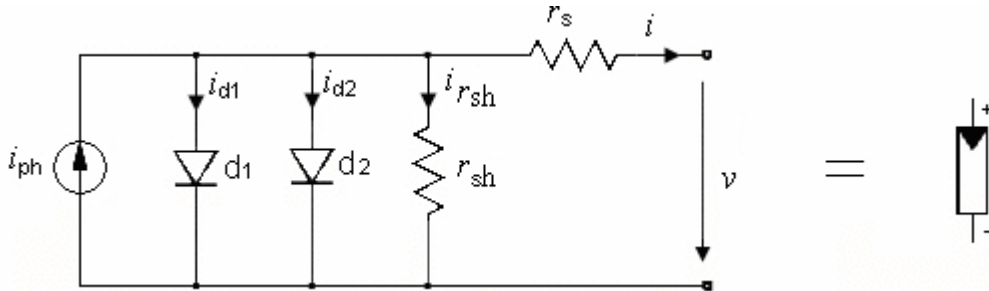


Fig- IV.23: *Modèle équivalent à deux diodes d'une cellule photovoltaïque et son symbole*

Ce modèle fait l'objet de notre travail vu qu'il est relativement proche du modèle réel au même temps qu'il est d'une mise en œuvre assez simple.

La **figure- (IV.23)** est une représentation du modèle mathématique pour la caractéristique courant-tension donnée par [111];

$$i = i_{ph} - i_{s1} \left[e^{\frac{q(v+i.r_s)}{n_1 kT}} - 1 \right] - i_{s2} \left[e^{\frac{q(v+i.r_s)}{n_2 kT}} - 1 \right] - \frac{v + i.r_s}{r_{sh}} \quad (IV.96)$$

i_{s1} et i_{s2} sont les courants de saturation des diodes, n_1 et n_2 leur facteurs de pureté.

Le photo-courant $i_{ph,max}$ est atteint à une insolation maximum, souvent on a ($i_{ph} = S_i \cdot i_{ph,max}$) avec S_i : pourcentage d'insolation.

Il est évident, d'après l'équation (IV.96), que la caractéristique courant-tension dépend fortement de l'insolation et de la température.

La dépendance de la température est encore amplifiée par les propriétés du photo-courant i_{ph} et les courants de saturation inverse des diodes qui sont donnés par HANNES [110]:

$$i_{ph}(T) = i_{ph} \Big|_{(T=298.K)} \left[1 + (T - 298 \cdot K) \cdot (5 \cdot 10^{-4}) \right] \quad (IV.97)$$

$$i_{d1} = k_1 T^3 e^{-\frac{E_g}{kT}} \quad (IV.98)$$

$$i_{d2} = k_2 T^2 e^{-\frac{E_g}{kT}} \tag{IV.99}$$

$$k_1 = 1,2 \left[A/cm^2 \cdot K^3 \right] \tag{IV.100}$$

$$k_2 = 2,9 \cdot 10^5 \left[A/cm^2 \cdot K^{5/2} \right] \tag{IV.101}$$

E_g étant la bande d'énergie du semi-conducteur.

Mais dans les systèmes d'énergie photovoltaïques, les cellules sont combinées dans des rangées de pile solaire reliant un certain nombre de cellules en série.

La considération du modèle du circuit équivalent ci-dessus, mène à l'équation régissant le fonctionnement d'une rangée de cellules photovoltaïques (généralement appelée un panneau solaire ou une rangée solaire) avec n_s cellules photovoltaïques raccordées en série [110].

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[e^{\frac{q(V+n_s I R_s)}{n_s n_1 k T}} - 1 \right] - I_{s2} \left[e^{\frac{q(V+n_s I R_s)}{n_s n_2 k T}} - 1 \right] - \frac{V + n_s I R_s}{n_s R_{sh}} \tag{IV.102}$$

Ces panneaux peuvent encore être arrangés en série ou en parallèle jusqu'à aboutir à la tension et au courant, désirés pour le système.

La **figure- (IV.24)** donne, relativement au cas de **figure- (IV.22)** le schéma électrique du « Modèle deux diodes » pour un groupe de panneaux;

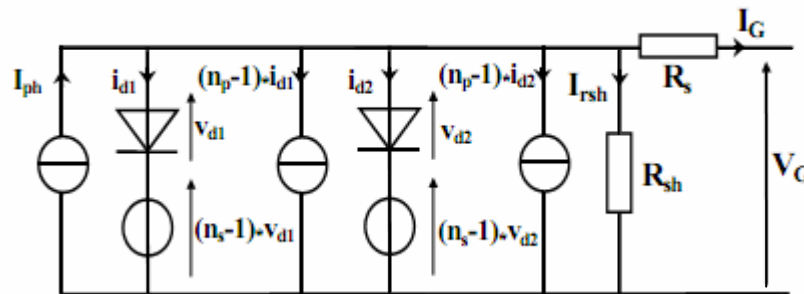


Fig- IV.24: Schéma électrique du « Modèle deux diodes » pour un groupe de panneaux

Nous avons :

$$I_G = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_r \tag{IV.103}$$

Et l'équation finale comporte huit (08) paramètres à déterminer.

IV.2.1- c) Modèle polynomial

C'est un modèle simplifié, avec seulement trois (03) paramètres constants à déterminer, et une équation simple à résoudre.

L'identification des paramètres a été effectuée par algorithme génétique binaire dans [112], à partir de relevés expérimentaux sur site d'expérimentation.

IV.2.2 Etude des pertes au niveau d'un module PV [66, 113]

Une synthèse graphique des différentes pertes au sein d'un module PV est illustrée sur la **figure- (IV.25)**;

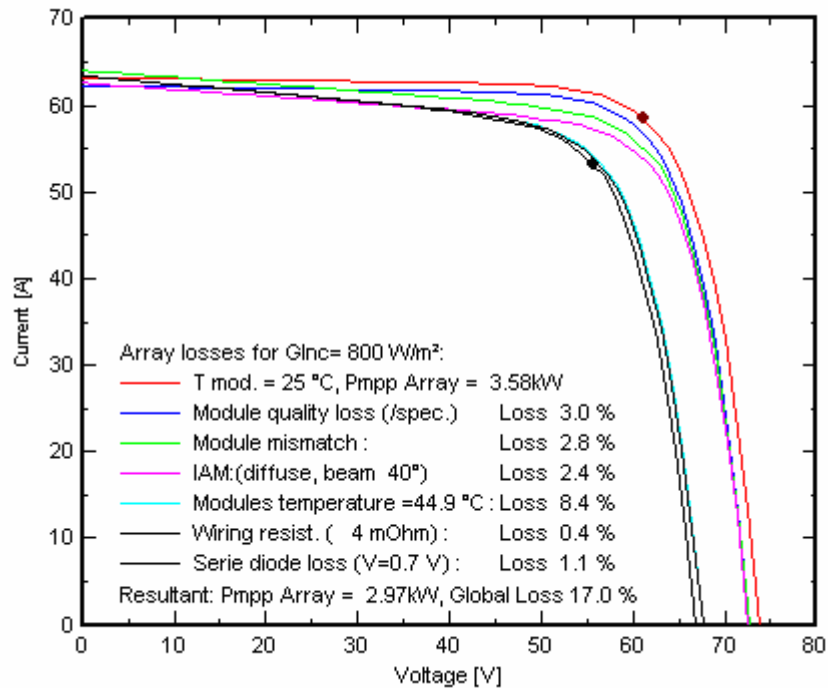


Fig- IV.25: Synthèse graphique des différentes pertes au sein d'un module PV

Où on distingue :

– **Les pertes ohmiques**

Elles correspondent aux pertes en conditions standard. En effet celles-ci évoluent proportionnellement avec le carré du courant de sortie d'un module. Par conséquent, les pertes moyennes de câblage s'avèrent plus faibles durant une année entière.

– **Pertes thermiques**

Le comportement thermique du champ PV qui influence fortement ses performances électriques est déterminé par une balance thermique entre la température ambiante et celle de la cellule sous l'effet de l'irradiance incidente ;

$$k_t(T_c - T_a) = \alpha_T E_s (1 - \eta_c) \tag{IV.104}$$

avec :

α_T : coefficient d'absorption de l'irradiation solaire (environ 0.9) ;

η_c : est l'énergie extraite d'une cellule ;

T_c et T_a : sont respectivement la température de la cellule, et la température ambiante, données en [°C].

Ce même comportement thermique est caractérisé par un facteur de pertes thermiques désigné par k_t , incluant une composant constant k_c et un facteur proportionnel à la vitesse du vent k_{Vw} ;

$$k_t = k_c + k_{Vw} \cdot V_w \quad (k_c \text{ en } [\text{W/m}^2\text{K}], \quad V_w \text{ est la vitesse du vent, en } [\text{m/s}]).$$

Ces facteurs dépendent des modes de poses des panneaux PV (ombrage, façade, toiture,...).

Si la mesure de la vitesse du vent n'est pas disponible ou si elle n'est pas fiable (ce qui est habituellement le cas dans PVsyst), nous pouvons supposer une vitesse du vent constante, il est vérifié, d'après plusieurs mesures sur diverses installations que ces paramètres donnaient d'excellents résultats. Pour les installations intégrées (comme façades ou toitures), le facteur k_c utilisé seul devrait être rapporté aux valeurs entre 15 à 20 [W/m²K] selon les conditions de ventilation.

Certains utilisateurs et catalogues de quelques modules PV – utilisent souvent le coefficient NOCT ("Nominal Operating Collector Temperature") qui est la température atteinte par les modules PV sous les conditions du fonctionnement standard.

Et l'utilisateur a à définir où les facteurs k_t ou le NOCT.

– Pertes de qualité du module

Il est bien connu que la plupart des modules série ne présentent pas les mêmes spécifications nominales du constructeur.

Jusqu'à maintenant, cela demeure l'une des plus grandes incertitudes lors de l'évaluation des performances d'un système PV.

La situation avance vers plus de clarifications. Effectivement, les modules série sont actuellement commercialisés avec une certaine tolérance, leur puissance se trouve en dessous de celle spécifiée par le constructeur, mais comprise dans la fourchette tolérée.

Cet effet est pris en compte en PVsyst par la définition d'un facteur de pertes, qui n'est autre que la perte d'énergie en MPPT.

Pour un fonctionnement à tension fixe (batteries, réseau continu), ce facteur est supposé le même.

– Pertes de disparité du module

Ces pertes sont relatives au fait que les modules d'un même champ ne présentent pas rigoureusement les mêmes caractéristiques I/V. il s'agit d'une dispersion aléatoire des caractéristiques du courant de court-circuit de chaque module.

Ce facteur est différent pour un fonctionnement à un MPP ou à tension fixe, et maintenu constant le long du temps de simulation.

– Pertes d'incidence IAM (Incidence Angle Modifier)

L'effet d'incidence IAM correspond à l'affaiblissement de l'irradiation atteignant la surface de la cellule PV, avec une irradiation sous incidence normale.

En principe, ces pertes obéissent aux lois de Fresnel concernant la transmission et la réflexion sur les couches protectrices et surfaces des cellules. En pratique, ces pertes sont souvent approchées en utilisant une paramétrisation nommée "ASHRAE" dépendant d'un seul paramètre b_o ;

$$F_{IAM} = 1 - b_o(1/\cos \theta_i - 1) \quad (\text{IV.105})$$

θ_i étant l'angle d'incidence sur un plan.

Pour les modules PV, l'interface inférieure, en contact avec la cellule, présente un important indice de réfraction, des mesures effectuées sur des modules à structure cristalline indiquent une valeur de $b_o = 0,05$.

L'utilisateur est libre de choisir son paramètre b_o , ou de définir une forme de profile spéciale comme fonction d'angle d'incidence.

La **figure- (IV.26)** suivante en est un profil ;

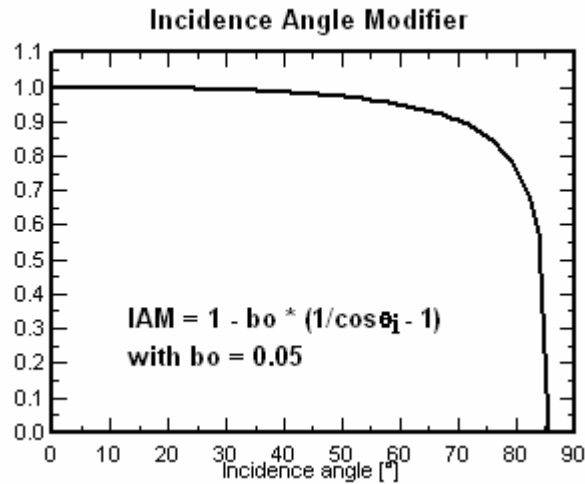


Fig- IV.26: Profil de l'angle d'incidence

IV.3 Optimisation du rendement énergétique du système PV

Bien que depuis les premières installations PV, les prix des GPV aient diminué fortement, le prix du kilowattheure reste encore élevé. Dans ce contexte, encore aujourd'hui, la plupart des installations PV sont destinées à des sites isolés où la possibilité de raccordement au réseau est difficile voir impossible. Une manière d'optimiser le prix du kilowattheure est d'extraire le maximum de puissance P_M disponible aux bornes du GPV. Pour cela, il est nécessaire d'introduire un étage d'adaptation entre le GPV et la charge DC pour imposer un point de fonctionnement du GPV le plus près possible du PPM. Ce point de fonctionnement résulte de l'intersection entre la caractéristique I-V du GPV et la caractéristique I-V de la charge.

La puissance délivrée par les panneaux PV dépend de l'éclairement, de la température et de la tension aux bornes [114].

Lors d'un couplage direct, le point de fonctionnement n'est pas le Point de Puissance Maximale (MPP maximum power point) [12], et le système PV doit être surdimensionné pour assurer la puissance demandée par la charge, comme le montre l'exemple de la **figure- (IV.27)**;

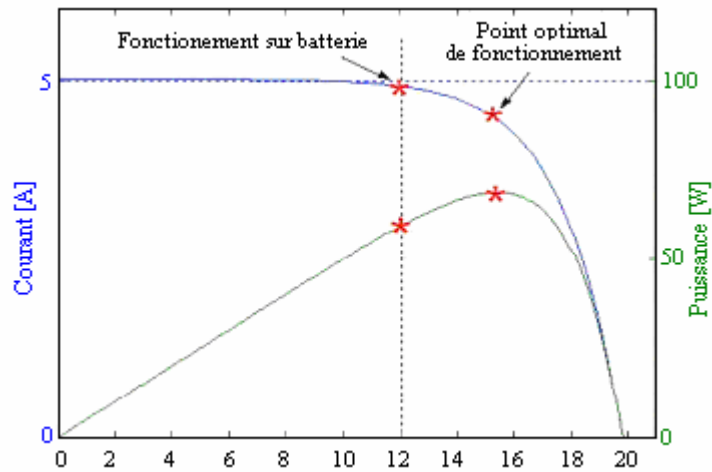


Fig- IV.27: Caractéristique I/V/P d'un panneau

Nous supposons que la nature de la charge est continue (DC). En effet, une charge de type alternative n'est pas du tout compatible avec la connexion directe car le GPV fournit un courant continu. Pour la connexion d'un GPV à une charge alternative, nous avons obligatoirement besoin d'un étage d'adaptation spécifique de type onduleur.

Selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le GPV débite, nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe. En voilà une illustration ;

Trois types de charges DC typiques existent : une charge purement résistive, une charge de type source de tension et une charge de type source de courant. Sur la **figure-(IV.28)**, nous avons représenté les caractéristiques I(V) et P(V) d'un GPV ainsi que les caractéristiques I(V) des trois types de charges.

Tout d'abord, nous pouvons identifier le point de fonctionnement où la puissance fournie par le générateur est maximale P_M pour un courant optimal (I_{opt}) et une tension optimale (V_{opt}), point nommé PPM.

Ensuite, nous pouvons trouver le point d'intersection entre les caractéristiques I(V) du générateur et celles des trois types de charges :

- 1) point A pour une charge résistive ;
- 2) point B pour une charge de type source de tension ;
- 3) point C pour une charge en source de courant.

Pour ces trois points, la puissance fournie par le générateur est respectivement PA', PB' et PC'. Comme on le voit sur la **figure- (IV.27)**, elles correspondent à des valeurs de puissance inférieures à la puissance maximale disponible P_M . Donc, une perte d'une partie de la puissance délivrable aux bornes du générateur PV implique à la longue des pertes de production énergétiques importantes.

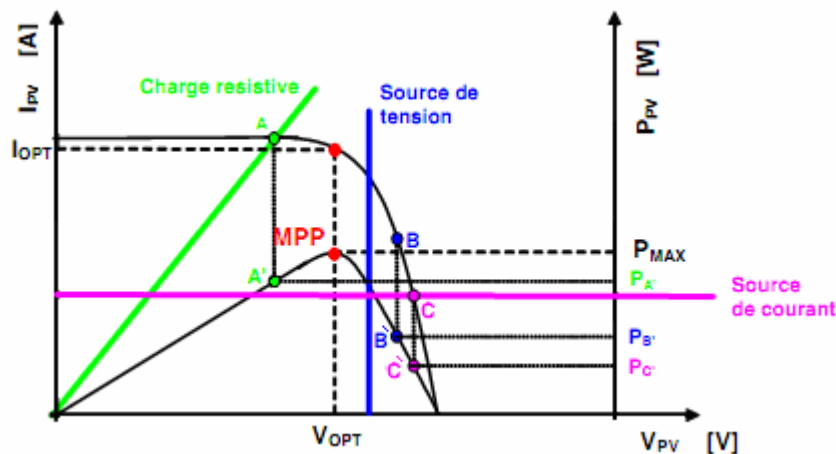


Fig- IV.28: Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge, en connexion directe

La solution classiquement utilisée consiste en l'insertion d'un étage d'adaptation jouant le rôle d'interface entre le GPV et la charge, comme décrit dans la **figure- (IV.29)** [115, 116] ;

Un GPV et un étage d'adaptation avec fonction MPPT qui assure les fonctions de recherche du PPM et de protection de l'ensemble, forme ce qu'est nommé Le Module Photovoltaïque Electronique (MPVE). La **figure- (IV.30)** montre son schéma de principe.

Un MPVE pourrait ainsi se définir comme une source d'énergie d'origine PV fonctionnant en permanence à son PPM.

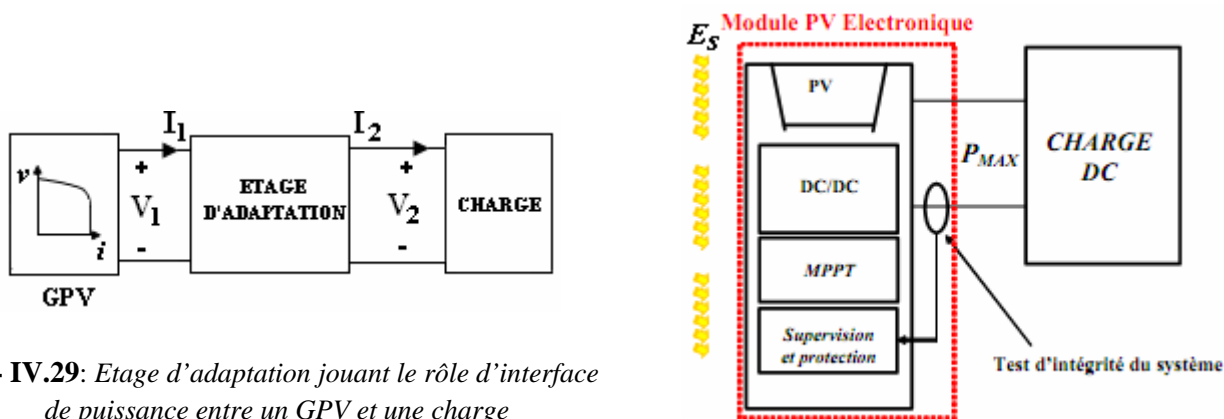


Fig- IV.29: Etage d'adaptation jouant le rôle d'interface de puissance entre un GPV et une charge pour le transfert de P_M du GPV

Fig- IV.30: Schéma de principe d'un MPVE

L'utilisation du MPVE transfère 5 % à 7 % d'énergie en plus à la batterie en état de charge moyen, par rapport à une connexion directe par diode anti-retour, le test d'alimenter ce circuit par seulement un demi-module PV de manière à ce que les diodes by-pass ne soient pas nécessaires a été illustré, chaque demi-module pouvant être placé sur un angle d'inclinaison différent.

Le niveau de discrétisation pour qu'un gain soit perceptible est une question qui demeure, jusqu'au moment, encore posée.

Le rendement η_{MPPT} du MPVE est indépendant de la tension de la batterie contrairement au cas d'une connexion directe à travers la diode qui est totalement tributaire de la qualité d'ensoleillement.

IV.3.1 Principe de recherche du point de puissance maximale (MPPT)

La chaîne de puissance d'un GPV où une charge DC est alimentée par un générateur à travers un convertisseur statique (CS) commandé par une MPPT peut être représentée comme indiquée sur la **figure- (IV.31)**. La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du CS de telle sorte que la puissance fournie par le GPV soit le P_M disponible à ses bornes. L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour rechercher le PPM, mais en général il est basé sur la variation du rapport cyclique du CS jusqu'à se placer sur le PPM en fonction des évolutions des paramètres d'entrée du CS (I_{PV} et V_{PV}) [117].

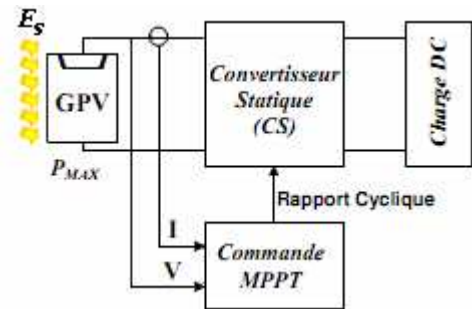


Fig- IV.31: Chaîne élémentaire de conversion PV avec CS contrôlé par une commande MPPT sur charge DC

Différentes architectures et modes de commande permettent de réaliser un étage d'adaptation performant.

Un travail de thèse mené en avant confronté les étages d'adaptation selon les concepts de transformateur DC et de girateurs de puissance, sous de proches structures de base et mêmes conditions météo ;

Il a été constaté, grâce à des mesures journalières, que leurs performances sont très proches, avec tout de même un léger plus d'énergie apportée par le premier.

L'emplacement du PPM sur les courbes $P(V)$ n'est pas connu à priori. Il doit être localisé par une méthode de calcul ou par un algorithme de recherche. La situation est compliquée par le fait qu'entre le PPM, l'éclairement et la température, il existe une dépendance non-linéaire.

IV.3.2 Classification des commandes MPPT

Nous pouvons classer d'une manière générale les commandes MPPT selon le type d'implémentation électronique : analogique, numérique ou mixte.

Il est cependant plus intéressant de les classer selon le type de recherche qu'elles effectuent et selon les paramètres d'entrée de la commande MPPT. Bien qu'il existe un grand nombre de publications scientifiques qui présentent des commandes MPPT plus ou moins complexes, nous nous centrerons sur quelques-unes représentant le mieux un type d'algorithme.

IV.3.2.1 Classification des commandes MPPT selon les paramètres d'entrée

IV.3.2.1- a) Commandes MPPT fonctionnant à partir des paramètres d'entrée du CS

Il y a un certain nombre de commandes MPPT qui effectue une recherche du PPM selon l'évolution de la puissance fournie par le GPV.

La commande MPPT extrême, par exemple, est basée sur cette technique.

Ainsi, dans la littérature, nous pouvons retrouver différents types d'algorithmes basés sur des commandes extrémales nommées dans la littérature anglo-saxonne Perturb&Observe, présentant plus ou moins de précisions [118, 119, 120, 121, 122], qui utilisent aussi la valeur de la puissance fournie par le GPV pour l'application d'une action de contrôle adéquate pour le suivi du PPM. Ce sont toutes des commandes ayant comme avantages leurs précisions et leur rapidité de réaction.

D'autres types de commandes MPPT sont basés sur la régulation du courant du GPV, supposant que ce dernier soit une image proportionnelle à P_M [123].

Ce type de commande ayant besoin uniquement d'un capteur, s'avère plus facile à mettre en oeuvre et un peu moins coûteuse que les commandes extrémales. Par contre, la précision de ces commandes est faible notamment à cause du procédé d'estimation de I_{cc} qui ne peut pas se faire trop souvent.

Ces commandes sont destinées à des systèmes peu coûteux et peu précis devant fonctionner dans des zones géographiques où la météo garantit très peu de changements climatiques.

Dans [124], les auteurs utilisent une commande basée sur la caractéristique physique en température d'une jonction PN d'une diode pour générer la référence de tension du point de fonctionnement du GPV. La précision de ces commandes est très relative.

D'autres auteurs [124] déduisent la tension optimale V_{opt} à partir de la tension de circuit ouvert du GPV en effectuant des estimations plus ou moins précises.

Et en [125], d'autres se servent de méthodes assistées par ordinateur pour calculer la puissance fournie par le GPV à partir de la tension de celui-ci.

Ces commandes nécessitent des systèmes à mémoires informatiques importantes ayant stocké tous les cas possibles, sinon les commandes seraient encore une fois de plus approximatives.

IV.3.2.1- b) Commandes MPPT fonctionnant à partir des paramètres de sortie du convertisseur

Sur [126] par exemple, il est exposé un algorithme MPPT qui maximise le courant de charge d'une batterie.

D'un autre côté, dans [127], sont présentées différentes stratégies de commandes MPPT basées sur les paramètres de sortie du convertisseur.

Il existe également des systèmes qui utilisent les paramètres de sortie du système de puissance comme par exemple sur [128], où le courant de sortie de l'étage onduleur est utilisé pour faire la recherche du point de puissance maximale.

Dans tous les systèmes utilisant les paramètres de sortie, une approximation de P_M est faite à travers le rendement du convertisseur. En somme, plus l'étage de conversion est bon, plus cette approximation est valable. Par contre, en général, tous les systèmes avec un seul capteur sont par essence, non précis. La plupart de ces systèmes ont été conçus à l'origine pour le spatial.

IV.3.2.2 Classification des commandes MPPT selon le type de recherche ou contrôle

Indépendamment des paramètres d'entrée de l'algorithme MPPT, nous pouvons trouver dans la littérature, différents types de commandes MPPT. Certaines d'entre elles sont basées sur des techniques de « hill climbing » où la commande MPPT essaye de faire « monter » le point de fonctionnement du GPV le long de la caractéristique $P(V)$ jusqu'à atteindre le PPM.

Dans ce type de méthodes, nous pouvons distinguer les méthodes basées sur l'incrément de conductance et les méthodes P&O (Perturb & Observe).

Le principe de cette dernière sera détaillé.

Autrement, le type de commande MPPT nommé algorithme d'incrément de conductance se base sur la dérivée de la conductance du GPV ($dZ = dI/dV$) pour connaître la position relative du PPM et enfin pour appliquer une action de contrôle adéquate au suivi de ce point [122, 129].

D'autres algorithmes se basent sur l'introduction de variations sinusoïdales en petit signal sur la fréquence de découpage du convertisseur pour comparer la composante alternative et la composante continue de la tension du GPV et pour ainsi placer le point de fonctionnement du GPV le plus près possible du PPM [130].

Et parfois, les algorithmes établissent des approximations afin que le point d'opération du GPV soit le plus proche possible du PPM, nous parlons alors de méthodes complexes assistées par ordinateur. Par exemple sur [131], la commande MPPT se base sur une estimation du point de fonctionnement du GPV réalisée à partir d'un modèle paramétrique du GPV défini au préalable.

D'autres, afin d'épargner le capteur de courant du GPV, calculent le courant du GPV à partir de sa tension, à l'aide d'un DSP [132].

Il existe aussi des commandes MPPT basées sur la logique floue (Fuzzy control) [133].

Deux méthodes MPPT font l'objet d'un grand intérêt, la commande P&O (Perturb & Observe), et la commande basée sur la logique floue, raison pour laquelle nous nous attardons à en expliquer le principe.

IV.3.2.2.1 Algorithme 'perturbation et observation'

IV.3.2.2.1- a) Algorithme 'perturbation et observation' simple

C'est l'algorithme de poursuite du PPM le plus utilisé, et comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation du système par l'augmentation ou la diminution de $V_{réf}$ ou en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie du panneau. Si la valeur de la puissance actuelle $P(k_s)$ du panneau est supérieure à la valeur précédente $P(k_s-1)$ alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent. La **figure- (IV.32)** donne l'organigramme de cet algorithme.

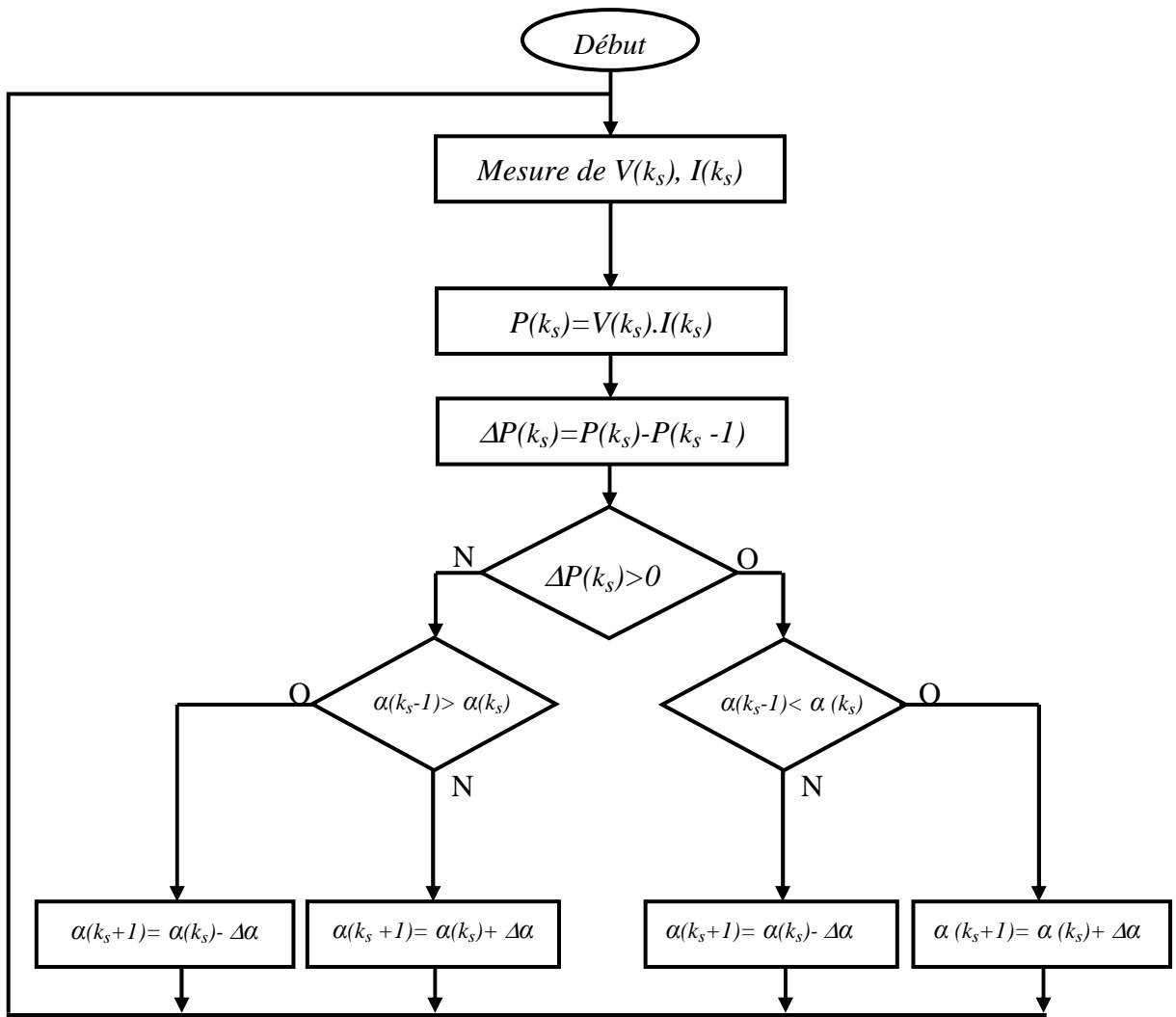


Fig. IV.32: Organigramme de l'algorithme perturbation et observation

La **figure- (IV.32)** montre l'organigramme de l'algorithme de P&O tel qu'il doit être implémenté dans le microprocesseur de contrôle.

Avec cet algorithme la tension de fonctionnement V est perturbée à chaque cycle du MPPT. Dès que le MPP sera atteint, V oscillera autour de la tension idéale V_{mp} de fonctionnement. Ceci cause une perte de puissance qui dépend de la largeur du pas d'une perturbation simple.

- ✓ Si la largeur du pas est grande, l'algorithme du MPPT répondra rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement, mais les pertes seront accrues dans les conditions stables ou lentement changeantes.
- ✓ Si la largeur du pas est très petite, les pertes dans les conditions stables ou lentement changeantes seront réduites, mais le système ne pourra plus suivre les changements rapides de la température ou de l'insolation.

La valeur pour la largeur idéale du pas $\Delta\alpha$ dépend du système, elle doit être déterminée expérimentalement.

Un inconvénient de la méthode de P&O est décrit par Hussein et al [122].

Si une augmentation brutale de l'ensoleillement est produite on aura une augmentation de la puissance du panneau, l'algorithme précédent réagit comme si cette augmentation est produite par l'effet de perturbation précédente, alors il continue dans la même direction qui est une mauvaise direction, ce qui l'éloigne du vrai point de puissance maximale. Ce processus continue jusqu'à la stabilité de l'ensoleillement où il revient au vrai point de puissance maximale. Ceci cause un retard de réponse lors des changements soudains des conditions de fonctionnement et des pertes de puissance (**figure- (IV.33)**).

Ces changements atmosphériques sont souvent produits dans les véhicules solaires par le passage dans l'ombre des végétations et des bâtiments ainsi que le changement de l'angle d'incidence pour des véhicules en mouvement.

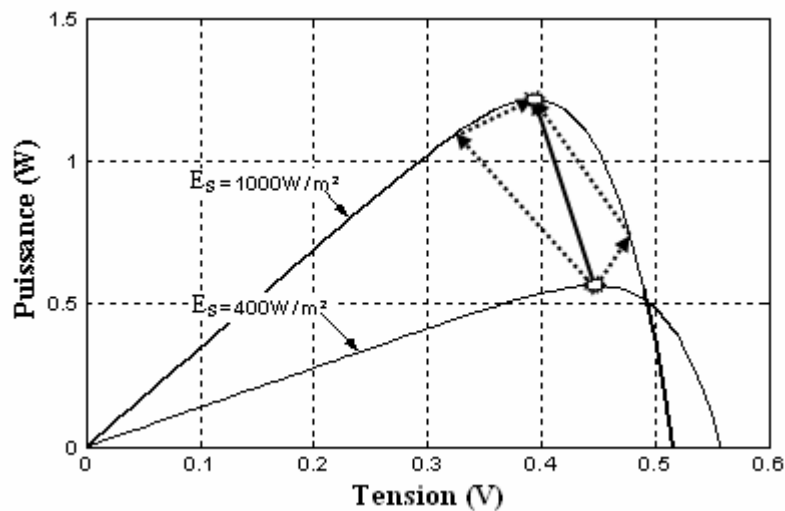


Fig- IV.33: Effet d'une augmentation soudaine de l'ensoleillement sur la poursuite du PPM

IV.3.2.2.1- b) L'algorithme amélioré de P&O

Pour remédier à l'inconvénient de la méthode « P&O simple » une version améliorée de l'algorithme P&O est proposée, où on introduit une nouvelle condition à la branche « Oui » de « la condition $\Delta P(k_s) > 0$ ».

Si $\Delta P(k_s)$ est positif dans les deux cycles de perturbation précédents ou si la direction de perturbation était dans la même direction dans les deux cycles précédents, alors la prochaine perturbation sera inversée par rapport à la précédente sans prise en compte de la direction de variation de la puissance.

Le **tableau- (IV.1)** donne la table de vérité des seize possibilités qui existent avec comme entrées $P(k_s)$, $P(k_s - 1)$, $V_{réf}(k_s)$, $V_{réf}(k_s - 1)$, et comme sortie le sens de perturbation de la prochaine tension de référence $V_{réf}(k_s + 1)$ [110].

$\Delta V_{\text{réf}}(k_s - 1)$	$\Delta P(k_s - 1)$	$\Delta V_{\text{réf}}(k_s)$	$\Delta P(k_s)$	Etat du système	$\Delta V_{\text{réf}}(k_s + 1)$
-	-	-	-	Invalide	+
-	-	-	+	Invalide	+
-	-	+	-	Diminution de E_s	-
-	-	+	+	$V < V_{\text{mp}}$	+
-	+	-	-	$V \approx V_{\text{mp}}$	+
-	+	-	+	Nouvelle condition	+
-	+	+	-	$V > V_{\text{mp}}$	-
-	+	+	+	Augmentation de E_s	-
+	-	-	-	Diminution de E_s	+
+	-	-	+	$V > V_{\text{mp}}$	-
+	-	+	-	Invalide	-
+	-	+	+	Invalide	-
+	+	-	-	$V < V_{\text{mp}}$	+
+	+	-	+	Augmentation de E_s	+
+	+	+	-	$V \approx V_{\text{mp}}$	-
+	+	+	+	Nouvelle condition	-

Tableau- IV.1: Table de vérité de l'algorithme « perturbation et observation amélioré »

Où :

E_s : l'ensoleillement, V : tension de fonctionnement, V_{mp} : tension de la puissance maximale.

Comme le montre le **tableau- (IV.1)**, le cas précédent est produit deux fois, lorsqu'on a une augmentation de la puissance du panneau sur deux perturbations de même sens, c'est à dire que le système est dévié du vrai PPM, dans ce cas une nouvelle condition est introduite.

Plus de détails sauront être trouvés en [134, 135].

IV.3.2.2 Poursuite du point de puissance maximale par un contrôleur à logique floue

L'objectif de ce contrôle est de poursuivre et d'extraire la puissance maximale d'un générateur photovoltaïque pour différentes insolation et différentes valeurs de température. La puissance maximale qui correspond au point de fonctionnement optimale est déterminée pour différentes insolation des rayons solaires, ainsi que pour différentes variations de température.

En utilisant le raisonnement flou, notre travail est basé sur la caractéristique courant- tension et le graphe puissance-tension. Dans ce qui suit, on va détailler les étapes de réalisations du contrôleur flou.

La **figure- (IV.34)** montre la caractéristique tension-courant du panneau photovoltaïque adopté dans notre application, ainsi que la puissance de sortie correspondante, sous différentes valeurs d'insolation.

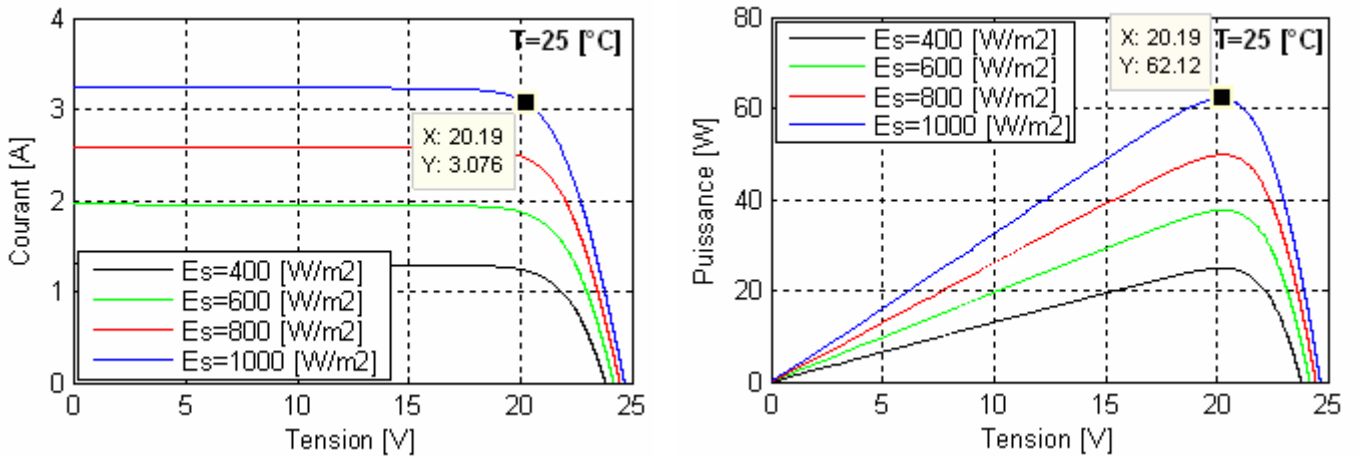


Fig- IV.34: Effet de l'éclairement

Nous observons que l'ensoleillement affecte beaucoup plus le courant I du générateur que sa tension.

Sur la **figure- (IV.35)**, est portée la caractéristique tension-courant du panneau photovoltaïque, ainsi que la puissance de sortie correspondante, sous différentes valeurs de température

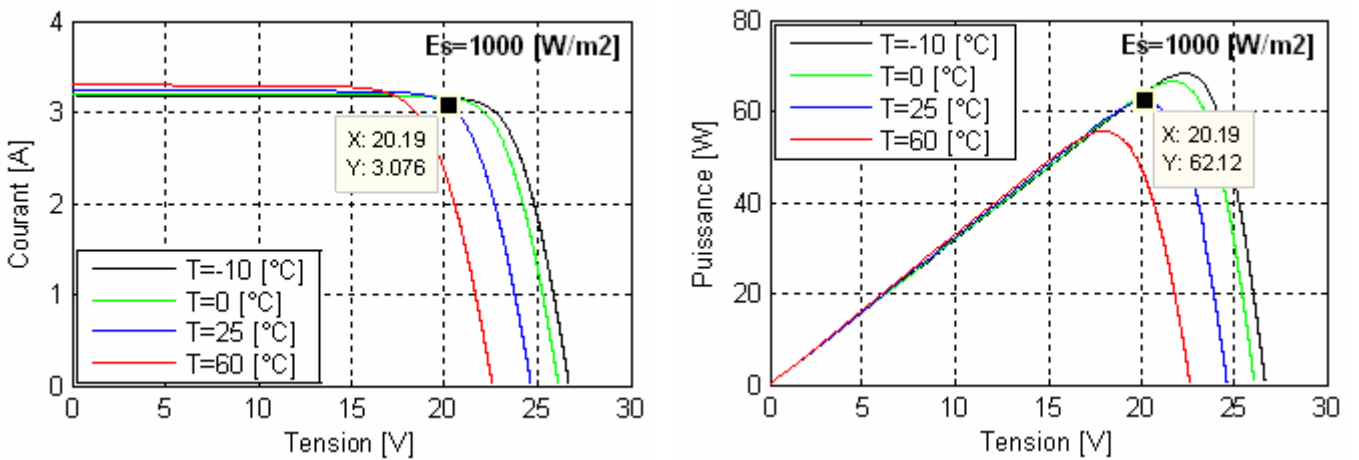


Fig- IV.35: Effet de la température

Il est aperçu que le comportement du panneau solaire lorsqu'il est sous l'influence d'une variation de la température, est beaucoup plus affecté d'un point de vue tension que courant.

Dans un but de poursuivre le PPM, comme dans toutes les méthodes précédentes un convertisseur DC/DC (continu-continu) est généralement utilisé entre la source d'entrée (le générateur PV) et la charge.

Des rudiments généraux de cette technique doivent tout d'abord être connus pour mieux assimiler son application à venir.

IV.3.2.2.2.1 Origine de la logique floue

Depuis ces vingt dernières années, l'utilisation de la théorie des ensembles flous dans la modélisation et la commande des systèmes complexes industriels est devenue un outil à part entière. Le concept d'ensemble flou a été proposé en 1965 à l'Université de Berkeley en Californie par le professeur Lofti Zadeh [136].

Le principe de la régulation floue a été expérimenté avec succès sur une turbine à vapeur dès 1974, par l'équipe du professeur E.H. Mamdani, au Queen Mary College de Londres. Ces résultats étaient bientôt confirmés et développés par plusieurs équipes en Europe de l'Ouest dont celle des professeurs D. Willaëys et N. Malvache à l'université de Valenciennes, puis ensuite par l'institut de Technologie de Tokyo [137] et de quelques autres universités japonaises. Citons notamment la première application industrielle d'envergure de la société Hitachi, en 1986, après plusieurs années d'études, d'un organe de conduite pour un système de transport ferroviaire à Sendai, dans le nord du Japon, dont les performances (précision d'arrêt, confort des passagers, énergie consommée) rivalisent avec celles d'un système de commande classique [138].

ZADEH fait le constat, que très souvent on rencontre dans le monde physique des classes d'objets dont les frontières ne sont pas clairement définies, ce constat nous permet de souligner l'opposition existante entre les connaissances linguistiques et les données numériques.

Par exemple, si on considère le mot « jeune » il est difficile de distinguer le seuil en delà duquel un homme peut être considéré comme totalement jeune, et au delà duquel ne sera pas du tout considéré comme jeune.

L'idée c'est qu'au lieu de chercher un seuil unique de décision pour l'appartenance à la classe des âges « jeune », il semble logique de considérer deux seuils $S_1 < S_2$ tel que le terme jeune s'applique parfaitement aux âges plus petits que S_1 (20 ans) et ne s'applique plus du tout au dessus de S_2 (40 ans). Entre S_1 et S_2 l'appartenance est graduelle. Mathématiquement, on associe une fonction $\mu_C(x)$ qui exprime le degré d'appartenance de l'élément x à la classe I.

Où C est un sous ensemble défini sur un référentiel U (ici, l'échelle des âges humains, $U=[0,120]$), tel que :

$$\mu_C(x) = \begin{cases} 1 & \text{pour } 0 \leq x < S_1 \\ 0 & \text{pour } x > S_2 \\ a & \text{pour } S_1 \leq x \leq S_2 \end{cases} \quad (\text{IV.106})$$

Où : $0 < a < 1$

La figure- (IV.36) illustre ce cas ;

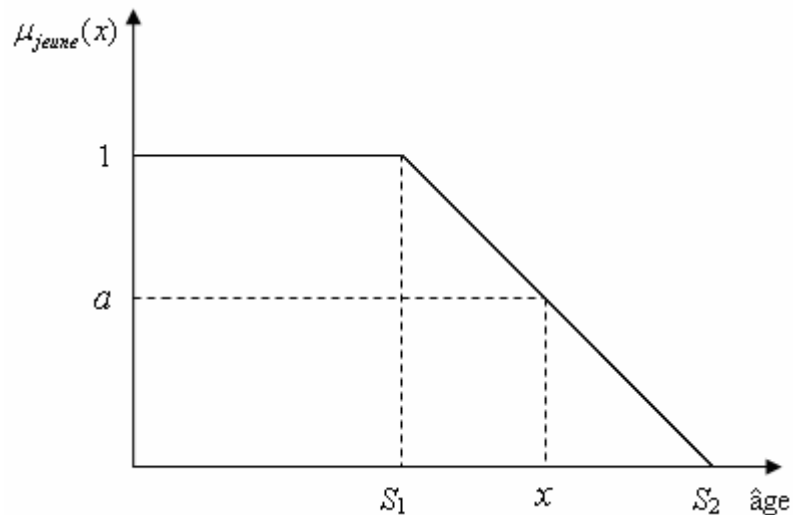


Fig- IV.36: Degrés d'appartenance à la classe « jeune »

Un tel sous-ensemble est appelé un sous ensemble flou et $\mu_C(x)$ est appelé la fonction d'appartenance.

Remarque: Si $S_1=S_2$ on se retrouve dans le cas classique ou on considère un seuil unique de décision.

L'attitude des automaticiens à l'égard de la commande floue a d'abord été réservée. Fallait-il faire confiance à cette méthode nouvelle, qui prétendait remplacer les commandes, plus ou moins sophistiquées, basées sur l'identification, par des techniques s'appuyant sur le savoir-faire humain plutôt que sur des équations ? Disaient-ils.

Actuellement, cette attitude a évolué, et l'intérêt suscité par ce nouveau type de contrôle ne cesse de croître, et ce dans des domaines très variés, notamment dans la conduite de processus. Les raisons en sont principalement une grande souplesse et une relative facilité de conception.

Son point fort réside dans sa capacité de traiter l'imprécis, l'incertitude et le vague.

Lorsqu'un modèle est complexe, donc difficilement identifiable ou partiellement inconnu (systèmes non linéaires), ou dont les paramètres subissent des variations brutales, le contrôle flou constitue un complément précieux.

Elle est issue de la capacité de l'homme à décider et agir de façon pertinente malgré le flou des connaissances disponibles, et a été introduite dans le but d'approcher le raisonnement humain à l'aide d'une représentation adéquate des connaissances.

IV.3.2.2.2 Définitions

Un ensemble flou C sur un univers de discours U est caractérisé par une fonction d'appartenance $\mu_C(x)$ qui prend ses valeurs sur l'intervalle $[0,1]$. Un ensemble flou est une généralisation d'un sous ensemble classique (booléen) dont la fonction d'appartenance ne prend que les deux valeurs 0 ou 1. La fonction d'appartenance fournit une mesure du degré qu'un élément de U soit un élément d'un sous ensemble flou.

En logique floue, un élément peut résider dans plus qu'un ensemble à des degrés d'appartenance différents. Ceci ne peut se produire dans la théorie des ensembles ordinaires.

Un ensemble flou C dans U peut être représenté comme un ensemble de paires ordonnées de l'élément générique x et son niveau (degré) d'appartenance :

$$C = \{(x, \mu_C(x)) / x \in U\} \tag{IV.107}$$

Lorsque l'univers de discours U est un ensemble continu (Exp : nombres réels), le sous ensemble flou C est écrit comme suite :

$$C = \int_U \mu_C(x) / x \tag{IV.108}$$

Lorsque U est discret, C s'est écrit comme suit :

$$C = \sum_U \mu_C(x) / x \tag{IV.109}$$

IV.3.2.2.3 Description et structure d'une commande par la logique floue

Contrairement aux techniques de réglage classique, le réglage par la logique floue n'utilise pas des formules ou des relations mathématiques bien déterminées ou précises. Mais, il manipule des inférences avec plusieurs règles floues à base des opérateurs flous ET, OU, ALORS,...etc, appliquées à des variables linguistiques.

On distingue trois parties principales, constituant la structure d'un régulateur flou [139]:

- une interface de Fuzzification ;
- un mécanisme d'inférence ;
- et une interface de Defuzzification.

La **figure- (IV.37)** représente, à titre d'illustration la structure d'un régulateur flou à deux entrées et une sortie : ou x_1 et x_2 représentent les variables d'entrée, et x_r , celle de sortie ou la commande.

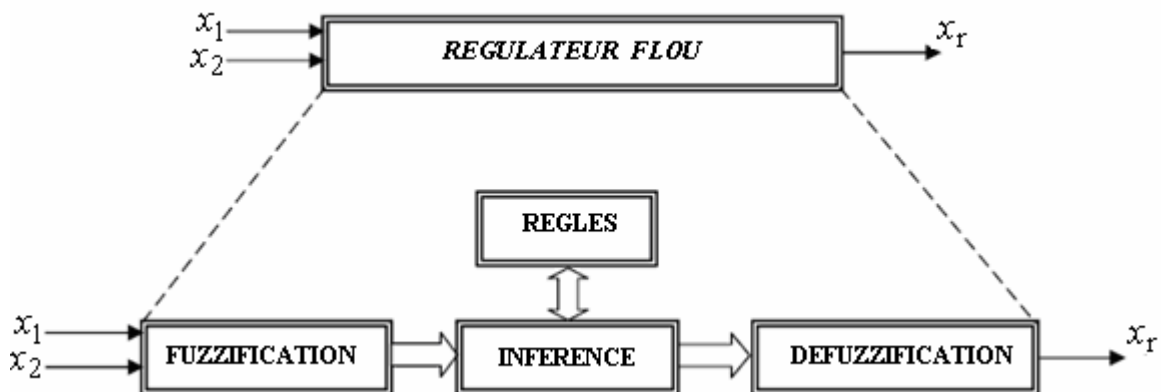


Fig- IV.37: Structure interne d'un régulateur de la logique floue

IV.3.2.2.3- a) Interface de fuzzification

• **Variables linguistiques**

L'opération consiste à transformer les données numériques du système en des valeurs linguistiques sur un domaine normalisé, afin de faciliter la compréhension des résultats obtenus. A partir de ces domaines numériques appelés univers de discours et pour chaque grandeur d'entrée ou de sortie, on peut calculer les degrés d'appartenance aux sous-ensembles flous de la variable linguistique correspondante.

En effet, la description d'une situation, d'un phénomène ou d'un procédé contient en général des expressions floues comme : quelques, beaucoup, souvent ; chaud, froid ; rapide, lent ; grand, petit, etc...

Définition : Une variable linguistique est un triplet (x, U, T_x) dans lequel x est une variable définie sur un ensemble de référence U . L'ensemble $T_x = \{C_1, C_2, \dots\}$ fini ou infini, contient des sous ensembles flous de U , utilisable pour caractériser x .

• **Formes des fonctions d'appartenance**

Il existe différentes formes de fonctions d'appartenance. Des formes trapézoïdales ou triangulaires sont le plus souvent utilisées pour leur facilité d'implémentation. L'allure est complètement définie par quatre points P_1, P_2, P_3, P_4 , ($P_2=P_3$ dans le cas triangulaire). (voir les figures- (IV.38) et (IV.39)).

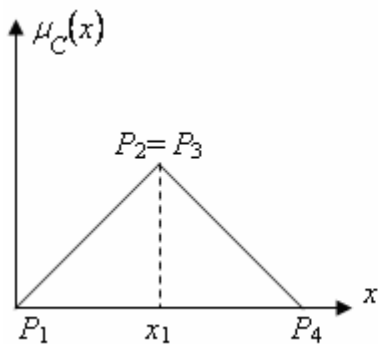


Fig- IV.38: Cas triangulaire

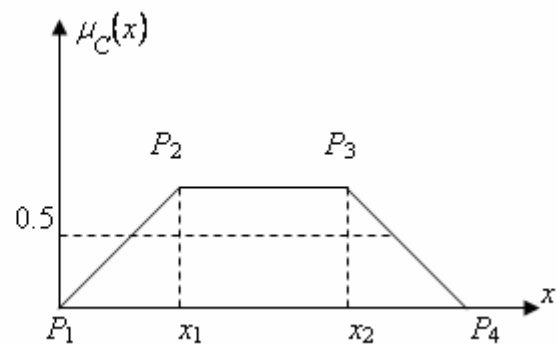


Fig- IV.39: Cas trapézoïdal

L'utilisateur choisit les fonctions d'appartenances en se basant grandement sur son expérience.

Se servir d'un grand nombre de fonctions d'appartenance, rend la programmation plus complexe, mais garantit une grande résolution.

Les fonctions d'appartenance doivent se chevaucher. Ceci nous permet d'avoir le fait qu'un verre peut être partiellement plein et partiellement vide à la fois '.

IV.3.2.2.3- b) Mécanisme d'inférence floue

Cette étape consiste à relier les variables physiques d'entrée du régulateur (grandeurs mesurées ou estimées), qui sont transformées en variables linguistiques pendant l'étape de fuzzification ; à la variable de sortie du contrôleur sous sa forme linguistique, par des règles mentales traduisant une action ou une décision linguistique sur la commande à la sortie du régulateur, face à toute situation se présentant à l'entrée de ce régulateur.

Ces inférences sont basées sur plusieurs règles établies par l'expertise et le savoir-faire humain concernant le système à régler. Une règle floue est une relation exprimée à l'aide d'une implication, l'ensemble est structuré sous forme compacte dans une matrice multidimensionnelle dite matrice d'inférence.

On exprime les inférences généralement par une description linguistique et symbolique à base de règles prédéfinies dans la matrice d'inférence.

Chaque règle est composée d'une condition précédée du symbole 'SI' appelée prémisse, et d'une conclusion (action, décision, opération ou commande) précédée du symbole 'ALORS'.

Le traitement numérique des règles d'inférence qui permet d'obtenir la sortie linguistique ou floue du régulateur se fait par différentes méthodes, on cite principalement :

- La méthode d'inférence max-min ;
- La méthode d'inférence max-prod ;
- Et la méthode d'inférence somme-prod.

Chacune de ces trois méthodes utilise un traitement numérique propre des opérateurs de la logique floue.

IV.3.2.2.3- c) Interface de défuzzification

La défuzzification consiste à déduire une valeur numérique précise de la sortie du régulateur x_r à partir de la conclusion résultante floue $\mu_{rés}(x_r)$ issue de l'opération d'inférence. Les méthodes couramment utilisées sont:

- La méthode du centre de gravité ;
- La méthode du maximum ;
- La méthode des surfaces ;
- La méthode des hauteurs.

La méthode du centre de gravité est l'une des plus utilisées.

Le **tableau- (IV.2)** donne un résumé des implications les plus utilisées [140];

μ_R	Valeur de vérité	Nom
μ_{RR}	$\mu_C(x) + \mu_C(x)\mu_B(x)$	Reichenbach
μ_{RRW}	$\max(1 - \mu_C(x), \min(\mu_C(x), \mu_B(x)))$	Wilnoth
μ_{RKD}	$\max(1 - \mu_C(x), \mu_B(x))$	Dienes
μ_{RBG}	$\begin{cases} 1 & \text{si } \mu_C \leq \mu_B \\ \mu_B & \text{si non} \end{cases}$	Brown Gödel
μ_{RG}	$\begin{cases} \min(\frac{\mu_C}{\mu_B}, 1) & \text{si } \mu_C \neq 0 \\ 1 & \text{si non} \end{cases}$	Göguen
μ_{RL}	$\min(1 - \mu_C + \mu_B, 1)$	Lukasiewicz
μ_{RM}	$\min(\mu_C, \mu_B)$	Mamdani
μ_{RP}	$\mu_C \mu_B$	Larsen

Tableau- IV.2: *Résumé des implications les plus utilisées*

Remarque : Dans la commande floue on utilise souvent μ_{RM} et μ_{RP} .

IV.3.2.2.4 Application du CF dans la poursuite du PPM

Les contrôleurs en logique floue ont l'avantage d'être robuste et relativement simple à concevoir car ils n'exigent pas la connaissance du modèle exact du système à commander. La connaissance parfaite et complète du système PV par l'opérateur pour l'établissement des règles d'inférences est en revanche plus que nécessaire.

Le contrôleur CF MPPT proposé, possède deux entrées et une sortie .Les deux variables d'entrée du CF sont l'erreur E et la variation de l'erreur ΔE prélevé à chaque pas d'échantillonnage k_s .

Sa structure de base est illustré sur la **figure- (IV.40)**, ci-après;

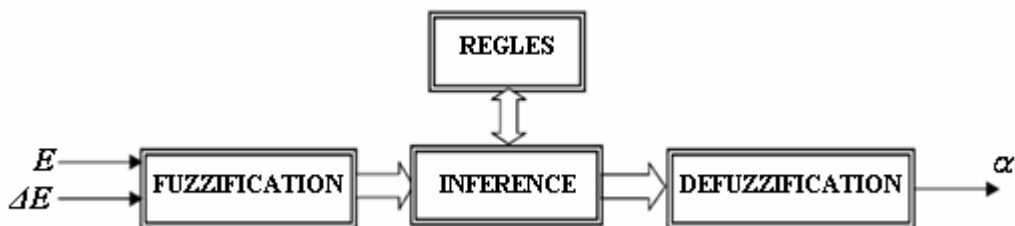


Fig- IV.40: *Régulateur CF MPPT*

Ces deux variables sont définies comme suit :

$$E(k_s) = \frac{P_{ph}(k_s) - P_{ph}(k_s - 1)}{V_{ph}(k_s) - V_{ph}(k_s - 1)} \quad (IV.110)$$

$$\Delta E(k_s) = E(k_s) - E(k_s - 1) \quad (IV.111)$$

Où $P_{ph}(k_s)$ et $V_{ph}(k_s)$ sont respectivement: la puissance et la tension du générateur photovoltaïque.

La valeur de $E(k_s)$ montre si le point de fonctionnement pour la charge utilisée à l'instant k_s se situe du côté gauche ou du côté droit du point de puissance maximale sur la caractéristique de la courbe P(V). La valeur $\Delta E(k_s)$ elle, exprime le sens de déplacement de ce point.

La méthode choisie pour l'inférence, dans notre travail, est celle de Mamdani. Quant à la défuzzification, c'est la méthode du centre de gravité pour le calcul de la sortie α , le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, qui a été préférée:

$$\alpha = \frac{\sum_{j=1}^n \mu(\alpha_j) \alpha_j}{\sum_{j=1}^n \mu(\alpha_j)} \quad (IV.112)$$

◆ **Construction du régulateur flou**

a) Fuzzification

Le domaine d'existence, ou univers de discours, a été partagé en cinq intervalles pour chacune des trois variables qui sont les deux entrées E et ΔE et la sortie α .

Ces intervalles sont décrits par les fonctions d'appartenances montrées en **figure- (IV.41)** et **(IV.42)**;

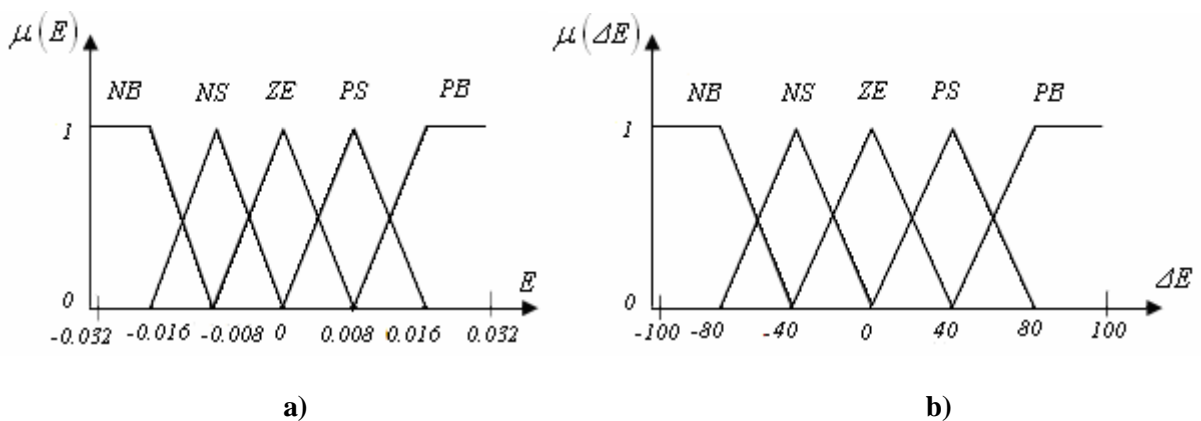


Fig- IV.41: Fonction d'appartenance des variables d'entrées

- a) Erreur E
- b) Variation de l'erreur ΔE

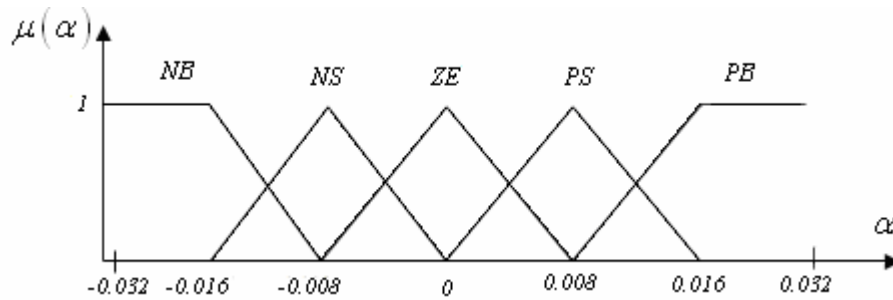


Fig- IV.42: Fonction d'appartenance de la variable de sortie α

b) Inférence

Le **tableau- (IV.3)** suivant présente la matrice d'inférence du régulateur ;

$E \vee \Delta E \rightarrow$	NB	NS	ZE	PS	PB
NB	ZE	ZE	PB	PB	PB
NS	ZE	ZE	PS	PS	PS
ZE	PS	ZE	ZE	ZE	NS
PS	NS	NS	NS	ZE	ZE
PB	NB	NB	NB	ZE	ZE

Tableau- IV.3: Matrice d'inférence

avec :

- PB: (positive big);
- PS: (positive small);
- ZE: (Zéro) ;
- NS: (négative small) ;
- NB: (négative big).

Le choix de cette classification est basé sur le raisonnement où on va travailler sur deux ou plusieurs phases de tracking. La première phase est une phase rude où on utilise un pas de recherche important pour accélérer la recherche, ainsi augmente le temps de réponse. Une fois le point de fonctionnement proche du PPM l'algorithme floue fonctionne dans la phase fine où le pas de recherche est faible ce qui va diminuer l'amplitude des ondulations et ainsi l'efficacité du système sera améliorée.

On a choisi la méthode Mamdani comme une méthode d'inférence floue avec (opération MAX-MIN). Elle consiste à utiliser l'opérateur MIN pour le ET, l'opérateur MAX pour le OU.

La **figure- (IV.43)** illustre la composition MAX-MIN.

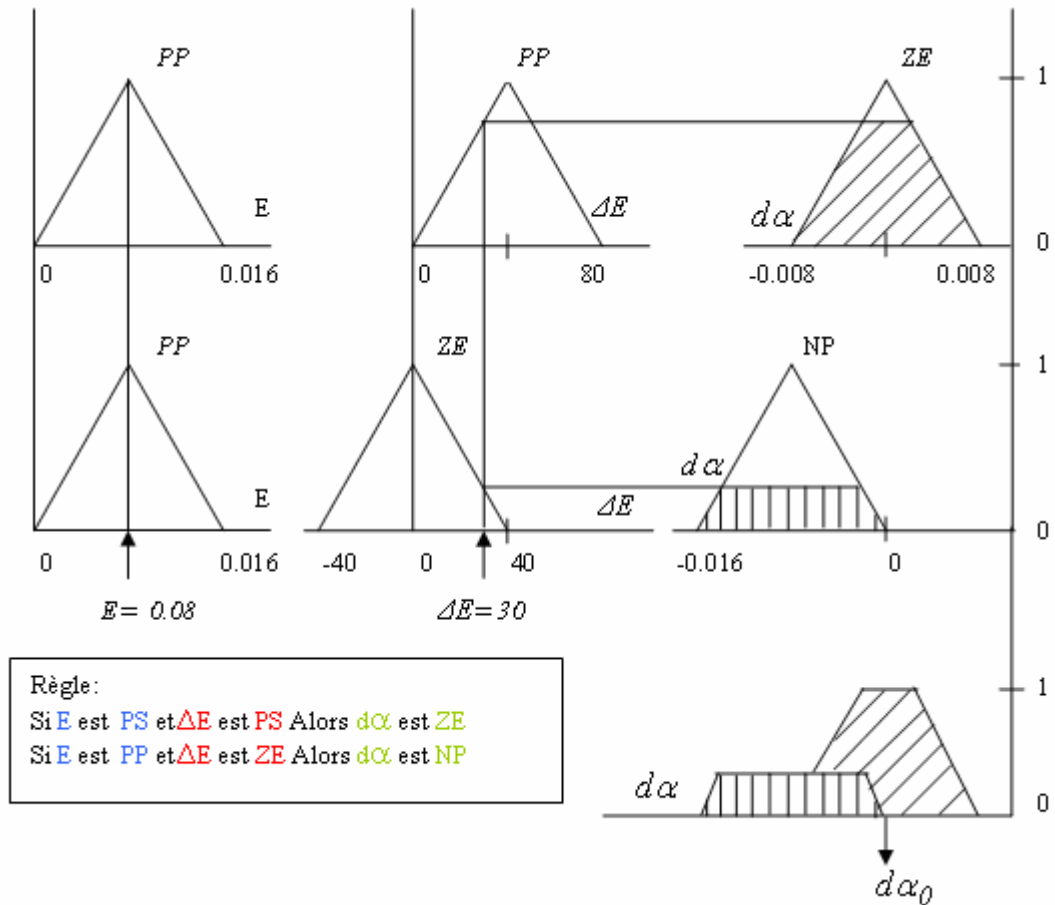


Fig- IV.43: Composition MAX-MIN

c) Dufuzzification

Les sorties floues des règles précédentes sont combinées en utilisant la fonction *max* pour former un seul ensemble flou. Cet ensemble est défuzzifié et multiplié par le facteur d'échelle pour générer une seule valeur de commande.

La méthode choisie pour la dernière étape de la conception du régulateur flou est la méthode du centre de gravité.

Le contrôle flou se base sur deux modes de fonctionnement : un mode rude et un mode fin, ces derniers sont introduits dans un but de réduire non seulement le temps nécessaire pour la poursuite mais aussi pour la réduction des fluctuations de la puissance, résultats confirmée dans une étude antérieure de [190].

IV.3.3 Critères de qualité d'une commande MPPT

L'utilisation d'un type de commande MPPT par rapport à un autre ou bien à une connexion directe doit apporter un gain énergétique et économique quantifiable.

Malheureusement, il n'existe pas encore de standard international qui définisse comment il faut mesurer les performances d'une commande MPPT.

En dépit qu'il existe une grande quantité de commandes MPPT dans la littérature, dans la plupart des cas, les performances de ces commandes ne sont pas fournies ou bien, elles le sont simplement pour un certain point d'opération avec une puissance donnée et pas pour une journée complète de mesures. Sans ces critères d'évaluation, il est difficile de savoir si un gain est réellement apporté en raison de l'utilisation d'une commande MPPT d'un type ou d'un autre.

Pour ces raisons, certains critères de qualité qualifiant une commande MPPT en régime établi et en régime dynamique ont été définis et qui serviront de référence pour la conception d'une commande MPPT ou bien pour effectuer un choix parmi différents produits déjà présents sur le marché.

La commande MPPT doit premièrement avoir un niveau de simplicité important favorisant une faible consommation et un coût raisonnable. En effet, l'étage d'adaptation avec sa commande MPPT doit avoir un gain du point de vue énergétique recouvrant le surcoût économique. Dans le cas contraire, la commande aussi performante qu'elle soit, n'est pas recevable pour l'utilisation d'un tel type de commande.

Coté performances, la commande MPPT doit avoir un bon comportement dynamique et en statique pour piloter l'étage d'adaptation auquel elle est associée et pour assurer que l'adaptation aux changements d'éclairement soit faite le plus rapidement possible. Elle doit en même temps pouvoir piloter l'étage d'adaptation de sorte qu'en régime statique, le point de fonctionnement du GPV soit le plus près possible du PPM dans n'importe quelle condition météorologique ou état de la charge DC alimentée par l'étage d'adaptation.

IV.4 Modélisation des éléments de gestion de l'énergie

Après avoir élaboré des modèles des dispositifs de production photovoltaïque et éolien satisfaisants les contraintes d'une modélisation système, nous présentons dans cette partie, les modélisations des autres éléments. D'abord les accumulateurs puis les hacheurs.

IV.4.1 Modélisation des accumulateurs électrochimiques

Compte tenu du caractère relativement complexe des accumulateurs électrochimiques, il s'avère difficile de développer un modèle général. Les différents modèles existant dans la littérature [142, 142] sont d'une mise en oeuvre complexe notamment à cause du nombre élevé de paramètres à déterminer.

Les deux types de batteries, utilisés le plus couramment, notamment dans les systèmes photovoltaïques, sont les batteries avec accumulateurs au plomb-acide (Pb acide) et les batteries avec accumulateurs au nickel-cadmium (Ni-Cd). La batterie au plomb-acide est la plus connue, aussi c'est sur celle-ci que notre étude se base.

Le circuit sur la **figure- (IV.44)** décrit les caractéristiques d'une batterie plomb-acide d'une manière complète, pourtant très simplifiée, rapportée par Lu, Liu, et Wu [143];

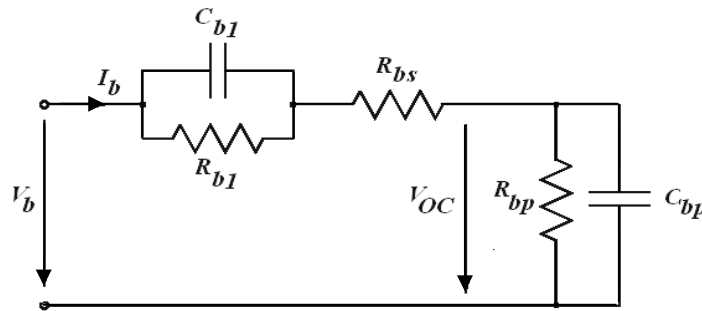


Fig- IV.44: *Modèle équivalent d'une batterie plomb-acide*

C_{bp} est la capacité de la charge de la batterie.

La résistance interne de la batterie est représentée par les deux résistances R_{bs} et R_{b1} en série. La résistance en bloc d'électrolyte et de plaques est représentée par la résistance R_{bs} , tandis que la résistance R_{b1} représente la diffusion d'électrolyte. Ceci représente la tension du circuit ouvert de la batterie dès qu'une charge est reliée. De même on peut observer un saut soudain de tension avec l'application d'un courant de remplissage.

C'est le fabricant qui spécifie les valeurs de ces résistances et capacités.

La décharge spontanée, est représentée par la résistance R_{bp} parallèle avec le condensateur principal C_{bp} . Elle est provoquée par électrolyse de l'eau aux tensions élevées et par la fuite lente à travers les bornes de batterie aux basses tensions [144].

La constante de temps est donnée par : $\tau_{b1} = R_{b1}C_{b1}$

L'impédance équivalente d'entrée d'une batterie plomb-acide s'exprime par la fonction de transfert suivante:

$$Z(P) = \frac{a_2 P^2 + a_1 P + a_0}{b_2 P^2 + b_1 P + b_0} \quad (\text{IV.113})$$

Les facteurs a_1 , a_2 , b_1 , b_2 et a_0 s'expriment en fonction des éléments du circuit de la **figure- (IV.44)**.

C'est donc un modèle qui décrit assez bien l'ensemble des composantes d'une batterie plomb-acide, mais pas ses caractéristiques lentement changeantes telles la charge et la décharge.

Une modélisation plus robuste de la même batterie a été proposée dans la littérature [9].

IV.4.1.1 Description du modèle

La **figure- (IV.45)** montre la structure générale d'une batterie. Elle est représentée par quatre blocs:

- a. Bloc capacité ;
- b. Bloc de tensions ;
- c. Bloc de l'état de charge (SOC) ;
- d. Bloc des pertes par le courant de gazage.

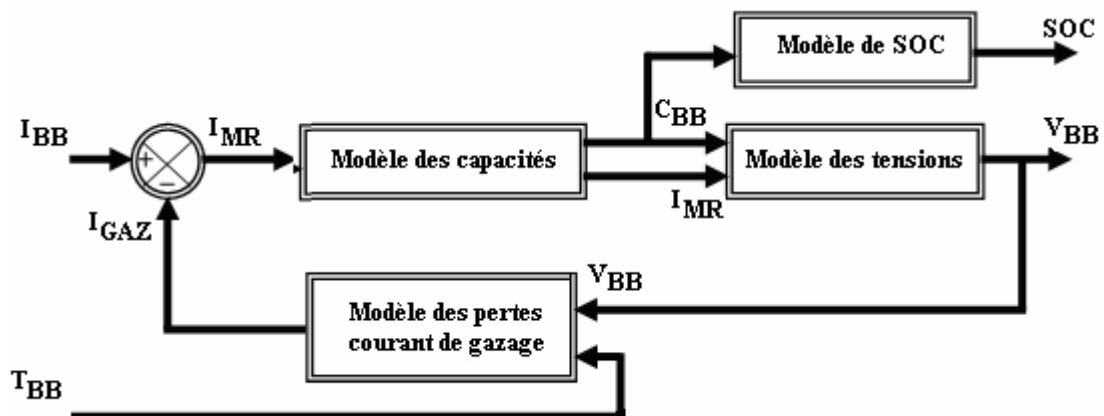


Fig- IV.45: Schéma bloc d'une batterie

D'après le modèle proposé, le courant principal de réaction de la batterie I_{MR} peut s'exprimer comme suit:

$$I_{MR}(t) = I_{BB}(t) - I_{GAZ}(t) \quad (\text{IV.114})$$

avec :

- I_{BB} : courant de la batterie [A] ;
- I_{GAZ} : courant de gazage de la batterie [A].

IV.4.1.1- a) Modèle de la capacité

La capacité représente la quantité du courant qui peut être extraite d'une électrode via les "masses actives", c'est-à-dire l'électrolyte et les matériaux actifs des électrodes, sur une décharge, et en pratique, elle dépend du courant, ainsi que de la température [145].

Le modèle de la capacité est décrit par l'intégrale du courant $I_{MR}(t)$ pendant un temps déterminé:

$$C_B(t) = \int_{t=0}^t I_{MR}(t) dt + C_{B,i} \quad (IV.115)$$

IV.4.1.1- b) Modèle des pertes par courant de gazéification

L'équation (IV.116) donne la formule du courant de gazéification de la batterie :

$$I_{GAZ}(t) = \frac{C_{10}}{100Ah} \cdot I_{GO} \cdot e^{[C_V(V_{ELE}(t)-2.23) + C_T(T_{BB}(t)-20)]} \quad (IV.116)$$

avec :

C_{10} : Capacité de batterie au taux de dix heures de décharge [Ah];

I_{GO} : Courant normalisé de gazéification [A];

C_V : Coefficient de tension [V^{-1}];

$V_{ELE}(t)$: Tension d'un élément de la batterie [V];

C_T : Coefficient de température [K^{-1}];

T_{BB} : Température de la batterie [K].

IV.4.1.1- c) Modèle de l'EDC (ou SOC)

L'état de charge de la batterie est décrit comme étant le rapport entre la valeur de la capacité de batterie $C_B(t)$ et la valeur de la capacité de la batterie après un temps de décharge de dix heures C_{10} .

$$SOC(t) = \frac{C_B(t)}{C_{10}} \cdot 100\% \quad (IV.117)$$

Une batterie électrochimique ne peut être exploitée, à sa pleine puissance, sur toute sa plage d'état de charge. Il existe en effet, une zone de travail à privilégier pour la batterie, globalement entre 30 et 70 % de l'état de charge qui permet de solliciter la batterie avec des rendements acceptables. Il en résulte une perte de potentiel considérable qui est fonction de la puissance souhaitée, en d'autres termes de la rapidité de charge ou de décharge [40].

IV.4.1.1- d) Modèle des tensions

La tension est caractérisée par deux processus, la tension de charge et la tension de décharge de la batterie. Pour les distinguer nous utiliserons comme indice le « C » pour la charge et « D » pour la décharge.

• **Charge** : $I_{BB} > 0$

– La tension de charge de la batterie est décrite par l'équation suivante :

$$V_{BB,C}(t) = E_{BB,C}(t) - R_{0,C} \cdot I_{MR}(t) \quad (IV.118)$$

avec : $R_{0,C}$: Résistance interne de chargement [Ω].

– La tension interne de la batterie $E_{BB}(t)$ elle, est décrite par l'équation ci-dessous;

$$E_{BB,C}(t) = E_{0,C} + A_C X(t) + \frac{C_C X(t)}{(D_C - X(t))^{EFC}} \quad (IV.119)$$

$E_{0,C}$: Limite de la tension interne de batterie pour un courant nul d'une batterie complètement déchargée ;

$X(t)$: Capacité maximum normalisée de charge/décharge.

$$X(t) = \frac{Q_{MAX,C}}{Q_{MAX}(I_{MR}(t))} C_{BB}(t) \quad (IV.120)$$

avec :

$Q_{MAX,C}$: Capacité maximum de charge [Ah].

– La capacité maximum de la batterie, $Q_{MAX}(I_{MR}(t))$, est décrite par :

$$Q_{MAX}(I_{MR}(t)) = C_1 [I_{MR}(t)]^3 + C_2 [I_{MR}(t)]^2 + C_3 I_{MR}(t) + C_4 \quad (IV.121)$$

NB : Les paramètres A_C , C_C , D_C , EFC , C_1 , C_2 , C_3 et C_4 sont décrits dans l'Annexe.

• **Décharge** : $I_{BB} < 0$

– La tension de décharge de la batterie est décrite par l'équation suivante :

$$V_{BB,D}(t) = E_{BB,D}(t) - R_{0,D} \cdot I_{MR}(t) \quad (IV.122)$$

avec : $R_{0,D}$: Résistance interne de déchargement [Ω].

Effectivement, en charge, la résistance interne dépend encore de l'état de charge de l'accumulateur électrochimique. Sa valeur devient d'autant plus importante lorsque nous approchons de la pleine charge.

Et dans un raisonnement à courant constant, il y aura d'autant plus de pertes que nous nous approchons de la pleine charge et le rendement en charge de l'accumulateur sera donc plus faible dans cette zone [40].

$$E_{BB,D}(t) = E_{0,D} + A_D X(t) + \frac{C_D X(t)}{(D_D - X(t))^{EFD}} \quad (IV.123)$$

$E_{0,D}$: La limite de la tension de batterie pour un courant nul et la batterie complètement chargée.

$$X(t) = \frac{Q_{MAX,D} (Q_{MAX,D} - C_{BB}(t))}{Q_{MAX}(I_{MR}(t))} \quad (IV.124)$$

Et :

$$Q_{MAX}(I_{MR}(t)) = D_1 [I_{MR}(t)]^3 + D_2 [I_{MR}(t)]^2 + D_3 I_{MR}(t) + D_4 \quad (IV.125)$$

avec : $Q_{MAX,D}$: Capacité maximum de décharge [Ah].

NB : Les paramètres $A_D, C_D, D_D, EFD, D_1, D_2, D_3$ et D_4 sont également décrits dans l'Annexe.

• **Tension de gassing**

Lorsque la tension aux bornes de la batterie atteint V_G (dite tension de gazage « gassing voltage »), alors l'évolution de la tension présente une brusque augmentation, caractéristique du dégagement gazeux d'hydrogène et d'oxygène: c'est le phénomène de gazage. L'évolution temporelle de ce phénomène est approximée par une loi exponentielle. L'expression de la tension est établie à partir de l'instant t_G , où $V_{BB,C} = V_{GAZ}$ [40].

$$V_{BB,C} = n_b \cdot V_{GAZ} + n_b \cdot (V_{EC} - V_{GAZ}) \left[1 - \exp\left(\frac{t - t_G}{\tau_G}\right) \right] \quad (IV.126)$$

Où n_b représente le nombre de cellules en série, et V_{EC} la tension batterie en fin de charge (end of charge) [V].

Les valeurs des tensions de gazage, V_{GAZ} , et de fin de charge, V_{EC} ainsi que celle de la constante de temps, τ_g , sont obtenues à partir des expressions [40] ;

$$V_{GAZ} = \left[2,45 + 2,011 \cdot \ln\left(1 + \frac{I_{BB}}{C_{10}}\right) \right] (1 - 0,002 \cdot \Delta T_{BB}) \quad (IV.127)$$

$$V_{EC} = \left[2,24 + 1,97 \cdot \ln\left(1 + \frac{I_{BB}}{C_{10}}\right) \right] (1 - 0,002 \cdot \Delta T_{BB}) \quad (IV.128)$$

$$\tau_G = \frac{1,73}{1 + 852 \left(\frac{I_{BB}}{C_{10}}\right)^{1,67}} \quad (IV.129)$$

Où ΔT_{BB} représente l'échauffement de l'accumulateur (supposé identique pour tous les éléments) par rapport à une température ambiante de 25 [°C].

IV.4.1.2 Validation du modèle

Pour valider le modèle proposé [9], nous avons entrepris des essais par simulation de la charge et de la décharge de la batterie, pour différents courants batterie I_{BB} . Les allures des courbes $V_{BB}(t)$ et $SOC(t)$ décrivent les résultats que nous avons obtenus avec une batterie 12 [V], sachant que dans notre application nous utilisons deux batteries de 12 [V] en série (voir ses caractéristiques en l'annexe).

Ces résultats sont portés sur les deux figures-(IV.46) et (IV.47);

- Charge: $I_{BB} > 0$

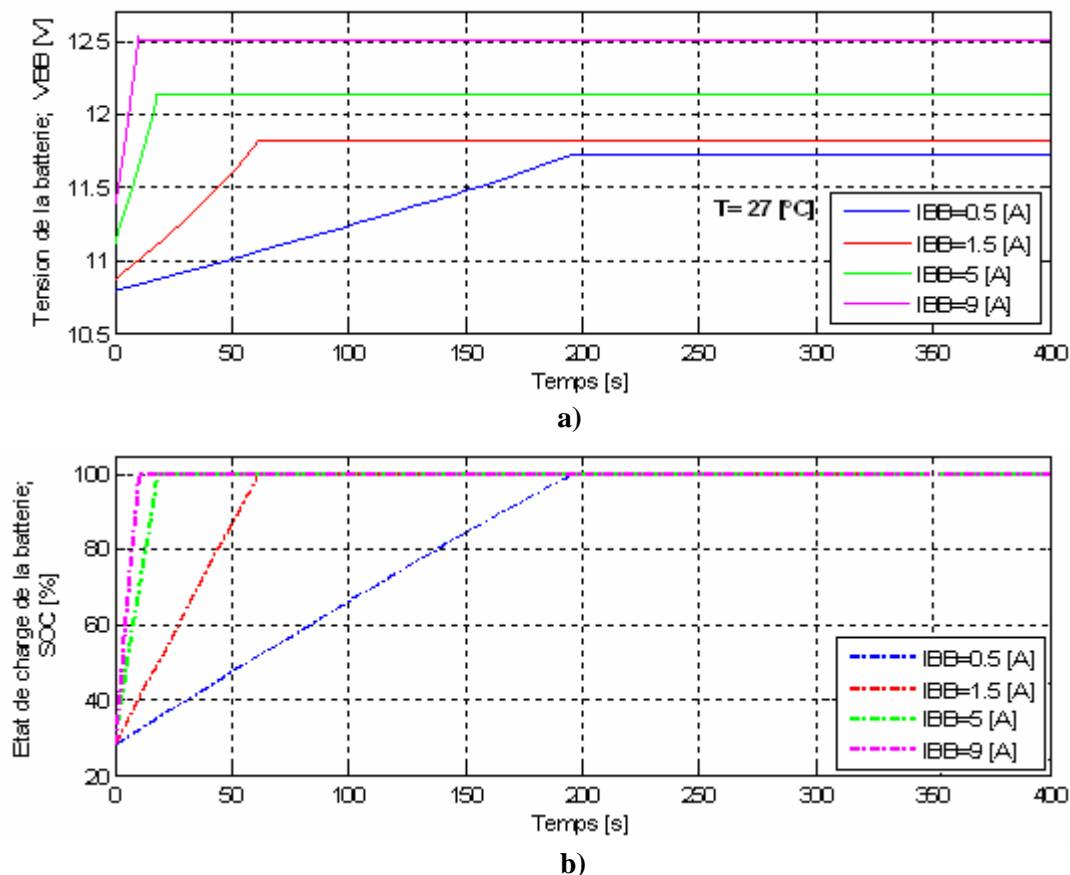


Fig- IV.46: Comportement de la batterie lors de la charge

a) La tension V_{BB} b) SOC

La figure- (IV.46) montre bien l'effet de l'importance du courant sur le temps de chargement de la batterie. Pour exemple, la batterie se charge sur une durée de 20 [s] pour un courant de 9 [A], alors qu'elle met 195 [s] lors d'un courant de 0,5 [A]. Nous observons également, que lorsque le courant est faible la tension finale de charge est relativement faible n'atteignant jamais sa valeur nominale.

Ces courbes montrent aussi l'effet de la capacité initiale de la batterie.

- Décharge : $I_{BB} < 0$

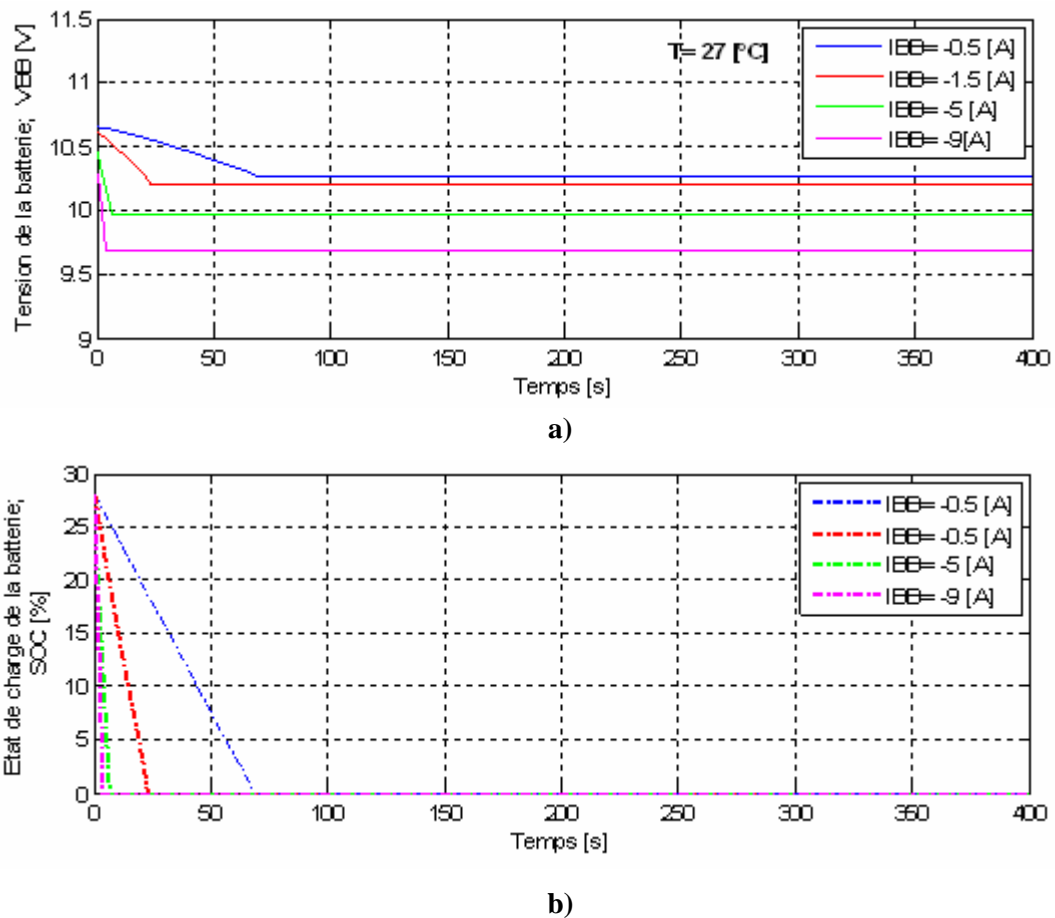


Fig- IV.47: Comportement de la batterie lors de la décharge

a) La tension V_{BB} b) SOC

Pour le processus de la décharge, nous observons un comportement à peu de choses près identique sauf qu'il semblerait présenter un petit changement dans la forme de l'allure de la courbe. Ceci peut s'expliquer par le phénomène d'hystérésis présent dans la batterie.

La **figure- (IV.48)** illustre la variation du courant de gazage en fonction de la tension et de la température des éléments de batterie ;

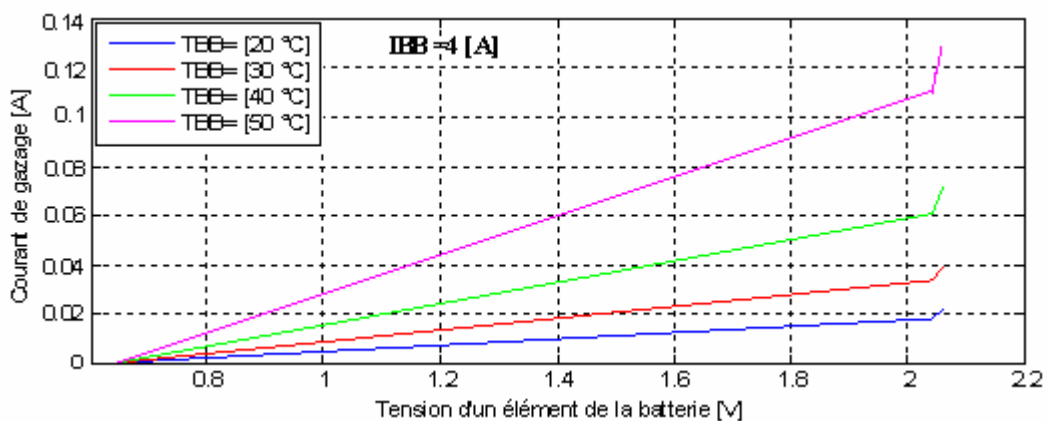


Fig- IV. 48 : L'effet de la température sur le courant de gazage

La batterie est un élément très sensible, son rendement pouvant être influencé par plusieurs paramètres. La figure ci-dessus montre l'effet de la température sur le courant de gazage I_{GAZ} .

Le courant de gazage a une augmentation lente et linéaire quant aux basses températures, mais avec une pente qui augmente tout de même proportionnellement à la température.

Après la tension de seuil max, estimée à 2,1 [V], l'évolution de ce même courant devient brusque.

IV.4.1.3 Chargeur de batterie

Les réactions d'oxydoréduction qui gouvernent le fonctionnement d'une batterie sont réversibles, dans la mesure où celle-ci n'a pas été longtemps ni complètement déchargée ni trop surchargée. Un fonctionnement prolongé dans l'un ou l'autre de ces états aboutirait à la destruction définitive de la batterie.

Elles doivent donc impérativement être protégées, d'où la nécessité d'y adjoindre un régulateur dont la fonction principale est de contrôler l'état de la batterie. Il autorise la charge complète de celle-ci en éliminant tout risque de surcharge et interrompt l'alimentation des destinataires si l'état de charge de la batterie devient inférieur au seuil de déclenchement de la sécurité anti-décharge profonde. Prolongeant ainsi la durée de vie de la batterie, le composant fragile de l'ensemble du système énergétique.

Il existe deux types de chargeurs de batterie, série et parallèle, tel qu'ils sont représentés sur la figure- (IV.49);

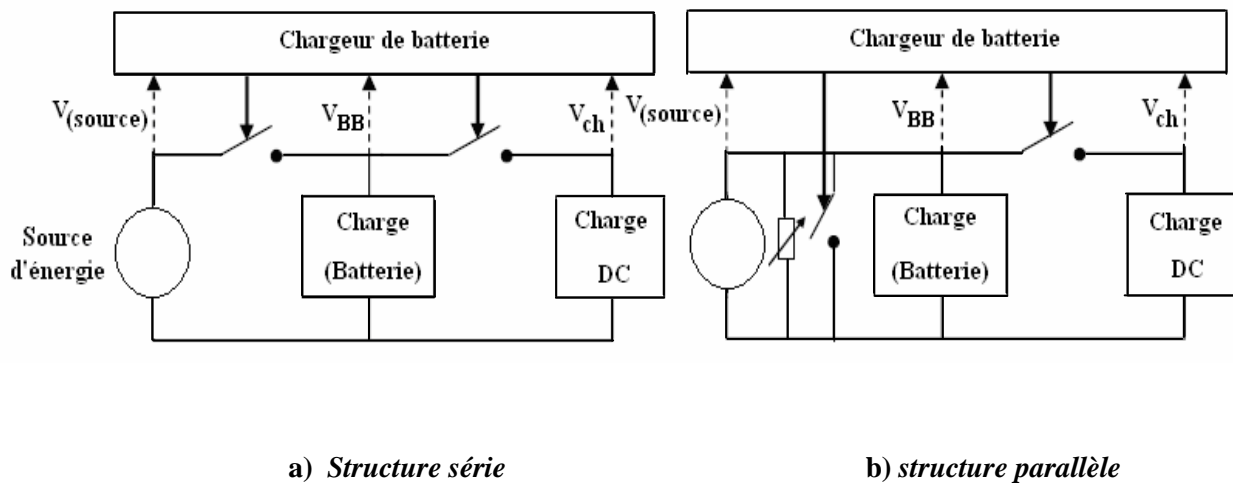


Fig- IV.49: Chargeur de batterie

En fonctionnement, l'EDC est maintenu constant, il n'y a donc pas de précaution à prendre.

L'état de charge de la batterie a des valeurs limites minimales et maximales. S'il passe au-delà des ces limites alors : $P_{bat}=0$.

Les batteries sont des éléments très sensibles et leur destruction facile. Dans ce qui suit nous proposons un chargeur de batterie intelligent de type flou.

IV.4.1.3- a) Chargeur de batterie type flou

Nous proposons dans ce mémoire un chargeur de batterie de type flou qui contient deux entrées et deux sorties, dont le schéma est porté sur la **figure- (IV.50)** ;

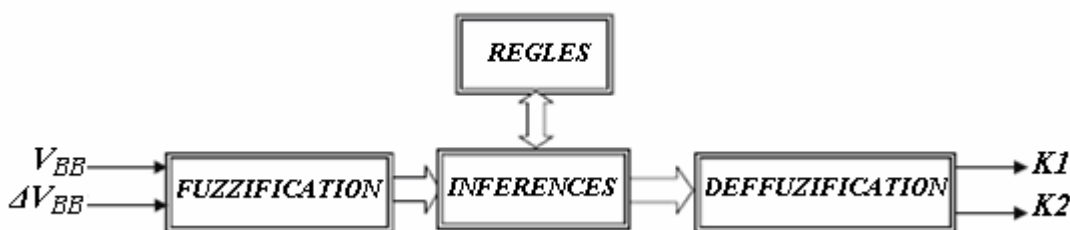


Fig- IV.50: Chargeur de batterie type flou

Tel que :

V_{BB} : tension de la batterie [V] ;

ΔV_{BB} : variation de tension de la batterie ;

$K1$: signal de commande du Switch 1 entre le générateur et la batterie [0,1] ;

$K2$: signal de commande du Switch 2 entre la batterie et la charge [0,1].

Des **figures- IV.46- a)** et **IV.47- a)**, nous observons que la tension de batterie n'est pas stable et est toujours fluctuante. Ces batteries sont très sensibles lors de la charge, c'est-à-dire qu'il faut les charger avec un courant qui impose une tension de batterie V_{BB} comprise entre deux seuils, le seuil max (tension de gazéification), et le seuil min (tension de sulfatation).

IV.4.1.3- b) Conception du régulateur flou

a) Fuzzification

La **figure- (IV.51)** présente les fonctions d'appartenances choisies pour le régulateur flou, la **figure- (IV.52)** montre celles de la sortie.

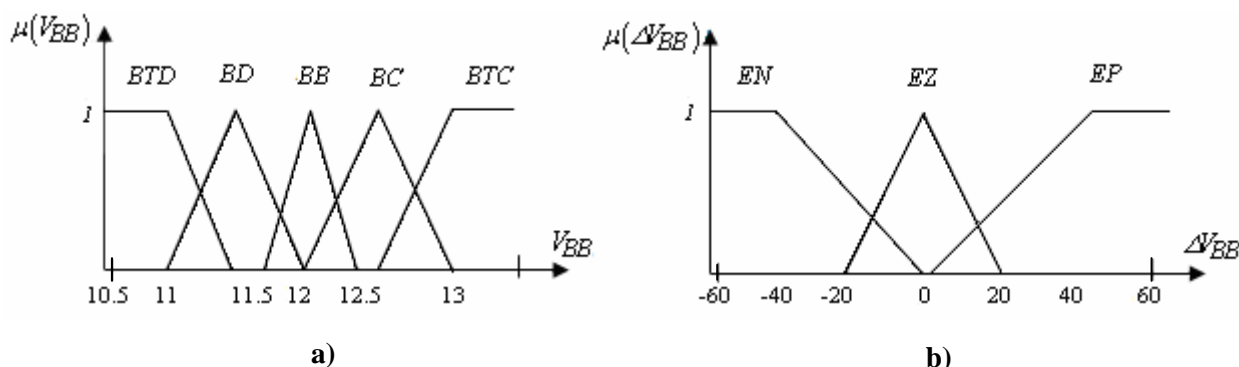


Fig- IV.51: Fonctions d'appartenances des entrées

- a) Tension V_{BB}
- b) Variation de V_{BB}

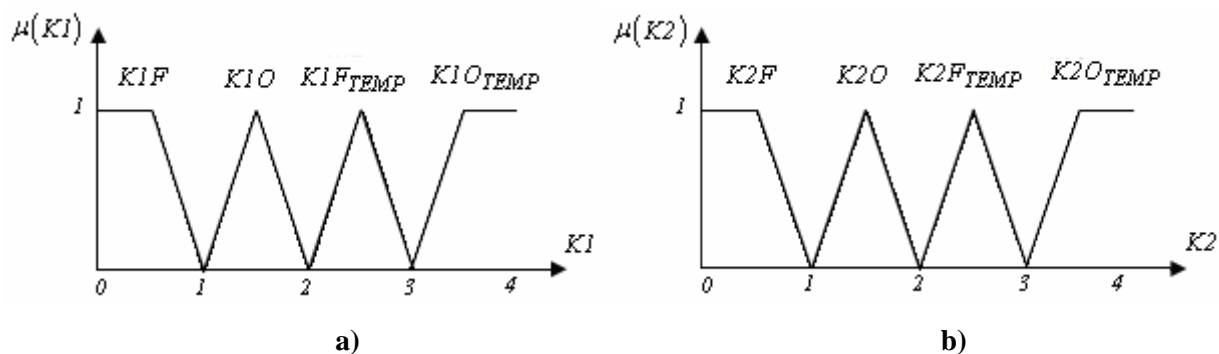


Fig- IV.52: Fonctions d'appartenances des sorties

a) *K1* b) *K2*

b) Inférence

Le tableau suivant présente la matrice d'inférence du régulateur :

$\Delta E \downarrow$	$E \rightarrow$	BTD	BD	BB	BC	BTC
EN		K1F K2O	K1F K2O _{TEMP}	K1F K2F	K1F _{TEMP} K2F	K1O K2F
EZ		K1F K2O	K1F K2F	K1F K2F	K1F K2F	K1O K2F
EP		K1F K2O	K1F K2F _{TEMP}	K1F K2F	K1 K2F	K1O K2F

Tableau- IV.4: Matrice d'inférence

c) Defuzzification

La méthode choisie pour la dernière étape de conception du régulateur flou est la même que celle utilisée dans la section précédente c'est-à-dire la méthode du Centre de gravité.

IV.4.2 Les hacheurs

Les hacheurs sont les convertisseurs statiques continu-continu permettant de délivrer une tension continue variable à partir d'une tension continue constante.

La **figure- (IV.53)** rappelle le schéma de principe du hacheur.

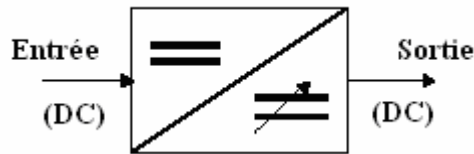


Fig- IV.53: Schéma de principe du hacheur

Les convertisseurs Continu-Continu permettent le transfert énergétique entre une source de nature continue à une charge de même nature.

On distingue deux classes de convertisseurs continu-continu [146]:

- Les convertisseurs qui alimentent une charge sous une tension continue variable ;
- Les convertisseurs qui débitent une tension continue constante, servant d'alimentations régulées vis-à-vis de divers équipements.

Les convertisseurs de la première classe sont désignés sous le terme de « hacheurs », ou choppeurs, et ceux de la deuxième constituent les « alimentations à découpage, ou Switch Mode Power Supplies (SMPS), qui se distinguent des hacheurs, en plus de la tension constante qu'ils fournissent, par le fait qu'ils incorporent, souvent, un transformateur qui assure une isolation galvanique entre l'entrée et la sortie et qui souvent, intervient dans le principe même du fonctionnement du convertisseur.

Et le choix d'utiliser l'un ou l'autre dans une configuration particulière est significativement basé sur les besoins de l'application elle-même, sachant que chacune présente des mérites et certains domaines d'applications.

Dans ce présent travail, l'intérêt sera porté sur les hacheurs.

A l'encontre des redresseurs ordinaires, des gradateurs et des cycloconvertisseurs, les hacheurs (au même titre que les onduleurs autonomes) sur lesquels se base la présente étude, eux, sont alimentés par une source continue n'ayant aucune tendance à annuler le courant dans les semi-conducteurs passants. Ils doivent comporter au moins un semi-conducteur commandé à la fermeture et à l'ouverture. La fréquence du cycle fermeture- ouverture est fixée par la cadence des signaux de commande qui leur sont appliqués.

Dans les hacheurs, cette fréquence de commande peut être choisie librement, puisque le récepteur est lui aussi un circuit à courant continu. Une fréquence nettement supérieure à celle du réseau industriel est généralement adoptée, afin de réduire la taille des inductances et des capacités nécessaire pour filtrer les grandeurs d'entrée et de sortie, mais aussi pour réduire le temps de réponse et le bruit acoustique du convertisseur [147].

Les applications des hacheurs sont nombreuses, celles de la forte puissance diffèrent, en effet, de celles de la petite et moyenne puissance [148].

Quelconque convertisseur statique permettant la modification de la forme d'onde qu'il transmet s'articule autour de deux axes principaux [149]:

- Un axe de puissance ;
- Et un axe de contrôle.

Comme le montre la **figure- (IV.54)** ;

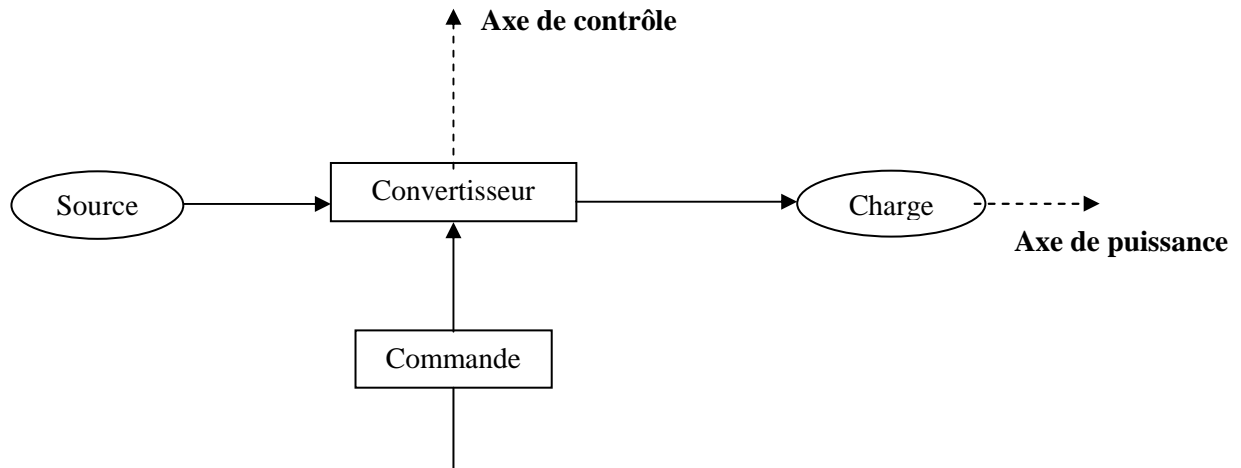


Fig- IV.54: *Organisation générale d'un système de conversion statique*

L'axe de puissance fait intervenir la source, le convertisseur et le récepteur.

- A partir de la connaissance d'un cahier des charges, la synthèse de cet axe consiste à déterminer :
 - La structure du convertisseur, c'est-à-dire la place et le nombre des interrupteurs ainsi que la présence ou non d'éléments de stockage (condensateurs, inductances) ;
 - Les caractéristiques statiques et dynamiques des semi-conducteurs.

Cette synthèse fait appel à des principes fondamentaux de l'électronique de puissance bien formalisés [150].

- L'axe de contrôle est constitué de la commande qui fixe les instants où doivent être appliqués les signaux de commande des interrupteurs constituant le convertisseur.

Une méthode systématique de conception de l'axe de contrôle a été présentée en [151], elle fait intervenir pour l'essentiel, un automate de commande rapprochée (A.C.R), et un micro-calculateur de processus (M.C.P).

La synthèse de ces derniers fait appel au graphe informationnel causal, G.I.C (sorte de réseaux de Pétri adaptés aux convertisseurs statiques). Ces notions utilisent un plus haut niveau d'abstraction qui dépasse le cadre de notre travail.

Plusieurs topologies peuvent couvrir une même application, mais seule une présente le meilleur choix.

La **figure- (IV.55)** résume les différents types de hacheurs conventionnels ;

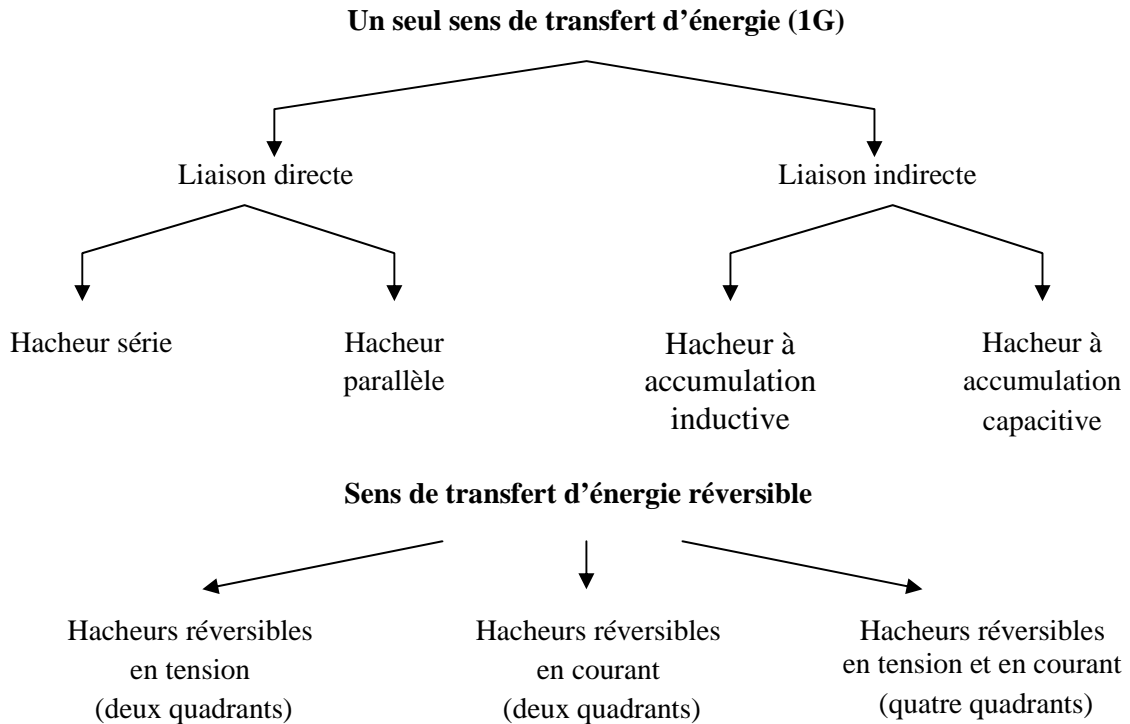


Fig- IV.55: *Différents types de hacheurs conventionnels*

Détaillons les deux structures dont nous nous servirons au cours de notre étude. Il s'agit du hacheur série et du hacheur parallèle, qui se présentent comme suit.

Pour le fonctionnement du hacheur, on ferme le commutateur avec un temps fermeture = αT_s , et on l'ouvre dans un temps d'ouverture = $(1 - \alpha) T_s$.

Où:

- T_s : est la période de commutation qui est égale à $1/f_s$.
- α : le rapport cyclique du commutateur ($\alpha \in [0, 1]$) (**Figure- (IV.56)**).

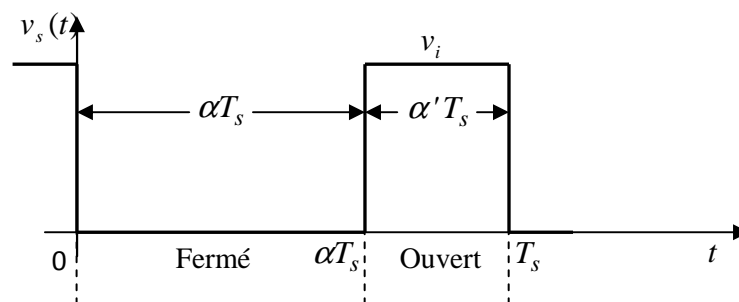


Fig- IV.56: Tension $v_s(t)$ idéale du commutateur, rapport cyclique α et période de commutation T_s

IV.4.2.1 Hacheur série (Buck ou Step-down converter)

Nous savons tous que, tout convertisseur statique fait intervenir sources, charges et des semi-conducteurs utilisés comme interrupteurs, il est donc nécessaire de définir ces éléments, les classer et de citer les règles auxquelles ils doivent obéir dans toute association. La présente étude ne peut s'étendre jusque là.

Et donc une lecture de [149, 150] se révélera nécessaire pour plus de détails.

Le hacheur série associe une source de tension à une source de courant.

L'examen des caractéristiques statiques de ces interrupteurs montre qu'ils doivent être unidirectionnels en tension et en courant, et l'examen des caractéristiques dynamiques montre que l'interrupteur 'A' doit être à fermeture et à ouverture commandée, et que l'interrupteur 'B' doit commuter spontanément [150, 152]. En somme, si le courant qu'appelle la charge est positif, l'interrupteur 'A' doit être un thyristor GTO ou un transistor bipolaire, MOS, IGBT ou IGCT, et l'interrupteur 'B', une diode (**figure- (IV.57)**).

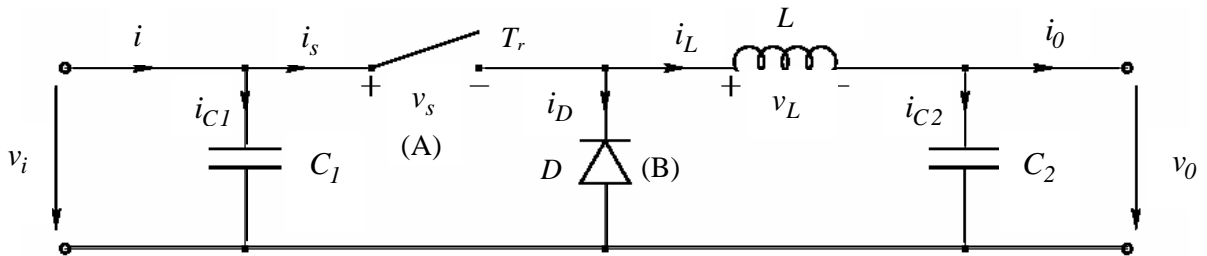


Fig- IV.57: Hacheur série

avec :

T_r : est un interrupteur commandable à l'ouverture et à la fermeture ;

D : Une diode ;

T_s : représente la période de hachage, définie par la commande ;

Et α : le rapport cyclique, défini comme étant le rapport entre le temps de fermeture de l'interrupteur commandable, et la période de hachage.

- Pour $t \in [0, \alpha T_s]$, T_r est fermé, D ouverte :

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_L(t) \quad (\text{IV.130})$$

$$i_{C2}(t) = C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t) \quad (\text{IV.131})$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = v_i(t) - v_0(t) \quad (\text{IV.132})$$

- Pour $t \in [\alpha T_s, T_s]$, T_r ouvert, D fermée :

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) \quad (\text{IV.133})$$

$$i_{C2}(t) = C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t) \quad (\text{IV.134})$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = -v_0(t) \quad (\text{IV.135})$$

IV.4.2.1.1 Approximation des Petites ondulations

Les variables dans les équations (IV.130) à (IV.135) ont une composante constante et des harmoniques. La valeur de la composante constante est pratiquement égale à la valeur moyenne de la variable.

Par conséquent l'ondulation peut être négligée et le signal peut être rapproché à sa composante constante.

Cette approximation s'appelle *l'approximation des petites ondulations*, elle facilite beaucoup l'analyse mathématique des hacheurs.

Pour αT_s , les équations (IV.133) à (IV.135) deviennent comme suit :

$$i_{C1} = I - I_L \quad (\text{IV.136})$$

$$i_{C2} = I_L - I_0 \quad (\text{IV.137})$$

$$v_L = V_i - V_0 \quad (\text{IV.138})$$

Et similairement pour $\alpha' T_s$ / ($\alpha' = 1 - \alpha$)

$$i_{C1} = I \quad (\text{IV.139})$$

$$i_{C2} = I_L - I_0 \quad (\text{IV.140})$$

$$v_L = -V_0 \quad (\text{IV.141})$$

IV.4.2.1.2 Etude du régime continu

Les valeurs de la composante constante de la tension d'inductance et du courant de condensateur sont définies comme la moyenne de leur signal original.

$$V_L = \langle v_L \rangle = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} v_L(t) dt \quad (\text{IV.142})$$

$$I_c = \langle i_c \rangle = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} i_c(t) dt \quad (\text{IV.143})$$

Utilisant les relations : $v_L = L \frac{di_L}{dt}$ et $i_c = C \frac{dv_c}{dt}$, on obtient :

$$i_L(T_s) - i_L(0) = \frac{1}{L} \int_0^{T_s} v_L(t) dt \quad (\text{IV.144})$$

$$v_c(T_s) - v_c(0) = \frac{1}{C} \int_0^{T_s} i_c(t) dt \quad (IV.145)$$

Quand l'état d'équilibre est atteint, les valeurs initiales et finales pendant une période de changement doivent être égales:

$$i_L(t + T_s) = i_L(t) \quad (IV.146)$$

$$v_c(t + T_s) = v_c(t) \quad (IV.147)$$

Il est maintenant possible de réécrire les équations (IV.144) et (IV.145) comme suit:

$$0 = \frac{1}{L} \int_0^{T_s} v_L(t) dt \quad (IV.148)$$

$$0 = \frac{1}{C} \int_0^{T_s} i_c(t) dt \quad (IV.149)$$

En comparant les équations (IV.148) et (IV.149) pour les valeurs moyennes de v_L et i_c dans (IV.142) et (IV.143), il est évident que les valeurs de la composante constante pour la tension d'inductance et le courant du condensateur doivent être nulle.

$$V_L = \langle v_L \rangle = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} v_L(t) dt \quad (IV.150)$$

$$I_c = \langle i_c \rangle = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} i_c(t) dt \quad (IV.151)$$

Cette conclusion sera employée dans le chapitre- IV pour dériver le modèle du hacheur.

IV.4.2.1.3 Le rapport de conversion

Les équations (IV.137) et (IV.141) qui explicitent la tension aux bornes de l'inductance dans les deux périodes, fermeture et ouverture du commutateur, donnent la **figure- (IV.58)** ;

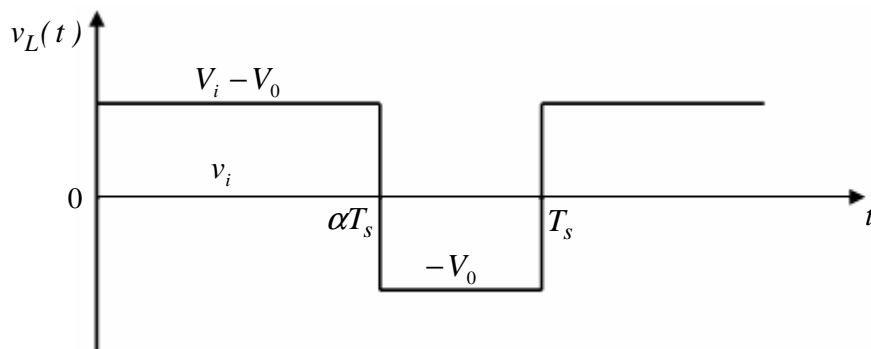


Fig- IV.58: *Forme d'onde de tension d'inductance $v_L(t)$ pour un hacheur dévolteur*

L'expression de la tension moyenne d'inductance peut être facilement dérivée de la forme d'onde de la **figure- (IV.58)**; la tension moyenne d'inductance est égale à zéro en régime permanent :

$$v_L(t) = \alpha(V_i - V_0) + \alpha'(-V_0) = 0 \quad (\text{IV.152})$$

En utilisant les équations (IV.136), (IV.137) et (IV.138), (IV.139), et en appliquant le principe de l'équilibre des charges capacitatives on obtient les expressions pour les courants moyens du condensateur.

$$\langle i_{C1}(t) \rangle = \alpha(I - I_L) + \alpha' I = 0 \quad (\text{IV.153})$$

$$\langle i_{C2}(t) \rangle = d(I - I_L) + \alpha'(I_L - I_0) = 0 \quad (\text{IV.154})$$

L'avantage de la combinaison de (IV.152) et (IV.154) avec (IV.150) mène à trois équations simples qui décrivent les caractéristiques du courant continu à l'état d'équilibre d'un hacheur dévolteur.

$$\alpha V_i = V_0 \quad (\text{IV.155})$$

$$I = \alpha I_L \quad (\text{IV.156})$$

$$I_L = I_0 \quad (\text{IV.157})$$

A partir de l'équation (IV.155), le rapport de conversion de hacheur dévolteur est donné sur la forme suivant :

$$M(\alpha) = \frac{V_0}{V_i} = \alpha \quad (\text{IV.158})$$

La **figure- (IV.59)** illustre cette relation linéaire ;

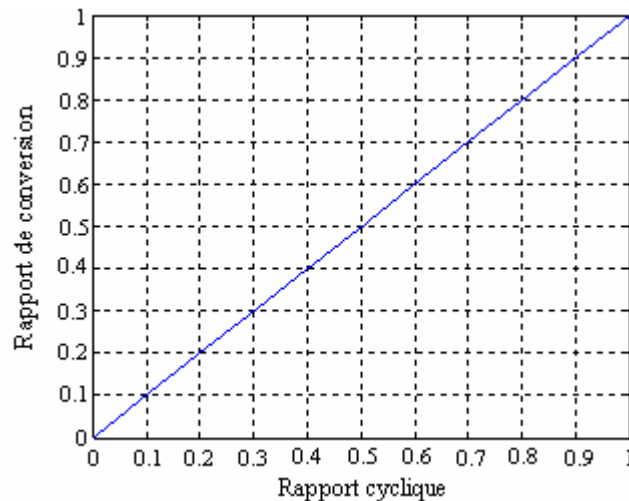


Fig- IV.59: Rapport de conversion M en fonction du rapport cyclique α , pour un convertisseur dévolteur

C'est l'équation (IV.155) qui montre bien que le convertisseur buck est un abaisseur de tension, car la tension de sortie du convertisseur égale à la tension d'entrée multipliée par un coefficient qui varie dans l'intervalle $[0,1]$.

IV.4.2.1.4 Définissons le modèle du hacheur avec un formalisme matriciel

A tout instant, un convertisseur doit assurer le réglage de la puissance échangée entre deux sources. Réglage qui peut être effectué par une matrice d'interrupteurs fonctionnant en commutation, dont la dimension dépend directement du nombre de phases des sources à interconnecter.

On définit respectivement, la matrice de connexion [F], et la matrice de conversion [M], comme suit :

$$\begin{cases} [F]=f \\ [M]=m \end{cases} \tag{IV.159}$$

La matrice [F] est une matrice fonctionnelle (tous ses éléments sont des fonctions), définie par l'ensemble des connexions physiquement réalisables.

Tout comme [F], [M] est une matrice fonctionnelle dont les éléments sont liés aux fonctions de connexion :

$$m=f \tag{IV.160}$$

La fonction de connexion *f* dépend directement du signal envoyé au transistor.

Et la fonction de conversion s'écrira donc comme suit :

$$[M]=m=f \tag{IV.161}$$

Où $m \in \{0,1\}$

La conversion effectuée sur courant et tension s'écrit par :

$$\begin{cases} V_{mod}=m.V_{com} \\ I_{mod}=m.I_{com} \end{cases} \tag{IV.162}$$

L'indice "com" se réfère à la grandeur commutée, "mod" à la grandeur modulée.

La liaison des interrupteurs physiques à leurs fonctions de connexion correspondantes est d'ores et déjà validée [153].

IV.4.2.2 Le hacheur survolteur « Boost ou Step-up converter »

Il est le dual du hacheur série, il associe une source de courant à une source de tension.

Le schéma de la **figure- (IV.60)** représente le circuit électrique du Boost.

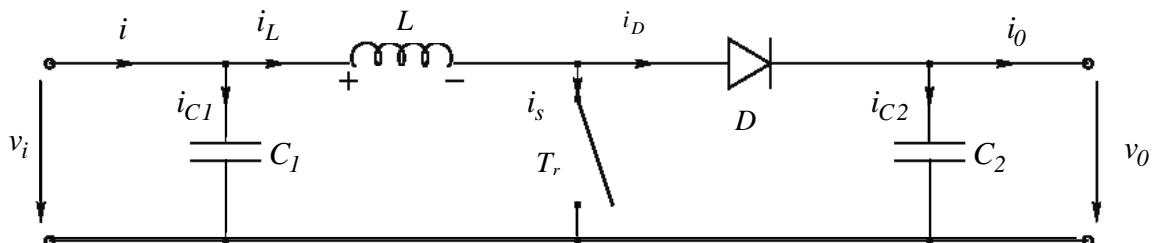


Fig- IV.60: *Circuit idéal du hacheur survolteur*

Pour $t \in [0, \alpha T_s]$, le Transistor T_r est fermé, le courant dans l'inductance croit progressivement, emmagasinant de l'énergie au fur et à mesure, jusqu'à la fin de cette première période.

Le transistor T_r s'ouvre et l'inductance L s'oppose à la diminution du courant i_L , elle génère ainsi une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge à travers la diode D [154].

IV.4.2.2.1 Modèle mathématique du circuit équivalent

En se référant à la **figure- (IV.60)** représentant le modèle équivalent de l'hacheur survolteur, nous déduisons les équations suivantes :

1- Lorsque le commutateur est fermé (c.à.d $t \in [0, \alpha T_s]$), le système est régi par les équations suivantes ;

$$\begin{aligned} i_{C1}(t) &= C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_L(t) \\ i_{C2}(t) &= C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} = -i_0(t) \\ v_L(t) &= L \frac{di_L(t)}{dt} = v_i(t) \end{aligned} \quad (IV.163)$$

2- Lorsqu'il est ouvert ($t \in [\alpha T_s, T_s]$), il devient régi par les équations ci-après ;

$$\begin{aligned} i_{C1}(t) &= C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_L(t) \\ i_{C2}(t) &= C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t) \\ v_L(t) &= L \frac{di_L(t)}{dt} = v_i(t) - v_0(t) \end{aligned} \quad (IV.164)$$

IV.4.2.2.2 Le rapport de conversion

L'approximation d'ondulation simplifier les équations (IV.163), pour obtenir :

$$\begin{aligned} i_{C1} &= I - I_L \\ i_{C1} &= -I_0 \\ v_L &= V_i \end{aligned} \quad (IV.165)$$

Et (IV.164) :

$$\begin{aligned} i_{C1} &= I - I_L \\ i_{C1} &= I_L - I_0 \\ v_L &= V_i - V_0 \end{aligned} \quad (IV.166)$$

Pour trouver les valeurs moyennes de i_{C1} , i_{C2} et V_i pendant toute la durée T_s , les équations (IV.165) et (IV.166) sont substituées en (IV.167) ;

$$x(t) = \frac{1}{T_s} \int_t^{t+T_s} x(\tau) d\tau = \frac{1}{T} \left[\int_t^{t+\alpha T_s} x \Big|_{[0, \alpha T_s]}(\tau) d\tau + \int_{t+\alpha T_s}^{t+T_s} x \Big|_{[\alpha T_s, T_s]}(\tau) d\tau \right] \quad (IV.167)$$

En régime permanent :

$$\begin{aligned} \langle i_{C1}(t) \rangle &= \alpha(I - I_L) + \alpha'(I - I_L) = 0 \\ \langle i_{C2}(t) \rangle &= \alpha(-I_0) + \alpha'(I_L - I_0) = 0 \\ \langle v_L(t) \rangle &= \alpha V_i + \alpha'(V_i - V_0) = 0 \end{aligned} \quad (\text{IV.168})$$

Avec $\alpha = 1 - \alpha'$ on peut simplifier les équations à :

$$I = I_L \quad (\text{IV.169})$$

$$I_0 = \alpha' I_L \quad (\text{IV.170})$$

$$V_i = \alpha' V_0 \quad (\text{IV.171})$$

Le rapport de conversion $M(\alpha)$ est donc écrit sous la forme suivante :

$$M(\alpha) = \frac{V_0}{V_i} = \frac{I}{\alpha'} = \frac{I}{1 - \alpha} \quad (\text{IV.172})$$

Son évolution est illustrée par la **figure- (IV.61)**, ci-dessous ;

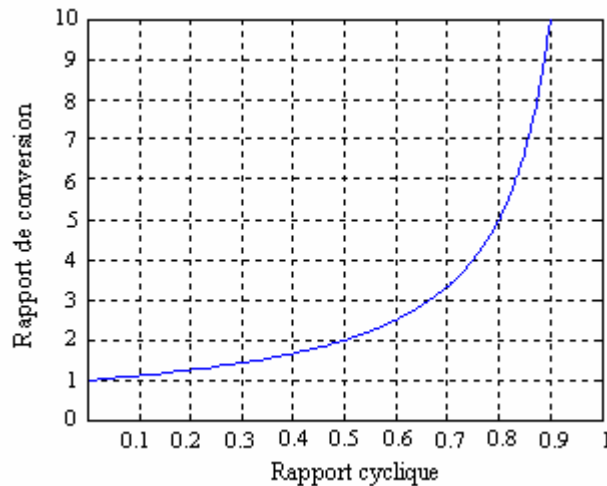


Fig- IV.61: Le rapport de conversion M en fonction de α

Dans ce cas, c'est bien l'équation (IV.112) qui montre que le convertisseur Boost est un élévateur de tension.

IV.3 Modélisation du système complet

Par rapport à l'interconnexion des deux sous-systèmes, il existe deux types de système de production hybride, le système alterné et le système parallèle [40]. Le système alterné consiste en l'association d'un système éolien et d'un système photovoltaïque par un système de commutation permettant d'assurer le passage d'un fonctionnement d'une source à une autre (selon les conditions météorologiques jour et nuit). Par contre, le système parallèle relie les deux sources (éolienne, photovoltaïque) en même temps à la batterie. Le système choisi dans notre étude est conçu de telle sorte à obtenir un fonctionnement parallèle des deux sources.

Finalement, le schéma de simulation du système complet se résume à celui de la **figure- (IV.62)**;

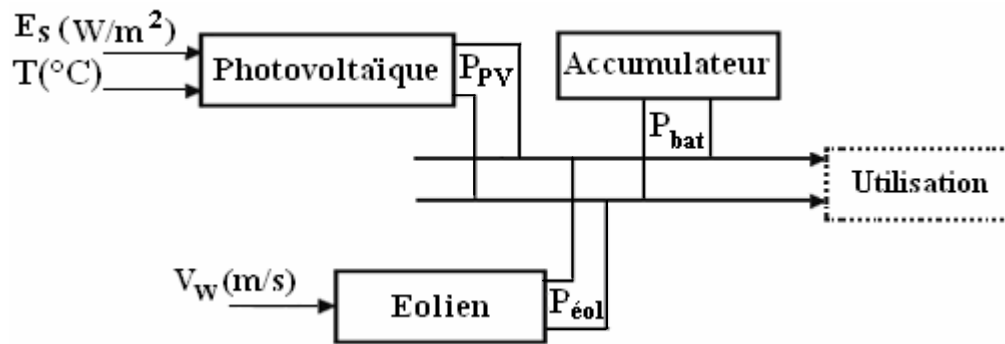


Fig- IV.62: Schéma de simulation du système complet

La démarche que nous avons menée se résume à l'analyse de l'efficacité énergétique du système photovoltaïque-éolien vu dans sa globalité, la quantité d'énergie utile, disponible aux bornes de la charge, restant le « seul juge de paix ». Pour cela, l'utilisation et encore la gestion de l'énergie pour satisfaire cette demande n'est pas dans l'ordre de ce travail.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons dimensionné et modélisé un SEH composé de plusieurs étages, une éolienne, des panneaux PV, et un système de stockage avec régulation. Ces étages ont pour but de maintenir stable ce système ainsi que de le rendre plus rentables

Nous avons conçu sous l'environnement MATLAB/Simulink les modèles, de tous les éléments du SEH, permettant une simulation du comportement du système complet. La simulation est utilisable pour une analyse dynamique du SEH allant de quelques millisecondes jusqu'à plusieurs secondes.

Chap. V

**Applications
et résultats**

V/ Applications et résultats

« Analyse du comportement dynamique du SEH face aux variations climatiques »

Introduction

A notre ère, il existe de puissants logiciels de simulation testant et évaluant l'exécution théorique de tout système sous des conditions pouvant être facilement contrôlables.

La simulation permet de passer de la conception théorique du système à la réalisation pratique avec plus d'assurance.

C'est ce qui est entendu de faire sous l'environnement Matlab/Simulink, pour chacun des deux systèmes, éolien et photovoltaïque, sous de nombreuses variations des conditions atmosphériques.

Les simulations font appel à des situations variées et représentatives de certaines difficultés potentielles rencontrées dans les SEH. Ainsi, l'attention est focalisée sur le comportement dynamique du SEH face aux variations climatiques (vent, éclairage et température), dans le but d'étudier l'efficacité des stratégies de commande permettant aux sources d'énergie renouvelable d'optimiser le rendement énergétique. La stabilité du bus à CC est également analysée du point de vue de la régulation de la tension.

On soulignera, dans chacun de nos deux systèmes, la nécessité de la poursuite du PPM.

V.1 Le système Photovoltaïque face aux variations de Température/Eclairage

Dans ce chapitre, nous commençons par évaluer le système solaire sans régulateur. On indiquera, ensuite, l'apport d'une commande MPPT appliquée à un contrôleur flou, via un convertisseur DC/DC BOOST.

Des expériences ont montré que, dans de nombreux cas, les résultats obtenus avec un contrôleur flou, dont la technique est non conventionnelle, sont bien meilleurs que ceux obtenus avec des algorithmes de contrôle conventionnels. Ainsi le contrôle par logique floue est perçu tel un pas vers un rapprochement entre le contrôle mathématique précis et la prise de décision humaine.

V.1.1 Description du système solaire global

La **figure- (V.1)** montre le diagramme fonctionnel du système photovoltaïque autonome. Ce dernier se compose des éléments suivants :

- Un panneau photovoltaïque;
- Un convertisseur DC-DC de type Boost ;
- Une batterie comme charge ;
- Et un contrôleur MPPT.

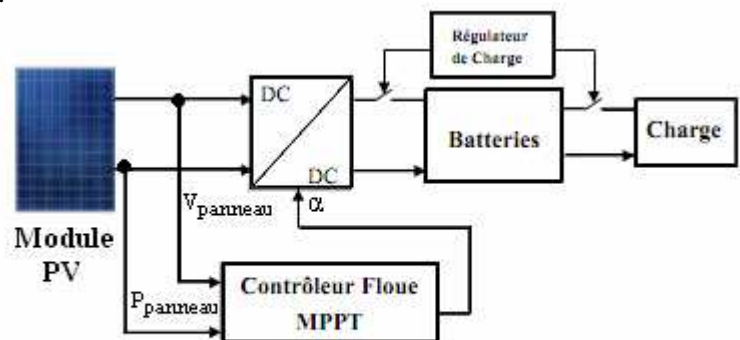


Fig- V.1: Le système PV autonome étudié

V.1.1.1 Etude du système solaire passif

Le système solaire passif est le système solaire sans régulateur. Il comporte les éléments suivants :

- 06 modules solaires en parallèle, chaque module contenant 36 cellules en série;
- Une charge formée de 02 batteries au plomb en série, chaque batterie a une tension de fonctionnement de 12 [V].

Le but de cette étude consiste à voir le comportement du générateur photovoltaïque afin de le réguler pour mieux l'exploiter en extrayant le maximum de puissance.

V.1.1.2 Etude du système solaire avec régulateur MPPT

Une question se pose, quel régulateur choisir ? Pour trancher, un test comparatif de performances s'impose, ne serait ce que pour les deux technologies les plus employées, à savoir le contrôleur flou et le contrôleur P&O.

La **figure- (V.2)** ci-dessous donne la variation de la puissance et tension du panneau PV, de la puissance et tension de la batterie, ainsi que du rapport cyclique, des deux contrôleurs MPPT flou et MPPT P&O, sous des conditions constantes : la température=25 [°C] et l'ensoleillement=1000 [W/m²], pour une fréquence d'échantillonnage égale à 100 [Hz].

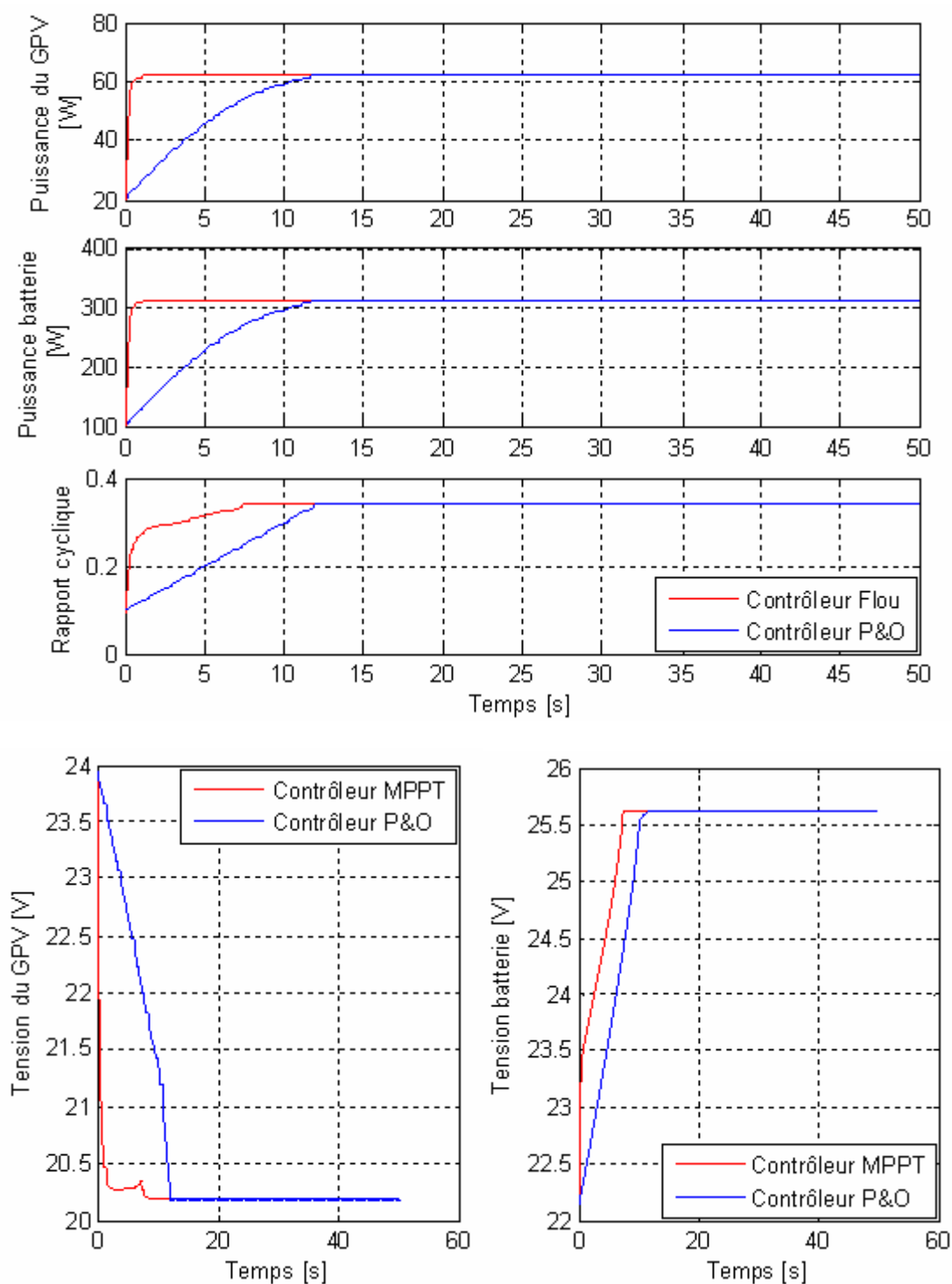


Fig- V.2: Test comparatif de performances des deux contrôleurs MPPT flou et MPPT P&O

La performance que présente la commande floue sur la commande P&O réside d'une part dans la rapidité à l'estimation du PPM sans oscillations, et l'obtention d'une puissance maximale dépourvue d'oscillations d'autre part.

Pour les deux contrôleurs, la tension délivrée à la charge/batterie semble être supérieure à la tension acceptable. Problème devant être résolu par la suite à travers un régulateur de tension.

La **figure- (V.3)** représente un agrandissement sur l'état permanent des caractéristiques de la **figure- (V.2)** afin de scruter clairement le comportement de chaque commande ;

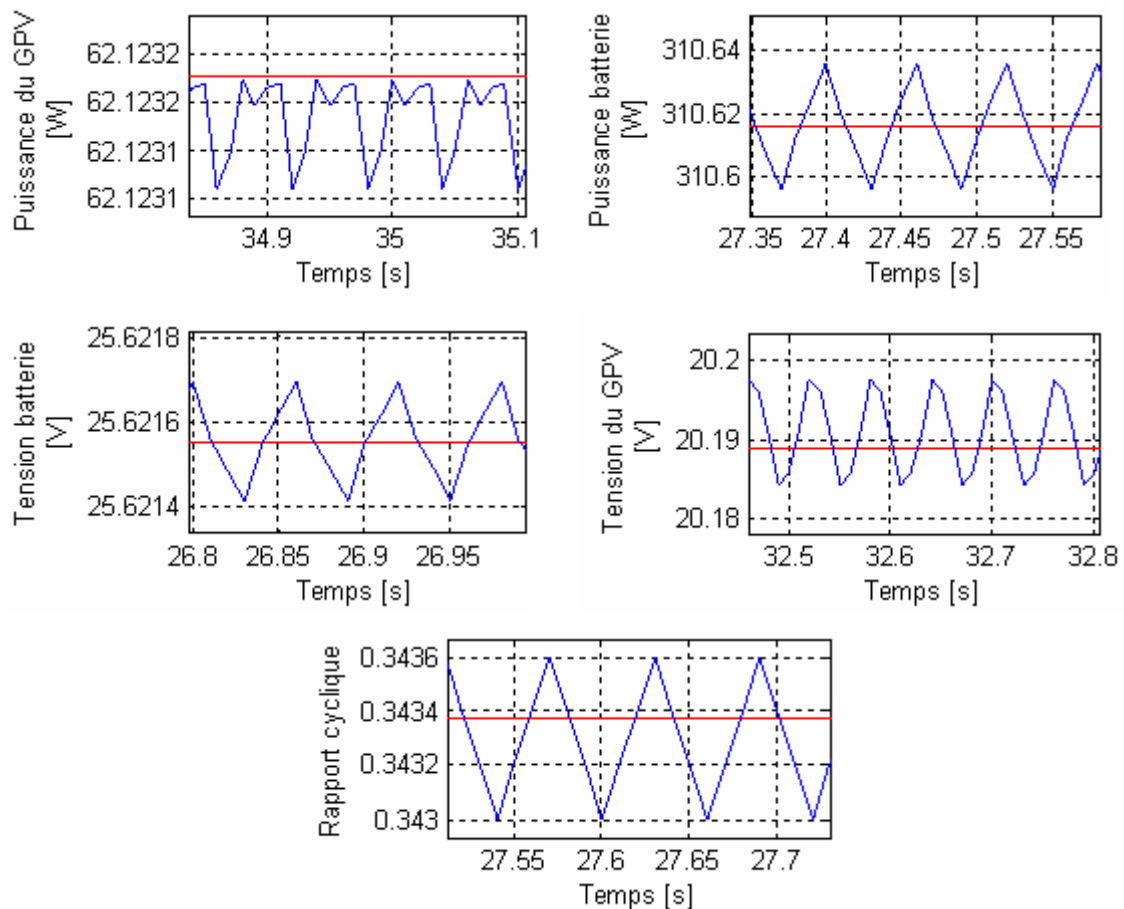


Fig- V.3: Zoom de l'état permanent des caractéristiques de la figure- (V.2)

La commande floue réagit avec une finesse en évitant toute oscillation possible, au même moment où l'ensemble des caractéristiques issues de la MPPT P&O connaît de fortes oscillations.

En l'occurrence, les oscillations que manifeste le rapport cyclique ont un impact direct sur le rendement en puissance, due principalement à sa divergence, basculant ainsi le point de fonctionnement plus loin du PPM réel.

En effet,

A l'état permanent, la valeur de la puissance du contrôleur flou se stabilise à environ 62,12 [W], cette valeur représente exactement le MPP du panneau étudié sous les conditions standard. Ce qui veut dire que le mécanisme a vraiment suivi le point de puissance maximale. Tandis que la courbe de puissance du contrôleur P&O présente des oscillations en forme de deux pics de sens opposés conduisant ainsi à une diminution de la puissance de sortie, ce qui explique leur emplacement en -dessous du point 62,12 [W], voulant simplement dire que la puissance maximale n'est jamais atteinte.

Ce résultat est une conséquence directe de l'approximation de la dérivée continue par une différence discrète, ce qui conduit à l'impossibilité d'annuler la dérivée.

Dans ce qui suit, on étudie l'influence de la fréquence d'échantillonnage sur le comportement des deux contrôleurs, à travers celui de la puissance du GPV. La fréquence étant de 1000 [Hz]. Le résultat qui en découle est porté sur la **figure- (V.4)**;

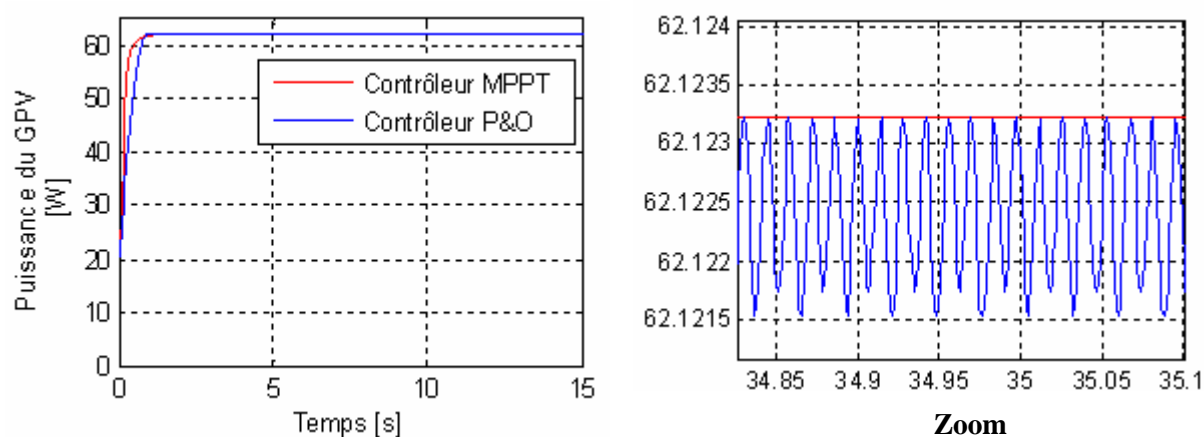


Fig- V.4: Influence de la fréquence d'échantillonnage sur le comportement des deux contrôleurs

Des changements de la fréquence d'échantillonnage n'influencent nullement le contrôleur flou. Il garde, en effet, une valeur stable de la puissance panneaux et logiquement une valeur convenable du rapport cyclique.

Or, pour le contrôleur P&O, on a gagné en temps de réponse du système mais perdu, non seulement, en qualité du signal puissance qui a d'autant plus d'ondulations que dans le cas de $f_{dec} = 100$ [Hz], mais aussi en temps de calcul.

Les résultats de cette étude comparative confirment bien ceux portés en [155]. Ils montrent, en effet, que les performances du contrôleur flou sont bien meilleures que celles d'un contrôleur basé sur la méthode P & O, l'un des plus utilisés.

Ce qui justifie largement le choix de la commande floue.

V.1.1.2.1 Fonctionnement sous des conditions constantes

Le but de ces simulations est de visualiser le décalage du point de fonctionnement par rapport au point MPP. Il sert aussi à évaluer les pertes dues aux oscillations autour de ce point.

La **figure- (V.5)** ci-dessous résume les résultats issus du contrôle flou portés sur la **figure- (V.2)**.

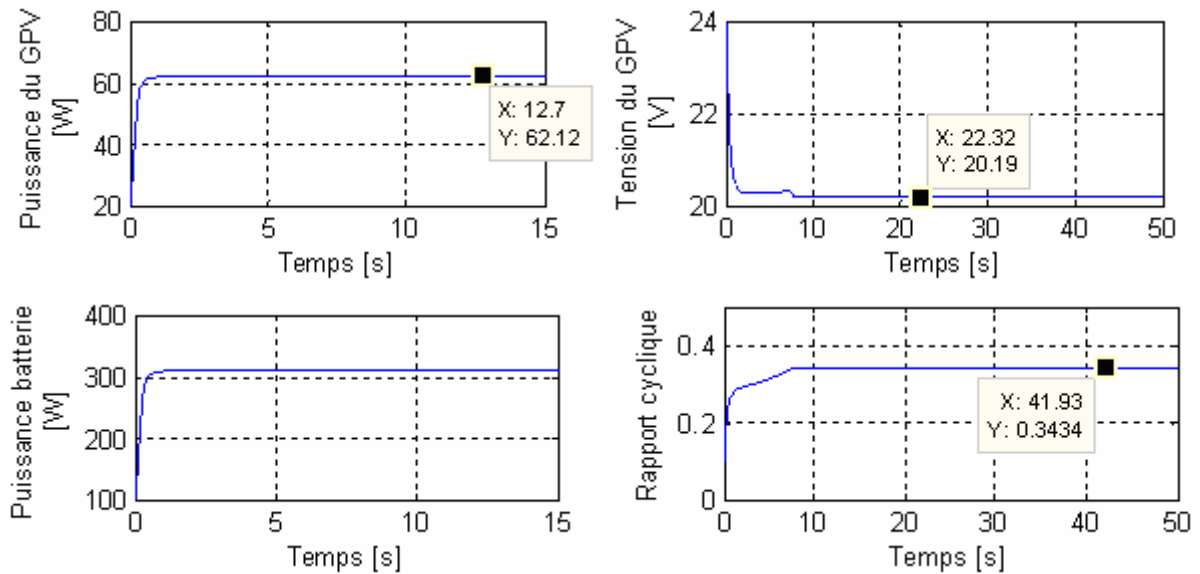


Fig- V.5: Résultats de simulation du système sous les conditions standard de fonctionnement

D'après ces résultats, nous observons que l'algorithme MPPT par logique floue est efficace. Les temps de réponses (régimes transitoires) semblent acceptables. Ces résultats sont en adéquation avec ceux de l'article référence [36].

Pour montrer au mieux l'apport du contrôleur MPPT, nous illustrons via la **figure- (V.6)** ci-dessous, la superposition de la caractéristique de puissance en sortie du GPV, d'avant et après poursuite;

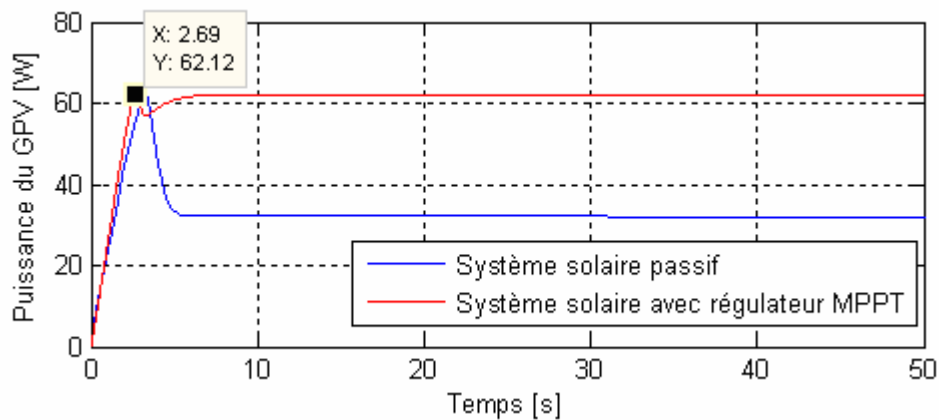


Fig- V.6: Comparaison de l'apport en puissance produite, entre système passif et comportant une régulation MPPT

L'effet du régulateur se constate clairement dans le maintien de la puissance du GPV à sa valeur maximale de 62,12 [W], ce qui n'est pas le cas pour le système passif.

La **figure- (V.7)** donne les caractéristiques P-V et P-I du GPV contrôlé, sous les conditions standard ;

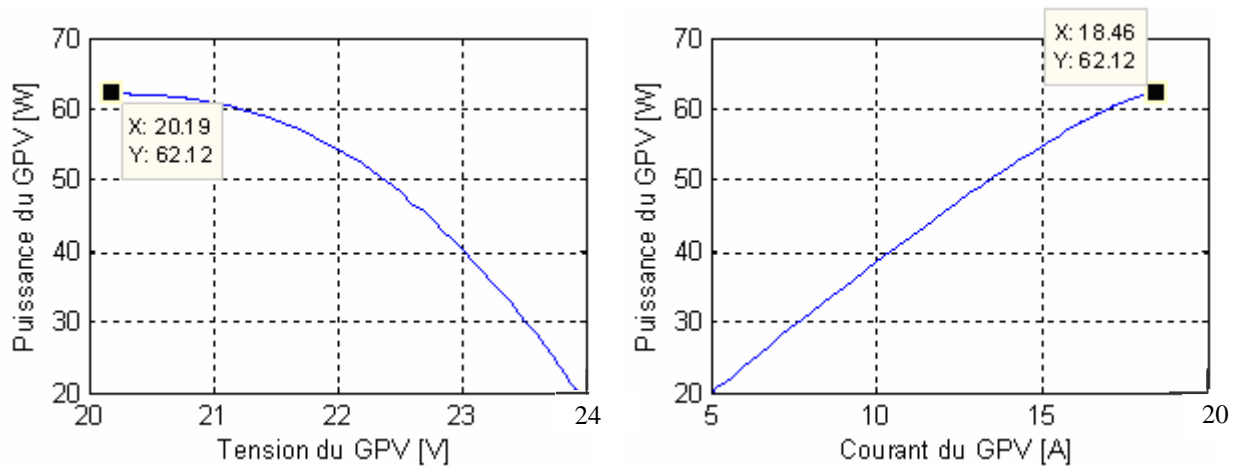


Fig- V.7: Courbes de simulation de la caractéristique P-V et P-I d'un panneau PV contrôlé par le contrôleur MPPT Flou, sous des conditions constantes : la température=25 [°C] et l'ensoleillement=1000 [W/m²]

La **figure- (V.7)** montre que le contrôleur MPPT cherche dans le bon sens et atteint facilement et directement le PPM, qui se situe à 62,12 [W], correspondant à $V_{max} = 20,19$ [V] et $I_{max} = 18,46$ [A] (pour l'ensemble du générateur et donc 3,07 [A] pour le module unique), fixés par la commande $\alpha_{opt} = 0,34$.

Et pour tester l'efficacité de l'algorithme MPPT utilisé dans le système de conversion photovoltaïque vis-à-vis de différentes conditions environnementales, nous avons opté pour le test de robustesse.

V.1.1.2.2 Tests de robustesse : Fonctionnement sous des conditions variables

V.1.1.2.2- a) Réponse sous des conditions variables d'éclairement

a- 1) Variation brusque de l'ensoleillement

Pour une température de 25 [°C], on étudie la réponse du système à une variation brusque de l'éclairement échelonnée de 400 jusqu'à 1000 [W/m²]. Les résultats sont portés sur la **figure- (V.8)**;

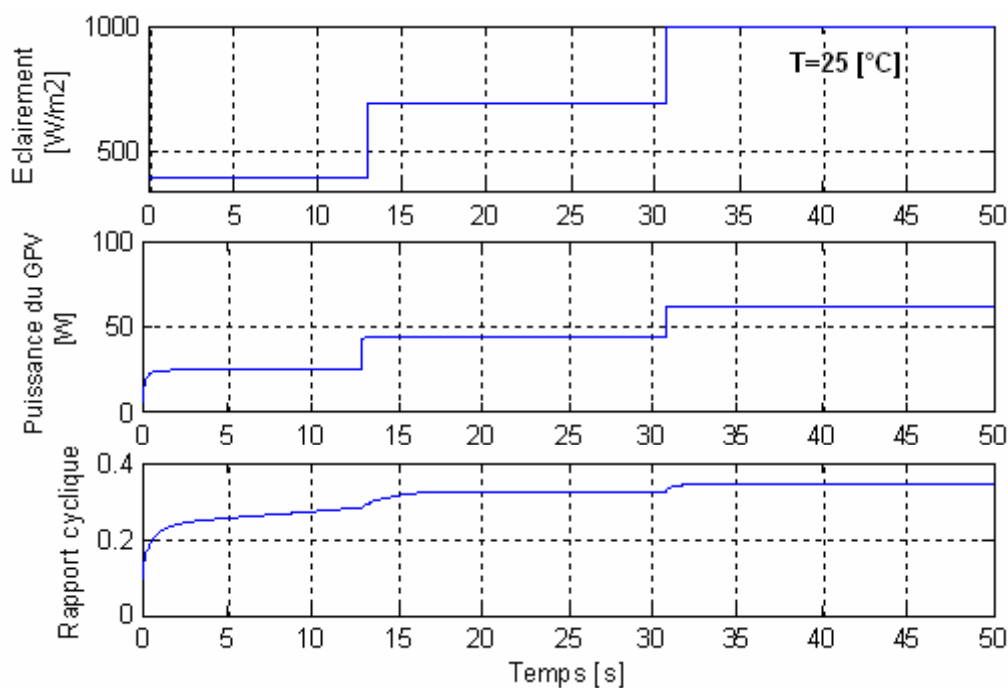


Fig- V.8: Résultats de simulation du système sous une variation brusque de l'ensoleillement

La commande floue présente une bonne estimation à la commande sans oscillations, qui donne une finesse à la forme du signal de puissance. Les graphes ci-dessus montrent la robustesse de notre contrôleur MPPT.

a- 2) Variation graduelle

▪ Augmentation rapide de l'ensoleillement

L'ensoleillement augmente de 400 à 1000 [W/m²] dans un laps de temps de 5 [s], la température est maintenue constante à 25 [°C]. Les résultats du test sont portés par la **figure- V.9- a)**;

▪ Augmentation lente de l'ensoleillement

Dans ce test, l'ensoleillement augmente de 700 à 1000 [W/m²] en l'espace de 35 [s], sous une température constante de 25 [°C]. Les résultats de simulation sont tels que montrés sur la **figure- V.9- b)**;

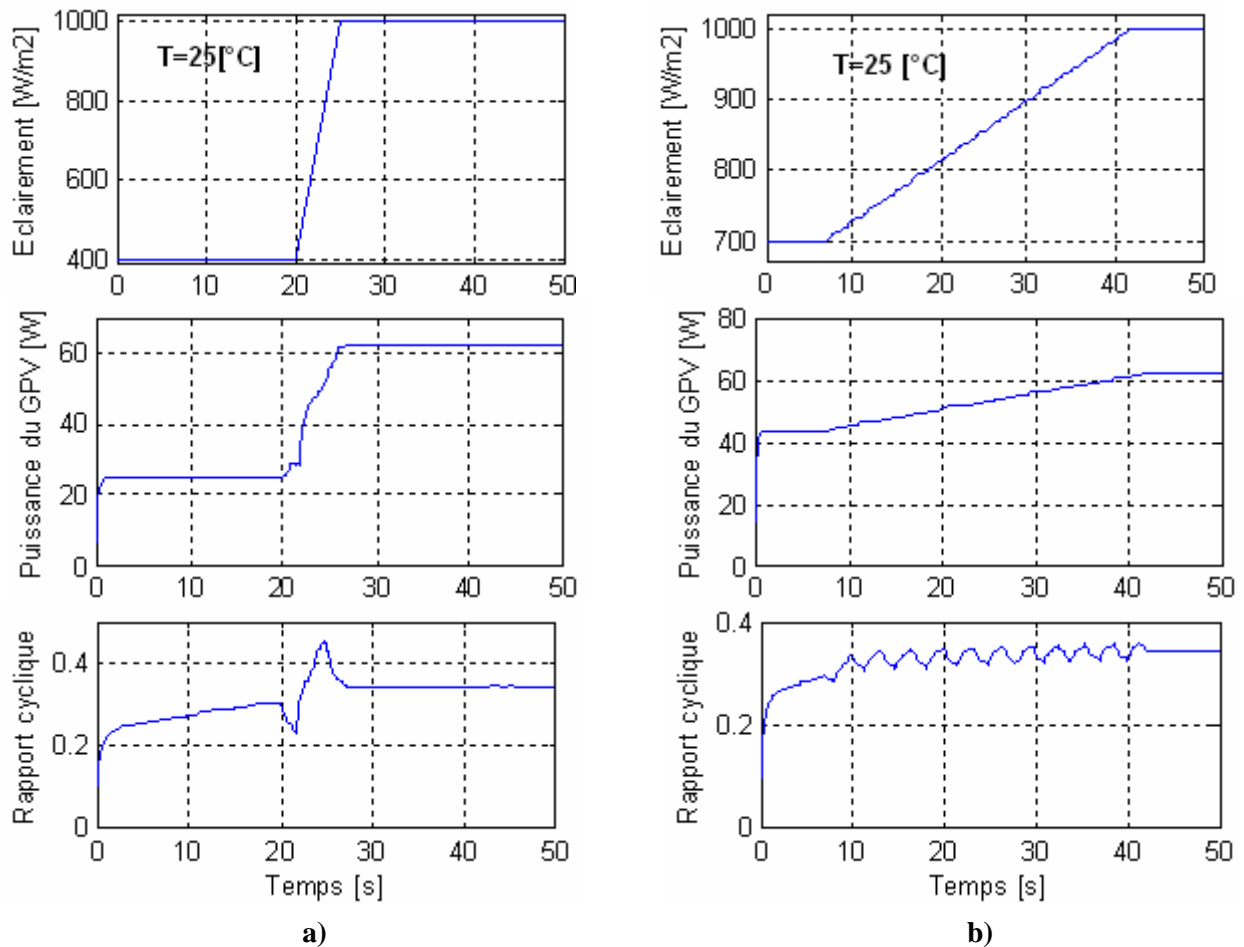


Fig- V.9: Réponse du système à une augmentation de l'ensoleillement

a) Augmentation rapide

b) Augmentation lente

La technique de la logique floue présente l'avantage de travailler sur deux modes : un mode rude et un mode fin une fois le point de puissance maximale capturé. La **figure- V.9- a)** illustre bien ce phénomène.

▪ Diminution rapide de l'ensoleillement

On donne par les figures ci-dessous, la réponse à une diminution rapide de l'ensoleillement, allant de $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$ à $400 \text{ [W/m}^2\text{]}$ à la température de $25 \text{ [}^{\circ}\text{C]}$.

Les résultats du test sont portés sur la **figure- V.10- a)**.

▪ Diminution lente de l'ensoleillement

Une diminution lente de 1000 à $700 \text{ [W/m}^2\text{]}$ de l'ensoleillement, dans un intervalle de 35 [s] sous la température de $25 \text{ [}^{\circ}\text{C]}$, est simulée dans ce test.

La **figure- V.10- b)** rapporte les résultats de cette simulation ;

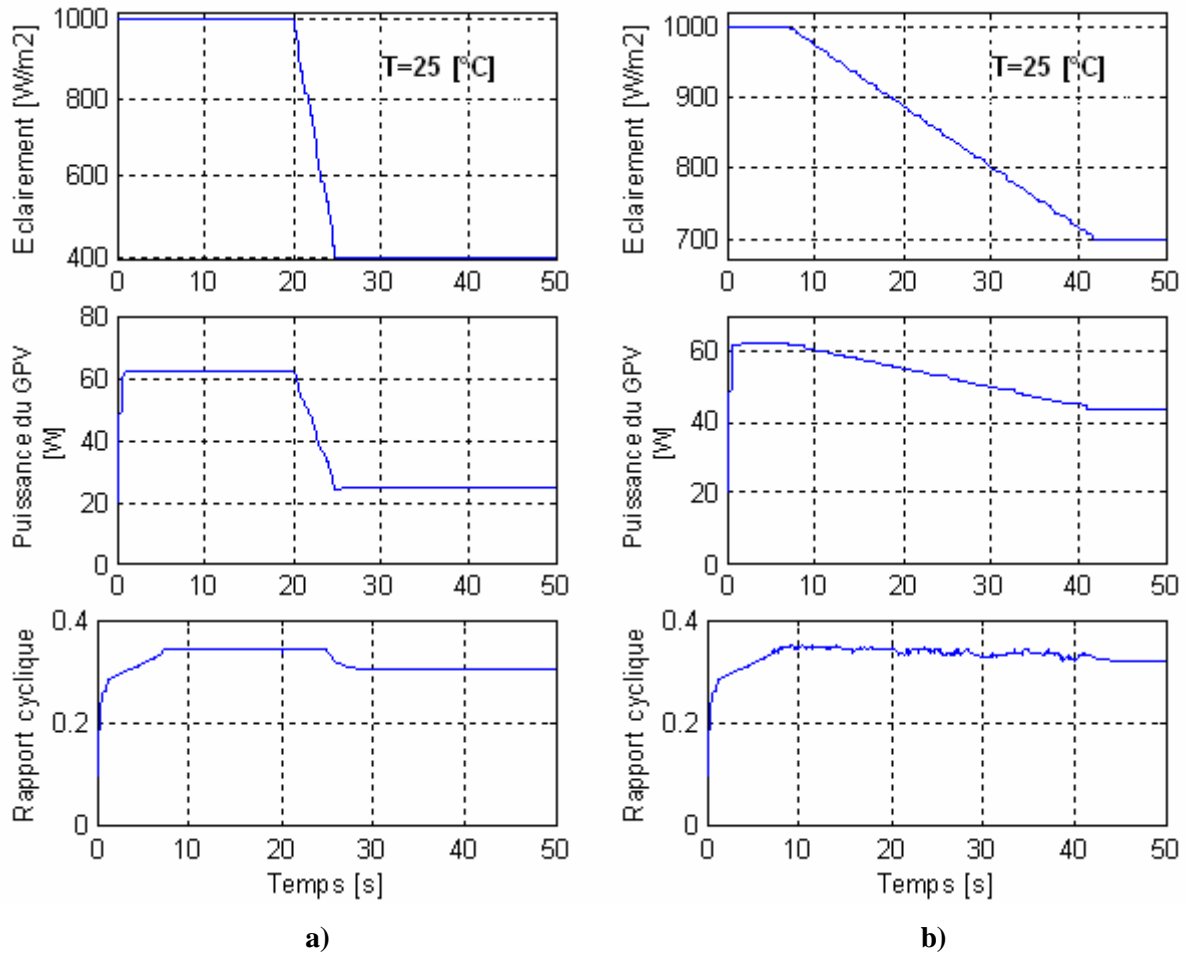


Fig- V.10: Réponse du système à une diminution de l'ensoleillement

a) Diminution rapide

b) Diminution lente

V.1.1.2.2- b) Réponses à des conditions variables de température

En plus de l'ensoleillement, la température de la cellule solaire est un facteur important qui influe sur les caractéristiques du panneau solaire.

A cause de la masse thermique importante du panneau solaire, la variation de la température est très lente ou le gradient est très faible par rapport au gradient de l'ensoleillement.

Des changements rapides de température sont rarement occasionnés. Ainsi la température dépend du flux des radiations solaires. Dans le cas d'un fort ensoleillement, la température croît progressivement jusqu'à ce que l'équilibre thermique soit atteint, au moment où, dans un temps nuageux, la température décroît graduellement.

Une diminution rapide de la température peut se passer lorsque des pluies orageuses tombent soudainement, et généralement une augmentation rapide de la température ne se produit jamais [154].

b- 1) Variation brusque de la température

Dans ce cas, on maintient l'éclairement E_s constant, égale à la valeur standard de $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$, et on étudie la réaction du système à une variation brusque de la température, allant d'un échelon de 25 à $45 \text{ [}^\circ\text{C]}$ pour atteindre $60 \text{ [}^\circ\text{C]}$.

Nous retrouvons les résultats du test sur la **figure- (V.11)** ci-après ;

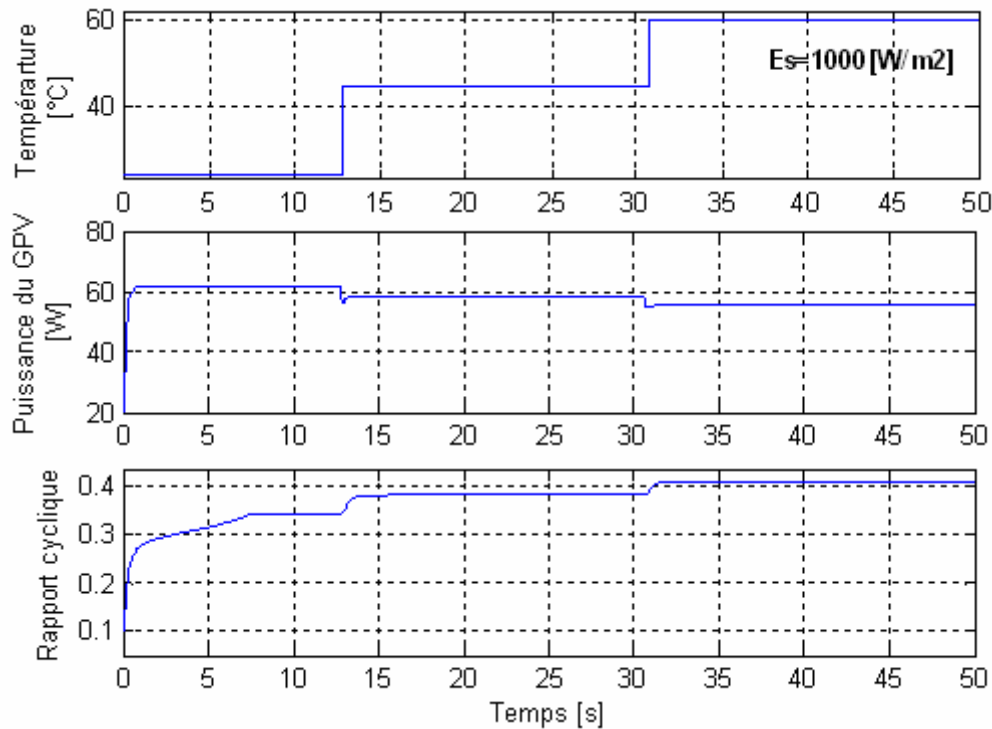


Fig- V.11: Résultats de simulation du système sous une variation brusque de température

Comme dans le cas **a- 1)**, la commande floue réagit avec finesse en évitant toutes oscillations possibles.

b- 2) Variation graduelle de la température

▪ Augmentation rapide de la température

Une augmentation de température de 25 à $50 \text{ [}^\circ\text{C]}$ durant un temps de 5 [s] et sous un ensoleillement de $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$, est simulée dans ce test. On rapporte les résultats de ce test sur la **figure- V.12- a)** ;

▪ Augmentation lente de la température

Nous simulons dans ce test, une augmentation de température de 25 jusqu'à $35 \text{ [}^\circ\text{C]}$, durant un temps de 5 [s] et sous un ensoleillement de $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$. Les résultats sont portés sur la **figure- V.12- b)** ;

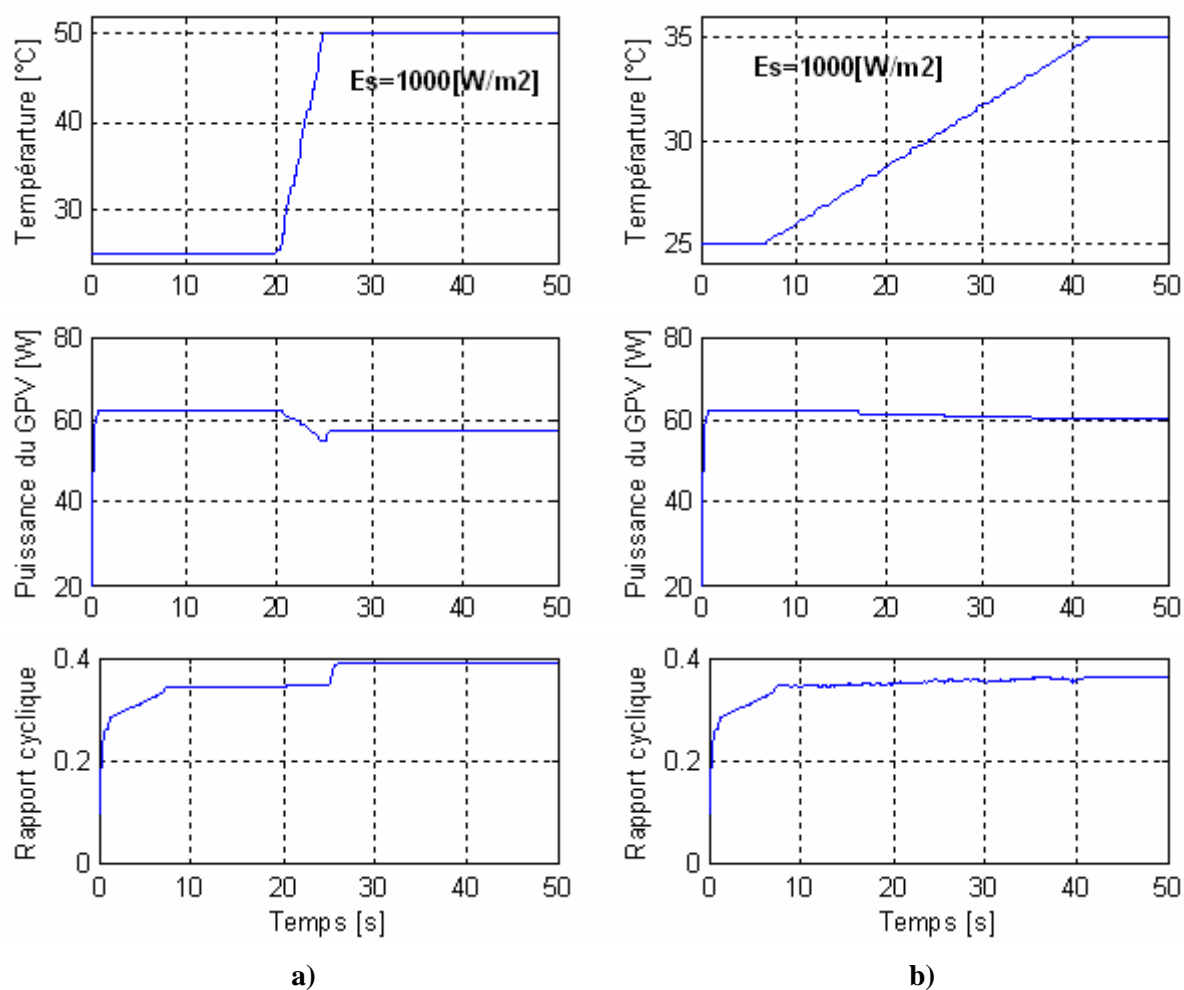


Fig- V.12: Réponse du système à une augmentation de température

a) Augmentation rapide

b) Augmentation lente

▪ Diminution rapide de la température

La réponse du système à une diminution rapide de la température de 50 [°C] à 25 [°C] en un laps de temps de 5 [s], avec un ensoleillement de 1000 [W/m²] est étudiée dans ce cas.

Les résultats sont rapportés sur la **figure- V.13- a)** ;

▪ Diminution lente de la température

La réponse du système à une diminution lente de température, allant de 35 à 25 [°C] avec un ensoleillement de 1000 [W/m²] et produite dans un laps de temps de 35 [s] est étudiée dans ce cas.

Les résultats sont portés sur la **figure- V.13- b)**;

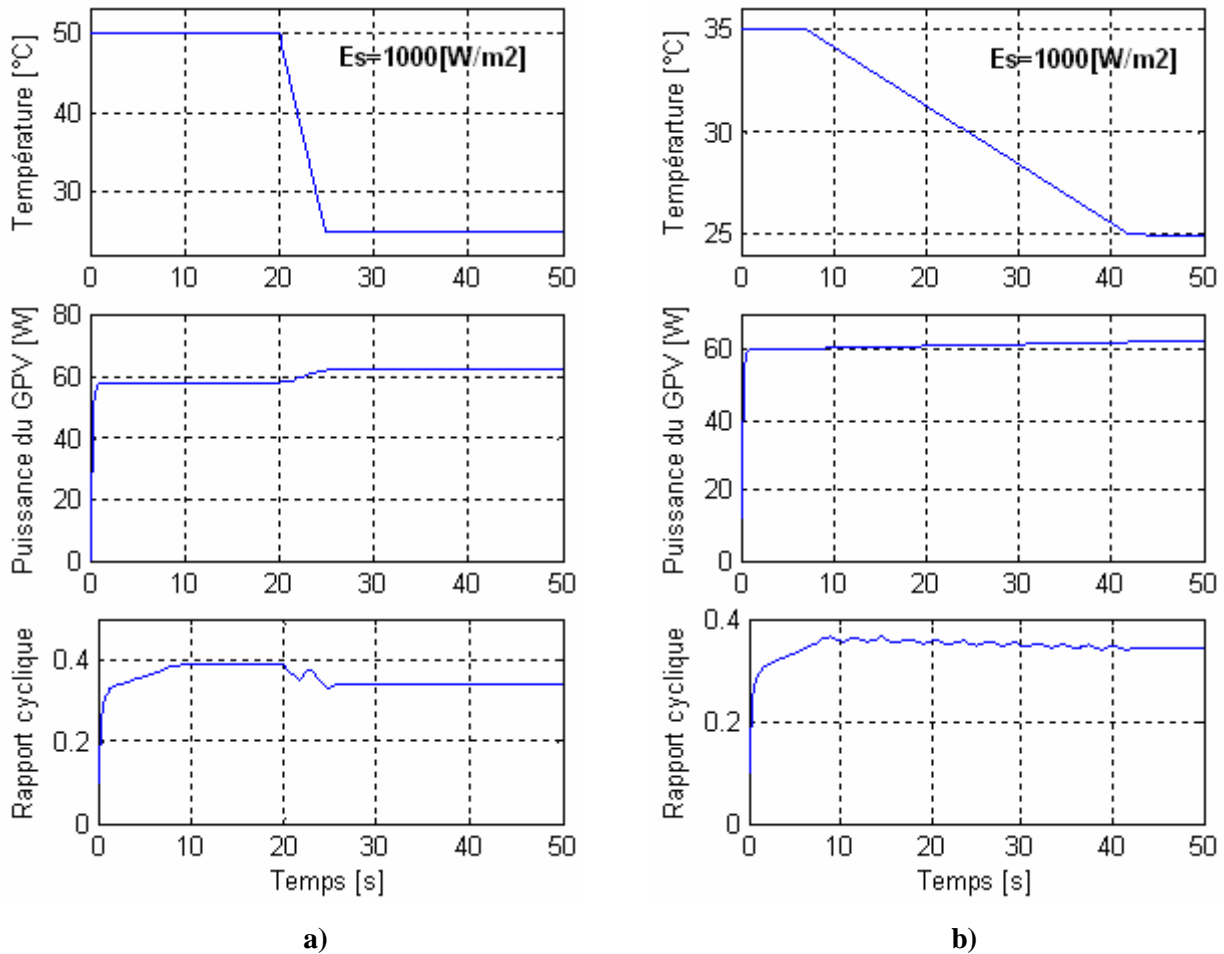


Fig- V.13: Réponse du système à une diminution de température
a) Diminution rapide **b)** Diminution lente

➤ Commentaires

Nous constatons que le régulateur flou est robuste et qu'il suit la consigne quelque soit les variations de l'insolation. Ces résultats sont acceptables du point de vue stabilité du système.

Le régulateur traque parfaitement la décrémentation linéaire de la puissance lors de la variation rapide de l'insolation.

Son comportement fin se voit clairement lors de la diminution rapide de l'éclairement.

La variation rapide de la température produit une diminution de la puissance de sortie du GPV par rapport à celle enregistrée en son PPM, accompagnée d'un déplacement de ce dernier, devant être détecté par le mécanisme de poursuite (tracking) afin de le compenser par une légère augmentation (réajustement) du rapport cyclique qui connaît une variation relativement importante, s'expliquant par le mode rude du contrôleur flou.

Néanmoins, Les changements lents des conditions atmosphériques causent de fortes oscillations du rapport cyclique pendant la période de transition de l'insolation/température, faute de la divergence de la commande, sans pour autant nuire à la sortie en puissance, pour la simple raison que le contrôle flou se base sur deux modes de fonctionnement :

Un mode rude et un mode fin une fois le point de puissance maximale capturé. Ces derniers sont introduits dans un but de réduire non seulement le temps nécessaire pour la poursuite mais aussi les fluctuations de la puissance.

Les ondulations en question peuvent être causées parce que le point de fonctionnement atteint le point MPP en mouvement à plusieurs reprises, ou même à cause du changement important du pas d'incrémentation utilisé. C'est le résultat des règles floues lorsqu'une grande pente est détectée.

Pour réduire cet effet, on peut diminuer l'intervalle d'excursion du rapport cyclique, sauf que cela conduirait à l'augmentation du temps de réponse vis-à-vis des changements brusques des conditions atmosphériques.

V.1.1.2.2- c) Simulation sous des conditions aléatoires d'ensoleillement et de température

Dans la simulation suivante, la technique « flou » de poursuite du PM est soumise à des conditions d'ensoleillement et de température bien proches des réelles. Dans un tel environnement, des variations rapides et indépendantes d'ensoleillement et de la température sont rarement produites. Dans ce cas la température de la cellule est proportionnellement liée à l'intensité des radiations solaires avec une inertie importante par rapport à la variation de l'ensoleillement.

Le but de cette simulation est de faire un test global de cette technique MPPT sur une période de test relativement longue. L'indice de base de l'analyse étant la puissance générée par les panneaux solaires tout au long de la période du test. La variation de l'ensoleillement est entre 200 et 1000 [W/m²], celle de la température se situe entre 20 et 60 [°C]. La **figure- (V.14)** en donne les résultats;

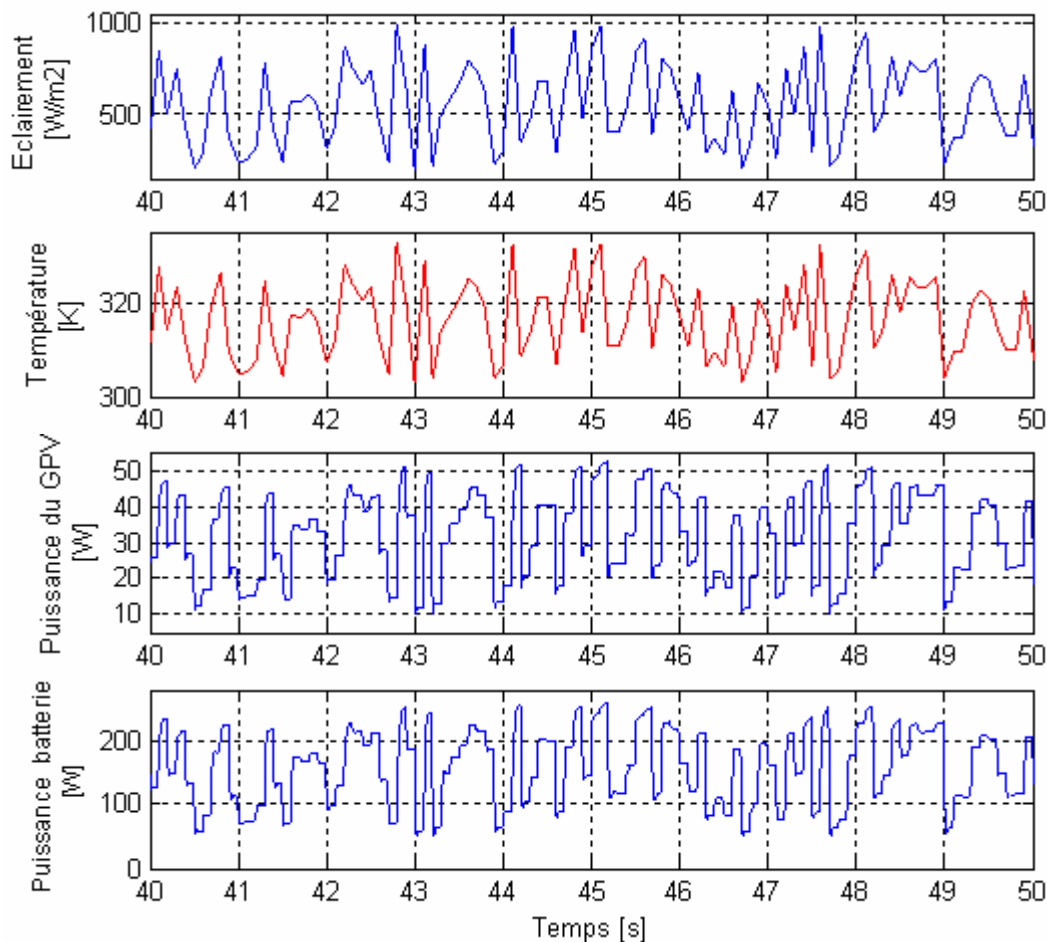


Fig- V.14: Réponse du contrôleur MPPT flou face aux changements aléatoires de l'ensoleillement et de la température

Via les signaux de puissances, la **figure- (V.14)** révèle un excellent comportement du régulateur flou vis-à-vis des changements des conditions atmosphériques. Il assure, en effet, une bonne poursuite.

Elle semble avoir un comportement relativement correct face aux fortes températures, par contre, elle présente l'inconvénient d'être très agitée vis-à-vis des diminutions brusque de température.

On signale que le comportement du système n'est néanmoins pas fortement affecté par les changements en température.

V.1.2 Régulation de la tension de la batterie

Tel qu'illustré sur la **figure- (V.2)**, la tension batterie dépasse la tension nominale.

Un chargeur de batterie type flou est proposé pour des fins de protection de la batterie de cette installation autonome.

Le même diagramme fonctionnel que celui illustré par la **figure- (IV.45)** est adopté. La commande, elle, correspond au schéma de la **figure- (IV.50)**.

La **figure- (V.15)** démontre l'efficacité de ce même régulateur lors d'une insolation variable et sous la température standard de 25 [°C] ;

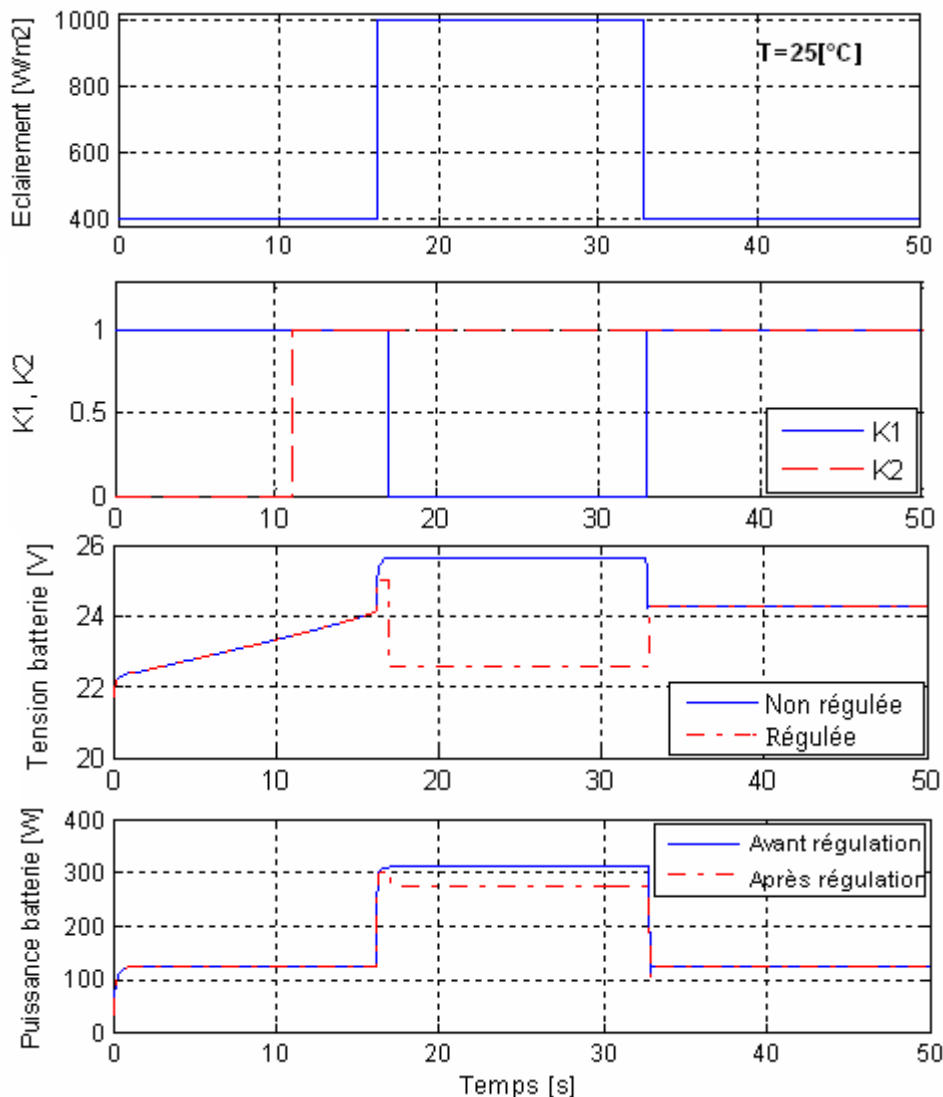


Fig- V.15: Apport du régulateur de batterie lors d'une variation d'ensoleillement

Lorsque l'ensoleillement change, la tension délivrée à la charge varie dans la plage $(21,6 \div 25)$ [V]. Le régulateur remplit donc complètement son rôle puisqu'il maintient cette tension dans une plage qui protège la batterie.

V.2 Le système Eolien face aux variations du vent

Dans ce cas, le test portera sur le système éolien dont on étudiera le comportement face à un relevé de vitesse sur site (profil réel). Et pour que ce dernier soit dans les conditions optimales, il suffirait de suivre la courbe de puissance optimale comme caractéristique de charge, tout en connaissant la caractéristique typique de la voileure, ce qui, dans un cas contraire, impose un algorithme de recherche extrême tel que celui basé sur la logique floue.

La simulation d'un relevé de vitesse sur site (profil réel) est réalisée pour tester l'efficacité de la stratégie de commande permettant à l'éolienne de poursuivre le point de puissance maximale. L'échantillon du profil du vent utilisé [91] pour cette simulation est présenté sur la **figure- (V.16)** ;

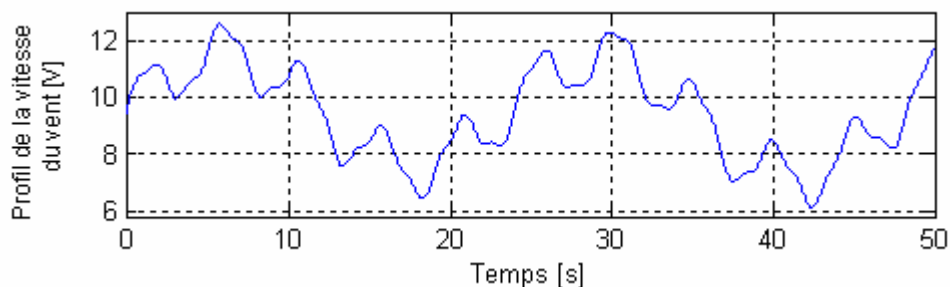


Fig- V.16: Profil de la vitesse du vent

Durant cette simulation, seule la puissance délivrée par l'éolienne varie. La puissance demandée par la charge est constante.

La **figure- (V.17)** représente l'efficacité avec laquelle le générateur synchrone de l'éolienne poursuit la vitesse optimale. Cette dernière, est liée à la vitesse instantanée du vent par la vitesse spécifique optimale λ_{opt} .

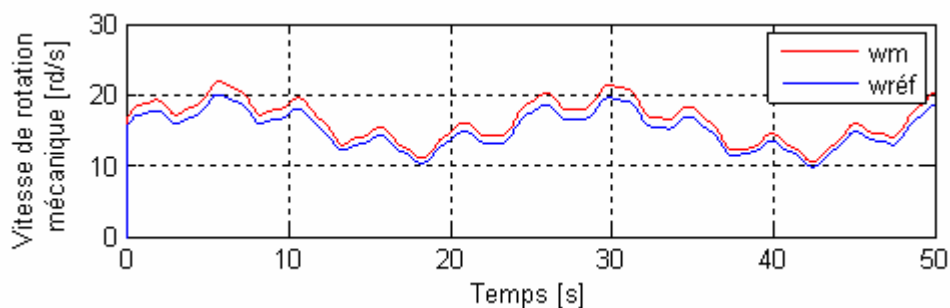


Fig- V.17: Performance de la commande de poursuite de la vitesse de rotation optimale

Nous constatons que la vitesse de la machine électrique suit bien la vitesse optimale. L'écart existant entre les deux courbes est causé par l'inertie du système éolien.

Les caractéristiques qui en découlent sont portées sur les figures ci-après ;

A l'encontre du reste des caractéristiques évoluant dans l'intervalle $(0 \div 50)$ [s], celle de l'énergie électrique générée est étendue jusqu'à 120 [s], pour une meilleure appréciation.

➤ Coté alternatif du système éolien

Dans cette partie, sont étalées un ensemble de caractéristiques décrivant le fonctionnement de toute la partie alternative du système éolien, c'est-à-dire la chaîne (Vent- Turbine- GSAP).

Sur la **figure- (V.18)**, nous mettons le point sur l'apport de la commande MPPT appliquée sur le gain en puissance, via les deux caractéristiques $P_t(\omega_m)$ et $C_p(\lambda)$;

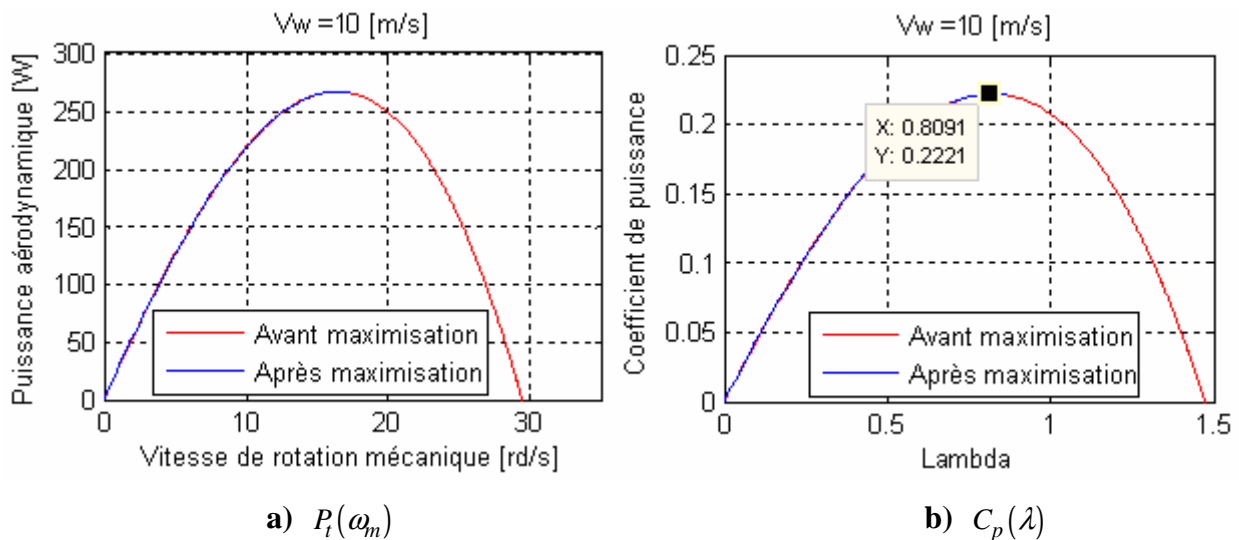


Fig- V.18 : Apport de l'algorithme de maximisation sur le rendement en puissance

Contrairement au fonctionnement passif, le rendement en puissance ainsi que la puissance elle-même se maintiennent à leur maximum respectif.

Nous superposons les cas de fonctionnement à des vitesses de vent différentes, pour retracer la même **figure- V.18- a)** sous le mode MPPT. Le résultat est porté sur la **figure- (V.19)** ;

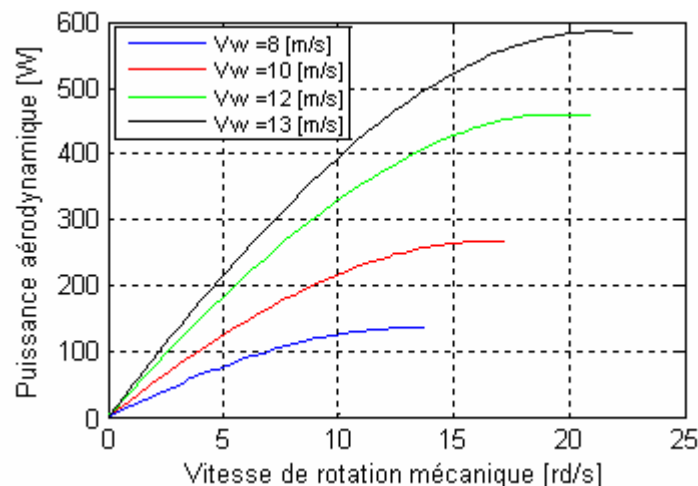


Fig- V.19: Evolution de la puissance en fonction de la vitesse de rotation mécanique, pour des entrées différentes en vitesse du vent

On donne, dans ces mêmes conditions de variation du vent, la puissance, le coefficient de puissance et la vitesse réduite en fonction du temps, représentés sur la **figure- (V.20)**;

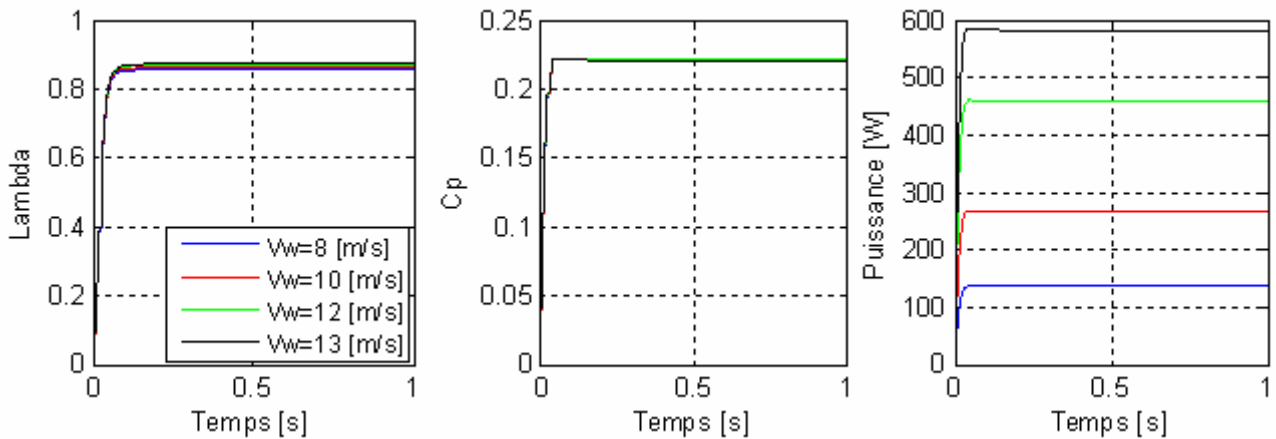
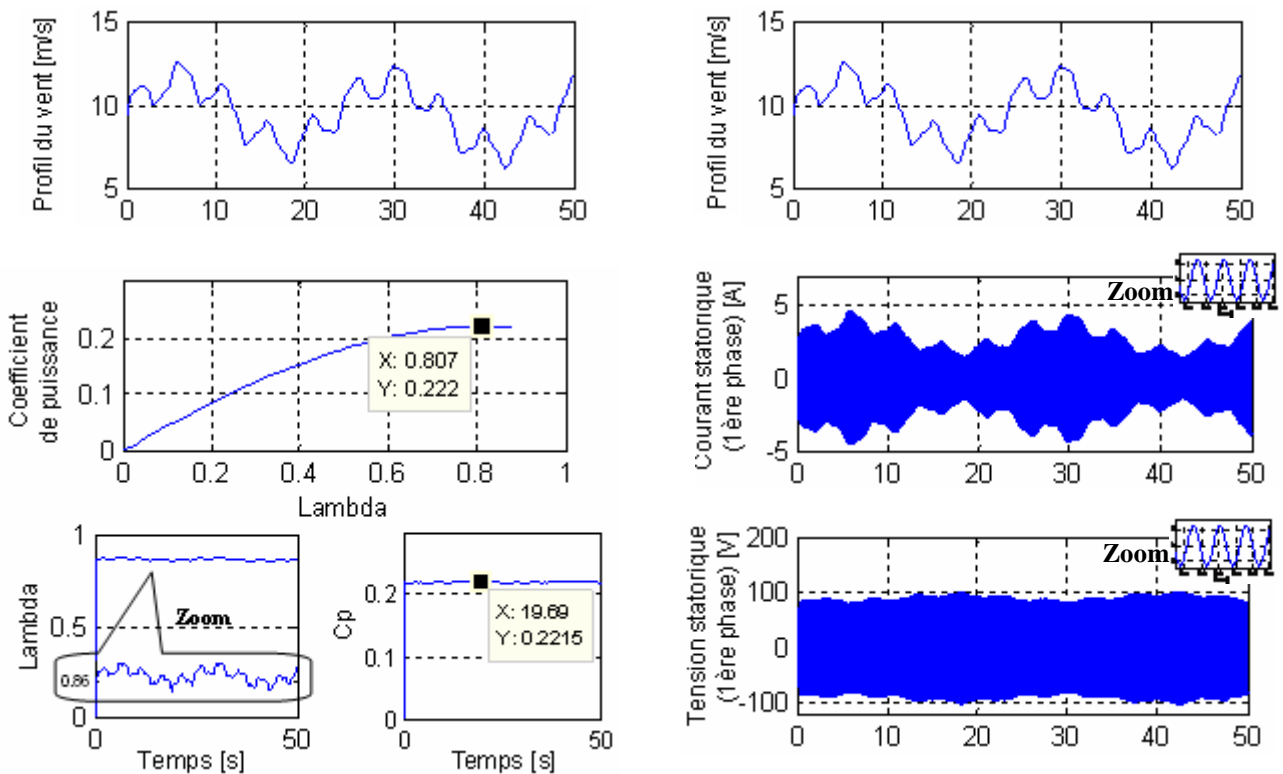


Fig- V.20 : Réponse de la puissance, du coefficient de puissance et de la vitesse réduite à des entrées différentes en vitesse du vent

La vitesse réduite, lambda est relativement fluctuante autour de $\lambda_{opt} = 0,8$ en fonction des variations du vent mais le rendement en puissance C_p lui correspondant se maintient presque constant à la valeur $C_p^{opt} = 0,22$.

Les graphes donnés sur la **figure- (V.21)** décrivent le comportement de cette même chaîne face à un profil de vent variable, relevé sur site ;



(Suite)

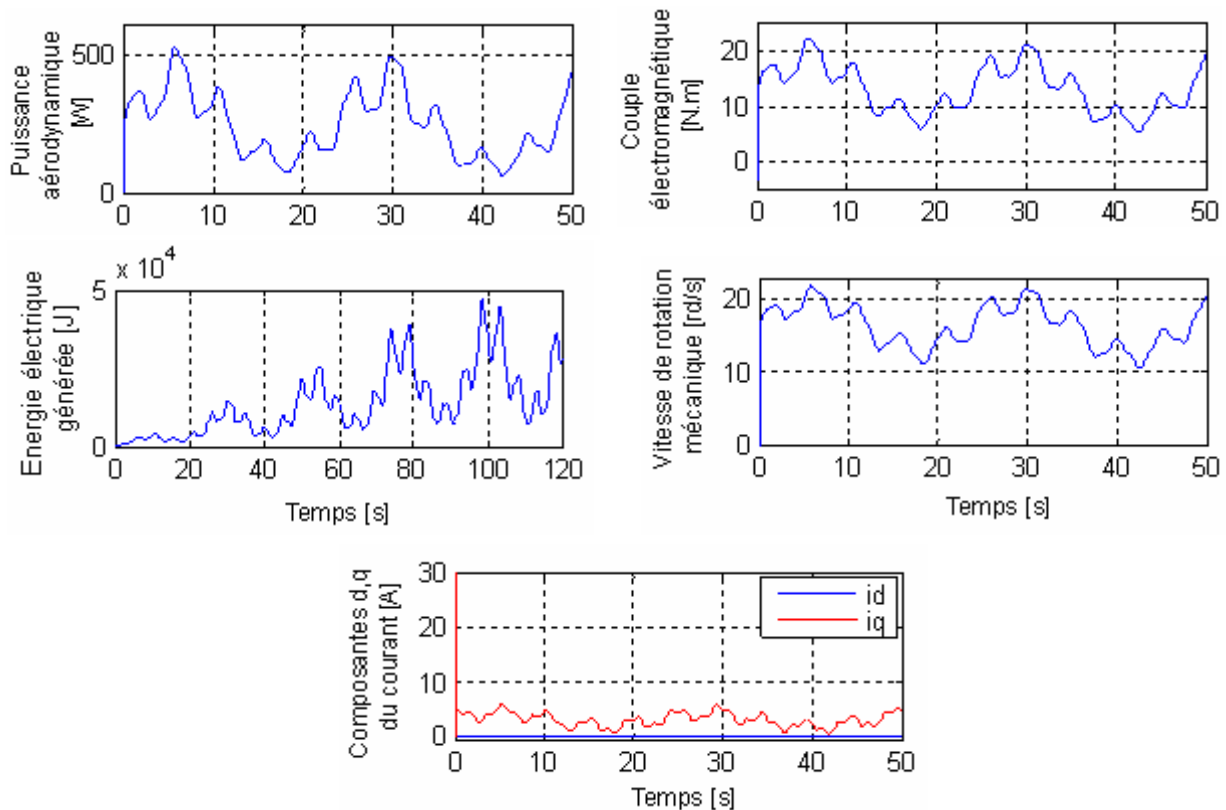


Fig- V.21: Réponse du côté alternatif du système éolien à un relevé de vitesse sur site

L'extraction de l'énergie éolienne est quasi-optimale aux vitesses de vent considérées. Par contre, nous observons une perte de puissance pour de faibles vitesses du vent, ces dernières ayant peu d'impact sur le bilan énergétique, dans la mesure où, rappelons le, la puissance évolue selon le cube de cette vitesse.

Les résultats obtenus montrent la robustesse de la solution optimisée vis-à-vis de la variabilité du gisement, ce qui constitue, à priori, un point essentiel pour un concepteur d'éoliennes.

Il n'est, en effet, pas question de concevoir une éolienne pour un profil de vent particulier.

En conclusion, le gain en énergie dépend évidemment du type du gisement et en particulier de la variation du vent.

➤ Côté continu du système éolien

▪ Conversion d'énergie

Comme il a été avancé en **IV.1.1- d)**, deux solutions assez simples à mettre en œuvre pour avoir une tension bus continu variable ont été testées: celle qu'on a appliquée et détaillée s'agit du redressement avec un pont tous diodes associé à un hachage avec un Buck, cas représenté sur la **figure- V. 23- a, b et c)** ;

La seconde issue étant d'utiliser directement un pont de Graëtz tous thyristors.

** Le système de tensions simples à redresser est tout d'abord donné sur la **figure- (V.22)**;

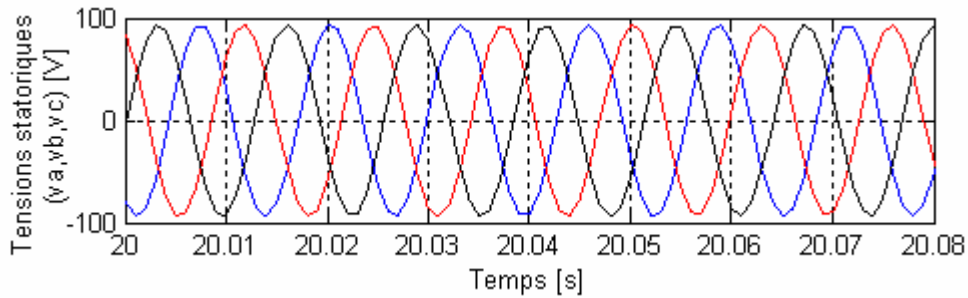
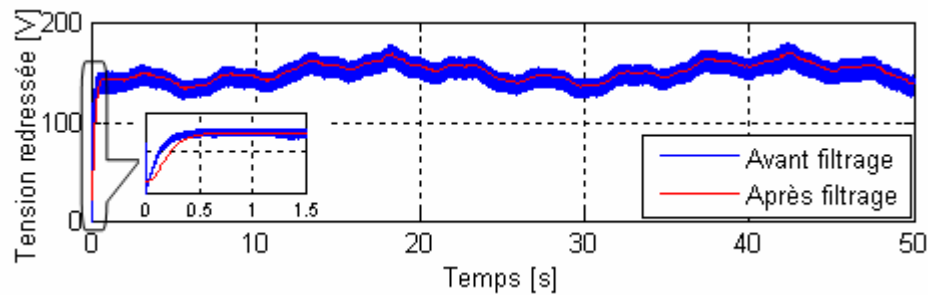


Fig- V.22 : Système de tensions simples statoriques

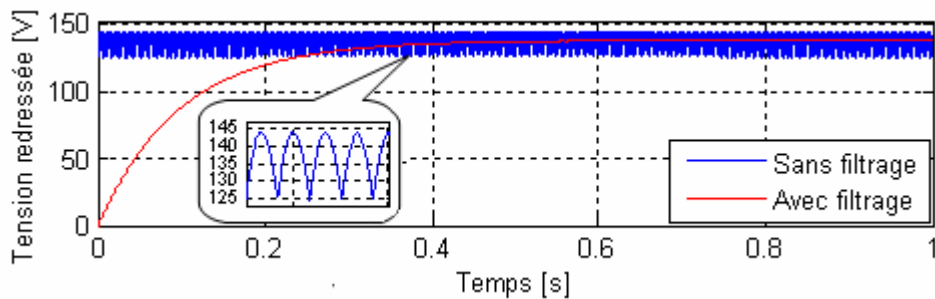
1)

La tension redressée en réponse au profil du vent variable est représentée sur la figure- V.23- a) ci-après ;



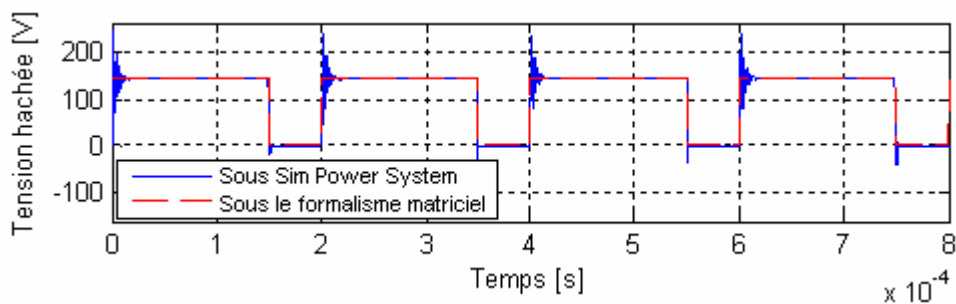
a) Evolution de la tension redressée quant au profil du vent variable

Pour une entrée en vitesse fixe ($V_w=10$ [m/s]), l'évolution, en régime stationnaire, de la tension redressée sans puis avec filtrage est donnée par la figure- V.23- b) ;



b) Evolution de la tension redressée en régime stationnaire lors d'une entrée fixe en vitesse du vent

Cette même tension à l'entrée du hacheur Buck fonctionnant à la fréquence $f_{dec} = 5$ [kHz] et à un rapport cyclique $\alpha = 0,75$ donnerait, en régime permanent, le résultat porté par la figure- V. 23- c) ci-dessous ;



c) Evolution de la tension hachée en régime stationnaire lors d'une entrée fixe en vitesse du vent

Fig- V.23 : Variante « Redresseur à diodes-Hacheur »

La tension de sortie du hacheur est modulée entre '0' et ' V_R ' quel que soit la valeur du rapport cyclique. Dans tous les cas de figure, la valeur moyenne de la tension de sortie est égale à αV_R .

Sachant que le programme du hacheur a été établi sous formalisme matriciel et environnement Sim Power Systems de MATLAB, nous permettant de simuler les montages de puissance tout en tenant compte de leurs paramètres internes, cela explique bien le caractère oscillatoire propre aux circuits R, L, C enregistré lors des commutations, dû simplement dans notre cas au fait que le modèle des transistors utilisés comporte une capacité interne.

Sur la plage de fréquences ($0 \div 1,25$) [kHz], nous représentons sur la **figure- (V.24)**, le spectre harmonique de la caractéristique de la **figure- V.23- a)**, via une évaluation de l'amplitude de ses composantes harmoniques rapportée à leur valeur moyenne, en fonction du rang de l'harmonique.

La fréquence du fondamental étant de 50 [Hz], ce qui correspond à l'harmonique (02) dans la représentation spectrale. Et c'est sur cette base que seront représentés les autres spectres de certaines autres caractéristiques ;

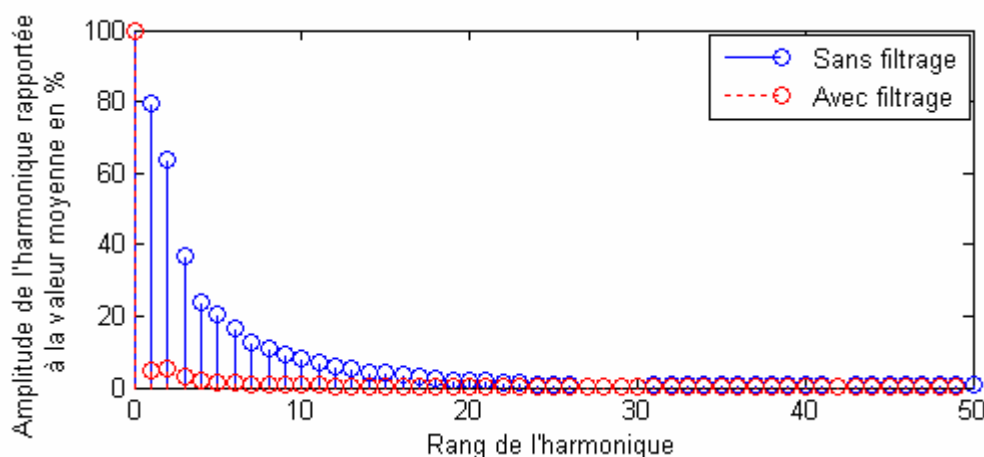


Fig- V.24: Spectre de la tension redressée

Et la qualité du signal de la tension hachée est évaluée via la **figure- (V.25)** ci-après;

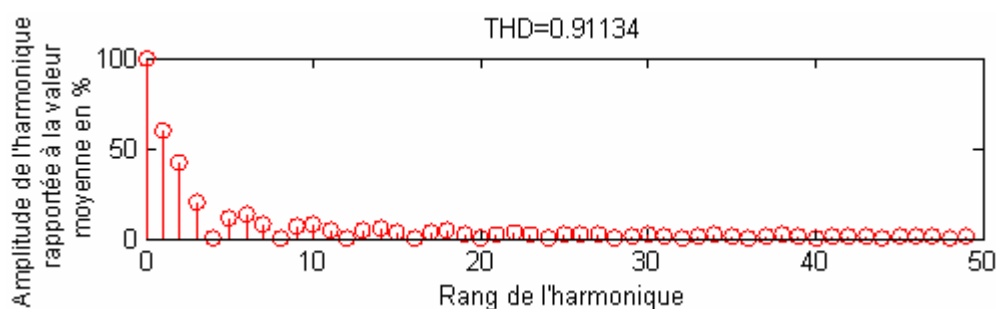


Fig- V.25: Spectre de la tension hachée

2)

Le résultat de l'application du pont de Graëtz tous thyristors est représenté sur la **figure- (V.26)** ;

Il faut dire que dans les circuits réels, des inductances apparaissent des deux côtés du pont redresseur, la source notamment, possède une impédance interne non négligeable, ce qui provoque le phénomène d'*empiétement* des phases pendant le processus de commutation des interrupteurs, à cause de l'énergie accumulée dans les selfs placées côté alternatif : $di/dt \neq \infty$.

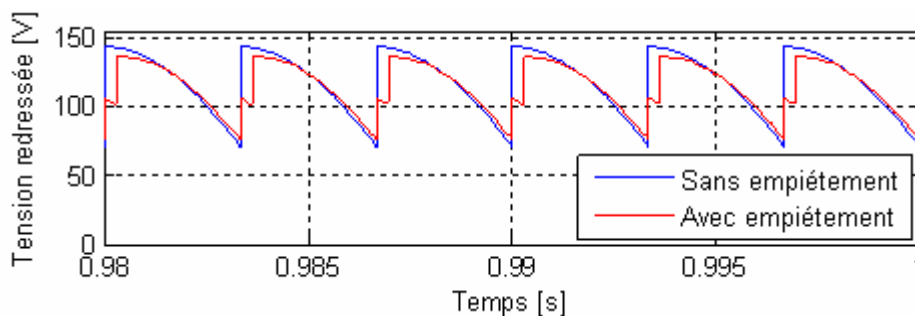


Fig- V.26 : Variante « Redresseur à thyristors », dans les mêmes conditions extérieures que I.) à un angle de retard à l'amorçage $\alpha = 30^\circ$

Et en rajouter que, même si les variantes a) et b) sont techniquement similaires, le pont à thyristors est pratiquement plus présent.

Néanmoins, la version b) présente l'incontournable avantage de pouvoir maintenir un facteur de puissance constant en toute circonstance. La réversibilité du premier risque, en effet, de poser problèmes.

▪ Stockage

Le comportement de la partie stockage est décrit par les configurations à venir.

Nous donnons, tout d'abord, par la **figure- (V.27)**, l'évolution de la tension batterie à des vitesses de vent différentes ;

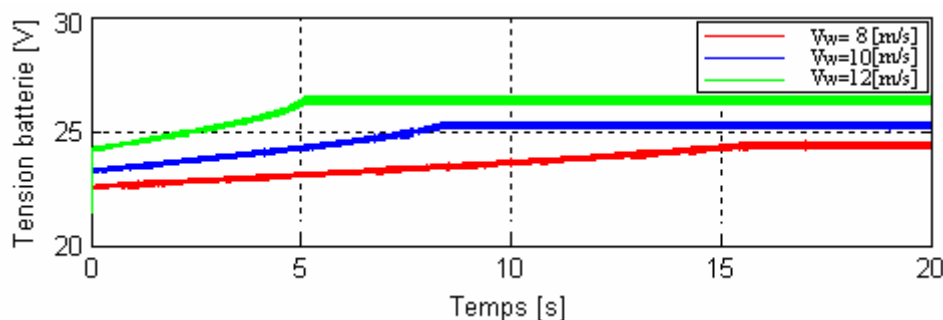


Fig- V. 27: Evolution de la tension batterie, à des vitesses de vent différentes

Et on se rapporte dans ce qui suit, au profil de vent variable de la **figure- (V.16)**.

Sur la **figure- (V.28)**, nous donnons la puissance batterie comparée à la puissance de référence ;

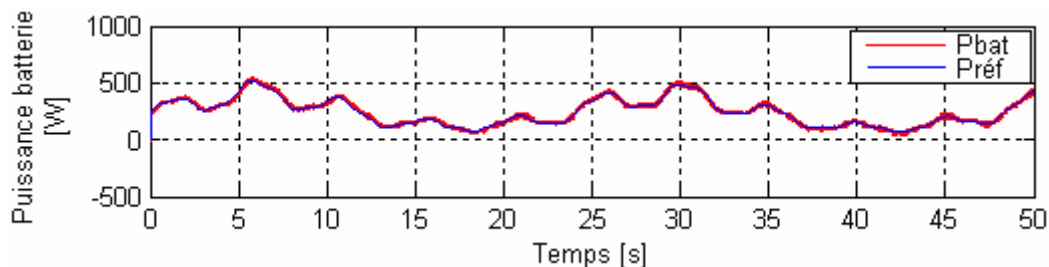


Fig- V. 28: Evolution de la puissance batterie vis-à-vis de la consigne

L'analyse spectrale correspondant à ce signal est donnée par la **figure- (V.29)** ci-dessous ;

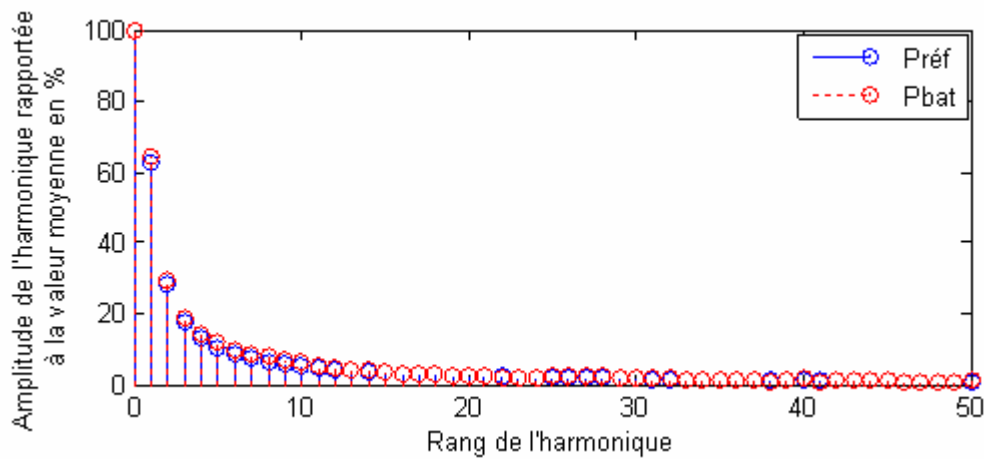


Fig- V. 29: Spectre de la puissance

On souligne que les distributeurs d'énergie surveillent les harmoniques de rang 3, 5, 7, 9, 11 et 13.

Aussi, la compensation des harmoniques jusqu'au rang 13 est impérative, mais une bonne compensation prendra également en compte les harmoniques jusqu'au rang 25.

Et sur la **figure- (V.30)**, nous donnons le courant batterie, comparé au courant de référence ;

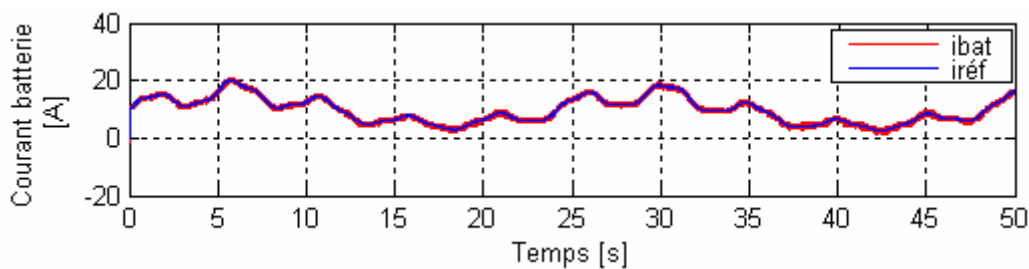


Fig- V. 30: Evolution du courant batterie vis-à-vis de la consigne

Un agrandissement des **figure- (V.29)** et **(V. 30)** est donné sur la **figure- (V. 31)** ci-dessous ;

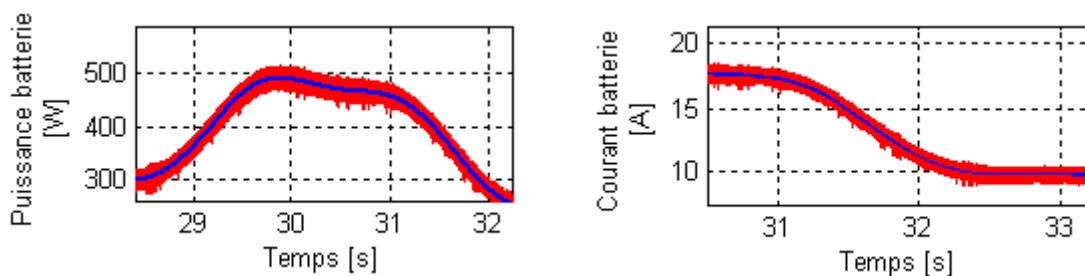


Fig- V. 31: Zoom sur les deux figures

A ce signal, correspond le spectre harmonique de la **figure- (V.32)** ci-après;

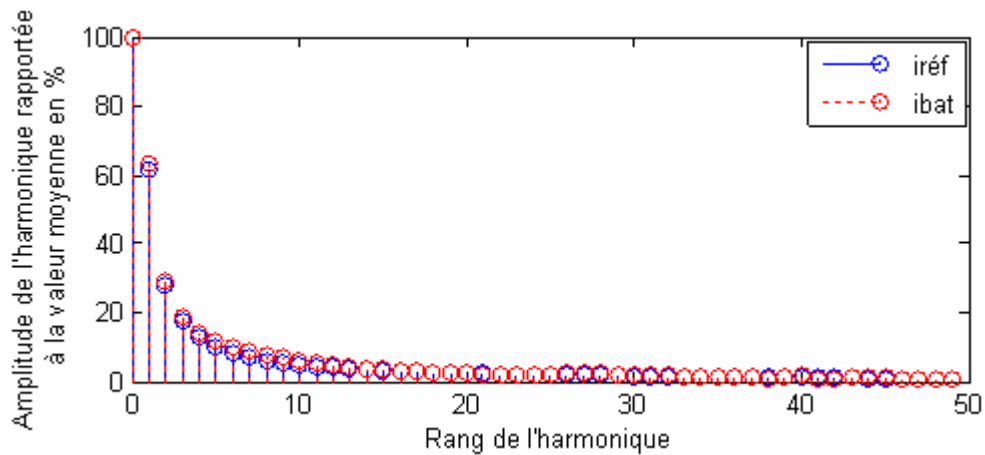


Fig- V. 32: Spectre du courant batterie

Le circuit de régulation de la puissance/courant batterie manifeste un bon comportement, les consignes sont en effet, parfaitement suivies.

L'évolution de l'EDC de la batterie est donnée par la **figure- (V.33)** ;

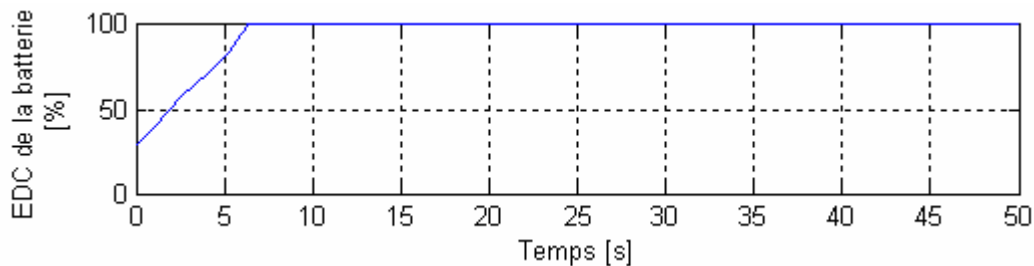


Fig- V. 33: Etat de charge de la batterie

L'état de charge de la batterie évolue entre 30 et 100 %, et rappelons-le, notre batterie ne fait que se charger, ce qui explique le 100 % avancé et qui pourrait préalablement intriguer.

Et lorsque la batterie se trouve dans la situation de satisfaire une demande énergétique, la zone de travail à privilégier pour la batterie se situe globalement entre 30 et 70 % de son EDC, permettant de la solliciter avec des rendements acceptables [40].

Le temps de sa réponse est très acceptable, estimé à 6,4 [s], sachant que pour le modèle étudié le temps de réponse optimum se situe dans la fourchette (5 ÷ 8) [s].

La tension d'un élément de la batterie, le courant de gazage de cette dernière en fonction du temps sont respectivement donnés par les **figures- (V.34)** et **(V.35)**;

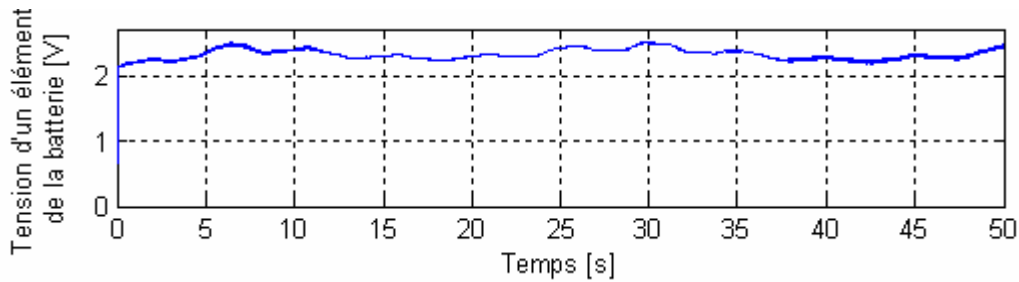


Fig- V. 34: Tension d'un élément de la batterie

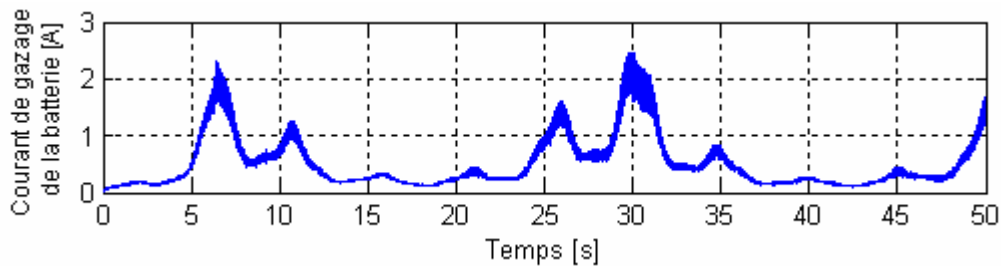


Fig- V. 35: Courant de gazage de la batterie

On remarque que l'évolution de ces deux grandeurs suit les variations de la vitesse du vent. La tension d'un élément de la batterie à l'instant $t=0$ [s] est égale à la tension seuil max, estimée à 2,1 [V].

Enfin, l'évolution de cette même tension de l'élément batterie en fonction du courant de gazage pendant le même espace temps est visualisée sur la **figure- (V.36)** ;

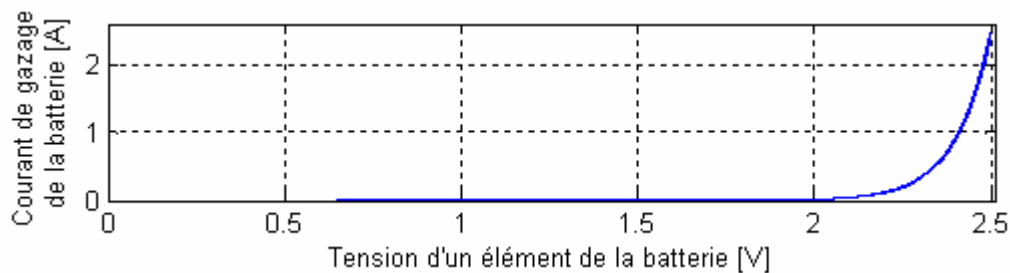


Fig- V. 36: Tension d'un élément de la batterie en fonction de son courant de gazage

Le courant de gazage maintient une valeur très faible en fonction de la tension de l'élément batterie jusqu'à la tension de seuil max, à partir de laquelle il évolue exponentiellement.

V.3 Hybridation des deux sous-systèmes

Nous présentons dans ce qui suit, la puissance et le courant total résultant de l'hybridation parallèle des deux sous-systèmes.

Pour le profil de vent variable appliqué, une température de 25 [°C], deux profils de l'éclairement sont prévus.

La **figures- (V.37)** illustre le comportement de ces deux grandeurs quant à un éclairement de variation aléatoire.

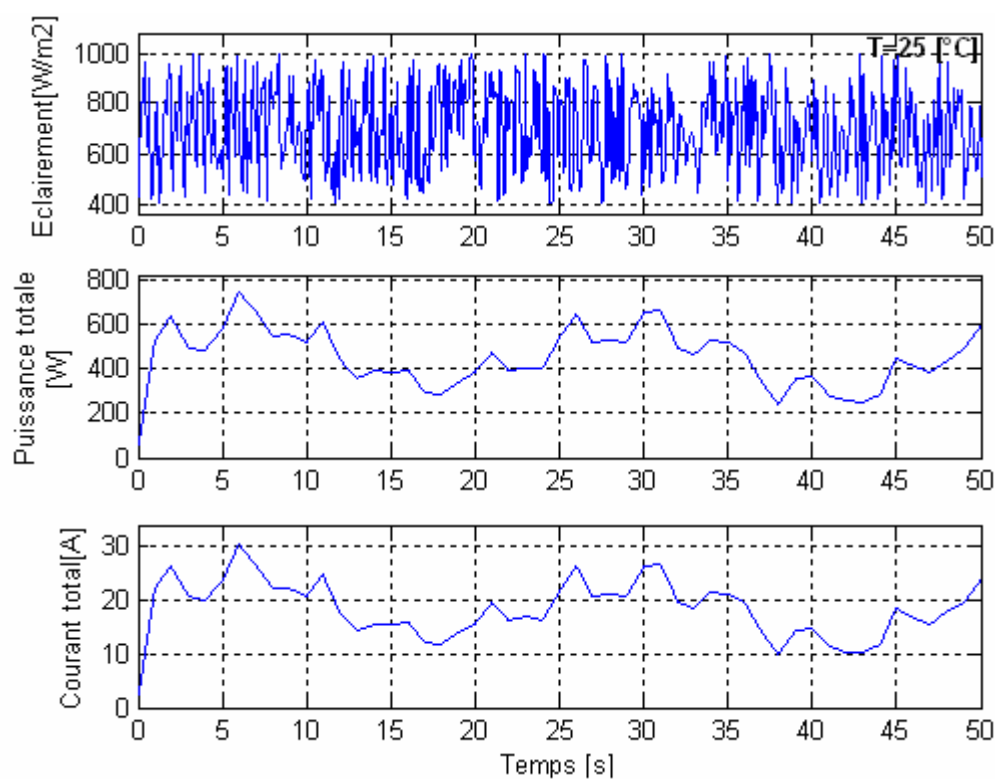


Fig- V. 37: Comportement du système hybride quant à une variation aléatoire de l'éclairement et un relevé de vent sur site

La **figure- (V.38)** illustre le nouveau comportement vis-à-vis d'une variation brusque de l'éclairement.

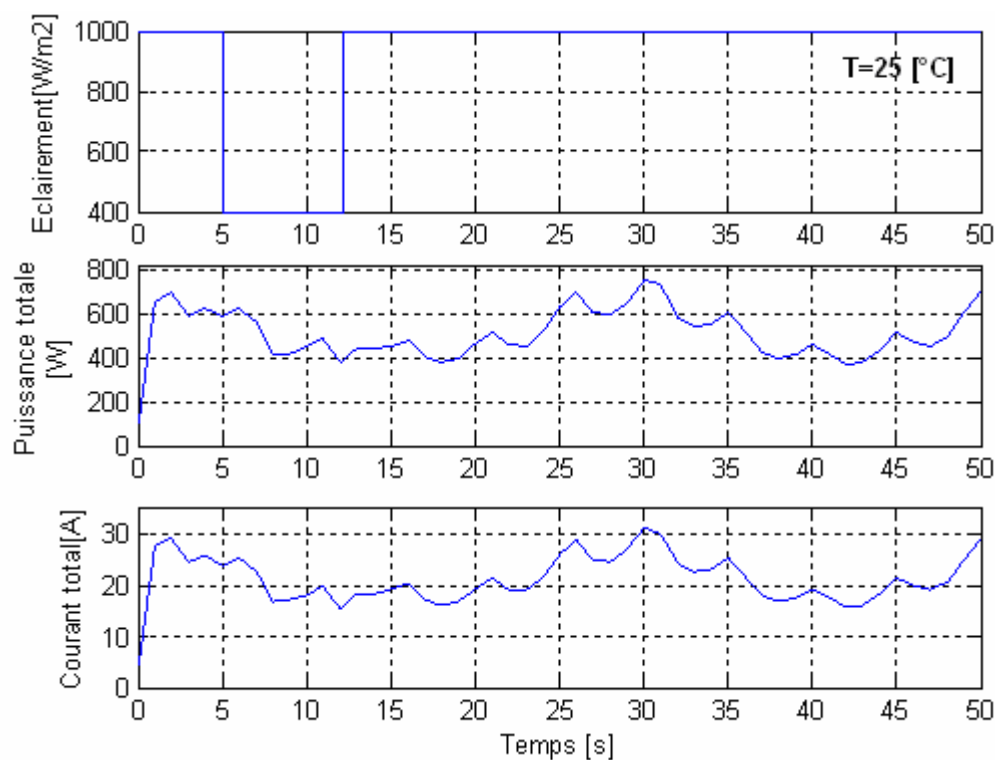


Fig- V. 38: Comportement du système hybride quant à une variation brusque de l'éclairement et un relevé de vent sur site

Le niveau de puissance produite par le générateur éolien est environ le double de ce que génère le générateur photovoltaïque, ce qui explique la dominance de la forme du profil de vitesse sur celui de l'éclairement, sur les deux grandeurs analysées, puissance et courant.

Conclusion

Notre étude a porté sur la simulation d'un système hybride combinant deux sources d'énergies renouvelables qui sont l'éolien et le solaire photovoltaïque. Un programme de simulation a été mis au point pour prédire le comportement du système global.

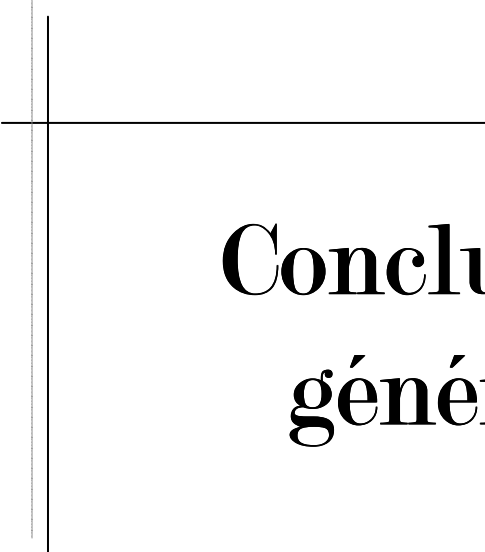
On a vu dans ce chapitre les détails de la simulation distincte de ces deux sous-systèmes :

L'étude a porté sur le système PV dans un premier temps, dans un but d'apporter sa contribution aussi bien sur la partie système de la chaîne de conversion, qu'algorithme pour le calcul des paramètres directement liés à l'optimisation du système photovoltaïque, la méthodes de la logique floue a été comparée à celle de la P&O, afin d'améliorer la poursuite du point de puissance maximale (MPPT Maximum Power Point Tracking) via un hacheur Boost, pour se laisser persuader que la première est de loin la plus performante et la plus robuste, confirmé par les réponses aux tests de robustesse qui lui ont été appliqués.

Dans un second temps, l'étude s'est focalisée sur la simulation d'une chaîne éolienne de petite puissance commandée en vitesse. Elle est constituée de la voile à axe vertical, d'une génératrice synchrone à aimants à grand nombre de pôles, d'une chaîne de conversion d'énergie et de la même charge de type batterie que pour le système, l'ensemble étant soumis à un profil de vent variable et fonctionne toujours à λ_{max} .

Il est conclu que l'efficacité énergétique dépend principalement de la vitesse cubique du vent, relative au profil considéré.

Enfin, l'hybridation des deux sous systèmes est appliquée, le profit énergétique qui en découle ne peut qu'être profitable et donc appréciable.



Conclusion générale

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire concerne une application des plus actuelles des énergies renouvelables, celle de l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque et de l'énergie éolienne en hybride.

Une meilleure rentabilité de ces systèmes à énergies renouvelables implique forcément un meilleur conditionnement, donc adaptation.

Il s'agit de procéder à une étude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale hybride PV/Eolien. L'objectif étant de garantir l'efficacité énergétique de la chaîne de production, avec l'option du coût minimal.

Cependant, le dispositif cohabite plusieurs disciplines de l'ingénierie fortement couplées, aérodynamique, mécanique, électronique et électrique.

La démarche que nous avons menée pour établir notre étude est de dimensionner pour optimiser dans une première étape, puis, de simuler ce même système pour configurer et prévoir des cas de figures divers de fonctionnement.

Ces solutions exigent un dimensionnement laborieux préalable basé sur une connaissance approfondie du gisement en Energies Renouvelables du site d'implantation à l'amont. Nous avons fait appel à Retscreen, Homer et PVsyst.

Disposer de ces outils ne suffit pas. Il nous faut, en effet, disposer de bases de données de consommation et de gisements de production (vent, soleil), sur les durées les plus longues possibles, afin d'acquérir les profils appropriés, dans un premier temps puis, définir des critères de choix des diverses solutions possibles. Nous avons choisi de réaliser ces optimisations sur des critères de minimisation du coût global du système tant d'un point de vue de l'installation que de l'utilisation.

Il est donc aussi nécessaire d'établir des modèles économiques des différentes entités composant le système. Cette étude a répondu aux exigences d'un site sis à Tindouf.

Cette étude est très indispensable, afin de simuler le fonctionnement probable du système énergétique et de s'assurer de son intérêt et de sa faisabilité.

Dans une seconde étape, les modèles de simulation pour les sources du SEH, les éléments d'interconnexion et le système de stockage ont été développés et simulés sous l'environnement Matlab/Simulink, à partir des modèles mathématiques préalablement établis.

Le module « Générateur éolien » est modélisé en tenant en compte du rotor éolien, du générateur synchrone à aimants permanents ainsi que des convertisseurs de puissance.

Une commande vectorielle en vitesse de la GSAP est appliquée.

Les techniques MPPT diffèrent selon l'architecture. Dans un système éolien, elles diffèrent également selon la connaissance ou pas de la caractéristique de la voilure $C_p(\lambda)$.

Se fiant aux résultats rapportés par [8] ou à sa réplique [21], la méthode de contrôle indirect de la chaîne éolienne via la commande directe de la vitesse de rotation mécanique de la GSAP s'est effectivement avérée performante et relativement simple.

Cette commande génère une référence de vitesse liée à la puissance maximale. En effet, on considère la caractéristique de puissance optimale telle la caractéristique de charge.

Concernant le « Générateur PV », le modèle deux diodes prenant en compte les variations de l'éclairement et de la température ambiante a permis de reconstruire avec fidélité les caractéristiques Courant/Puissance-Tension données par le constructeur.

Le générateur PV est équipé d'un système MPPT qui permet de faire varier le point statique de fonctionnement pour que les capteurs PV puissent délivrer le maximum de puissance.

Nous avons proposé une nouvelle méthode de poursuite du point de puissance maximal en utilisant la théorie floue.

Les algorithmes flous basés sur les règles linguistiques décrivant la stratégie de poursuite sont appliqués pour contrôler le convertisseur DC/DC Boost dont la principale fonction est d'adapter la tension aux bornes des panneaux PV en fonction des changements de l'éclairement et de la température.

L'énergie produite est utilisée pour alimenter la charge, qui n'est autre que le système de batteries destinées au stockage dont la modélisation a également été établie.

Un modèle batteries électrochimiques « Plomb-Acide » a été adopté.

Les variations de sa tension de charge/décharge ainsi que de son état de charge EDC, en fonction de la température ambiante sont prises en compte.

La batterie est un élément très sensible à la surcharge et à la décharge profonde, pour cela on a proposé un autre régulateur de type flou qui maintient la tension de la batterie entre deux seuils en prenant en considération le problème des interrupteurs.

Cette partie, elle, a mis l'accent sur la complexité d'un tel système afin d'obtenir un ensemble optimisant la conversion d'énergie et maximisant ainsi le rendement de la production électrique.

Les différents modèles développés pour chacune des parties du système étant interconnectés afin d'analyser le comportement dynamique du SEH complet, l'avantage de la structure modulaire de ce système permettant l'intégration de divers composants en fonction de l'objectif de simulation se fait ressentir.

La grande difficulté de ces simulations reste le temps de calcul dû au fait que le pas de calcul doit être faible en raison des systèmes d'électronique de puissance utilisés. Ce souci est d'autant plus palpable dans la partie stockage à cause du modèle relativement complexe de la batterie utilisée intégrant beaucoup de paramètres.

Pour exemple, l'éolienne, elle, nécessite des simulations sur des périodes assez importantes, et c'est la combinaison du pas de calcul faible avec un temps de simulation considérable qui occasionne des temps très longs.

Les résultats obtenus dans ce travail sont satisfaisants, réponse qu'a apportée la confrontation à [91] et [155], démontrant l'efficacité des stratégies de commande d'une part, et puis la diversité d'application des régulateurs flous, d'autre part.

Un premier répondant à l'algorithme MPPT puis un second jouant le rôle de chargeur de batterie ont, en effet, manifesté des résultats positifs

L'utilité du stockage permettant de lisser la puissance produite est également mise en évidence.

Relativement à la présente étude, nous donnons, dans ce qui suit, certains des résultats auxquels ont abouti des travaux de thèses récemment publiés et d'autres encore en cours :

L'efficacité du MPVE Boost a encore une fois été validée, ses avantages quant aux ombrages locaux des champs PV a déjà fait ses preuves [104], ce qui signifie la possibilité de réduire la puissance des champs PV.

Selon cette même référence, les étages d'adaptation à base de "Girateurs de puissance" ont d'ores et déjà montrés de très bons rendements, offrant de nouvelles possibilités d'adaptation jusqu'à maintenant non explorées.

Cependant, ces travaux novateurs méritent d'être poursuivis et étayés en vue de connaître l'ensemble des performances de ces nouvelles structures.

Aujourd'hui, les études dans ce contexte se poursuivent entre autres et surtout vers la recherche de structures associables en grand nombre, et le développement d'architectures vers la conversion DC/AC.

Des tendances sur la mise en parallèle existent déjà.

De plus, l'avantage des configurations à bus continu intermédiaire étendues au cas du on-grid est prouvé dans des études antérieures, dont on cite [33]. Elles permettent, en effet, d'extraire le maximum de puissance sans qu'elles soient perturbées par le moindre défaut. Parallèlement, une structure à connexion directe, dans ce même cas, est fortement influençable par le réseau puisqu'elle dépend particulièrement du contrôle de la tension du bus continu.

Et bien que notre système soit autonome, la commande de l'étage d'adaptation, hacheur dans notre cas, a un rôle important. Il s'est avéré, que dans ce même cas d'une connexion réseau, l'impact se porte sur les courants réseau [33].

Pour ce qui est de l'éolien, il est à signaler, que de nos jours, la prédiction de la production éolienne avec une raisonnable précision est possible [156].

Outre la prédiction « Point » la plus courante, des modèles de prédiction probabilistes sont en cours de développement.

Concernant les convertisseurs de puissance, il faut dire que même si les technologies actuelles permettent une souplesse de commande importante jusqu'à s'adapter aux tas de défauts en mesure de survenir, la souplesse d'utilisation des convertisseurs statiques est sous-employée, et il serait donc intéressant de la repousser.

Par biais d'optimisation système, et dans le but d'une extraction maximale de puissance, des configurations à base de chaînes de puissance entièrement passives, de mise en œuvre toute aussi simple, présentant une efficacité énergétique très proche de celles utilisant un dispositif de commande MPPT sont réalisées dans [91].

Reste à dire que quelque soit l'effort dépensé, une étude n'est jamais à terme, pas mal de points restent à traiter, pas mal de précisions à apporter, dans les futurs travaux et ceux en cours. Il s'agit d'un domaine multidisciplinaire ce qui rend son étude passionnante et relativement complexe au même titre.

A ce titre, nous citons ci-après, quelques uns des axes pouvant être développés, dans la continuité de notre propre travail ;

- Exploitation des résultats du dimensionnement et d'optimisation établis pour un profil de consommation donnée pour entamer la simulation sous l'environnement Matlab, dont les résultats devant être confrontés à des résultats expérimentaux ;

- La structure Buck-Boost pourrait être utilisée en guise d'étage d'adaptation commun des deux sous-systèmes, assurant dans un fonctionnement normal, la fonction d'abaisseur dans l'éolien et d'élévateur dans le photovoltaïque. Cette structure offre un des meilleurs compromis entre plage opérationnelle et dimensionnement.

De plus, le problème de surcharge/décharge de la batterie serait réglé par simple basculement vers l'un ou l'autre mode de fonctionnement.

- Extension de l'étude à une chaîne de forte puissance couplée à un bus de valeur également importante, en mesure d'être directement connectée au réseau ;

- Prise en compte des phénomènes aérodynamiques et thermiques dans l'étude du système éolien ;

- Prise en compte des pertes dans les divers dispositifs, la saturation de la GSAP, doivent au même titre être considérées ;

- Etude statistique de la vitesse du vent du gisement donné, turbulences comprises;

- Enfin, l'intégration d'un système de supervision sera fort intéressante;

En effet, le système à énergie hybride étudié présente une structure complexe, et pour une meilleure intégration des sources interconnectées, il faut non seulement des systèmes de commande individuels mais aussi un système global de supervision, et c'est là que réside le point le plus lourd d'un système hybride, et c'est ce qu'on appelle maintenant "Optimisation de la gestion de l'énergie";

- Proposition de stratégies d'amélioration de la qualité d'énergie électrique produite;

- De plus, il serait fort souhaitable d'intégrer les mécanismes de protection tel l'anti-flotage dans le système de commande.

En attendant, que ce présent travail soit d'un bon appui et pertinente orientation pour toute étude se portant dans ce même contexte.



Bibliographie

- [1] Site Internet d'Electricité de France, www.edf.fr
- [2] L. Sahar ; « Réserves pétrolières- Le pessimisme de l'AIE », El Watan, le 4 Août 2009.
- [3] G. Notton et M. Muselli ; « Utilisation rationnelle de l'énergie et énergies renouvelables, des alliés incontestables: application à une production décentralisée d'électricité photovoltaïque », Université de Corse - Centre de Recherches "Energie et Systèmes" .U.R.A. CNRS 2053, Route des Sanguinaires, F-20000 Ajaccio, France.
- [4] Y. Arthus Bertrand et al (88 000 collaborateurs) ; « Home », Elzévir Films et Europa Corp, France-2009.
- [5] Z. A. Maiche; El Watan "www.elwatan.com", le 12 Novembre 2008.
- [6] M. Janowski, M.Boudiaf et al ; « Village solaire intégré », centre de recherche en architecture & urbanisme.
- [7] file:///D:/sitecder3/loi/loi_avant.html, le 19 Avril 2005.
- [8] A. Mirecki, "Étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance", thesis of Toulouse Polytechnique National Institut, April 2005.
- [9] B. Wichert; «PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation — A review of current practice and future developments », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1997, vol. 1, No. 3, pp. 209—228, Elsevier Science 1997.
- [10] M. Ashari, C. V. Nayar; «An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV) diesel-battery hybrid power system », *Renewable Energy*, vol. 66, No. 1, pp. 1—9, Elsevier Science 1999.
- [11] E. Jan Baring-Gould, L. Flowers, et P. Lundsager; «Worldwide status of wind-diesel applications», *Pre-Workshop Wind-Diesel 101*, 2004, Anchorage, Alaska.
- [12] I. Vechiu; « Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome », Thèse de doctorat d'état, Université du Havre- décembre 2005.
- [13] S. Drouilhet, M. Shirazi; « Wales, Alaska high-penetration wind-diesel hybrid power system- Theory of operation», *NREL/TP-5003 1755*, Mai 2002.
- [14] H. G. Beyer, T. Degner; « Assessing the maximum fuel savings obtainable in simple wind-diesel systems », *SolarEnergy*, Vol. 61, No. 1, pp. 5-10, Elsevier Science 1997.
- [15] S. Ruin, O. Canson; « Wind-hybrid systems with variable speed and DC-link», *Wind Power for the 21 Century*, Kassel, Gerniany, 25-27 September 2000.
- [16] H. G. Beyer, T. Degner; « Assessing the maximum fuel savings obtainable in simple wind-diesel systems», *SolarEnergy*, Vol. 61, No. 1, pp. 5-10, Elsevier Science 1997.
- [17] A. Boyette ; « Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne », thèse de Doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy I, Décembre 2006.
- [18] <http://www.enercon.de/>; constructeur d'éoliennes.
- [19] Vaughn C. Nelson, Ken L. Starcher, Robert E. Foster, R. Nolon Clark, Deon Raubenheirner; «Wind hybrid systems technology characterization», *West Texas A|/1 University — AEI, New Mexico State University - SWTDI, USDA - ARS Bushland, Vista University*, May 2002.

- [20] Danish Wind Industry Association. <http://www.windpower.org>
- [21] S. Bellarbi ; « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Mémoire de Magister, ENP 2009.
- [22] E. Hau; « Wind-turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics », Editions Springer 2000.
- [22] J.F. Walker, N. Jenkins; «Wind energy technology», John Wiley & Sons, Inc., 1997.
- [23] B. Multon, O. Gergaud et al ; « Etat de l'art dans les aérogénérateur », L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables », Ed. NOVELECT - ECRIN, mai 2002, pp.97-154.
- [24] Site Internet de l'institut allemand DEWI, <http://www.dewi.de>
- [25] B. Multon, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo et C. Nikita ; « Etat de l'art dans les aérogénérateurs », L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables, Ed. NOVELECT - ECRIN, Mai 2002, pp.97-154.
- [26] S. Müller, M. deike, R.W. DE Doncker; « Adjustable speed generators for wind turbines based on doubly-fed induction machines and 4-quadrant IGBT converters linked to the rotor », IEEE IAS Conf., Oct. 2000.
- [27] T. Ackermann, L. Söder; « An overview of wind energy-status 2002», Renewable and Sustainable Energy Reviews 6 (2002) 67-128, Elsevier Science 2003.
- [28] P. Bauer, S.W.H. DE Haan, C.R. Meyl, JTG. Pierik, «Evaluation of electrical systems for offshore windfarms », IEEE IAS Conf., Oct. 2000.
- [29] A. Tounzi ; «Utilisation de l'énergie éolienne dans la production de l'électricité», Journées électrotechnique du club EEA, Paris, 28-29 Janvier 1999.
- [30] O. Gergaud, B. Multon, H. Ben Ahmed ; « Modélisation d'une chaîne de conversion éolienne de petite puissance », Electrotechnique du Futur, Nancy France, pp. 17-22, Nov. 2001.
- [31] J. T. G. Pierik, R. W. Dunlop, W. K. Lee, J. Gabriel; «Performance evaluation methods for autonomous, applications oriented wind turbine systems», Technical Report ECN-C-0 1-090, 2001.
- [32] A. Multon ; «L'énergie électrique : Analyse des ressources et de la production », Journées électrotechniques du Club EEA Paris, 28-29 janvier 1999.
- [33] Y. Pankow; « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau BT. Application au GPV », Centre National de Recherche Technologique de Lille, Décembre 2004.
- [34] E. F. Magos ; « Pproduction décentralisée dans les réseaux de distribution- Etude pluridisciplinaire de la modélisation pour le contrôle des sources », Ecole Nationale Supérieure d'Arts et métiers- Centre de Lille, Juillet 2005.
- [35] A. Hoque, K. A. Wahid; « New mathematical model of a photovoltaic generator », Journal of Electrical Engineering, Vol. EE 28, N°. 1, June 2000.
- [36] M. Huart ; « Guide des énergies renouvelables », Association pour la Promotion des Energies Renouvelables, Ministère de la Région Wallonne éditeur, 1994.
- [37] J. Muller, R. Desserrières ; «Conversion photovoltaïque », Publié par Club CRIN, 2002.

- [38] A. Alonso, J. Alzeu, C. Andrieu, S. Astier, J. Bonal, A. H. Ben, C. Combes, F. Costa, B. Dakyo, R. Desserrières, J. Fonio, O. Gergaud, C. Glazie, J-C. Muller, B. Multon, C. Nichita, X. Roboam, P. Rossetti ; « L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables », ECRIN, ISBN: 2-912154-08-1, Paris, 2002.
- [39] A. D. Hansen. P. Sorensen, L. H. Hansen, H. Bindner; «Models for Stand-Alone PV System », Risø-R- 121 9(EN)/SEC-R- 12, 2000.
- [40] O. Gergaud ; « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de Doctorat de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan, Décembre 2002.
- [41] J. Appelbaum; «Performance analysis of dc motor-photovoltaic converter system Solar Energy », 1981.
- [42] N. Saïd; «Influence de la température sur les paramètres électriques, caractéristique des photopiles au silicium polycristallin : modélisation et analyse par thermographie infrarouge », Thèse de Doctorat d'Aix-Marseille 3, 1986.
- [43] L. Kemmouche, M. Marir et B. Marir; «Phénomène de hot spot dans un module photovoltaïque Partiellement Masqué », Rev. Energ. Ren.: ICPWE (2003) 15-18.
- [44] W. Herrman, W. Wiesner, W. Vaaben ; «Hot spot investigations on PV modules – New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes», 26th PVSC, Sept. 30 – Oct. 1997, Anaheim, CA.
- [45] M. C. Alonso-Garcia, J. M. Ruiz and F. Chenlo ; «Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module», Solar Energy Materials & Solar Cells Volume 90, Issue 3, 15 February 2006, Pages 329 340.
- [46] J. P. David, J. Dubeau, J. Guerin and A. Michel ; «Electrical and thermal testing and modelling of breakdown in space solar cells and generators », 23rd Photovoltaic Specialists Conference, 1993, 10-14 May 1993 pp 1415 – 1420.
- [47] I. Roudil, P. Abati ; «Le solaire photovoltaïque raccordé au réseau », séminaire nouveau BTS ETH, 31 Janvier et 1^{er} Février 2006, Marseille.
- [48] B. Flèche - D. Delagnes ; «Energie solaire photovoltaïque», Juin 07.
- [49] E. Nanema, A. Wereme and G. Sissoko ; «Détermination de la longueur de diffusion des porteurs minoritaires dans les photopiles au silicium polycristallin sous illumination constante », Département de Physique, Université Cheikh Anta DIOP, Dakar, Sénégal, 2002.
- [50] P. K. Basu, S. N. Singh ; «On the determination of minority carrier diffusion length in the base region of n+pp+ silicon solar cells using photoresponse methods » Solar Energy Materials and Solar Cells, 33, 317-329, 1994.
- [51] Y. L. B. Bocandé, A. Corréa, I. Gaye, M. L. Sow et G. Sissoko; «Bulk and surfaces parameters determination in high efficiency», SI solar cell. Proceeding, Renewable Energy 5, Part III, 1698-1700 , 1994.
- [52] K. Burgard, W. Schmidt and W. Warta; «Applicability of electrical short circuit current decay for solar cell characterization: limits and comparison to other methods», Solar Energy Materials and Solar Cells, 36, 241-259- 1995.
- [53] F. Abdo; « Croissance des couches minces de silicium par épitaxie en phase liquide à basse température pour applications photovoltaïques », Institut National des sciences appliquées de Lyon, 2007.

- [54] European commission; «Renewable energy technologies», Long Term Research in the 6th Framework Programme 2002/2006.
- [55] G. Vériot et M. Firon; Institute for Materials Research in Microelectronics, Belgique, CLEFS CEA - N° 50/51 - HIVER 2004-2005.
- [56] A. Brousse; «Réalisation et caractérisation de cellules photovoltaïques organiques obtenues par dépôt physique », Université de Limoges, Décembre 2004.
- [57] «bp solar, Informations générales sur le photovoltaïque, France-Décembre 2000, sur le site web <http://www.apex-bpsolar.com>
- [58] «La conversion photovoltaïque de l'énergie solaire », EER, IRDEP (Institute of Research and Development of Energy from Photovoltaics), UMR CNRS – EDF – ENSCP (7174), le 12 Mars 2008.
- [59] A. Lindgren; «Topology for decentralised solar energy inverters with a low voltage AC bus», EPE Lausanne, 1999.
- [60] S.J. Chiang. K.T. Chang. and C.Y. Yen; « Residential photovoltaic energy storage system», IEEE Trans.on Industrial Electronics, Vol. 45(3) :385-394, 1998 .
- [61] L. Protini, S. Astier; «Convertisseurs photovoltaïques», Techniques de L'ingénieur- D 3 360, 1996.
- [62] M.N. Mather, M. Malengret. and J.H Enslin; « Rural South Africa and photovoltaic weak grid interface systems», EPE Lausanne, 1999.
- [63] Y. Sukamongkol, S. Chungpaibulpatana and W. Ongsakul; « A simulation model for predicting the performance of a solar photovoltaic system with alternating current loads », Renewable energy, 27, 2002.
- [64] J. F. Manwell, A. Rogers, G. Hayman, C. T. Avelar and J. G. McGowan; « Hybrid2- A hybrid system simulation model. Theory manual », NREL Subcontract XL-11126-1-1, 1998.
- [65] M. Pipattanasomporn; «A study of remote area internet access with embedded power generation», Etd-12272004-1413 18, Virginia Polytechnic Institute, 2004.
- [66] <http://www.pvsyst.com/>
- [67] S. Lemofouet; « Investigation and optimisation of hybrid electricity storage systems based on compressed air and supercapacitors », École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Octobre 2006.
- [68] N. Bernard; « Conception, dimensionnement et commande d'un moteur/générateur synchrone à excitation homopolaire et à bobinage dans l'entrefer pour accumulateur électrochimique d'énergie », LESiR (antenne de Bretagne), Décembre 2001.
- [69] A. Kerzreho; « Caractérisation et optimisation d'une batterie électromécanique intégrée sous chargement cyclique », l'antenne de Bretagne de l'ENS de Cachan (LMT), Janvier 2002.
- [70] B. Multon, G. Robin, M. Ruellan et H. Ben Ahmed; « Situation énergétique mondiale à l'aube du 3^{eme} millénaire- perspectives offertes par les ressources renouvelables », Antenne de Bretagne de l'École Normale Supérieure de Cachan, Revue 3EI, N°.36, Mars 2004.
- [71] P. Barrade ; «Energy storage and applications with super capacitors », Laboratoire d'Electronique Industrielle LEISTI-ISE, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, EPFLCH 1015 Lausanne (Switzerland).

- [72] Yu. X. Strunz ; « Combined long term and short term access storage for sustainable energy system », Power Engineering society General Meeting, IEEE, 6-10 June 2004, pp. 1946-1951, Vol 2.
- [73] T. Hennessy, M. Kuntz; « The multiple benefits of integrating electricity storage with wind energy », Power Engineering society General Meeting, IEEE, 12-16 June 2005, pp. 1388-1390.
- [74] L. Baxerres, A. Michallet et C. Ramet; « Projet d'initiative personnelle le Microtransat, Partie électronique et énergétique », 2005-2006.
- [75] A. Labouret, P. Cumunel, J-P. Braun et B. Faraggi; « Cellules solaires, les bases de l'énergie photovoltaïque », 4^{ème} édition, Dunod, Paris, 2005.
- [76] <http://www.hellopro.fr>
- [77] A. Vial; « Étude des lignes de déclinaison d'un cadran solaire horizontal », 2006, tiré du site internet "kaekoda.free.fr/bup/bup1".
- [78] M. Capderou; « Atlas solaire de l'Algérie », Office des publications universitaire, Tome 1, Tome 2, Algérie- 1986.
- [79] M. L. Louazene; « Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla » mémoire de Magister, Université de Batna, Juin 2008.
- [80] J. A. Duffie, A. Wiley and W.A. Beckman, « Solar engineering of thermal processes », 2nd Edition. - Interscience Publication, 1991.
- [81] «Photovoltaic geographical information system», European Commission- Joint Research Centre "JRC", Ispra, Italy, 2001-2008.
- [82] A. Turcotte, M. Ross and F. Sheriff; « Photovoltaic hybrid system sizing and simulation tools: status and needs », PV Horizon: Workshop on photovoltaic hybrid systems, Montreal, 2001.
- [83] Z.A. Maiche ; « Les lampes ne présentent aucun danger pour la santé », El Watan, le 15 Octobre 2009.
- [84] G. A. Landis, D. Scheiman, D. Merritt and R. P. Raffaele; « High-temperature solar cell development », NASA/CP, 2005.
- [85] Désiré Le Gourières ; « Energie éolienne- Théorie, conception et calcul pratique des installations », 2^{ème} édition, EYROLLES, Paris-1982.
- [86] A. Spera, editor; «Wind turbine technology — Fundamental concepts of wind turbine technology », ASME Press, New York, 1998.
- [87] J. Ercolino; «Modélisation en régime nominal et partiel de l'écoulement méridien dans les turbomachines axiales et hélicocentrifuges », Thèse Mécanique, Laboratoire d'Energétique et Mécanique des Fluides Internes, Arts et Métiers, ENSAIVI 2002.
- [88] S. Heier, translated by R. Waddington; «Grid integration of wind energy conversion systems », John Wiley & Sons LTD, 3rd edition 1998.
- [89] A. Nichita, D. Luca, B. Dakyo, E. Ceanga; «Large band simulation of the wind speed for real-time wind turbine simulators », IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 17(4), pp. 523- 529, 2002.43.
- [90] H. Camblong; «Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable », Thèse de Doctorat, ENSAIVI Bordeaux, 2003.

- [91] A. Abdelli; « Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive », Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, Octobre 2007.
- [92] R.E. Wilson, P.B.S. Lissaman; «Applied aerodynamics of wind power machines », Research Appl. to Nat. Needs, GI-41840, Oregon State University.
- [93] J.-L. Menet, B. Ménart; «Une procédure de comparaison de quelques éoliennes classiques», 15^{ème} Congrès Français de Mécanique, Nancy, 2001.
- [94] Bogdan S. Borowy, Ziyad M. Salameh; «Dynamic response of a stand- alone wind energy conversion system with battery energy storage to a wind gust », IEEE Transactions on Energy Conversions, Vol. 12, N°. 1, March 1997.
- [95] Reaz Ul Haque, M.T. Iqbal and John E. Quaicoe; «Sizing, dynamic modelling and power electronics of a hybrid energy system », IEEE CCECE/CCGEI, Ottawa, May 2006.
- [96] G. Grellet, G. Clerc; « Actionneurs électriques, principes, modèles, commande », Collection Electrotechnique», Edition Eyrolles, 1997.
- [97] A. Chibani; «Commande non linéaire et adaptative de la machine asynchrone », Mémoire de Magister, Batna, 2005.
- [98] B. K. Bose; «Modern power electronics and AC drives», Prentice Hall PTR, USA, 2001.
- [99] A. Canadas de Wit; «Commande des moteurs asynchrones, modélisation, contrôle vectoriel et DTC », Edition Hermès, Paris, Vol.1, 2000.
- [100] F. Bouchafaa, A. Rekkab et R. Ibtouene; «Les performances d'une machine synchrone à aimants permanents », Proceedings CIVISES '97 Saida, 13-14, Mai 1997.
- [101] H. Camblong, I. M. Alegria, G. Abad, M. Rodriguez; «Experimental trials of different maximum power point tracking control strategies of a variable speed wind turbine », EPE — PEMC 2004 Conference Proceedings, Riga, 2004.
- [102] V. Rogez; «Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire», Thèse de doctorat, Ecole Doctorale d'Arras, Lille, 2004.
- [103] Y. Tian; «Analysis, simulation and DSP based implementation of asymmetric three-level single-phase inverter in solar power system», the Florida state university, 2007.
- [104] A. Cid Pastor ; « Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques », thèse de Doctorat de l'Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, Septembre 2006.
- [105] I. Marie-Joseph; «Méthodologie de diagnostic appliquée à la maintenance préventive d'unités de production électrique en site isolé », l'ADEME – thèse, 2003.
- [106] V. Quaschnig; «Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells », Solar energy, Vol. 56, N°. 6, pp. 513-520, 1996.
- [107] L. Protin, S. Astier, ; «Convertisseurs photovoltaïques », Techniques de l'ingénieur- Génie Electrique D3 360.
- [108] A. DUMBS; « Développement d'outils pour l'analyse des systèmes hybrides photovoltaïque-diesel », thèse de l'Ecole des mines de Paris, Décembre 1999.

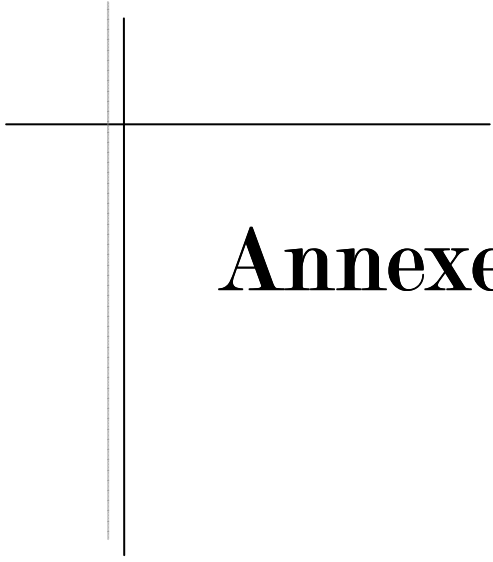
- [109] H.J. Möller ; «Semiconductors for Solar Cells », Artech House, Inc, Norwood, MA, 1993.
- [110] H. Knopf; «Analysis, simulation, and evaluation of Maximum Power Point Tracking (MPPT) methods for a solar powered vehicle », Master of Science in Electrical and Computer Engineering, Portland State University, 1999.
- [111] Gottschalg, M. Rommel, D. G. In_eld, and H. Ryssel; «Comparison of different methods for the parameter determination of the solar cell's double exponential equation»14th European Photo-voltaic Science and Engineering Conference (PVSEC), Barcelona, Spain, 1997.
- [112] T. Diveux; « Implantation d'un système éolien, optimisation par algorithmes génétiques », thèse de Doctorat de l'ENSAM (LEPT), Septembre 2000.
- [113] C.W.A. Baltus¹, J.A. Eikelboom¹ and R.J.C. van Zolingen; «Analytical monitoring of losses in PV systems », Netherlands Energy Research Foundation ECN-Shell Solar Energy Netherlands.
- [114] G. Walker; «Evaluating MPPT converter topologies using a Matlab PV model», Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia, IEAust, Vol.21, N°. 1, pp.49-56, 2001.
- [115] R. Andoulsi; «Etude d'une classe de systèmes photovoltaïques par une approche Bond Graph-Modélisation, analyse et commande», Thèse de doctorat, Ecole centrale de Lille- Université des Sciences et Technologies de Lille- Décembre 2001.
- [116] A. Stjernholm Hoff; «Distributed generation – Power electronic converters, communication and control », Norwegian University of Science and Technology- April – 2007.
- [117] A. P. Hohm, M. E. Ropp; «Comparative study of Maximum Power Point Tracking algorithms”, Progress in Photovoltaics », Vol 11, pp. 47-62, January 2003.
- [118] R. Leyva, I. Queinnec, C.Alonso, A.Cid-Pastor, D. Lagrange and L.Martinez-Salamero; «MPPT of photovoltaic systems using extremum seeking control», IEEE Trans. On Aerospace and Electronic Systems, IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, Vol. 42, N°, 1, pp. 249-258, Jan. 2006.
- [119] M.F. Shraif; « Optimisation et mesure de chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque en énergie électrique », Thèse de Doctorat de l'Université Paul Sabatier, 2002.
- [120] Z. Salameh; «Step-up maximum power point tracker for photovoltaic arrays », Proc. of the 1998 annual meeting of the American Solar Energy Society, Cambridge, USA, June 1998, pp 409-414.
- [121] Yeong-Chau Kuo, Tsorng-Juu Liang; «Novel Maximum-Power-Point-Tracking controller for photovoltaic energy conversion system », IEEE Trans. On Industrial Electronics, Vol. 48, N°. 3, June 2001.
- [122] K.H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, M. Osakada; « Maximum photovoltaic power tracking: An algorithm for rapidly changing atmospheric conditions generation», IEE Proceedings Transmission and Distribution.Vol. 142, N°. 1, Jan. 1995, pp. 59 – 64.
- [123] N. Toshihiko, S. Togashi, and N. Ryo; «Short-current Pulse-based Maximum-Power-Point Tracking method for multiple photovoltaic –and-converter module system», IEEE Trans. On Industrial Electronics, Vol. 49, N° 1, February 2002.
- [124] M. A. S. Masoum, H. Dehbonei and E. F. Fuchs; «Theoretical and experimental analysis of photovoltaic systems with voltage-and current-based Maximum Power-point Tracking», IEEE Trans. On Energy Conversion, Vol. 17, N°. 4, December 2002.

- [125] M. Veerrachary, T. Senjyu and K. Uezato; «Voltage-based Maximum Power Point Tracking control of PV System», IEEE Trans. On Aerospace and Electronic Systems, Vol. 38, N°. 1, January 2002.
- [126] C.R. Sullivan and P.J. Powers; «A high efficiency maximum power point tracker for photovoltaic arrays in a solar-powered race vehicle », 24th annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, 1993, PESC'93 Record, 20-24 June 1993, pp 574-580.
- [127] A. Shmilovitz; «On the control of photovoltaic Maximum Power Point Tracker via output parameters », IEE Proceedings Electric Power Applications, Vol. 152, N°. 2, pp 239-248, March 2005.
- [128] T. Kitano, M. Matsui and De-hong Xu; «Power sensor-less MPPT control scheme utilizing power balance at DC link-system design to ensure stability and response», Industrial Electronics Society, 2001. IECON '01. The 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Vol. 2, 29 Nov.-2 Dec. 2001, pp. 1309 – 1314.
- [129] Tae-Yeop Kim, Ho-Gyun Ahn, Seung Kyu Park and Youn-Kyun Lee; «A novel maximum power point tracking control for photovoltaic power system under rapidly changing solar radiation », 2001. IEEE International Symposium on Industrial Electronics Proceedings. ISIE 2001. Vol. 2, 12-16 June 2001, pp. 1011 – 1014.
- [130] K.K. Tse, M.T. Ho, H.S. Chung and S.Y. Ron Hui ; «A comparative study of Maximum- Power-Point Trackers for photovoltaic panels using switching-frequency modulation scheme», IEEE Trans. on Industrial Electronics, Vol. 51, N°. 2, April 2004.
- [131] T. Ikegami, T. Maezono, F. Nakanishi, Y. Yamagata and K. Ebihara; «Estimation of equivalent circuit parameters of PV module and its application to optimal operation of PV system», Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 67, Issues 1-4, March 2001, pp. 389-395.
- [132] N. Kasa, T. Iida and L. Chen; «Flyback inverter controlled by sensorless current MPPT for photovoltaic power system », IEEE Trans. on Industrial Electronics, Vol. 52, N°. 4, August 2005, pp.1145-1152.
- [133] M. Veerachary, T.Senjyu and K. Uezato; «Feedforward Maximum Power Point Tracking of PV systems using fuzzy controller », IEEE Trans. on Aerospace and Electronic Systems, Vol 38, N°. 3, July 2002, pp. 969-981.
- [134] W. Chen, H. Shen, B. Shu, H. Qind and T. Deng; «Evaluation of performance of MPPT devices in PV systems with storage batteries », Solar Energy Laboratory, Guangzhou Institute of Energy conversion, Chinese Academy of Sciences, February 2007, Science Direct- Renewable Energy 32 (2007) 1611–1622.
- [135] M. Sokolov and D. Shmilovitz; «A modified MPPT scheme for accelerated convergence, power engineering letters», IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 23, N°. 4, December 2008, 1105.
- [136] L.A. Zadeh; «Information and control. fuzzy sets », Vol. 8, pp 338-353, 1965.
- [137] T. Takagi, M. Sugeno; «Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control», IEEE Transactions on systems Man and Cybernetics, Vol. 15, N°1, pp. 116-132, 1985.
- [138] S. Miyamoto, S. Yasunobu, H. Ihara; « Predictive fuzzy control and its application to automatic train operation systems», "Analysis of fuzzy information", CRC Press, New York, 1987.

- [139] J. Barrat, M. Barrat, Y. L  cluse; « Application de la logique floue : commande de la température d'un four », Techniques de l'Ingénieur, traité Informatique industrielle, 1993.
- [140] Berbra, Boudaoued; « L'application de la logique floue dans la commande de la machine asynchrone », ENP Algérie, 1996.
- [141] M. Thele, S. Buller, D. U. Sauer, R. W. De Donckcker, E. Karden; « Hybrid modelling of lead-acid batteries in frequency and time domain », Journal of Power Sources, Vol. 144, Pages 461-466, 2005.
- [142] A. Jossen, J. Garche, H. Doering, M. Goetz, W. Knaupp, L. Joerissen; « Hybrid systems with lead—acid battery and proton-exchange membrane fuel cell », Journal of Power Sources, Vol. 144, pp. 395-401, 2005.
- [143] C.-F. Lu, C.-C. Liu, and C.-J. Wu; « Dynamic modelling of battery energy storage system and application to power system stability », IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Volume 142(4), pages 429-435. IEE, Stevenage, Herts., U.K., July 1995.
- [144] M. Ziyad Salameh, A. Casacca Margaret, and A. Lynch William; « A mathematical model for lead-acid batteries », IEEE Transactions on Energy Conversion, 7(1):93{98}, March 1992.
- [145] A. D. Hansen. P. Sorensen, L. H. Hansen, H. Bindner; « Models for stand-alone PV system », Risø-R-121 9(EN)/SEC-R- 12, 2000.
- [146] M. Brown Mokorola; « Semiconductor- series in solid state electronics : Practical switching power supply design », Academic press, USA, 1990.
- [147] R. Bausi  re, F. Labrique, G. S  guier; « Les convertisseurs de l'  lectronique de puissance- La conversion Continu-continu », Lavoisier, Paris, 1997.
- [148] A. Foch; « Conversion Continu-Continu »; Techniques de l'Ingénieur- traité de Génie   lectrique, D 3 163.
- [149] G. Séguier; « Les convertisseurs de l'électronique de puissance -La conversion Continu-Continu»,   dition Technique et Documentation, Tome 3, Paris, 1997.
- [150] A. Foch, R. Arches, F. Bordy, Y. Cheron, B. Escaut, P. Marty et M. Metz; «   l  ments constitutifs et synthèse des convertisseurs statiques », Techniques de l'ingénieur, Traité de Génie   lectrique. D3152 (1989) pp1-17.
- [151] S. Saadate, R. Le Doeuff, R. Periot; « High voltage chopper for electrical Traction Applications using series connexion of large GTO thyristors », IEEE Transactions, 1989, pp 177-185.
- [152] M. Aimé; « Evaluation et optimisation de la bande passante des convertisseurs statiques », Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, Novembre 2003.
- [153] A. Mecharek; étude et simulation d'un hacheur un quadrant multiniveaux, mémoire d'ingénieur, UMMTO, 2007.
- [154] K. Sobaihi; « Etude et réalisation d'un hacheur MPPT à contre réaction de tension », ENP Algérie, Thèse Magister Septembre 2003.
- [155] M.S. A  t Cheikh, C. Larbes, G.F. Tchoketch Kebir, A. Zerguerras; « Maximum Power Point Tracking using a fuzzy logic control scheme », Revue des Energies Renouvelables, Vol. 10 N  3 /387 – 395 -2007.

[156] N. Siebert; « Development of methods for regional wind power forecasting », Ecole des mines de Paris, Mars 2008.

[157] Martin A.Green, Keith Emery, David L. King, Sanekazu Igari and Wilhelm Wattra; « Solar cell Efficiency Tables (version 19). Progress in Photovoltaics: Research and applications », Vol: 10, 2002, pp 55-61.



Annexes

>> Annexe I

Paramètres de dimensionnement**A.I.1/ Le facteur de transposition *FT***

La transposition est le calcul de l'irradiance incidente sur plan incliné, à partir des données d'irradiance horizontale.

Parmi les modèles existants, on cite :

- le modèle de Hay qu'est simple, robuste et offrant de bons résultats même aux cas de connaissance imprécise de l'irradiation diffuse ;
- le modèle de Perez (Perez, Ineichen et al.), plus sophistiqué réclamant une bonne connaissance (bonnes mesures) des données horizontales.

Les facteurs de transposition fonction de l'orientation et de l'inclinaison, donnés pour une année, puis pour chacun des mois sont respectivement portés dans les tableaux ci-dessous ;

Transposition Factors for Tindouf (Algeria)
Period : Whole year --- Horizontal Global Irrad. = 2153 kWh/m²

Azimuth	-90°	-75°	-60°	-45°	-30°	-15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
Tilt													
90°	0.57	0.60	0.62	0.62	0.60	0.57	0.56	0.56	0.58	0.59	0.58	0.56	0.53
80°	0.64	0.68	0.71	0.71	0.70	0.69	0.68	0.68	0.68	0.68	0.67	0.64	0.60
70°	0.71	0.76	0.79	0.80	0.81	0.80	0.79	0.79	0.78	0.77	0.75	0.72	0.67
60°	0.78	0.83	0.86	0.88	0.89	0.90	0.89	0.88	0.87	0.85	0.82	0.78	0.73
50°	0.84	0.89	0.93	0.95	0.97	0.97	0.97	0.96	0.95	0.92	0.89	0.85	0.80
40°	0.89	0.94	0.97	1.00	1.02	1.03	1.03	1.02	1.00	0.97	0.94	0.90	0.86
30°	0.94	0.98	1.01	1.03	1.05	1.06	1.06	1.05	1.03	1.01	0.98	0.95	0.91
20°	0.97	1.00	1.03	1.05	1.06	1.07	1.07	1.06	1.05	1.03	1.00	0.98	0.95
10°	1.00	1.01	1.02	1.03	1.04	1.05	1.05	1.04	1.03	1.02	1.01	1.00	0.98
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Tracking planes :	Tracking two axes :	TF = 1.47 (138 % of fixed plane's optimum)
	East-West horizontal axis :	TF = 1.15 (107 % of fixed plane's optimum)
	N-S axis, Tilt = Lat. - 10° :	TF = 1.42 (133 % of fixed plane's optimum)
	N-S axis, Tilt = Latitude :	TF = 1.42 (134 % of fixed plane's optimum)

Tableau- A.I.1: *Facteur de transposition d'un an entier, donné pour la région de Tindouf*

Le facteur de transposition mensuel est porté sur le **tableau- (A.I.2)** suivant ;

Transposition Factors for Tindouf (Algeria)

Tilt	Azimuth	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0°	+/- 0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
15°	+/- 0°	1.23	1.17	1.10	1.02	0.97	0.95	0.96	1.00	1.06	1.14	1.21	1.23	1.06
15°	+/- 30°	1.20	1.14	1.08	1.02	0.98	0.95	0.96	1.00	1.05	1.12	1.18	1.19	1.05
15°	+/- 60°	1.10	1.07	1.04	1.00	0.98	0.96	0.97	0.99	1.02	1.06	1.09	1.10	1.02
15°	+/- 90°	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
30°	+/- 0°	1.40	1.27	1.13	0.99	0.90	0.85	0.86	0.95	1.07	1.22	1.35	1.39	1.06
30°	+/- 30°	1.33	1.22	1.10	0.98	0.91	0.86	0.88	0.95	1.05	1.17	1.29	1.32	1.04
30°	+/- 60°	1.16	1.10	1.03	0.97	0.92	0.89	0.90	0.95	1.00	1.07	1.14	1.15	1.00
30°	+/- 90°	0.94	0.93	0.92	0.92	0.92	0.91	0.92	0.92	0.92	0.93	0.94	0.93	0.92
45°	+/- 0°	1.48	1.30	1.10	0.90	0.78	0.71	0.73	0.84	1.01	1.23	1.41	1.47	1.00
45°	+/- 30°	1.38	1.23	1.07	0.91	0.80	0.74	0.76	0.85	0.99	1.17	1.33	1.38	0.99
45°	+/- 60°	1.16	1.07	0.98	0.90	0.83	0.79	0.81	0.87	0.94	1.04	1.13	1.15	0.94
45°	+/- 90°	0.88	0.86	0.85	0.85	0.83	0.82	0.83	0.84	0.84	0.86	0.88	0.87	0.85
60°	+/- 0°	1.48	1.25	1.01	0.77	0.62	0.54	0.56	0.69	0.90	1.16	1.40	1.48	0.89
60°	+/- 30°	1.36	1.17	0.97	0.78	0.66	0.59	0.61	0.72	0.88	1.10	1.30	1.36	0.88
60°	+/- 60°	1.11	1.00	0.89	0.80	0.72	0.68	0.69	0.76	0.84	0.97	1.07	1.09	0.84
60°	+/- 90°	0.81	0.77	0.76	0.75	0.73	0.72	0.73	0.75	0.75	0.78	0.81	0.79	0.76
90°	+/- 0°	1.22	0.96	0.67	0.39	0.27	0.20	0.20	0.31	0.54	0.86	1.14	1.24	0.56
90°	+/- 30°	1.09	0.87	0.66	0.48	0.37	0.31	0.32	0.42	0.57	0.80	1.03	1.11	0.59
90°	+/- 60°	0.87	0.75	0.65	0.55	0.48	0.44	0.45	0.52	0.59	0.72	0.84	0.85	0.60
90°	+/- 90°	0.61	0.57	0.56	0.55	0.52	0.51	0.51	0.54	0.54	0.58	0.61	0.59	0.55
Tracking	2-axis	1.80	1.61	1.50	1.41	1.32	1.33	1.37	1.42	1.43	1.57	1.73	1.72	1.47
Tracking	Axis=latit.	1.70	1.58	1.49	1.39	1.25	1.24	1.29	1.38	1.42	1.55	1.66	1.62	1.42

Tableau- A.I.2: Facteur de transposition mensuel, donné pour la région de Tindouf

La même caractéristique correspondant à la saison d’hiver est représentée par la **figure- (A.I.1)**

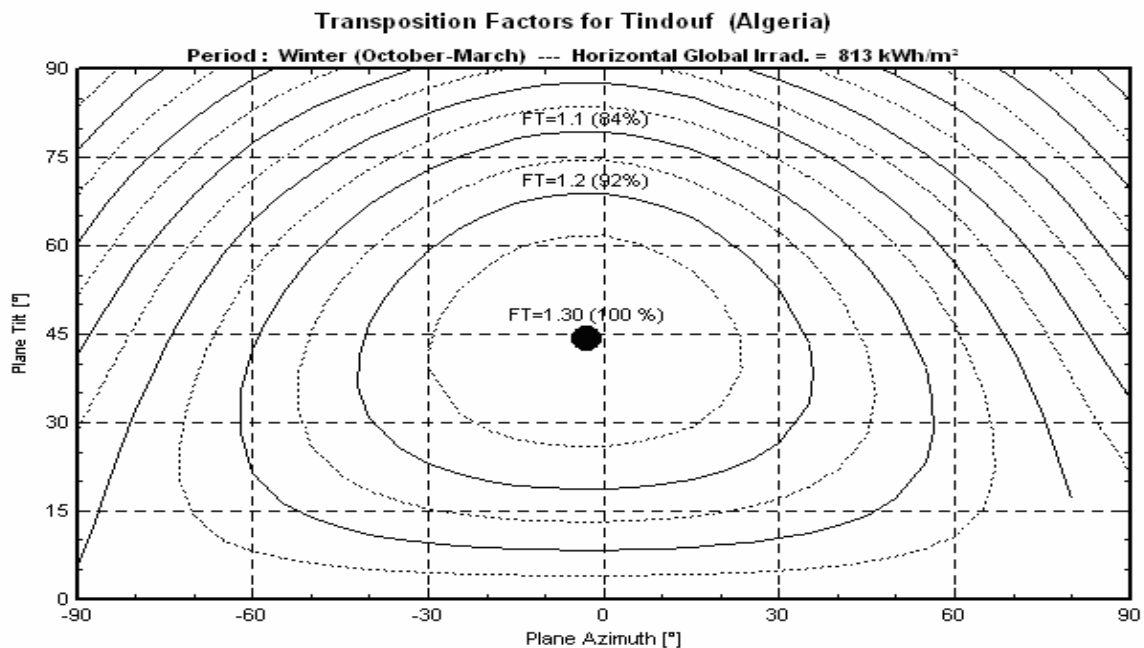


Tableau- A.I.1: Facteur de transposition correspondant à la saison d’hivers, donné pour la région de Tindouf

A.I.2/ Caractéristiques techniques du générateur PV

A.I.2- a) Caractéristiques techniques des modules PV utilisés

PVSYST V3.4		PV array parameters			
PV array characteristics :					
PV module:	Si-poly	Module name	AC-150P/13S		
		Manufacturer	Axitec		
Number of PV modules :		in serie	3 modules	in parallel	10 strings
Total number of PV modules :		Nb. modules	30	unit nom. power	150 Wp
Array global power		Nominal (STC)	4.5 kWp	At oper. cond.	4.1 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	56 V	I mpp	73 A
Total area		Module area	33.2 m²	Cell area	0.0 m ²
PV array loss factors :					
Heat Loss Factor		k (const)	20.0 W/m ² K	k (wind)	6.0 W/m ² K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m ² , Tamb=20°C, wind 1 m/s)				NOCT	48 °C
Wiring ohmic losses		Global field res.	4.3 mOhm	Loss fraction	0.5 % at STC
Serie diode loss		Voltage drop	0.7 V	Loss fraction	1.2 % at STC
Module quality losses				Loss fraction	3.0 %
Module mismatch losses				Loss fraction	4.0 % (fixed Voltage)
Incidence effect: "Ashrae" parametrization		IAM =	1-bo (1/cos i - 1)	bo	0.05
Effect of each loss on the array characteristics					
For given operating conditions (static loss values, not valid over a running period!)					
External operating conditions :		Irradiation	800 W/m ²	Ambient Temp.	20 °C
		Incident angle	1°	Wind velocity	1.0 m/sec
		Beam/Global ration	80 %		
Collector array Axitec, AC-150P/13S, Photon Mag. 2005					
3 modules in serie, 10 branches in parallel					
Repartition on fields :		Field #1			
		Field #2			

Tableau- A.I.3: Caractéristiques techniques des modules PV utilisés

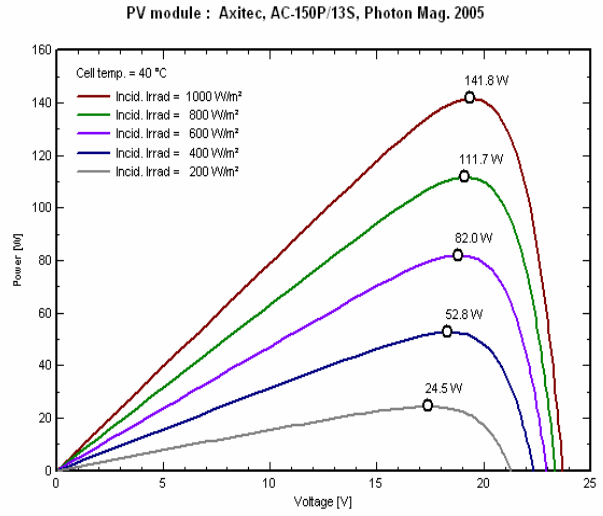
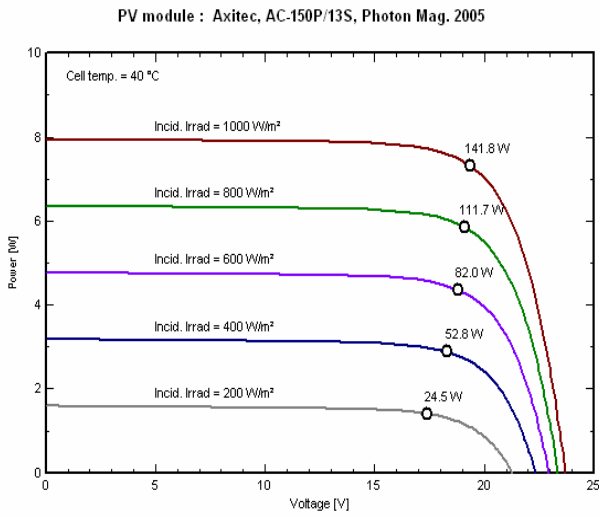


Fig- A.I.2: Influence de l'éclairement sur les caractéristiques I(V) et P(V)

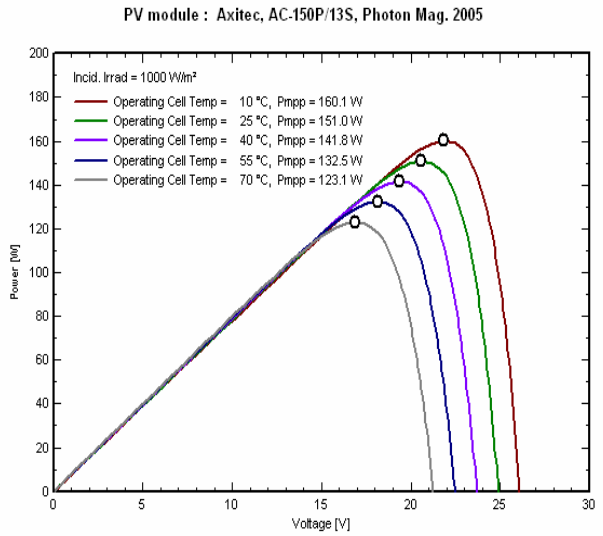
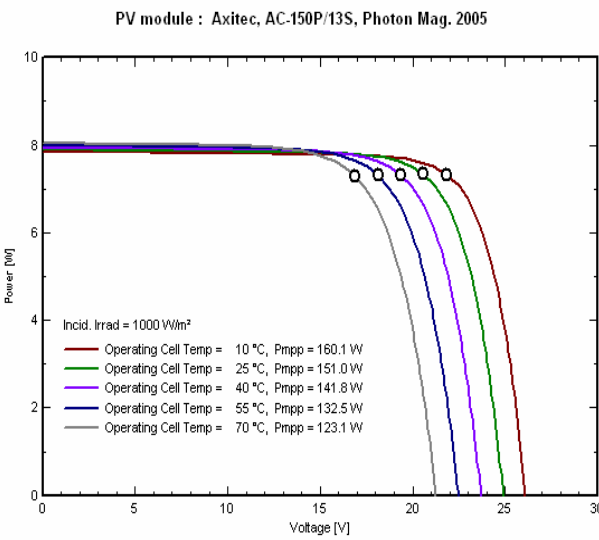


Fig- A.I.3: Influence de la température de jonction sur ces mêmes caractéristiques

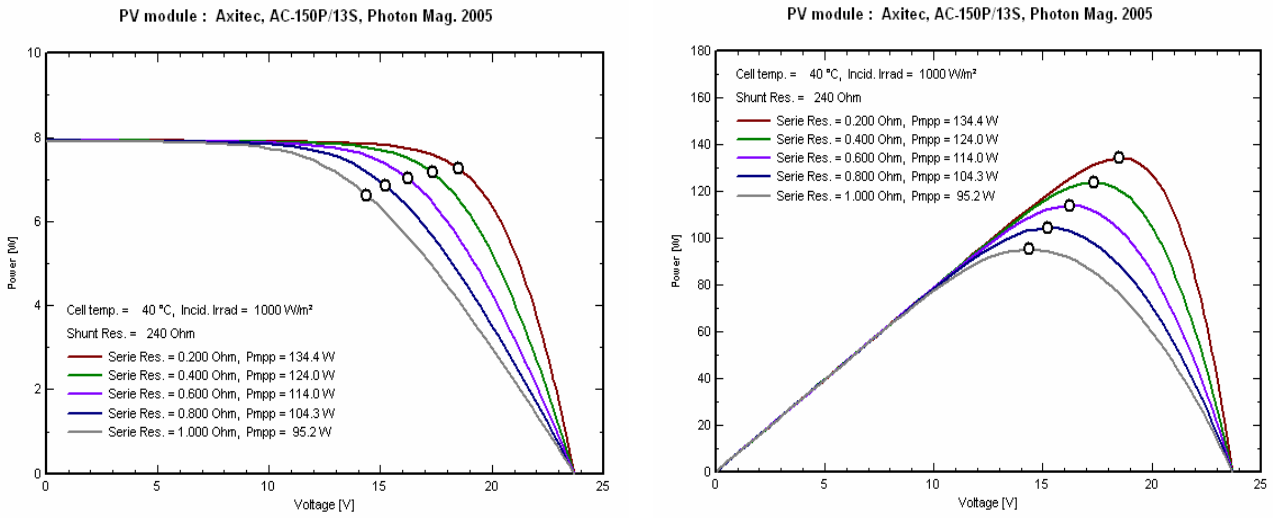


Fig- A.I.4: Influence de la résistance série sur les caractéristiques I(V) et P(V)

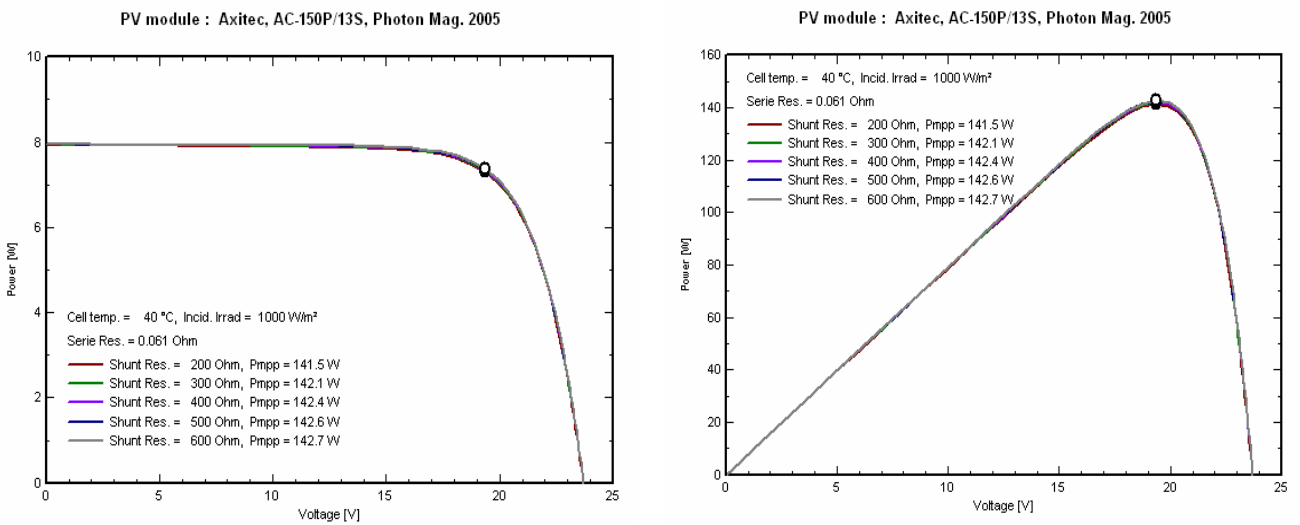
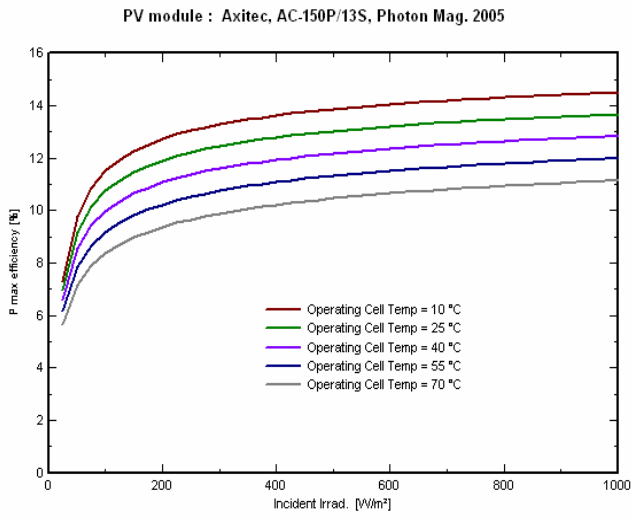
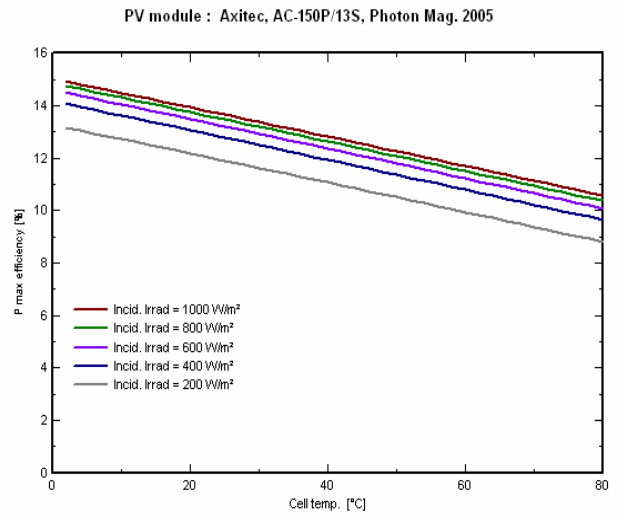


Fig- A.I.5: Influence de la résistance shunt sur ces mêmes caractéristiques



$$\eta_C = f(T_j), \text{ pour } E_S = \text{var}$$



$$\eta_C = f(E_S), \text{ pour } T_j = \text{var}$$

Fig- A.I.6: Influence de la température de jonction et de l'éclairement sur le rendement de la cellule

A.I.2- b) Comportement des mêmes modules munis de protections, lorsqu'ils sont soumis à des ombres

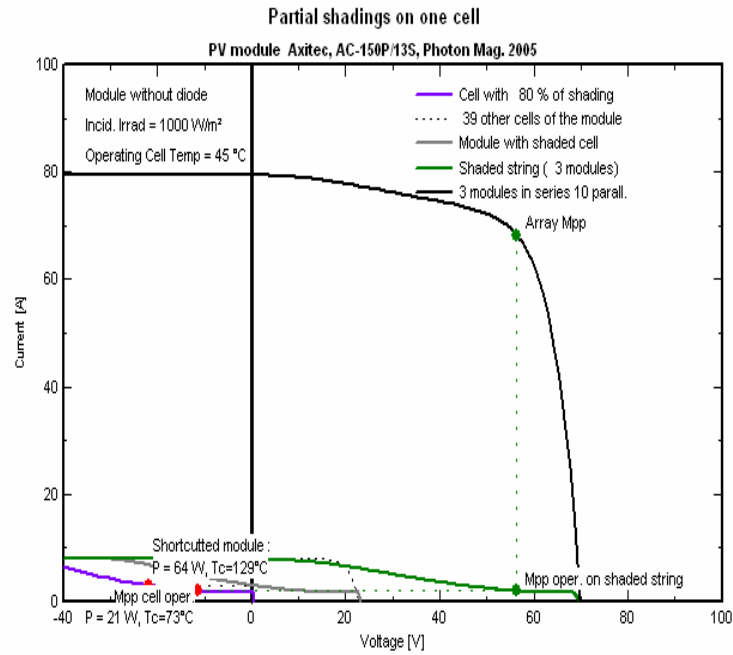
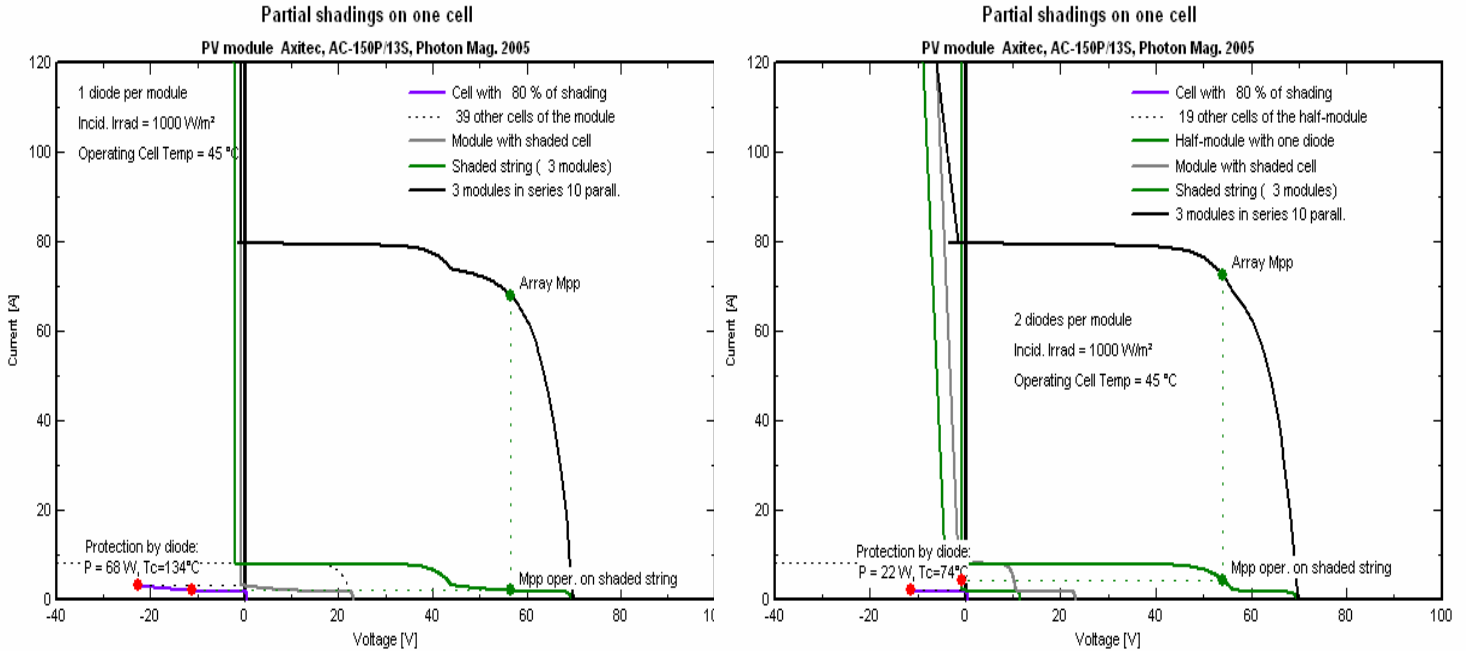


Fig- A.I.7: Sans aucune diode de protection



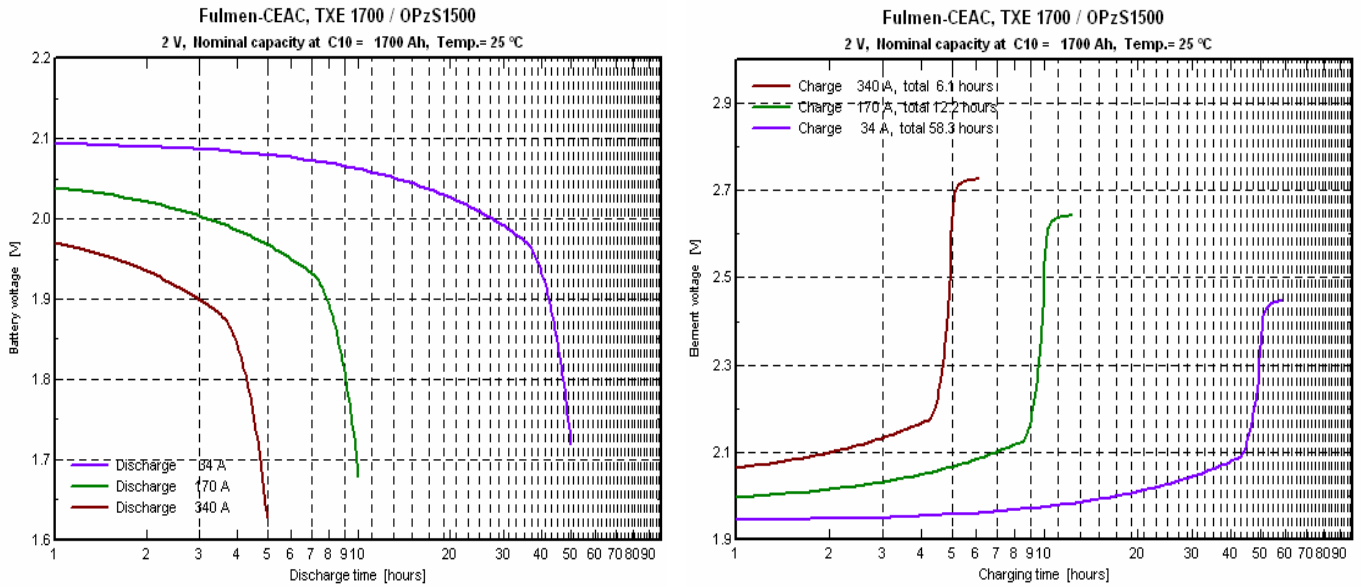
Avec une diode de protection par module

Avec deux diodes de protection par module

Fig- A.I.8: Rôle des diodes de protection, en présence de 80 % d'ombrage

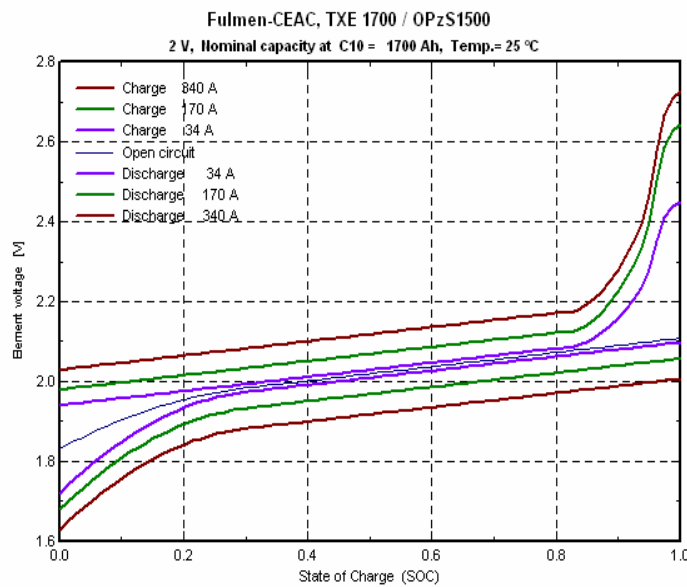
A.I.2- c) Comportement général des batteries utilisées

Ces caractéristiques décrivent le comportement général des batteries utilisées ;



$$V(\text{élém}) = f(t)_{\text{déch}}$$

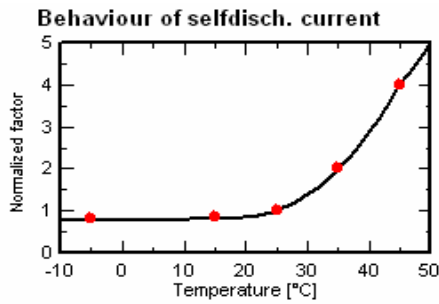
$$V(\text{élém}) = f(t)_{\text{ch}}$$



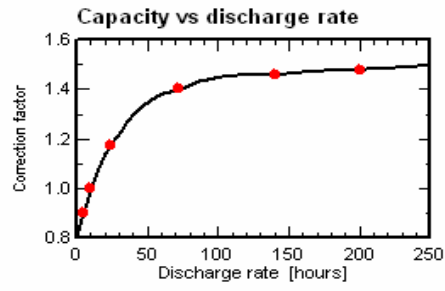
$$V(\text{élém}) = f(EDC)$$

Fig- A.I.9: Caractéristiques générales des batteries utilisées

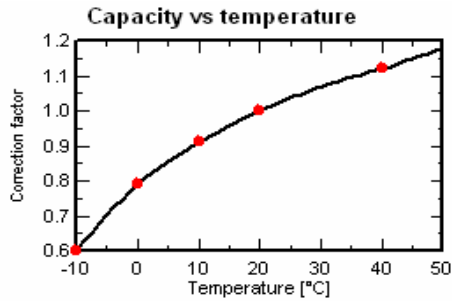
Autres caractéristiques des batteries utilisées ;



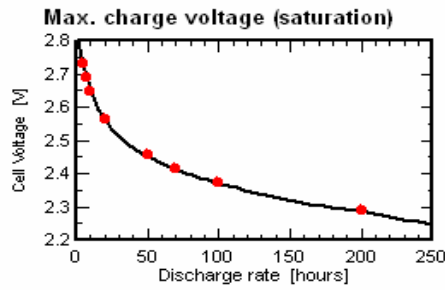
$$I_{(auto-déch)} = f(T)$$



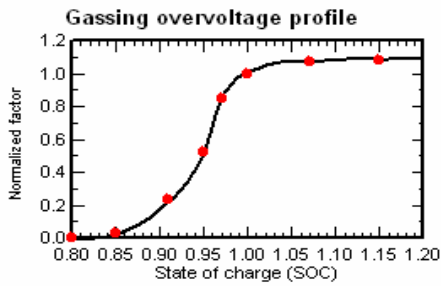
$$C_{bat} = f(I)_{déch}$$



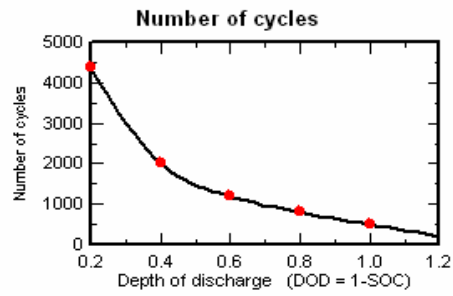
$$C_{bat} = f(T)$$



$$I_{ch_{sat}} = f(t)_{déch}$$



$$Gaz_{surcharge} = f(EDC)$$



$$n_{cycles} = f(Profondeur)_{déch}$$

Fig- A.I.10: Autres caractéristiques générales des batteries utilisées

A.I.2- d) Caractéristiques techniques du régulateur

Les caractéristiques du régulateur utilisé sont portées dans le tableau suivant ;

PVSYST V3.4			23/07/99 14h14
Characteristics of a charge/discharge regulator			
Manufacturer, Model : Isofoton, Isoltel30			
Data source :			
File : Isofoton_Isoltel30T.RLT of 18/07/99 01h58			
General features			
Technology / Data display capability	uP, Series transisString #4443 not found		
Nominal battery voltage	Switchable bi-voltage	24 V	48 V
Maximum input current	I PV Max	100 A	
Maximum output current	I load max	120 A	
Current self-consumption	Night / Running	48 mA /	48 mA
Battery temperature compensation	External sensor		
Associated Battery Pack technology	Lead-acid, vented, tubular		
Running thresholds			
		Per cell	Whole battery
Charging thresholds (PV chaging) (overcharging protection)	Triggering OFF (Vmax)	2.28 V	54.8 V
	Triggering ON	2.10 V	50.4 V
Load Disconnecting threshold (deep discharge protection)	Triggering OFF (Vmin)	1.82 V	43.7 V
	Triggering ON	2.00 V	48.0 V
Threshold for back-up generator	Triggering ON (Vmin)	1.85 V	44.4 V
	Triggering OFF	2.15 V	51.6 V
Corrections according to battery temperature		-5.0 mV/°C	-120.0 mV/°C
Reference temperature		20 °C	

Tableau- A.I.4: *Caractéristiques techniques du régulateur*

Utilisé à tension fixe, ce régulateur présente les caractéristiques données dans le tableau ci-dessous ;

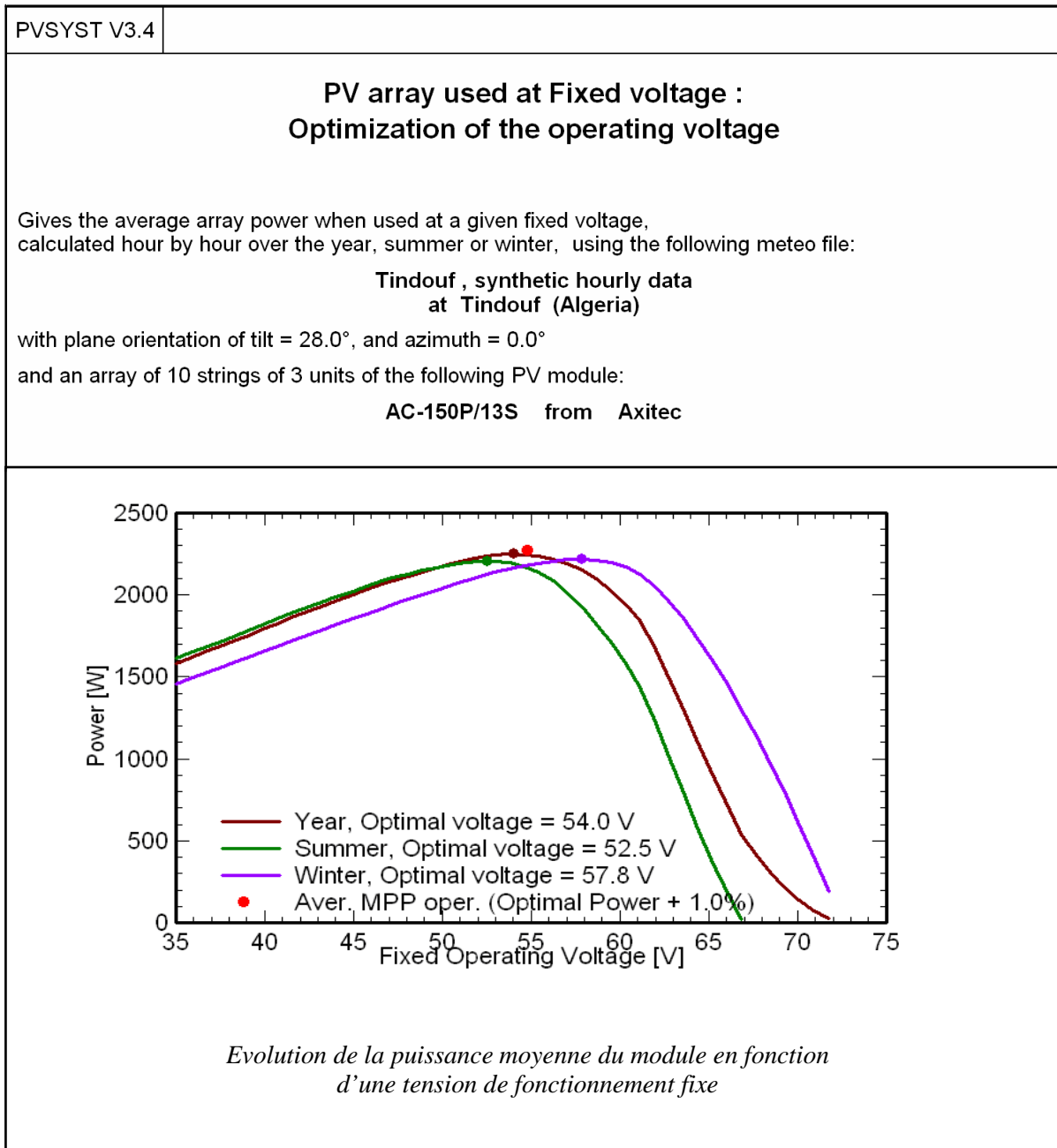


Tableau- A.I.5: *Caractéristiques techniques du même régulateur, utilisé à tension fixe*

A.I.2- e) Caractéristiques techniques du convertisseur- Onduleur

Pour la charge alternative, un onduleur s'avère indispensable, ces caractéristiques sont portées sur le tableau suivant ;

PVSYST V3.4	24/07/99 00h59															
<p>Characteristics of a grid inverter</p> <p>Manufacturer, Model : Sun Power, SP 5000/E-120</p> <p>Availability : Produced from 2001</p> <p>Data source : Photon Mag.</p> <p>File : SunPower_SunProfi5000E120.OND of 24/06/05 12h00</p>																
<p>Input characteristics (PV array side)</p> <p>Operating mode Maximum Power Point tracking (MPPT)</p> <table> <tr> <td>Minimum operation voltage</td> <td>Vmin</td> <td>145 V</td> </tr> <tr> <td>Maximum operation voltage</td> <td>Vmax</td> <td>240 V</td> </tr> <tr> <td>Input power threshold</td> <td>Pthresh.</td> <td>25 W</td> </tr> <tr> <td>Behaviour at Vmin and Vmax</td> <td></td> <td>Limitation</td> </tr> </table>		Minimum operation voltage	Vmin	145 V	Maximum operation voltage	Vmax	240 V	Input power threshold	Pthresh.	25 W	Behaviour at Vmin and Vmax		Limitation			
Minimum operation voltage	Vmin	145 V														
Maximum operation voltage	Vmax	240 V														
Input power threshold	Pthresh.	25 W														
Behaviour at Vmin and Vmax		Limitation														
<p>Output characteristics (AC voltage side)</p> <table> <tr> <td>Nominal AC output power</td> <td>Pnom</td> <td>5.0 kWac</td> </tr> <tr> <td>Nominal AC output voltage</td> <td>Unom</td> <td>230 V ac</td> </tr> <tr> <td>Behaviour during overcharging (beyond Pnom)</td> <td></td> <td>Limitation</td> </tr> </table> <p>Efficiency</p> <table> <tr> <td>European average efficiency</td> <td>Max. Eff.</td> <td>90.0 %</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Eur. Eff.</td> <td>88.0 %</td> </tr> </table>		Nominal AC output power	Pnom	5.0 kWac	Nominal AC output voltage	Unom	230 V ac	Behaviour during overcharging (beyond Pnom)		Limitation	European average efficiency	Max. Eff.	90.0 %		Eur. Eff.	88.0 %
Nominal AC output power	Pnom	5.0 kWac														
Nominal AC output voltage	Unom	230 V ac														
Behaviour during overcharging (beyond Pnom)		Limitation														
European average efficiency	Max. Eff.	90.0 %														
	Eur. Eff.	88.0 %														
<p>The figure contains three graphs illustrating the efficiency characteristics of the inverter. The top-left graph plots Efficiency [%] on the y-axis (0 to 120) against P In (DC) [kW] on the x-axis (0 to 5). The efficiency starts at 0% at 0 kW, rises sharply to about 80% at 0.5 kW, and then levels off, reaching approximately 90% at 5 kW. The top-right graph plots Efficiency [%] on the y-axis (0 to 120) against P Out (AC) [kW] on the x-axis (0 to 5). The efficiency starts at 0% at 0 kW, rises to about 80% at 0.5 kW, and then levels off, reaching approximately 90% at 5 kW. The bottom graph plots P Out (AC) [kW] on the y-axis (0 to 5) against P In (DC) [kW] on the x-axis (0 to 5). This graph shows a linear relationship between input and output power, with data points at approximately (0,0), (0.5, 0.4), (1, 0.8), (2, 1.6), (3, 2.4), (4, 3.2), and (5, 4.0).</p>																
<p><i>Caractéristiques de rendement de l'onduleur</i></p>																

Tableau- A.I.6: Caractéristiques techniques de l'onduleur

A.I.2- f) Performances des cellules PV obtenues en laboratoire

Les performances des cellules PV actuellement obtenues en laboratoire sont rassemblées dans le tableau ci-dessous ;

Classification	Rendement (%)	Surface (cm ²)	Courant de court Circuit (mA/cm ²)	Tension de circuit ouvert (V)	Centre de test et date
Silicium (cellules)					
Si cristallin	24,7 ±0,5	4	42,2	0,706	Sandia (3/99)
Si multicristallin	19,8 ±0,5	109	38,1	0,654	Sandia (2/98)
Si film	16,6 ±0,4	4,017	32,8	0,645	FhG-ISE(7/01)
Si film (module)	7,25±0,2	478	0,525	21,36	Sandia (7/01)
III-V (cellules)					
GaAs cristallin	25,1±0,8	3,91	28,2	1,022	NERL (3/90)
GaAs film	23,3 ±0,7	4	27,6	1,011	NERL (4/90)
GaAs Multicristallin	18,2±0,5	4,011	23,0	0,994	NERL (11/95)
InP cristallin	21,9 ± 0,7	4,02	29,3	0,878	NERL (4/90)
Multicristallin Film		-			
CIGS (cellule)	18,4±0,5	1,04	35,7	0,669	NERL (2/01)
CIGS (sous-module)	16,6±0,4	16,0	8,35	2,643	FhG-ISE (3/00)
CdTe (cellule)	16,5±0,5	1,132	26,7	0,845	NERL (9/01)
CdTe (sous-module)	10,6±0,3	63,8	2,26	6,565	NERL (2/95)
Si Amorphe Nanocristallin	10,1 ±0,2	1,199	24,4	0,539	JQA (12/97)
Photochimicaï					
Nanocristallin (cellule)	6,5 ± 0,3	1,6	13,4	0,769	FhG-ISE (1/97)
Nanocristallin (sous-module)	4,7 ±0,2	141,4	11,3	0,795	FhG-ISE (2/98)
Multijonction (cellules)					
GaInP/GaAs	30,3±	4	14,22	2,488	JQA (4/96)
GaInP/GaAs/Ge	28,7+1,4	29,93	12,95	2,571	NERL (9/99)
GaAs/CIS(film)	25,8+1,3	4	-	-	NERL (11/89)
Si/CIGS (film)	14,6±0,7	2,4	-	-	NERL (6/88)
Module			(A)		
Si cristallin	22,7 ±0,6	778	3,93	5,6	Sandia (9/96)
Si multicristallin	15,3 ±0,4	1017	1,36	14,6	Sandia (10/94)
CIGSS	12,1 ±0,6	3651	2,83	23,42	NERL (3/99)
CdTe	10,7 ±0,5	4874	3,205	26,21	NERL (4/00)

Tableau- A.I.7: Rendement des générateurs PV mesuré à une température de 25 [°C] et un éclaircissement de 1000 [W/m²] [157].

A.I.3/ La densité de l'air

L'énergie cinétique contenue dans un objet en déplacement est proportionnelle à sa masse volumique (ou son poids). Elle dépend donc de la densité de l'air, c'est-à-dire de la masse de l'air par unité de volume. Autrement dit, plus l'air est dense, plus la partie de l'énergie récupérable par l'éolienne est importante.

A une pression atmosphérique normale et une température de 15 [°C], l'air pèse environ 1,225 [kg/m³]. Cependant, la densité diminue un peu lorsque l'humidité de l'air augmente.

De même, l'air froid est plus dense que l'air chaud, tout comme la densité de l'air est plus faible à des altitudes élevées (dans les montagnes) à cause de la pression atmosphérique plus basse qui y règne.

La densité de l'air à la pression atmosphérique standard est donnée dans le tableau suivant ;

Température [°C]	Température [°F]	Densité (masse d'air sec [kg/m ³])	Contenu maximal d'eau [kg/ m ³]
-25	-13		
-20	-4	1,423	
-15	5	1,395	
-10	14	1,368	
-5	23	1,342	
0	32	1,317	
5	41	1,292	0,005
10	50	1,269	0,007
15	59	1,247	0,009
20	68	1,225*)	0,013
25	77	1,204	0,017
30	86	1,184	0,023
35	95	1,165	0,03
40	104	1,146	0,039
		1,127	0,051

Tableau- A.I.8: Densité de l'air à la pression atmosphérique standard

* L'industrie éolienne utilise comme standard la densité de l'air sec à la pression atmosphérique standard au niveau de la mer, estimée à 15 [° C].

A.I.4/ Unités d'équivalences énergétiques

1 [Wh] = 3600 [J] (1 [TWh] = 10^{12} [Wh], 1 [EJ] = 10^{18} [J])
1 [tep] (tonne équivalent pétrole) \cong 11600 [kWh]
1 [baril] (1591 ou 140 [kg]) \cong 1700 [kWh]
1 [BTU] (British Thermal Unit) \cong 252 [cal] \cong 1050 [J]
1 [quad BTU]: 10^{15} [BTU] = $290 \cdot 10^9$ [kWh]
1 [thermie] = 100 000 [BTU]

Tableau- A.I.9: Equivalences énergétiques en unités

A.I.5/ Exemple de calcul et dimensionnement d'un foyer sis à la wilaya de Tizi-Ouzou

- **Localité:** 36°48'2" Nord, 4°12'8" Est, Elevation: 243 [m] s.n.mer.
- **Ville la plus proche:** Tizi-Ouzou, Algérie (distante de 15 [km])
- **Paramètre des panneaux PV**
 - Puissance nominale du système PV: 106,0 [kW] (silicium cristallin) ;
 - Inclinaison des modules: 29,0°;
 - Pertes estimées dues à la température: 9,6 % (en utilisant les données locales de température) ;
 - Perte estimée due aux effets de réflectance angulaire: 2,6 % ;
 - Autres pertes (câbles, changeur, etc): 14,0 % ;
 - Pertes combinées du système PV: 26,1 %.

I: Calcul théorique

- Latitude : 36°48'04"8 Nord ;
- Longitude: 04° 12' 08" 53 Est ;
- Altitude : 345 [m].

$$\beta_{\text{opt}} = 3,7 + 0,69 \varphi$$

β_{opt} est l'angle optimal d'inclinaison du générateur [°] ;

φ est la latitude du lieu [°C].

$$\beta_{\text{opt}} = 28^{\circ}87' \approx 29^{\circ}$$

II : Utilisation du logiciel

Ces graphiques et tableaux montrent la quantité estimée d'électricité qu'on peut attendre chaque mois d'un système photovoltaïque avec les paramètres choisis (avec l'inclinaison et l'orientation optimales, demandées). Il montre aussi la production moyenne quotidienne et annuelle attendues.

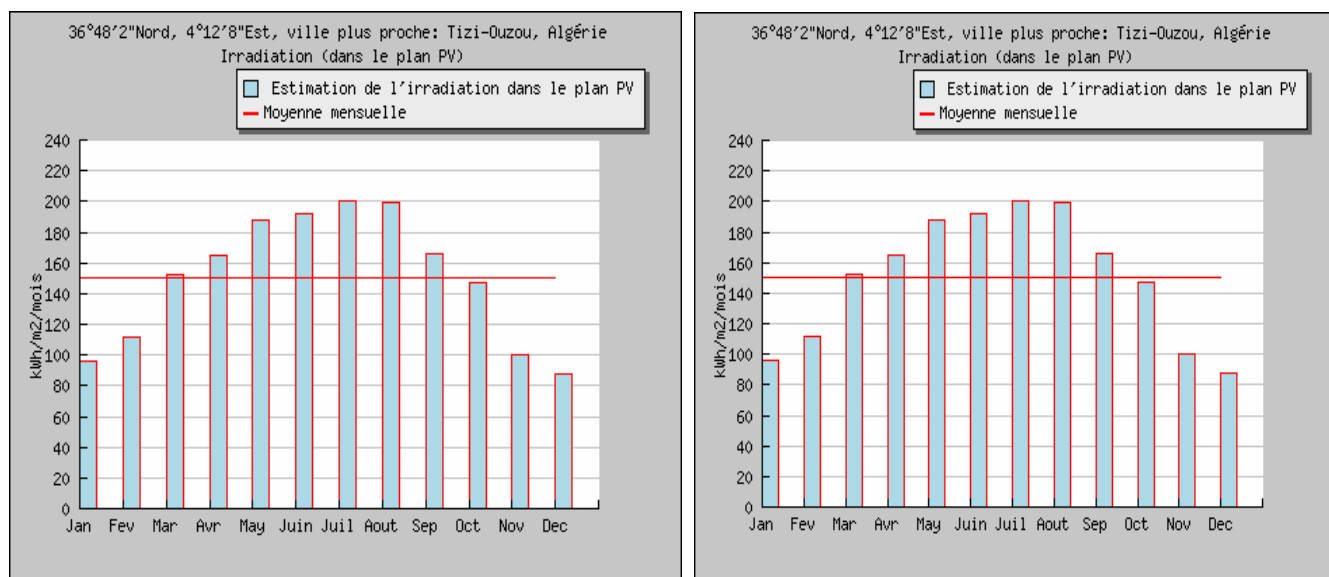


Fig- A.I.11: Données météorologiques du site de Tizi-Ouzou

Irradiation (dans le plan PV) pour:		
Inclin.=29 deg., Orient.=0 deg.		
Mois	Irradiation mensuelle (kWh/m2)	Irradiation journalière (kWh/m2)
Jan	96	3.1
Fev	112	4.0
Mar	152	4.9
Avr	165	5.5
May	188	6.1
Juin	192	6.4
Juil	200	6.5
Aout	199	6.4
Sep	166	5.5
Oct	148	4.8
Nov	100	3.3
Dec	88	2.8
Moyenne annuelle	150	4.9
Irradiation totale annuelle (kWh/m2)	1805	

Production d'électricité PV pour:		
Puissance nominale=106.0 kW, Pertes système=14.0%		
Inclin.=29 deg., Orient.=0 deg.		
Mois	Production mensuelle (kWh)	Production journalière (kWh)
Jan	8076	261
Fev	9319	333
Mar	12453	402
Avr	13375	446
May	14977	483
Juin	14991	500
Juil	15505	500
Aout	15409	497
Sep	13119	437
Oct	11825	381
Nov	8220	274
Dec	7330	236
Moyenne annuelle	12050	396
Production totale annuelle (kWh)	144599	

Tableau- A.I.10: Evaluation de la production PV sur le site de Tizi-Ouzou

On donne :

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0)}{1 - 4,46 \cdot 10^{-4} \beta_{opt} - 1,19 \cdot 10^{-4} \beta_{opt}^2} ; W_{AC} = P_{STC} \frac{G_{a,ef}(\alpha, \beta)}{G_{STC}} FS \cdot PR$$

Où :

W_{AC} : énergie AC en [kWh] injectée dans le réseau par le système photovoltaïque ;

$G_{a,ef}(_, _)$: irradiation annuelle « effective » sur le plan du générateur (incliné d'un angle par rapport à l'horizontal et orienté d'un angle par rapport au Sud) en [kWh/m²/an] ;

FS : facteur qui considère les pertes par ombrage ;

PR : efficacité de l'installation dans des conditions réelles de travail ou « *Performance Ratio* ».

Du calcul théorique ; $W_{AC} = 136322,15$ [kWh]

✓ **Dimensionnement d'un petit générateur d'une maison adapté à un foyer de la wilaya de Tizi-Ouzou.**

Les caractéristiques techniques des différentes charges sont :

Appareils	Nombres	Puissance [W]	Puissance totale [W]	Heures d'utilisation	Energie [Wh /jour]
Lampes	5	18	90	4	360
Ventilateur	4	60	240	12	1440
Télévision	1	100	100	5	500
Réfrigérateur	1	120	120	15	1800
computer	1	160	160	3	480
TOTAL			710		4580

Tableau- A.I.11: Caractéristiques techniques des différentes charges

Energie : 4580 [Wh/jour]

avec :

- Rendement charge/décharge de la batterie = 0,86 ;
- Rendement inverseur = 0,9 ;
- Jours d'autonomie = 3 ;
- Tension nominale du système = 48 [V] ;
- Profondeur de décharge maximale = 70 %.

Donc :

L'énergie totale consommée en incluant les pertes dans le système et le rendement de l'inverseur est :

$$W=4580 / (0,9, 0, 86)=5917 \text{ [Wh/jour]}$$

Prenant en compte l'autonomie de la batterie, cela donnera :

$$\text{➤ } W = (5917 \text{ Wh /jour}) \cdot (3 \text{ jour}) / (0,7, 0, 9) = 28176 \text{ [Wh]}$$

▪ **Dimensionnement de la batterie**

- Tension de la batterie : 48 [V] ;
- Energie /tension de la batterie : C_B [Ah].

$$\text{➤ } C_B = 28176/48=587 \text{ [Ah]}$$

Enfin, si on utilise des modules de 55 [W] avec une irradiation journalière estimée à 6,5 [kWh/m²] à la wilaya de Tizi -Ouzou (Algérie), alors on aura un nombre de modules donné comme suit :

$$\text{➤ } N^{\circ} \text{modules} = 5917 / (55 \cdot 6, 5, 0, 75) = 22 \text{ modules}$$

>> Annexe II

Différentes équations et paramètres

↳ Paramètres d'un panneau photovoltaïque

- Résistance parallèle $R_{sh} = 30 \text{ } [\Omega]$
- Résistance série $R_s = 30 \cdot 10^{-3} \text{ } [\Omega]$
- Gap $E_g = 1,1 \text{ } [\text{eV}]$
- Nombres de cellules $N_{br} = 36 \text{ cellules}$
- Caractéristiques des diodes : $n_1 = 1, n_2 = 2, k_1 = 1,2 \text{ } \left[\text{A/cm}^2 \cdot \text{K}^3 \right]$ et $k_2 = 2,9 \cdot 10^5 \text{ } \left[\text{A/cm}^2 \cdot \text{K}^{5/2} \right]$

↳ Paramètres de la batterie (12 [V])

- Coefficient de tension $C_V = 8 \text{ } [\text{V}^{-1}]$
- Coefficient de température $C_T = 0,05 \text{ } [\text{K}^{-1}]$
- Courant normalisé de gazéification $I_{G0} = 0,035 \text{ } [\text{A}]$
- Taux de capacité de la batterie au bout de dix heures de décharge, à courant constant $C_{10} = 118 \text{ } [\text{Ah}]$
- Résistance interne pendant le charge $R_{0,C} = 75 \text{ } [\text{m}\Omega]$
- Limite de la tension interne de la batterie pour un courant nul et une batterie entièrement déchargée $E_{0,C} = 11,6 \text{ } [\text{V}]$
- Le paramètre reflétant la charge progressive de la batterie $C_C = 0,012$
- Le paramètre reflétant la variation linéaire initiale de la tension interne de batterie avec l'augmentation de SOC $A_C = 0,01$
- Paramètre reflétant la forte hausse de la tension quand la batterie est chargée à un SOC élevé $D_C = 130$
- Facteur exponentiel présenté pour réaliser une courbe plus étroite adaptée pour la tension comportement une fois progressivement chargé $EFC = 0,45$
- Capacité maximum de chargement $Q_{MAX,C} = 120 \text{ } [\text{Ah}]$
- Paramètres de calcul de la capacité maximum de charge : $C_1 = 0,000 \text{ } [\text{h/A}^2], C_2 = 0,0543 \text{ } [\text{h/A}], C_3 = 2,0279 \text{ } [\text{h}]$ et $C_4 = 140,29 \text{ } [\text{Ah}]$
- Résistance interne en déchargeant la batterie $R_{0,D} = 38 \text{ } [\text{m}\Omega]$

- Tension interne entièrement chargée de batterie en déchargeant après la coupure initiale $E_{0,D} = 12,6$ [V]
- Facteur exponentiel présenté pour réaliser une courbe plus étroite adaptée pour le comportement de tension une fois progressivement déchargé $EFD = 1,25$
- Le paramètre reflétant la variation linéaire initiale de la tension interne de batterie avec diminuer SOC $A_D = -0,007$
- Le paramètre reflétant la décharge progressive de la batterie $C_D = -0,3$
- Le Paramètre reflétant la diminution marquée de la tension quand la batterie est déchargée à un bas SOC $D_D = 165$
- La Capacité maximum de déchargement $Q_{MAX,D} = 130$ [Ah]
- Le Paramètre pour calculer la capacité maximum de décharge :
 $D_1 = -0,0006$ [h/A²], $D_2 = 0,0543$ [h/A], $D_3 = -2,0279$ [h] et $D_4 = 140,29$ [Ah]

↳ Paramètres du hacheur Boost

- $C_1 = 5,6$ [mF]
- $C_2 = C_1$
- $L = 3,5$ [mH]

↳ Paramètres de la GSAP

- La puissance nominale $P_n = 600$ [W]
- La tension nominale $V_n = 90$ [V]
- Le courant nominal $I_n = 4,8$ [A]
- La résistance d'une phase statorique $R^g = 1,137$ [Ω]
- L'inductance d'une phase statorique $L^g = 2,7 \cdot 10^{-3}$ [H]
- L'Amplitude du flux d'aimants vu par les enroulements statoriques $\lambda_m = 0,198$ [Wb]
- L'inertie de la génératrice $J^g = 0,1$ [kg.m²]
- Le coefficient de frottement de la génératrice $f^g = 0,06$ [kg.m²/s]
- Le nombre de paires de pôles $p = 17$
- La constante de la fem $k_e = K_T = \lambda_m \cdot p$ [V/rd/s]

↳ Paramètres de la turbine

- Le rayon de la voilure $R_t = 0,5$ [m]
- La hauteur de la voilure $H_t = 2$ [m]
- La surface frontale de la turbine éolienne $A = 2$ [m²]
- La masse volumique de l'air $\zeta = 1,2$ [kg/m³]
- L'Inertie de la turbine $J_t = 16$ [kg.m²]
- Le Coefficient de puissance optimal $C_{p_opt} = 0,22$
- La Vitesse réduite optimale $\lambda_{opt} = 0,8$

>> Annexe III

Certaines réalisations, dans le domaine, en Algérie

Dans le cadre du programme d'électrification à l'énergie photovoltaïque des 18 villages du sud, plus d'une centaine d'installations semi collectives ont été réalisées par Sonelgaz.

Ces installations dont la puissance varie entre 1,5 et 6 [kWc] sont utilisées pour l'éclairage, pour l'alimentation de téléviseurs, de postes radio, de ventilateurs et de réfrigérateurs, en courant alternatif 230 [V].



Fig. A.III.1: *Système photovoltaïque de puissance 6 [kWc] installé au village isolé de Terhenanet- wilaya de Tamanrasset*

Une autre application très répandue des installations photovoltaïques autonomes, c'est les systèmes solaires pour maisons individuelles "Solar Home System". Ces systèmes sont généralement utilisés pour l'alimentation en courant continu de quelques points lumineux, d'un poste radio et éventuellement d'un téléviseur.



Fig- A.III.2: Solar Home System (SHS) de puissance 300 [Wc], installé à Moujbara wilaya de Djelfa

Centrales diesel de Sonelgaz

Ces centrales qui ne sont pas raccordées au réseau national de transport, alimentent actuellement des micros réseaux isolés en énergie électrique. Les zones géographiques couvertes par ces centrales concernent le sud de l'Algérie.

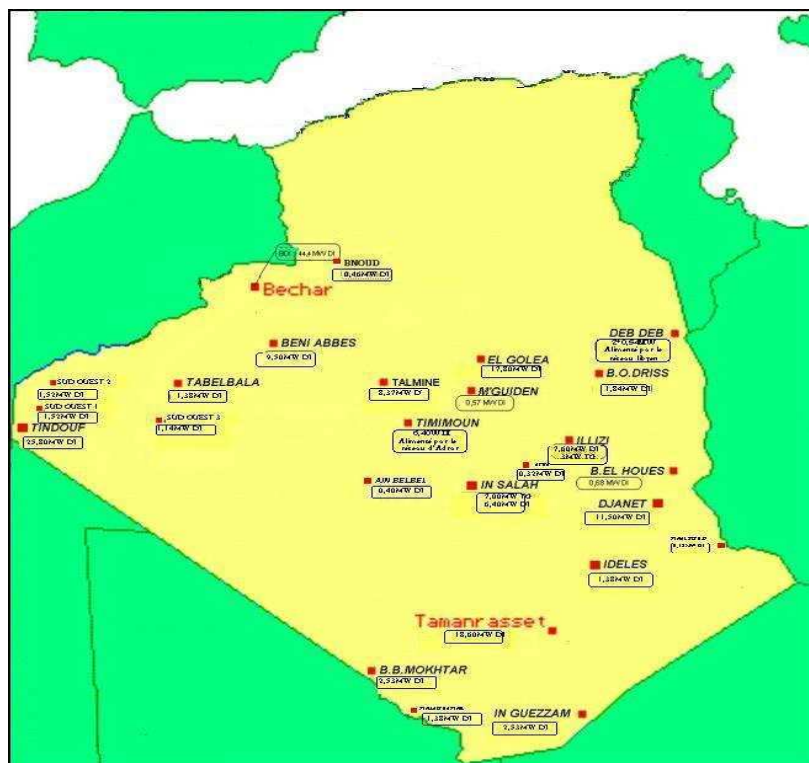


Fig- A.III.3: Parc diesel de Sonelgaz

Nous rappelons juste que le coût actuel du carburant sur le territoire national est, d'une part soutenu par l'Etat, et d'autre part livré à un prix fixe dans le cadre de la péréquation (le litre de fuel est livré à In Guezzam au même prix qu'au nord).

Les points d'approvisionnement en fuel étant situés à Arzew et Hassi Messaoud.

Selon le niveau de puissance, deux catégories de centrales ressortent:

1. Les grandes centrales de puissance supérieure à 1 [MW], appelées communément par le terme centrales diesel.
2. Les petites centrales dont la puissance est inférieure à 1 [MW] et que nous dénommons micro-centrales.