

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Hassiba Benbouali de Chlef

Faculté: Technologie

Département: Génie Mécanique



THÈSE

Présentée pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT LMD

Spécialité: Génie mécanique

Par:

Mr DEKKICHE Mohamed

Thème :

**MODELISATION ET SIMULATION D'UN SYSTEME HYBRIDE
AUTONOME (PV /EOLIENNE/DIESEL) POUR ALIMENTER
UN SITE ISOLE A CHLEF, ALGERIE**

Soutenue le 09/12/2017 devant le jury composé de :

Mr. H. ZAHLOUL	Professeur	UHBC	Président
Mr. L. LOUKARFI	Professeur	UHBC	Examineur
Mr. A. BOUDGHENE STAMBOULI	Professeur	USTO	Examineur
Mr. A. HAMIDAT	Directeur de Recherche	CDER	Examineur
Mr. M. DOUANI	Professeur	UHBC	Examineur
Mr. T. TAHRI	MCA	UHBC	Rapporteur
Mr. A. BETTAHAR	Professeur	UHBC	Co-Rapporteur

Résumé

Dans ce travail, nous considérons l'étude d'un système d'alimentation hybride PV/Eolien/Diesel avec stockage (batteries) pour répondre aux besoins en électricité d'une charge électrique de 54 kWh/jour pour un site isolé de 10 habitations, non relié au réseau électrique, dans la région de Ouled Fares, Chlef, Algérie. Les données météorologiques (rayonnement solaire global, vitesse du vent, direction du vent, température de l'air et l'humidité relative) ont été relevées à Ouled Fares, durant l'année 2015. Le rayonnement solaire global moyen mensuel au cours de la période considérée varie de 2,387 kWh/m²/jour à 7,322 kWh/m²/jour et la vitesse moyenne mensuelle du vent varie de 1,328 m/s à 3,404 m/s. L'objectif de cette étude est l'optimisation d'un système hybride PV/Eolien/Diesel appliqué en termes de faisabilité technique et économique par simulation en utilisant le logiciel HOMER d'une part, et en comparant les performances de ce système avec le système conventionnel d'autre part.

L'étude a révélé que le système PV/Diesel avec batteries est le système d'alimentation le plus économique dans la région de Chlef. Il produit 30472 kWh/an avec un COE de 0,224 \$/kWh. Le système proposé est composé de 20 kW de panneaux photovoltaïques, un groupe diesel générant une puissance nominale de 2,5 kW et 36 batteries de capacité nominale de 4 kWh. On remarque que 96% (29114 kWh/an) d'énergie est produite par le générateur photovoltaïque et 4% (1328 kWh/an) est généré par le générateur diesel, qui fonctionne 586 heures/an avec une consommation de 449 L/an de gasoil. Le prix de référence du gasoil est 0,70 \$ (75,88 DZD) par litre est considéré comme fixe et sans fluctuations. Le système est en mesure de répondre aux besoins énergétiques du site (19781 kWh/an) et un excès d'énergie de 15,1% (4593 kWh/an). Le système hybride proposé a permis d'éviter l'addition de 18721 kg/an équivalent de gaz à effet de serre dans l'atmosphère locale du site et la conservation de 18 barils/an de combustibles fossiles. En outre, la comparaison montre que le système hybride autonome est plus économique par rapport à la connexion au réseau conventionnel avec un COE de 0,047 \$ (5 DZD) le kWh lorsque la distance de connexion dépasse 1,35 km.

Mots-clés: Dimensionnement, PV/Éolien/diesel système, rayonnement solaire, Vitesse du vent, HOMER.

Abstract

In this work, we consider the study of a hybrid power system PV/Wind/Diesel with storage (batteries) to meet the demand for electric charge of 54 kWh/day for an isolated site of 10 inhabitants, not connected to the electrical grid in the Chlef region, Algeria. The meteorological data (global solar radiation, wind speed, wind direction, air temperature and relative humidity) were measured at Ouled Fares site in Chlef, between 1 January 2015 and 31 December 2015. The monthly average global solar radiation for Ouled Fares site during the considered period range from 2.387 kWh/m²/day to 7.322 kWh/m²/day and the monthly average wind speed range from 1.328 m/s to 3.404 m/s. The objective of this study is the optimization of a hybrid PV/Wind/diesel applied in terms of technical and economic feasibility by simulation using the software HOMER on one hand, comparing the performance of the system and the conventional connection system to the grid on the other.

The study found that the PV-Diesel-Battery system to be the most economical power system, it produces 30,472 kWh/y with COE 0.224 \$/kWh. The proposed system comprised of 20 kW of PV panels, one diesel generating 2.5 kW rated power and 36 batteries of nominal capacity 4 kWh. We note that 96% (29,144 kWh/y) of energy are produced by the photovoltaic generator and 4% (1,328 kWh/y) are produced by the generator, which worked 586 hours/y with a consumption of 449 L/y. The Diesel price of 0.70 US\$ per liter is considered fixed and without fluctuations. The system was able to meet energy requirements (load of 19,781 kWh/y) of the village with 15.1% energy in excess (4,593 kWh/y). The proposed system avoids over 18.72 kg/y of CO₂ less emissions for the local atmosphere of the site and save 18 barrels/year of fossil fuel. Moreover, the comparison shows that the autonomous hybrid system is the best choice compared to the conventional grid connection with COE 0.047\$/kWh when the connection distance exceeds 1.35 km.

Keywords: Sizing, PV/Wind/diesel system, solar radiation, Wind speed, HOMER.

ملخص

في هذا العمل، نتطرق الى دراسة نظام تموين هجين الألواح الشمسية/تربينات الرياح/مولد الديزل مع التخزين (البطاريات) لتلبية احتياجات الطاقة الكهربائية المقدره بـ 54 كيلوواط ساعة / يوم لموقع معزول يحتوي 10 سكناات غير موصلة بشبكة الكهرباء في أولاد فارس منطقة الشلف، الجزائر. تم قياس بيانات الأرصاد الجوية (الإشعاع الشمسي الكلي، سرعة الرياح، اتجاه الرياح، درجة حرارة الهواء والرطوبة النسبية) في موقع أولاد فارس خلال سنة 2015. يتراوح متوسط الإشعاع الشمسي الكلي خلال هذه السنة من 2,387 كيلوواط ساعة/متر مربع/يوم إلى 7,322 كيلوواط ساعة/متر مربع/يوم، ومتوسط سرعة الرياح الشهرية تتراوح من 1,328 متر/ثانية إلى 3,404 متر/ثانية. الهدف من هذه الدراسة هو الاستفادة المثلى من نظام هجين الألواح الشمسية/تربينات الرياح/مولد الديزل المطبق من حيث الجدوى التقنية والاقتصادية عن طريق المحاكاة باستخدام برنامج HOMER من جهة، ومقارنة فعالية النظام المدروس مع نظام الوصل التقليدي بالشبكة الكهربائية من جهة أخرى.

وأظهرت الدراسة أن النظام الهجين الألواح الشمسية/مولد الديزل هو نظام الطاقة الأكثر اقتصادا ، حيث ينتج 30472 كيلوواط ساعة/سنة مع سعر الكيلوواط الساعي يقدر بـ 0,224 دولار/كيلوواط ساعة. يتكون النظام المقترح من 20 كيلوواط من الألواح الكهروضوئية، ومولد الديزل ينتج 2,5 كيلوواط و 36 بطارية ذات قدرة القصوي تقدر بـ 4 كيلوواط ساعة. نلاحظ أن الألواح الكهروضوئية تنتج 96 ٪ (29144 كيلوواط ساعة/سنة) من الطاقة، و 4 ٪ (1328 كيلوواط ساعة/سنة) ينتجها مولد الديزل الذي يعمل 586 ساعة/سنة باستهلاك 449 لتر/سنة. يعتبر سعر الديزل 0,70 دولار (75,88 دج) للتر الواحد ثابت وبدون تذبذب. يسمح النظام بتلبية متطلبات الموقع من الطاقة المقدره بـ 19781 كيلوواط ساعة/سنة و نسبة 15,1 ٪ من الطاقة الزائدة (4593 كيلوواط ساعة/السنة).يسمح النظام المقترح بتجنب أكثر من 18,72 كغ/سنة من انبعاثات ثاني أكسيد الكربون للغلاف الجوي المحلي للموقع ويوفر 18 برمیل/سنة من الوقود الأحفوري. وعلاوة على ذلك، فإن المقارنة تبين أن النظام الهجين الذاتي هو الخيار الأفضل مقارنة مع الوصل بالشبكة الكهربائية التقليدية مع سعر الكيلوواط الساعي يقدر بـ \$ 0,047 (5 دج) عندما تتجاوز مسافة الوصل بالشبكة 1,35 كم.

الكلمات المفتاحية:

التحجيم، الألواح الشمسية/ التربينات /مولد الديزل ، الإشعاع الشمسي ، سرعة الرياح ، HOMER.

Dédicace

Je dédie cette thèse à ceux qui m'ont appuyé et encouragé à effectuer
ce travail de recherche ainsi qu'à ceux à qui
ma réussite leur tient à cœur

REMERCIEMENTS

En premier lieu et avant tout, je remercie **Allah** le tout puissant qui m'a donné la volonté et le courage pour effectuer ce modeste travail.

Je tiens à remercier vivement mon directeur de thèse le Docteur **TAHRI Toufik**, Maître de conférences à l'université de Chlef, pour ses conseils très utiles, ses encouragements et sa disponibilité tout au long de la préparation de cette thèse.

Mes sincères remerciements vont aussi à mon co-directeur le Professeur **BETTAHAR Ahmed**, Professeur à l'université de Chlef, pour son soutien, ses conseils et son aide précieuse.

Je suis particulièrement reconnaissant à Monsieur **Hamou ZAHLOUL**, Professeur à l'université de Chlef, pour avoir accepté de présider le jury de soutenance de ma thèse. Je suis également reconnaissant à Monsieur **Amine BOUDGHENE STAMBOULI**, Professeur à l'université d'Oran, à Messieurs **Abderrahmane HAMIDAT** Directeur de Recherche au Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER), **Larbi LOUKARFI** et **Mustapha DOUANI**, Professeur à l'université de Chlef, qu'ils trouvent ici ma gratitude de me faire l'honneur d'avoir accepté d'évaluer ce travail.

Par la même occasion, je présente également mes vifs remerciements aux enseignants chercheurs du département de Génie Mécanique/Faculté de technologie de l'université Chlef, pour leurs conseils et leurs encouragements.

C'est à mon épouse et mes enfants que j'adresse également mes remerciements les plus profonds et sans eux, je ne serais peut être pas arrivé là aujourd'hui.

Enfin je remercie tous ceux qui de près ou de loin m'ont permis de mener à bien ce travail à son terme.

NOMENCLATURE

Symboles latins

A_{PV}	Surface de captation totale	(m ²)
B_j	Besoin journalier	(Wh)
c	Paramètre d'échelle	(m/s)
$C_{ann, tot}$	Coût annualisé total du système	(\$/year ; DZD/an)
C_{bat}	Capacité de stockage de la batterie	(Wh ; A/h)
$C_{NPC, tot}$	Coût total annuel	(\$; DZD)
COE	Coût d'énergie	(\$/kWh ; DZD/kWh)
CO	Monoxyde de carbone	(kg/an)
CO ₂	Dioxyde de carbone	(kg/an)
C_p	Coefficient de puissance	-
$CRF_{(i,Rproj)}$	Facteur de récupération capital	-
C_{Th}	Coût thermique	(\$/kWh ; DZD/kWh)
D	Diamètre du rotor d'éolienne	(m)
E_C	Energie cinétique	(Wh)
$E_{charge,i}$	Energie demandée par le consommateur pour la période i	(kWh/an)
E_{GD}	L'énergie produite par le GD	(Wh)
E_{GD}	Energie électrique totale annuelle du GD	(kWh/an)
E_L	Energie demandée par la charge	(Wh)
$E_{prod,i}$	Energie produite pour la période i	(kWh/an)
E_{PV}	Energie du PV	(Wh)
E_S	Energie produite par la source	(Wh)
E_W	Energie produite par l'éolienne	(Wh)
F	Taux de consommation de carburant	(L/h)
F_0	Coefficient d'interception de la courbe de carburant	(L/h/kW)
F_1	Pente de la courbe de carburant	(L/h/kW)
F_p	Facteur de pertes du système	-
f_{PV}	Facteur de forme du PV	(%)
$f(v)$	Distribution de Weibull	-
G	Rayonnement moyen mensuel	(kWh/m ² /j)
G_0	Rayonnement moyen mensuel extraterrestre	(kWh/m ² /j)
G_{inc}	Rayonnement horaire incident	(kWh/m ² /j)

$G_{T,NOCT}$	Rayonnement solaire auquel le NOCT est défini	(0,8 kW/m ²)
$G_{T,STC}$	Rayonnement incident en STC	(1kW/m ²)
G_T	Radiation solaire incidente sur les panneaux	(kW/m ²)
H	Irradiation	(kWh/m ² /j)
H_{Th}	Charge thermique totale	(kWh/an)
H_{Prod}	Charge thermique totale délivré	(kWh/an)
H_{GD}	Energie thermique totale annuelle du GD	(kWh/an)
I	Courant	(A)
i	Taux annuel d'intérêt réel	(%)
I_{CC}	Courant de court circuit	(A)
I_{GD}	Intensité du GD	(A)
$I_{GD,max}$	Intensité maximale du GD	(A)
I_{ph}	Intensité du photocourant	(A)
I_{pm}	Point de fonctionnement à courant de crête maximale	(A)
k	Paramètre de forme	-
K_t	Facteur d'éclairement; indice de clarté	-
l	Longueur du tube	(m)
LCOE	Coût global d'énergie actualisé	(\$/kWh ; DZD/kWh)
LHV _C	Pouvoir calorifique inférieur du carburant	(MJ/kg)
m	Masse volumique d'air	(kg/m ³)
m_c	Consommation totale annuelle de carburant	(kg/an)
N	Nombre de tour	(tr/min)
N_e	Nombre de tour à l'entrée	(tr/min)
n_{GD}	Nombre de GD	-
N_{Ja}	Nombre de jours d'autonomie	-
NO ₂	Dioxyde d'azote	(kg/an)
NO _x	Oxyde d'azote	(kg/an)
NPC	Coût net actuel	(\$; DZD)
N_s	Nombre de tour à la sortie	(tr/min)
P	Puissance	(W)
$P_{E,ond}$	Puissance de sortie de l'onduleur	(kW)
PD	Profondeur de décharge	(%)
P_d	Potentiel éolienne	(W/m ²)
P_{GD}	Puissance du GD	(W)
$P_{GD,nom}$	Puissance nominale du GD	(W)

P_{gPV}	Puissance du GPV	(W)
PM	Particules (Particulate matter)	(kg/an)
P_{max}	Puissance maximale du PV en STC	(kW)
P_{nGD}	Puissance nominale du GD	(kW)
P_{ond}	Puissance nominale de l'onduleur	(%)
P_{pertes}	Pertes électriques	(%)
P_{PV}	Puissance de sortie du générateur photovoltaïque	(kW)
P_{SGD}	Puissance nominale de sortie du GD	(kW)
$P_{S,ond}$	Puissance de sortie de l'onduleur	(kW)
q_{GD}	Consommation en carburant des générateurs diésels	(L/h)
r	Rapport de transmission des pales	-
r_1	Facteur d'autocorrélation	-
R_{proj}	Durée de vie du projet	(an)
S	Surface de la roue d'une éolienne	(m ²)
SO ₂	Dioxyde sulfurique	(kg/an)
T	Nombre de périodes	-
T_a	Température ambiante	(°C)
$T_{a,NOCT}$	Température ambiante, à laquelle le NOCT est défini	(20°C)
T_C	Température journalière de la cellule du PV	(°C)
$T_{C,NOCT}$	Température du fonctionnement nominale de la cellule	(°C)
$T_{C,STC}$	Température de la cellule du PV en STC	(25°C)
$T_{Ref C}$	Température de référence des cellules PV	(°)
U	Tension	(V)
U_{GD}	Tension nominale du GD	(V)
UHC	Hydrocarbures non brûlés	(kg/an)
U_L	Coefficient de transfert de chaleur à l'environnement	(kW/m ² °C)
U_{oc}	Tension de circuit ouvert	(V)
U_{pm}	Point de fonctionnement à tension de crête maximale	(V)
V_{moy}	Vitesse moyenne du vent	(m/s)
X_{GD}	Taux de charge du GD	(%)
Symboles grecs		
α	Absorptance solaire des modules PV	(%)
Δ_{EC}	Variation d'énergique électrique	(Wh)
$\alpha(T)$	Coefficient dépendant faiblement de la température	(A/W)
α_P	Coefficient de puissance de la température	(%/°C)

β	Angle d'inclinaison des pales	(°)
β_T	Coefficient de variation de rendement	-
ε_i	Etat de marche ou d'arrêt du GD	-
$\eta(t)$	Rendement du système	(%)
η_{bat}	Rendement de décharge de batterie	(%)
η_C	Rendement de la cellule	(%)
η_m	Rendement des modules	(%)
η_{ond}	Rendement de l'onduleur	(%)
η_{PV}	Rendement du PV	(%)
$\eta_{Ref\ m}$	Rendement de référence du module PV	(%)
$\eta_{tot,gen}$	Rendement annuel moyen total d'un GD	(%)
δ	Modèle de force journalier	-
ρ	Masse volumique de l'air	(kg/m ³)
τ	Transmittance solaire du matériau	(%)
τ_{ond}	Taux de charge de l'onduleur	-
ϕ	Heure du pic de la vitesse du vent	-
ω	Vitesse angulaire de rotation du rotor	(rd/s)

Indice

Ann	Annuel
ave	Moyenne
bat	Batterie
c	Carburant
e	Entrée
gen	Générateur
J	Joule
J	Journalier
j.a	Jours d'autonomie
l	Longueur
m	Module
n	Nominale
ond	Onduleur
Ref	Référence
s	Sortie
tot	Total
Th	Thermique

W Watts

Exposants

°C Degré Celsius

h Heure

k Paramètre de forme

Abréviations

AG Technologie

Ah Ampère heure

Al Aluminium

AM Masse d'air

CA/AC Courant alternatif

CC/DC Courant continu

CI Continental intercalaire

COP Nation unies sur les changements climatiques

CSP Solaire thermique (Concentrating Solar Power)

DS GD/Batteries

DZD Dinars Algérien

EDS Éolien/GD/Batteries

EN Norme Européenne

EnR Énergies renouvelables

FGL Fonte graphite lamellaire

FNMEERC Fond National pour la Maitrise de l'Énergie, pour les Énergies Renouvelables et la Cogénération

EPVDS Éolien/PV/GD/Batteries

EPVS Éolien/PV/Batteries

GD Générateurs diésels

GE Générateur éolien

GPV Générateur photovoltaïque

GWh Géga Watt Heure

HOMER Hybrid Optimization Model for Electric Renewables

HRES Systèmes hybrides d'énergie renouvelable

Hz Hertz

ISSET Institut national de l'énergie solaire

LOLP Probabilité de perte de la charge (Lost of Load Probability)

LPSP	Probabilité de perte d’approvisionnement (Lost of Power Supply Probability)
kAV	Kilo Ampères Volts
MPPT	Tracker point de puissance maximal (Maximum Power Point Tracker)
MS	Moteur synchrone
MJ	Méga Joule
MW	Méga Watt
MTEP	Million de tonnes équivalent de pétrole
NOCT	Nominal Operating Cell Température
NREL	National Renewable Energy Laboratory
O & M	Ouvriers et Maintenance
ONM	Organisme National Météorologique
P	Proportionnel
PI	Proportionnel-Intégral
PV	Panneaux photovoltaïques
PVDS	PV/GD/Batteries
PVS	PV/Batteries
RAPSIM	Remote Area Power Supply Simulator
SADT	Analyse technique structurée et de modélisation (Structured Analysis and Design Technic)
SCC	Stockage à long terme (Cycle Charge Strategy)
SCP	Stratégie de stockage à court terme (Peak Chaving Strategy)
SEH	Système d'énergie hybride
SHER	Système hybride d'énergie renouvelable
SHPE	Systèmes hybrides de production d'énergie
SMA	Entreprise SMA
SOC	Etat de charge (State of Charge)
ST	Sources thermales
STC	Conditions standards de test des panneaux
TEP	Tonnes équivalent de pétrole
TWh	Téra Watt heure
USEH	Unité de stockage d'un système d'énergie hybride
V	Volts
W	Watt

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1. Carte de l'ensoleillement annuel en Algérie.	29
Figure I.2. Carte de l'irradiation journalière reçue sur une surface horizontale en Algérie.	29
Figure I.3. Atlas de la vitesse moyenne annuelle du vent en l'Algérie.	31
Figure I.4. Carte représentant la nappe albienne et des sources thermiques en Algérie.	32
Figure I.5. Architecture mixte CC/CA.	35
Figure I.6. Les formes exploitables des énergies renouvelables.	39
Figure I.7. Configuration du générateur diesel.	40
Figure I.8. Courbes de rendement d'un moteur diesel ayant une puissance nominale de 30 kW (HOMER).	41
Figure I.9. Courbes de consommation d'un moteur diesel ayant une puissance nominale de 30 kW (HOMER).	42
Figure I.10. Rendement à travers des étages du système de stockage.	43
Figure I.11. Système de supervision.	45
Figure I.12. Caractéristique Courant /Tension /Puissance d'un panneau PV.	47
Figure I.13. Configuration des SEH à bus CC.	49
Figure I.14. Configuration du SEH à deux bus à CC et à CA.	50
Figure I.15. Configuration de bus CA.	51
Figure I.16. Courbe du rendement d'un moteur diesel ayant une puissance nominale de 75 kW.	52
Figure I.17. Diagramme des priorités des charges.	55
Figure I.18. Classification des perturbations de point de vue qualité d'énergie électrique.	57

Chapitre II

Figure II.1. Photo de la station météorologique (Vantage Pro 2).	60
Figure II.2. Composants de la station. (Capteurs & console).	60
Figure II.3. Évolution de l'ensoleillement mensuelle superposé à l'indice de clarté.	62
Figure II.4. Variation de l'éclairement au cours des saisons.	63
Figure II.5. A température et éclairement fixés, courbe courant/tension d'une cellule.	64
Figure II.6. Courbe courant / tension d'une cellule pour 2 valeurs d'éclairements.	65
Figure II.7. Courbe puissance / tension d'une cellule pour 2 valeurs d'éclairements.	66
Figure II.8. Température mensuelle moyenne d'Ouled Fares.	66
Figure II.9. Profil de température ambiante mensuelle moyenne.	67
Figure II.10. Caractéristique courant/tension pour différentes valeurs de la température.	68

Figure II.11. Les profils de T_a et T_c moyenne mensuelle avec comparaison.	68
Figure II.12. Influence de la température sur la puissance de sortie d'une cellule solaire, pour irradiation solaire $G=1kW/m^2$.	70
Figure II.13. Puissance moyenne mensuelle/annuelle calculé d'après l'équation ci-dessus.	71
Figure II.14. Évolutions mensuelle et annuelle de la vitesse moyenne du vent pour la région d'Ouled Fares à 10 m du sol.	72
Figure II.15. Évolution journalier de la vitesse moyenne du vent pour la région d'Ouled Fares à 10 m du sol.	73
Figure II.16. Distribution statistique de la vitesse du vent à Ouled Fares (valeurs mesurées à 6 h, 12 h et 18 h, 2015) et ajustement par une loi de Weibull.	74
 Chapitre III	
Figure III.1. Modèle conceptuel d'HOMER.	78
Figure III.2. Configuration de l'installation à dimensionner.	79
Figure III.3. Consommation journalière pour l'année 2015, identifiée par mois.	80
Figure III.4. Consommation mensuelle moyenne.	81
Figure III.5. Profils journaliers-Janvier à Juillet.	82
Figure III.6. Profils journaliers-Août à Décembre.	82
Figure III.7. Charge moyenne saisonnière pour l'année 2015.	83
Figure III.8. Analyse fonctionnelle d'un panneau photovoltaïque.	85
Figure III 9. Analyse fonctionnelle d'une éolienne.	87
Figure III 10. Eolienne à axe horizontal "Whisper 100" .	87
Figure III 11. S.A.D.T d'une éolienne.	88
Figure III 12. Aérogénérateur.	89
Figure III 13. Tube d'air.	89
Figure III 14. Tube de Betz .	91
Figure III 15. Coefficient de l'énergie maximale (C_p) en fonction du rapport de vitesse du vent	94
Figure III 16. Analyse fonctionnelle d'un groupe diésel.	95
Figure III 17. Groupe diesel .	95
Figure III 18. Analyse fonctionnelle d'une batterie.	98
Figure III 19. Analyse fonctionnelle d'un convertisseur.	100
Figure III 20. Courbe typique du rendement d'un onduleur en fonction du taux de charge.	101

Chapitre IV

Figure IV 1. Courbe du coût du PV.	105
Figure IV 2. Puissances journalières moyennes délivrées par le PV.	107
Figure IV 3. Production mensuelles moyenne du PV pour l'année 2015.	107
Figure IV 4. Représentation des puissances mensuelles moyennes du PV.	108
Figure IV 5. Courbe du coût d'éolienne.	110
Figure IV 6. Courbe de puissance obtenue en fonction de la vitesse du vent.	111
Figure IV 7 a. Variation mensuelle de la vitesse du vent et la puissance calculée par HOMER.	112
Figure IV 7 b. Variation mensuelle de la vitesse du vent et la puissance calculée par HOMER.	113
Figure IV 8. Variations horaires de la vitesse du vent et de la puissance calculée par HOMER.	113
Figure IV 9. Courbe du coût du GD.	115
Figure IV 10. Puissance journalière moyenne délivrée par le GD.	116
Figure IV 11. Batterie Hoppecke 16 OPzS 2000 .	117
Figure IV 12. Courbe du coût de batterie.	118
Figure IV 13. Etat de charge des batteries tout au long de l'année 2015.	120
Figure IV 14. Fonctionnement du convertisseur en mode onduleur/redresseur.	122
Figure IV 15. Courbe du coût du convertisseur.	122
Figure IV 16. Puissance horaire annuelle délivrée par l'onduleur.	123
Figure IV 17. Puissance horaire annuelle délivrée par le redresseur.	123
Figure IV 18. Puissance horaire annuelle, à l'entrée et à la sortie de l'onduleur.	124
Figure IV 19. Evolution horaire annuelle, de la demande, la production PV et GD.	125
Figure IV 20. NPC total pour le système PV/GD.	128
Figure IV 21. Puissance moyenne mensuelle produite par chaque source.	131
Figure IV 22. Comparaison entre le coût d'extension du réseau et le système PV/GD.	132

Liste des tableaux

Tableau I.1: Le programme de développement des énergies renouvelables en Algérie.	28
Tableau I.2: Potentiel solaire en Algérie.	30
Tableau I.3: Parc de production hydroélectrique en Algérie.	33
Tableau I.4: Classification des SEH par gamme de puissance.	36
Tableau I.5: Classification des SEH par année et par nombre de publications.	38
Tableau I.6: Classification des SEH selon la nature des études jusqu'a l'année 2006.	38
Tableau II.1: Potentiel solaire d'Ouled Fares.	61
Tableau II.2: Données des températures ambiantes d'Ouled Fares.	67
Tableau II.3: Vitesses moyenne du vent mesuré à Ouled Fares.	73
Tableau IV.1: Les données du coût du PV.	104
Tableau IV.2: Puissance crête considérée.	105
Tableau IV.3: Caractéristique thermique et électrique du PV modèle CEM100M-36.	105
Tableau IV.4: Paramètres de fonctionnement du PV.	106
Tableau IV.5: Puissance moyenne mensuelle du PV.	108
Tableau IV.6: Les données du coût de l'aérogénérateur.	109
Tableau IV.7: Nombre d'éoliennes considérées.	109
Tableau IV.8: Paramètres techniques.	109
Tableau IV.9: Valeurs de la puissance de sortie.	110
Tableau IV.10: Données du coût du GD.	114
Tableau IV.11: Taille du GD considéré.	114
Tableau IV.12: Propriétés physiques du diésel.	114
Tableau IV.13: Les paramètres de fonctionnement du GD.	115
Tableau IV.14: Coût du la batterie.	117
Tableau IV.15: Montage électrique des batteries considérées.	118
Tableau IV.16: Paramètres de fonctionnement des batteries Hoppecke 16 OPzS 2000.	118
Tableau IV.17: Les données du coût du convertisseur.	121
Tableau IV.18: Taille de convertisseur considéré.	121
Tableau IV.19: Paramètre de fonctionnement du convertisseur.	121
Tableau IV.20: Résultats de dimensionnement SEH.	126
Tableau IV.21: Résultat d'optimisation.	127
Tableau IV.22: Résultat optimal.	127
Tableau IV.23: Coût de l'installation.	129

Tableau IV.24: Quantité de gaz à effet de serre émise par le GD du système optimal et celle émise par le GD seul.	129
Tableau IV.25: Energie annuelle produite.	130
Tableau IV.26: Energie annuelle consommée.	130
Tableau IV.27: Quantité d'excès et de stockage.	131

TABLE DES MATIÈRES

Résumé.....	1
Abstract.....	2
ملخص.....	3
Dédicaces.....	4
Remerciements.....	5
Nomenclature.....	6
Liste des figures.....	12
Liste des tableaux.....	15
Table des matières.....	17
Introduction générale.....	22

CHAPITRE I: ÉTAT DE L'ART DES SYSTÈMES D'ÉNERGIES HYBRIDES

I.1. Introduction.....	27
I.2. Les énergies renouvelables en Algérie.....	27
I.2.1. Potentiel national des énergies renouvelables.....	29
I.2.1.1. Énergie solaire photovoltaïque.....	29
I.2.1.2. Énergie solaire thermique.....	30
I.2.1.3. Potentiel éolien.....	30
I.2.1.4. Potentiel de l'énergie géothermique.....	31
I.2.1.5. Potentiel de l'hydroélectricité.....	32
I.2.1.6. Potentiel de la biomasse.....	33
I.3. Définition et mission des systèmes hybrides.....	33
I.4. Présentation de système hybride.....	34
I.4.1. État de l'art sur le SEH.....	35
I.4.2. Classification des SEH par gamme de puissance.....	36
I.4.3. Les principaux composants des SEH.....	37
I.4.3.1. Composants principaux des SEH.....	39
I.4.3.1.1. Sources d'énergie renouvelable.....	39
I.4.3.1.2. Générateur diesel.....	40
I.4.3.1.3. Batteries de stockage.....	42
I.4.3.2. Composants auxiliaires.....	44

I.4.3.2.1. Système de supervision.....	44
I.4.3.2.2. Le régulateur de charge pour batteries.....	45
I.4.3.2.3. Les convertisseurs.....	45
I.4.3.2.4. Les charges.....	47
I.4.4. Les différentes configurations de bus dans les systèmes hybrides.....	47
I.4.4.1. Architecture à bus CC.....	48
I.4.4.2. Architecture mixte à bus CC/CA.....	49
I.4.4.3. Configuration à bus CA.....	50
I.4.5. Problèmes rencontrés dans le fonctionnement des SEH.....	52
I.4.6. Commande des SEH.....	54
I.4.6.1. Stratégie de fonctionnement.....	54
I.4.6.1.1. Gestion des charges.....	55
I.4.6.1.2. Gestion de stockage.....	55
I.4.6.2. La réserve tournante.....	56
I.4.6.3. Temps de fonctionnement minimal.....	56
I.4.6.4. Le surplus minimal (Hystérésis).....	56
I.4.6.5. Qualité de l'énergie électrique produite par les SEH.....	56
I.5. Conclusion.....	57

CHAPITRE II: PRÉSENTATION ET ÉVALUATION DES GISEMENTS

SOLAIRE ET ÉOLIEN DU SITE

II.1. Introduction.....	59
II.2. Caractéristiques du site d'étude.....	59
II.2.1. Données géographiques du lieu.....	59
II.2.2. Données météorologiques.....	59
II.2.2.1. Variation mensuelle de l'irradiation.....	61
II.2.2.2. Effets de l'éclairement sur la caractéristique de la cellule.....	64
II.2.2.3. Données de la température.....	66
II.2.2.4. Effets de la température sur les caractéristiques de la cellule solaire.....	67
II.2.2.4.1. Courant/Tension pour différentes valeurs de la température.....	67
II.2.2.4.2. Puissance de sortie pour différentes valeurs de la température.....	70
II.2.2.5. Potentiel éolien.....	72

II.6.Conclusion.....	75
 CHAPITRE III: DIMENSIONNEMENT DU SYSTÈME HYBRIDE	
III.1. Introduction.....	77
III.2. Logiciels de dimensionnement.....	77
III.3. Critère du choix du logiciel HOMER.....	77
III.3.1. Présentation de HOMER.....	77
III.3.2. Caractéristiques principales de HOMER.....	78
III.4. Présentation de la configuration choisie.....	79
III.5. Dimensionnement technico-économique.....	80
III.5.1. Satisfaction de la demande énergétique.....	80
III.5.1.1. Profil de consommation par mois pour l'année 2015.....	81
III.5.1.2. Profils journaliers.....	82
III.5.1.3. Critères d'optimisation.....	83
III.5.1.3.1. La probabilité de perte de la charge (LOLP) ou la probabilité de perte d'approvisionnement(LPSP).....	83
III.5.1.3.2. Coût global d'énergie actualisé (LCOE).....	84
III.5.2. Dimensionnement d'un générateur photovoltaïque.....	85
III.5.2.1. Analyse fonctionnelle d'un PV.....	85
III.5.3. Dimensionnement d'un aérogénérateur.....	86
III.5.3.1. Analyse fonctionnelle d'un aérogénérateur.....	86
III.5.3.2. Schéma technique d'analyse structurée et de modélisation.....	87
III.5.3.3. Conversion aérodynamique.....	88
III.5.3.3.1. L'énergie disponible.....	89
III.5.3.3.2. L'énergie récupérable.....	90
III.5.3.3.3. Démonstration de la limite de Betz.....	90
A. Energie cinétique.....	91
B. Variation d'énergie cinétique.....	91
C. Énergie absorbée par le rotor.....	92
D. Énergie maximale.....	93
E. Calcul du coefficient d'énergie maximal.....	94
III.5.4. Dimensionnement d'un générateur diésel.....	95

III.5.4.1. Analyse fonctionnelle d'un groupe diésel.....	95
III.5.4.2. Critères de choix d'un GD.....	95
III.5.4.2.1. Puissance d'un groupe électrogène	96
III.5.4.2.2. Régulation et le démarrage d'un groupe électrogène.....	97
III.5.4.2.3. Type de carburant d'un groupe électrogène	97
III.5.5. Dimensionnement d'un système de stockage.....	97
III.5.5.1. Analyse fonctionnelle d'une batterie.....	97
III.5.5.2. Modèle de charge de batterie.....	98
III.5.5.3. Modèle décharge de la batterie.....	99
III.5.5.4. L'efficacité de charge et décharge de la batterie.....	99
III.5.6. Dimensionnement du système de conversion (convertisseur).....	99
III.5.6.1. Analyse fonctionnelle du convertisseur bidirectionnel.....	99
III.5.6.2. Courbe de charge des onduleurs.....	100
III.6. Conclusion.....	102

CHAPITRE IV: SIMULATION ET ANALYSE DES RÉSULTATS

IV.1. Introduction.....	104
IV.2. Simulation des composants du système.....	104
IV.2.1. Simulation du générateur photovoltaïque.....	104
IV.2.1.1. Entrée des données du générateur photovoltaïque.....	104
IV.2.2. Simulation d'un aérogénérateur.....	108
IV.2.2.1. Entrée des données de l'aérogénérateur.....	108
IV.2.2.2. Calcul de la puissance de la turbine.....	110
IV.2.3. Simulation d'un générateur diésel.....	114
IV.2.3.1. Entrée des données d'un générateur diésel.....	114
IV.2.4. Simulation du système de stockage.....	117
IV.2.4.1. Entrée des données du système de stockage.....	117
IV.2.4.2. Évolution de l'état de charge des batteries.....	119
IV.2.5. Simulation du système de conversion.....	120
IV.2.5.1. Entrée des données du convertisseur bidirectionnel.....	120
IV.2.6. Simulation du système d'énergie hybride.....	124
IV.3. Résultats d'optimisation.....	125

IV.3.1. Résultat option globale.....	126
IV.3.2. Résultat option catégorie.....	127
IV.4. L'analyse du système optimal.....	127
IV.4.1. Caractéristique du système optimal.....	127
IV.4.2. Étude technico-économique.....	128
IV.4.3. Production et consommation d'énergie électrique.....	130
IV.4.4. Analyse de la distance minimale du réseau pour le seuil de rentabilité.....	131
IV.5. Conclusion.....	132
Conclusion générale et perspectives.....	133
Références bibliographiques.....	136
Annexe.....	141

INTRODUCTION
GENERALE

Introduction générale

L'électricité est une ressource essentielle et vitale pour l'homme pour son développement: l'approvisionnement en nourriture et en eau, le chauffage, la climatisation, l'éclairage, la santé, les communications, le transport, l'informatique et les divertissements en dépendent.

L'approvisionnement fiable en électricité est un élément clé au développement économique local. Les réseaux électriques ont pour rôle transporter l'électricité depuis les centrales de production jusqu'aux lieux de consommation, souvent sur de longues distances. La construction des nouveaux réseaux destinés à l'alimentation des sites lointains, rencontre souvent des contraintes technico-économiques importantes. On note que 20% de la population mondiale n'a pas accès à l'électricité.

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

L'émission des gaz à effet de serre est l'un des effets secondaires indésirables des énergies fossiles. Depuis quelques décennies, la communauté scientifique observe un réchauffement de la planète de +0,5°C à +0,7°C depuis un siècle. Ce phénomène qui semble s'accroître, des phénomènes climatiques de plus en plus extrêmes et inattendus. Selon les perspectives internationales sur le développement énergétique, on s'attend à ce que la consommation électrique mondiale continuera à être la forme d'énergie la plus rapidement croissante. Elle atteindra 65% en 2020, dont 43% de la consommation totale du monde vient des pays en voie de développement. Ce qui conduira à atténuer le taux des gaz à effet de serre dans l'atmosphère, d'autre part les ressources d'énergie conventionnelles ont une durée de vie limitée. En raison de ces problèmes et de la diminution des réserves en combustibles fossiles, trouver des solutions (alternatives) durables est devenu de plus en plus impératif. A cet effet, les énergies renouvelables sont une solution (alternative) aux sources d'énergies conventionnelles. L'augmentation de la contribution des énergies renouvelables pour répondre aux besoins des consommateurs est régie par le «Protocole de Kyoto». Ce dernier est un accord international visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre et qui vient s'ajouter à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (COP) dont les pays participants se rencontrent une fois par an depuis 1997. Malgré l'opposition de

nombreux pays, ce document fournit la base pour le développement futur des sources d'énergie renouvelables.

Concernant l'Algérie, les programmes nationaux se donnent pour objectif de porter à 40% la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité destinée à la consommation nationale d'ici 2030.

Les énergies renouvelables proviennent du vent, du solaire, de la géothermie, de la marémotrice et des biocarburants. Les applications de ces ressources sont variées: citons par exemple, un site isolé non raccordé au réseau alimenté par une seule source ou par un système d'alimentation hybride.

Les systèmes de production d'énergie hybrides combinent au moins deux sources différentes d'énergie (le vent/diésel, solaire/diésel, vent/solaire/diésel etc...) avec ou sans capacité de stockage, s'annoncent donc comme une solution prometteuse pour remplacer l'énergie fossile.

Toutes ces considérations ont conditionné le thème abordé dans cette thèse, à savoir une étude sur les systèmes hybrides autonomes avec des panneaux solaires photovoltaïques, des éoliennes et des batteries de stockage.

Notre recherche a pour premier objectif d'électrifier un site isolé de dix (10) habitations à Ouled/Fares, Algérie. Pour cette approche, la vitesse du vent, la température de l'air et des mesures de rayonnement solaire ainsi que d'autres paramètres météorologiques ont été recueillis dans la station météorologique acquise et installée dans l'enceinte de l'université de Hassiba Benbouali sis à Ouled Fares. L'objectif principal de notre étude est de simuler les différents choix technologiques en utilisant le logiciel HOMER (Hybrid Optimisation Model for Electric Renewable) dans la conception d'un système hybride avec stockage pour alimenter le site. Le deuxième objectif est de réduire la consommation de carburant, les émissions de CO₂ et en même temps maintenir un approvisionnement continu en énergie aux populations du site. Enfin, une étude technico-économique du système hybride autonome du site à Ouled Fares est considérée et une comparaison sera faite entre la performance du système hybride et la connexion au réseau.

Cette thèse est organisée en quatre chapitres:

Dans le premier chapitre, nous aborderons les potentialités de l'Algérie en ressources renouvelables, suivis d'une description des composants des systèmes de production d'électricité par l'exploitation des différents types d'énergies renouvelables. Enfin, les avantages, les inconvénients ainsi que les limites d'utilisation des différentes configurations des systèmes d'énergie hybride(SEH) y sont évoqués.

Dans le deuxième chapitre, on illustrera les potentialités solaires et éoliennes du site d'étude. Les données météorologiques recueillies sur la station météo permettront d'effectuer des calculs et d'établir des graphes grâce à l'utilisation du logiciel HOMER.

Dans le troisième chapitre, nous proposerons une étude théorique de faisabilité technique du SEH par une modélisation pour dimensionner afin d'optimiser les différents composants, en fonction des conditions météorologiques et des charge donnée.

Dans le quatrième chapitre, nous procéderons à la simulation et à l'interprétation des résultats du dimensionnement où nous exposerons la configuration du SEH optimale choisie.

Enfin, le travail sera couronné par une conclusion qui reflétera l'essentiel des résultats de simulation. Quelques suggestions feront l'objet de perspectives de recherches à mener à titre de développement futur à envisager.

Chapitre I

ÉTAT DE L'ART DES SYSTÈMES D'ÉNERGIES HYBRIDES

I.1. Introduction

Les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétique et économique menées par l'Algérie: d'ici 2030, environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable. Aujourd'hui, les besoins énergétiques de l'Algérie sont satisfaits, presque exclusivement, par les hydrocarbures, notamment le gaz naturel, énergie la plus disponible. Il n'est donc fait appel aux autres formes d'énergie que lorsque le gaz ne peut pas être utilisé. A long terme, la reconduction du modèle national de consommation énergétique actuel peut poser la problématique de l'équilibre offre-demande pour cette source d'énergie.

Les niveaux des besoins en gaz naturel du marché national seraient de l'ordre de 45 milliards de m³ en 2020 et 55 milliards de m³ en 2030. A ces besoins s'ajoutent les volumes dédiés à l'exportation dont les revenus contribuent au financement de l'économie nationale. De même, la production d'électricité devrait se situer entre 75 à 80 TWh en 2020 et entre 130 à 150 TWh en 2030. L'intégration massive du renouvelable dans le mix énergétique constitue en ce sens un enjeu majeur en vue de préserver les ressources fossiles, de diversifier les filières de production de l'électricité et de contribuer au développement durable.

Toutes ces considérations justifient la forte intégration. Dès aujourd'hui, des énergies renouvelables dans la stratégie d'offre énergétique à long terme, tout en accordant un rôle important aux économies d'énergie et à l'efficacité énergétique [1].

I.2. Les énergies renouvelables en Algérie

Le gouvernement Algérien a procédé à l'adoption d'une série de mesures de soutien visant la promotion des énergies renouvelables à travers:

- La mise en place d'un cadre juridique favorable,
- La création d'un Fond National pour la Maîtrise de l'Energie, pour les Energies Renouvelables et la cogénération (FNMEERC) qui est alimenté annuellement de 1% de la redevance pétrolière et du produit de certaines taxes [2].
- Le lancement d'un programme ambitieux pour le développement des énergies renouvelables qui a été adopté par le Gouvernement en février 2011 et révisé en mai 2015 à travers le [1]

Le programme des énergies renouvelables actualisé, consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22 000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national, avec le maintien de l'option de l'exportation comme objectif stratégique, si les conditions du marché le permettent. A travers ce programme d'exploitation d'énergies renouvelables,

l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir des filières photovoltaïque et éolienne, en intégrant la biomasse, la cogénération, la géothermie et au-delà de 2021, le solaire thermique. Ces filières énergétiques seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance économique.

37 % de la capacité installée d'ici 2030 et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale, seront d'origine renouvelable.

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire. L'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développements économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois.

La stratégie de l'Algérie en la matière vise à développer une véritable industrie des énergies renouvelables (EnR) associée à un programme de formation et de capitalisation des connaissances, qui permettra à terme, d'employer le génie algérien local, notamment en matière d'engineering et de management de projets. Le programme EnR, pour les besoins d'électricité du marché national, permettra la création de plusieurs milliers d'emplois directs et indirects.

L'objectif du programme en énergies renouvelables sur la période 2015-2030 est la production de 22 000 MW d'électricité pour les besoins du marché national répartie selon le tableau. I.1 suivants [2]

Tableau I.1 : Perspectives de développement des énergies renouvelables en Algérie.

	1 ^{ère} phase 2015-2020	2 ^{ème} phase 2021-2030	TOTAL (MW)
Photovoltaïque (MW)	3 000	10 575	13 575
Eolien (MW)	1 010	4 000	5 010
Concentration Solar Power (MW)	-	2 000	2 000
Cogénération (MW)	150	250	400
Biomasse (MW)	360	640	1 000
Géothermie (MW)	5	10	15
TOTAL (MW)	4 525	17 475	22 000

Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité. Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui

constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030.

L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités à caractère expérimental afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergie renouvelable.

I.2.1. Potentiel national des énergies renouvelables

I.2.1.1. Energie solaire photovoltaïque

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures dans les hauts plateaux et au Sahara, (Fig. I.1). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700\text{ kWh/m}^2/\text{an}$ au Nord et $2263\text{ kWh/m}^2/\text{an}$ au Sud du pays (Fig. I.2) [3].

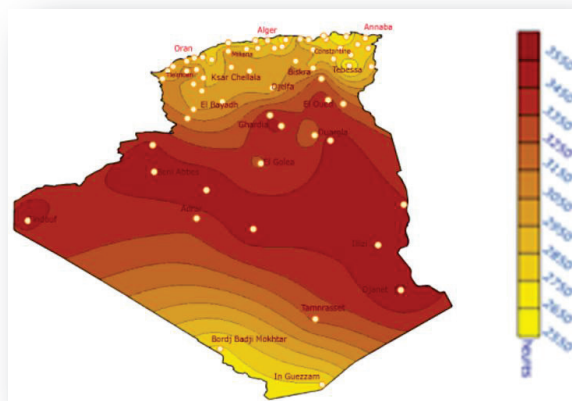


Figure I 1. Carte de l'ensoleillement annuel en Algérie.

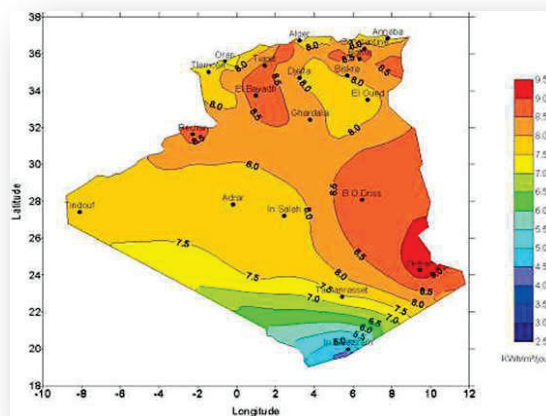


Figure I 2. Carte de l'irradiation journalière reçue sur une surface horizontale.

Le potentiel solaire en Algérie est illustré dans le tableau I.2 [2]:

Tableau I.2 : Potentiel solaire en Algérie.

	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie(%)	4	10	86
Durée Moyenne d'Ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Puissance Moyenne Reçue (KWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh.

I.2.1.2. Energie solaire thermique [4]

Très connu sous le nom de « Concentrating Solar Power » (CSP), le solaire thermique peut répondre à la demande en électricité de jour comme de nuit, en étant couplé à des moyens de stockage thermique ou hybride avec d'autres énergies comme le gaz.

L'Algérie entend mettre en valeur son potentiel solaire, l'un des plus importants au monde, en lançant des projets importants en solaire thermique.

Deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune, seront lancés courant 2011-2013. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel avec une puissance de 150 MW dont 25 MW en solaire.

Sur la période 2016-2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1200 MW devront être mises en service. Le programme de la phase 2021-2030 prévoit l'installation de 500 MW par an jusqu'en 2023, puis 600 MW par an jusqu'en 2030.

I.2.1.3. Potentiel éolien

La ressource éolienne en Algérie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés. En effet, notre vaste pays se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes. Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 Km et un relief montagneux, représenté par les deux chaînes de l'Atlas tellien et l'Atlas saharien. Entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le Sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien.

La carte des vents de l'Algérie, estimée à 10 m du sol est présentée dans la figure I.3. Les vitesses moyennes annuelles obtenues varient de 2 à 6.5 m/s. On remarque qu'à l'exception

de la région côtière sauf Béjaïa et Oran, du Tassili et de Béni Abbès, la vitesse de vent moyenne est supérieure à 3 m/s, [3].

La région centrale de l'Algérie est caractérisée par des vitesses de vent variant de 3 à 4 m/s et augmente au fur et à mesure que l'on descend vers le Sud-ouest. La valeur maximale de 6,5 m/s est obtenue dans la région d'Adrar. Cependant, nous pouvons observer l'existence de plusieurs microclimats où la vitesse excède les 5 m/s comme dans les régions de Tiaret, Tindouf et Oran.

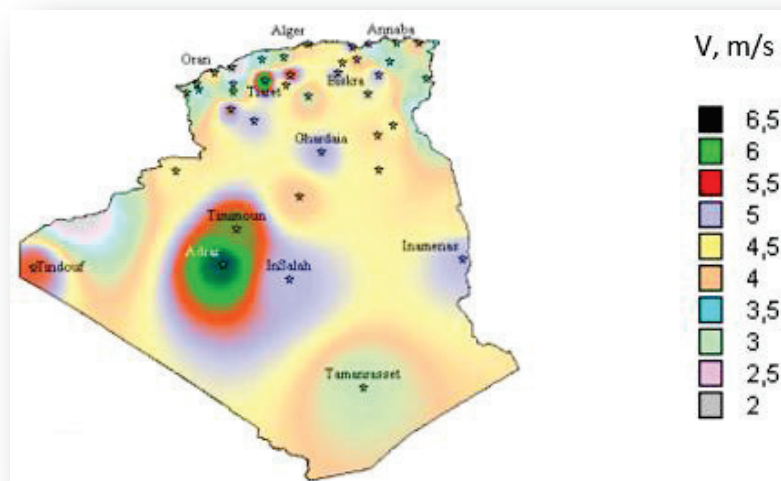


Figure I 3. Atlas de la vitesse moyenne annuelle du vent en l'Algérie [3]

I.2.1.4. Potentiel de l'énergie géothermique

Les calcaires jurassiques du Nord algérien qui constituent d'importants réservoirs géothermiques, donnent naissance à plus de 200 sources thermales (ST) localisées principalement dans les régions du Nord-Est et Nord-Ouest du pays. Ces sources se trouvent à des températures souvent supérieures à 40°C. La plus chaude étant celle de Hammam Meskhoutine (96°C) [5].

Ces émergences naturelles qui sont généralement les fuites de réservoirs existants, débitent à elles seules plus de 2 m³/s d'eau chaude. Ceci ne représente qu'une infime partie des possibilités de production des réservoirs.

Plus au Sud, la formation du continental intercalaire (CI), constitue un vaste réservoir géothermique qui s'étend sur plusieurs milliers de Km², appelé communément « nappe albienne » et est exploité à travers des forages à plus de 4 m³/s. L'eau de cette nappe se trouve à une température moyenne de 57 °C. Si on associe le débit d'exploitation de la nappe albienne au débit total des sources thermales, cela représentera en termes de puissance, plus de 700 MW (fig. I.4).

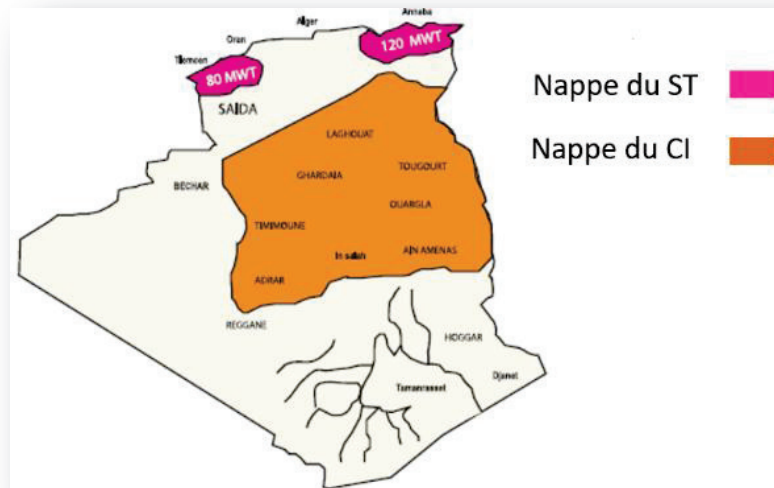


Figure I 4. Carte représentant la nappe albienne et des sources thermiques en Algérie.

I.2.1.5. Potentiel de l'hydroélectricité

La part de capacité hydraulique dans le parc de production électrique total est de 5% ; soit 286 MW. Cette faible puissance est due au nombre insuffisant des sites hydrauliques et à la non-exploitation des sites hydrauliques existants. Les précipitations annuelles tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m³, mais finalement profitent peu au pays: nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer [3].

Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m³, dont environ 2/3 pour les ressources en surface. Cent trois (103) sites de barrages ont été recensés. Plus de 50 barrages sont actuellement en exploitation voir, tableau I.3.

Tableau I.3 : Parc de production hydroélectrique en Algérie [6]

.Centrale	Puissance installée en MW
Darguina	71,5
Ighil Emda	24
Mansouria	100
Erraguene	16
Souk Eljema	8,085
Tizi Meden	4,458
Ighzernchebel	2,712
Ghrib	7,000
Gouriet	6,425
Bouhanifa	5,700
Oued Fodda	15,600
Beni Behde	3,500
Tessala	4,228
TOTAL	286

I.2.1.6. Potentiel de la biomasse

Le potentiel de biomasse se répartit entre les déchets issus des activités humaines, les déchets urbains et agricoles non recyclés [7], estimés à 1,33 Millions de TEP/an (tonnes équivalent pétrole) et l'énergie issue du bois des forêts [8], qui représente 37 MTEP/an et le potentiel récupérable de 3,7 MTEP/an. C'est une réalisation encore timide, mais le document évoque des projets ambitieux.

I.3. Définition et mission des systèmes hybrides

Les systèmes d'énergie hybrides de production (SEH) combine et exploite plusieurs sources classiques, comme les générateurs diesels, et au moins une source d'énergie renouvelable [9,10]. Les sources d'énergie renouvelable comme l'éolienne et le photovoltaïque, ne délivrent pas une puissance constante. Leur association avec des sources classiques, permet d'obtenir une production électrique continue. Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées.

Le but d'un SEH est d'assurer toujours, l'énergie suffisante demandée par la charge et, si possible, de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable, tout en maintenant la qualité de l'énergie fournie [9].

Les performances d'un SEH, le rendement et la durée de vie [11], sont influencés en partie par sa conception et même le choix de la stratégie de fonctionnement de système hybride peut aussi influencer l'image complète du système. D'autres paramètres permettent d'évaluer les performances comme:

- Coût du kW;
- Nombre et la durée des pannes;
- Nombre d'arrêts pour l'entretien;
- Economie de carburant;
- Durée de vie normale des composants individuels;
- Etc.

Dans l'un de leurs travaux, Museli et al.[12] ont suggéré que la configuration optimale des systèmes hybrides, devrait être déterminée en minimisant le coût du kilowatt heure. Ashok [13] a développé pour sa part, un modèle de système fiable, basé sur un modèle d'optimisation hybride, pour la production d'électricité renouvelable, appelé HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables).

I.4. Présentation de système hybride

Le système qui nous intéresse, regroupe trois parties, à savoir l'éolien, 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 site composé d'une dizaine de foyers isolés, situés dans une zone climatique en Algérie en vue d'apporter un certain service énergétique à la population.

En fait, ce n'est pas l'énergie en soi que réclame une population mais un service énergétique, efficace et moindre coût. 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.4.1. Etat de l'art sur le SEH

En plus d'un ou plusieurs générateurs diesels (GD) et d'au moins une source d'énergie renouvelable, un SEH peut aussi comprendre un système de distribution à courant alternatif (CA), un système de distribution à courant continu (CC), un système de stockage, des convertisseurs, des charges principales et des charges auxiliaires. Toutes ces composantes peuvent être connectées suivant différentes architectures. Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides classiques contiennent deux bus (canal de communication) [11,14], à CC et à CA, est représentée dans la figure I.5 un bus à CC pour les batteries, les sources et les charges à CC, et un bus à CA pour les générateurs à CA et le système de distribution. Les sources d'énergie renouvelable peuvent être connectées au bus à CA ou à CC en fonction de la configuration du système.

La configuration à architecture mixte CC/CA, (Fig. I.5) a des performances supérieures. Dans cette configuration, les sources d'énergie renouvelable et les générateurs diesels peuvent alimenter une partie de la charge à CA directement, ce qui permet d'augmenter le rendement du système et de réduire la puissance nominale du générateur éolien (GE) et de l'onduleur. Les convertisseurs situés entre les deux bus (le redresseur et l'onduleur) peuvent être remplacés par un convertisseur bidirectionnel [11].

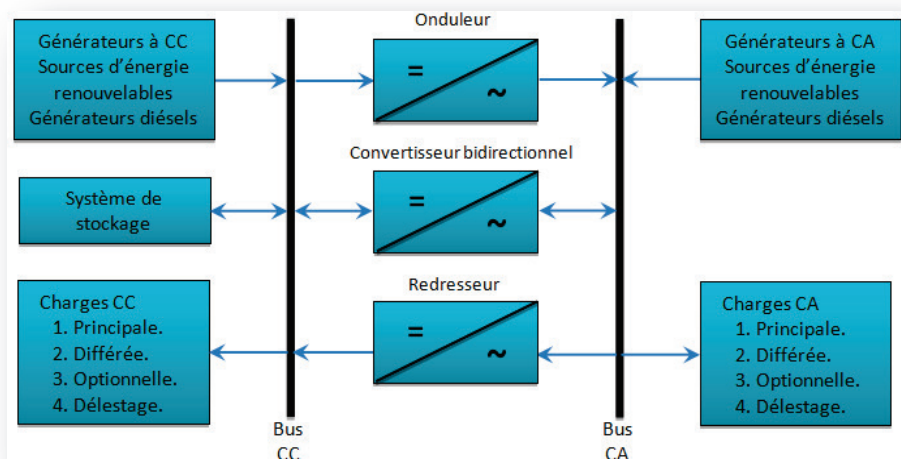


Figure I 5. Architecture mixte CC/CA.

A part la charge principale, un système hybride peut contenir aussi des charges auxiliaires (charge différée, charge optionnelle, charge de délestage) pour réaliser l'équilibre énergétique.

Si la charge principale est alimentée sans interruption, les charges auxiliaires sont alimentées en énergie par ordre de priorité, seulement quand il existe un surplus d'énergie.

Ainsi, s'il existe dans un SEH avec des batteries de stockage et des charges auxiliaires, un excès d'énergie (venant des sources d'énergie renouvelables et des générateurs diesel), il passera d'abord dans les batteries et ensuite, il sera utilisé pour alimenter les autres charges auxiliaires en fonction de leur priorité. Dans un tel système, les batteries de stockage jouent un double rôle: charge et source.

I.4.2. Classification des SEH par gamme de puissance

La puissance délivrée par les SEH peut varier de quelques watts pour des applications domestiques jusqu'à quelques mégawatts pour les systèmes utilisés dans l'électrification de petites îles [11]. Ainsi, pour les systèmes hybrides ayant une puissance en-dessous de 100 kW, la connexion mixte, bus à CA et bus à CC, avec des batteries de stockage, est très répandue [15,16]. Le système de stockage utilise un nombre élevé de batteries pour être capable de couvrir la charge moyenne pendant plusieurs jours. Ce type de SEH utilise des petites sources d'énergie renouvelable, connectées au bus à CC. Lorsqu'il existe une production en CA, elle vient, en principe, des générateurs diesels. Une autre possibilité est de convertir la puissance continue en puissance alternative à l'aide des onduleurs. Les systèmes hybrides utilisés pour des applications de très faible puissance (en dessous de 5kW), alimentent généralement des charges à CC [17].

Les plus grands SEH délivrant une puissance allant jusqu'à 100 kW, sont centrés sur le bus à CA, avec des sources d'énergie renouvelable conçues pour être connectées aux grands réseaux [18].

Le champ d'application des SEH est très large, ce qui rend leur classement difficile. On peut néanmoins essayer de réaliser un classement par gamme de puissance, tableau I.4. Les seuils de puissance donnés ne sont que des ordres de grandeurs.

Tableau I.4 : Classification des SEH par gamme de puissance [11].

Puissance du SEH [kW]	Application
Faible: < 5	Systèmes autonomes: stations de télécommunications, de pompage de l'eau, poste frontière 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).

Les systèmes hybrides classiques sont composés d'un bus à CC, pour le groupe de batteries et d'un autre à CA pour le générateur et la distribution. Cependant, les récents

progrès dans les domaines de l'électronique de puissance et des systèmes de commande permettent de réduire les coûts avec une structure employant un seul bus à CA. Les sources d'énergies renouvelables peuvent être connectées au bus à CA ou au bus à CC, selon la taille et la configuration du système. Les systèmes produisant de l'énergie pour plusieurs maisons et/ou points de consommation fournissent habituellement de la puissance en courant alternatif; quelques charges peuvent toujours se raccorder au bus à CC. Ce type de système peut produire quelques kilos watts heures (kWh) jusqu'à plusieurs méga watts heures (MWh) par jour.

Les systèmes qui alimentent de petites charges, de l'ordre de quelques kWh/jour, utilisent de préférence le bus à CC uniquement. Pour des charges plus importantes, les systèmes utilisent plutôt le bus à CA comme point principal de connexion. La tendance est alors que chaque source possède son convertisseur avec sa propre commande intégrée, ce qui permet une coordination de la production. Des écarts importants existent entre les différentes configurations possibles [19].

I.4.3. Les principaux composants des SEH

Les composants des systèmes hybrides d'énergie renouvelable (HRES) regroupent beaucoup de choix de technologies agencées dans une grande diversité d'architectures. Les générateurs éoliens (GE), les panneaux photovoltaïques (PV) et les générateurs diesels (GD) sont souvent utilisés dans le SEH. Ceux-ci peuvent aussi inclure d'autres sources d'énergie comme l'énergie hydraulique, marémotrice, géothermique ou l'énergie contenue dans l'hydrogène (pile à combustible). Les convertisseurs, les charges principales, les charges auxiliaires et une forme de gestion de l'énergie peuvent également faire partir d'un SEH. Les batteries sont habituellement utilisées pour le stockage d'énergie, mais il existe d'autres options telles que le stockage inertiel (volant d'inertie) [20], le stockage d'hydrogène et le stockage sous forme d'air comprimé.

Mathématiquement parlant, on peut combiner des technologies et créer des hybrides de différentes façons telles que:

- Photovoltaïque-diésel,
- Éolien-diésel,
- Éolien-photovoltaïque-batteries,
- Éolien-photovoltaïque-batteries-diésel,
- Etc.

Economiquement parlant, certains systèmes hybrides présentent plus d'intérêts que d'autres, selon le type d'application (réseaux autonomes, applications spécialisées, etc.) [21].

La classification de la littérature éditée concernant les systèmes hybrides de production d'énergie (SHPE) est présentée dans les tableaux I.5 et I.6. La revue de littérature indique que pendant les dernières décennies, les applications de SHPE se développent rapidement et la technologie de SHPE a prouvé sa compétitivité pour différentes applications [22]. Le tableau I.5 présente des études qui ont rendu compte de divers aspects de SHPE comme la conception/études économiques, le contrôle et l'utilité interactive. Nous remarquons qu'approximativement 90% d'études rapportées par la littérature, sont sur la conception/aspects de SHPE. Cependant, peu d'études ont traité le contrôle de SHPE

Tableau I.5 : Classification des SEH par année et par nombre de publications [22].

Année de publications	Nombre de publications		
	Jusqu'a 1995	Au delà de 1995	Total
Publications			
Systèmes hybrides PV	1	12	13
Systèmes hybrides éoliens	2	10	12
Systèmes hybrides éoliens/PV	6	24	30
Total	9	46	55

Tableau I.6 : Classification des SEH selon la nature des études jusqu'à l'année 2006 [22].

Nature des études	Nombre de publications			
	Conception/Etude économique	Contrôle	Utilité interactive	Total
Publications				
PV et systèmes hybrides PV	12	1	1	14
Eolien et systèmes hybrides éoliens	19	2	2	23
Systèmes hybrides PV éolien	30	1	1	32
Total	61	4	4	69

Dans le chapitre IV, nous présenterons les alternatives renouvelables qui pourraient servir à la production d'électricité dans les sites isolés ainsi que les techniques de stockage

d'énergie réalisables dans ces sites. Nous parlerons brièvement de systèmes hybrides: éolien/PV/GD/batteries (EPVDS), PV/batteries (PVS), éolien/PV/batteries (EPVS), GD/batteries (DS) et éolien/GD/batteries (EDS). Par contre, le système hybride PV/GD/batteries de stockage (PVDS) sera traité en détail avec ses problématiques.

I.4.3.1. Composants principaux des SEH

I.4.3.1.1. Sources d'énergie renouvelable

Une énergie renouvelable est une énergie exploitable par l'homme (Fig. I.6), elle est inépuisable. En d'autres termes, sa vitesse de formation doit être plus grande que sa vitesse d'utilisation [23].

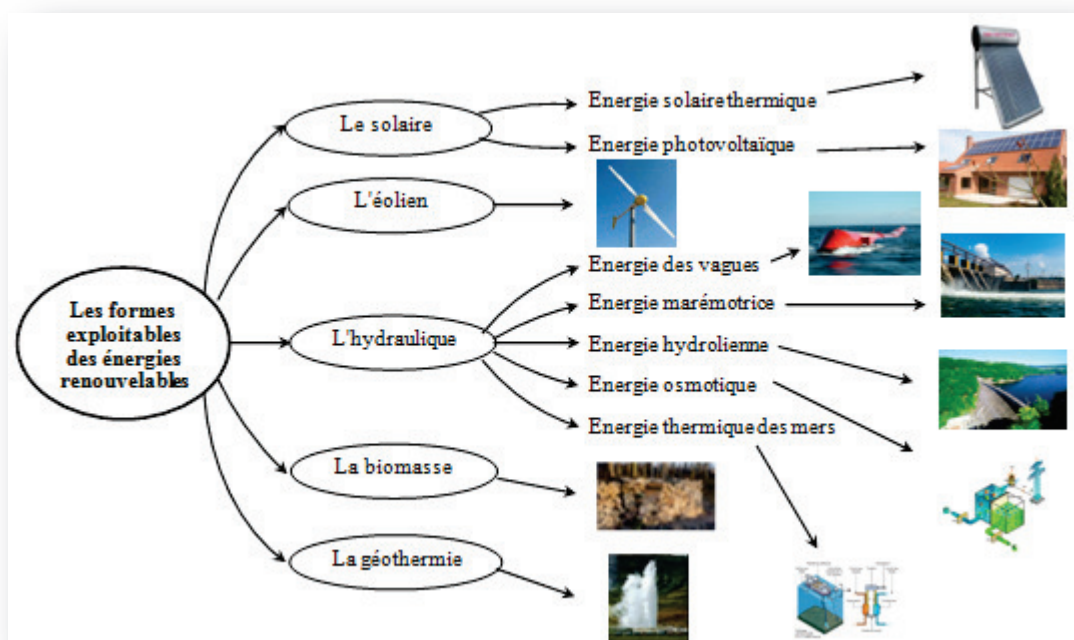


Figure I 6. Les formes exploitables des énergies renouvelables.

Le Soleil est à l'origine de nombreuses énergies renouvelables. Son rayonnement constitue en lui-même une énergie exploitable qui donne aussi naissance à d'autres formes d'énergie, potentielle, l'élévation du niveau de la mer, soit sous forme d'énergie cinétique, les courants de marée.

La photosynthèse a aussi comme origine le soleil, elle crée différents matériaux exploitables énergétiquement.

La chaleur interne de la terre est une source d'énergie considérée comme renouvelable, la géothermie.

La rotation des astres, le système Terre-Lune, génèrent des mouvements d'eau à la surface de la terre, mouvements exploitables énergétiquement via l'énergie marémotrice.

Le caractère renouvelable d'une énergie dépend de la vitesse à laquelle la source se régénère, mais aussi de la vitesse à laquelle elle est consommée. Le pétrole ainsi que tous les combustibles fossiles ne sont pas des énergies renouvelables, les ressources étant consommées à une vitesse bien supérieure à la vitesse à laquelle ces ressources sont naturellement créées [24].

I.4.3.1.2. Générateur diesel

Un groupe électrogène est un dispositif autonome capable de produire de l'électricité. Le fonctionnement d'un groupe électrogène se base sur le principe suivant lequel l'énergie mécanique est produite par un moteur à gaz ou un moteur diesel (moteur thermique) qui entraîne un alternateur produisant de l'électricité.

Dans le cas des installations autonomes, il est nécessaire de recourir au stockage ou d'ajouter un ou plusieurs groupes électrogènes diesel. Dans un SEH, le générateur classique est généralement le moteur diesel directement couplé au générateur synchrone, (Fig. I.7). La fréquence du courant alternatif à la sortie est stabilisée automatiquement par un gouverneur de vitesse sur le moteur diesel [25].

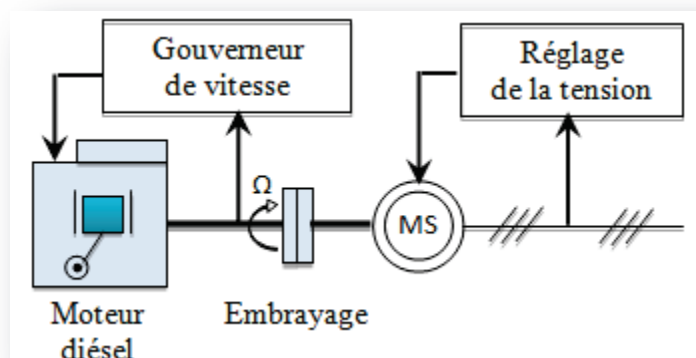


Figure I 7. Configuration du générateur diesel [11].

Le réseau de courant alternatif produit à l'aide d'un moteur diesel, tout comme ceux interconnectés, fournit pour ses charges, deux formes d'énergie: active et réactive. Dans les processus industriels et domestiques utilisant l'énergie électrique, seule l'énergie active est transformée au sein de l'outil de production, en énergie mécanique, thermique, lumineuse, etc., l'autre, l'énergie réactive, sert notamment à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques (moteur, autotransformateurs, etc.). En fait, elle n'est pas consommée, mais les courants associés à la puissance réactive augmentent les pertes dans le système. Notons que la puissance réactive dans un système de CA avec générateur diesel est produite par le générateur synchrone. Cela est fait conjointement avec le réglage de la tension, en

ajustant le courant d'excitation du générateur synchrone. Par conséquent, dans un système d'énergie à CA avec plusieurs générateurs diesels, on doit avoir au moins un générateur diesel connecté au réseau isolé, pour fournir la puissance réactive. Il est possible de modifier le système pour que le GD ne soit pas toujours sollicité, mais dans ce cas, d'autres composants doivent être ajoutés.

Lorsque plusieurs générateurs diesel fournissent de l'énergie au réseau, ceux-ci sont connectés généralement à bus CA. Dans ce cas, un système de commande doit être utilisé pour une distribution correcte de la puissance fournie par le générateur diesel. Une approche est d'utiliser un seul générateur pour fixer la fréquence (générateur maître) du réseau et laisser les autres tourner à vitesse constante (générateurs esclaves), donc fonctionner à un débit de carburant constant. Dans les systèmes traditionnels, le débit de carburant est fixé manuellement par un opérateur. Avec des commandes modernes, le débit peut être ajusté pour optimiser l'usage du carburant [11].

Le rendement des groupes électrogènes croît avec leur puissance nominale et varie surtout en fonction du point de fonctionnement, (Fig. I.8). Mais ce rendement reste limité cependant à un maximum déterminé par le cycle de Carnot (des phénomènes thermodynamiques, à savoir 34% dans les situations optimales).

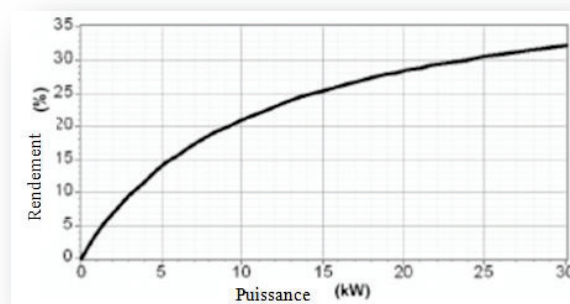


Figure I 8. Courbes de rendement d'un moteur diesel ayant une puissance nominale de 30 kW (HOMER).

Le rendement annuel moyen total d'un GD est défini par le rapport suivant:

$$\eta_{t,GD} = \frac{3,6 \cdot (E_{GD} + H_{GD})}{m_c \cdot LHV_c} \quad I.1$$

Où:

E_{GD} = L'énergie électrique totale annuelle du GD [kWh/an];

H_{GD} = L'énergie thermique totale annuelle du GD [kWh/an];

m_c = Consommation totale annuelle de carburant [kg/an];

LHV_c =Le pouvoir calorifique inférieur du carburant "the lower heating value of the fuel " [MJ/kg].

Avec le facteur de 3,6 dans l'équation ci-dessus vient du fait que $1 \text{ kWh} = 3,6 \text{ MJ} = 3600000 \text{ J}$.

La diminution du rendement se traduit par une augmentation de la consommation du carburant quel que soit le fonctionnement du groupe électrogène à faible puissance (Fig. I.9).

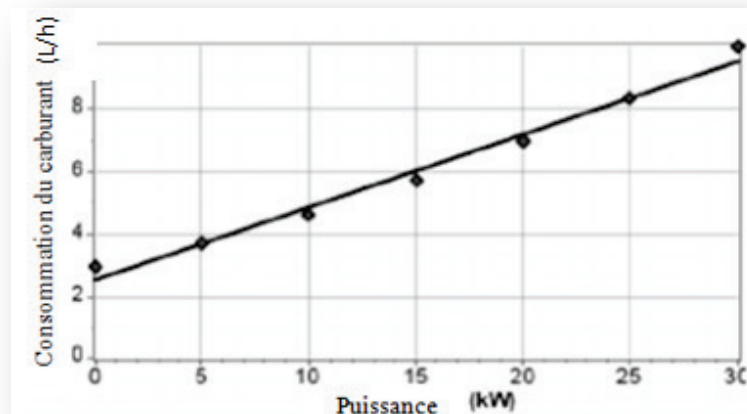


Figure I.9. Courbes de consommation d'un moteur diesel ayant une puissance nominale de 30 kW (HOMER).

On ne prend pas en compte la modification du rendement d'un groupe en fonction de la charge. Le groupe électrogène consomme un volume fixe de carburant en fonction de sa puissance nominale, peu importe la puissance débitée. A ce volume, s'ajoute une part variable proportionnelle à la puissance débitée [26]. Alors le taux de consommation de carburant (L/h), est donc une fonction linéaire de la puissance débitée. Selon HOMER elle est définie, comme suit:

$$F = F_0 \cdot P_{n_{gen}} + F_1 \cdot P_{s_{gen}} \quad I.2$$

Où:

F_0 =Coefficient d'interception de la courbe de carburant [L/h/kW];

F_1 =Pente de la courbe de carburant [L/h/kW];

$P_{n_{gen}}$ =Puissance nominale du générateur [kW];

$P_{s_{gen}}$ =Puissance nominale de sortie [kW].

I.4.3.1.3. Batteries de stockage

Afin d'assurer l'alimentation électrique en toutes circonstances (jour ou nuit, ciel dégagé ou couvert), le stockage au moyen de batteries, représente la technologie la plus

rentable, et la mieux maîtrisée. Vu l'intermittence des deux sources d'énergies renouvelables, d'origines photovoltaïque et éolienne, on utilise une unité de stockage (USEH) qui permet une meilleure gestion de la ressource, produite par le système durant les jours de production d'énergie sous forme chimique dans des accumulateurs, qui sont souvent des batteries à plomb-acide. Le stockage d'énergie est un facteur clé dans un système hybride en site isolé ou pour une utilisation autonome. La nécessité du stockage est essentielle à chaque fois que la demande énergétique est décalée dans le temps vis-à-vis du rapport d'énergie externe. Le stockage d'énergie répond au besoin de la demande de charge pour une durée relativement longue (des heures ou même des jours) [11].

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.

A cause de la nature aléatoire des ressources renouvelables, les accumulateurs doivent pouvoir résister sans dommage à de nombreux cycles de charge et de décharge) [26]. La profondeur de décharge de batteries à laquelle un accumulateur est soumis, dépend du type de cet accumulateur. La durée de vie de batteries est fortement liée à l'état de charge, au nombre de cycles de charge/décharge, à la température, aux phénomènes de corrosion, aux conditions d'utilisation, etc...

Dans la chaîne de conversion d'énergie liée à l'utilisation des batteries plomb-acide, il y a environ 30% d'énergie perdue par cycle de charge et décharge. Tout d'abord, l'énergie, en passant par l'onduleur pour arriver à l'unité de stockage, perd 6% (rendement moyen des onduleurs à 94%). Ensuite, le cycle de charge et de décharge dans la batterie a un rendement de l'ordre de 80%. Enfin, pour restituer l'énergie stockée dans la batterie, il faut encore repasser par l'onduleur, ce qui ajoute 6% de pertes (Fig. I.10).

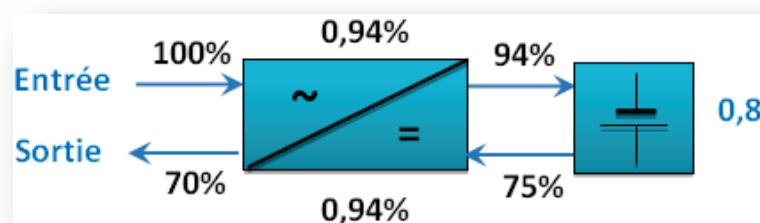


Figure I 10. Rendement à travers des étages du système de stockage.

Le rendement total pour chaque kWh fourni par les batteries, est donc de l'ordre de 70% pour les batteries plomb-acide.

Dans la littérature, plusieurs modèles de stockage d'énergie ont été développés. Etant donné la diversité de type d'éléments de batterie et le nombre très varié de paramètres qui interviennent, une représentation empirique du comportement de la batterie peut être établie dans le chapitre III.

Nous présentons le modèle développé par Bogdan et al en 1996 [27] permettant de calculer la capacité de stockage en fonction de la puissance produite et la charge demandée. La modélisation de l'accumulateur est donc nécessaire, notamment pour établir son état de charge instantané dans l'optique d'optimiser la gestion d'énergie au sein du système. La capacité du parc de batteries de stockage (Wh) est calculée à partir du besoin journalier et du nombre de jours d'autonomie, d'après l'équation suivante [17,28,29]:

$$C_{bat} = \frac{N_{ja} \cdot B_j}{\eta_{bat} \cdot PD} \quad I.3$$

Où:

N_{ja} =Nombre de jours d'autonomie;

B_j =Besoin journalier [Wh];

η_{bat} =Rendement de décharge de batterie;

PD=Profondeur de décharge [%].

La capacité de stockage du parc de batteries C_{bat} , peut aussi s'exprimer en Ampère-heure:

$$C_{bat}(Ah) = \frac{C_{bat}(Wh)}{U} \quad I.4$$

Où:

C_{bat} =Capacité de stockage de la batterie [Wh];

U=Tension d'utilisation du système [Volt].

Dans l'installation d'une source d'énergie renouvelable, les batteries peuvent être montées en série ou/et en parallèle afin d'augmenter la tension ou la capacité.

I.4.3.2. Composants auxiliaires

I.4.3.2.1. Système de supervision

La plupart des systèmes hybrides comporte une certaine forme de commande. Les régulateurs de batteries, par exemple, incluent souvent un système de commande pour éviter les décharges profondes et les surcharges des batteries. Les réseaux multi-diesel peuvent utiliser des méthodes relativement sophistiquées pour gérer les générateurs diesels et règlent le flux de puissance. Parfois, la commande est intégrée individuellement dans chaque

composant du système. On peut citer quelques exemples de commandes intégrées, tels que le gouverneur de vitesse sur le moteur diesel, le régulateur de tension sur le générateur synchrone du diesel ou la commande de l'éolienne. Un autre type de commande plus global, permet la surveillance de certains ou de tous les composants, (Fig. I.11). Ce système de surveillance est d'habitude automatique. Les fonctions spécifiques peuvent inclure la commande de démarrage et d'arrêt des générateurs diesel, l'ajustement de leurs points de fonctionnement, le chargement des batteries et la répartition de la puissance pour différents types de charges.

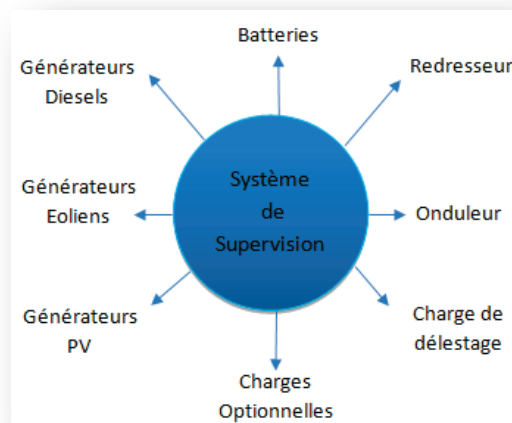


Figure I 11.Système de supervision [13].

I.4.3.2.2. Le régulateur de charge pour batteries

Le régulateur est un dispositif de contrôle de la charge et de la décharge profonde du parc de batteries mais sa fonction est fondamentale et ses qualités vont fortement influencer le coût final. Ce dispositif se trouve au cœur du système de commande d'énergie, il est indispensable pour protéger les batteries contre de probables surcharges, afin d'éviter que la tension dépasse un certain seuil. Si on laisse durer ce phénomène, les batteries deviendront surchargées, ce qui accélère la corrosion des plaques à plomb, et fera perdre de l'électrolyte et par conséquent endommager les plaques à plomb. Par contre concernant la protection contre les décharges profondes, le régulateur empêche les batteries d'être vidées pas plus de 60% à 70% de leurs charges [30].

I.4.3.2.3. Les convertisseurs

L'interconnexion entre les deux bus peut être réalisée par l'intermédiaire d'un appareil électronique de puissance: onduleurs/redresseurs ou convertisseurs bidirectionnels [31].

Dans un SEH, des convertisseurs sont utilisés pour charger des batteries de stockage et pour transformer le CC en CA. Trois types de convertisseurs 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, moins chers et à bon rendement.
- Les onduleurs réalisent la conversion CC/CA, mais jouent un rôle clé au regard du rendement énergétique et de la fiabilité. Dans le cas d'un générateur photovoltaïque, leur rôle ne se limite pas à transformer le CC généré par le panneau PV en CA de tension et de fréquence souhaitées (par ex. 230 V et 50 Hz), mais aussi d'optimiser le rendement énergétique du système PV, en utilisant un tracker de point d'alimentation (MPPT), (Fig. I.12). Celui-ci permet de suivre le point de puissance maximal en contrôlant la tension ou le courant PV, indépendamment de la charge [36,37,38]. La puissance délivrée par les panneaux PV dépend de l'éclairement, de la température et de la tension aux bornes. Ainsi, dans un système à couplage direct, le système PV doit être surdimensionné pour assurer la puissance demandée par la charge [11]. De plus, les onduleurs doivent assurer une surveillance fiable du réseau, pour le protéger contre les défaillances et interrompre l'alimentation en cas de problème dans le réseau. Ils peuvent fonctionner de façon autonome pour alimenter des charges à CA, ou en parallèle, avec des sources à CA. 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 [11].

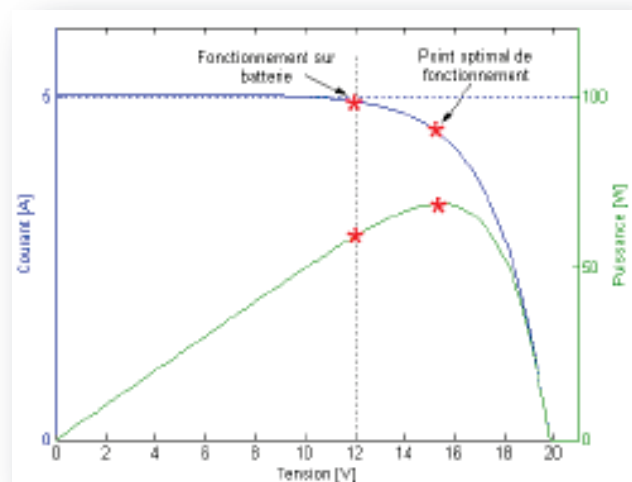


Figure I 12. Caractéristique Courant /Tension /Puissance d'un panneau PV.

- Les hacheurs permettent de réaliser la conversion CC/CC, par exemple, pour adapter la tension entre deux sources.

I.4.3.2.4. Charges

Les charges sont constituées d'éléments de consommation de chaque ménage (lampes, charge de batteries, ordinateurs, télévision et autres...) et d'autres éléments qui sont mis en commun (l'éclairage public, la production d'eau et autres). Ces charges sont envoyées vers un système de gestion et de pilotage [32].

Pour les génératrices, il existe 2 types de charges différentes [11]:

- Charge résistive: La charge résistive est similaire à une résistance donc comme une ampoule incandescente ou un système de chauffage électrique. Cette charge est constante et on la calcule en kW (Ampères x Volts).
- Charge réactive: La charge réactive est plutôt associée aux moteurs, condensateurs ou inducteurs et elle variable. La puissance nécessaire au démarrage est beaucoup plus grande que celle en mode de fonctionnement continu. La charge réactive est exprimée en kAV (Ampères x Volts x Facteur de charge).

I.4.4. Les différentes configurations de bus dans les systèmes hybrides

Les générateurs électriques d'un SEH peuvent être connectés en différentes configurations. Trois configurations s'imposent parmi les systèmes d'énergie hybrides constituées de sources d'énergie renouvelable, de batteries et de générateurs diesels:

- Architecture à bus CC [11];

- Architecture mixte à bus CC-CA [33];
- Architecture à bus CA [34].

Nous présenterons ci-après, une description ainsi que les avantages et les inconvénients de chaque configuration.

I.4.4.1. Architecture à bus CC

Cette technologie est utilisée dans les systèmes hybrides présentés dans la figure I.13, la puissance fournie par chaque source, et centralisée sur un bus à CC. Ainsi, les systèmes de conversion d'énergie à CA fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour la conversion en CC. Le ou les générateur(s) diesel(s) sont connectés en série avec l'onduleur, pour alimenter les charges à CA directement. L'onduleur doit alimenter les charges à CA à partir du bus à CC et doit suivre la consigne fixée pour l'amplitude et la fréquence [38]. Les batteries sont dimensionnées pour avoir une capacité (Ah) suffisante pour alimenter l'onduleur à sa puissance nominale ou plus encore quand elles doivent faire face aux courants de démarrage, alors que le générateur diesel est généralement dimensionné pour couvrir les pics de la demande de charge de consommation et les décharges de batteries. La puissance délivrée peut être contrôlée par la commande du courant d'excitation de la partie électrique du générateur diesel ou en incorporant un régulateur de charge dans les sources d'énergie renouvelable. Un coupage CC est nécessaire pour que toute l'énergie converge vers un bus CC [36,37]. Les avantages et les inconvénients d'un tel système sont présentés ci-après:

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 fonctionnant à puissance nominale pendant le processus de chargement des batteries jusqu'à un état de charge de 75-85%.

Inconvénients

Le rendement de l'ensemble du système est faible, puisqu'une certaine quantité d'énergie est perdue à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs.

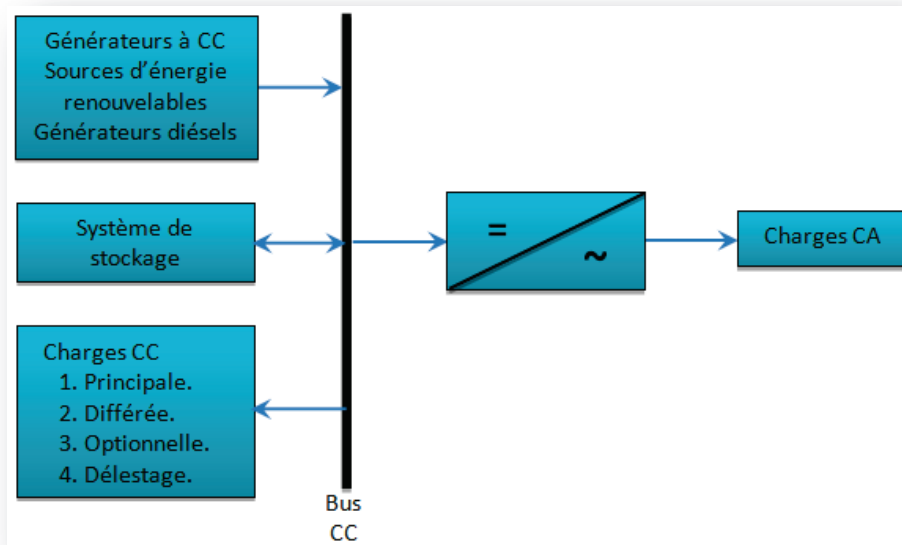


Figure I 13. Configuration des SEH à bus CC [35].

I.4.4.2. Architecture mixte à bus CC/CA

La configuration des deux bus, à CC et à CA, présentée dans la figure I.14, a des performances supérieures à celles de la configuration antérieure. Dans cette configuration, les sources d'énergies renouvelables et les générateurs diésels peuvent alimenter une partie de la charge à CA directement, ce qui permet d'augmenter le rendement du système et de réduire la puissance nominale du générateur diesel et de l'onduleur. Le(s) générateur(s) diesel(s) et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle en synchronisant leurs tensions en sortie. Les convertisseurs situés entre les deux bus (le redresseur et l'onduleur) peuvent être remplacés par un convertisseur bidirectionnel, qui, réalise en fonctionnement normal, la conversion CC/CA (fonctionnement onduleur) [33,38]. Quand il y a un surplus d'énergie de la part du générateur diesel, il peut aussi charger les batteries (fonctionner en redresseur). L'onduleur bidirectionnel peut alimenter les pics de charge quand le générateur diesel est surchargé.

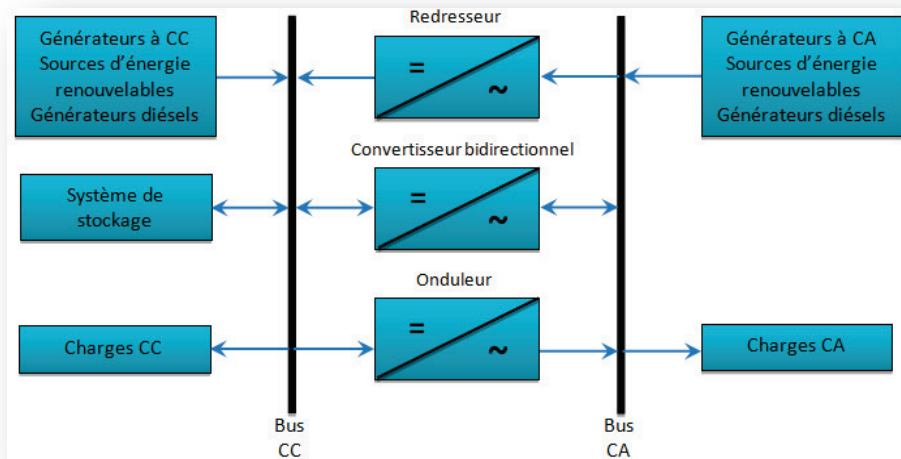


Figure I 14. Configuration du SEH à deux bus à CC et à CA.

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 d'alimenter les pics de charge.

Inconvénients

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

I.4.4.3. Configuration à bus CA

De nouvelles approches sont proposées pour améliorer la modularité par un couplage CA (toute l'énergie converge vers un même bus CA). Toutes les sources de production sont reliées au bus CA à travers des convertisseurs, sauf le générateur diesel qui peut fixer la fréquence de bus. Un couplage de tous les consommateurs et de tous les générateurs du côté CA, voir figure I.15 permet désormais de réaliser des systèmes flexibles, constitués de composants modulaires. En fonction de l'application et des sources d'énergie disponibles, il est possible d'intégrer différentes sources énergétiques, aussi bien renouvelables que conventionnelles. Le système peut en outre, être élargi en toute simplicité par ajout de composants ou de générateurs électriques, pour répondre à des besoins en énergie croissants.

Ces structures peuvent être utilisées pour l'alimentation de tous les consommateurs électriques, y compris dans les régions rurales des pays en voie de développement et des pays nouvellement industrialisés, dans lesquels l'électricité, l'approvisionnement en eau et la purification de l'eau potable sont des besoins vitaux.

L'ingénierie des systèmes modulaires avec couplage du côté CA, a été développée pour la première fois par l'Institut national de l'énergie solaire (ISET, Université de Kassel) et par l'entreprise SMA Technologie AG. L'utilisation du courant alternatif présente plusieurs avantages et inconvénients:

Avantages

Un découplage des différentes sources de production, ce qui permet d'agir de façon assez indépendante les unes sur les autres.

- Le GD peut fixer la tension et la fréquence du bus (CA).
- Capacité d'augmenter et de réduire la tension à l'aide d'un simple dispositif passif (transformateur).
- Appareillage de connexion, bon marché et disponible facilement.
- Les circuits triphasés produisent un champ magnétique rotatif, donnant des moteurs.
- La fréquence peut être utilisée comme moyen de contrôle (dérive de fréquence).

Inconvénients

- 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 ;
- La connexion de toutes les sources sur un bus à CA complique le système de commande.

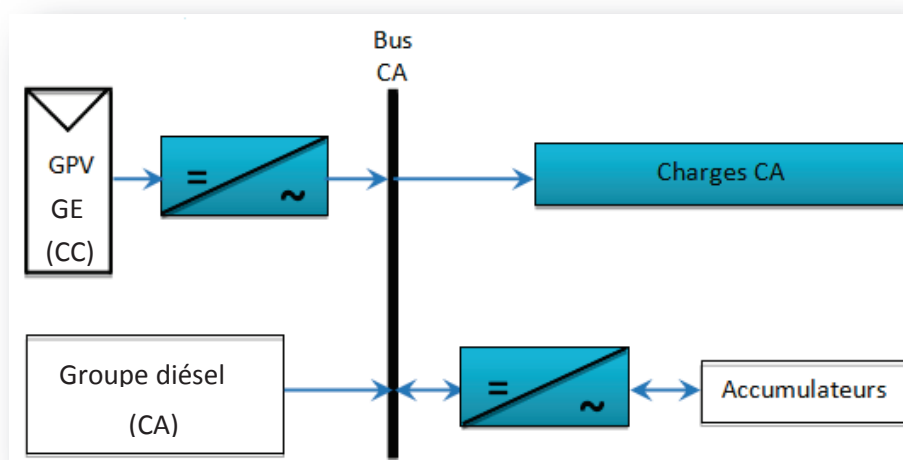


Figure I 15. Configuration de bus CA.

I.4.5. Problèmes rencontrés dans le fonctionnement des SEH

Les systèmes d'énergie en site isolé rencontrent en général les mêmes problèmes que les réseaux faibles [39]. 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) et 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 pour 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) [40]. Pour 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, (Fig. I.16) 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) [41]. Ainsi, garder un moteur diesel au régime de ralenti pour une demande de puissance nulle, suppose une consommation de carburant non négligeable.

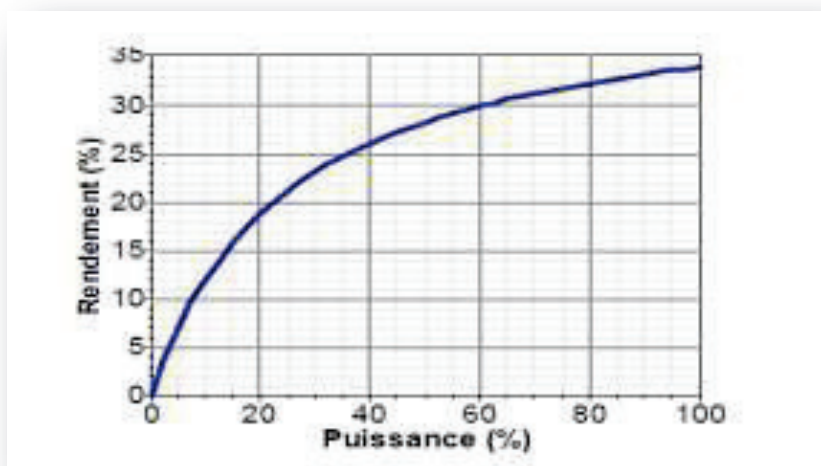


Figure I 16. Courbe du rendement d'un moteur diesel ayant une puissance nominale de 75 kW.

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 [33,41]. 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 (variations 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.

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 comme suit:

- 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 charge 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.
- La nature intermittente de la ressource solaire.
- 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.

I.4.6. Commande des SEH

Le problème principal dans la commande de SEH est de pouvoir fournir l'énergie demandée par la charge, malgré les grandes variations de l'énergie produite, tout en maintenant la fréquence et la tension du bus CA dans des limites acceptables. Les variations de la production sont causées par la nature stochastique des ressources renouvelables.

Deux aspects principaux doivent être pris en compte dans la commande du SEH:

1. La stratégie de fonctionnement, qui implique des décisions liées au flux d'énergie à l'échelle de plusieurs heures ou jours et des actions pour améliorer le fonctionnement du système,
2. La qualité de l'énergie, à l'échelle des secondes ou millisecondes, concerne la stabilité de la fréquence et de la tension, les protections, etc.

I.4.6.1. Stratégie de fonctionnement

La stratégie de fonctionnement est une suite finie de règles (Algorithme), qui permet au système de supervision d'un système hybride de décider combien et quels générateurs, faudra-t-il mettre en marche, quelles charges seront-elles connectées et comment utiliser la gestion du stockage [38,42].

Quelques stratégies de fonctionnement sont considérées comme efficaces en regard des objectifs visés des systèmes. Ces stratégies sont:

- La gestion des charges à court terme et à long terme.
- Le stockage des charges à court terme et à long terme.

I.4.6.1.1. Gestion des charges

La stratégie de gestion des charges peut être à court terme et à long terme [43]. Les deux types de stratégie utilisent les charges pour faire varier la demande d'énergie. Ainsi les charges sont connectées par ordre de priorité, Les pompes à eau et les unités de désalinisation sont des exemples de charges différées de faible priorité en fonctionnement normal (Fig. I.17). Les charges optionnelles sont toutes utiles et peuvent être utilisées durant l'excédent d'énergie qui, autrement serait dissipé.

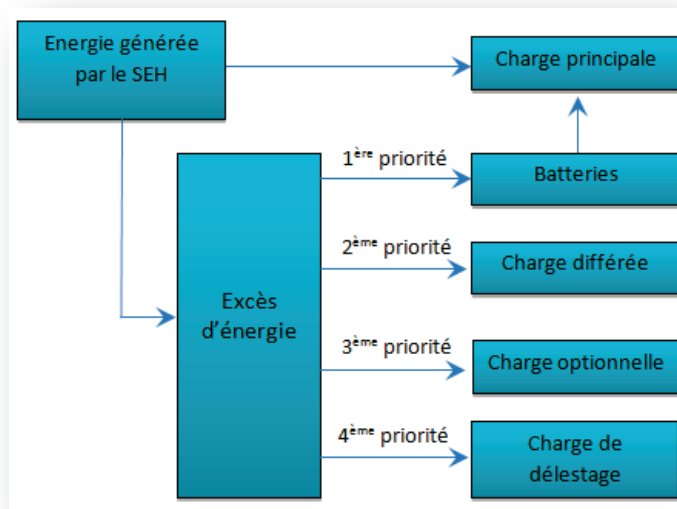


Figure I 17. Diagramme des priorités des charges.

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 de 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.

I.4.6.1.2. Gestion de stockage

Des types de stockage [46] sont utilisés dans les systèmes hybrides: le stockage à court terme et le stockage à long terme.

- La stratégie de stockage à court terme (SCP) permet de filtrer les fluctuations des énergies renouvelables et /ou de la charge, cette stratégie réduit également le nombre de cycles de démarrage/arrêt des générateurs diesels, en conséquence la réduction de la consommation de carburant.
- Le stockage à long terme (CCS) est utilisé pour alimenter la charge sur une période de temps plus longue, notamment quand l'énergie renouvelable est insuffisante, cette

stratégie permet d'améliorer l'équilibre énergétique et réduire les cycles démarrage/arrêt des générateurs diesels et donc la consommation du carburant. Avec cette stratégie, le GD est arrêté jusqu'à ce que le système de stockage atteigne un niveau maximal. Une fois ce seuil est atteint, le GD redémarre et reste en fonctionnement jusqu'à ce que le système de stockage atteigne son niveau maximal et le cycle se répète continuellement.

I.4.6.2. La réserve tournante

La réserve tournante est définie [45] comme étant l'exigence du système de commande définie par la capacité des générateurs classiques (diesels) de couvrir les changements immédiats causés par l'arrêt des générateurs de ressources renouvelables par l'augmentation soudaine de la charge. En effet, la réserve tournante est la capacité instantanée de la 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 chute brusque de l'énergie renouvelable.

I.4.6.3. Temps de fonctionnement minimal

Cette stratégie consiste à maintenir le GD en fonctionnement pendant une durée minimale prédéfinie en fonction de la variabilité de la charge ou la variabilité de l'énergie renouvelable [44]. Cette stratégie est utilisée pour réduire le cycle démarrage/arrêt du générateur diesel, lorsque la différence de puissance entre la puissance consommée par la charge et l'énergie produite par le générateur d'énergie renouvelable varie largement. La minimisation du cycle démarrage/arrêt du générateur diesel permet d'éviter l'usure des moteurs diesels et le démarreur et même temps économisé le carburant.

I.4.6.4. Le surplus minimal (Hystérésis)

Cette perspective est souvent utilisée pour commander la déconnexion du GD [43]. Le GD est déconnecté seulement quand l'énergie renouvelable produite dépasse la consommation de la charge. Ce surplus minimal d'énergie peut être mesuré à partir de la variation de la fréquence du réseau quand cette fréquence est fixée par le générateur diesel à l'aide d'un régulateur de type proportionnel (P) et à partir de son niveau de charge à l'usage d'un régulateur de type proportionnel- intégral (PI).

I.4.6.5. Qualité de l'énergie électrique produite par les SEH

La qualité d'énergie se réfère à la stabilité de la tension et de la fréquence du réseau ainsi que l'absence des phénomènes électriques telle que les creux de tension, les distorsions

harmoniques et flicker. La figure I.18 montre une classification de ces perturbations en fonction de leurs caractéristiques [46]. Puisqu'il n'y a pas de normes internationales spécifiques pour les systèmes de génération électrique en sites isolés, les caractéristiques du réseau isolé doivent être semblables aux caractéristiques électriques des grands réseaux interconnectés. Du fait que l'appareillage utilisé par les consommateurs connectés aux réseaux isolés, tout comme ceux connectés aux grands réseaux interconnectés utilisent les mêmes appareils, en conséquence les exigences de la qualité d'énergie sont les mêmes. Les mesures et les définitions utilisées dans les normes sont basées sur la fréquence et la tension. La norme européenne EN50160 [47] inclut des recommandations pour les valeurs de la tension des réseaux isolés.

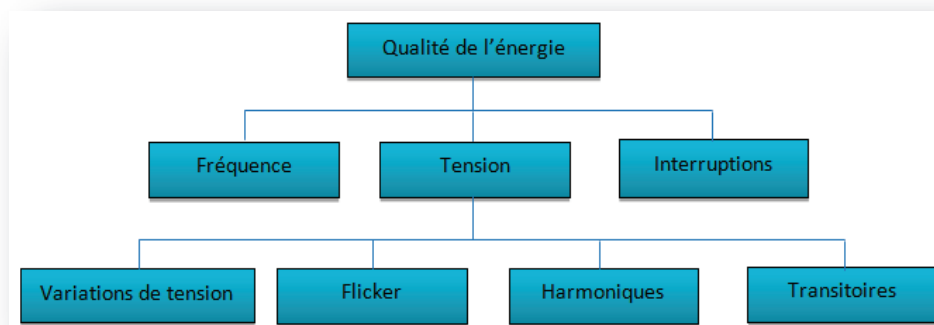


Figure I 18. Classification des perturbations de point de vue qualité d'énergie électrique [11].

I.5. Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons abordé les potentialités de l'état algérien en ressources renouvelables ainsi que ses perspectives de développement d'une énergie verte, propre et durable. Nous avons aussi présenté une brève description des composants des systèmes de production d'électricité par l'exploitation des différents types d'énergies renouvelables. Par ailleurs, on a exposé les avantages, les inconvénients et les limites d'utilisation des différentes configurations des SEH d'où la nécessité d'une étude d'optimisation grâce aux outils HOMER, HYBRIDE1, etc.... Ce qui fera l'objet du thème abordé dans le prochain chapitre.

Chapitre II

PRÉSENTATION ET ÉVALUATION DES GISEMENTS SOLAIRE ET ÉOLIEN DU SITE

II.1. Introduction

Pour l'exploitation optimale du champ photovoltaïque et de l'éolien, une évaluation préalable du gisement solaire et éolien du site est nécessaire. Dans ce chapitre, une étude des ressources solaires et éoliennes de la région d'Ouled Fares, lieu d'implantation de notre site de recherche, est effectuée. Nous présenterons les paramètres d'entrées (données de base) du gisement éolien et solaire du lieu, récoltés durant l'année 2015 sur une station météorologique (Vantage Pro 2) que nous avons choisie d'implanter à l'université d'Ouled Fares dans le périmètre de notre site d'étude. Cette station est homologuée par l'Organisme National Météorologique (ONM) de Chlef.

II.2. Caractéristiques du site d'étude

Après un aperçu sur l'aspect géographique du site d'étude nous traiterons dans une étude détaillée les données météorologiques, récoltées durant l'année 2015 pour les utiliser dans les données des composants du SEH en vue de son optimisation.

II.2.1. Données géographiques du lieu

Notre site se situe à Ouled Fares dans la willaya de Chlef, à 200 km à l'Ouest de la capitale Alger (Algérie). Il est caractérisé par un climat froid en hiver et chaud en été de par sa position dans une cuvette séparée de la mer par les monts du Dahra. Il s'agit d'une agglomération isolée de 10 habitations qui nécessite une étude d'électrification rurale. Les coordonnées géographiques de notre localité sont: Latitude ($36^{\circ} 231' N$), Longitude ($1^{\circ} 235' E$), L'altitude (143m), Rugosité (5%) et Albédo (20%).

II.2.2. Données météorologiques

Les données météorologiques enregistrées comportent en général, outre l'irradiation globale horizontale, la durée d'ensoleillement, la température, l'humidité, la direction et la vitesse du vent, etc, qui sont récoltées du 1er janvier 2015 au 31 décembre 2015 sur la station météo installée dans l'enceinte universitaire d'Ouled Fares (Fig. II.1).



Figure II 1. Photo de la station météorologique (Vantage Pro 2).

Les données ont été enregistrées toutes les heures sur un enregistreur de données amovible. Cet enregistreur est utilisé pour exploiter finement les données collectées par cette station météo (Vantage Pro 2), le kit comprend un enregistreur de données et un système d'exploitation (Weatherlink) et une console ...(Fig. II.2). L'enregistreur de données peut être connecté à un PC ou être en mode déconnecté et les données climatiques peuvent être visualisées en temps réel sur la console. L'enregistreur peut collecter des données toutes les 1, 5, 10, 15, 30, 60 ou 120 minutes.



Figure II 2. Composants de la station. (Capteurs & console).

Evaluer les potentialités énergétiques (rayonnement, température, vitesse du vent...) d'un site, donnée indispensable dans le dimensionnement des composants d'un système afin de l'optimiser. Ceci nous permettra de définir les paramètres suivants:

- Taille;
- Nombre;
- Capacité;
- Puissance;
- Coût.

D'après HOMER on utilise les moyennes mensuelles journalières des données météorologiques et / ou une estimation du nombre de jours consécutifs de faible gisements énergétiques, éclairement et température pour dimensionner les panneaux photovoltaïques et les accumulateurs, les vitesses de vent pour l'aérogénérateur.

Nous allons étudier tour à tour les ressources solaires puis éolienne et nous intéresser à leur complémentarité.

II.2.2.1. Variation mensuelle de l'irradiation:

Les valeurs prélevées sur la station, tableau II.1 indiquent que les valeurs du rayonnement solaire mensuel extrêmes 7,32 en Juillet et 2,38 kWh/m²/j en Décembre, correspondent à une moyenne annuelle de 4,74 kWh/m²/j. Ce potentiel est assez important et il est pratiquement exploitable durant toute l'année. Les moyennes mensuelles journalières du rayonnement (en jaune), dépassent les 4,750 kWh/m²/j durant la période de Mars à Septembre, mais moins d'éclairage énergétique solaire d'Octobre à Février pour l'année 2015 (Fig. II.3).

Les données d'irradiation (H) et l'indice de clarté (K_t) sont illustrés dans le tableau II 1.

Tableau II.1 Potentiel solaire d'Ouled Fares.

Mois	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Moy
Irradiation (H) [kWh/m²/j]	2,69	2,73	5,06	5,80	6,54	7,20	7,32	5,51	4,75	3,61	2,89	2,38	4,74
Facteur (K_t) d'éclairage	0,55	0,44	0,62	0,58	0,59	0,62	0,64	0,53	0,586	0,53	0,56	0,53	0,58

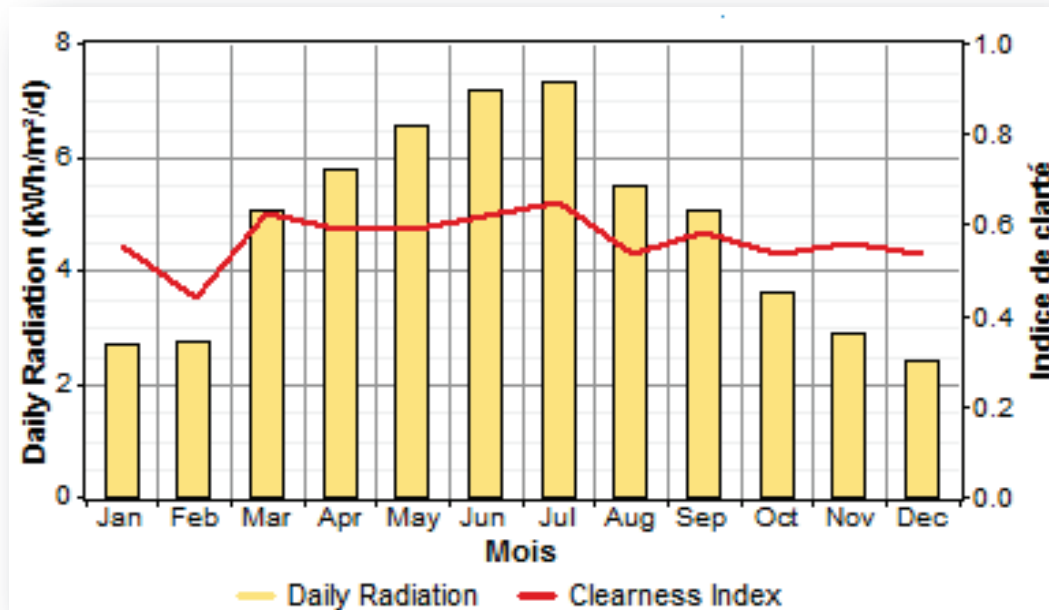


Figure II 3. Évolution de l'ensoleillement mensuelle superposé à l'indice de clarté.

HOMER peut générer l'indice de clarté à partir des données de rayonnement solaire. De plus, la variation diurne du rayonnement solaire global au cours des différents mois de l'an 2015 a été mesurée. On constate que les valeurs de rayonnement solaire n'ont été observées que dans l'intervalle de temps 7^h00 à 18^h00, où l'intensité du pic était aux environs de 13^h00 pour chaque mois de l'année et était presque nulle pendant la nuit (Fig. II.4). Cela coïncide avec les exigences de charge qui seront examinées plus en détail dans le chapitre III.

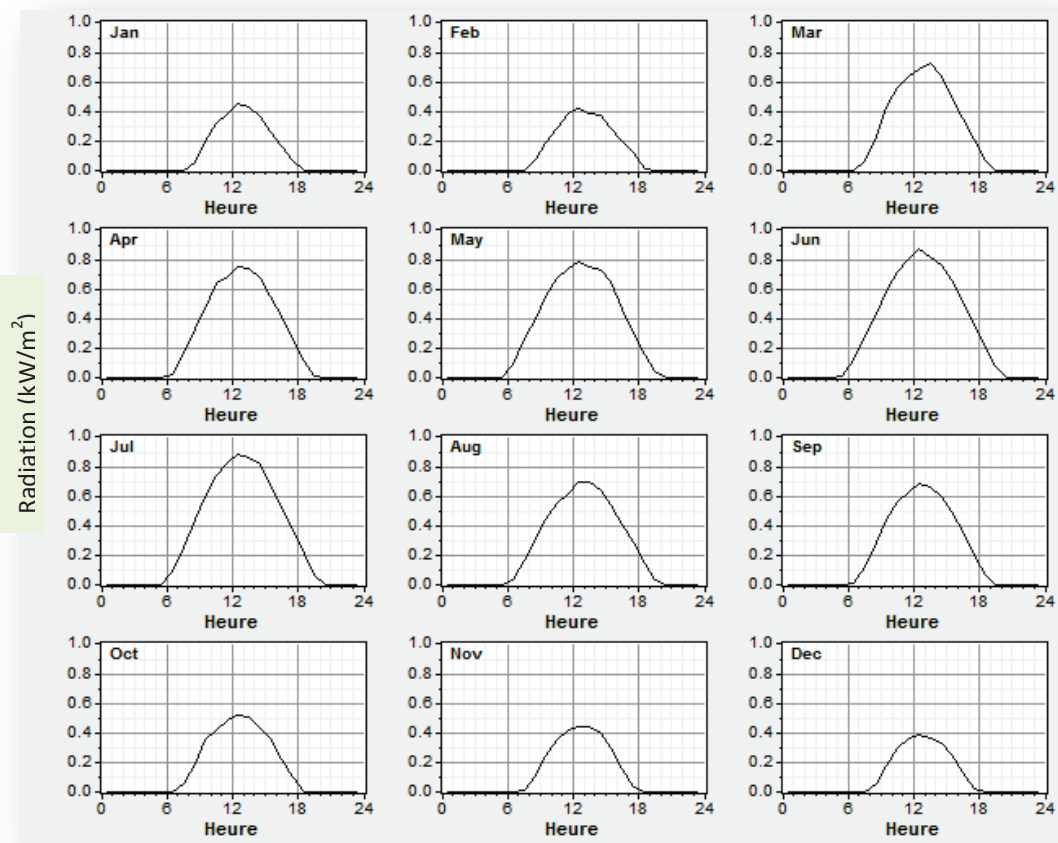


Figure II 4. Variation de l'éclairement au cours des saisons.

A l'aide du logiciel HOMER, déterminer le facteur d'éclairement (en rouge), représente l'indice de clarté moyen mensuel (K_t) qui a une valeur dépendante du rayonnement solaire. Sa valeur est élevée durant les conditions claires et ensoleillées et est basse dans les conditions nuageuses. C'est un nombre sans dimension entre 0 et 1, défini comme le rayonnement de surface ($\text{kWh/m}^2/\text{j}$) divisé par le rayonnement extraterrestre ($\text{kWh/m}^2/\text{j}$) donnée par l'équation II. 1 [49,57]. Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire est atténué partiellement par l'atmosphère et les nuages. Les études des données de l'irradiation (éclairement) solaire sur un plan horizontal ont montré que la fraction du rayonnement diffus, définie par le ratio entre la radiation diffuse (éclairement diffus) et la radiation (éclairement) sur le plan horizontal, est une fonction de l'indice de clarté K_t [49,57]. Ce dernier varie selon les endroits et les saisons. Son expression en termes d'éclairement moyen mensuel est donnée par l'équation II.1. La fonction de l'indice de clarté, noté K_t (L'éclairement diffus) est:

$$K_t = \frac{G}{G_o}$$

Où:

G =Rayonnement moyen mensuel [$\text{kWh/m}^2/\text{j}$];

G_0 =Rayonnement moyen mensuel extraterrestre [$\text{kWh/m}^2/\text{j}$].

Selon HOMER, les ressources solaires, pour chaque mois de l'année, que l'on peut introduire sont soit le rayonnement moyen mensuel, soit l'indice de clarté moyen mensuel. HOMER calcule l'un en fonction de l'autre, ce qui décrit la relation entre les deux variables. HOMER synthétise les données horaires de rayonnement solaire à l'aide d'un algorithme basé sur le travail de V.A. Graham. Nous adoptons cet algorithme pour produire des données horaires réalistes, son utilisation est facile, car il ne nécessite que la latitude et les douze valeurs moyennes mensuelles [56].

II.2.2.2. Effets de l'éclairement sur la caractéristique de la cellule

L'énergie solaire électromagnétique (rayonnement) est l'un des paramètres fondamentaux qui influe sur le rendement ou sur la puissance électrique maximale (Watt crête ou Watt peak) de la cellule. Sachant qu'à température et éclairement constants, le courant (I) et la tension (U) d'une cellule photovoltaïque [54], (Fig. II.5) sont parfaitement définies par une courbe $I=f(U)$ et dépendent fortement de l'éclairement. Sous un éclairement donné, toute cellule photovoltaïque est caractérisée par une courbe courant-tension (I - V) représentant l'ensemble des configurations électriques que peut prendre la cellule. Trois grandeurs physiques définissent cette courbe [50, 51, 52, 53] :

- Sa tension à vide : U_{oc} . Cette valeur représenterait la tension générée par une cellule éclairée non raccordée.
- Son courant court-circuit: I_{cc} . Cette valeur représenterait le courant généré par une cellule éclairée raccordée à elle-même.
- Son point de puissance maximal: MPP (en anglais: maximal power point) obtenu pour une tension et un courant optimaux: U_{opt} , I_{opt} (parfois appelés aussi U_{pm} , I_{pm}).

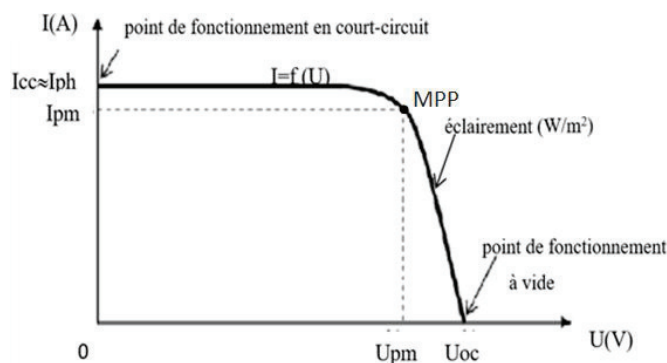


Figure II 5. A température et éclairement fixés, courbe courant/tension d'une cellule [11].

Sur cette courbe, on repère:

- le point de fonctionnement à vide: U_{oc} pour $I = 0A$
- le point de fonctionnement en court-circuit: I_{cc} pour $U = 0V$
- le point de fonctionnement à tension de crête maximale: U_{pm} .
- le point de fonctionnement à courant de crête maximale: I_{pm} .

La figure ci-dessous donne cette caractéristique théorique pour une cellule en silicium monocristallin de 100 mm de diamètre à un éclairement de référence $G = 1kW/m^2$, une température $T = 25^{\circ}C$ et la répartition spectrale du rayonnement $AM = 1,5$.

La variation d' I_{cc} avec l'éclairement est donnée par l'équation II 2 selon [55]:

$$I_{cc} \approx I_{ph} = \alpha(T) \cdot G \cdot S \quad \text{II.2}$$

Où:

$I_{cc} \approx I_{ph}$ = Intensité du photocourant [A];

G = Eclairement [W/m^2];

S = Surface de la cellule [m^2];

$\alpha(T)$ = Coefficient dépendant faiblement de la température [A/W].

D'autre part, l'accroissement de l'éclairement provoque une légère augmentation de la tension de circuit ouvert U_{oc} (Fig. II.6).

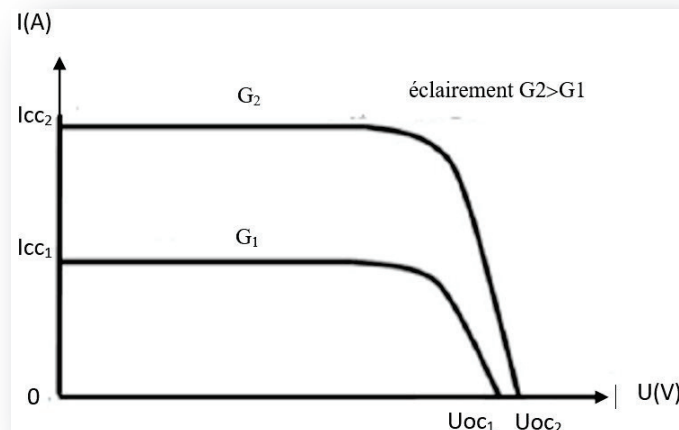


Figure II 6. Courbe courant / tension d'une cellule pour 2 valeurs d'éclairements [11].

A partir de la courbe (Fig. II.6), on peut tracer les courbes de puissance $P = f(U)$ pour les 2 éclairements. On remarque que la puissance maximum délivrée par la cellule augmente avec l'éclairement (Fig. II.7).

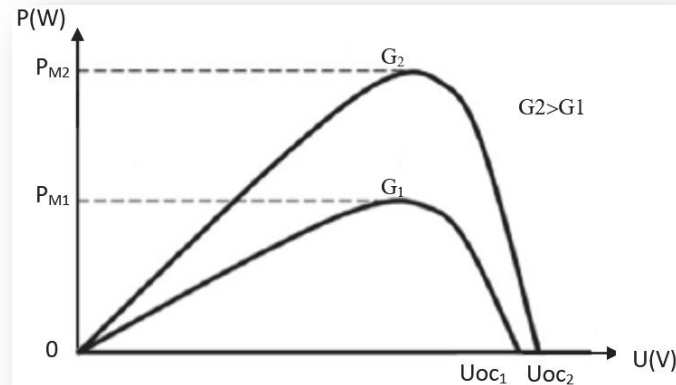


Figure II 7. Courbe puissance / tension d'une cellule pour 2 valeurs d'éclairements [11].

II.2.2.3. Données de la température

La région est caractérisée par une saison d'été très chaude de Mai à Octobre (Fig. II.8) et une température ambiante mensuelle moyenne qui dépasse les $19,4^{\circ}\text{C}$ (Fig. II.9).

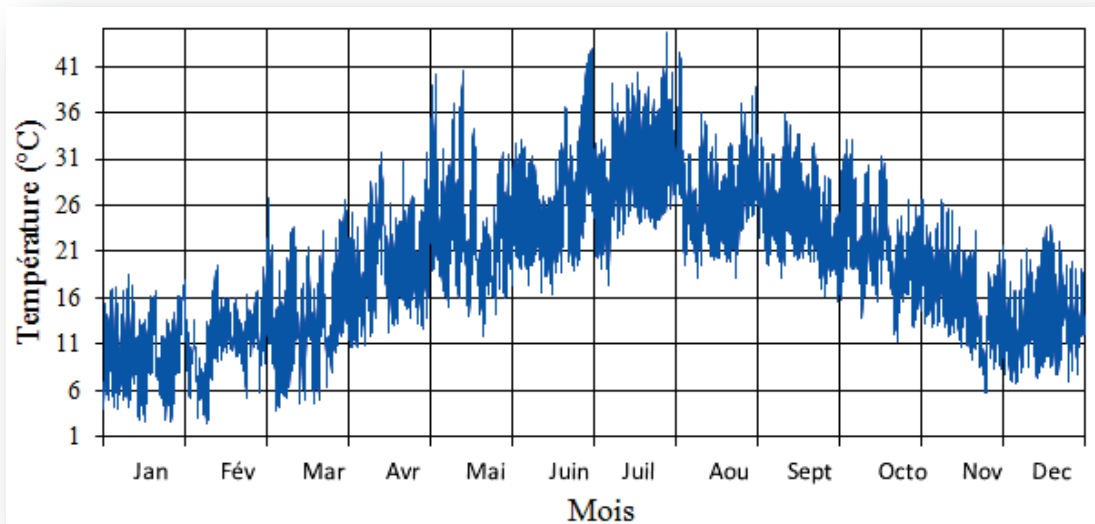


Figure II 8. Température mensuelle moyenne d'Ouled Fares.

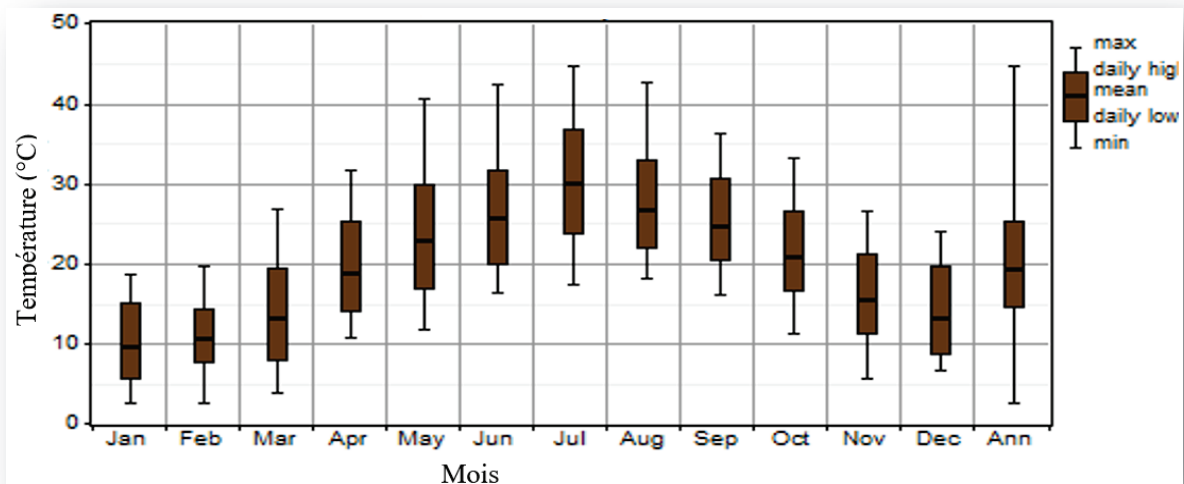


Figure II 9. Profil de température ambiante mensuelle moyenne.

La température mensuelle moyenne maximale est de 30,1°C au mois de Juillet, tandis que la température minimale est de 09,7°C au mois de Janvier, ce qui fait une moyenne annuelle de 19,4°C. Les données de la température ambiante du site d'Ouled Fares sont illustrées dans le tableau II.2 ci-dessous.

Tableau II.2 Données des températures ambiantes d'Ouled Fares.

Mois	Jan	Fév	Ma	Avr	Mai	Jui	Juil	Ao	Sep	Oct	No	Déc	Mo
Température [°C]	9,7	10,8	13,2	18,8	23,0	25,7	30,1	26,7	24,8	21,0	15,5	13,3	19,4

II.2.2.4. Effets de la température sur les caractéristiques de la cellule solaire

II.2.2.4.1. Courant/Tension pour différentes valeurs de la température

La température est un paramètre très important et souvent négligé dans le comportement des cellules photovoltaïques. Il faut garder à l'esprit que 100% d'énergie incidente, une très faible proportion est réfléchiée par la surface du panneau et environ 13% est extraite sous forme d'énergie électrique. En conséquence, c'est plus de 85% d'énergie incidente qui est dissipée en chaleur. Ceci conduit sous rayonnement à une température de fonctionnement de la cellule qui peut être relativement élevée si cette énergie non convertie en électricité n'est pas évacuée. En général, elle est évacuée par convection naturelle par l'air ambiant.

Les propriétés électriques d'un semi-conducteur sont très sensibles à la température T de jonction qui intervient sur les caractéristique I-U d'une cellule photovoltaïque

La figure II 10 montre l'influence de la température de jonction T sur la caractéristique d'une cellule photovoltaïque de 100 mm de diamètre lorsque T varie de 0 à 75 °C [50].

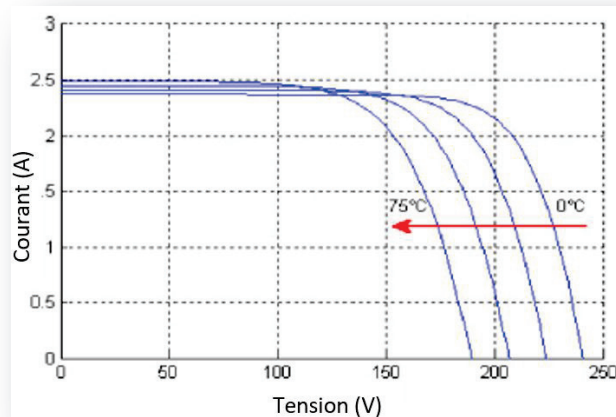


Figure II 10. Caractéristique courant/tension pour différentes valeurs de la température [11].

La température de la cellule (T_c) est la température en surface du panneau pendant la nuit, elle est la même que la température ambiante (T_a), tandis qu'en plein soleil, la température de la cellule dépasse la température ambiante de quelques degrés celsius ou plus, d'après la figure II.11.

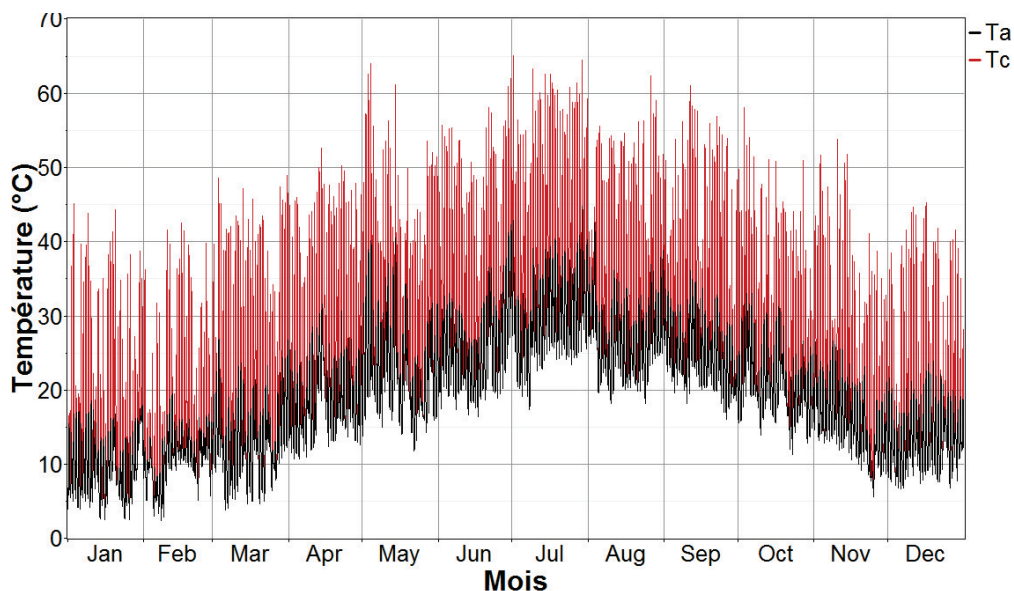


Figure II 11. Les profils de T_a et T_c moyenne mensuelle avec comparaison.

HOMER calcule la température de la cellule à chaque pas du temps choisi, et utilise ce résultat pour calculer la température de la cellule à partir de la température ambiante, comme suit:

Nous définissons tout d'abord un équilibre énergétique pour le module PV, en utilisant l'équation II 3 suivante, d'après Duffie et Beckman [58];

$$\tau \alpha G_T = \eta_c G_T + U_L(T_c - T_a) \quad \text{II.3.}$$

Où:

τ =Transmittance solaire du matériau couvrant le module solaire [%];

α =L'absorptance solaire des modules PV [%];

G_T =Radiation solaire incidente sur les panneaux [kW/m^2];

η_c =Rendement du PV [%];

U_L =Coefficient de transfert de chaleur à l'environnement [$\text{kW/m}^2\text{°C}$];

T_c =Température de la cellule PV [°C];

T_a =Température ambiante [°C].

L'équation suivante (II.3.1) met en évidence le fait qu'un équilibre 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 comme suit:

$$T_c = T_a + G_T \left(\frac{\tau \alpha}{U_L} \right) \cdot \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau \alpha} \right) \quad \text{II.3.1}$$

Il est difficile de mesurer directement la valeur de $(\tau \alpha / U_L)$, la raison pour laquelle les fabricants rapportent la température de fonctionnement nominale de la cellule (NOCT, « Nominal Operating Cell Température »), qui est définie comme la température de la cellule qui se résume en une radiation incidente de $0,8 \text{ [kW/m}^2]$, à une température ambiante de 20 [°C] , avec un rendement de la cellule $\eta_c=0$. Ces valeurs, substituées dans l'équation précitée, cette dernière peut être résolue pour $\tau \alpha / U_L$ et elle est finalement donnée comme suit:

$$\frac{\tau \alpha}{U_L} = \frac{T_{c,\text{NOCT}} - T_{a,\text{NOCT}}}{G_{T,\text{NOCT}}} \quad \text{II.3.2}$$

Où:

$T_{c,\text{NOCT}}$ = Température du fonctionnement nominale de la cellule [°C];

$T_{a,\text{NOCT}}$ = Température ambiante, à laquelle le NOCT est défini [20°C];

$G_{T,\text{NOCT}}$ = Rayonnement solaire auquel le NOCT est défini [$0,8 \text{ kW/m}^2$].

Si on suppose $\tau \alpha / U_L$ constant, l'expression de température de la cellule devient:

$$T_C = T_a + G_T \left(\frac{T_{C,NOCT}-20}{0.8} \right) \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau \alpha} \right) \quad \text{II.3.3}$$

Duffie et Beckman [57] suggèrent une valeur de 0.9, pour $\tau \alpha$. Puisque $\eta_c / \tau \alpha$ est relativement petit par rapport à l'unité, cette supposition n'introduit pas d'erreurs significatives.

Pour tenir compte des autres conditions ambiantes, l'expression suivante peut être utilisée:

$$T_C = T_a + G_T \left(\frac{T_{C,NOCT}-20}{0.8} \right) \quad \text{II.3.4}$$

II.2.2.4.2. Puissance de sortie pour différentes valeurs de la température

A partir de la courbe (Fig. II.6), on peut tracer les courbes de puissance $P=f(U)$ pour différentes températures et un éclairement $G=1\text{kW/m}^2$ dans les conditions standards de test des panneaux (STC).

La figure II.12 montre clairement la baisse du rendement causée par l'augmentation de la chaleur sur la cellule photovoltaïque. On peut remarquer que l'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution très faible de la puissance maximale disponible et une légère augmentation de la tension $U(V)$.

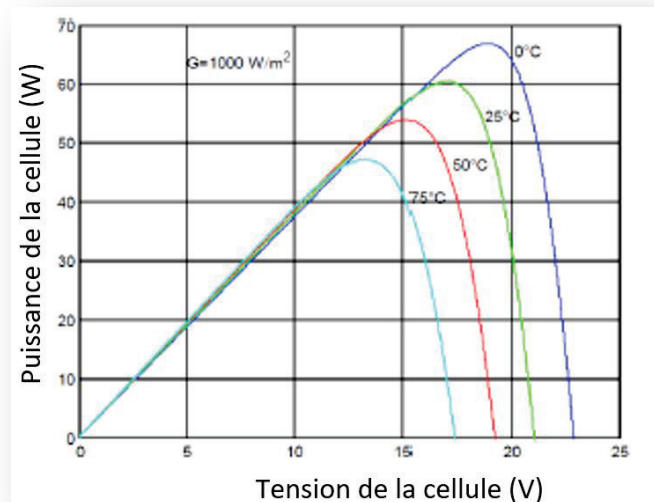


Figure II 12. Influence de la température sur la puissance de sortie d'une cellule solaire, pour irradiation solaire $G=1\text{kW/m}^2$ [11].

HOMER utilise l'équation II.4 suivante pour calculer la puissance de sortie du générateur photovoltaïque.

$$P_{pv} = P_{\max_{pv}} \cdot f_{pv} \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_p (T_C - T_{C,STC})] \quad \text{II.4.}$$

Où:

P_{\max} =Puissance maximale du PV, en STC [kW];

f_{pv} =Facteur de forme du PV [%];

G_T =Rayonnement journalier solaire incident sur PV [kW/m^2];

$G_{T,STC}$ =Rayonnement incident en STC [$1 \text{ kW}/\text{m}^2$];

α_P =Coefficient de puissance de la température [$\%/^{\circ}\text{C}$];

T_c =Température journalière de la cellule du PV [$^{\circ}\text{C}$];

$T_{c,STC}$ =Température de la cellule du PV en STC [25°C].

Remarque:

Le facteur de forme est aux alentours de 0,7 - 0,75% pour les modules solaires en silicium cristallin tandis qu'il est proche de 0,5 - 0,6% pour les modules en silicium multi-jonction.

Si on choisit de calculer la puissance du PV quelles que soit les conditions de la température sur les modules PV, alors HOMER suppose que le coefficient de puissance de la température est nul, de sorte que l'équation (II.4.1) se simplifié et devient:

$$P_{PV} = P_{\max,PV} \cdot f_{PV} \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) \quad \text{II.4.1}$$

D'après l'équation précédente, HOMER donne la puissance moyenne mensuelle maximale est de 12 kW, tandis que la moyenne annuelle est de 3,5 kW, ces valeurs sont illustrées par la figure II.13.

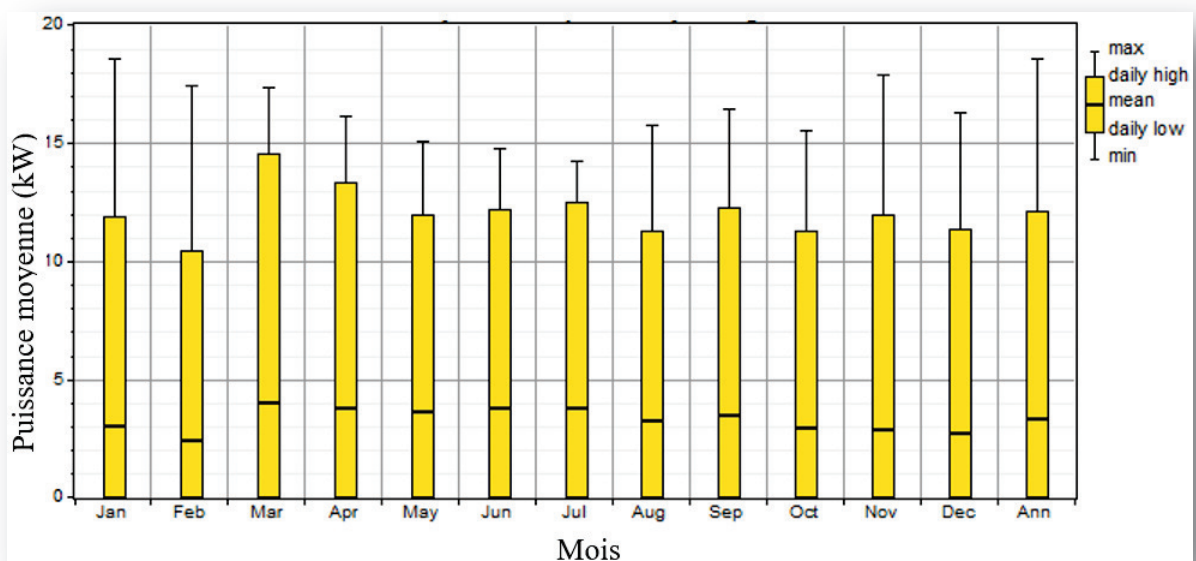


Figure II 13. Puissance moyenne mensuelle/annuelle calculé d'après l'équation ci-dessus.

II.2.2.5. Potentiel éolien

Les données relatives à la vitesse du vent ont été mesurées pour la région d'O/Fares, durant l'an 2015, toutes les heures au moyen de l'anémomètre de la station météo.

Les valeurs recueillies de la vitesse du vent sont marquées par une fluctuation importante au cours de l'année (Fig. II.14). L'écart enregistré a une valeur moyenne mensuelle maximale de 17,1m/s en Août et une moyenne mensuelle minimale nulle pour tout les mois de l'année (Fig. II.14).

La variabilité de la vitesse moyenne mensuelle du vent est plus importante au printemps et en, été, elle dépasse amplement la variabilité de la vitesse moyenne annuelle. Des distinctions saisonnières peuvent être remarquées: tendance à une légère diminution de la vitesse du vent en automne jusqu'a la fin de l'hiver.

La vitesse moyenne mensuelle du vent est inférieure à la vitesse moyenne annuelle à 10 m du sol du mois d'Octobre à Janvier et en Mars. La vitesse moyenne annuelle du vent n'a pas dépassé 3,0 m/s (Fig. II.14). Il a également été noté que les vitesses moyennes annuelles du vent varient entre 0,7 m/s et 6,2 m/s.

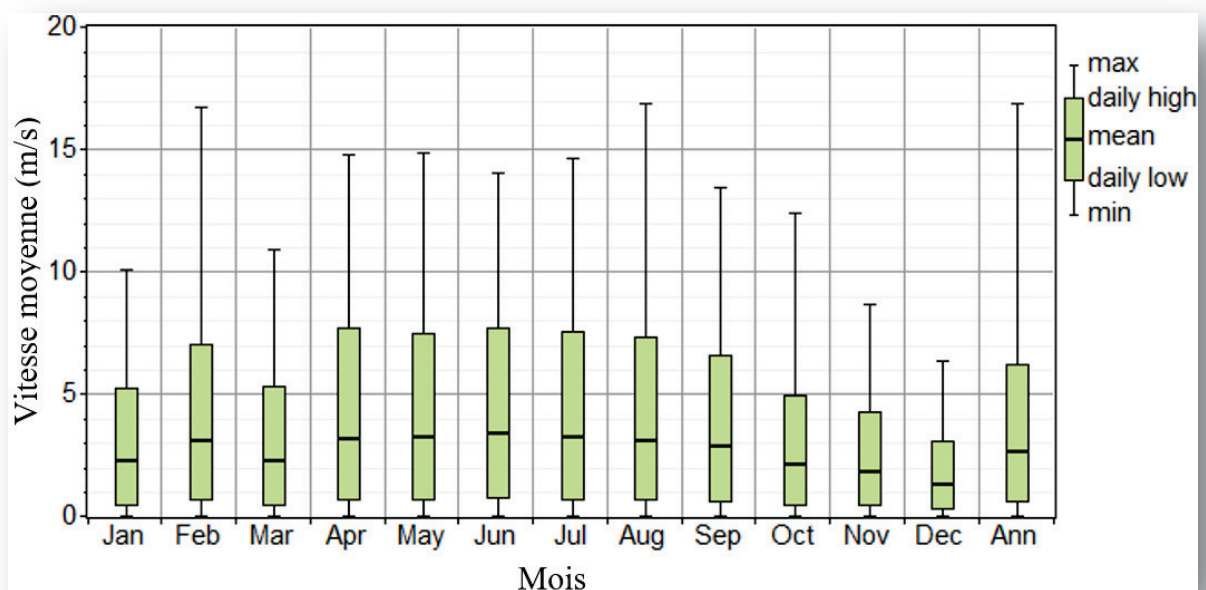


Figure II 14. Évolutions mensuelle et annuelle de la vitesse moyenne du vent pour la région d'Ouled Fares à 10 m du sol.

On observe des périodes où les vents sont forts en fluctuation (Février, Avril jusqu'à Septembre) et des périodes où les vents sont faibles pour les autres mois qui restent. Le profil de vent utilisé pour cette simulation est présenté dans la figure II.15.

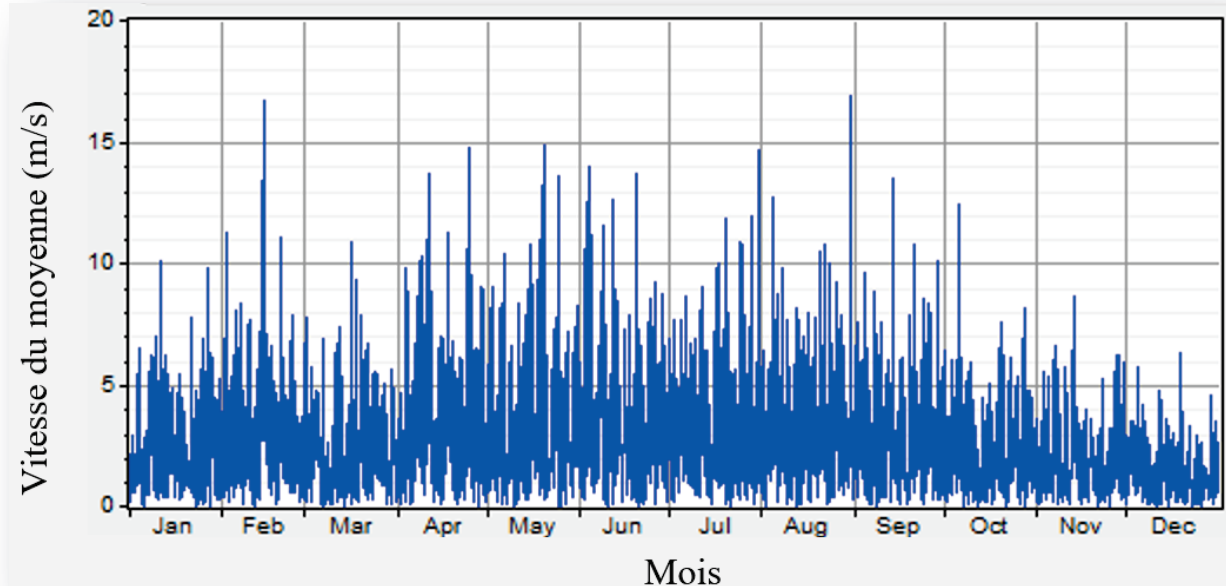


Figure II 15. Évolution journalier de la vitesse moyenne du vent pour la région d'Ouled Fares à 10 m du sol.

Le gisement éolien, en se basant sur les données de la station météorologique, (Fig. II.14) montre que la vitesse moyenne mensuelle du vent varie entre 3,4 et 1,32 m/s, ce qui donne une vitesse moyenne annuelle du vent de l'ordre de 2,68 m/s équivalent à 9,64 km/h d'après le tableau II.3.

Tableau II.3 Vitesses moyenne du vent mesuré à Ouled Fares.

Mois	Jan	Fév	Mar	Av	Mai	Juin	Juil	Ao	Sep	Oct	Nov	Déc	Mo
Vitesse du vent [m/s]	2,28	3,15	2,31	3,17	3,26	3,40	3,26	3,17	2,90	2,13	1,84	1,32	2,68

La distribution de Weibull est la plus utilisée dans la littérature, elle peut être utilisée pour décrire les variations du vent dans un régime, avec un niveau de précision acceptable. C'est pratiquement la seule méthode recommandée pour déterminer le potentiel éolien. La distribution de Weibull, ayant deux paramètres, est donnée par l'équation suivante [59]:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad \text{II.5.}$$

Où:

k=Paramètre de forme;

c=Paramètre d'échelle [m/s].

Les valeurs obtenues sont alors réparties en différentes classes de vitesses de vent. On peut alors exprimer le potentiel énergétique d'un site en fonction de la fréquence des différentes classes de vitesse (Fig. II.15).

Une analyse statistique des données tri-horaires de la vitesse du vent par rapport à la distribution de Weibull pour des classes de vitesse données à été effectuées. La classification des fréquences du vent effectuée à l'échelle annuelle pour la région d'Ouled Fares est représentée par l'histogramme de la figure II.16 qui a été évalué en utilisant la moyenne mensuelle de la vitesse du vent en 2015.

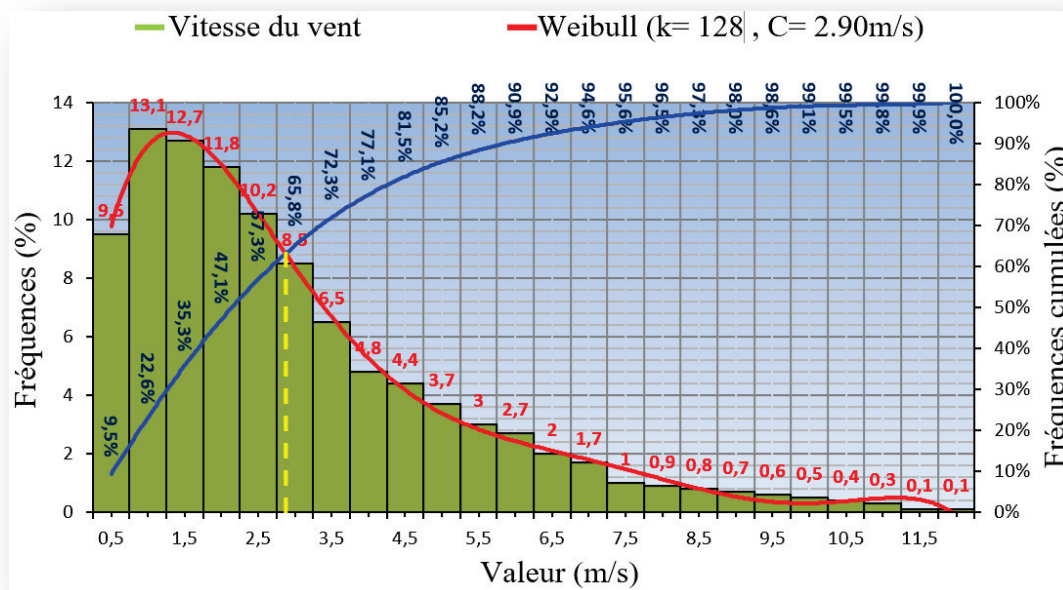


Figure II 16. Distribution statistique de la vitesse du vent à Ouled Fares (valeurs mesurées à 6^h, 12^h et 18^h, 2015) et ajustement par une loi de Weibull.

Sachant que HOMER calcule les paramètres (k et c) et permet la connaissance de la distribution des vents pour un site donné, à partir des données relatives à la vitesse du vent, qui dépend de la hauteur de l'anémomètre placé à 10 m au-dessus du sol. Dans notre cas, on a

introduit les vitesses moyennes mensuelles du vent, après calcul, le logiciel donne les valeurs suivantes:

- Le facteur de forme k , de la distribution de Weibull, ($k=1,28$);
- Le facteur d'autocorrélation ($r_1=0,857$);
- Le modèle de force journalier ($\delta=0,587$);
- L'heure du pic de la vitesse du vent ($\phi=18$).

L'analyse fréquentielle de la vitesse du vent, met en évidence les classes de vitesse prédominantes. Par conséquent et en fonction des caractéristiques des éoliennes disponibles sur le marché, on peut choisir celles qui fournissent le meilleur rendement.

On étudie la répartition de la vitesse du vent par classes, la fréquence d'occurrence étant exprimée directement (en %) ou de façon cumulée, ce qui permet de connaître la probabilité qu'une valeur de vitesse ne soit pas dépassée. La figure II.16 montre une prédominance de la tranche de classes 0,5-3 m/s qui représente 65,8% des cas avec un maximum pour la classe 1-2 m/s (37,6%). Presque la moitié des valeurs sont inférieures ou égales à 4 m/s (vents faibles). Les vents modérés 5-7 m/s représentent 13,1% des cas et les vents assez forts et forts 5,2%. Enfin, les vents violents et très violents ne représentent que 0,2% des cas.

II.6. Conclusions

Il a été question dans ce chapitre des potentialités solaires et éoliennes du site d'étude, qui ont été évaluées grâce à la récolte de données météorologiques sur la station météo acquise à cet effet et installée dans le périmètre du site de notre recherche. Les valeurs enregistrées ont permis d'effectuer des calculs et d'établir des graphes grâce à l'utilisation du logiciel HOMER afin de dimensionner les composants du SEH de façon optimale, ce qui fera l'objet du chapitre suivant.

Chapitre III

DIMENSIONNEMENT DU SYSTÈME HYBRIDE

III.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous proposons l'étude théorique de la faisabilité technique d'un système hybride à l'aide d'un outil de dimensionnement en vue d'analyser et d'optimiser les différentes combinaisons, en fonction des conditions météorologiques et des charges données ou estimées.

Ainsi, le logiciel HOMER de simulation a été choisi pour la configuration optimale de notre système d'étude.

Nous envisageons alors, l'étude d'un système de puissance hybride PV/Eolien/Diesel avec stockage (accumulateurs), pour satisfaire la demande en charge électrique d'un site isolé de 10 habitations, dans la Wilaya de Chlef, Algérie. Les prélèvements des valeurs de vitesse du vent et du rayonnement solaire ainsi que celles de la température, ont été faites durant l'année (2015).

III.2. Logiciels de dimensionnement

Il existe plusieurs logiciels de simulation des SEH [50,51] parmi lesquels les plus connus sont: HOMER, SOMES, RAPSIM, SOLSIM, INSEL... Tous ces logiciels ont pour but d'optimiser les systèmes hybrides, mais les stratégies d'optimisations sont différentes.

III.3. Critère du choix du logiciel HOMER

Les objectifs fixés pour notre recherche, nous ont permis de porter notre choix sur le logiciel HOMER, car il satisfait les conditions suivantes :

- Langue : français ou anglais;
- Accessibilité à tous (la gratuité ou le faible coût du logiciel, disponible sur Internet, simplicité d'utilisation);
- La simulation de systèmes hybrides connectés, ou hors réseau;
- L'évaluation des coûts et l'optimisation des systèmes.

III.3.1. Présentation de HOMER

C'est un outil développé par National Renewable Energy Laboratory (NREL) aux Etats-Unis [52]. Il se présente sous la forme d'un exécutable complètement autonome, capable de dimensionner et d'optimiser un système hybride contenant différents composants d'alimentation électrique, des SEH hors-réseau et raccordés au réseau, pour une variété d'applications.

HOMER exécute des simulations pour toutes les configurations possibles du système pour 8760 heures (365x24), dans le but de savoir si elles sont réalisables. Il évalue ensuite le

coût d'installation et de fonctionnement du système et propose une liste des configurations, classées par rapport au coût et à la durée de vie des composants.

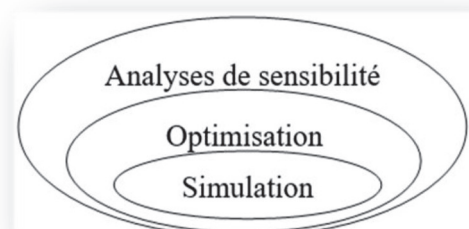
HOMER est un outil basé sur le modèle des séries chronologiques [42], il effectue un bilan énergétique horaire le long d'une année pour chaque configuration de système introduite par l'utilisateur. Il affiche ensuite la liste des configurations de systèmes triés par le coût actuel net qui combine le coût capital annuel par l'amortissement du composant au cours de sa durée de fonctionnement en utilisant les taux d'actualisation réels, de remplacement, de fonctionnement et de maintenance. Des analyses de sensibilité peuvent également être effectuées pour certaines variables, par exemple la vitesse annuelle du vent, l'irradiation annuelle. Enfin, une analyse de contrainte peut également être effectuée au moyen d'un facteur de capacité annuelle limité à une valeur maximale: si ce paramètre est fixé à 0%, alors le système doit satisfaire les charges tout le temps, alors que s'il est fixé à des valeurs de 1% à 5%, des économies considérables en puissance crête [26]. Le modèle a une interface graphique conviviale et très simple d'utilisation. Les choix effectués concernant les modèles adaptés et les valeurs par défaut des paramètres, ont eu pour objectif : d'une part, une prise en main aisée et rapide et d'autre part, une bonne utilité entre les besoins de l'utilisateur en termes de précision et de simulation et les informations que l'on est en mesure d'obtenir sur le réseau et ses composants.

HOMER est largement utilisé et accepté comme un outil de simulation. De nombreuses analyses de systèmes énergétiques hybrides ont été effectuées à l'aide de cet outil et ont été publiées sous forme d'articles, en particulier sur la revue « Renewable Energy ».

III.3.2. Caractéristiques principales de HOMER

Les caractéristiques de ce logiciel permettent de faire des simulations des systèmes hybrides, l'optimisation et termine avec des analyses de sensibilité sur ces systèmes optimisés (Fig. III.1) [53]. La solution obtenue par HOMER est la solution la moins coûteuse parmi différentes combinaisons de systèmes d'énergies renouvelables, d'énergies fossiles ou de systèmes hybrides comprenant deux sources d'énergie ou plus.

Figure III 1. Modèle conceptuel d'HOMER.



III.4. Présentation de la configuration choisie

Le système hybride de production de l'énergie, combine et exploite plusieurs sources disponibles facilement mobilisables. Le système qui nous intéresse, regroupe trois parties, à savoir, l'éolien, le photovoltaïque et comme appoint un groupe électrogène. Ces trois sources de production de l'énergie passent par un stockage électrochimique. Le système considéré, est représenté par la figure III 2. Dans notre cas précis (système autonome avec stockage pour 10 habitations), on s'intéresse aux systèmes de petites puissances, produisant du courant continu, facilement convertible en courant alternatif, grâce à l'intégration de convertisseur multidimensionnel.

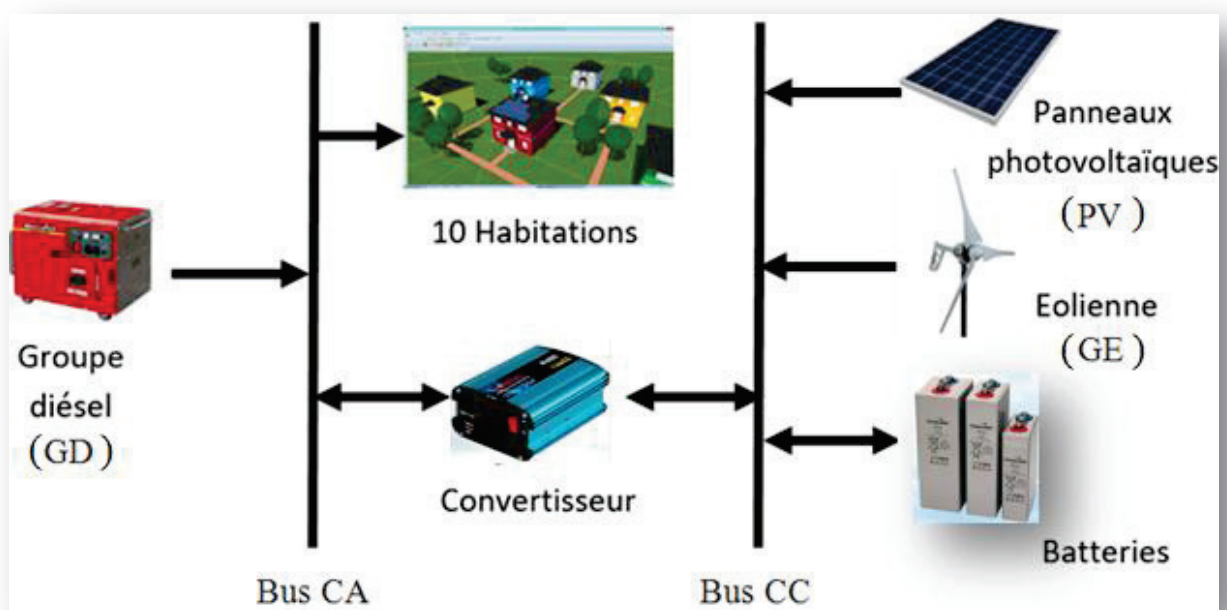


Figure III 2. Configuration de l'installation à dimensionner.

L'ajout du groupe électrogène à un système utilisant les énergies renouvelables, peut d'une part, augmenter la fiabilité du système et alimenter des charges plus énergétivores 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 apporter un certain service énergétique. En fait, ce n'est pas l'énergie en soi que réclame une population mais un service énergétique efficace et à moindre coût.

Cette étude fait en premier lieu, usage de dimensionnement et d'analyse du système hybride précité, se configure 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.

III.5. Dimensionnement technico-économique

Les modèles de dimensionnement sont des outils indispensables pour l'analyse et la comparaison des différentes combinaisons possibles des sources utilisées dans les SEH [12].

La démarche pour le dimensionnement du système hybride est la suivante:

- Satisfaction de la demande énergétique (charge);
- Dimensionnement d'un générateur photovoltaïque;
- Dimensionnement d'un aérogénérateur;
- Dimensionnement du système du groupe diésel;
- Dimensionnement du système de stockage;
- Dimensionnement du système de convertisseur bidirectionnel (onduleur/redresseur).

III.5.1. Satisfaction de la demande énergétique

Dans notre étude, nous avons choisi une maison type non raccordé au réseau de distribution d'énergie classique. La consommation électrique (Fig. III 3) du site, diffère d'un mois à un autre et d'une saison à une autre. On constate un pic de consommation pendant l'été, dû à l'utilisation des appareils énergivores (climatiseurs, congélateurs...).

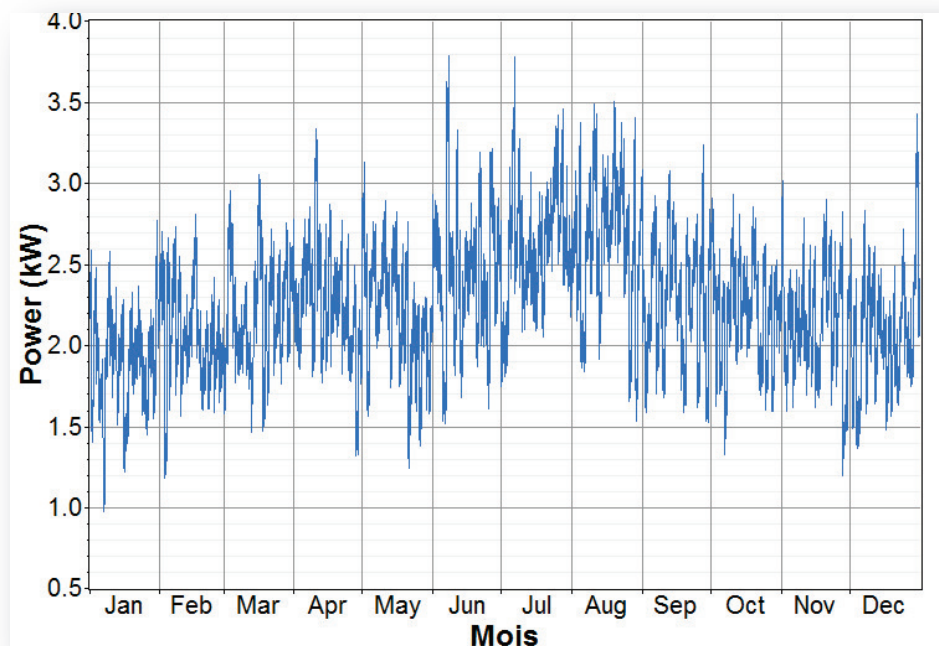


Figure III 3. Consommation journalière pour l'année 2015, identifiée par mois.

Les données de demande énergétique sont offertes par un prélèvement à partir d'un indicateur installé près du compteur d'une habitation type (famille de 07 personnes). Elles sont

offertes d'heure en heure pour les 365 jours de l'année. Pour obtenir la consommation totale moyenne mensuelle du site isolé, on multiplie les valeurs prélevées par 10 habitations.

En se basant sur les profils de consommation proposés, le dimensionnement de l'installation hybride a donné les résultats suivants: une puissance crête de 3,8 kW (coïncidant avec les mois de Juin et juillet) pour les charges en courant alternatif, ce qui correspond à une charge moyenne journalière de 54 kWh sur l'année 2015. Il est à noter que ce n'est pas les coupures et les chutes de tension qui provoquent le dysfonctionnement du système, mais la taille et le pic de consommation qui en sont responsables.

III.5.1.1. Profil de consommation par mois pour l'année 2015

La charge est un élément important dans un système hybride d'énergie renouvelable (SHER). La figure.III.4 montre le profil de la charge journalière calculée pour les 10 habitations du site. Ces données ont été transformées en charge horaires dans un tableau Excel de 8760 valeurs (365x24), HOMER utilise ce fichier pour effectuer un dimensionnement du système hybride qui correspond à une charge d'une valeur moyenne de 54 kWh/j et un pic de puissance instantanée de 3,8 kW en Juin et Juillet.

Le graphique figure III 4, montre deux paliers, l'un croît de Janvier à Juillet, l'autre décroît d'Août à Décembre. Une représentation de la consommation mensuelle moyenne apparaît dans ce graphique.

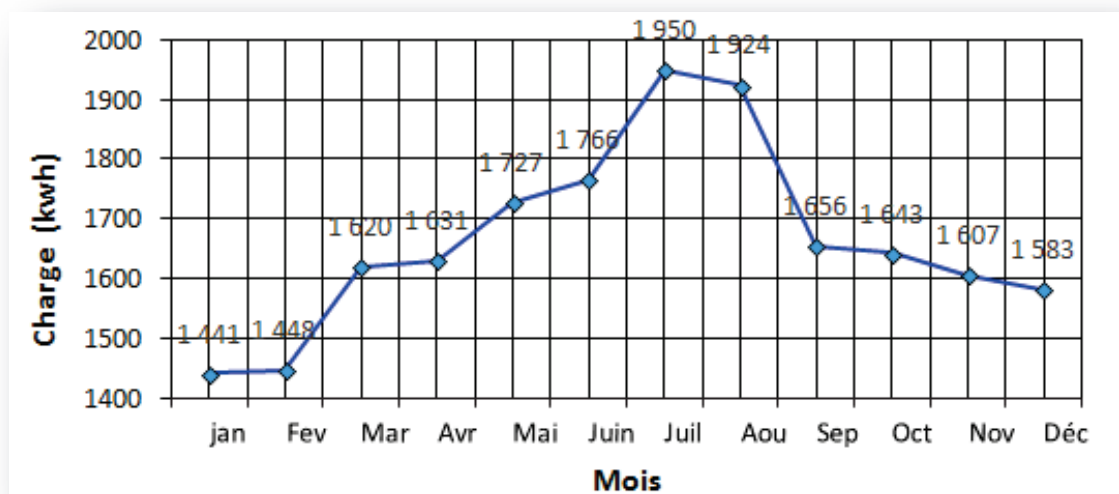


Figure III 4. Consommation mensuelle moyenne.

III.5.1.2. Profils journaliers

Les profils journaliers reflètent la consommation des résidences pour les 24 heures d'une journée. En séparant les profils de Janvier à Juillet de la même année, (Fig. III 5) et de Septembre à Décembre (Fig. III 6), il est plus aisé de déduire une évolution journalière.

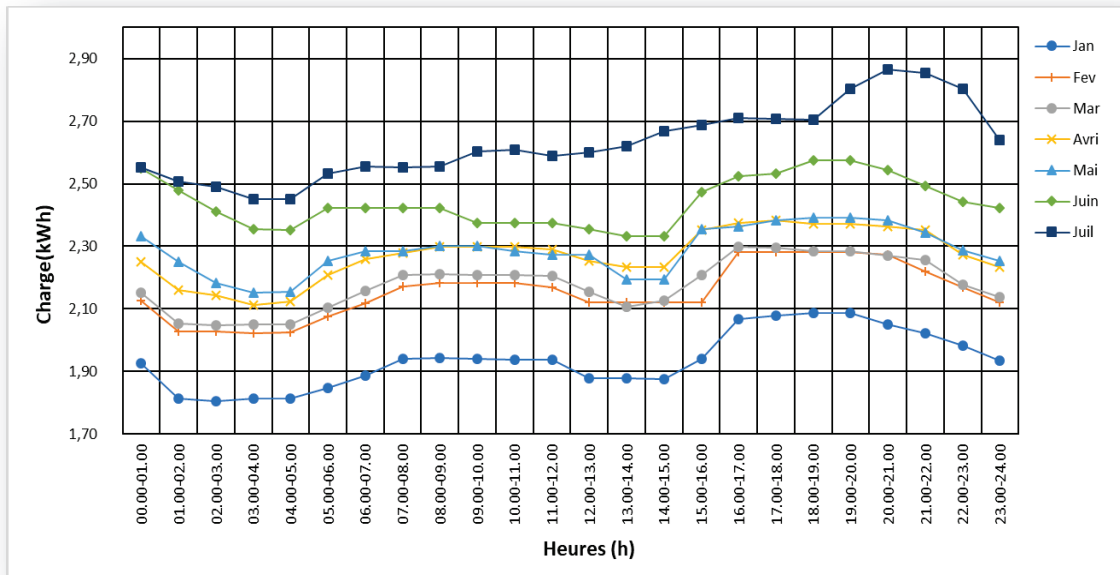


Figure III 5. Profils journaliers-Janvier à Juillet.

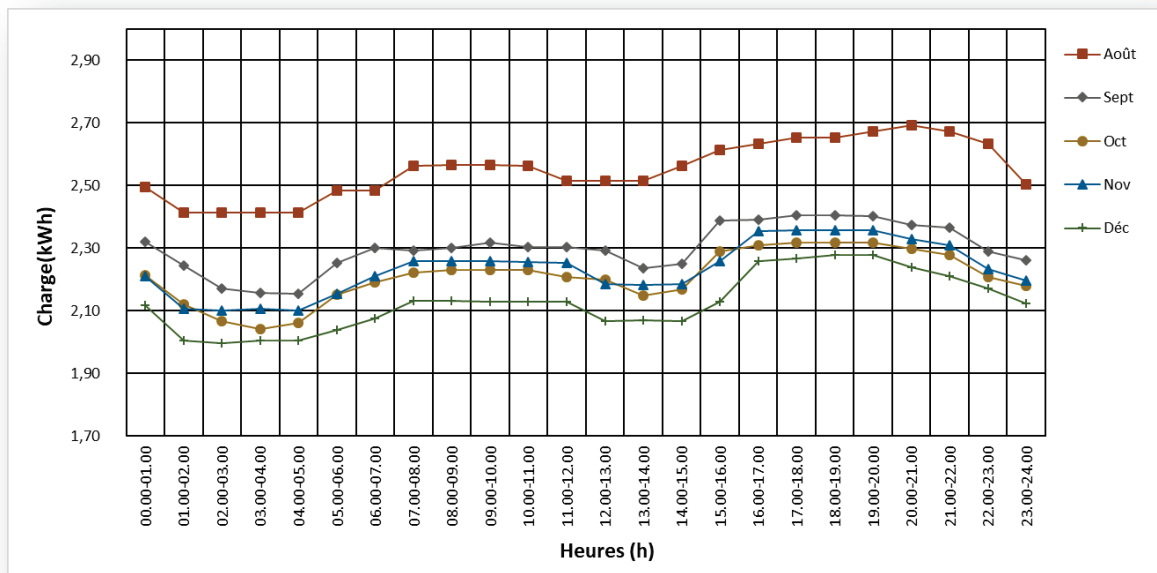


Figure III 6. Profils journaliers-Août à Décembre.

On remarque très bien sur figure III 5, que de Janvier à Juillet, la consommation journalière augmente progressivement et de façon plus marquée de Juillet à Août où les températures élevées favorisent l'utilisation des appareils énergivores. De Septembre à Décembre (Fig. III.6), la consommation journalière diminue de façon significative.

En portant un regard sur toute l'année, on note que les heures de consommation importante sont les mêmes pour tous les mois de l'année. Les plus fortes consommations ont lieu lors du retour du travail jusqu'au coucher (entre 16^h00 et 22^h00) et le matin entre le réveil et le départ au travail (entre 6^h00 et 9^h00).

La figure III 7 montre la charge électrique annuelle maximale des valeurs moyennes qui est de 3,8 kWh aux mois de Juin et Juillet, tandis que la charge minimale est de 1 kWh au mois de Janvier, ce qui fait une moyenne annuelle de 2,25 kWh. Les données de charge du site isolé sont illustrées par la figure III 4 ci-dessus.

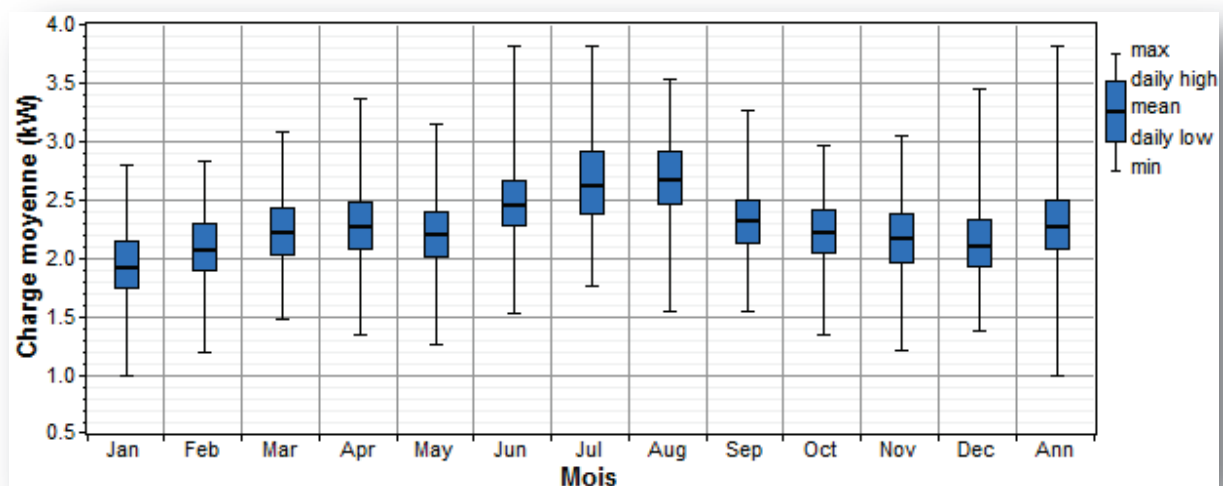


Figure III 7. Charge moyenne saisonnière pour l'année 2015.

III.5.1.3. Critères d'optimisation

Différents critères sont utilisés pour optimiser le système en fonction du site d'installation. Les critères les plus fréquemment utilisés sont:

III.5.1.3.1. Probabilité de la perte de charge (LOLP) ou Probabilité de perte d'approvisionnement (LPSP)

La probabilité de perte d'énergie 'LPSP' pour une période d'analyse t , est le rapport de la somme de toutes les valeurs de perte d'énergie pour la même période sur l'énergie produite. En général, le calcul de ce paramètre est défini en utilisant l'équation suivante [54]:

$$LOPL = \frac{\sum_{i=1}^m (E_{\text{Charge},i} - E_{\text{Prod},i})}{\sum_{i=1}^m E_{\text{Charge},i}} \quad \text{III.1}$$

Où:

$E_{\text{charge},i}$: Energie demandée par le consommateur pour la période i ;

$E_{\text{prod},i}$: Energie produite;

t : Nombre de périodes.

III.5.1.3.2. Coût global d'énergie actualisé (LCOE)

Diverses approches sont utilisées pour le calcul du coût qui dépend de plusieurs paramètres:

- L'énergie demandée par le consommateur;
- Le coût d'investissement initial pour l'achat des composants du système;
- Le coût de leur installation;
- Le coût de maintenance et de remplacement (pour les éléments qui ont une vie d'exploitation plus courte que celle de l'élément qui définit la vie d'exploitation du système hybride);
- Les pénalités d'émission;
- Etc...

HOMER définit le coût d'énergie (COE) comme le coût moyen par kWh d'énergie électrique utile produite par le système. Pour calculer le COE, HOMER divise le coût annualisé de production d'électricité (le coût annualisé total moins le coût de la charge thermique) par la charge électrique totale saisie, en utilisant l'équation suivante [46]:

$$COE = \frac{C_{\text{Ann,tot}} - C_{\text{Th}} \cdot H_{\text{Th}}}{E_{\text{Prod}}} \quad \text{III.2}$$

Où:

$C_{\text{Ann,tot}}$: Coût total annuel du système [\$/an];

C_{Th} : Coût thermique [\$/kWh];

H_{Th} : Charge totale thermique délivrée [kWh/an];

E_{Prod} : Charge électrique totale délivrée [kWh/an].

Le deuxième terme dans le numérateur est la part du coût annualisé qui résulte de la charge thermique. Dans les systèmes qui ne se servent pas de charge thermique ($H_{\text{Thermal}}=0$), ce terme sera égal à zéro [46].

Avec:

$$C_{Ann,tot} = CRF(i, R_{proj}) \cdot C_{NPC,tot} \quad \text{III.3}$$

Où:

$C_{NPC,tot}$: Coût actuel net total [\$/DZD];

i : Taux d'intérêt réel annuel [%];

R_{proj} : Durée de vie du projet [an];

$CRF(i, R_{proj})$: Facteur de récupération capital.

Le coût net actuel (NPC) total est la principale sortie économique d'HOMER, la valeur par laquelle il classe toutes les configurations du système dans les résultats d'optimisation et la base à partir de laquelle il calcule le coût total annualisé et le coût d'énergie.

III.5.2. Dimensionnement d'un générateur photovoltaïque

III.5.2.1. Analyse fonctionnelle d'un PV

Le rayonnement est la source principale d'énergie discontinue pour faire fonctionner un panneau photovoltaïque. Ce dernier transforme l'énergie solaire en énergie électrique (Fig. III.8).

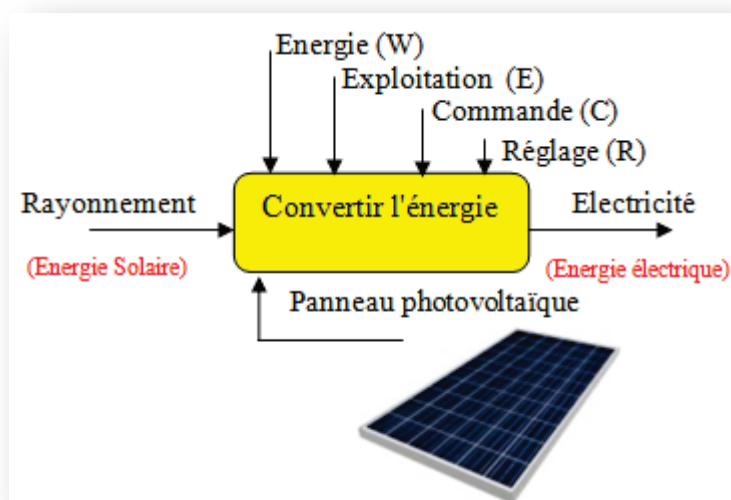


Figure III 8. Analyse fonctionnelle d'un panneau photovoltaïque.

La modélisation du générateur PV a pour but de déterminer la puissance P_{gPV} (W) et le rendement du panneau photovoltaïque η_{PV} (%). Les performances des modules photovoltaïques dépendent de plusieurs paramètres, à savoir, l'éclairement et la température.

La puissance horaire délivrée par le générateur solaire PV, de surface de captation totale A_{PV} (m^2), lorsqu'il reçoit un éclairement horaire incident G_t (W/m^2), est donnée par [55]:

$$P_{g_{PV}}(t) = \eta(t) \cdot A_{PV} \cdot G_{inc}(t) \quad III.4$$

Avec le rendement du système $\eta(t)$ est donné par [56]:

$$\eta(t) = \eta_m(t) \cdot \eta_{ond} \cdot F_p \quad III.5$$

et le rendement des modules $\eta_m(t)$, donné par:

$$\eta_m(t) = \eta_{Ref.m} \cdot [1 - \beta_T \cdot (T_c(t) - T_{Ref.c})] \quad III.6$$

Où:

$\eta_{Ref.m}$ =Rendement de référence du module PV [%];

η_{ond} =Rendement de l'onduleur [%];

F_p =Facteur de pertes du système (pertes de connexion, pertes dues à la température, etc...);

β_T =Coefficient de variation du rendement;

$T_{Ref.c}$ =Température de référence de la cellule [°];

T_c =Température de la cellule [°].

La température T_c est calculée selon Duffie et Beckman, par l'équation II 3 4, cf. chapitre II [57]:

$$T_c(t) = T_a(t) + \left(\frac{T_{NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{T,NOCT}} \right) \cdot G_{inc}(t) \quad III.7$$

Avec $T_a(t)$, qui exprime la température ambiante horaire et T_{NOCT} (°C) représente la température des cellules dans les conditions NOCT (Normal Operating Cell Temperature: $G_{T,NOCT}=0,8 \text{ kW/m}^2$, $T_{a,NOCT}=20^\circ\text{C}$, Spectre AM=1,5).

III.5.3. Dimensionnement d'un aérogénérateur

III.5.3.1. Analyse fonctionnelle d'un aérogénérateur

Le vent est la source principale d'énergie discontinue pour faire fonctionner une éolienne. Cette dernière transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en électricité (Fig. III.9). La vitesse du vent peut être donc modélisée comme une fonction scalaire qui évolue dans le temps, comme le montre la figure III 14.

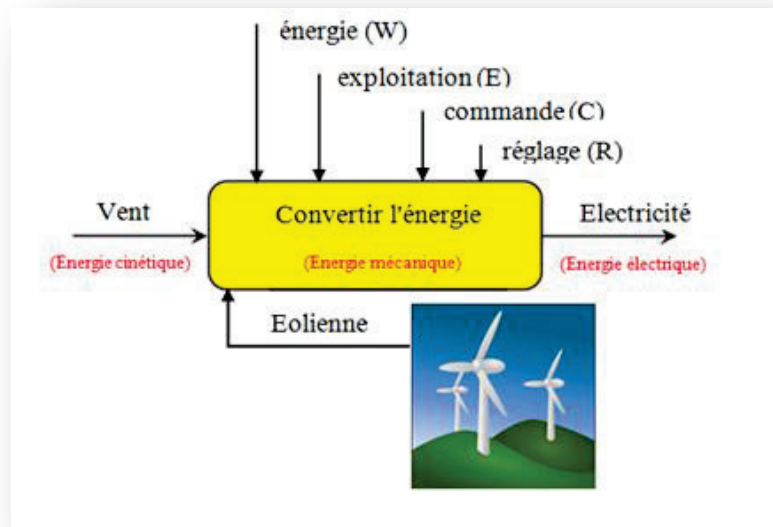


Figure III 9. Analyse fonctionnelle d'une éolienne.

L'aérogénérateur étudié dans le cadre de ce travail, est une éolienne SW Whisper 100 [58] avec un générateur à vitesse non constante, à coût minimal et énergétiquement assez performant pour le système étudié (Fig. III.10) [62].



Figure III 10. Eolienne à axe horizontal "Whisper 100" [63].

III.5.3.2. Schéma technique d'analyse structurée et de modélisation

La figure III 11 présente le schéma technique d'analyse structurée et de modélisation (S.A.D.T) où les pâles du rotor éolien sont conçues pour capter l'énergie cinétique contenue dans le vent et la transférer au moyeu fixé sur l'arbre de l'éolienne. En général, la transmission

de puissance entre le moyeu et le générateur électrique est réalisée à travers un multiplicateur de vitesse de rotation.

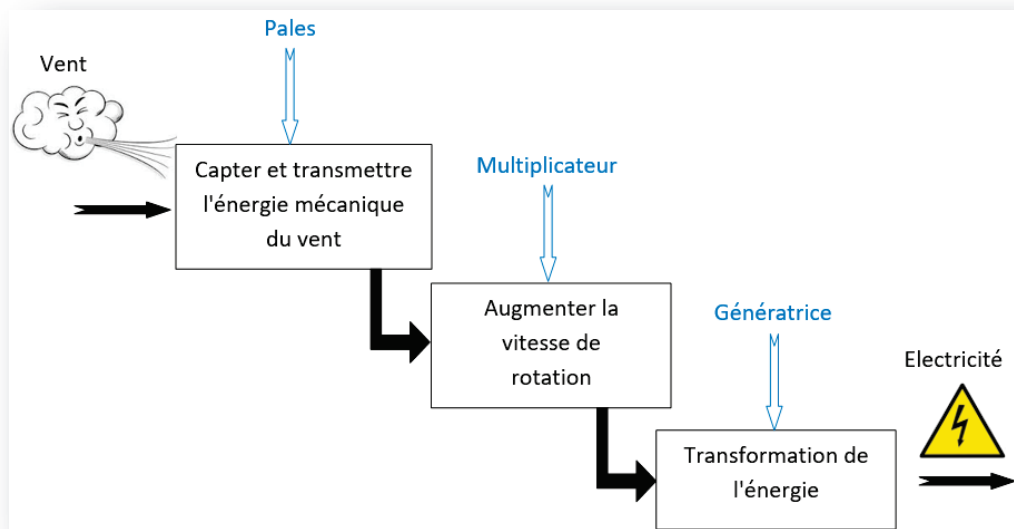


Figure III 11. S.A.D.T d'une éolienne.

III.5.3.3. Conversion aérodynamique

Le dimensionnement d'un aérogénérateur est corrélé à l'étude du vent qui est une variable d'entrée du système, sa vitesse varie rapidement avec le temps. Le dimensionnement de l'aérogénérateur a déjà fait l'objet de nombreux travaux antérieurs [59,60]. La modélisation de cet élément est fondée sur des équations algébriques qui décrivent son fonctionnement [61]. Cette modélisation aérodynamique dépend de trois facteurs essentiels (Fig. III.12):

- Le calcul de la vitesse;
- Le calcul du coefficient de la puissance du rotor (C_p);
- Le calcul du couple aérodynamique.

La vitesse du vent (V_{vent}) et l'angle d'inclinaison des pales (β) sont définis par l'utilisateur. La structure de la chaîne cinématique est composée du moteur électrique, d'un multiplicateur mécanique à pignons et de trois pâles.

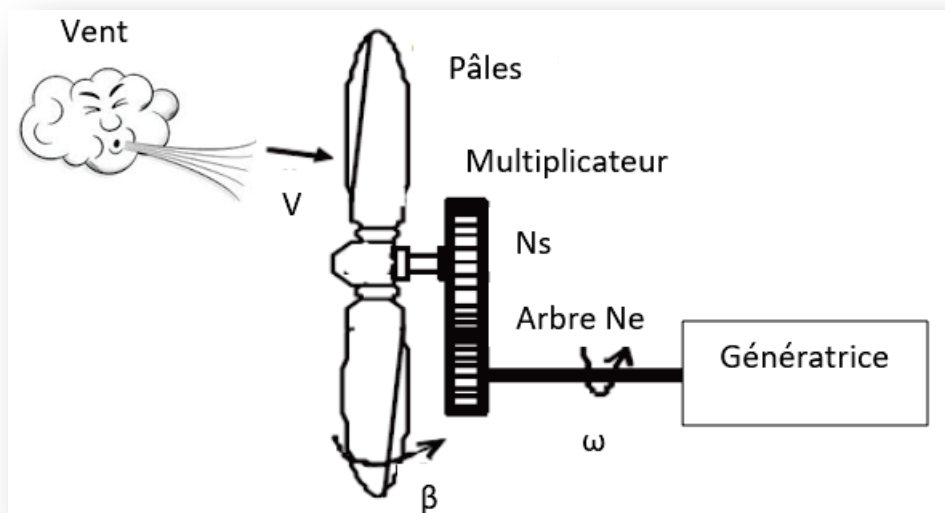


Figure III 12. Aérogénérateur.

L'équation du rapport de multiplication (r) de la vitesse de rotation du rotor (Pales) de l'éolienne est la suivante:

$$r = \frac{N_s}{N_e} \quad \text{III.8}$$

Où:

N_e = Nombre de tour à l'entrée [tr/mn];

N_s = Nombre de tour à la sortie [tr/mn].

III.5.3.3.1. L'énergie disponible

Considérons un tube de longueur dl , de section S , de masse volumique ρ dans lequel passe de l'air, animé d'une vitesse V (Fig. III 13) :

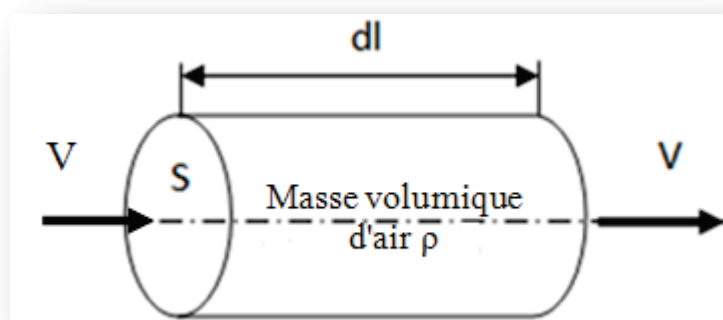


Figure III 13. Tube d'air.

L'énergie cinétique de ce tube d'air est:

$$dW_c = \frac{1}{2} dm V^2 \quad \text{III.9}$$

Avec: $dm = \rho S dl$

Or, nous savons que $dl = V dt \Rightarrow V = dl/dt$

D'où:

$$dW_c = \frac{1}{2} \rho S V^3 dt \quad \text{III.10}$$

On en déduit ainsi l'expression du potentiel éolien P_d (W/m^2), disponible sur un site donné par unité de temps (t) et par unité de surface (m^2) de la roue d'une éolienne:

$$P_d = \frac{dW_c}{dt} = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad \text{III.11}$$

Où:

ρ = Masse volumique de l'air;

V = Vitesse du vent [m/s].

Des paramètres tels que les vitesses moyennes annuelles, mensuelles et horaires du potentiel éolien, ont été calculés à 10 m du sol à l'aide du logiciel HOMER.

La puissance disponible maximale fournie par le vent, s'obtient lorsque l'énergie cinétique de rotation de l'air, après passage au niveau de l'éolienne est faible, c'est-à-dire pour une forte vitesse angulaire de rotation ω (rd/s) et un faible couple sur l'arbre.

Remarque: Nous rappelons que la vitesse angulaire de rotation ω se définit par:

$$\omega = \frac{\pi.N}{30} = \frac{2\pi.N}{60} \quad \text{III.12}$$

III.5.3.3.2. L'énergie récupérable

On définit un coefficient aérodynamique de puissance (C_p) ou coefficient de performance propre à chaque éolienne, qui dépend directement des caractéristiques de l'éolienne. Ce coefficient de performance varie avec le vent et exprime l'efficacité du rotor dans la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.

Le coefficient de puissance tient compte de la limite de Betz, c'est pour cela qu'il sera toujours inférieur à cette limite, il est de l'ordre de 35 % pour une éolienne à axe horizontal.

III.5.3.3.3. Démonstration de la limite de Betz

On considère une veine de vent avec un rotor balayant une surface S (Fig. III.14), V_1 est la vitesse du vent en amont du rotor (avant que celui-ci ne le traverse) et V_2 la vitesse du vent en aval du rotor (après que celui-ci ait traversé le rotor) [65].

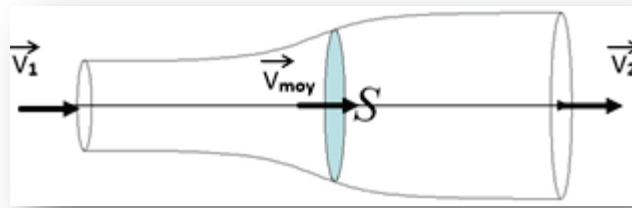


Figure III 14. Tube de Betz [64].

D'après l'équation III.9, selon le théorème de l'énergie cinétique, l'énergie cinétique d'une masse d'air est égale à la moitié du produit de cette masse par le carré de sa vitesse de déplacement.

$$E_c = \frac{1}{2} m V^2 \quad \text{III.13}$$

A) Energie cinétique

Calculons maintenant la masse d'air déplacée en amont du rotor en 1 seconde:

$$m = S V_1 \rho \quad \text{III.14}$$

S = Surface de la roue d'une éolienne [m^2].

La puissance cinétique de cette masse d'air est donc égale à:

$$E_{c1} = \frac{1}{2} m V_1^2 \quad \text{III.15}$$

En remplaçant m par son expression donnée précédemment nous avons:

$$E_{c1} = \frac{1}{2} S V_1 \rho V_1^2 \quad \text{III.16}$$

Nous procédons de la même façon pour calculer E_{c2} , la puissance cinétique en aval du rotor

$$E_{c2} = \frac{1}{2} S V_2 \rho V_2^2 \quad \text{III.17}$$

B) Variation de l'énergie cinétique

La variation de l'énergie cinétique de la masse d'air qui passe à travers le rotor est donc égale à (en remplaçant la vitesse de l'air par sa valeur moyenne):

$$\Delta E_c = E_{c2} - E_{c1} \quad \text{III.18}$$

$$\Delta E_c = \frac{1}{2} m V_2^2 - \frac{1}{2} m V_1^2 \quad \text{III.19}$$

$$\Delta E_c = \frac{1}{2} m (V_2^2 - V_1^2) \quad \text{III.20}$$

$$\Delta E_c = \frac{1}{2} S \rho V_{\text{moy}} (V_2^2 - V_1^2) \quad \text{III.21}$$

C) Energie absorbée par le rotor

Calculons maintenant l'énergie ou la puissance absorbée par le rotor. La variation de la quantité de mouvement de la veine de vent entre l'amont et l'aval du rotor s'exprime par la relation:

$$\vec{p} = m \cdot \vec{V}_{\text{moy}} \quad \text{III.22}$$

Avec:

$$m = \rho \cdot S \cdot V_{\text{moy}} \quad \text{III.23}$$

Et:

La variation de quantité de mouvement de la veine de vent entre l'amont et l'aval du rotor vaut donc:

$$\vec{p} = \rho S V_{\text{moy}} (\vec{V}_1 - \vec{V}_2) \quad \text{III.24}$$

Nous pouvons en déduire que l'énergie perdue par la veine de vent est donc celle absorbée par le rotor soit:

$$W = \vec{p} \cdot \vec{V}_{\text{moy}} = \rho S V_{\text{moy}}^2 (V_1 - V_2) \quad \text{III.25}$$

On admet que les vitesses du vent en amont et en aval du rotor ont la même direction.

Or, nous savons que cette énergie est égale à l'opposé de la variation d'énergie cinétique soit:

$$W = -\Delta E_c \quad \text{III.26}$$

En remplaçant W et ΔE_c par leurs expressions trouvées précédemment, nous obtenons l'égalité suivante:

$$\rho S V_{\text{moy}}^2 (V_1 - V_2) = -\frac{1}{2} \rho S V_{\text{moy}} (V_2^2 - V_1^2) \quad \text{III.27}$$

En développant l'identité remarquable du type $a^2 - b^2$ nous avons

$$V_{\text{moy}} (V_1 - V_2) = -\frac{1}{2} (V_2 - V_1) \cdot (V_2 + V_1) \quad \text{III.28}$$

Nous pouvons en déduire l'expression de V_{moy} des deux dernières équations.

$$V_{\text{moy}} = \frac{1}{2} (V_1 + V_2) \quad \text{III.29}$$

D) Energie maximale

Considérons l'équation III.27 et déterminons maintenant V_2 pour que l'énergie W soit maximale.

En remplaçant V_{moy} par son expression calculée précédemment, il vient:

$$W = \rho \cdot S \cdot \frac{(V_1 + V_2)^2}{4} \cdot (V_1 - V_2) \quad \text{III.30}$$

$$W = \rho \cdot S \cdot \frac{(V_1 + V_2)}{4} \cdot (V_1^2 - V_2^2) \quad \text{III.31}$$

L'énergie W est maximale pour une vitesse V_2 telle que sa dérivée première s'annule et que sa dérivée seconde est négative.

Soit:

$$\frac{dW}{dV_2} = 0 \quad \text{III.32}$$

Ou encore :

$$\frac{d(\rho \cdot S \cdot (-V_2^3 - V_1 V_2^2 + V_1^2 V_2 + V_1^3))}{dV_2} = 0 \quad \text{III.33}$$

Ce qui revient à écrire:

$$-3V_2^2 - 2V_1 V_2 + V_1^2 = 0 \quad \text{III.34}$$

On résout cette équation du second degré, d'inconnue V_2 , nous avons deux solutions possibles:

$$V_2 = \frac{2V_1 + 4V_1}{-6} < 0 \quad \text{III.35}$$

Cette solution est impossible

Et:

$$V_2 = \frac{2V_1 - 4V_1}{-6} = \frac{V_1}{3} \quad \text{III.36}$$

En substituant la relation (III 36) dans la relation (III 31), il vient:

$$W = \rho \cdot S \cdot \left(\frac{2V_1}{3}\right)^2 \cdot \left(V_1 - \frac{V_1}{3}\right) \quad \text{III.37}$$

D'où l'énergie maximale:

$$W_{\text{max}} = \rho \cdot S \cdot V_1^3 \cdot \frac{8}{27} \quad \text{III.38}$$

E) Calcul du coefficient de l'énergie maximale

Nous savons que l'énergie récupérable du vent s'exprime par

$$W = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad \text{III.39}$$

W est donc maximale pour $V_2 = (1/3) \cdot V_1$ (Fig III.15).

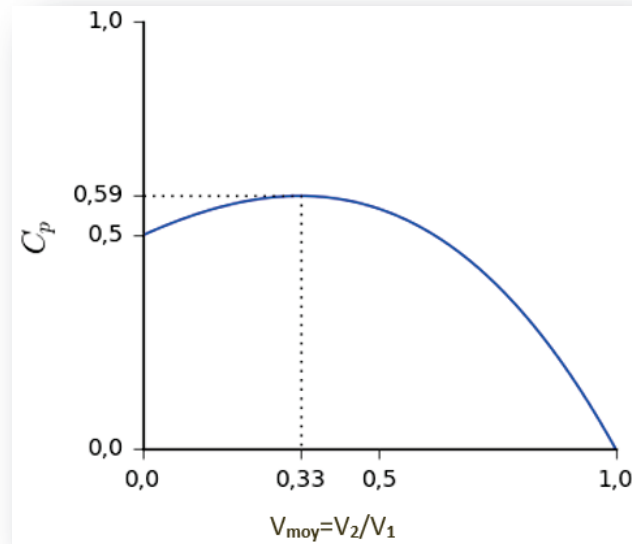


Figure III 15. Coefficient de l'énergie maximale (C_p) en fonction du rapport de vitesse du vent [66]

Nous pouvons donc écrire W_{max} sous cette forme, soit:

$$W_{max} = \rho \cdot S \cdot V_1^3 \cdot \frac{8}{27} = \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_1^3 \quad \text{III.40}$$

Par identification, nous déduisons la valeur de C_p

$$C_p = \frac{P_{max\text{éolienne}}}{P_{veine}} = \frac{16}{27} \approx 0,59 \quad \text{III.41}$$

Nous retrouvons la limite de Betz, qui représente aussi le rendement maximal théorique d'une éolienne fixée à $16/27$, soit environ 59,3 %. Ce chiffre ne prend pas en compte les pertes d'énergie occasionnées lors de la conversion de l'énergie mécanique du vent en énergie électrique.

Dans le cas d'une hélice de diamètre D, la limite de Betz est égale à:

$$P = 0,37 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot V^3 \quad \text{III.42}$$

$$P = 0,29 \cdot D^2 \cdot V^3 \quad \text{III.43}$$

P est la puissance fournie par un aérogénérateur, et est proportionnelle:

- au carré des dimensions du rotor.
- au cube de la vitesse du vent.

III.5.4. Dimensionnement d'un générateur diesel (GD)

III.5.4.1. Analyse fonctionnelle d'un groupe diesel

Un groupe électrogène et un accouplement entre un moteur thermique et une génératrice pour produire de l'électricité (Fig.III.16).

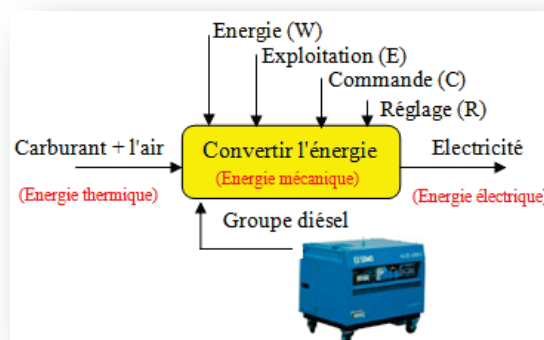


Figure III 16. Analyse fonctionnelle d'un groupe diesel.

III.5.4.2. Critères de choix d'un GD

Comme indique dans la section I.4.3.1.2, le choix d'un groupe électrogène, est important pour bien identifier nos besoins en énergie (Fig.III.17). Un groupe électrogène sous dimensionné s'use rapidement et a des pannes récurrentes. Au contraire, un gros groupe électrogène non utilisé ou très peu, a tendance rapidement à avoir des fuites et des dysfonctionnements.



Figure III 17. Groupe diesel [68].

Les caractéristiques qui nous permettent de choisir le type et le modèle du groupe électrogène convenable aux exigences de notre installation, sont les suivants: la puissance, la régulation et le type de carburant.

III.5.4.2.1. Puissance d'un groupe électrogène

La puissance est le critère le plus important pour le choix d'un groupe électrogène. On parle ici de la puissance électrique de sortie et non de la puissance du moteur thermique.

Le choix de la puissance du GD dépend de la puissance du site, des pics de consommation et des appareils utilisés.

- La puissance nominale du GD doit être supérieure à la puissance moyenne de consommation du site, afin de ne pas risquer une surcharge à l'appareil et un endommagement irréversible.
- La puissance nominale du GD doit être supérieure à la puissance du pic et à la puissance de démarrage de certains appareils (réfrigérateur, lampe...).

Le courant fourni par un générateur diesel à un instant (t) est donné par [69]:

$$I_{GD}(t) = I_{GD,max} \cdot x_{GD}(t) \quad \text{III.44}$$

Où:

$I_{GD,max}$ =Intensité maximale du générateur diesel [A];

$x_{GD}(t)$ =Taux de charge (en % de sa puissance nominale) à un instant (t).

Pour un nombre n_{GD} de générateurs, le courant total généré à un instant t est donné par:

$$I_{GD}(t) = \sum_{i=1}^{n_{GD}} I_{GDi,max} \cdot x_{GDi}(t) \cdot \varepsilon_i(t) \quad \text{III.45}$$

$\varepsilon_i(t)$ traduit l'état d'arrêt ou de marche du groupe i à un instant t ($\varepsilon_i(t)=1$ si le groupe est en marche et $\varepsilon_i(t)=0$ si le groupe est à l'arrêt).

Un générateur diesel est caractérisé par sa consommation (horaire ou spécifique) de carburant. La consommation horaire d'un générateur diesel $q_{GD}(t)$ est donnée par la formule suivante [70]:

$$q_{GD}(t) = a \cdot P_{GD}(t) + b \cdot P_{GD,nom} \quad \text{III.46}$$

Où:

a (l/kWh) et b (l/kWh) sont des constantes.

$P_{GD}(t)$ et $P_{GD,nom}$: Respectivement la puissance délivrée à un instant t et la puissance nominale du générateur diesel. Leurs expressions sont:

$$P_{GD}(t) = \sqrt{3} \cdot I_{GD}(t) \cdot U_{GD,nom AC} \cdot \cos\varphi \quad \text{III.47}$$

$$P_{GD,nom} = \sqrt{3} \cdot I_{GD,max}(t) \cdot U_{GD,nom AC} \cdot \cos\varphi \quad \text{III.48}$$

Où:

$U_{GD,nom AC}$ et $\cos(\varphi)$ sont respectivement la tension nominale à courant alternatif du générateur diesel et le facteur de puissance.

Pour un nombre n_{GD} de générateurs, on a:

$$P_{GD}(t) = \sum_{i=1}^{n_{GD}} \sqrt{3} \cdot I_{GDi}(t) \cdot U_{GDi,nom AC} \cdot \cos\varphi \cdot \varepsilon_i(t) \quad \text{III.49}$$

$$P_{GD,nom} = \sum_{i=1}^{n_{GD}} \sqrt{3} \cdot I_{GDi,max}(t) \cdot U_{GDi,nom AC} \cdot \cos\varphi \cdot \varepsilon_i(t) \quad \text{III.50}$$

D'où à un instant t , la consommation en carburant des générateurs diesels est donnée par:

$$q_{GD}(t) = \sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot \sum_{i=1}^{n_{GD}} [I_{GDi,max} \cdot U_{GDi,nom AC} \cdot (a \cdot x_{GDi}(t) + b) \cdot \varepsilon_i(t)] \quad \text{III.51}$$

III.5.4.2.2. Régulation et démarrage d'un groupe électrogène

En pratique, il est préférable d'adopter un régulateur et un démarrage automatique du groupe électrogène [71] pour permettre la stabilité de la fréquence du courant du groupe électrogène et assurer la continuité de la production électrique dans un générateur diesel. La fréquence du courant alternatif produit par l'alternateur dépend de la variation de vitesse de rotation du moteur du groupe électrogène.

III.5.4.2.3. Type de carburant d'un groupe électrogène

Les moteurs à combustion interne les plus efficaces sont les moteurs diesel [72]. Ils sont donc constitués d'un moteur thermique à 4T (temps), qui entraîne une génératrice. Les plus petits peuvent délivrer une puissance de moins de 1 kW/h (pour moteur 2T). Dès que l'on atteint 4 à 5 kW/h, on ne trouve plus que des moteurs diesels.

III.5.5. Dimensionnement du système de stockage

III.5.5.1. Analyse fonctionnelle d'une batterie

Une batterie est un dispositif qui stocke de l'énergie chimique (Fig.III.18). Lorsque la batterie est activée, cette énergie chimique libère de l'énergie électrique.

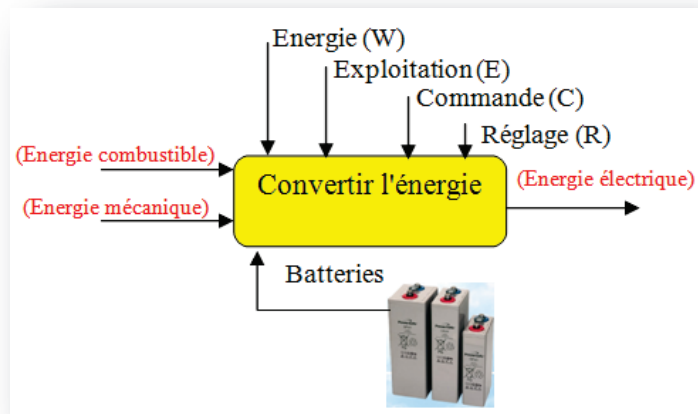


Figure III 18. Analyse fonctionnelle d'une batterie.

Bien que l'installation puisse fonctionner sans système de stockage, le rôle des batteries est essentiel pour mieux optimiser les paramètres de fonctionnement, afin de minimiser la part de l'énergie produite par le groupe diesel et diminuer les émissions des gaz. L'excès de production par les générateurs renouvelables est donc stocké dans les batteries.

III.5.5.2. Modèle de charge de batterie

L'état de charge de batterie (E_{bat}) est l'un des paramètres électriques est employé pour caractériser une batterie à un instant (t). Il est défini par la quantité d'énergie encore disponible en (Ah) divisé par la capacité nominale de la batterie [11]:

$$E_{bat}(t) = SOC = \frac{C_{bat}}{C_{bat\ max}} = E_{bat}(t-1)(t-\sigma) + \left(E_s(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{ond}}\right)\eta_{bat} \quad III.52$$

Où:

$E_{bat}(t)$ = SOC (State of Charge) = Énergie stockée dans la batterie à t , [Wh] ou [Ah];

$E_{bat}(t-1)$ = Énergie stockée dans la batterie à l'instant initiale ($t-1$), [Wh] ou [Ah];

σ = Taux horaire d'autodécharge;

$E_s(t)$ = Énergie produite par la source, [Wh];

$E_L(t)$ = Énergie demandée par la charge à une date t , [Wh];

η_{ond} = Rendement de l'onduleur.

Avec: $0 \leq SOC \leq 1$ III.53

Si $SOC=1$, la batterie est totalement chargée, si $SOC=0$, la batterie est totalement déchargée.

L'état de charge actuel de batterie dépend de plusieurs facteurs:

- État de charge initiale de batterie;
- L'énergie produite par l'éolienne E_E ;

- L'énergie produite par le groupe électrogène E_{GD} ;
- L'énergie photovoltaïque E_{PV} ;
- L'énergie demandée par la charge E_{Ch} .

III.5.5.3. Modèle décharge de la batterie

Le déchargement de la batterie s'explique par l'énergie consommé par la charge lorsqu'elle est supérieure à l'énergie fournie par le générateur éolien et le photovoltaïque. Pour altérer le manque; dans ce cas, l'énergie stockée à un instant t , peut être exprimée par l'équation ci-dessous [74,75]:

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t - 1)(t - \sigma) + \left(\frac{E_L(t)}{\eta_{ond}} - E_s(t) \right) \quad \text{III.54}$$

III.5.5.4. L'efficacité de charge et décharge de la batterie

L'efficacité du chargement et celle du déchargement sont considérées comme rendement total de la batterie η_{bat} , exprimé par la relation suivante:

$$\eta_{bat} = \frac{E_{PV} + E_E}{E_{Ch}} \quad \text{III.55}$$

L'efficacité de l'accumulateur dépend de plusieurs paramètres et varie notamment avec l'état de charge de la batterie. Le plus souvent, pendant la charge, elle est comprise entre 60% et 80%. Cependant, il est très important de contrôler les flux d'énergie par un régulateur de charge pour protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes, afin de préserver les performances et prolonger la durée de vie des batteries. Il est également impératif d'assurer la surveillance et la sécurité de l'installation (surchage, alarmes, fusibles, inversions de polarité). Lorsque la puissance fournie dépasse la puissance demandée, la batterie se charge et sa capacité à un temps t , peut être décrite par l'équation III 57.

III.5.6. Dimensionnement du système de conversion (convertisseur)

III.5.6.1. Analyse fonctionnelle du convertisseur bidirectionnel

L'interconnexion entre deux bus (canal de communication) de courant CC/CA est réalisée par l'intermédiaire d'un convertisseur bidirectionnel de tension (Fig.III.19). Ce composant de puissance a un rôle clé dans la productivité énergétique et dans la fiabilité du système. Il reçoit une tension continue du bus, CC de 12 à 48V, qu'il transforme en une tension alternative plus élevée (fonction onduleur) et inversement pour la recharge des batteries de stockage à partir des bus AC (fonction redresseur) [11].

Le convertisseur considéré est bidirectionnel, constitué de deux parties:

- Partie onduleur (Entrée CC, Sortie CA);
- Partie redresseur (Entrée CA, Sortie CC).

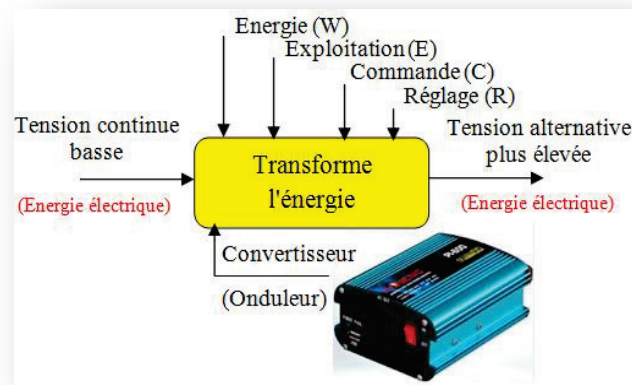


Figure III 19. Analyse fonctionnelle d'un convertisseur.

Dans une configuration électrique de sources renouvelable, la conversion de courant nécessite la présence d'un onduleur. Il est nécessaire de connaître la relation entre la puissance d'entrée et celle de sortie. Cette relation, exprimant le rendement énergétique d'un onduleur, est souvent considéré comme constant [77, 78, 79, 80, 81]. Il existe plusieurs approches pour définir la modélisation d'un onduleur en fonction de la puissance délivrée. Nous présentons l'une des approches basées sur le rendement de l'onduleur.

III.5.6.2. Courbe de charge des onduleurs

Le rendement d'un onduleur η_{ond} , dépend de la charge, c'est-à-dire de la puissance de sortie en courant alternatif $P_{S,\text{ond}}$. Cette dépendance s'appelle courbe de charge de l'onduleur et sera utilisée pour l'analyse du fonctionnement des systèmes hybrides en régime établi. Pour le convertisseur CC/AC, on connaît la puissance en courant continu d'entrée (celle produite par la source renouvelable) et non la puissance de sortie. Par conséquent, il est nécessaire d'exprimer le rendement en fonction de la puissance d'entrée [82,83].

Les pertes électriques réduites p_{pertes} , peuvent être exprimées avec une précision satisfaisante par une composante constante, indépendante de la charge, p_0 (%). Leur expression est présentée dans l'équation suivante:

$$p_{\text{pertes}} = \frac{P_{\text{pertes}}}{P_{\text{ond}}} = p_0 + k \cdot p^2 \quad \text{III.56}$$

Où:

P_{pertes} = Pertes électriques [%];

P_{ond} = Puissance nominale de l'onduleur [%];

p_0 et k = Coefficients calculés à partir des données fournies par le constructeur, par les équations III.57 et III.58:

$$p_0 = \frac{1}{99} \left(\frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9 \right) \quad \text{III.57}$$

$$k = \left(\frac{1}{\eta_{100}} \right) - p_0 - 1 \quad \text{III.58}$$

Où:

η_{10} et η_{100} sont les rendements respectivement à 10 et 100% de charge, par rapport à la puissance nominale, donnée par le constructeur.

La puissance réduite p_{red} appelée aussi taux de charge τ_{ond} , s'exprime par:

$$\tau = p_{\text{red}} = \frac{P_{\text{S,ond}}}{P_{\text{ond}}} \quad \text{III.59}$$

Où:

$P_{\text{S,ond}}$ = Puissance de sortie de l'onduleur [kW];

La variation du rendement de l'onduleur en fonction du taux de charge est représentée par la figure III 20. L'analyse de cette courbe nous permet de constater qu'à charge partielle, le rendement est mauvais et il n'est donc acceptable qu'à pleine charge.

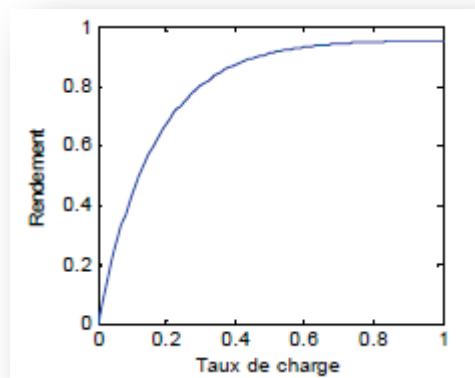


Figure III 20. Courbe typique du rendement d'un onduleur en fonction du taux de charge [11].

Les pertes électriques sont la différence entre la puissance en courant continu d'entrée $P_{\text{E,ond}}$ et la puissance en sortie:

$$P_{\text{pertes}} = P_{\text{E,ond}} - P_{\text{S,ond}} \quad \text{III.60}$$

Ainsi, en combinant les équations III.56 et III.60, on obtient:

$$(p_0 + k \cdot p^2) \cdot P_{\text{ond}} = P_{E,\text{ond}} - P_{S,\text{ond}} \quad \text{III.61}$$

D'autre part, la puissance d'entrée peut être exprimée à partir de la puissance de sortie et du rendement:

$$P_{E,\text{ond}} = \frac{P_{S,\text{ond}}}{\eta_{\text{ond}}} \quad \text{III.62}$$

Ainsi, après substitution de III.62 dans III.61 et en utilisant III.60, on obtient l'équation:

$$p_0 + k \cdot p^2 = \frac{p}{\eta_{\text{ond}}} - p \quad \text{III.63}$$

D'où le rendement de l'onduleur:

$$\eta_{\text{ond}} = \frac{p}{p + p_0 + k \cdot p^2} \quad \text{III.64}$$

De nos jours, les meilleurs onduleurs atteignent des pics de rendement de 98% et la moyenne est de 95,2% [84].

III.6. Conclusions

On a effectué une présentation des différents composants des SEH, en fonction des conditions météorologiques et des charges données. Ce dimensionnement nous a permis d'obtenir de nombreuses informations. En particulier:

- ✓ Probabilité de perte d'énergie;
- ✓ Coût global d'énergie actualisé du système;
- ✓ Rendement des modules photovoltaïques;
- ✓ Rendement maximal théorique d'une éolienne;
- ✓ Choix de la puissance du GD;
- ✓ L'état de charge de batterie;
- ✓ La variation du rendement de l'onduleur;

Il vient s'ajouter à cela, la possibilité de comparer très rapidement des architectures et des configurations, sur la base du coût du kWh, ce qui fera l'objet du chapitre IV, où nous procéderons à la simulation du système d'étude, à l'analyse et à l'interprétation des résultats.

Chapitre IV

SIMULATION ET ANALYSE DES RÉSULTATS

IV.1. Introduction

Après avoir effectué le dimensionnement des différents composants des SEH, on va simuler les différentes configurations de notre système d'étude. Ce qui implique l'insertion des données suivantes dans le logiciel HOMER:

- ✓ Les coûts associés à l'utilisation de chaque composant du système;
- ✓ Les coûts de remplacement de chaque matériel en prenant en compte leur durée de vie, la quelle est dépendante de leur sollicitation;
- ✓ Pour chaque composant: la production utile, le taux d'utilisation, les horaires d'utilisation, la durée de vie moyenne;

On obtient de nombreux résultats sous forme de liste de plusieurs configurations possibles.

- La configuration triée par coût et cycle de vie.
- La configuration triée par type de système.

Toutes les deux sont classées selon le critère du coût net actuel (NPC) et le coût d'énergie (COE). Ces coûts permettent de comparer les différentes options pour la conception d'un système hybride optimal.

Enfin, le système optimal choisi est comparé à la situation connectée au réseau, afin de calculer la distance minimale séparant le site d'étude au réseau et correspondante au seuil de rentabilité du SEH.

IV.2. Simulation des composants du système

IV.2.1. Simulation du générateur photovoltaïque

IV.2.1.1. Entrée des données du générateur photovoltaïque

La simulation définie par HOMER pour la recherche du système optimal, prendra en considération les paramètres suivants: ordre de grandeur des coûts : l'investissement [\$/DZD], le remplacement [\$/DZD] et les frais des opérations et de maintenances (O & M) [\$/DZD /an] tableau IV 1, la puissances crête [kW] tableau IV.2 ,les propriétés électrique et thermique du PV tableau IV 3. Les modules PV sont fixes, orientés vers le sud et inclinés sous un angle de 36° par rapport à l'horizontale (effet cosinus).

Tableau IV 1: Les données du coût du PV [58].

Taille [kW]	Capital [\$/]	Remplacement [\$/]	O & M [\$/an]
1	1176	1176	0

Tableau IV 2: Puissance crête considérée.

Taille [kW]
0
10
20
30
40

Tableau IV 3: Caractéristiques thermique et électrique du PV modèle CEM100M-36.

Désignation	Valeur	Unité
Courant de sortie	CC	A
Durée de vie	20	année
Facteur de puissance de sortie	80	%
Angle d'inclinaison	36	°
Azimut γ	Sud - 0	°
L'albédo	20	%
Coefficient de température de puissance	-0.46	%/°
Température d'utilisation de la cellule	25	°
Rendement en STC	13.5	%

HOMER donne un graphe qui montre que le coût de l'installation augmente avec l'augmentation de sa puissance crête (Fig. IV.1).

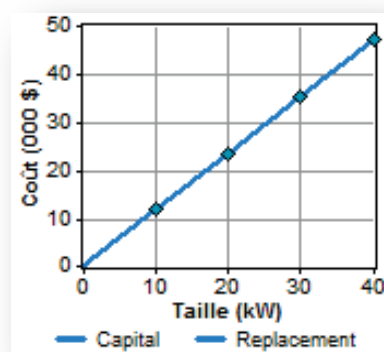


Figure IV 1. Courbe du coût du PV.

Le coût du PV varie linéairement avec sa taille. Dans notre étude, le coût des panneaux photovoltaïques est évalué à 1176 \$/kW équivalent à 127576,008 DZD/kW et le coût de remplacement est estimés à 1176 \$/kW (127576,008 DZD/kW). Quant au coût d'exploitation et de maintenance, il est estimé comme étant nul.

Lors de la spécification des coûts capitaux et de remplacement, on doit tenir compte de tous les coûts associés au sous-système PV, ce qui peut inclure:

- Les panneaux photovoltaïques;
- Le matériel de montage;
- Le système de tracking (maximum power point tracker MPPT);
- Le système de contrôle;
- Le câblage;
- L'installation.

La puissance délivrée par le PV a un pourcentage de pénétration très élevé par rapport aux autres générateurs voir tableau IV 4. Les paramètres de fonctionnement du PV sont donnés dans le tableau IV 4:

Tableau IV 4: Paramètres de fonctionnement du PV.

Désignation	Valeur	Unité
Durée de fonctionnement	4386	h/an
Facteur de capacité	16,6	%
Puissance minimale	0	kW
Puissance moyenne	3,3	kW
Puissance maximale	18,6	kW
Coût spécifique de l'énergie	0,0718	\$/kWh
Pénétration du PV	147	%

Les puissances journalières moyennes ainsi que les puissances mensuelles moyennes pour chaque mois de l'année, sont représentées respectivement par les courbes des figures IV 2 et IV 3 et le tableau IV 5 ci-après.

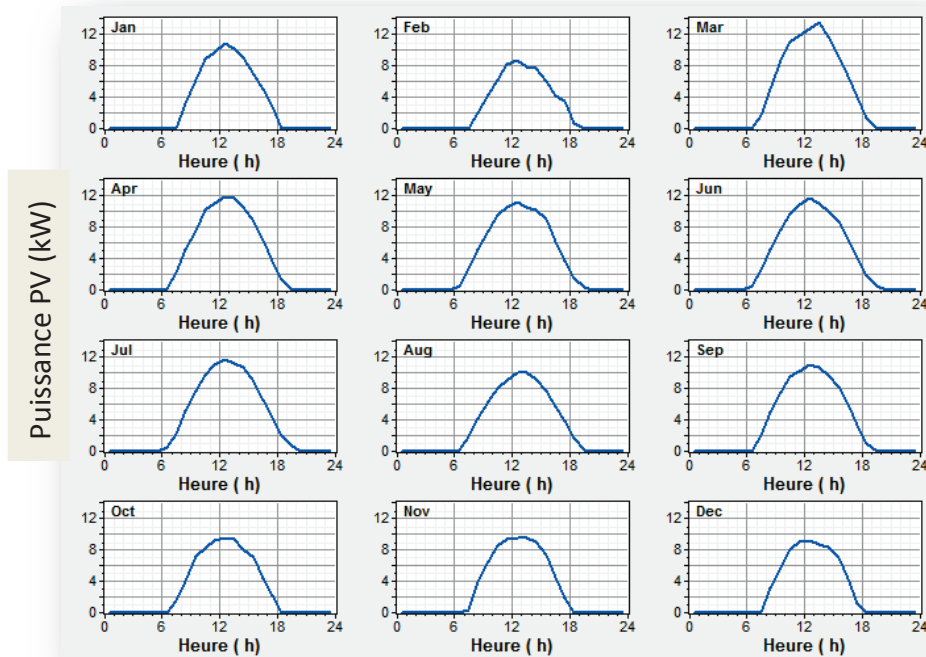


Figure IV 2. Puissances journalières moyennes délivrées par le PV.

Le diagramme ci-dessous (Fig. III.3) illustre la production journalière du générateur photovoltaïque durant toute l'année. La couleur noir représente, selon l'échelle à droite, les périodes de l'arrêt. La couleur bleu pour les périodes à très faible production et le jaune pour celles à forte production, alors que la couleur rouge montre les deux pics durant le mois de Janvier et février à la même heure c'est à dire de 12^h à 13^h. La production moyenne est représentée par la couleur verte.

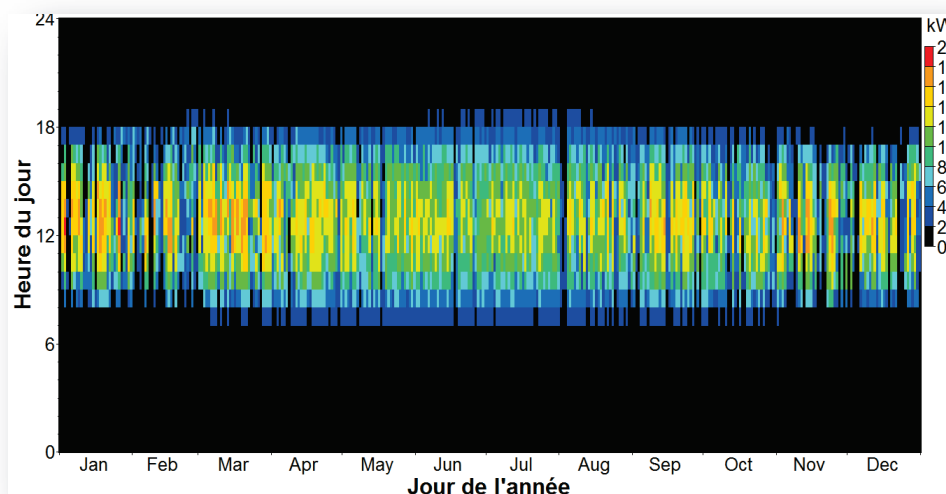


Figure IV 3. Production mensuelles moyenne du PV pour l'année 2015.

Pour mieux analyser la distribution de la production du générateur photovoltaïque sur l'année, on utilise les puissances mensuelles moyennes développées par ce dernier, données par le tableau IV 5 et représentées par la figure IV 4 ci-après.

Tableau IV 5: Puissance moyenne mensuelle du PV.

Mois	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Moy
P [kW]	3,1	2,5	4,1	3,8	3,75	3,85	3,9	3,2	3,5	2,9	2,9	2,7	3,35

Le générateur photovoltaïque a un très bon potentiel le long de l'année. En effet, les puissances moyennes mensuelles maximales sont supérieures à 11 kW durant l'année 2015.

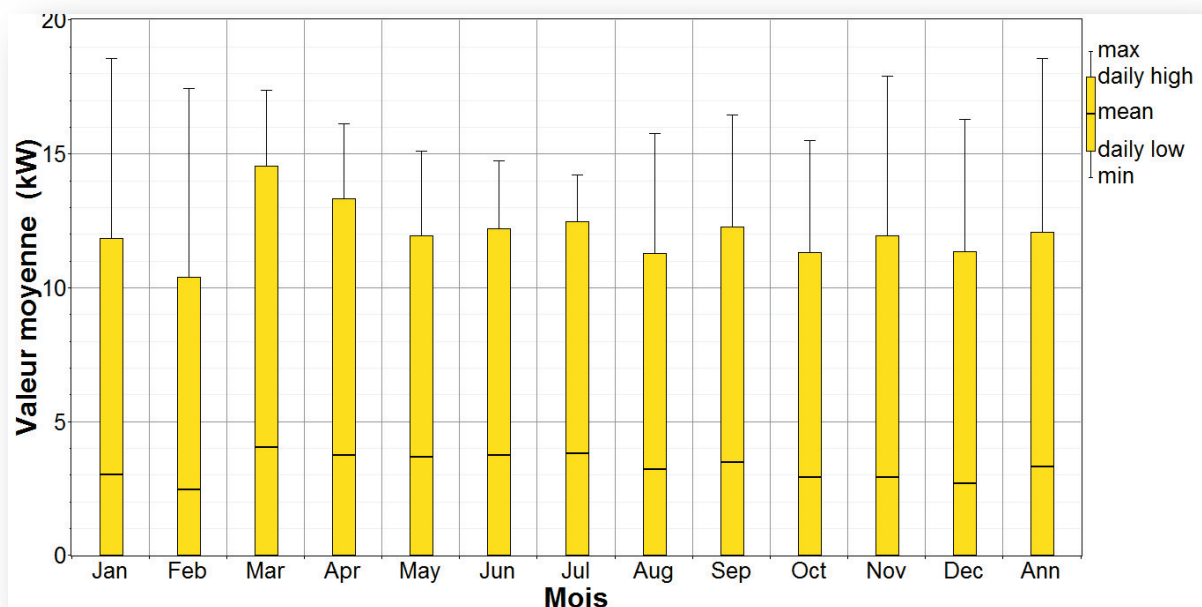


Figure IV 4. Représentation des puissances mensuelles moyennes du PV.

IV.2.2. Simulation d'un aérogénérateur

IV.2.2.1. Entrée des données de l'aérogénérateur

HOMER possède différents types d'éoliennes déjà stockées dans sa bibliothèque de composants. Une fois le type d'éolienne choisi, les propriétés vont s'afficher automatiquement (paramètres techniques) tableau IV.8. Tout comme pour les panneaux solaires, il faut entrer les données des coûts [58].

- Coût capital de cette éolienne [\$/DZD], tableau IV 6.
- Coût de remplacement de cette éolienne [\$/DZD], tableau IV 6.

- Coût d'opération et d'entretien des éoliennes [\$/y;DZD/an], tableau IV.6.
- Nombre d'éoliennes, tableau IV.7.

Tableau IV.6: Les données du coût de l'aérogénérateur.

Quantité	Capital [\$]	Remplacement [\$]	O & M [\$/an]
1	2145	2145	51

Tableau IV.7: Nombre d'éoliennes considérées.

Quantité
0
1
2
3

Enfin, il faut aussi indiquer sa durée de vie en années et la hauteur du moyeu de l'éolienne en mètres.

Voici les caractéristiques spécifiques techniques correspondant à l'éolienne SW Whisper100 à axe horizontal, illustrées dans tableau IV.8 [63]:

Tableau IV.8: Paramètres techniques.

Désignation	Valeur	Unité
Diamètre du rotor	2,1	m
Poids	22,56	kg
Dimension	1295 x 508 x 330	mm
Vitesses de démarrage	3,4	m/s
Tension	12;24;36;48;U à CC	V
Puissance délivrée	900/12,5	W
Vitesse de survie	55	m/s
Nombre de pâles	3	-
Corps de la génératrice	FGL - Al	-
Garantie	5	année

HOMER donne un graphe qui montre que le coût de l'installation augmente linéairement avec le nombre d'éolienne (Fig. IV.5).

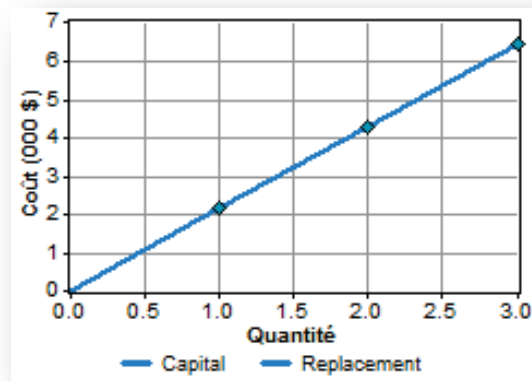


Figure IV 5. Courbe du coût d'éolienne.

Dans notre étude, le coût capital d'éolien est évalué à 2145 \$, équivalent à 232696,035 DZD et le coût de remplacement est évalué à 2145 \$, (232696,035 DZD). Quant au coût d'exploitation et de maintenance est estimés à 51 \$, (5532,633 DZD) par an.

IV.2.2.2. Calcul de la puissance de la turbine

HOMER utilise une interpolation linéaire pour calculer la puissance fournie (Fig. IV.6) par l'éolienne en fonction de la vitesse du vent à partir du tableau IV.9. Les valeurs de vitesses de vent sont récoltées dans la station météorologique à Ouled Fares.

Tableau IV 9: Valeurs de la puissance de sortie.

Vitesse du vent V (m/s)	Puissance de sortie (kW)	Vitesse du vent V (m/s)	Puissance de sortie (kW)	Vitesse du vent V (m/s)	Puissance de sortie (kW)
0,00	0,000	8,50	0,334	17,00	0,850
0,50	0,000	9,00	0,391	17,50	0,829
1,00	0,000	9,50	0,451	18,00	0,808
1,50	0,000	10,00	0,517	18,50	0,788
2,00	0,000	10,50	0,586	19,00	0,769
2,50	0,000	11,00	0,656	19,50	0,748
3,00	0,000	11,50	0,724	20,00	0,727
3,50	0,006	12,00	0,801	20,50	0,706
4,00	0,022	12,50	0,863	21,00	0,685
4,50	0,039	13,00	0,900	21,50	0,665
5,00	0,063	13,50	0,918	22,00	0,644
5,50	0,090	14,00	0,920	22,50	0,624
6,00	0,119	14,50	0,914	23,00	0,603
6,50	0,153	15,00	0,907	23,50	0,583
7,00	0,191	15,50	0,895	24,00	0,562
7,50	0,237	16,00	0,880		
8,00	0,282	16,50	0,865		

La loi de puissance obtenue par les 3 pales de l'éolienne en fonction de la vitesse, du vent est donnée par la figure IV 6 (le rendement du multiplicateur et celui de la génératrice ne sont pas pris en compte dans cette figure).

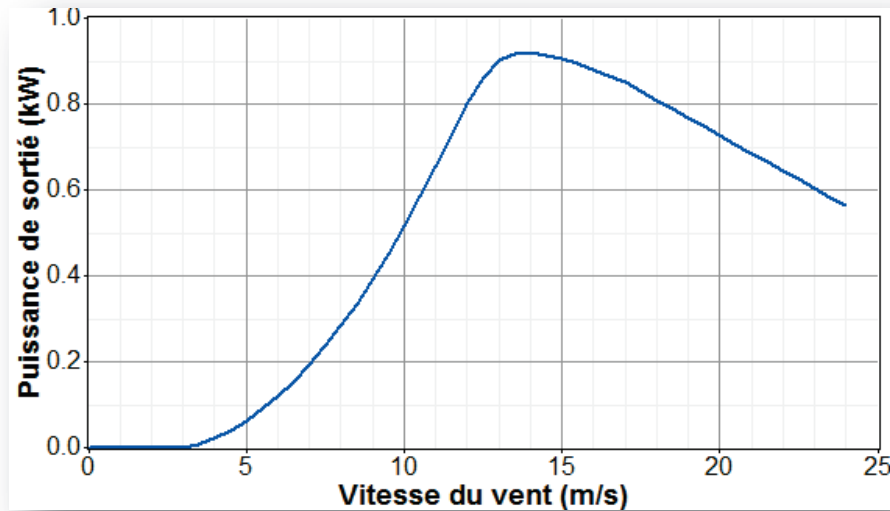


Figure IV 6. Courbe de puissance obtenue en fonction de la vitesse du vent.

La caractéristique de la courbe d'éolienne Whisper 100, donne la courbe de puissance de sortie qui varie avec la vitesse du vent, cette puissance est minimale à 6 W, correspond à une vitesse moyenne de départ de 3,5 m/s d'après l'enregistrement du tableau IV 9.

En effet, il y aura toujours des fluctuations de la vitesse du vent qui rendront impossible une mesure du flux d'air passant à travers le rotor de l'éolienne de façon précise. Dans la pratique, on prendra donc la moyenne des différentes mesures pour chaque vitesse de vent afin de tracer le graphe. On peut distinguer quatre (04) parties sur cette courbe:

- De 0 à la vitesse de démarrage (ici 3,5 m/s): la puissance de sortie est nulle, le vent n'est pas suffisamment important pour entraîner la rotation du rotor.
- De la vitesse de démarrage à la vitesse nominale (ici 14 m/s): la puissance de sortie augmente jusqu'à atteindre la puissance nominale (ici 0,92 kW).
- De la vitesse nominale à la vitesse de coupure (ici 23,5 m/s): la puissance de sortie est maintenue égale à la puissance nominale grâce au dispositif de régulation (C'est un élément essentiel de la survie d'une éolienne, afin d'éviter la destruction de l'aéromoteur lorsque le vent est trop violent) [67].
- Après la vitesse de coupure: l'éolienne est mise à l'arrêt pour protection, la puissance de sortie est nulle.

A l'échelle mensuelle, notre choix s'est porté sur deux mois à rendement contrasté en 2015, Juin et Décembre. En Juin, de la même année, la puissance de l'éolienne varie de 0 à 0,575 kW avec une vitesse du vent de 0 à 13.8m/s voir figure IV 7 a. Les valeurs les plus élevées fluctuent au cours de la journée. Juin est considéré comme le mois le plus favorable à rendement et puissance élevés. En Décembre la puissance de l'éolienne varie de 0 à 0,050 kW avec une vitesse du vent de 0 à 6,3m/s (Fig. IV.7 b). Les valeurs les plus élevées sont atteintes durant l'après-midi à l'exception de 6 jours sur 31. Décembre est considéré comme le mois le plus défavorable.

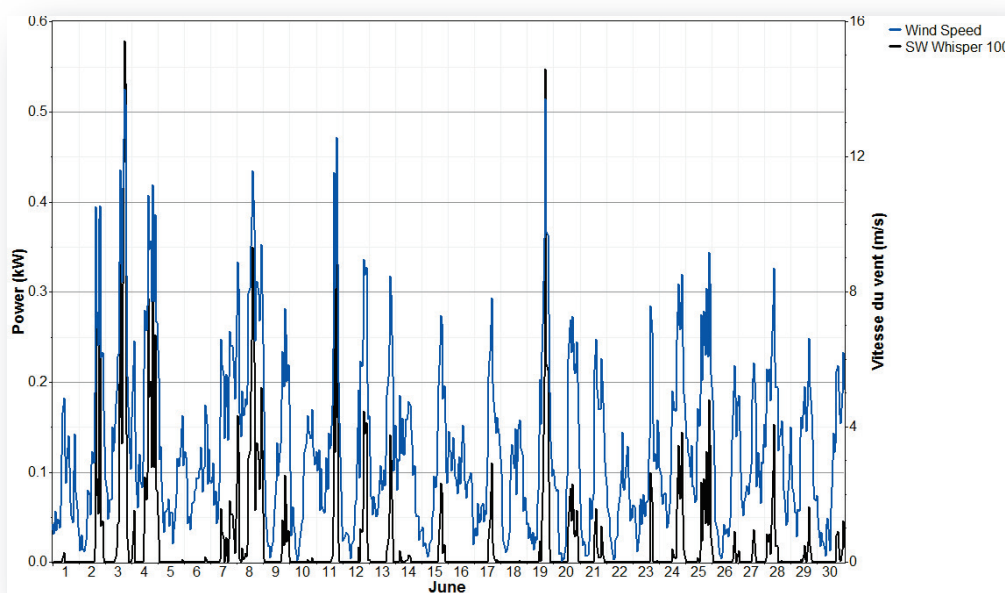


Figure IV 7 a. Variation mensuelle de la vitesse du vent et la puissance calculée par HOMER (Juin 2015).

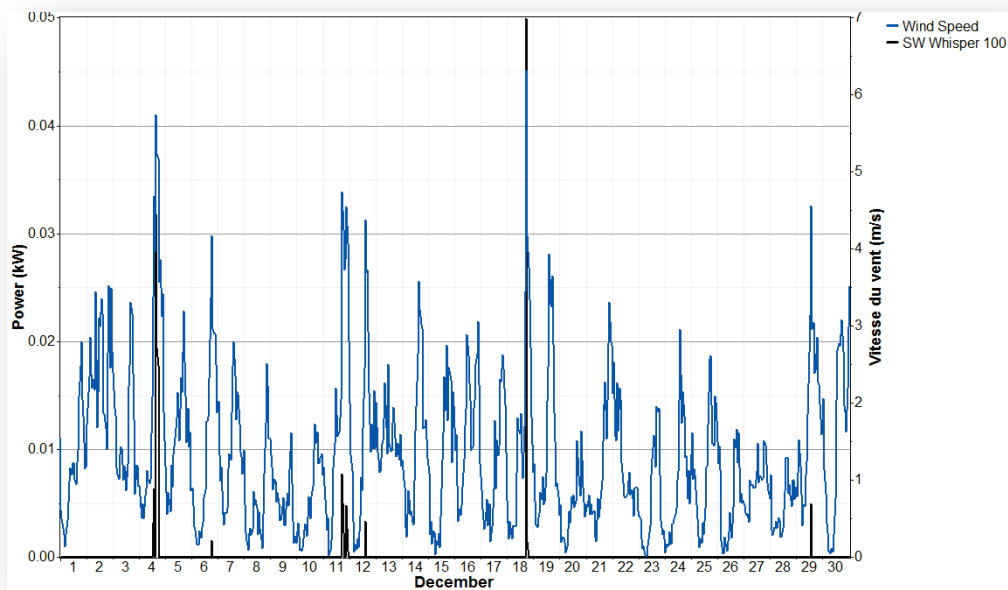


Figure IV 7 b. Variation mensuelle de la vitesse du vent et la puissance calculée par HOMER (Décembre 2015).

A l'échelle horaire, notre choix s'est porté sur une journée à rendement contrasté en 2015, le 30 Août est la date où la valeur la plus élevée est atteinte avec un pic de puissance maximal enregistré de 0,870 kW et une vitesse maximale de 17,1 m/s équivalent à 61,56 km/h à 18^h30, comme illustré dans la figure IV 8.

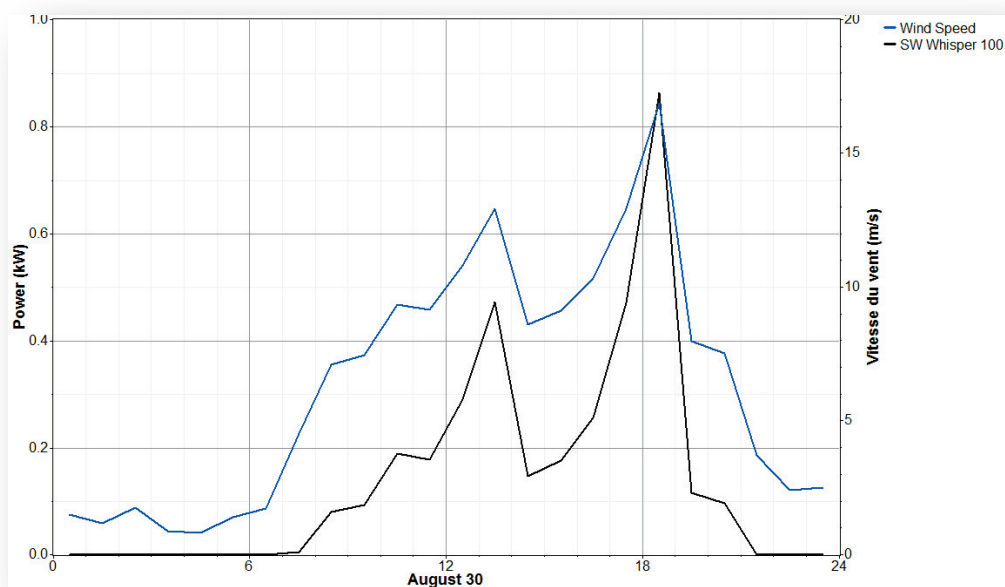


Figure IV 8. Variations horaires de la vitesse du vent et de la puissance calculée par HOMER (30 Août 2015).

IV.2.3. Simulation d'un générateur diesel

IV.2.3.1. Entrée des données d'un générateur diesel

Le coût du GD tableau IV.10 dépend de la taille du GD considéré tableau IV.11. Le coût (non subventionné) du diesel est fixé à une valeur de 0,7 \$/L (75,930 DZD/L) [73]. Les propriétés du combustible sont résumées dans le tableau IV.12.

Tableau IV.10: Données du coût du GD.

Taille [kW]	Capital [\$]	Remplacement [\$]	O & M [\$/an]
1	342	342	0.050

Tableau IV.11: Taille du GD considéré.

Taille [kW]
0
1
2
3
4

Tableau IV.12: Propriétés physiques du diesel [26].

Désignation	Valeur	Unité
Pouvoir calorifique intérieur	43,2	MJ/kg
Masse volumique	820	kg/m ³
Taux de carbone	88	%
Taux de soufre	0,33	%

HOMER montre que la courbe du coût du GD évolue linéairement avec la puissance nominale (Fig. IV.9).

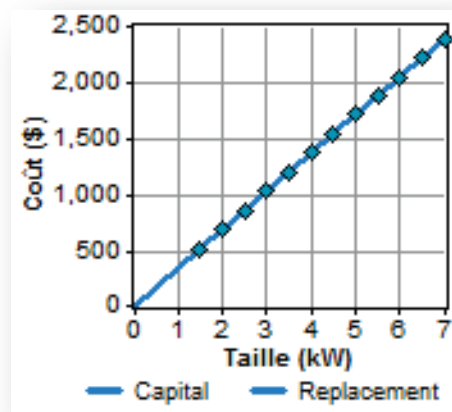


Figure IV 9. Courbe du coût du GD.

Dans notre étude, le coût du GD est estimé à 342 \$/kW, équivalent à 37101,186 DZD et le coût de remplacement est estimé à 2145 \$, (37101,186 DZD). Les coûts d'exploitation et de maintenance sont estimés à 0.05\$/h, (5,424 DZD) par an.

Le GD marche à n'importe quel moment de la journée, de manière idéale c'est-à-dire, capable de fonctionner à charge totale comme à charge partielle et ce, selon la nécessité du site. Le démarrage ou l'arrêt est généralement fonction de l'alimentation de la charge. Dès que les besoins en termes de puissance de cette dernière ne sont pas satisfaits, le parc batteries prend le relais. Lorsque la capacité du parc batteries atteint son seuil bas, il est rechargé par le groupe électrogène. Les paramètres de fonctionnement sont donnés par HOMER selon le tableau IV 13.

Tableau IV.13: Les paramètres de fonctionnement du GD.

Désignation	Valeur	Unité
Durée de fonctionnement annuel	586	h/an
Facteur de capacité	6.07	%
Type de carburant	diésel	-
Courant de sortie	AC	A
Nombre de démarrages annuels	21	démarrage/an
Production annuelle	1328	kWh/an
Puissance maximale délivrée	2,50	kW
Puissance minimale délivrée	0,750	kW
Puissance moyenne délivrée	2,27	kW

Rendement électrique moyen	30	%
Durée de vie	6,23	an
Coût fixe du générateur annuel	0,499	\$/an
Coût marginal du générateur	0,175	\$/kWh
Consommation annuelle de carburant	449	L
Consommation spécifique de carburant	0,338	L/kWh
Energie annuel introduite par le GD.	4,421	kWh/an

A partir des courbes ci-dessous (Fig. IV.10), on remarque d'après le profil des puissances journalières moyennes du générateur diesel, que pour les mois de Mars, Avril et Mai, les potentiels renouvelables solaire et éolien peuvent satisfaire la demande. Ces puissances journalières sont faiblement délivrées au cours des mois de Janvier, Juin et Juillet. Pour les mois qui restent, le profil est dynamique, avec la même allure pour ces mois, mais à des valeurs différentes. Le GD est donc utilisé pour combler le manque en électricité et pour recharger les batteries.

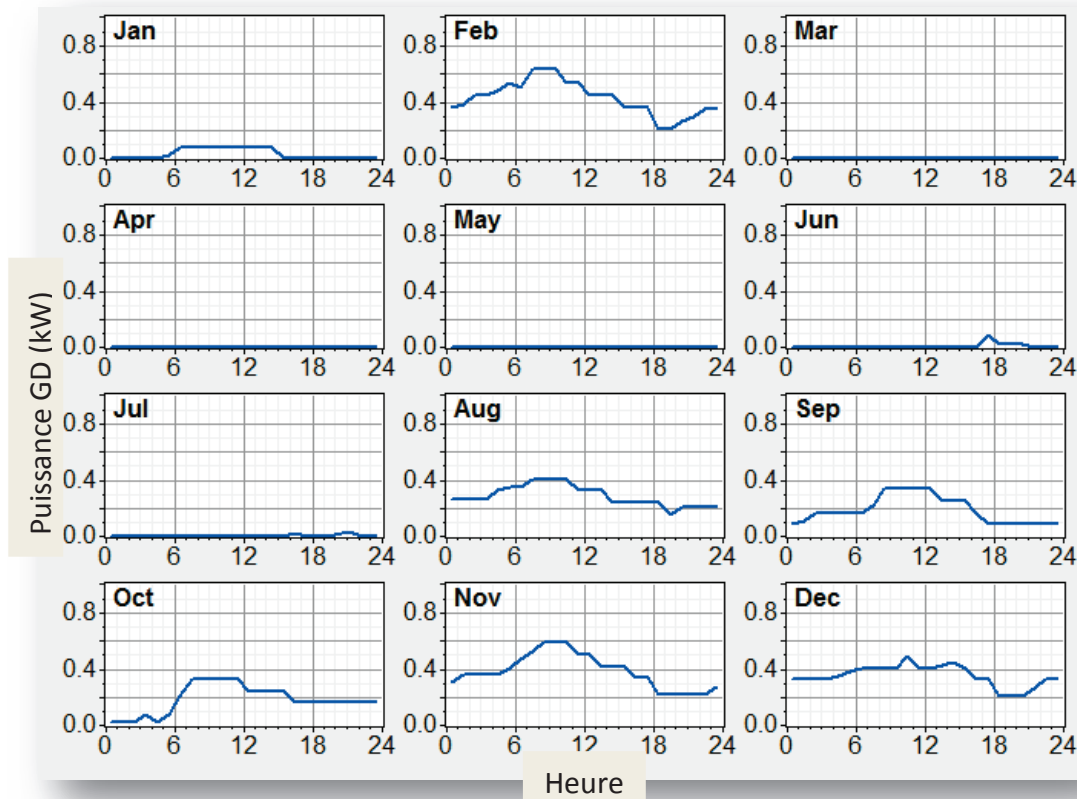


Figure IV 10. Puissance journalière moyenne délivrée par le GD.

IV.2.4. Simulation du système de stockage

IV.2.4.1. Entrée des données du système de stockage

Nous avons choisi la technologie plomb-acide de type Hoppecke 16 OPzS 2000 figure IV 11 pour des raisons de coût et de fiabilité. Ce type de batteries n'a pratiquement pas besoin d'entretien et il est bien commode pour les pics de puissance. Ainsi, les coûts récurrents ne concernent que le remplacement.

Toutefois, étant donnée la nature imprévisible des sources, il est très difficile d'estimer leur durée de vie. D'après le type de batterie choisi, le remplacement s'effectue tous les 15 à 20 ans [58].



Figure IV 11. Batterie Hoppecke 16 OPzS 2000 [76].

La simulation définie par HOMER pour la recherche du système optimal, prendra en considération les paramètres suivants: ordre de grandeur des coûts (investissement [\$/DZD], remplacement [\$/DZD] et les frais des ouvriers et maintenance O & M [\$/DZD /an] tableau IV.14, montage électrique des batteries considérées tableau IV 15, les paramètres de fonctionnement des batteries tableau IV 16.

Tableau IV 14: Coût de la batterie [58].

Quantité [kW]	Capital [\$/]	Remplacement [\$/]	O & M [\$/an]
1	276	276	20

Tableau IV.15: Montage électrique des batteries considérées.

Taille à considéré string [kW]
1
2
3
4

Tableau IV.16: Paramètres de fonctionnement des batteries Hoppecke 16 OPzS 2000.

Désignation	Valeur	Unité
Energie d'entrée	14,981	kWh/an
Energie délivrée	12,986	kWh/an
Perte d'énergie	84	kWh/an
Autonomie des batteries	44,6	h
Coût spécifique moyen	0,044	\$/kWh
Durée de vie des batteries	17,5	an
Capacité totale des batteries	144	kWh
Tension	24	V

Le logiciel HOMER montre que la courbe du coût des batteries évolue linéairement avec son dimension (Fig. IV.12).

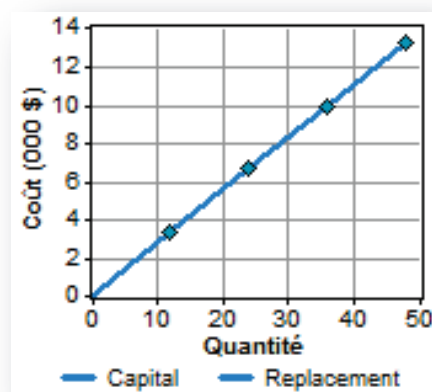


Figure IV 12.Courbe du coût de batterie.

Dans notre étude, le coût en capital de batterie est estimé à 276 \$/kW, équivalent à 29941,308 DZD/kW et le coût de remplacement est estimé à 276 \$/kW (29941,308 DZD/kW). Le coût d'exploitation et de maintenance est estimé à 20 \$/an équivalent à 2169,66 DZD/an [26].

IV.2.4.2. Evolution de l'état de charge des batteries

Il est important de signaler que l'état de charge des batteries (State of Charge), le long de l'année, est toujours compris entre $SOC_{\min}=30\%$ et $SOC_{\max}=100\%$ comme le montre la figure IV 13.

Les batteries subissent un cycle important avec des décharges profondes plus ou moins importantes. Selon la durée de la décharge, on peut distinguer trois cas:

- L'effet d'un cyclage journalier dont le profil et l'amplitude dépendent de l'énergie fournie par les générateurs PV, éolien et celle consommée par l'utilisateur. Le cyclage journalier peut introduire des décharges très profondes, d'une durée généralement courte.
- L'état de charge moyen de la batterie peut atteindre un niveau critique, suite à quelques jours consécutifs d'ensoleillement exceptionnellement faible.
- La variation de l'ensoleillement moyen et de la vitesse du vent en fonction de la période de l'année, résulte en un cyclage saisonnier. Ce dernier peut parfois conduire à des périodes prolongées de charge basse de la batterie, quand les capteurs photovoltaïques et éoliens n'arrivent pas à recharger complètement la batterie.

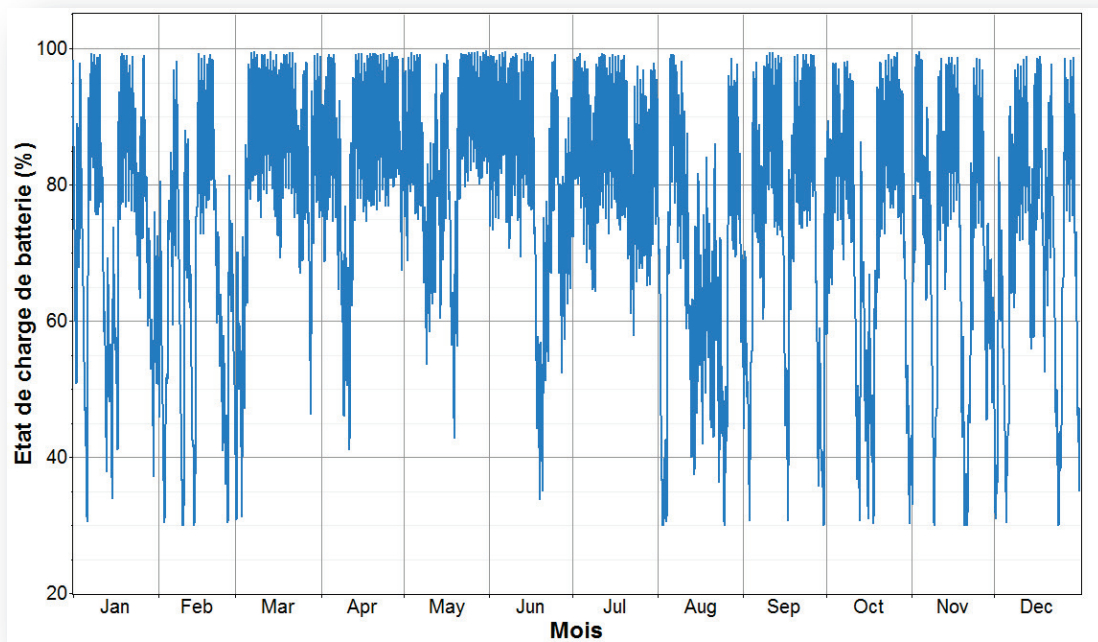


Figure IV 13. Etat de charge des batteries tout au long de l'année 2015.

On notera aussi qu'il y'a une sorte de périodicité dans le cyclage des batteries pendant la période du mois de Mars à Juillet. Durant ce temps, l'excès de production par les générateurs renouvelables recharge l'accumulateur, pendant la nuit et aussi durant les pics de puissance occasionnés. L'énergie stockée est utilisée pour assurer les besoins énergétiques du site afin de minimiser la consommation du combustible et les émissions des gaz polluants.

IV.2.5. Simulation du système de conversion

IV.2.5.1. Entrée des données du convertisseur bidirectionnel

La simulation définie par HOMER pour la recherche du système optimal dépend de la puissance délivrée par le convertisseur bidirectionnel. Elle prendra en considération les paramètres suivants [58]:

- Coût initial [\$/DZD], tableau IV 17.
- Coût de remplacement [\$/DZD], tableau IV 17.
- Coût de fonctionnement et maintenance [\$/y;DZD/an], tableau IV 17.
- Taille du composant, tableau IV.18.

Tableau IV.17: Les données du coût du convertisseur.

Taille [kW]	Capital [\$]	Remplacement [\$]	O & M [\$/an]
1,6	546	546	7
2,4	592	592	11
3,2	811	811	15

Tableau IV.18: Taille de convertisseur considéré.

Taille [kW]
0
2
4
6

Dans la table des tailles à considérer, on donne les puissances qui seront utilisées pour les simulations. On utilise la valeur maximale de 6 kW compte tenu des calculs effectués lors du pré-dimensionnement.

HOMER analyse le fonctionnement de chaque partie séparément, du convertisseur de courant continu / alternatif, donné par le tableau IV 19 [26]:

Tableau IV.19: Paramètres de fonctionnement du convertisseur.

Désignation	Onduleur	Redresseur	Unité
Capacité	4	4	kW
Puissance moyenne fournie	2,13	0,02	kW
Puissance maximale fournie	3,63	1,19	kW
Facteur de capacité	53,2	0,5	%
Heures de fonctionnement	8,341	410	h/an
Energie d'entrée	22,721	178	kWh/an
Energie de sortie	18,631	154	kWh/an
Pertes d'énergie	4,090	14	kWh/an

On introduit ensuite les propriétés du convertisseur: la durée de vie et le rendement en mode onduleur, la capacité à fonctionner en même temps que le groupe électrogène, la capacité à fonctionner en mode redresseur et le rendement en mode redresseur (Fig. IV.14).

Inverter inputs

Lifetime (years) (.)

Efficiency (%) (.)

Inverter can operate simultaneously with an AC generator

Rectifier inputs

Capacity relative to inverter (%) (.)

Efficiency (%) (.)

Figure IV 14. Fonctionnement du convertisseur en mode onduleur/redresseur.

HOMER donne un graphe qui présente deux parties, pour une taille de convertisseur supérieur à 2,4 kW le coût de l'installation augmente de façon plus importante que la première partie (Fig. IV.15).

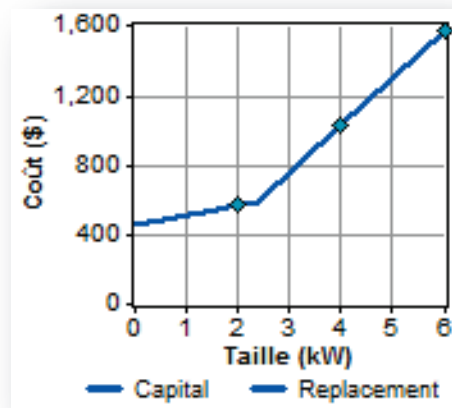


Figure IV 15. Courbe du coût du convertisseur.

Dans notre étude, le coût capital du convertisseur est évalué à 546 \$, équivalent à 59241 DZD et le coût de remplacement est évalué à 546 \$, (59241 DZD). Quant au coût d'exploitation et de maintenance il est estimé à 7 \$, (759,5 DZD) par an.

Le graphe ci-dessous fourni par HOMER, montre bien que le fonctionnement de l'onduleur (Fig. IV.16) est lié à la charge sur l'énergie stockée, son analyse nous permet de

prévoir la période de charge des batteries qui correspond aux saisons printanière et estivale.

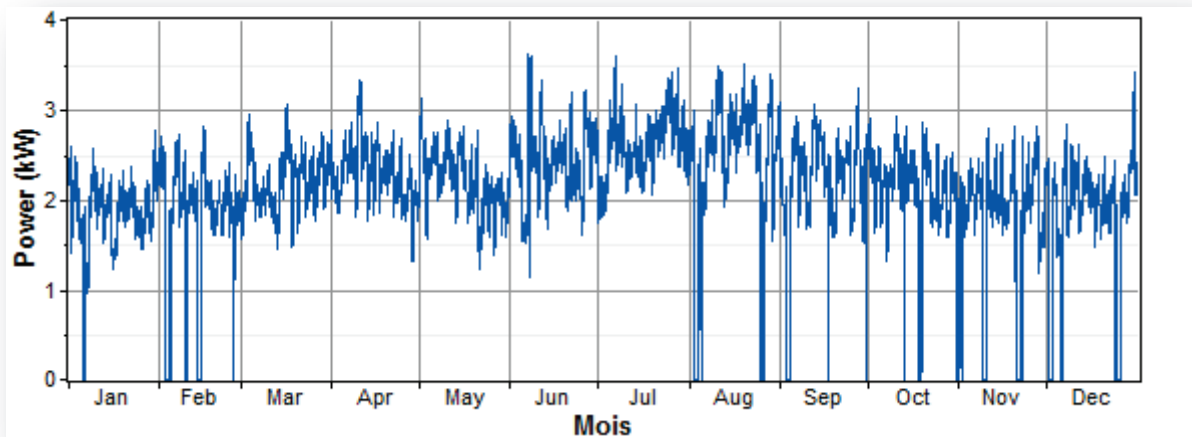


Figure IV 16. Puissance horaire annuelle délivrée par l'onduleur.

En contrepartie, l'analyse du graphe de fonctionnement du redresseur (Fig. IV.17), met en évidence les périodes de recharge des batteries et ainsi, les générateurs utilisés pour cette opération (GPV, GE, GD). Le redresseur fournit l'énergie nécessaire pour la recharge des batteries, et les pertes au niveau de ces dernières et au niveau de l'onduleur qui correspondent aux saisons d'automne et hiver ainsi qu'aux pics de consommation d'énergie au printemps et en été.

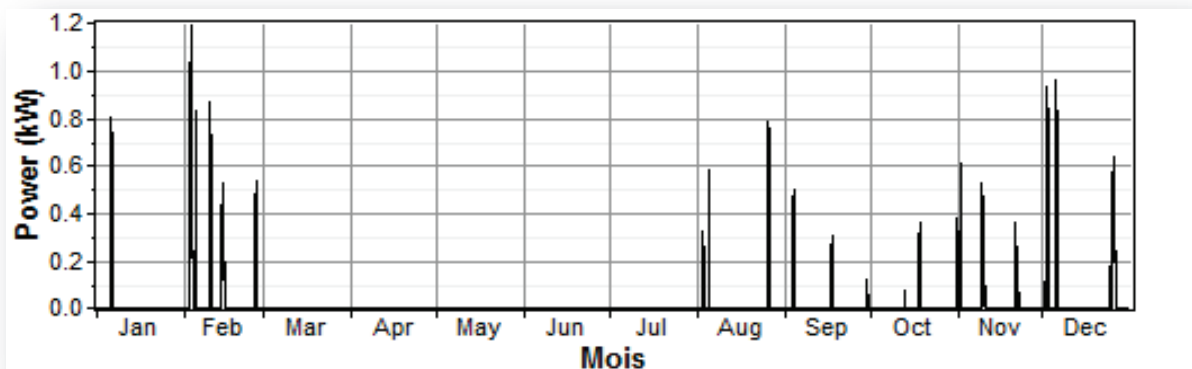


Figure IV 17. Puissance horaire annuelle délivrée par le redresseur.

On remarque aussi que le redresseur fonctionne pour des périodes qui correspondent à une très faible production de GD (ou même nulle). Cela signifie que ces périodes représentent l'opération de recharge des batteries par générateurs renouvelables, c'est l'un des objectifs de cette installation.

Les puissances horaires annuelles, à l'entrée et à la sortie de l'onduleur sont superposées sur la figure IV 18. La puissance à la sortie de l'onduleur préserve la même forme d'onde qu'à son entrée, mais s'atténue en quantité à cause des pertes au sein de ce même onduleur.

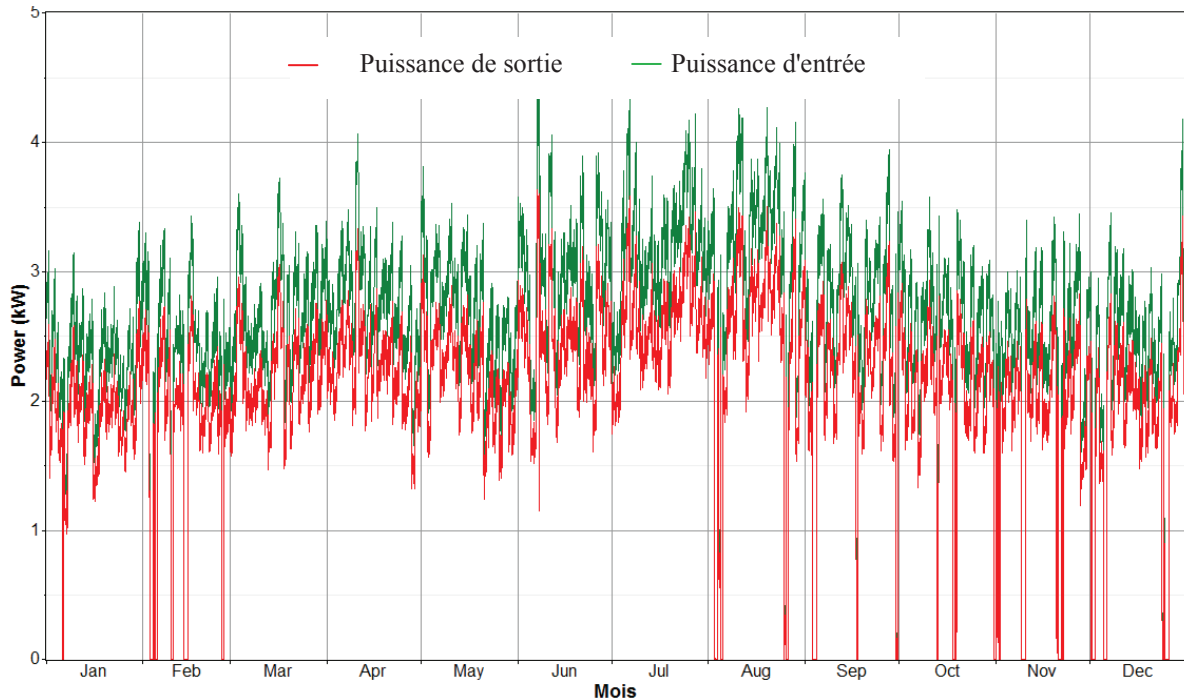


Figure IV 18. Puissance horaire annuelle, à l'entrée et à la sortie de l'onduleur.

IV.2.6. Simulation du système d'énergie hybride

Le système considéré pour l'optimisation est un système autonome PV/Eolien/Générateur diesel avec stockage. Nous détaillons ici les caractéristiques technologiques et financières de système hybride afin de les insérer dans le programme de simulation conjointement avec les données météo afin d'obtenir les dimensions optimales du système et les comparer économiquement à celles de l'extension du réseau.

D'après la configuration section III 4, la figure IV 19 montre clairement que la production PV et le parc de batteries couvre entièrement et à tout moment la demande énergétique et le groupe électrogène sert de source d'appoint de chargement des batteries au cas où ces dernières se déchargent (Fig. IV.38). Le groupe électrogène démarre lorsque la demande du site d'étude se maintient près de la puissance de pointe qui correspond aux quelques jours des mois suivants: Janvier, février, Août, Septembre, Octobre, Novembre et Décembre. Pour des raisons économiques et écologiques, nous réduisons le temps de

fonctionnement du groupe électrogène de 586 h/an et par conséquent, limitons la consommation et la fréquence de maintenance du groupe électrogène.

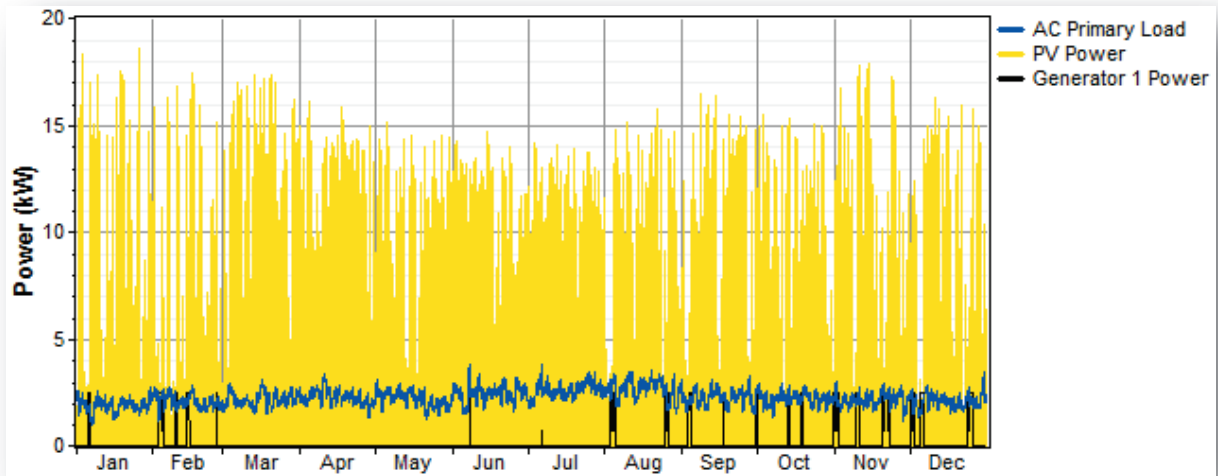


Figure IV 19. Evolution horaire annuelle, de la demande, la production PV et GD.

NB: Les coûts utilisés dans cette étude ne sont pas subventionnés par l'Etat, pour que l'analyse soit estimée réellement.

IV.3. Résultats d'optimisation

Pour procéder à la simulation en vue d'aboutir à un système optimal, nous avons inséré les données suivantes:

- ✓ Pour chaque composant: la production utile, le taux d'utilisation, les horaires d'utilisation, la durée de vie moyenne;
- ✓ Les coûts associés à l'utilisation de chaque composant du système;
- ✓ Les coûts de remplacement de chaque matériel en prenant en compte leur durée de vie, laquelle est dépendante de leur sollicitation.

HOMER simule les configurations du système avec toutes les combinaisons des composants spécifiés en entrée [26]. Il élimine aussi les résultats de toutes les configurations de systèmes ne satisfaisant pas les contraintes, elles n'apparaissent donc pas dans les résultats d'optimisation.

Etant donné qu'il est possible de faire entrer de nombreuses configurations différentes pour un même type de système, il est possible de visualiser la liste des résultats de deux façons :

- 1- Résultat option globale;

2- Résultat option catégorie.

IV.3.1. Résultat option globale

Si on choisit l’option «Globale», on y trouve les informations suivantes tableau IV 20: icônes des composants du système, taille, quantité de composant, l’investissement initial, coût d’opération par an, coût total du système à la valeur actuelle, coût d’énergie (COE) en kWh et finalement, la proportion d’énergie renouvelable utilisée dans le système.

HOMER déclare l’option «Globale» tableau IV 20 par défaut après simulation, affichant l'ensemble des solutions classées par coût ou durée de vie. Il affiche tous les systèmes sur la même liste. Le premier résultat affiché selon le coût à valeur actuelle (NPC) parmi tous les systèmes et toutes les configurations simulés est le plus économique. Il est donc important d’optimiser chaque type de système afin d’éliminer ceux qui ne sont pas durables [26]. Les résumés des systèmes et des coûts liés sont affichés dans la zone des résultats.

Tableau IV 20: Résultats de dimensionnement SEH.































						PV (kW)	W100	Ge (kW)	H2000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Ge (hrs)	Batt. Lf. (yr)
						20		2.5	36	4	\$ 35,341	1,658	\$ 56,536	0.224	0.96	449	586	17.5
						20		3.0	36	4	\$ 35,512	1,656	\$ 56,683	0.224	0.95	460	479	17.4
						20		2.5	36	6	\$ 35,889	1,664	\$ 57,154	0.226	0.96	446	579	17.5
						20		3.0	36	6	\$ 36,060	1,661	\$ 57,288	0.227	0.96	456	472	17.4
						20		3.5	36	4	\$ 35,683	1,694	\$ 57,344	0.227	0.95	500	445	17.4
						20		4.0	36	4	\$ 35,854	1,700	\$ 57,590	0.228	0.95	506	396	17.3
						20		3.5	36	6	\$ 36,231	1,698	\$ 57,937	0.229	0.95	496	438	17.4
						20		4.5	36	4	\$ 36,025	1,730	\$ 58,144	0.230	0.95	538	374	17.3
						20		4.0	36	6	\$ 36,402	1,703	\$ 58,177	0.230	0.95	502	389	17.3
						20		5.0	36	4	\$ 36,196	1,751	\$ 58,579	0.232	0.95	560	352	17.2
						20		5.5	36	4	\$ 36,367	1,745	\$ 58,672	0.232	0.95	557	322	17.2
						20		4.5	36	6	\$ 36,573	1,732	\$ 58,719	0.232	0.95	533	367	17.3
						20		6.0	36	4	\$ 36,538	1,746	\$ 58,857	0.233	0.95	558	303	17.1
						20		6.5	36	6	\$ 37,257	1,708	\$ 59,090	0.234	0.95	525	253	17.0
						20		5.0	36	6	\$ 36,744	1,752	\$ 59,145	0.234	0.95	554	345	17.2
						20		5.5	36	6	\$ 36,915	1,739	\$ 59,147	0.234	0.95	548	310	17.1
						20		6.5	36	4	\$ 36,709	1,756	\$ 59,153	0.234	0.95	564	293	17.1
						20		6.0	36	6	\$ 37,086	1,730	\$ 59,195	0.234	0.95	544	282	17.1
						20		7.0	36	6	\$ 37,428	1,706	\$ 59,233	0.234	0.95	527	235	16.9
						20		7.0	36	4	\$ 36,880	1,763	\$ 59,412	0.235	0.95	567	282	17.1
						20	1	2.5	36	4	\$ 37,486	1,722	\$ 59,500	0.235	0.96	442	575	17.5
						20	1	3.0	36	4	\$ 37,657	1,712	\$ 59,538	0.235	0.96	444	463	17.4
						20	1	2.5	36	6	\$ 38,034	1,728	\$ 60,118	0.238	0.96	439	568	17.5
						20	1	3.0	36	6	\$ 38,205	1,716	\$ 60,142	0.238	0.96	441	456	17.4
						20	1	3.5	36	4	\$ 37,828	1,750	\$ 60,205	0.238	0.95	485	432	17.4
						20		2.5	48	4	\$ 38,653	1,696	\$ 60,331	0.239	0.97	307	399	20.0
						20	1	4.0	36	4	\$ 37,999	1,753	\$ 60,410	0.239	0.95	488	382	17.3
						20		3.0	48	4	\$ 38,824	1,702	\$ 60,582	0.240	0.97	322	338	20.0
						20	1	3.5	36	6	\$ 38,376	1,754	\$ 60,804	0.240	0.95	481	425	17.4

Les résultats obtenus par le logiciel HOMER en termes de coût du système hybride pour le site de Chlef sont classés dans le tableau IV.20.

IV.3.2. Résultat option catégorie

Si on choisit l’option « catégorie», elle donne les meilleures solutions par type de configuration représentant un coût de l’énergie (COE) minimal pour chaque architecture. HOMER affichera alors le classement suivant tableau IV 21:

Tableau IV 21: Résultat d'optimisation.

	PV (kW)	W100	Ge (kW)	H2000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Ge (hrs)	Batt. Lf. (yr)
    	20		2.5	36	4	\$ 35,341	1,658	\$ 56,536	0.224	0.96	449	586	17.5
    	20	1	2.5	36	4	\$ 37,486	1,722	\$ 59,500	0.235	0.96	442	575	17.5
    	40			48	4	\$ 61,318	1,625	\$ 82,096	0.325	1.00			20.0
    	40	1		48	4	\$ 63,463	1,699	\$ 85,187	0.337	1.00			20.0
    			3.0	12	4	\$ 5,368	8,388	\$ 112,591	0.445	0.00	7,109	7,181	18.8
    		1	3.0	12	4	\$ 7,513	8,430	\$ 115,271	0.456	0.00	7,080	7,151	18.6

D'après le tableau IV 21, on remarque que le meilleur système serait celui de PV, GD et batteries et puis après, vient le système hybride comprenant toutes les composantes possibles PV, GE, GD et batteries. Le système diésel n'est pas seul, au fil des ans, la solution la plus économique à choisir. La configuration système GE, GD et batteries de stockage vient en dernier parce qu'elle affiche un coût d'énergie (COE) de 0.456 \$/kWh (49,476 DZD/kWh) qui représente le double par rapport au système optimal. Cependant, en tenant compte du capital initial, les deux mauvais systèmes seront les systèmes PV seul avec batteries et PV, GE et avec batteries.






IV.4. L'analyse du système optimal

IV.4.1. Caractéristique du système optimal

Le tableau IV 22 est le résultat optimal de simulation qui engendre la configuration : PV+GD+batteries avec les puissances indiquées.

Tableau IV 22. Résultat optimal.

Double click on a system below for simulation results.

	PV (kW)	W100	Ge (kW)	H2000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Ge (hrs)	Batt. Lf. (yr)
    	20		2.5	36	4	\$ 35,341	1,658	\$ 56,536	0.224	0.96	449	586	17.5

Le résultat optimal obtenu par le logiciel HOMER est comme suit:

- 20 kW de puissance nominale pour les panneaux photovoltaïques.
- 01 groupe diésel de 2,5 kW.
- 36 unités de batterie de stockage à caractéristique nominale de 4 kWh (2V x 2000 Ah).
- 01 convertisseur bidirectionnel de puissance nominale 4 kW.
- Coût capital initial des composants 35341 \$ (3834498,5 DZD).
- Coût d'opération 1658 \$/yr (179893 DZD/an).
- Coût net actuel 56536 \$ (6134156 DZD).
- Coût d'énergie 0.224 \$/kWh (24,304 DZD/kWh).
- Proportion d'EnR 96%.

IV.4.2. Etude technico-économique

Les coûts totaux de chaque composant des systèmes d'alimentation hybrides (Fig. IV.20), incluant principalement les panneaux photovoltaïques, le générateur diesel, les batteries, et le convertisseur, avec un capital de remplacement, les coûts d'opérations de maintenance et de récupération.

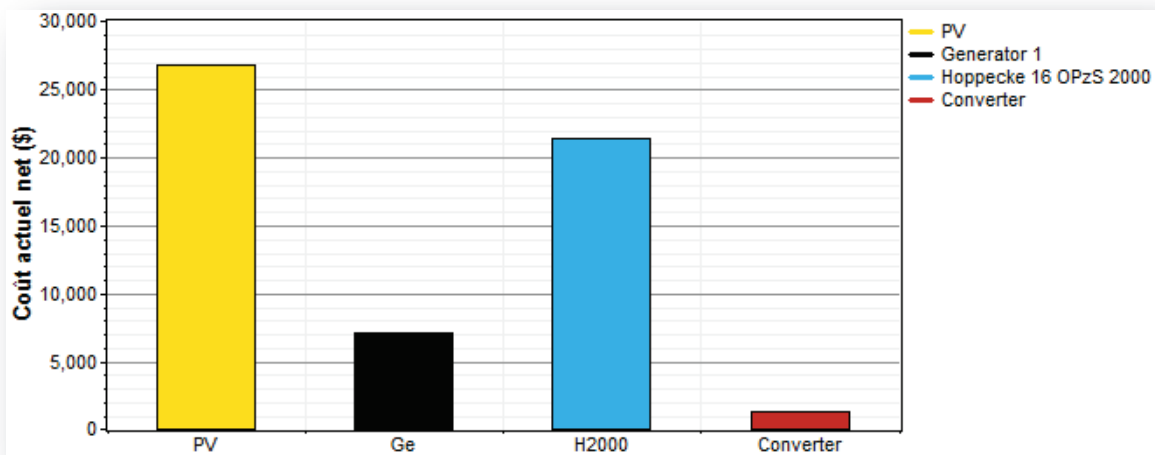


Figure IV 20.NPC total pour le système PV/GD.

Les frais financiers sont donnés dans le tableau IV 23 du système d'alimentation hybride proposé, sont de l'ordre de 35341 \$ (3834498,5 DZD) avec remplacement, O & M et prix du carburant 12417 \$ (1347244,5 DZD), 10383 \$ (1126555,5 DZD), et 4021 \$ (436278,5 DZD) respectivement, enfin la valeur de récupération est de -5627 \$ (610529,5 DZD). Les frais financiers annuels du coût actuel net total (NPC) sont représentés par le photovoltaïque

26744 \$ (2901724,5 DZD) et les batteries 21407 \$ (2322659,5 DZD) en notant le faible coût pour les autres composants.

Le résultat d'optimisation trouvé par HOMER donne le coût nécessaire pour réaliser ce projet qui est de l'ordre de 56536 \$ (6134156 DZD) tableau IV 23.

Tableau IV 23: Coût de l'installation.

Composant	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Récupération (\$)	Total (\$)
PV	23520	7334	0	0	-4110	26747
GD	855	1497	936	4021	-196	7112
Batteries	9936	3587	9204	0	-1320	21407
Convertisseur	1030	0	243	0	0	1273
Système	35341	12417	10383	4021	-5627	56536

Selon HOMER, on peut tenir compte des pénalités financières imposées à cause des émissions en gaz polluants dans l'air. Elles sont évaluées en \$/tonne (DZD/tonne) et on peut aussi indiquer une limite pour ces mêmes émissions en kg/an.

La quantité totale de chaque polluant produit annuellement par le système d'alimentation est donnée dans le tableau IV 24.

Pour évaluer l'impact écologique de la configuration choisie, nous allons comparer l'impact des polluants provenant de la consommation de carburant émis par le SEH à celui de ceux émis par le système GD seul.

Tableau IV 24: Quantité de gaz à effet de serre émise par le GD du système optimal et celle émise par le GD seul.

Emission	Symbole	GD du système optimal (Kg/an)	GD seul (Kg/an)
Dioxyde de carbone	CO ₂	1183	18721
Monoxyde de carbone	CO	2,92	46,2
Hydrocarbures non brûlés	UHC	0,324	5,12
Particules	PM	0,22	3,48
Dioxyde sulfurique	SO ₂	2,38	37,6
Oxydes de nitrogène	NO _x	26,1	412

Les résultats montrent que le système permet de réduire les émissions des gaz à effet de serre de plus de 96% par rapport au système à énergie fossile (GD).

NB: Dans notre étude, ces émissions ne sont pas prises en compte dans la procédure d'optimisation (la Loi en Algérie n'applique pas de pénalités pour ces émissions).

IV.4.3. Production et consommation d'énergie électrique

La production et la consommation annuelle d'électricité du système sont détaillées dans le tableau IV 25 et dans le tableau IV 26.

Tableau IV 25: Energie annuelle produite.

Composant	Production (kWh/an)	Taux %
Surface PV	29144	96
GD	1328	4
Total	30472	100

On remarque que 96% des besoins énergétiques du site sont produits par le générateur photovoltaïque. Cette fraction est très satisfaisante, vu le potentiel renouvelable du site. Le reste, 4%, est assuré par la source d'énergie conventionnelle (Diésel). La production totale est estimée à 30472 kWh/an, assurée par le champ PV 29144 kWh/an, le générateur diesel fonctionne 586 h/an avec une consommation de 449 L/an.

NB: Sachant qu'un baril d'équivalent pétrole produit 1628 kWh, le système d'alimentation hybride a permis la conservation de 18 barils de combustibles fossiles annuellement, par la production de 29144 kWh/an dû au PV [85].

Tableau IV 26: Energie annuelle consommée.

Charge	Consommation (kWh/an)	Taux %
Charge CA	19781	100
Total	19781	100

Il est à noter que 4593 kWh/an équivalent à 15,1% de la production totale d'électricité par le système est excédentaire tableau IV 27. Cet excès d'électricité est produit par une seule source renouvelable (PV), lorsque sa puissance dépasse la charge électrique minimale demandée, ou de l'énergie inutile qui va être rejetée car elle ne peut pas être utilisée pour charger les batteries.

Tableau IV 27: Quantité d'excès et déficit de stockage.

Charge	Quantité (kWh/an)	Taux %
Excès d'électricité	4593	15,1
Perte de charge électrique	1,76	0
Capacité de stockage	6,04	0

En effet HOMER montre la puissance moyenne mensuelle de chaque générateur. L'énergie produite du système optimal est illustrée dans la figure IV 21 ci-dessous.

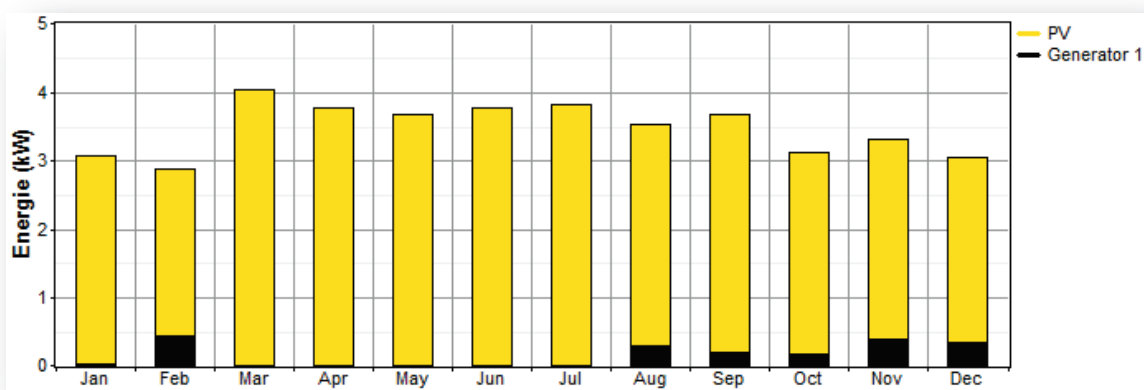


Figure IV 21. Puissance moyenne mensuelle produite par chaque source.

IV.4.4. Analyse de la distance minimale du réseau pour le seuil de rentabilité

Pour procéder à la comparaison entre le coût d'extension du réseau et le système optimal choisi, nous avons superposé la courbe du coût total de ce système et celle du coût de la connexion du site au réseau conventionnel en fonction de la distance dans le cas où le réseau n'est pas déjà disponible à proximité du site d'étude (Fig. IV.22). On obtient la distance à partir de laquelle il devient rentable d'avoir un système autonome qui est de l'ordre de 1,35 km pour un coût à valeur actuelle (NPC) de connexion au réseau de 33110 \$/km (35924335 DZD/km) [86].

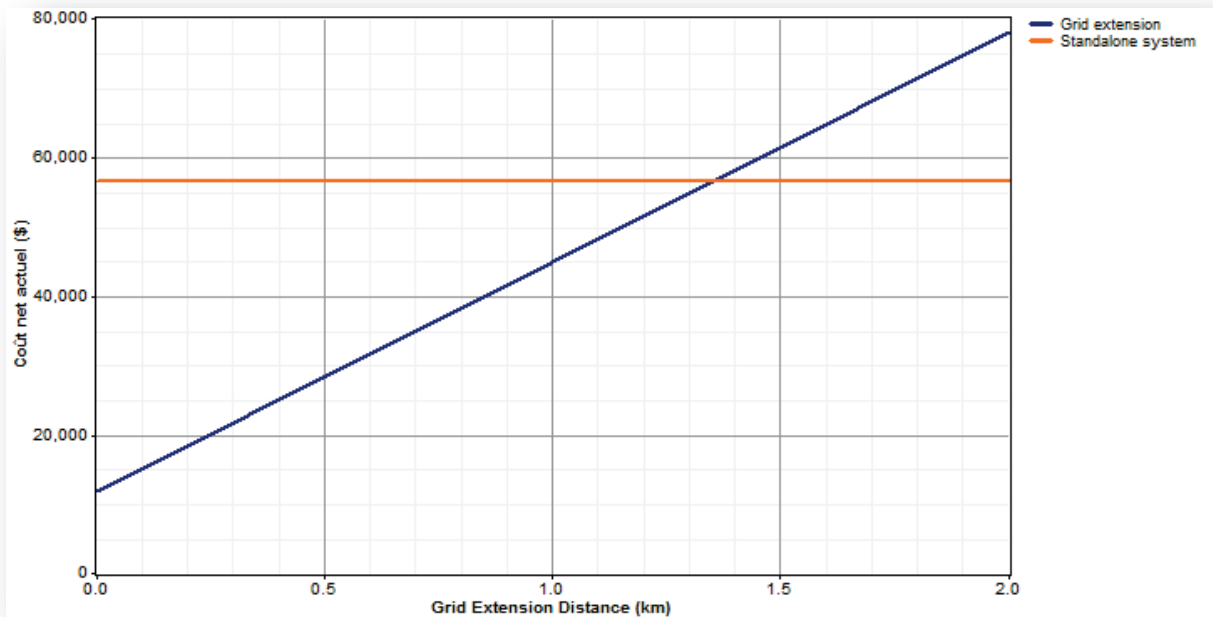


Figure IV 22. Comparaison entre le coût d'extension du réseau et le système PV/GD.

IV.5. Conclusions

Les simulations numériques présentées dans cette partie et effectuées avec un puissant outil HOMER, ont permis de montrer que le système de production d'énergie étudié, peut fonctionner pour les différentes configurations du SEH. La simulation numérique prouve aussi l'efficacité de ce dispositif et fait apparaître le scénario choisi. HOMER révèle que la réalisation du système PV/GD avec batteries est possible, et peut satisfaire la charge électrique exigée. Les solutions recherchées sont réalisables techniquement, ayant une viabilité économique tout en satisfaisant les exigences en matière de durabilité.

La simulation montre qu'un site isolé à Chlef, peut être alimenté en électricité par un système hybride PV /Diesel avec un stockage très performant et économique par rapport à la connexion au réseau électrique conventionnel pour une distance supérieure à 1,35 km.

Conclusion générale et Perspectives

Conclusion générale

Dans cette étude, une tentative a été faite pour explorer la possibilité d'utiliser l'énergie du vent et du soleil pour un système énergétique autonome hybride. Pour cela, les données météorologiques: le rayonnement solaire global, la vitesse du vent, la direction du vent, la température de l'air, l'humidité relative et la charge du village, ont été prélevés au site d'Ouled Fares à Chlef, Algérie, en 2015. Pour pallier au problème de l'instabilité des ressources d'énergies renouvelables, nous avons associé deux sources d'énergie renouvelable à une alimentation de secours PV/éolien/GD. Le dimensionnement du système hybride a permis de choisir une configuration optimale grâce à l'utilisation du logiciel de simulation HOMER.

Nous avons considéré l'étude d'un système hybride PV/éolien/diesel avec stockage (batteries) pour répondre à la demande en électricité d'un site isolé de 10 habitations, non raccordés au réseau électrique classique, dans la région d'Ouled Fares.

L'étude a révélé que le système PV/GD avec batteries est le système d'alimentation le plus économique comparativement aux coûts des autres systèmes étudiés comme le montre son coût d'énergie d'une valeur de 24,304 DZD/kWh et un coût net du système d'une valeur de 6134156 DZD. Le système proposé est composé de panneaux photovoltaïques d'une puissance nominale de 20 kW, d'un groupe électrogène de 2,5 kW de puissance nominale et de 36 batteries de capacité nominale de 4 kWh. Notons que 96% (29144 kWh/an) d'énergie est produite par le générateur photovoltaïque et 4% (1328 kWh/an) est produite par le générateur diesel qui fonctionne 586 heures/an avec une consommation de 449 L/an de diesel. Le prix du diesel est de 75,88 DZD par litre, considéré comme fixe et sans fluctuations. Le système est en mesure de répondre aux besoins en électricité (19781 kWh/an) du village avec une énergie annuelle en excès de 15,1% (4593 kWh/an). Le système d'alimentation hybride proposé, a permis d'éviter l'addition de 18721 kg/an équivalent de gaz à effet de serre dans l'atmosphère locale du site et la conservation de 18 barils/an de combustibles fossiles. De plus, la comparaison montre que le système hybride autonome est plus économique par rapport à la connexion au réseau conventionnelle lorsque la distance de connexion est au delà de 1,35 km.

Perspectives

Les résultats présentés ci-dessus, nous amènent à définir les perspectives de ce travail ainsi que les pistes d'améliorations.

Ces travaux de thèse peuvent subir des améliorations. Au niveau de la procédure d'optimisation du dimensionnement des systèmes multi-sources, un outil automatisant la

méthodologie proposée avec des interfaces conviviales pour l'utilisateur, peut être développé.

Pour obtenir une meilleure précision et par conséquent une gestion énergétique plus efficace, il est possible d'ajouter un calcul intégrant la phase analyse de sensibilité proposée par le modèle conceptuel d'HOMER qui vient compléter les deux phases "simulation" et "optimisation" en élargissant le champ des données par des valeurs probables et non des données réelles.

Par ailleurs, notre modèle n'intègre pas les considérations environnementales. Une amélioration peut être faite en prenant en compte les pénalités d'émission de CO₂ dans la mesure où la réglementation algérienne promulgue des lois dans ce sens.

Enfin, il serait intéressant d'étudier le modèle développé avec plusieurs méthodes de dimensionnement et de comparer les résultats de simulation par logiciel HOMER avec les résultats de simulation émanant d'autres logiciels tels que Matlab /Simulink.

Références

- [1] [https://portail.cder.dz/.../Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité.](https://portail.cder.dz/.../Programme%20des%20%C3%A9nergies%20renouvelables%20et%20de%20l%27efficacit%C3%A9)
- [2] [www.energy.gov.dz/.../Programme National/Programme National Energies Nouvelles.](http://www.energy.gov.dz/.../Programme%20National/Programme%20National%20Energies%20Nouvelles)
- [3] [www.cder.dz/download/Art26.pdf.](http://www.cder.dz/download/Art26.pdf)
- [4] Le Programme des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique. Conception et réalisation SATINFO Société du Groupe Sonelgaz, Edition 2011.
- [5] [www.energy.gov.dz/fr/enr/Guide EnR fr.pdf.](http://www.energy.gov.dz/fr/enr/Guide%20EnR%20fr.pdf)
- [6] Ministère de l'Energie Algérie "Parc de production hydroélectrique", 1990.
- [7] Programme National d'énergie renouvelable, 2010.Guide des EnR. Edition 2007.
- [8] [www.djazairiss.com/fr/horizons/13177.](http://www.djazairiss.com/fr/horizons/13177)
- [9] Vaughan C. Nelson, Ken L. Starcher, Robert E.Foster, R.Nolon Clark, Deon Raubenfeimer, "Wind hybrid systems technology characterization", West Texas AM University-Vista University, May 2002.
- [10] E.Ian Baring-Gould, L. Flowers, P.Lundsager, "Worldwide status of wind-diesel application," Pre-Workshop Wind-Diesel 101, 2004, Anchorage, Alaska.
- [11] I.Vechiu, " Modélisation analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome," 2005.
- [12] Musseli,M.,Notton,G.& Louche, A., "Design Hybrid-Photovoltaic power generator, with optimization of energy management", Solar Energy ,Vol.65, N°.3, 1999, pp. 143-157.
- [13] Ashok,S., "Optimised model for community-based hybrid energy system" Renewable Energy Vol .32, N°.7,2007, pp. 1155-1164.
- [14] J. G. McGowan, J. F. Manwell, "Hybrid/PV/Diesel system experiences", Renewable Energy, 16, pp. 928-933, 1999.
- [15] S. Ruin, O. Carlson, "Wind-hybrid systems with variable speed and DC-link", Wind Power for the 21 century, Kassel, Germany, pp. 25-27, 2000.
- [16] P. Lundsager, H. Bindner, N. Clausen, S. Frandsen, L. H. Hansen, J. C. Hansen, "Isolated systems with wind power", Riso-R-1256 (EN), 2001.
- [17] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, N. C. Voulgaris, " A hybrid PV-Wind generator system using a maximum power point tracking technique", Renewable energies for Islands, china, Crete Greece, 2001.
- [18] T. L. Jensen, "Renewable Energy on Small Islands", Forum for Energy and development (FED), Second Edition Danmark, August 2000.
- [19] M Lopez, "Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée", 2004.

- [20] L. ABDELHAMID, “ Contribution à l'Amélioration des Performances des Générateurs Eoliens-Evaluation de l'Impact des Energies Renouvelables sur l'Environnement ”, 2012
- [21] www.ferme-energie.ca.
- [22] M.K.Deshmukh, S.S.Deshmukh, “Modeling of hybrid renewable energy systems” Renewable & sustainable energy reviews, 2006.
- [23] F. BAGHDADI, “ Modélisation et simulation des performances d'une installation hybride de conversion d'énergie renouvelables ”, 2011.
- [24] www.actu-environment.com.
- [25] I. Kamwa, B. Saulier, “ Modélisation, simulation et régulation d'un réseau éolien/diesel autonome”, 1989.
- [26].HOMER home page: <http://www.nrel.gov/homer/>, 2005.
- [27] The Bogdan, S.B., Salameh, Z.M., 1996. “Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system“. IEEE Transactions on Energy Conversion 11 (2), pp. 367–375.
- [28] Fatih O. Hocaog'lu, O' mer N. Gerek, Mehmet Kurban “A novel hybrid (wind-photovoltaic) system sizing procedure”, Solar Energy 83 (2009), pp. 2019-2028
- [29] B.D. Shakya, Lu Aye, P. Musgrave, “Technical feasibility and % nancial analysis of hybrid wind-photovoltaic system with hydrogen storage for Cooma” International Journal of Hydrogen Energy 30 (2005), pp. 9-20.
- [30] L. Messikh, S. Chikhi, F. Chikhi et T. Chergui “Mise au point d'un régulateur de charge / décharge de batterie avec seuils adaptatifs de tension pour les applications photovoltaïques” Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°2, pp. 281-290.2008.
- [31] www.victronenergy.com.
- [32] A.O.Mahmoud, “Caractérisation, modélisation, fonctionnement et impact d'un système hybride pour l'alimentation de charges mixtes”, Thèse de doctorat en énergie renouvelable, université de Cheikh Anta Diop de Dakar, 2008.
- [33] B.Wichert, “PV/diesel hybrid energy systems for remote area power generation” Renewable & Sustainable Energy Reviews, Vol.1, N° .3, pp. 209-228,1997.
- [34] K.Preiser,L.Anton,G.Bopp,K.V.Dohlen “Phothovoltaic's, Hydropower and Gas generator The hybrid Energy system in Kaysersberg(France) ”, pp. 1106-1109,1997.
- [35] W .Kleinkauf, G .Cramer, M .Ibrahim, l'IEE-EVS, Institut de technologie des énergies électriques, Université Kassel and SMA Technologie AG.2004.
- [36] K. Burges et al “Modular Hybrid Energy Supply System for Industrial Processes and Rural Electricification,” Méditerranéan Conference on Renewable Energy Sources for Water Production, 1996.

- [37] O.Ulleberg, "Stand-Alone power systems for the future Optmal design , operation & control of solar-hydrogen energy systems", p. 210,1998.
- [38] 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,N°.1, pp.1-9; Elsevier Science 1999.
- [39] H.Drouilhet, M.Shirazi, "Wales, Alaska high-penetration wind -diesel hybrid power system" Theory of operation.2002.
- [40] H.Bindner, "Power control for wind turbines in weak grids :concepts development" .1999.
- [41] H. G. Beyer, T. Degner, "Assessing the maximum fuel savings obtainable in simple wind-diesel systems ", Solar Energy, 61(1), pp. 5-10, Elsevier Science 1997.
- [42] C.D.Barley and C.B.Winn, "Optimal dispatch strategy in remote hybrid power systems" Solar Energy Vol 58 N°.4-6, pp.165-179,1996.
- [43] A. Pereira, "Modular supervisory controller for hybrid power systems", Riso-R-1202. 2000.
- [44] M Pipattanasompon, "A study of remote area internet access with embedded power generation", 2004.
- [45] J.F. Manwell, A. Rogers, G. Hayman ,C.T. Avelar,J.G. McGowan, " Hybrid 2-A hybrid system simulation model" .Theory manuel, 1998.
- [46] A Larsson, "Voltage and frequency variation in autonomous grids a comparison of two different wind-diesel systems", pp. 317-320,1996.
- [47] EN 50160, "Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems " 1999.
- [48] N. Kasbadji Merzouk "Carte des Vents de l'Algérie" Rev. Energ. Ren.: Valorisation (1999), pp. 209-214.
- [49] K. Gairaa et S. Benkacali " Modélisation numérique des irradiations globale et diffuse au site de Ghardaïa" Rev. Energ. Ren. Vol. 11 N°1 (2008), pp. 129-136.
- [50] M. Adouane, "Etude et conception d'une stratégie de commande d'un onduleur connecté au réseau électrique", Mémoire de magistère, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2008.
- [51] S. Issaadi, " Commande d'une poursuite du point de puissance maximale (MPPT) par les Réseaux de Neurones ", Mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2006.

- [52] M. Makhoulf, "Étude et optimisation d'un modèle de conversion d'énergie photovoltaïque application au pompage", mémoire de magister, université Mentouri Constantine, Algérie, 2006.
- [53] S. Bellakehal, "Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables", thèse de Doctorat, Université de Constantine, Algérie, 2010.
- [54] A. Labouret, M. Viloz, Energie solaire photovoltaïque, 3ème édition, DUNOD, Paris 2006.
- [55] B. Equer, Energie solaire photovoltaïque (volume 1: physique et technologie de la conversion photovoltaïque), 1ère édition, ELLIPES, Paris, 1993.
- [56] Graham VA, Hollands KGT A method to generate synthetic hourly solar radiation globally, Solar Energy, 44 (6), pp. 333-341, 1990.
- [57] Duffie JA, Beckman WA Solar Engineering of Thermal Processes 2nd edition, Wiley, New York, NY, 1991.
- [58] www.groupe-soprec.com.
- [59] Stevens MJM, Smulders PT (1979) "The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes", Wind Engineering, 3, pp.132-145
- [60] H Camblong "Minimisation de L'Impact des perturbation d'Origine Eolienne dans Génération d'Electricité par des Aérogénérateurs à vitesse variable "Thèse de doctorat, ENSAM Bordeaux,3003.
- [61] Panos M. Pardalos, Steffen Rebennack Mario V. F. Pereira et Niko A. Iliadis Vijay Pappu Editors "Handbook of Wind Power Systems" Springer, 1986.
- [62] A. MIRECKI "Étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une Éolienne de petite puissance " Thèse de Doctorat, INPT de France, 2005.
- [63] www.txspc.com/PDF/whisper, pp. 100-200 spec.
- [64] [betz tube.jpg](#).
- [65] www.ac-clermont.fr/disciplines/fileadmin/user-upload/.../BTS/Limite-de-Betz.pdf.
- [66] CHERFIA NAÏM Conversion d'énergie produite par des générateurs éoliens, 2010.
- [67] [eolienne.f4jr.org/système de régulation et de protection](http://eolienne.f4jr.org/système%20de%20régulation%20et%20de%20protection).
- [68] www.gmi-groupe.com.
- [69] G.C. Seeling-Hochmuth, "A combined optimization concept for the design and operation strategy of hybrid-PV energy systems", Solar energy 61(2), pp. 77-87, 1997.
- [70] O. Skarstein and K. Uhlen, "Design considerations with respect to long-term diesel saving in wind/diesel plants", Wind Engineering, Volume 13, pp. 72-87, 1989.

- [71] <https://groupe-electrogene.ooreka.fr>.
- [72] V.M.Pereira,J.A.P.Pomilio,P.A.V.Ferreira, “Experimental Setup for Autonomus Induction Generator system with Voltage and Frequency Regulation studies”, Conference on the computation of Electromagnetic Fields-CPMPUMAG 2003, CD-ROM, New York USA, 2003.
- [73] www.energy.gov.dz.
- [74] Fatih O. Hocaog˘lu, O’ mer N. Gerek, Mehmet Kurban “A novel hybrid (wind-photovoltaic) system sizing procedure”, Solar Energy 83 (2009), pp. 2019-2028.
- [75] B. Ai, H. Yang, H. Shen , X. Liao, “Computer-aided design of PV/wind hybrid system” , Renewable Energy 28 (2003), pp. 1491-1512.
- [76] <http://www.solaire.energies autonomes.com/138.html>.
- [77] Muselli, M., Notton, G., Poggi, P., Louche, A., (2000). “PV-hybrid power systems sizing incorporating battery storage: analysis via simulation calculations”. Renewable Energy, vol. 20, pp. 1-7, 2000.
- [78] Bhave, A. G., (1999). “Hybrid solar-wind domestic power generating system-a case study”. Renewable Energy, vol. 17, pp. 355-358, 1999.
- [79] Pires, V.F., Silva, F.A., (2002). “Teaching Nonlinear Modeling, Simulation, and Control of Electronic Power Converters Using MATLAB/SIMULINK”. IEEE Transaction on education, vol. 45, n. 3, pp.253-261, 2002.
- [80] Douangsyta, S., Indarack, P., Kanthee, A., Kando, M., Kittiratsatcha, S., Kinnares, V., (2004). “Modeling for PWM Voltage Source Converter Controlled Power Transfer. Proceedings of International Symposium on Communications and Information Technologies”, pp. 875-878, Sappom, Japan 2004.
- [81] Morren, J., Pierik, J.T.G., de Haan, S.W.H., (2004). “Voltage dip ride-through control of direct-drive wind turbines”. Proceedings of 39th International Universities Power Engineering Conference, vol. 2, pp. 934-938, Bristol, UK, 2004.
- [82] Schmid, J., Von Dincklage, R.D., (1988). “Power Conditioning and Control”. Euroforum New Energies, Saarbruken, Germany, pp. 241-243, 1988.
- [83] Schmid, J., Schmidt, H., (1991). “Inverters for Photovoltaic Systems”. 5th Contractor's Meeting of the EC Photovoltaic Demonstration Projects, Ispra, Italy, pp. 122-132, 1991.
- [84] Market survey: “Inverters 2007”, Photon International Avril 2007, p. 138.
- [85] <https://www.unitjuggler.com/convertir-energy-de-boe-en-kWh.html>.
- [86] www.sdo.dz. “D cision D/06-05/CD du 30 mai 2005”