



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID - TLEMCCEN

THÈSE

Présentée à :

FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

Pour l'obtention du diplôme de :

DOCTORAT EN SCIENCES

Spécialité: Physique énergétique et matériaux

Par :

Mr BEY Mohammed

Sur le thème

Utilisation de l'énergie hybride renouvelable dans les fermes agricoles et leurs contributions dans le développement durable dans la région de Tlemcen

Soutenue publiquement le 08 Octobre 2017 à Tlemcen devant le jury composé de :

Mr N.E. CHABANE SARI	Professeur, UABT-Tlemcen	Président
Mr T.BENOUAZ	Professeur, UABT-Tlemcen.	Examineur
Mr A.HADJ ARAB	Directeur de Recherche, CDER-Alger	Examineur
Mr N.I.BACHARI	Professeur, USTHB-Alger	Examineur
Mr A.HAMIDAT	Directeur de Recherche, CDER-Alger	Directeur de Thèse
Mr B.BENYOUCEF	Professeur, UABT-Tlemcen.	Co-Directeur de Thèse
Mr N.E.BIBI TRIKI	Professeur, UABT-Tlemcen.	Invité

*Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables(URMER)
BP 119, 13000 Tlemcen - Algérie*

Louanges à Allah, seigneur de l'univers ; Que les salutations d'Allah soient sur son messenger qu'il a envoyé en qualité de miséricorde universelle, ainsi que sur ses compagnons et ses frères jusqu'à la résurrection.

Résumé

Pour répondre à la demande croissante d'électricité et diminuer le gaz produit, l'état algérien prévoit l'installation de 22 GW d'énergie renouvelable pour les besoins du marché national sur la période 2015-2030. L'énergie photovoltaïque sera la première énergie avec 13,5 GW. Dans cette thèse, nous avons étudié la faisabilité de l'installation des systèmes photovoltaïques et éoliens dans les fermes laitières raccordées au réseau électrique en milieu rural.

La méthodologie dans ce travail est basée sur trois points. Dans le premier point, nous avons étudié le gisement solaire et le gisement éolien. Le deuxième point concentre sur l'optimisation de la consommation électrique de la ferme laitière. Le dernier point s'adresse au dimensionnement du générateur photovoltaïque et l'aérogénérateur pour un site d'implantation. En fin, ces trois points sont traduits dans un programme de simulation développé en MATLAB.

D'après ce programme de simulation, un générateur photovoltaïque de 35,6 kWp installé dans la région de Tlemcen, produit environ 49,3 MWh/an. Une ferme laitière de consommation électrique de 27 MWh/ans contient ce générateur photovoltaïque, injecte dans le réseau électrique 30,4 MWh/an et absorbe 5,4 MWh/an. D'où, un taux d'utilisation d'énergie photovoltaïque de 71 % par la ferme. On note que le coût d'énergie photovoltaïque produite est estimé à 0,037 €/kWh. Alors que, le coût de l'énergie injectée dans le réseau est estimée à 0,06€/kWh. Malgré ces coûts qui sont supérieurs au prix national (0,038 €/kWh), la ferme laitière bénéficiera d'une marge de vendre de 4,9 DZD/kWh pendant 25 ans, grâce au prix d'achat de l'énergie PV fixé par l'état. Par contre, l'installation des éoliennes dans la région de Tlemcen est inutile, puisqu'elles produiront une énergie électrique d'un coût de 0,379 €/kWh.

Mots-clefs: Systèmes PV/éolien connectés au réseau; Ferme laitière économique; Estimation de l'irradiation solaire; Éclairage dans le bâtiment de vache; Vitesse moyenne journalière du vent.

Abstract

To satisfy the electricity growing demand and reduce the produced gas; the Algerian state plans to install 22 GW renewable energy for the national market needs throughout the period 2015-2030. Photovoltaic energy will be the first energy with 13,5GW. Thus, in this thesis, we studied the feasibility to install photovoltaic and wind systems in rural dairy farms connected to grids.

The methodology in this work is based upon three main points. In the first point, we estimated the photovoltaic and wind potentials. The second point is focusing on optimizing the power consumption of the dairy farm. The last point treats the dimensioning of photovoltaic generator and wind turbine for an implantation site. Finally, those three points are translated into a computational program developed with MATLAB.

According to this computational program, a photovoltaic generator of 35,6 kWp in Tlemcen regions produces about 49,3 MWh/year. Also, a dairy farm containing this photovoltaic generator and consuming 27 MWh/year, would inject 30,4 MWh/year into the power grid and absorb 5,4 MWh/year. Therefore, the renewable fraction in load is 71%. It is noted that the cost of photovoltaic production is estimated at 0,037 €/kWh, and the cost of the injected energy is at 0,06 €/kWh. Although these costs are over the national price (0,038 €/kWh), the dairy farm will gain a sale margin of 4,9 DZD/kWh during 25 years, due to the state fixed price. The use of wind turbines in this study region is unnecessary, because the cost of electricity production is estimated at 0,397 €/kWh.

Keywords: Grid-connected PV/wind systems; Economic dairy farm; Estimated solar irradiation; Lighting in cow building; Daily average wind velocity.

خلاصة

لتلبية الطلب المتنامي على الكهرباء وتخفيض الغاز المنتج. تعتزم الدولة الجزائرية إنتاج 22 ميغاواط من الطاقة المتجددة لتلبية احتياجات السوق الوطنية على طول الفترة 2015-2030. حيث أن إنتاج الكهرباء من الطاقة الضوئية أخذ الحصة الأكبر باستطاعة قدرها 13.5 ميغاواط. على ضوء هذه المعطيات، فإن هذه الرسالة تطرقت إلى دراسة جدوى تركيب الألواح الشمسية و توربينات الرياح في مزارع الألبان المتصلة بالشبكات الكهربائية في المناطق الريفية.

وتستند منهجيتنا في هذا العمل على ثلاث نقاط رئيسية. النقطة الأولى هي تقدير طاقة أشعة الشمس و طاقة الرياح. و تركز النقطة الثانية على الاستفادة المثلى و القصوى من الطاقة الكهربائية في تطوير مزرعة الألبان. أما النقطة الأخيرة نتطرق إلى تحديد الاستطاعة الكهربائية المثلى للمولد الكهروضوئي و توربينات الرياح. و أخيراً، يتم تحويل هذه النقاط الثلاث إلي برنامج حسابي في MATLAB.

وفقاً لبرنامجنا للمحاكاة، فإن مولد كهروضوئي ذو استطاعة 35,6 كيلوواط في منطقة تلمسان، ينتج نحو 49,3 ميغاواط ساعي/سنة. و قد قدر أيضاً، أن مزرعة ألبان التي تحتوي على هذا المولد كهروضوئي وتستهلك 27 ميغاواط ساعي/سنة، تستطيع ضخ 30,4 ميغاواط ساعي/سنة وامتصاص 5,4 ميغاواط ساعي/سنة من الشبكة الكهربائية. و بتالي، فإن المزرعة تستعمل 71% من الطاقة الشمسية. و قدرت تكلفة الطاقة الكهربائية المنتجة بـ 0,037 أورو للكيلوواط، أما الطاقة المضخة في الشبكة فقدرت بـ 0,06 أورو للكيلوواط. على عكس هذا، فإن تركيب توربينات الرياح في منطقة تلمسان، ستنج الطاقة الكهربائية بتكلفة قدرها 0,379 أورو للكيلوواط. لذا فإنه من غير مجدي استخدام توربينات الرياح في هذا المنطقة.

الكلمات المفتاحية: أنظمة الكهروضوئية/الرياح المتصلة بالشبكة الكهربائية؛ مزرعة ألبان الاقتصادية؛ تقدير الإشعاع الشمسي؛ الإضاءة في إسطلب الأبقار. السرعة المتوسطة اليومية للرياح.

REMERCIEMENTS

Au terme de ce travail, en ce moment charnière, l'instant est venu de jeter un coup d'œil derrière et autour de soi, pour remercier ceux et celles qui m'ont aidée et soutenue dans la réalisation de cette thèse, dont le travail a été réalisé conjointement au laboratoire de physique énergétique et matériaux (URMER, Université de Tlemcen) et le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER, Alger).

Mes premières pensées vont bien entendu au Directeur de Recherche Abderrahmane HAMIDAT qui m'a accueillie dans le CDER, Bouzaréah - Alger et a accepté de diriger cette thèse et d'engager ses connaissances, sa patience et sa rigueur à mon service.

En particulier, je remercie le Professeur Boumédiène BENYOUCEF qui a accepté de co-diriger cette thèse et pour son accompagnement tout au long de ce travail et pour m'avoir fait profiter de son expérience.

Par ailleurs, je voudrais vivement remercier le professeur CHABANE-SARI Nasr-Eddine pour avoir accepté la difficile tâche de présider le jury, le professeur BACHARI Nour Islam et le directeur de Recherche HADJ ARAB Amar à qui je les exprime toute ma gratitude du fait qu'ils ont accepté de se déplacer et juger mon travail à l'Université de Tlemcen, ainsi que le professeur BENOUAZ Tayeb, pour avoir accepté d'examiner la thèse et au professeur BIBI TRIKI Nasr Eddine pour l'acceptation de notre invitation. Je leurs exprime tous mes profondes reconnaissances pour le regard attentif qu'ils ont donné à mon travail.

Je tiens à remercier Mr Taybi Abdelkader, le propriétaire de la ferme agricole, qui n'a ménagé aucun effort pour m'ouvrir les portes de sa ferme et qu'il a mis sous ma dispositions les données que j'avais besoins. Mes remerciements vont également, pour mes amis KARIM D., BENSALÉM A. et NACER T. pour leurs appuis scientifiques tout le long de ce travail de recherche. Un remerciement très particulier à mes parents et mes frères qui m'ont permis d'entreprendre ces études et m'ont apporté leur soutien permanent. Enfin, et ce n'est pas le merci le plus facile à formuler, je tiens à remercier chaleureusement ma tendre épouse pour avoir toujours été à mes côtés pendant ces années, pour avoir partagé mes doutes et mes espoirs, pour m'avoir encouragé et soutenu.

TABLE DES MATIERES

SOMMAIRE	VI
LISTE DES ABREVIATIONS	IX
LISTE DES FIGURES	XI
LISTE DES TABLEAUX	XIV
INTRODUCTION GENERALE	01
1. SITUATION ENERGETIQUE	04
1.1 Introduction	04
1.2 Energies fossiles	05
1.2.1 Pétrole	05
1.2.2 Gaz naturel	06
1.3 Energie électrique	07
1.3.1 Electricité dans le monde	07
1.3.2 Electricité en Algérie	09
1.3.2.1 Consommation de l'électricité	09
1.3.2.2 Production de gaz et du pétrole	10
1.3.2.3 Prévision de la demande d'électricité	12
1.4 Energies renouvelables	15
1.4.1 Production d'électricité d'origine hydraulique	15
1.4.2 Production de l'électricité d'origine éolienne	17
1.4.3 Production de l'électricité d'origine solaire	18
1.4.4 Aspects juridiques de la production des énergies renouvelables	19
1.5 Conclusion	21
2. CONSOMMATION ENERGETIQUE DANS LES FERMES.....	22
2.1 Introduction	22
2.2 Exploitations agricoles en Algérie	22
2.2.1 Description de l'exploitation agricole	22
2.2.2 Distinction entre les exploitations agricoles	23
2.2.3 Système d'élevage en fermes agricoles	24
2.2.4 Système d'élevage pastoral	25
2.2.5 Eclairage dans les fermes laitières	26
2.2.6 Pompage d'eau	33

2.3 Conclusion	37
3. CHAÎNE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE	38
3.1 Rayonnement solaire	39
3.1.1 Fondamentaux sur le rayonnement	39
3.1.2 Mouvement apparent du soleil	42
3.1.3 Variation de l'irradiation extraterrestre	48
3.1.4 Modèles d'estimation des irradianations solaires	49
3.1.5 Simulation numérique des irradianations solaires	55
3.2 Système photovoltaïque	62
3.2.1 Type des systèmes photovoltaïques	62
3.2.2 Module photovoltaïque	64
3.2.3 Convertisseurs	70
3.3 Conclusion	73
4. CHAÎNE DE CONVERSION EOLIEN	74
4.1 Vent	74
4.1.1 Aspect spatial	75
4.1.2 Aspect temporel	75
4.1.3 Validation du modèle de vent	77
4.1.4 Profil verticale du vent	78
4.2 Aérogénérateur	81
4.2.1 Turbine	81
4.2.2 Machines électriques et systèmes de conversion éolienne	87
4.3 Modélisation de la puissance générée par une éolienne	90
4.4 Coût d'une installation éolienne	93
4.5 conclusion	94
5. SIMULATION ET DIMENSIONNEMENT	95
5.1 Programme de simulation	96
5.1.1 organigramme du programme	96
5.1.2 Exécution du programme	99
5.2 Détails sur la ferme étudiée	103
5.2.1 Site géographique de la ferme laitière	103
5.2.2 Besoin énergétique de la ferme	104
5.3 Résultats et discussions.....	106

5.3.1 Optimisation de l'énergie électrique consommée par la ferme	106
5.3.2 Gisements solaire et éolien	109
5.3.3 Modules photovoltaïque et aérogénérateur utilisés	112
5.3.4 Dimensionnement	114
5.3.5 Bilan énergétique	119
5.4 Contributions dans le développement durable	120
5.4.1 Un soutien pour le secteur énergétique	120
5.4.2 Un soutien pour le secteur financier	121
5.4.3 Un soutien pour le secteur agricole	123
5.5 Conclusion	123
CONCLUSION GENERALE	124
REFERENCES	126
ANNEXE :	135

LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS

La nomenclature

ACC : Coût annuel globale	(€)
AOMC : Coût annuel d'exploitation et d'entretien	(€)
ARC : Coût annuel de remplacement	(€)
B : Longitude éclipique.	(rad)
B _A : Coefficient de d'angström.	
C _t : Coefficient de température du module photovoltaïque	
G _T : Eclairement solaire globale	(Wh/m ²)
I _b : Irradiation solaire directe	(W/m ²)
I _d : Irradiation solaire diffuse	(W/m ²)
I _G : Irradiation solaire globale	(W/m ²)
I _{out} : Irradiation Extraterrestre	(W/m ²)
KT : Indice de clarté	
M : Masse atmosphérique	
N _j : Nombre de jour varie de 1 jusqu'à 365 jour	(jour)
R _g : Coefficient de réflectance du sol (albédo)	
T _a : Température ambiante	(°C)
T _C : Température des cellules solaires	(°C)
T _{ref} : Température de référence (25°C)	(°C)
T _{NOCT} : Température nominale du fonctionnement de la cellule solaire	(°C)
TAC : coût total annuel d'un système	(€)
TMH: Temps par une horloge précise	(heure)
TSV : Temps solaire vrai	(heure)
TZ : Fuseau horaire de l'observateur (Time Zone)	(heure)
Z : Altitude	(Km)

Symboles

α_{sol} : Angle d'azimut	(rad)
α_{cap} : Angle entre la normale du capteur solaire et le plan méridien.	(rad)
β_{λ} : Facteur d'absorption.	
β_{in} : Angle d'incidence.	(rad)

β_{sol} :	Angle d'altitude	(rad)
χ_{PW} :	Facteur de puissance garantie par le constructeur	
δ :	Déclinaison du soleil.	(rad)
δ_{λ} :	Facteur de réflexion ou albédo monochromatique	(rad)
$\varepsilon_{\text{time}}$:	Différence du temps	(min)
η_{loss} :	Rendement des pertes électriques dans les câbles	
η_{inv} :	Coefficient des pertes électriques dans les câbles	
η_{mod} :	Rendement référentielle du module photovoltaïque	
η_{mod} :	Rendement	
η_{mod} :	Rendement	
φ :	Latitude	(°)
φ_{cap} :	Inclinaison du capteur solaire	(rad)
λ :	Longitude.	(°)
τ_{bcs} :	Transmittance atmosphérique directe pour un ciel clair	
τ_{dcs} :	Transmittance atmosphérique diffuse pour un ciel clair	
τ_{rcs} :	Transmittance atmosphérique réfléchit pour un ciel clair	
τ_{λ} :	Facteur de transmission.	
ω :	Angle horaire	(rad)
ω_{C} :	Angle horaire du coucher de soleil	(rad)

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1	Energies fossiles	05
Figure 1.2	Production du pétrole des premiers pays en 2013et 2014	06
Figure 1.3	Production du gaz naturel des premiers pays en 2013et 2014.....	07
Figure 1.4	Production d'électricité par le nombre d'habitants dans le monde	08
Figure 1.5	Consommation électrique du monde entre 1985 et 2014	09
Figure 1.6	Evolution de la consommation de l'électricité en Algérie	10
Figure 1.7	Schéma représentatif de la production d'un champ de gaz	11
Figure 1.8	Production du pétrole et du gaz naturel en Algérie	12
Figure 1.9	Estimation de la demande d'électricité en Algérie	14
Figure 1.10	Consommation d'électricité par secteur en 2012	14
Figure 1.11	Energies primaires de la production d'électricité en 2012.....	15
Figure 1.12	Evolution de l'hydroélectricité	16
Figure 1.13	Répartition de la production hydraulique, éolienne et solaire par région ...	17
Figure 1.14	Evolution de la production de l'électricité éolienne	18
Figure 1.15	Evolution de la production de l'électricité à partir de l'énergie solaire.....	19
Figure 2.1	Ferme laitière traditionnelle	25
Figure 2.2	Elevage pastoral en Algérie	26
Figure 2.3	Spectre des lumières naturelle et artificielles	27
Figure 2.4	Eclairage direct sous une source ponctuelle	29
Figure 2.5	Eclairage direct sous une source surfacique	30
Figure 2.6	Plant utile éclairé pour les vaches	31
Figure 2.7	Bâtiment d'élevage de F1 équipé par des lampes incandescent.....	31
Figure 2.8	Bâtiment d'élevage de F1 équipé par des lampes CFL BR0623.....	32
Figure 2.9	Bâtiment d'élevage de F2 équipé par des lampes incandescent.....	32
Figure 2.10	Bâtiment d'élevage de F2 équipé par des lampes CFL BR0623	32
Figure 2.11	Schéma d'installation d'une pompe de surface	34
Figure 3.1	Schéma générale de la chaîne de conversion photovoltaïque	38
Figure 3.2	Classification du spectre électromagnétique	39
Figure 3.3	Angle solide	40
Figure 3.4	Spectre du rayonnement solaire	41
Figure 3.5	Représentation des absorptions des gaz constitutifs de l'atmosphère.....	42

Figure 3.6	Coordonnées géographiques terrestres et solaire	43
Figure 3.7	Diamètre apparent du soleil par rapport à la terre	44
Figure 3.8	Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich	46
Figure 3.9	Variation de l'équation du temps ϵ_{time} durant l'année	46
Figure 3.10	Orientation du capteur solaire	47
Figure 3.11	Rayonnement extraterrestre journalière sur une surface horizontale	49
Figure 3.12	Image satellitaire du nuage	54
Figure 3.13	Les trois types de rayonnement solaire tombant sur une surface de la terre	56
Figure 3.14	Calcule l'irradiation horaire en ciel clair	57
Figure 3.15	Irradiation horaires estimée et mesurée pour le ciel clair à :(a) Harare au Zimbabwe en 09/10/1999, (b) Almeria Spain en 06/07/2014	58
Figure 3.16	Radiations solaires journalière à Katherine en Australie	61
Figure 3.17	Radiations solaires journalières à Cooktown en Australie	61
Figure 3.18	Schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque autonome	63
Figure 3.19	Architecture d'un système photovoltaïque raccordé au réseau	63
Figure 3.20	Fonctionnement d'une cellule solaire	64
Figure 3.21	Groupe de panneaux photovoltaïques	65
Figure 3.22	Caractéristiques I(V) de cellules photovoltaïque	66
Figure 3.23	Schéma électrique du modèle d'une diode	67
Figure 3.24	Schéma électrique du modèle de deux diodes	68
Figure 3.25	Schéma du modèle des rendements énergétiques	70
Figure 3.26	Générateur PV contrôlé par une commande MPPT avec charge DC	71
Figure 4.1	Architecture globale de la chaîne éolienne	74
Figure 4.2	Estimation des vitesses journalières à Tlemcen	77
Figure 4.3	Probabilité d'apparition des vitesses journalières dans un mois	78
Figure 4.4	Organigramme d'estimation de la vitesse journalière de vent	80
Figure 4.5	Vitesses moyennes journalières estimées et mesurées à Tlemcen	80
Figure 4.6	Chaîne de conversion d'une petite éolienne	81
Figure 4.7	Représentation des vitesses et des forces sur l'hélice	82
Figure 4.8	Dépendance des coefficients C_x et C_z	83
Figure 4.9	Volumes de contrôle autour de l'aérogénérateur	84
Figure 4.10	Coefficient de puissance C_p	86
Figure 4.11	Coefficients de puissance et de couple	87
Figure 4.12	Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage	88

Figure 4.13	Système éolien basé sur la machine asynchrone à rotor bobiné.....	89
Figure 4.14	Système éolien basé sur la machine synchrone à aimants permanents.....	90
Figure 4.15	Courbe de puissance d'une éolienne	90
Figure 4.16	Courbe de puissance de l'éolienne AV7	92
Figure 5.1	Organigramme de notre programme de simulation	98
Figure 5.2	Calcul des radiations horaires globales horizontales et sur plan incliné..	100
Figure 5.3	Estimation des éclairagements, températures et vitesses de vent pour un site	100
Figure 5.4	Ferme laitière et l'optimisation de ses besoins énergétiques	101
Figure 5.5	Intégration des caractéristiques du système PV et du système éolien.....	101
Figure 5.6	Affichage des résultats	102
Figure 5.7	Position de la région étudiée	103
Figure 5.8	Position de la ferme laitière étudiée 34°38' N, 1°20' W	104
Figure 5.9	Energie horaire consommée par la ferme laitière	106
Figure 5.10	Fichier Excel du profile de la puissance demandée par la ferme	107
Figure 5.11	Chronologie de la puissance demandée pour la saison agricole	108
Figure 5.12	Optimisation de l'énergie journalière demandée par la ferme	109
Figure 5.13	Estimation des éclairagements journalière sur le plan incliné	110
Figure 5.14	Estimation des éclairagements mensuels sur le plan incliné	110
Figure 5.15	Estimation de l'énergie journalière moyenne du vent à Tlemcen en 2011..	111
Figure 5.16	Energies annuelles injectées et achetées en présence des GPV	116
Figure 5.17	Taux de l'utilisation de l'énergie PV par la ferme	115
Figure 5.18	Aire proposé pour le champ photovoltaïque	115
Figure 5.19	Surface des champs photovoltaïques en fonction des générateurs PV	116
Figure 5.20	Coût de l'installation et de l'énergie injectée en fonction de GPV	116
Figure 5.21	Bilan énergétique journalière de la ferme laitière	117
Figure 5.22	Energies annuelles injectées et achetées par des éoliennes	118
Figure 5.23	Coût de l'installation des éoliennes et de l'énergie injectée	118
Figure 5.24	Contribution des fermes agricoles dans le secteur énergétique.....	121
Figure 5.25	Prix de vendre de l'énergie électrique dans le monde.....	122

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 Programme national Algérien du développement des énergies renouvelables..	20
Tableau 1.2 Prix d'achat garanti par SONELGAZ	20
Tableau 2.1 Types d'exploitation agricole	24
Tableau 2.2 Caractéristiques des lampes selon leur fabricant	28
Tableau 2.3 Coefficient de pertes de charge en mètres par 100 m de tuyauterie	35
Tableau 2.4 Puissance de la pompe en fonction du débit et HMT	36
Tableau 3.1 Paramètre décrivant l'état de l'atmosphère	52
Tableau 3.2 Coefficient d'angström	53
Tableau 3.3 Performance du modèle des radiations solaires pour un ciel claire	59
Tableau 3.4 Performance du modèle des radiations solaires pour un ciel nuageux	62
Tableau 4.1 Longueur de rugosité	79
Tableau 4.2 Caractéristiques principales de l'éolienne AV7	91
Tableau 5.1 Chronologie fonctionnelle des équipements électriques	105
Tableau 5.2 Caractéristiques du module ALPV230-156P-60	112
Tableau 5.3 Onduleurs réseau du PV commercialisés	112
Tableau 5.4 Caractéristiques de l'éolienne ES10	113
Tableau 5.5 : Caractéristiques de l'onduleur adapté ES10	113
Tableau 5.6 Bilan énergétique et financière pour un GPV de 35,6 kWp	119

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Contexte général

Le développement économique au cours des dernières décennies au niveau national et international a entraîné une énorme amélioration des conditions de vie et de la croissance démographique. Cela s'est accompagné d'une explosion de la demande d'énergie dans tous les secteurs. La consommation d'énergie dans les pays développés augmente d'environ 1% par an, et celle des pays en développement, 5% par an [1]. Les combustibles fossiles étaient les sources d'énergie dominées utilisées pour répondre à cette demande d'énergie en constante augmentation, ce qui a entraîné un réchauffement climatique et des changements climatiques. Les statistiques mondiales montrent qu'en quatre ans (2004-2008), tandis que la population mondiale a augmenté de 5%, la production brute d'énergie et les émissions annuelles de CO₂ ont augmenté de 10%, atteignant 12 GTep de l'approvisionnement énergétique mondial primaire et 29,4 gigatonnes d'émissions de CO₂ en 2008 [2].

Durant cette dernière décennie et d'après les statistiques du ministère de l'énergie, l'Algérie a vu sa consommation énergétique augmenter de 62% [3]. Près du tiers de l'énergie (28%) est consommée sous forme d'électricité. Le bilan énergétique de l'année 2014, édité par le Ministère de l'Energie en 2015, montre que les secteurs de transport, de ménages résidentiels et de l'industrie sont les plus gros consommateurs d'électricités avec des taux de 37%, 32% et 21%, respectivement [4]. Pour le secteur d'agriculture, la consommation énergétique électrique représente une part non négligeable, 2% par rapport au bilan national [4]. Elle est en nette augmentation en raison de la modernisation et le développement de ce secteur.

Problématiques

La croissance de la consommation énergétique particulièrement l'énergie électrique, perturbe la distribution de l'électricité pendant les périodes de grandes demandes et les pics exceptionnelles. Ces pics de la demande qui ont des taux de croissance plus de 20% dans certaines régions du nord et plus de 35% dans certaines régions du sud, fragilisent les réseaux de distribution, particulièrement les postes de transformateurs dont la capacité diminue sous l'effet de la hausse des températures [5]. Globalement, les coupures d'électricité affectent chaque jour près de 1000 à 3000 foyers à travers le territoire national. Devant cette situation délicate, l'implantation des postes de transformateurs supplémentaires a été préconisée par le distributeur national d'électricité. Mais cette solution est ne peut être que provisoire en raison des pertes énergétiques dans les postes de transformateurs et dans les lignes de distribution qui n'ont pas été dans leurs majorités non renouvelées.

Objectifs de la thèse

En Algérie, les fermes agricoles sont situées non loin des zones urbaines et elles possèdent des bâtiments avec de grandes toitures et elles disposent de terrains libres. Ainsi, les fermes agricoles peuvent avoir un rôle très important à jouer dans la contribution du renforcement du réseau électrique BT par l'énergie renouvelable.

L'objectif de ce travail est d'étudier les systèmes hybrides Photovoltaïques/Eolien et leurs impact sur le bilan d'énergie électrique des fermes agricoles. A l'aide des systèmes hybrides raccordés au réseau BT, le surplus de l'énergie électrique produite est injecté dans le réseau permettant d'améliorer la qualité du réseau tel que la chute de tension particulièrement lors de la période chaude qui est généralement ensoleillée.

Le travail de cette étude est articulé sur trois axes principaux qui sont l'optimisation de la consommation électrique de la ferme agricole, l'estimation de l'énergie solaire et éolienne dans les régions de Tlemcen et l'étude de l'apport énergétique des fermes agricoles dans le développement durable des régions rurales.

Structure de la thèse

La thèse est divisée en cinq chapitres. Dans le premier chapitre, après avoir présenté l'exploitation mondiale du pétrole et du gaz, une analyse énergétique de la production mondiale de l'électricité a été présentée. Ensuite, une étude sur l'évolution de la demande de l'électricité et sur la production du pétrole et du gaz en Algérie, a été abordée. Ainsi, une analyse énergétique de la production de l'électricité par les énergies renouvelables dans le monde et en Algérie, a été présentée. A la fin de ce chapitre, la situation juridique de la production des énergies renouvelables en Algérie a été clarifiée.

Dans le deuxième chapitre, après avoir présenté les différents types d'exploitations agricoles en Algérie, nous étudions les missions quotidiennes dans la ferme laitière. Le but ici est d'estimer la variation horaire de la demande électrique suivant les missions quotidiennes du fermier (l'éclairage artificielle, traire de lait, pompage d'eau et le refroidissement du lait). Le pompage et l'éclairage sont les deux activités optimisées dans cette thèse.

Dans le troisième chapitre, nous étudions la chaîne de conversion photovoltaïque, où une étude approfondie sur le calcul de la radiation solaire reçue sur terre a été faite. Dans les littératures relatives à ce sujet, il y a plusieurs modèles mathématiques qui calculent la radiation solaire pour un ciel clair. L'étude de ces modèles mathématiques, nous a permis par la suite de réaliser un sous programme computationnel. Ainsi, une étude sur le système photovoltaïque a été menée.

Dans le quatrième chapitre, la chaîne de conversion éolienne a été étudiée. Des modèles mathématiques représentant la prédiction de la vitesse journalière de vent ont été analysés. Ainsi, une étude descriptive sur les éoliennes a été présentée. Par la suite, un sous-programme computationnel a été élaboré dans le but d'estimer l'énergie électrique produite par des éoliennes.

Le dernier chapitre permet d'exploiter les résultats des chapitres précédents afin d'optimiser le besoin énergétique de la ferme laitière, et de dimensionner le système hybride PV/éolien. Ce dimensionnement est fait à l'aide de notre programme de simulation réalisé pour étudier l'impact de la ferme sur le bilan de l'énergie électrique et le développement durable de la région.

Enfin, une conclusion générale à la fin du manuscrit reprenant les principaux résultats et émettant quelques perspectives et pistes d'études complémentaires à nos travaux.

1. SITUATION ENERGETIQUE

1.1 Introduction

L'énergie électrique a une grande influence sur notre vie et par conséquent sur le développement des pays. Durant l'histoire de l'humanité, la domestication de l'énergie est réalisée en deux phases. La première phase est définie par l'exploitation des énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon, nucléaire,...). La seconde phase est utilisation des énergies renouvelables (photovoltaïque, photo thermique, éolienne, hydraulique, géothermique, biomasse,...). Ces nouvelles énergies présentent des avantages sur le plan écologique et économique. Sur le plan écologique, la conversion des énergies renouvelables en énergie électrique a une pollution proportionnellement très inférieure par rapport à celle de la conversion des énergies fossiles. Dans ce chapitre, nous exposons les ressources terrestres en énergies fossiles et renouvelables. Dans ce cadre, nous examinons l'évolution de la production et la consommation mondiale et Algérienne des énergies.

En 2013, la production mondiale d'énergie est estimée de 79% du combustibles fossiles (pétrole, charbon et gaz), de 11 % du nucléaire et de 10 % d'énergies renouvelables (hydraulique, biomasse, solaire, éolien, géothermique) [6]. De nombreuses études estiment que la quantité d'énergie fossile disponible diminuera à l'horizon 2010-2020 et sera épuisée avant la fin de ce siècle. De ce fait, notre avenir énergétique doit se diriger vers les énergies renouvelables. La conversion de ces dernières en énergie thermique, chimique ou électrique présente peu de dangers humains et écologiques. En plus, la production peut être centralisée ou décentralisée.

La production mondiale des énergies fossiles était en 2014, selon British Petroleum Statistical Review, de 12,6 Gtep. Elle se répartissait en 36% de pétrole, 33% de charbon, 26% de gaz naturel, 5% de nucléaire. Depuis la révolution industrielle, la consommation d'énergie a augmentée de manière, elle a plus que doublé de 1973 à 2013. En 2009, à la suite de la crise de 2008, elle n'avait augmenté que de 1%.

1.2 Energies fossiles

Les énergies fossiles se présentent sous quatre formes : le pétrole, le gaz naturel, le charbon et le nucléaire. Elles sont utilisées comme carburants et comme combustibles, principalement pour le transport, le chauffage et la production d'électricité. Bien qu'elles soient polluantes et dangereuses, les énergies fossiles représentent la grande majorité de l'énergie utilisée dans le monde (80%). D'après les statistiques de 2014 [7], le pétrole en monde représente la première source de l'énergie avec un taux de 36% de l'énergie globale. Les trois autres sources sont classées sous l'ordre suivant: le charbon (33%), gaz (26%) et nucléaire (5%).

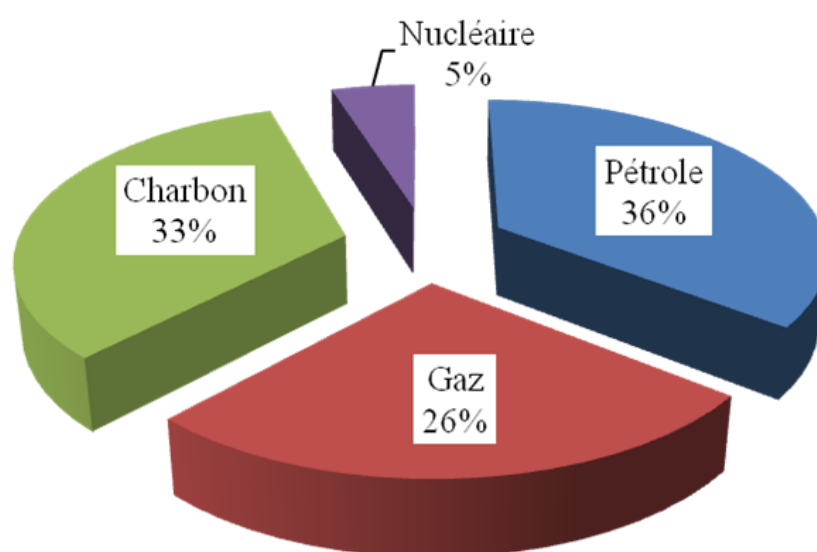


Figure 1.1 Energies fossiles

L'utilisation du nucléaire pour la production d'électricité est la technologie qui représente des risques lors de l'exploitation et des risques concernant les déchets qu'elle engendre. Les deux sources une grande influence sur l'économie du monde c'est le pétrole et le gaz naturel.

1.2.1 Pétrole

Selon BP statistical review, la production mondiale du pétrole en 2014, s'est élevée à 4220,6 mégatonnes (2,3% par rapport à 2013) [7]. En 2014, les trois pays producteurs de pétrole ce sont Arabi Saudi avec 543,5 Mtep, Russe avec 534,1 Mtep et USA avec 519,9 Mtep, voire figure 1.2. USA en 2014 à augmenter sa production par 15,93% par rapport à l'année 2013 qui a influé sur le marché mondiale. L'Algérie est le dix huitième pays en production de pétrole avec 66 Mtep. D'après ces statiques, la production

de pétrole de l'Algérie représente 1,56% de la production mondiale. Le seul pays qui a reculé dans ça production est le Mexique.

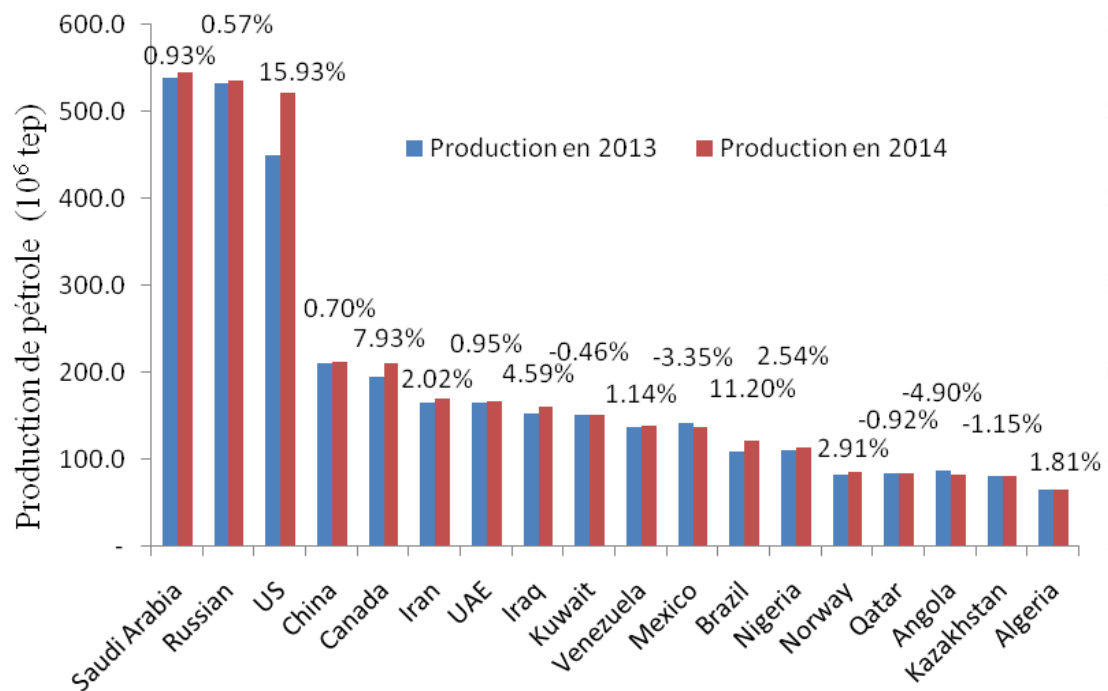


Figure 1.2 Production du pétrole des premiers pays en 2013et 2014

1.2.2 Gaz naturel

La production mondiale du gaz naturel en 2014, s'est élevée à 3,13Ttep par an, soit 1,6% par rapport à 2013. En 2014, les trois pays producteurs du gaz naturel ce sont USA avec 668,2 Gtep, Russe avec 520,9 Mtep et Qatar avec 159,5 Gtep [7], voire figure1.2. USA en 2014 à augmenter sa production par 6,10% par rapport à l'année 2013 qui a influé sur le marcher mondiale. L'Algérie est le neuvième pays en production de gaz naturel avec 75 Gtep. D'après ces statiques, la production de pétrole de l'Algérie représente 2,4% de la production mondiale.

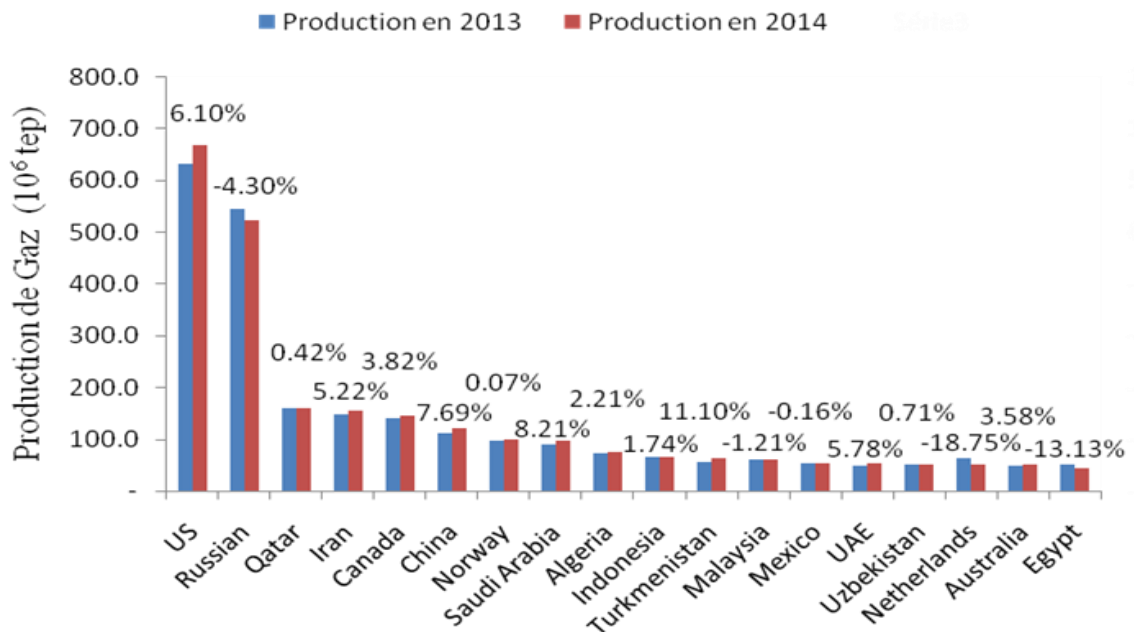


Figure 1.3 Production du gaz naturel des premiers pays en 2013 et 2014

1.3 Energie électrique

1.3.1 Electricité dans le monde

Tous les pays de la région du nord de l'Afrique, ont connu une augmentation considérable de la consommation d'énergie et plus particulièrement de la demande d'électricité. Selon les prévisions de British Petroleum Company, la demande maximum d'électricité va connaître des taux de croissance dans tous les pays de la région entre 2011 et 2020 [7].

Pour subvenir aux besoins en énergie de la société actuelle, il est nécessaire de trouver des solutions adaptées et de les diversifier. Actuellement, il y a principalement deux façons possibles d'agir. La première est de diminuer la consommation d'énergie électrique et d'augmenter la productivité des centrales énergétiques en améliorant respectivement leur efficacité. Une deuxième méthode consiste à trouver et développer de nouvelles sources énergie propres. A cet effet, le présent chapitre porte sur une présentation générale concernant la situation énergétique en Algérie.

L'électricité est indispensable au développement économique, et ce dans tous les pays. Son importance relative s'accroît avec le progrès technique de l'industrialisation et le besoin de confort moderne. L'augmentation de sa production est synonyme d'amélioration de la qualité de vie et de création de richesse. La production d'électricité ramenée au

nombre d'habitants, est donc un bon indicateur permettant de mesurer les écarts de développements entre les différentes régions du monde. L'Europe et l'Eurasie produisent le plus d'électricité (7074 kWh/habitant/an.), voir figure 1.4 [7,8]. C'est trois fois plus qu'en sud et centre d'Amérique (2048 kWh/hab/an.), onze fois plus qu'en Afrique (642kWh/hab/an.) et vingt un fois plus qu'en Moyen-Orient (340 kWh/hab/an.)

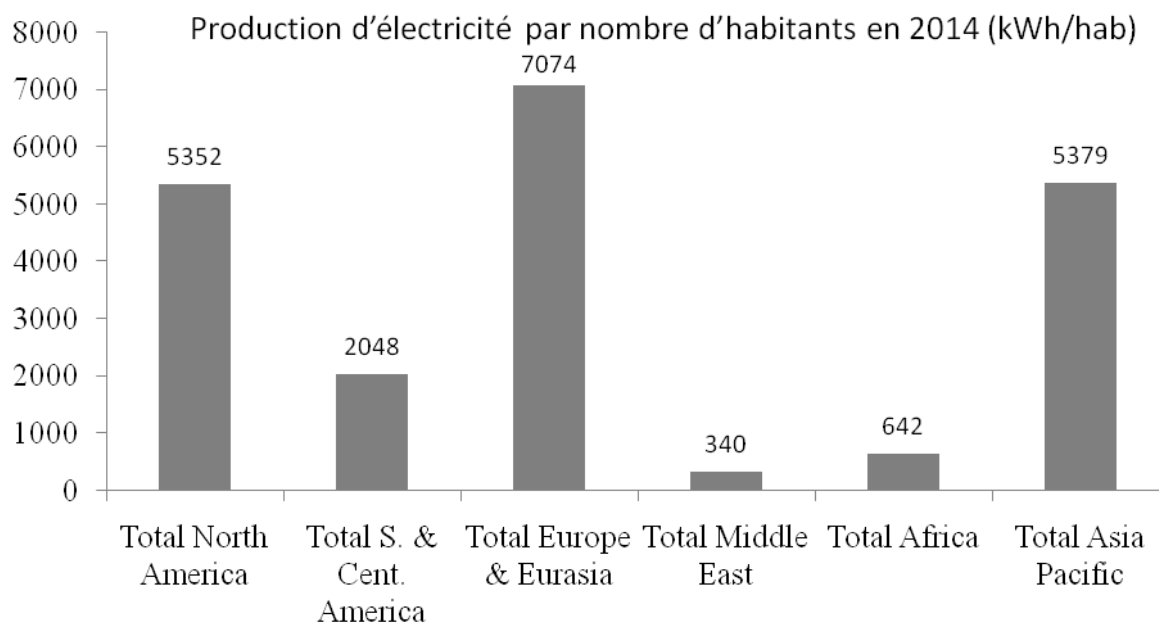


Figure 1.4 Production d'électricité par le nombre d'habitants dans le monde [7,8]

La consommation d'électricité est en forte augmentation. Elle a été multipliée par deux entre 1989 et 2014, notamment pour répondre aux demandes des pays émergents. Cette croissance n'est pas prête de s'arrêter. Selon l'Agence internationale de l'énergie, la consommation d'électricité devrait augmenter de 54% entre 2007 (17 TWh) et 2030 (37TWh). Un pourcentage de 80% de cette électricité supplémentaire sera consommé dans les pays émergents. En 2014, la consommation électrique dans le monde est légèrement supérieure à 23000 TWh, d'une augmentation de 1,5% par rapport au 2013, voire figure1.5. La croissance moyenne de la consommation d'électricité est de 3% par an.

L'Asie est le premier continent consommateur, devant l'Amérique du nord et l'Europe. En 2014, 69% de l'électricité mondiale est consommé par les Etats-Unis, l'Union Européenne, la Chine, et la Russie. Les secteurs qui consomment le plus d'électricité sont, dans l'ordre, l'industrie (7008 TWh, soit 40% de l'électricité consommée), le logement (4602 TWh), le secteur commercial et les services publics (3934 TWh), l'agriculture et l'exploitation forestière (421 TWh), le transport (269 TWh) et la pêche (4 TWh) [7].

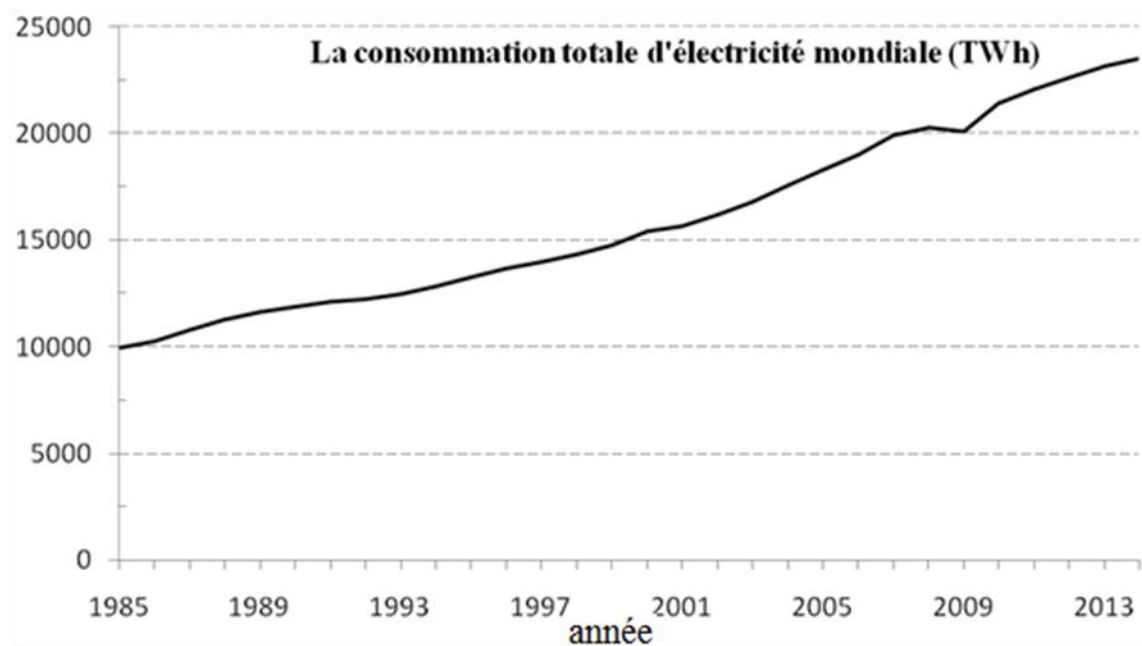


Figure 1.5 Consommation électrique du monde entre 1985 et 2014 [7]

1.3.2 Electricité en Algérie

1.3.2.1 Consommation de l'électricité

La croissance de la consommation électrique est exceptionnellement forte en Algérie, selon la figure 1.5. Cette croissance est due principalement à la croissance démographique et le changement des habitudes de consommation énergétique. En 2014, la consommation électrique attend la valeur 64,2 TWh, qui est deux fois la consommation en 2004, c'est-à-dire que la consommation est doublée en 10 ans. On remarque selon la figure 1.6, le taux de croissance est en générale supérieur de 4% où il est d'environ 14% en 2010.

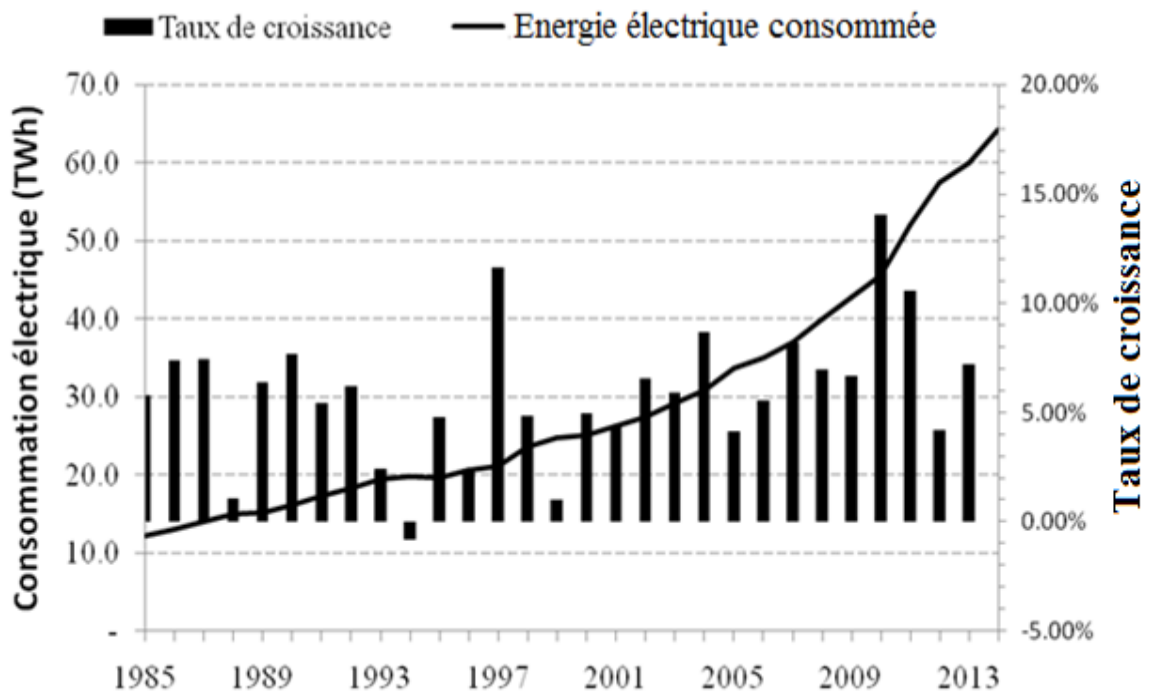


Figure 1.6 Evolution de la consommation de l'électricité en Algérie

En Août 2011, la demande d'électricité atteint un record de 8746 MW, une hausse d'environ 1000 MW par rapport au pic d'été de l'année 2010 [9], qui est l'équivalent d'une centrale électrique de forte puissance. Cette augmentation de la demande d'électricité est due principalement à l'augmentation de la population et le changement des habitudes de consommation énergétique. Ce changement d'habitude est remarqué surtout par l'utilisation de plus en plus à la climatisation. Ce changement de consommation va également déplace la pointe de consommation de l'hiver vers l'été.

La hausse demande de la charge électrique imprévue traduit à l'importante indisponibilité de capacités de production, qui dégrade par conséquence la qualité de service rendu aux clients. La satisfaction de la demande n'a pas été toujours assurée.

1.3.2.2 Production de gaz et du pétrole

En Algérie et selon le Fonds Monétaire International (FMI), le gaz naturel représente 98% de la production d'électricité. D'où il est clair que le gaz naturel est une source très importante pour la production d'électricité. Selon les travaux de Söderbergh et Guseo, Le cycle de vie d'un champ de gaz naturel est divisé en quatre phases distinctes, la phase de pré-production, la phase de construction, la phase de plateau et de la phase de déclin, voir figure 1.7 [10,11].

Chaque champs de gaz naturel à profile unique de production, bien que ses exploiters sont fixés par les caractéristiques du réservoir, des plans techniques de développement, la disponibilité de gisement suffisants, la gestion de la production et les conditions de marché pour la vente de gaz produit. Les champs de gaz standards passent par :

- Une phase de construction (build-up phase), au cours de laquelle la production augmente, car de nouveaux puits sont mis en production.
- Une phase de plateau pour les champs de gaz, elle est plus importante, lorsque le taux de production est à peu près plat, que de nouveaux puits sont mis en service, ce qui compense la baisse production des puits plus anciens.
- Une phase de déclin commence quand le taux de production du champ de gaz tombe en continu jusqu'à ce que le champ soit abandonné.

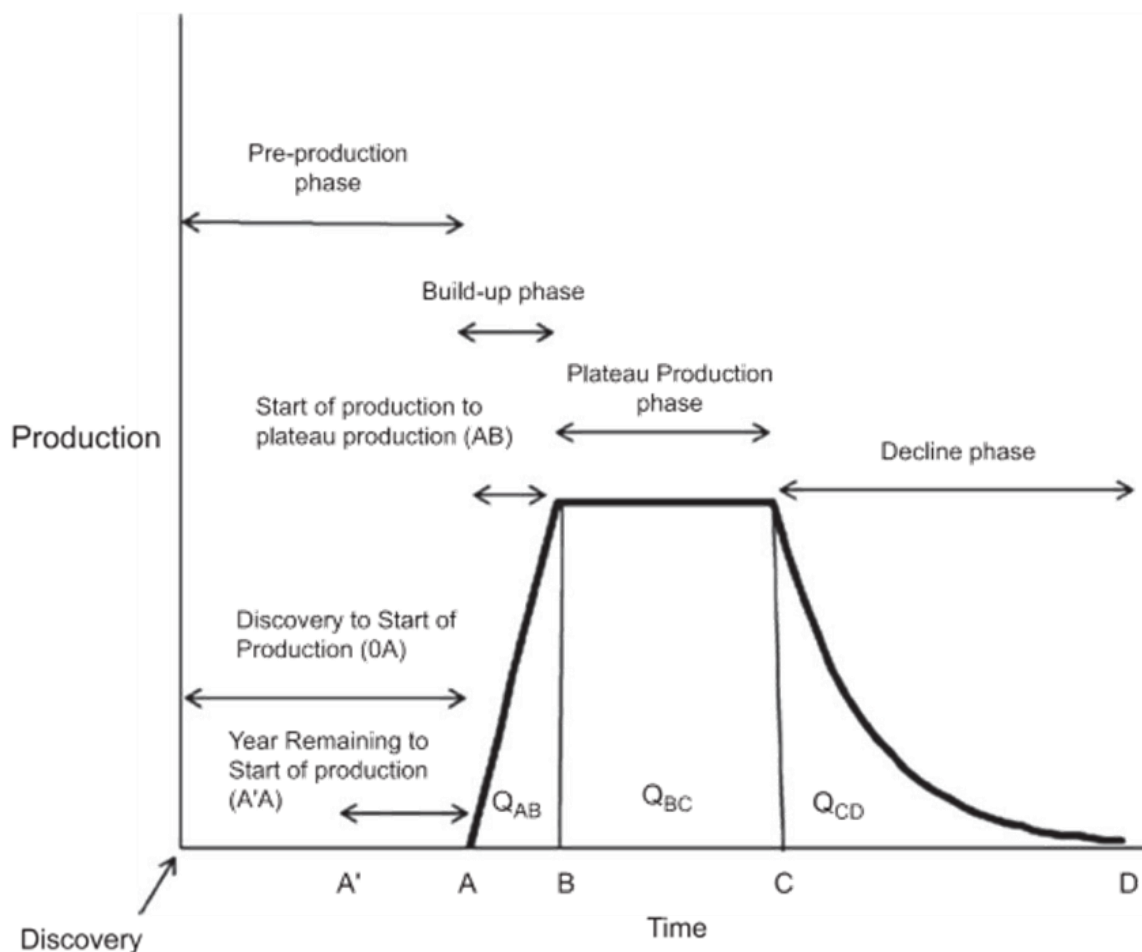


Figure 1.7 Schéma représentatif de la production d'un champ de gaz.

L'Algérie est le premier producteur de gaz naturel en Afrique (75 Mtep en 2014), le deuxième plus grand fournisseur de gaz naturel vers l'Europe, et configure parmi les trois plus grands producteurs de pétrole en Afrique (66 Mtep en 2014). L'Algérie est estimé à tenir la troisième plus grande quantité de ressources de gaz de schiste dans le monde [7]. Cependant, le gaz naturel brut et de la production de pétrole brut ont progressivement diminué ces dernières années après 2005, voir Figure 1.8.

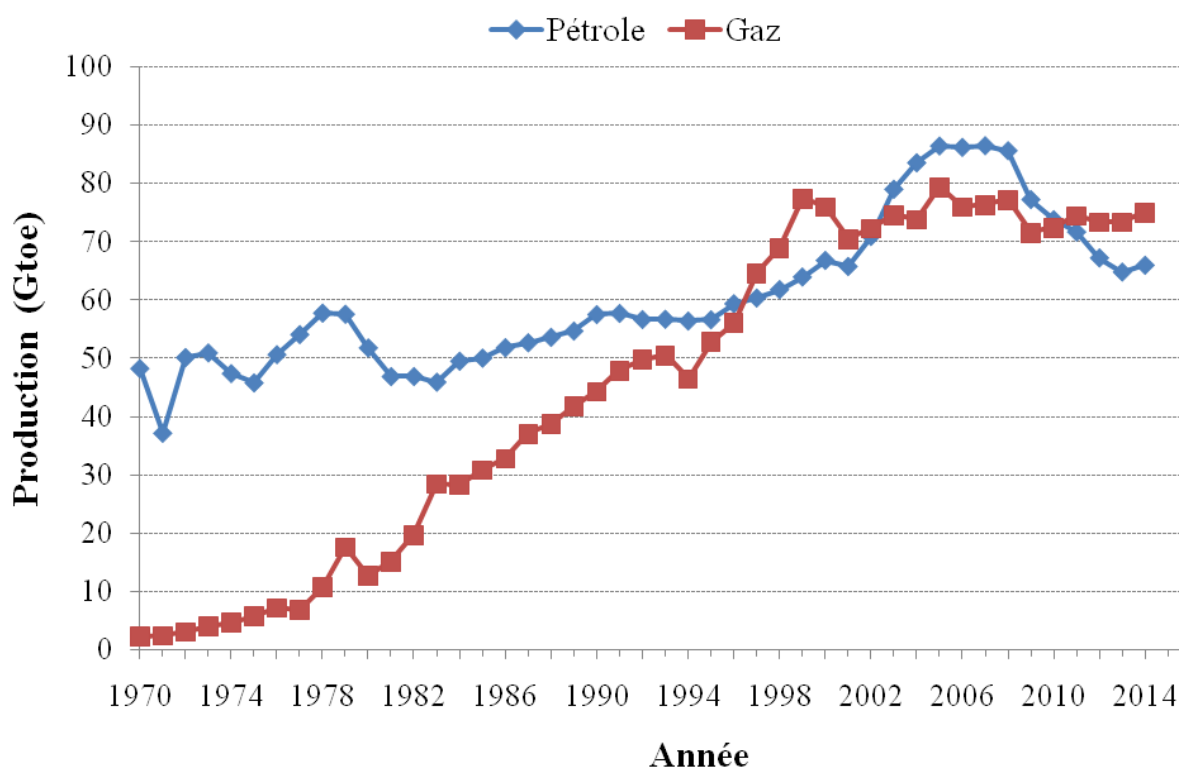


Figure 1.8 Production du pétrole et du gaz naturel en Algérie

Vue l'exploitation continu et massive des champs de gaz et leurs cycle de vie, on peut facilement estimer que l'exploitation totale du gaz aura le même cycle de vie d'un champ de gaz. D'après les travaux de Guseo et selon la figure 1.8 et la figure 1.7, la production de gaz naturel est dans la phase l'avant-dernière (phase de plateau) [10].

1.3.2.3 Prévision de la demande d'électricité

D'un autre côté, la demande d'électricité croit d'une façon rapide, elle est doublée de 30,9 TWh en 2004 à 64,2 TWh en 2014. La croissance de la demande de l'électricité a été portée en deux phases: une première phase de 1985 à 2000 et la seconde phase entre 2000 et 2012, voir la figure 1.9.

Dans la première phase entre 1985 et 2000, la demande de l'énergie électrique a une croissance linéaire qui peut être représentée par la formule suivante :

$$EG = -1659,05294 + 0,84191 Xy \quad (1.1)$$

Avec :

Xy est l'année comprise entre 1985 et 2000 et EG est la demande de l'énergie électrique en (TWh).

Dans la deuxième phase (2000-2012) et selon l'agence nationale de développement de l'investissement, l'Algérie a réussi à augmenter le volume des investissements productifs. Ces investissements ont conduit systématiquement à l'augmentation de la demande d'énergie électrique. Dans cette phase, la croissance de la demande est transformée d'un modèle linéaire à un modèle de Boltzmann, elle est décrite par la formule empirique suivante :

$$EG = 135 + (13,5 - 135) / \left(1 + \text{EXP} \left(\frac{Xy - 2015}{6,4} \right) \right) \quad (1.2)$$

La croissance de la demande électrique est clairement visible dans la Figure 1.14. La formule empirique du modèle de Boltzmann (équation 1.2) est développée pour prévoir la demande de l'électricité. La demande d'électricité est prévue pour être 83, 97 et 124 TWh respectivement dans les années 2017, 2020 et 2030. Ces résultats sont également prédits par A.M. Hamiche [12].

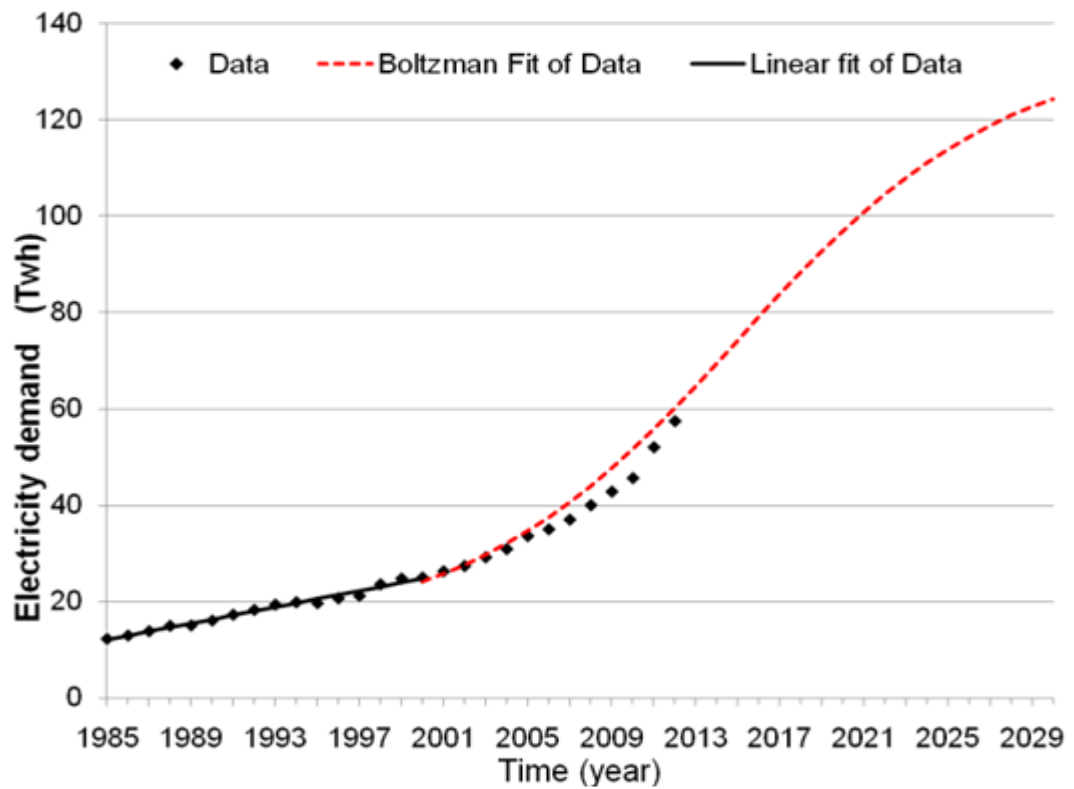


Figure 1.9 Estimation de la demande d'électricité en Algérie

La consommation électrique est très importante dans tous les secteurs. En 2013, le secteur transport a été le plus gros consommateur d'électricité, ce qui représente 42% de l'énergie consommée à l'échelle nationale 59,9 TWh, voire la Figure 1.10 [13]. D'autres secteurs importants sont les secteurs : résidentiel 28%, Industrie 17% et tertiaire 10%. Le secteur agricole ne représente que 3% de la consommation totale d'électricité.

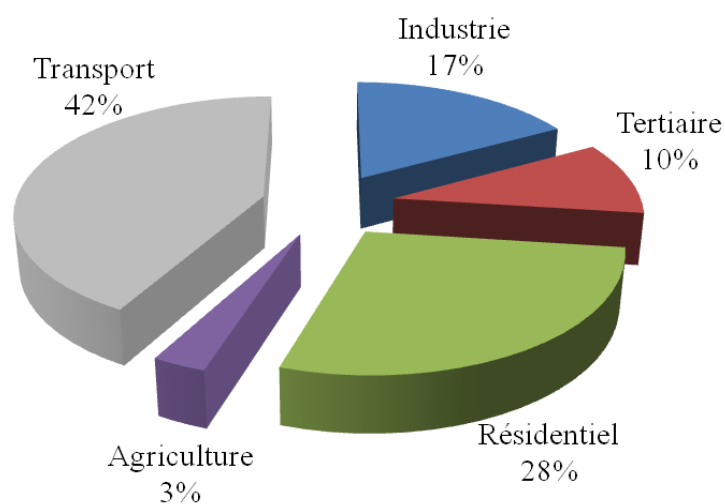


Figure 1.10 Consommation d'électricité par secteur en 2012

Par conséquent, la situation énergétique est définie par une diminution continue du gaz produit et la croissance de la demande de l'électricité. Cette situation va conduire le pays à une crise économique et sociale. Pour éviter une telle situation, l'état algérien a annoncé un programme visant le développement des énergies renouvelables en 2011. Ce programme de développement est basé sur le développement des ressources inépuisables pour produire l'énergie électrique, et relativement ensemble de textes législatifs ont été adoptés [14–16].

1.4 Energies renouvelables

Les énergies renouvelables à plusieurs formes, les formes d'énergies les plus utilisées se sont les énergies solaire, éolienne, hydraulique, biomasse et géothermique. Elles sont utilisées essentiellement pour la production d'électricité et l'échauffement. Ces énergies malgré ont des facteurs de pollutions très faible.

En 2012, la production de l'électricité à partir des énergies fossiles représente 68,1%, voire la figure 1.11 [17]. Les énergies solaire et éolienne qui sont disponible dans tout le monde ne représentent que 3%.

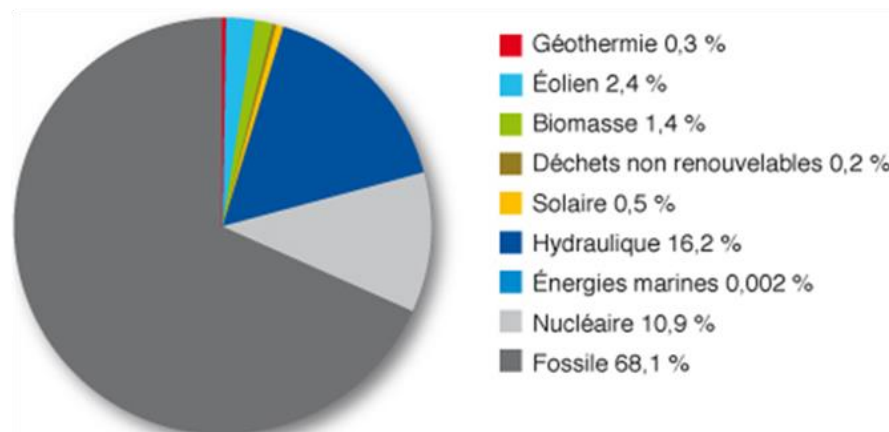


Figure 1.11 Energies primaires de la production d'électricité en 2012

L'utilisation des énergies solaire et éolienne pour la production d'électricité est promoteur et elles sont parmi les solutions envisagées pour aider le monde à se libéré d'énergies fossiles.

1.4.1 Production d'électricité d'origine Hydraulique

La production de l'énergie électrique à partir de l'énergie hydraulique, est basée sur l'énergie potentielle de l'eau tombant d'une chute d'eau (barrage artificiel ou chute d'eau naturelle). La force de cette énergie potentielle entraîne une turbine reliée à un générateur

d'électricité. Certains barrages hydroélectriques sont équipés d'une centrale de pompage-turbinage. Celle-ci dispose obligatoirement d'un bassin supérieur et d'un bassin inférieur [18].

L'hydroélectricité est la première source d'électricité renouvelable de 82.9% d'énergies renouvelables, et elle est la deuxième source d'électricité mondiale après l'énergie nucléaire de 16,50%, soit 3884,6 TW h en 2014, d'après la figure 1.12 [7]. De 1985 à 2014n, la participation de l'hydroélectricité dans la consommation totale de l'électricité est resté toujours compris entre 15-20%.

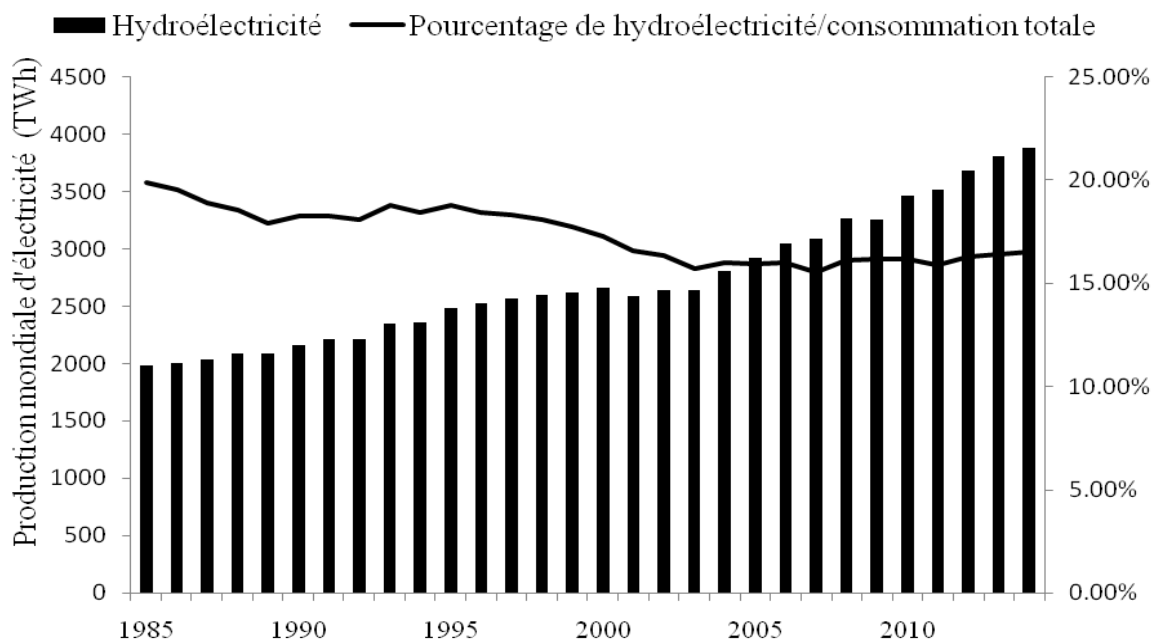


Figure 1.12 Evolution de l'hydroélectricité

La répartition de la production mondiale d'hydroélectricité est équilibrée entre les grands quatre régions du monde (Amérique du Nord, Amérique du sud, Asie et Europe). En 2014, la région de l'Asie de l'Est et du sud-est est le premier producteur avec une puissance de 1332,33 TWh (34,3%), voire la figure 1.13, où la grande énergie est produite par Canada 378,9 TWh [7]. La deuxième région productrice est Amérique du sud avec un pourcentage de 17,7% (686,7 TWh), où la grande énergie est produite par le Brazil 369,5TWh.

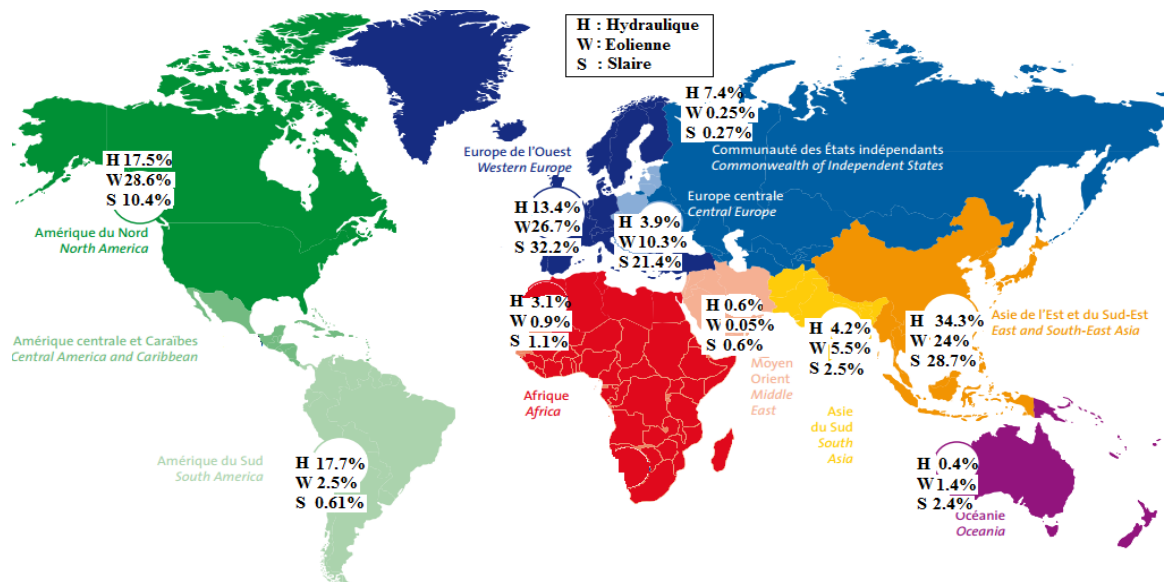


Figure 1.13 Répartition de la production hydraulique, éolienne et solaire par région [7,19]

L'Afrique ne produit que 3,1% (121,7 TWh) de la production mondiale. L'Algérie durant les années 2000-2014, sa production de l'énergie hydraulique varie entre 0,1 et 0,4TWh.

1.4.2 Production de l'électricité d'origine éolienne

La production d'électricité d'origine éolienne était à 706,2 TWh en 2014. Les régions de l'Asie de l'Est et du sud-est, l'Amérique du Nord et l'Europe sont les premiers producteurs de l'électricité éolienne avec les pourcentages 24%, 28,6% et 26,7% respectivement d'électricité éolienne mondiale [7], selon la figure 1.12. Les plus faibles producteurs sont l'Afrique (0,9%) et le Moyen Orient. On note ici que l'Algérie n'exploite pas cette énergie.

La capacité de la production mondiale d'énergie éolienne a atteint 706,2 TWh en 2014, avec une croissance de 10,2% par rapport à l'année 2013. Le taux de croissance a augmenté régulièrement depuis 2005 de 0,5% de la production totale à 3% en 2014, voir figure 1.14.

La puissance éolienne installée dans le monde était de l'ordre de 372,9 TW en 2014 [7]. En 2014, l'énergie éolienne est la deuxième source de production de l'électricité renouvelable (706,2 TWh). Elle représente 3% de production totale d'électricité et 8,3 % de la production renouvelable.

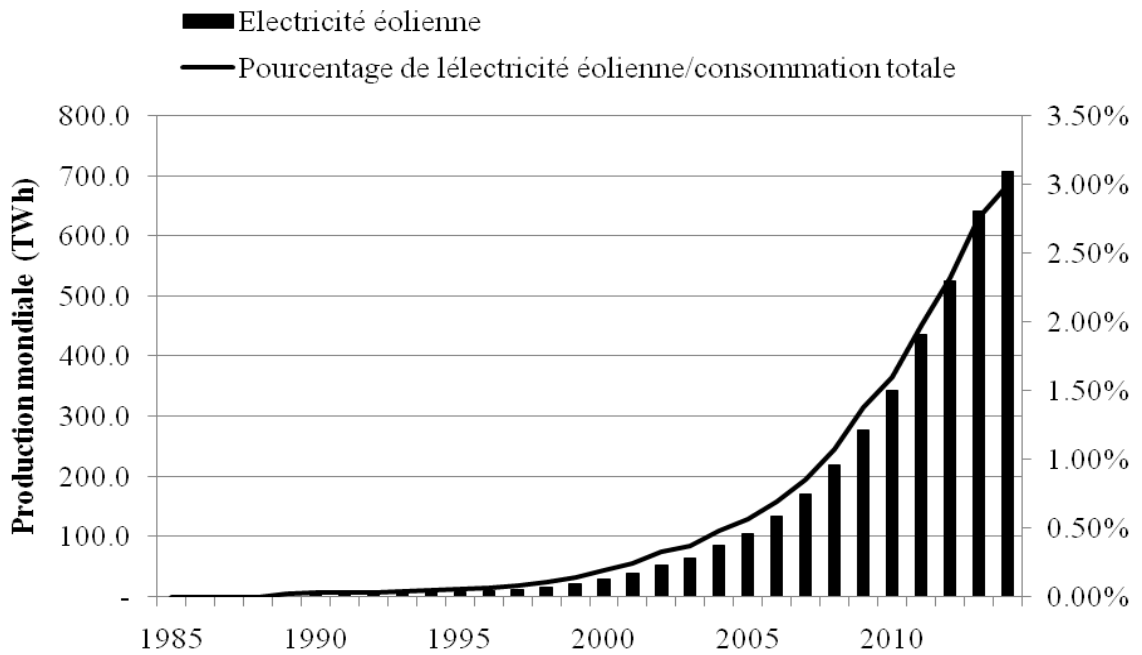


Figure 1.14 Evolution de la production de l'électricité éolienne

1.4.3 Production de l'électricité d'origine solaire

L'énergie rayonnée au sol vaut à peu près 720 GW.h. Selon les régions, l'énergie reçue à la surface de la terre varie de 1100 à 2300 kW.h/m²/an, soit une puissance moyenne de 120 à 260 W/m² et une puissance crête de plus de 1 kW/m². L'énergie solaire peut être directement transformée en chaleur avec un excellent rendement ou en électricité mais avec des rendements faibles.

En 2014, la production mondiale d'électricité d'origine solaire était de 185,9 TWh. Les régions de l'Asie de l'Est et du sud-est, l'Amérique du Nord et l'Europe sont toujours les premiers producteurs de l'électricité solaire avec les pourcentages 28,3%, 10,4%, et 32,2% respectivement d'électricité solaire mondiale, selon la figure 1.12. Les plus faibles producteurs se sont l'Afrique (1,1%) et le Moyen Orient (0,05%) [7]. On note ici que l'Algérie n'exploite que 0,2 TWh malgré son grand gisement solaire.

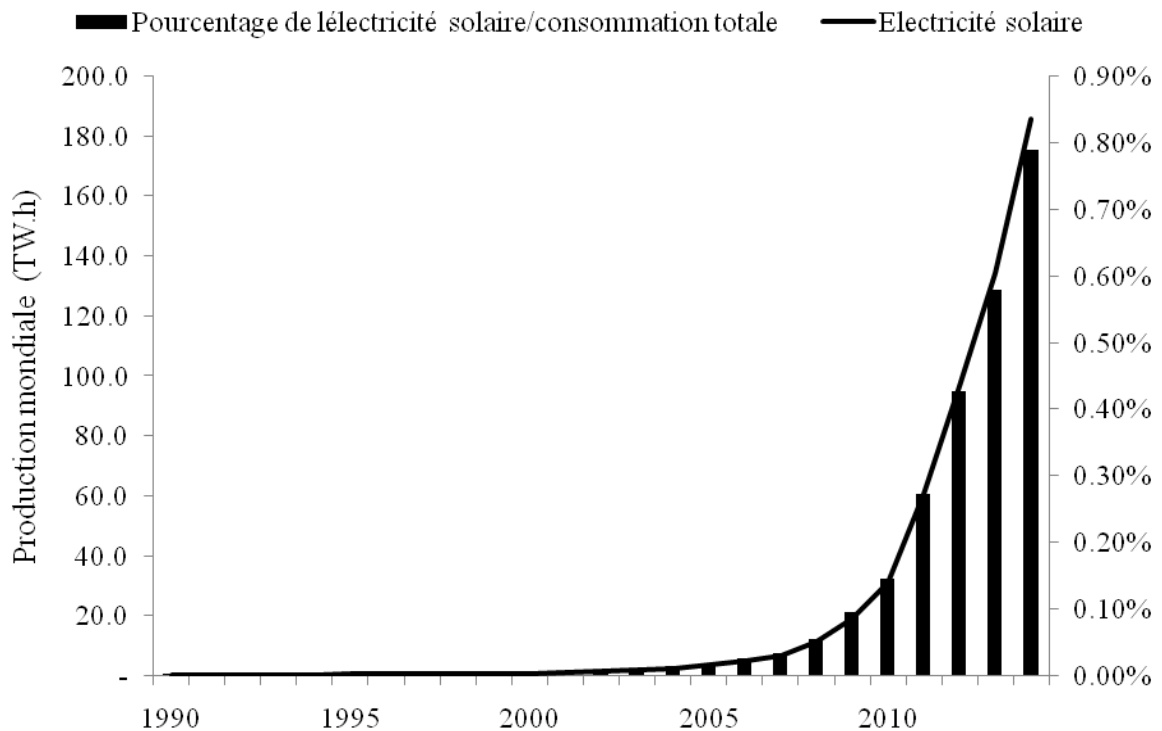


Figure 1.15 Evolution de la production de l'électricité à partir de l'énergie solaire

1.4.4 Aspects juridiques de la production des énergies renouvelables

Pour répondre à l'intérêt croissant de l'énergie, la politique énergétique algérienne accorde une grande importance à l'énergie renouvelable et de ses infrastructures. Cette stratégie est rendue officielle par un ensemble de textes législatifs. Les énergies renouvelables sont régies par le décret n ° 04-09 du 14 Août 2004, pour répondre à la demande d'énergie [14]. Avec le décret de 08 Décembre 2011, l'état a lancé un programme des énergies renouvelables [15], où il est prévu que l'électricité produite sera autour de 160TWh représentant 40% de la consommation nationale d'électricité d'ici jusqu'à 2030.

Pour améliorer l'efficacité EnR, un programme national est annoncé en 2014 [16]. Ce programme fournit des visions sur l'installation d'énergie renouvelable de 22GW, où l'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne ont beaucoup d'importance. L'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne représentent respectivement 61,70% (13,57 GW) et 22,77% (5,01 GW) du total de développement de l'énergie renouvelable, voire le tableau 1.1. Dans ce cadre, un décret présidentiel est sortie en 2014 qui fixe les prix d'achat de l'électricité garanti de source photovoltaïque [32]. Le tableau 1.2 illustre les différents prix d'achat selon la puissance nominale, l'énergie annuelle produite, la durée (NHOA) et la période de fonctionnement. Deux périodes ont été établies, la 1^{er} période est de 1 à 5 ans et la 2nd période est de 6 à 20 ans.

Tableau 1.1 Programme national algérien du développement des énergies renouvelables (2015-2030)

Energie	1st phase	2nd phase	Global	Importance rate
	2015-2020	2021-2030	2015-2030	
	(MW)	(MW)	(MW)	(%)
Photovoltaïque	3000	10575	13575	61,70
Eolienne	1010	4000	5010	22,77
Solairethermique	00	2000	2000	09,09
Biomasse	150	250	400	01,82
Cogénération	360	640	1000	04,55
Géothermique	05	10	15	00,07
Totale	4525	17475	22000	100,00

Tableau 1.2 Prix d'achat garanti par SONELGAZ

Puissance Nominale				
NHOA	1 à 5 MWp		Puissance Nominale >5 MWp	
	1 ^{ier} période	2 ^{ièm} période	1 ^{ier} période	2 ^{ièm} période
(kWh/kW/year)	(DZD)	(DZD)	(DZD)	(DZD)
1275-1349	15,94	20,08	12,75	16,06
1350-1424	15,94	18,83	12,75	15,06
1425-1499	15,94	17,45	12,75	13,96
1500-1574	15,94	15,94	12,75	12,75
1575-1649	15,94	14,43	12,75	11,54
1650-1724	15,94	13,06	12,75	10,44
>1724	15,94	11,80	12,75	09,44

1.5 Conclusion

La situation énergétique en Algérie est définie par une diminution continue du gaz produit après 2005 et la croissance de la demande d'électricité. La demande d'électricité est prévue pour être 83, 97 et 124 TWh respectivement dans les années 2017, 2020 et 2030. Cette situation, si elle continue va conduire le pays à une crise économique et sociale. Pour éviter une telle situation, le gouvernement algérien a annoncé un programme visant le développement des énergies renouvelables en 2011. Ce programme de développement des énergies renouvelables est basé sur le développement des ressources inépuisables pour produire l'énergie électrique, et relativement ensemble de textes législatifs ont été adoptés. Dans ce cadre, l'état par l'intermédiaire du Sonelgaz assure l'achat d'énergie renouvelable, et fixe le prix du kWh en fonction du nombre d'heures de fonctionnement.

2. CONSOMMATION ENERGETIQUE DANS LES FERMES AGRICOLES

2.1 Introduction

Une ferme agricole est une exploitation agricole exploitée sous le régime de fermage. Le terme fermage est en fait généralisé pour désigner toute exploitation agricole. Il désigne aussi, les bâtiments d'exploitation abritant les machines agricoles, les cheptels animaliers, les produits agricoles et l'habitat .L'exploitation agricole est une unité économique qui participe à la production agricole et qui répond aux critères suivants [20]:

- Elle a une activité agricole soit de production, soit de maintien des terres dans de bonnes conditions agricoles et environnementales,
- Elle atteint une certaine dimension, soit 1 hectare de surface agricole utilisée, soit 20 ares de cultures spécialisées, soit une production supérieure à un seuil (01 vache ou 06 brebis-mères...)

2.2 Exploitations agricoles en Algérie

Le secteur agricole algérien regroupe les domaines de l'agriculture, l'hydraulique agricole, les forêts et les pêches. La surface agricole utilisée est estimée de $8.5 \cdot 10^6$ ha en 2011 [21], dont la majeure partie est soumise à un climat aride et semi aride. Dans cette étude nous visons les fermes agricoles et plus précisément les fermes laitières.

2.2.1 Description de l'exploitation agricole

Selon les régions, la ferme agricole peut avoir des activités diversifiées (polyculture-élevage) ou au contraire spécialisée dans un domaine particulier (céréaliculture, viticulture, arboriculture fruitière, etc.).Lorsque la ferme agricole transforme et commercialise elle-même ses produits, on parle de produits fermiers, tels que fromages, produits laitiers et œufs. La commercialisation de ces produits se fait en générale en circuit court (vente directe à la ferme, marché, commerce local).

En plus des bâtiments d'habitation, une ferme agricole est composée de bâtiments spécialisés qui sont[22]:

- Pour les animaux: Écurie, Étable, Bergerie, Poulailler
- Pour les plantations (Serres ou tunnels)
- Pour les produits de la terre et les semences (Fenil, Séchoir, ...)
- Pour le matériel (Hangar, Forge-Ferronnerie)
- Pour la transformation des produits de base, comme par exemple les produits laitiers. Ces produits laitiers qui nécessitent comme équipements: Machines à traire, la cuve de lait.

2.2.2 Distinction entre les exploitations agricoles :

En Algérie, le secteur de l'agriculture compte $1,024 \cdot 10^6$ d'exploitations agricoles dont 56 Mille orientées vers des activités conduites en hors sol et 968 000 réparties sur environ $8.46 \cdot 10^6$ ha de Superficie Agricole Utile (SAU) [23].

Ces exploitations se distinguent par un ensemble de critères parmi lesquels:

- La taille (ou la dimension).
- La nature juridique.
- Le statut juridique des terres.

La diversité des exploitations agricoles selon la typologie régionale des exploitations établie durant l'année 2000/2001 par Benniou [24], a montré deux types de paramètres:

- 1- Variables dites explicatives: qui expriment les caractéristiques durables des exploitations et montrent leurs orientations économiques en fonction des facteurs structurels, de la combinaison des productions et des conditions du milieu
- 2- Variables dites dépendantes, qui expriment des caractéristiques plus occasionnelle, reflétant le dynamisme économique des exploitations agricoles, telle que la mobilisation de l'eau d'irrigation et la présence de l'élevage bovin[25].

Cette typologie laisse apparaître cinq regroupements ou types d'exploitations selon leur taille, leur structuration (équipement, main d'œuvre) et leur orientation économique[24]:

Tableau 2.1 Types d'exploitation agricole

	Type d'exploitation	Taille (ha)
T1	Petites exploitations diversifiées avec un élevage ovin ou bovin	5-20
T2	Petites exploitations diversifiées possédants un élevage mixte	5-20
T3	Exploitations moyennes "céréales-élevage" et «diversifiées-élevage».	20-50
T4	Grandes exploitations "céréales-élevage" avec ou sans pomme de terre	>50
T5	de grandes exploitations polyculture-élevage	>50

En Algérie, on trouve la prédominance de la petite exploitation (T1 et T2), où ils nommés des fermes familiales. Elles occupent 25,4 % de la SAU totale et qui représente 70% du total des exploitations [24]. Vu le poids quantitatif des fermes familiales dans le secteur agricole, nous avons étudié l'intégration de ces fermes dans le secteur énergétique. Ces fermes sont connues par une consommation considérable de l'énergie électrique par rapport à leurs tailles. Où, deux activités responsables de la consommation électrique massive, se sont l'élevage et l'irrigation.

2.2.3 Système d'élevage en fermes agricoles :

Les éleveurs d'animaux de ferme gèrent les aspects d'élevage et d'alimentation des animaux, ainsi que les soins. Ils leur incombent également de s'occuper de la production animale et des récoltes. Parmi leurs travaux indispensables:

- Assurer les conditions sanitaires appropriées dans les étables et ailleurs.
- Maintenir en bon état les bâtiments agricoles.
- Mettre et élaborer en œuvre des programmes de gestion de l'état de santé du troupeau et d'agriculture durable.
- Evaluer les possibilités commerciales pour les produits.
- S'occuper des bêtes au quotidien en leur donnant la nourriture et les soins voulus.



Figure 2.1 Ferme laitière traditionnelle

2.2.4 Système d'élevage pastoral :

Le pastoralisme est une activité séculaire tirant ses racines d'une histoire multimillénaire. C'est un élevage basé essentiellement sur des pâturages extensifs (figure 2.2), comme le cas dans toutes les zones arides et semi-arides. Dans ce type d'élevage, les animaux souffrent de conditions particulièrement difficiles, telles que les longues distances de parcours, le déséquilibre alimentaire et l'insuffisance de l'eau. Il est aussi très dépendant de variations climatiques, il représente une forme irremplaçable pour le développement et la gestion du milieu naturel. Ce mode d'élevage exige non seulement des qualités de la part de l'animal, mais aussi de nombreuses compétences de la part du pasteur (adaptation à un mode de vie très difficile).



Figure 2.2 Elevage pastoral en Algérie.

Pour le système d'élevage en fermes agricoles, l'occupation quotidienne des bovins nécessitent des équipements électriques, d'où des activités consommatrices d'énergie électriques tel que: Eclairage, Traire, Refroidissement de lait et peut être le pompage,

2.2.5 Eclairage dans les fermes laitières

La lumière est une condition première de la vie et en tant que telle est un facteur environnemental important pour les vaches laitières. Dans la nature, deux types de cycle de lumière sont imposées aux êtres vivants, cycle de lumière par jour et le cycle de la lumière annuelle. Grâce à l'évolution, les animaux sont adaptés à ces cycles de lumière, qui affectent profondément leurs habitudes d'activité à la fois sur le jour et l'année. Schémas cycliques dans le comportement et la physiologie résultant de l'adaptation aux cycles de lumière naturelle sont bien établis chez les bovins, et aussi facilement reconnaissable, comme on peut le voir à partir de la rythmicité diurne de l'alimentation et de la rumination des vaches gardées seul sous la lumière contrôlée.

Contrôle humain de la lumière par l'éclairage artificiel pour les bovins dans une ferme laitière, est une activité importante. Dans ce contexte, une perspective plus large est envisagée :à l'examen de nombreux travaux scientifiques , Lacasse et Mabeesh ont conclu que, en exposant les jeunes bovins femelles à un photopériode de longue journée de 16h lumière et 8h obscurité (16L :8D) avec une intensité de lumière entre 150-200 Lux au lieu de la lumière naturelle plus courte[26,27], induirait une augmentation de la production

laitière des vaches de 8-10% [28]. La durée et l'intensité de la lumière sont semblables à des effets saisonniers sur la reproduction et la lactation.

2.2.5.1 Lumière naturelle et artificielle

La lumière est une source d'énergie qui produit des effets visuels. Où la luminosité et la vue donnent une impression d'espace. Elles ont des influences considérables sur l'humeur et l'esprit des êtres vivantes. Les variations horaires et saisonnières de l'intensité et de la couleur de la lumière sont des éléments dynamiques stimulant. Plus l'espace est éclairés naturellement, plus ils assurent à nos yeux un certain degré de confort visuel. Par ailleurs, un mauvais éclairage naturel peut provoquer de la fatigue, des douleurs oculaires et des maux de tête. Afin d'éviter toute complication causée par le changement de la nature de la lumière lors de l'utilisation de l'éclairage artificiel, il faut utiliser des lampes que ses spectres lumineux rapprochent de celle de la lumière naturelle.

Il existe plusieurs types de lampes dans les marchés mondiaux tels que la lampe à incandescence (IL), la lampe fluorescente compacte (CFL), la diode électroluminescente(LED) et la lampe halogène. La sélection du type de lampe est liée à la sensibilité des yeux de vache vers la lumière. Selon les travaux d'Osorio et Phillips, l'œil de la vache a une sensibilité maximale à des longueurs d'onde entre 552-555 Nm[29,30]. Ces longueurs d'onde sont émises par les lampes CFL, LED et IL, voire la figure 2.3.

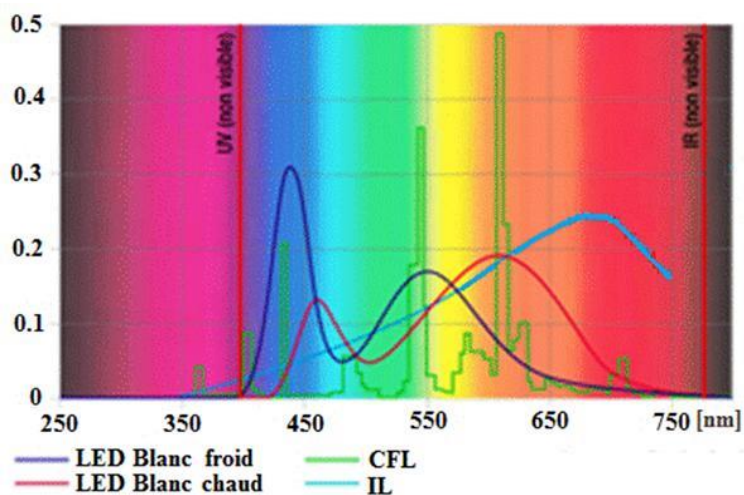


Figure 2.3 Spectre des lumières naturelle et artificielles

Les lampes LED émettent la lumière violette. D'après Behar-Cohen et Kim, ce type de lampe représente un risque inconnu pour la rétine des yeux [31,32]. Par contre, les lampes CFL pourraient être un meilleur choix par rapport à la lampe IL, en raison de leur efficacité lumineuse et de leur long cycle de vie [33]. Pour déterminer l'efficacité des lampes, la

société Philips fournit sur son site Internet, le facteur de puissance, flux lumineux, l'efficacité lumineuse et le coût des lampes, voir le tableau 2.2 [34]. L'efficacité des lampes IL 13,4 Lm/W est considérablement faible par rapport à l'efficacité des CFL 59.52 Lm/W. D'autre part, le prix de lampes CFL est cinq fois plus cher que les lampes incandescence.

Tableau 2.2 Caractéristiques des lampes selon leur fabricant [34]

Lampes	Puissance (W)	Flux lumineux (Lm)	Efficacité lumineuse (Lm/W)	Prix (€)
IL	100	1340	13,4	0,5
CFL	23	1369	59,52	2,5

Il existe plusieurs logiciels de simulation qui permet de simuler la propagation de la lumière artificielle dans un espace donné. Cette propagation est caractérisée par un certain nombre d'aspects d'ordre physique, sont les suivant:

- La photométrie des sources (naturelles ou artificielles)
- Le transfert des flux lumineux.
- La réflexion de la lumière sur les murs, sole et plafond.
- L'aspect spectral des sources lumineuses.

2.2.5.2 Source lumineuse

➤ Source lumineuse ponctuelle

L'éclairement direct sur les différentes zones des différentes surfaces est déterminé en fonction de l'intensité de la source ponctuelle (I_{0x}), l'angle de l'incidence du flux sur une zone de surface (θ) et la distance entre la source et le point éclairé, voire la figure 2.4. Cet éclairement est calculé par la formule suivante :

$$E = I_{\theta} \cos \theta / d^2 \quad (2.1)$$

E : Eclairement directe en un point X (lx).

θ : Angle d'incidence du flux de la source O arrivant sur le point X (rad)

d : Distance entre la source lumineuse et le point X (m).

I_{θ} : Intensité de la source lumineuse O sur la direction OX (cd). Les intensités (I_{θ}) de la source lumineuse sont déterminées à partir du sa fichier photométrique.

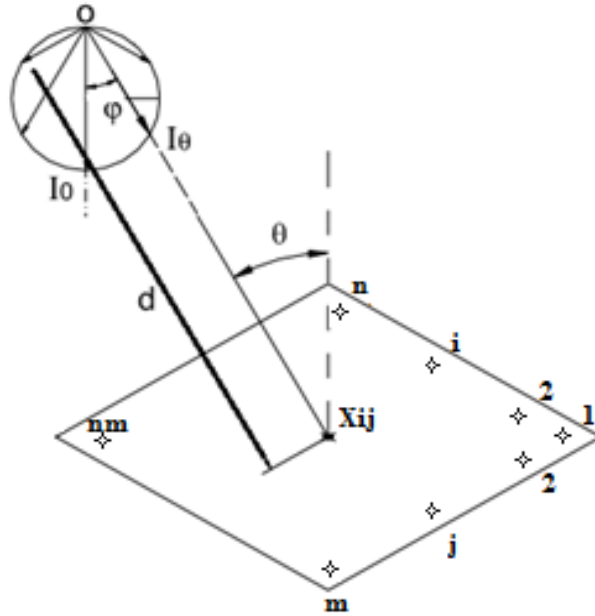


Figure 2.4 Eclairage direct sous une source ponctuelle

L'éclairage direct reçu sur les points de mesures X_{ij} de la surface horizontale (voir figure 2.4) est calculé à l'aide de l'équation 2.1 où θ et d sont définis géométriquement et I_θ déterminée à partir du sa fichier photométrique.

➤ Source lumineuse surfacique

Dans le cas d'une source surfacique, l'éclairage direct en un point donné à partir de cette source est calculé analytiquement à l'aide des formules de facteur de forme:

$$E_1 = M_2 F_{12} \quad (2.2)$$

Où:

E_1 : Eclairage reçu sur le point 1 par la source surfacique S_2 (lx).

M_2 : Exitance lumineuse de la source (lm/m^2)

F_{12} : Facteur de forme entre S_1 et S_2 .

Dans le cas d'une surface réceptrice parallèle à la source surfacique, voire la figure 2.5, le facteur de forme F_{12} entre la surface réceptrice élémentaire (dS_1) représentant le point de référence et source surfacique (S_2) est donné par la relation suivante:

$$F_{12} = \frac{1}{2\pi} \left[\frac{a/h}{\sqrt{1+X_2}} \arctan\left(\frac{b/h}{\sqrt{1+X_2}}\right) + \frac{b/h}{\sqrt{1+Y_2}} \arctan\left(\frac{a/h}{\sqrt{1+Y_2}}\right) \right] \quad (2.3)$$

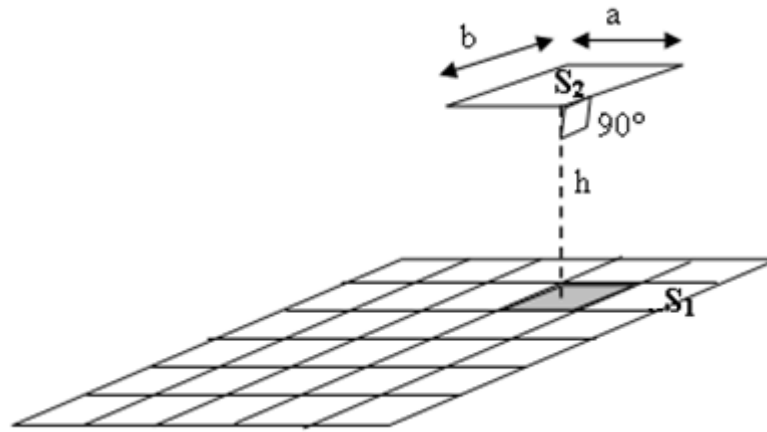


Figure 2.5 Eclairage direct sous une source surfacique

Il existe une large palette de programmes de simulation d'éclairage, qui couvrent diverses applications allant des analyses quantitatives et qualitative aux visualisations complexes de la lumière. La plupart de ces logiciels de simulation utilisent les fichiers photométriques pour simuler l'éclairage. Les formats les plus utilisés pour décrire la distribution photométrique des intensités lumineuses sont les formats IESNA et Eulumdat. Parmi ces programmes de simulation, nous citons les logiciels Relux et Dialux.

2.2.5.3 Simulation de l'éclairage artificielle

La simulation de l'éclairage artificielle est pour but d'assurer au niveau des yeux des bovins un éclairage entre (150-200 lx) [26,27]. Ce niveau d'éclairage et le nombre et la répartition de lampes, sont estimés par le logiciel DIALux. Pour ce but, les simulations sont faites pour une hauteur plus basse, c'est-à-dire des bovins dans la position assise, Voir la figure2.6. Il est clair que, le niveau d'éclairage dépend de la surface éclairée ($S_{\text{écl.}}$), le flux lumineux émis par la lampe (Φ) et la distance entre la surface plane et la lampe (h_1-h_2).

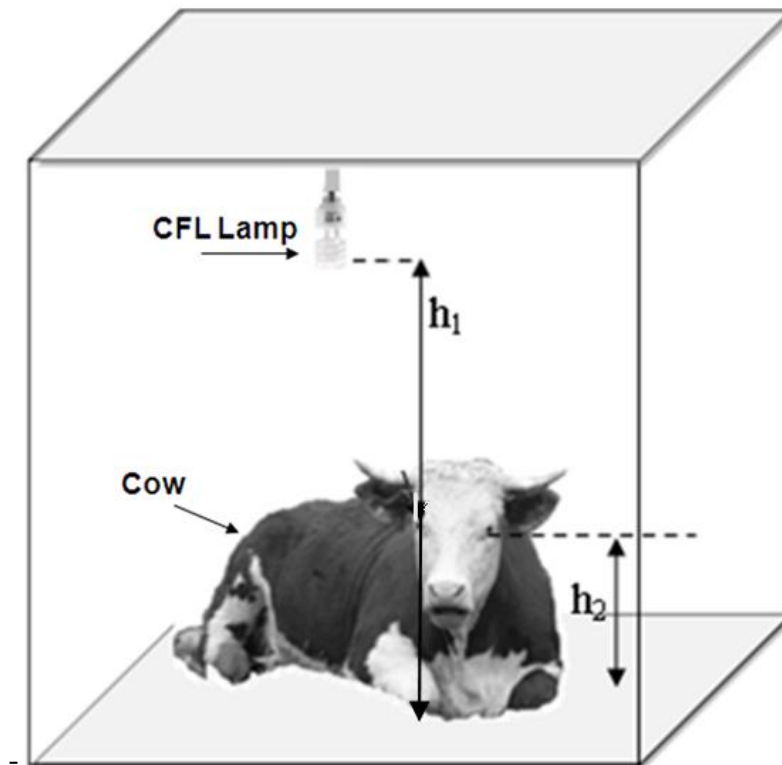


Figure 2.6 Plant utile éclairé pour les bovins

Le choix des lampes est liée à la fois au coût des lampes ainsi leurs consommation électrique. A l'aide du logiciel DIALux nous avons pu prédire en premier lieu le nombre et la distribution de lampes(IL) dans deux espaces différents F1 et F2. Pour atteint l'éclairage artificiel recommandé, le bâtiment d'élevage de F1et F2 besoin 36 et 40 lampes (IL) de 100 W respectivement figure 2.7 et figure 2.9. Le même niveau d'éclairage est assuré par des lampes (CFL) BR0623, tel que pour le bâtiment d'élevage de F1 40 lampe figure 2.8 et le bâtiment d'élevage de F2 55 lampe figure 2.10.

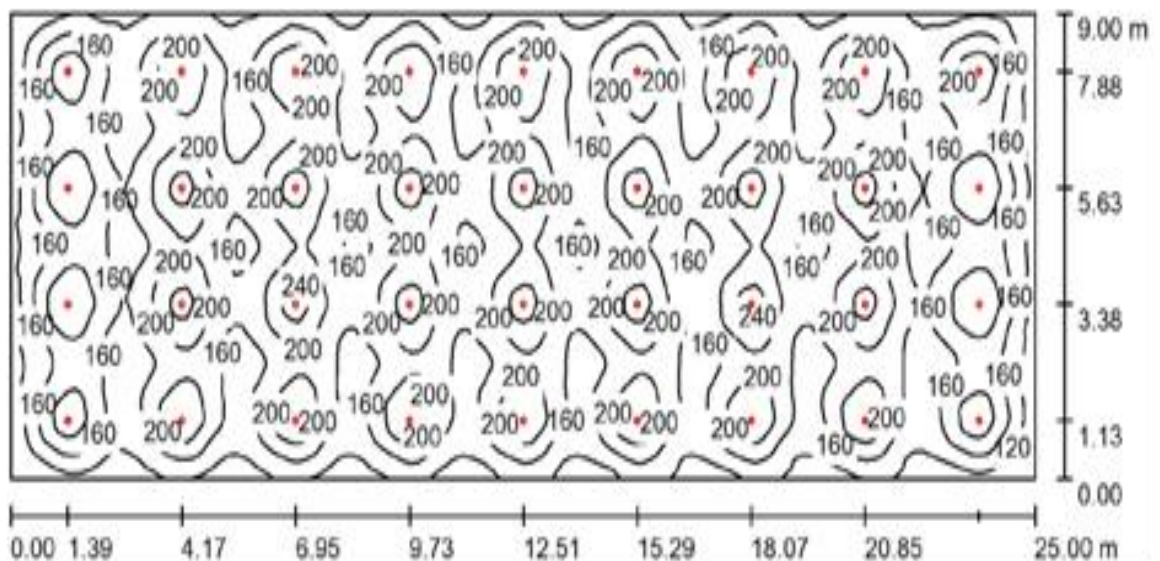


Figure 2.7 Bâtiment d'élevage de F1 équipé par des lampes incandescent

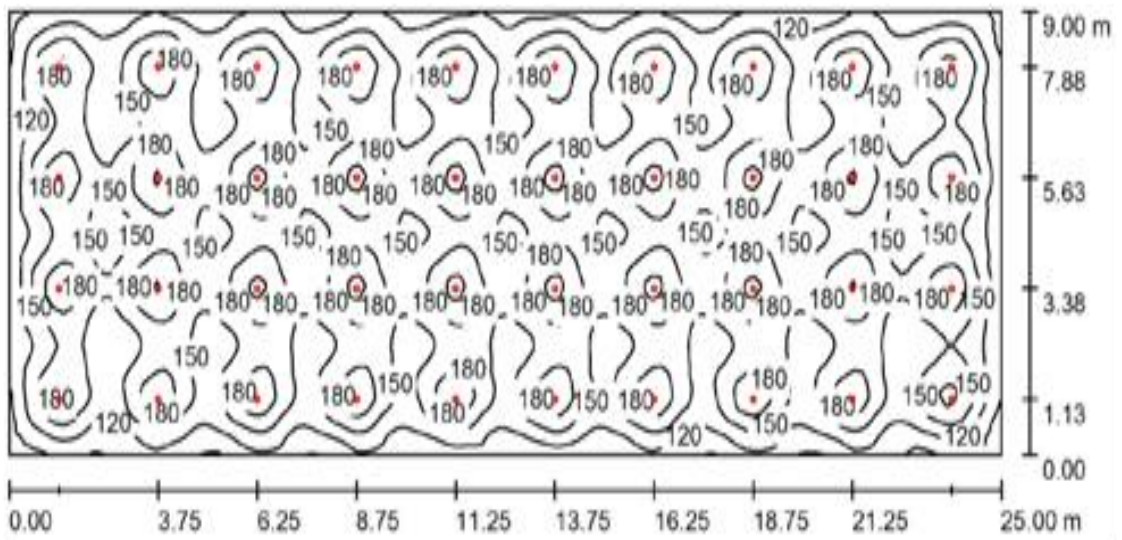


Figure 2.8 Bâtiment d'élevage de F1 équipé par des lampes CFL BR0623

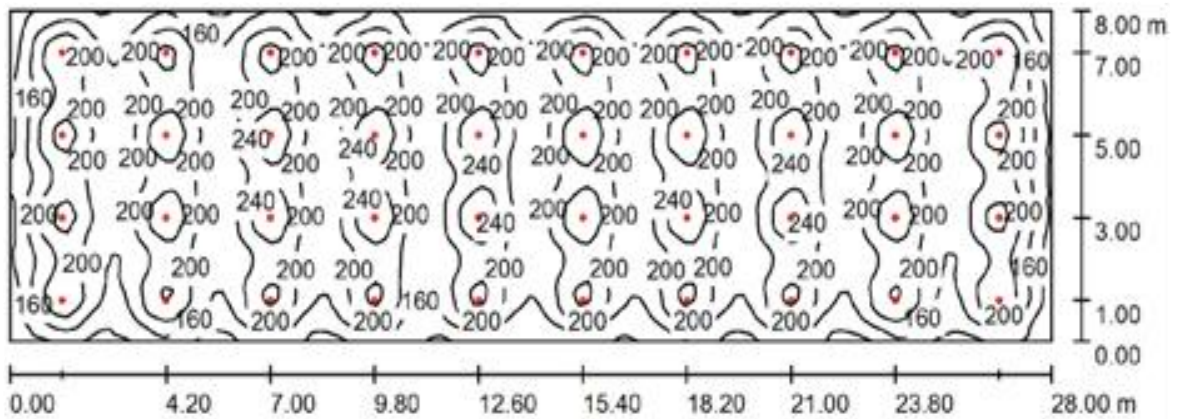


Figure 2.9 Bâtiment d'élevage de F2 équipé par des lampes incandescent

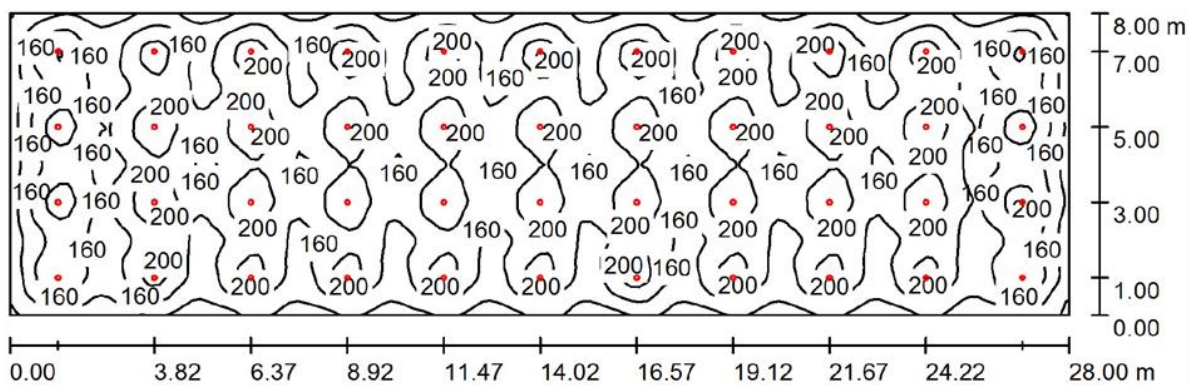


Figure 2.10 Bâtiment d'élevage de F2 équipé par des lampes CFL BR0623

Le remplacement de lampes (IL) par des lampes (CFL) a réduit la puissance demandée pour l'éclairage de 3.6 kW à 0.92 kW dans le Bâtiments d'élevage de F1 et de 4kW à 1.3 kW dans le Bâtiments d'élevage de F2, une réduction d'environ 60%. Le remplacement de lampes (IL) par des lampes (CFL) à la fois pourrait être un bon choix en raison de leur plus grand rendement lumineux (Tableau 2.3), une plus longue vie et une basse consommation électrique. Après avoir calculé la puissance demandée dans les bâtiments d'élevages de F1 et F2, on estime que la puissance demandée est au maximum $3.75\text{W}/\text{m}^2$ pour une différence de hauteur (h_1-h_2) égale à 2m.

2.2.6 Pompage d'eau

Les pompes sont des appareils permettant un transfert d'énergie mécanique d'un dispositif mécanique un fluide. Suivant les conditions d'utilisation, ces pompes communiquent au fluide principalement de l'énergie cinétique par la mise en mouvement du fluide. Une pompe permet ainsi de vaincre entre les deux extrémités d'un circuit :

- Une différence de pression
- Une différence d'altitude
- Une perte de charge due à la longueur de la canalisation.

Il ya trois caractéristiques importantes de la pompe : La hauteur manométrique (HMT), le débit (Q_v) et la puissance hydraulique.

2.2.6.1 Hauteur manométrique HMT

C'est l'énergie fournie par la pompe par unité de poids du liquide qui la traverse. La hauteur manométrique s'exprime en mètre (m). Elle varie avec le débit (Q_v), et elle est représentée par la courbe caractéristique $\text{HMT} = f(Q_v)$ de la pompe considérée (donnée constructeur) [35].

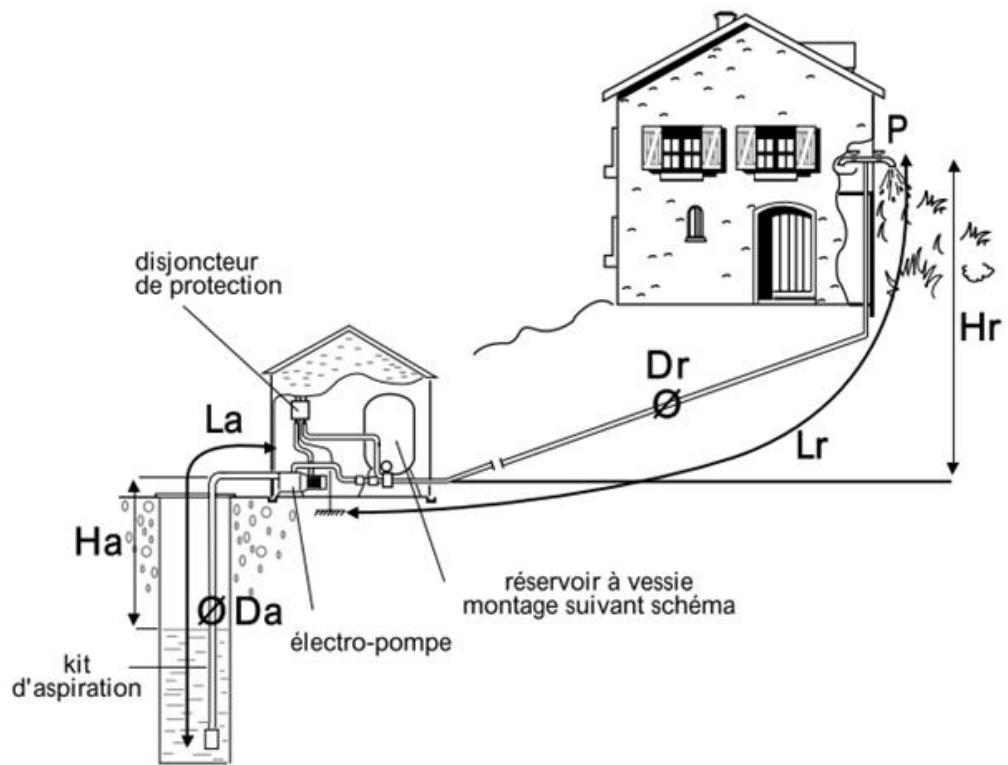


Figure 2.11 Schéma d'installation d'une pompe de surface [36]

$$HMT = H_a + J_a + H_r + J_r + Pr \quad (2.4)$$

Dans le cas d'une pompe immergée H_a et J_a est nulle.

H_a : Hauteur géométrique d'aspiration.

H_r : Hauteur géométrique de refoulement.

J_r : Pert de charge dans le tuyauterie de refoulement.

Pr : Pression résiduelle dans l'appareil le plus haut.

J_a : Pertes de charge de la conduite d'aspiration.

Les pertes de charge de la conduite sont exprimées sur le tableau 2.3. Pour les tuyaux en matière plastique, multiplier ces valeurs par le coefficient 0,8. Pour les coudes et vannes, compter 2 mètres de longueur fictive supplémentaire pour chaque pièce. Pour les clapets et les crépines, compter 10 mètres de longueur fictive supplémentaire.

Tableau 2.3 Coefficient de pertes de charge en mètres par 100 m de tuyauterie [36]

Débit en m ³ /h ▼	Ø TUYAUTERIES									
	3/4"	1"	1" 1/4	1" 1/2	2"	2" 1/2	3"	4"	5"	6"
	20/27	26/34	33/42	40/49	50/60	66/76	80/90	100	125	150
1	8,0	2,1	0,5	0,2						
1,5	17,0	5,0	1,0	0,5	0,1					
2	33,0	9,0	2,0	0,9	0,3					
3		21,0	4,5	2,2	0,6	0,1				
4		32,0	7,6	3,5	1,0	0,2	0,1			
5			13,0	6,0	1,8	0,4	0,2			
6			17,0	8,0	2,5	0,5	0,3			
7			25,0	12,0	3,5	0,7	0,3			
8			33,0	14,0	4,5	1,0	0,5	0,1		
9				19,0	5,7	1,2	0,6	0,2		
10				23,0	7,0	1,5	0,7	0,2		
12				33,0	10,0	2,2	1,0	0,3	0,1	
15					15,0	3,4	1,6	0,5	0,2	
20					26,0	6,0	2,8	0,8	0,3	0,1
25					40,0	9,4	4,4	1,3	0,4	0,2
30						13,5	6,3	1,9	0,6	0,2
40						24,0	11,2	3,3	1,1	0,4
50						37,5	17,5	5,2	1,7	0,7
60							25,0	7,6	2,4	1,0
70							34,0	10,2	3,3	1,3
80								13,4	4,3	1,7
100								21,0	6,8	2,6
150									15,3	5,8
200									27,2	10,4

2.2.6.2 Puissance hydraulique

La puissance hydraulique transmet au liquide pompé est liée aux deux grandeurs Q_V et HMT. Cette puissance est calculée en fonction du débit volumique de l'eau (Q_V), la masse volumique (ρ) et la hauteur manométrique de la pompe HMT, selon la formule suivante :

$$P_{m-p} = \frac{Q_V \rho HMT}{367 \eta_{pompe} \eta_{moteur}} \quad (2.5)$$

Avec :

P_{m-p} : Puissance du moteur pompe transmise au fluide par la pompe en kW.

Q_V : Débit en m³/h.

ρ : Masse volumique du liquide en kg/dm³.

HMT: Hauteur de charge en mètre.

367 : Facteur de conversion.

η_{moteur} : Rendement du moteur

η_{pompe} : rendement de la pompe

Le rendement de la pompe varie avec le débit, il passe par un maximum pour le débit nominal autour duquel la pompe doit être utilisée. Dans l'industrie, la puissance nominale du moteur-pompe est définie tout simplement en fonction du Q_V et HMT sur des tableaux, tel que le tableau 2.4. Par exemple, Il faut un moteur-pompe de puissance nominale de 18 kW pour une hauteur manométrique HMT égale à 126 m et un débit de $30\text{m}^3/\text{h}$.

Tableau 2.4 Puissance de la pompe en fonction du débit et HMT

Débit m^3/h	Puissance nominale (kW)																		
	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40
15	35	53	70	88	106	123	141	185	176	194	211	229	246	264	282	299	317	334	352
18	34	52	69	86	103	120	138	155	172	189	206	224	241	258	275	292	310	327	344
21	33	50	66	83	100	116	133	149	166	183	199	216	232	249	266	282	299	315	332
24	32	48	64	80	96	112	128	144	160	176	192	208	224	240	256	272	288	304	320
30	28	42	56	70	84	98	112	126	140	154	168	182	196	210	224	238	252	166	280
36	23	35	46	58	69	81	92	104	115	127	138	150	161	173	184	196	207	219	230

HMT

Le rendement du moteur (η_{moteur}) varie entre 0.7-0.9, ce rendement nous aide à déterminer la puissance d'alimentation (P_{m-p}), elle est déterminé par la formule suivante :

$$P_{m-p} = \frac{P_N}{\eta_{\text{moteur}}} \quad (2.6)$$

P_N : la puissance nominale indiquée sur le tableau 2.4.

Le constructeur indique toujours sur ses pompes la puissance nominale, la puissance d'alimentation et le débit nominal à la hauteur manométrique. Donc dans notre programme de simulation, au lieu d'utiliser l'équation théorique 2.6, il est très utile d'utiliser une base de données des pompes commercialisées.

2.3 Conclusion

Le secteur agricole ne représente que 3% de la consommation totale d'électricité. Malgré sa faible consommation de l'électricité, le terrain disponible permet à ce secteur d'être un bon producteur d'électricité de l'énergie solaire et éolienne. Peu d'études ont analysé l'utilisation des énergies renouvelables dans le secteur agricole. D'après ces études, la production décentralisée par des sources d'énergie renouvelables dans les fermes agricoles peut être une bonne politique énergétique. L'installation des générateurs dispersée de l'énergie (DEG) dans les fermes agricoles, augmentera la fiabilité d'approvisionnement et réduira les factures d'énergie électrique.

Les missions quotidiennes dans la ferme laitière nécessitent des équipements électriques pour l'éclairage artificielle, traire de lait, pompage d'eau et le refroidissement du lait. Le pompage et l'éclairage se sont seulement les deux activités parmi ces activités qu'on peut optimiser. A l'aide d'une base de données des différentes pompes commercialisées, on peut facilement faire le bon choix selon la hauteur manométrique dans la ferme et le débit nécessaire pour atteindre le volume d'eau nécessaire. Concernant l'éclairage artificiel et à cause du risque inconnu des lampes LED sur la rétine des yeux [31,32], les lampes CFL sont le meilleur choix par rapport aux lampes IL. Pour assurer l'éclairage recommandé (150-200 lx), il suffit d'assurer une distribution uniforme des lampes à une hauteur de 2.5m et une puissance demandée pour l'éclairage de 3.75 W/m².

3. CHAÎNE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

Peu d'études universitaires ont analysées l'exploitation des énergies renouvelables dans le secteur agricole [37–39]. Selon Gil et Hiremath, la production décentralisée par des sources d'énergies renouvelables dans les fermes agricoles, peut être une politique énergétique prometteuse [40,12]. Où, les consommateurs installant leurs propres générateurs d'énergie dispersée (DEG) dans leurs fermes agricoles. Ces DEG connectés ou non au réseau électrique, augmenteront la fiabilité d'approvisionnement et réduire les factures d'énergie électrique. Le DEG qui n'est pas raccordés au réseau électrique (hors réseau) est approprié pour les zones rurales géographiquement éloignées et peu peuplées [41–43]. Selon Bhattacharyya, la combinaison hybride de DEG à un emplacement hors réseau peut être rentable à l'extension du réseau et il est également techniquement économiquement viable [44]. Le DEG connectée au réseau, est la meilleure solution dans les régions éloignées, où le réseau électrique est disponible [45–47]. Selon certains chercheurs, l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque injectée dans le réseau BT peut redresser la tension pendant les périodes de forte demande et de réduire l'achat de l'électricité du réseau [48–52].

Une chaîne de conversion photovoltaïque ayant comme but final la production d'énergie électrique. Une installation photovoltaïque nécessite la mise en place d'une chaîne de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique basée sur l'effet photovoltaïque. Quelle que soit l'architecture du système, la chaîne de conversion peut se décomposer en trois parties: Rayonnement solaire, champ photovoltaïque et électronique de puissance.

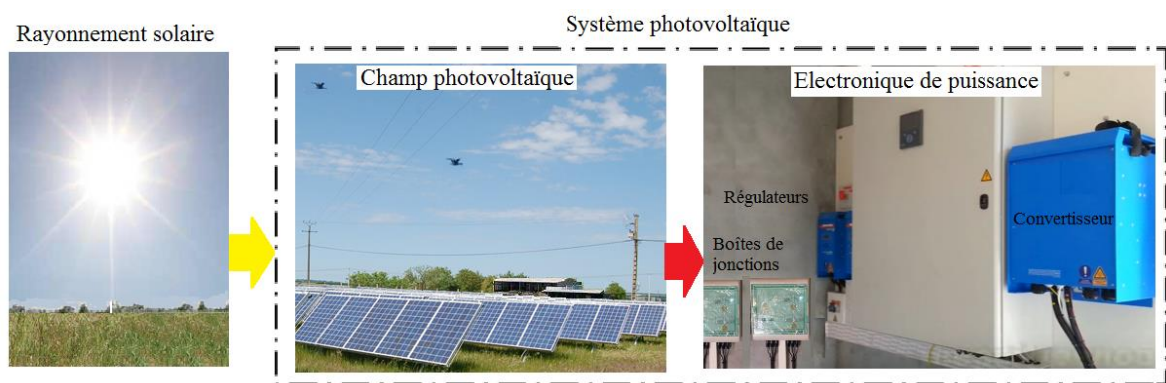


Figure 3.1 Schéma générale de la chaîne de conversion photovoltaïque

3.1 Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est l'énergie émise par le processus de fusion de l'hydrogène contenu dans le soleil; cette énergie n'atteint pas la surface terrestre de manière constante, sa quantité varie au cours de la journée, en fonction des saisons et dépend de la nébulosité, de l'angle d'incidence et de la réflexion des surfaces. Le rayonnement total reçu par une surface d'un mètre carré est appelé rayonnement global et il est la somme du rayonnement direct et du rayonnement réfléchi.

3.1.1 Fondamentaux sur le rayonnement

3.1.1.1 Définitions

Le rayonnement est une onde électromagnétique est composée d'un champ électrique et d'un champ magnétique. Ces deux champs oscillent perpendiculairement entre eux et perpendiculairement à l'axe de propagation de l'onde Figure 3.2. Une onde est définie par quatre grandeurs :

- La longueur d'onde (λ): Est la distance séparant deux crêtes successives d'une onde périodique.
- L'amplitude: Est une mesure d'un nombre positif de l'amplitude de l'oscillation.
- La fréquence (ν): Est le nombre de cycles qui se succèdent pour une unité de temps.
- La vitesse de propagation: $3 \cdot 10^8$ m/s pour la lumière dans le vide.

La fréquence est l'inverse de la période. Elle est communément utilisée pour décrire les ondes électromagnétiques et les classer dans différentes catégories Figure 3.2.

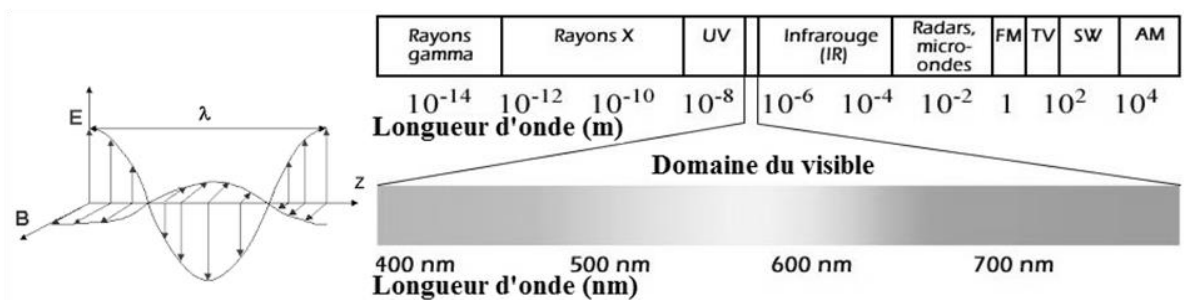


Figure 3.2 Classification du spectre électromagnétique

3.1.1.2 Angle solide ($d\Omega$)

Cette notion intervient dans la définition des termes énergétiques utilisés en transfert radiatif. Il est défini comme une région de l'espace limité par un cône non nécessairement circulaire (Figure 3.3). Le sommet de l'angle solide est le sommet du cône.

L'angle solide entier correspond à la surface de la sphère unité, i.e $\Omega = 4\pi$. L'unité d'angle solide est le stéradian (sr).

$$d\Omega = \sin \theta \, d\theta \, d\varphi \quad (3.1)$$

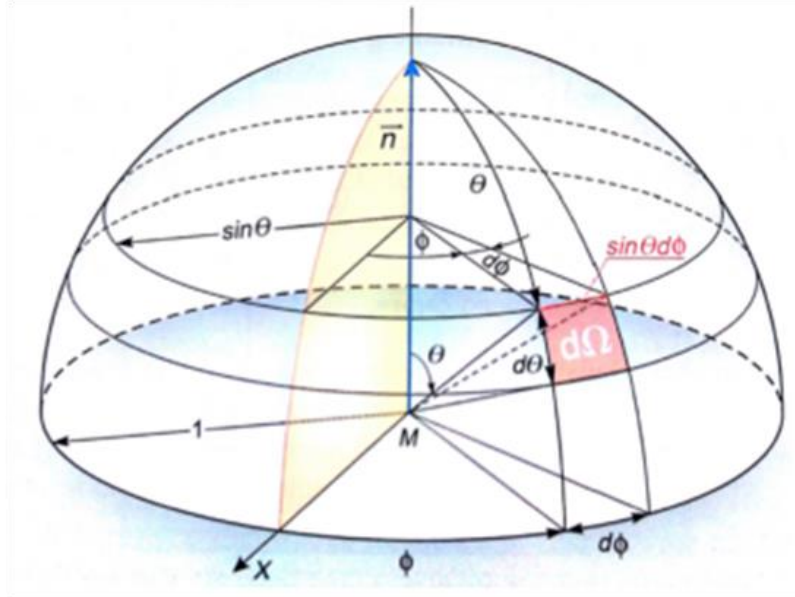


Figure 3.3 Angle solide [53]

3.1.1.3 Irradiance globale horizontale (GHI)

La irradiance monochromatique $L_{\text{mono}}(\theta, \varphi)$ est la puissance électromagnétique d'une onde de fréquence ν se propageant à travers l'angle solide élémentaire dans la direction définie par (θ, φ) . L'irradiance globale horizontale $L(\theta, \varphi)$ est obtenue par intégration de cette quantité sur l'ensemble du spectre solaire, il est décrit par l'équation suivante :

$$L = \int_{\varphi=0}^{2\pi} \int_{\theta=0}^{\pi/2} L_{\text{mono}}(\theta, \varphi) \cos \theta \, d\Omega \quad (3.2)$$

Quand une onde électromagnétique de longueur d'onde λ rencontre la matière, une partie de l'onde est réfléchi, une autre absorbée par la matière et le reste est transmis ou diffusé. Pour décrire ces phénomènes, plusieurs paramètres sont définis pour chaque longueur d'onde:

- Le facteur d'absorption β_λ est le ratio entre le rayonnement absorbé et le rayonnement incident.
- Le facteur de réflexion ou albédo monochromatique δ_λ est le ratio entre le rayonnement réfléchi et le rayonnement incident.

- Le facteur de transmission τ_λ est le ratio entre le rayonnement transmis et le rayonnement incident

3.1.1.4 Spectre solaire

Le soleil peut être assimilé à un corps noir qui émet un rayonnement électromagnétique dont le spectre est présenté en Figure 3.4 [54]. L'atmosphère terrestre est composée principalement d'azote (78%), d'oxygène (21%), d'argon (0.93%) et de dioxyde de carbone (0.033%). En plus de ces gaz, la vapeur d'eau et des poussières peuvent être présentes en quantités variables. Sur la Figure 3.4, on note la différence entre le rayonnement arrivant sur l'atmosphère et le rayonnement arrivant au niveau de la mer.

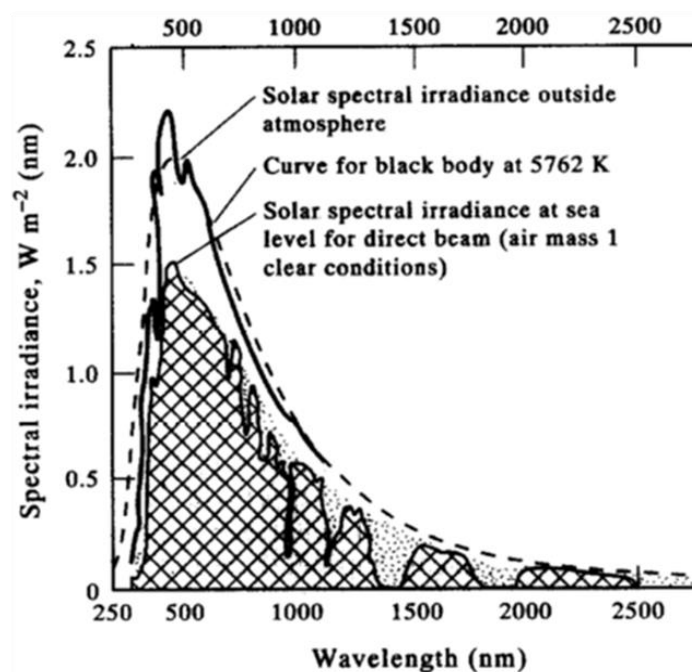


Figure 3.4 Spectre du rayonnement solaire [55]

Cette différence est liée à l'absorption des gaz de l'atmosphère. En effet, les gaz ont des facteurs de transmission et d'absorption qui dépendent de la fréquence des ondes, représenté sur la Figure 3.5. Dans l'atmosphère, il existe aussi la vapeur d'eau qui absorbe une grande partie de la partie des bandes de l'infrarouge thermique reçu. Ce phénomène explique une partie de la variabilité du rayonnement puisque la composition atmosphérique varie dans le temps et dans l'espace.

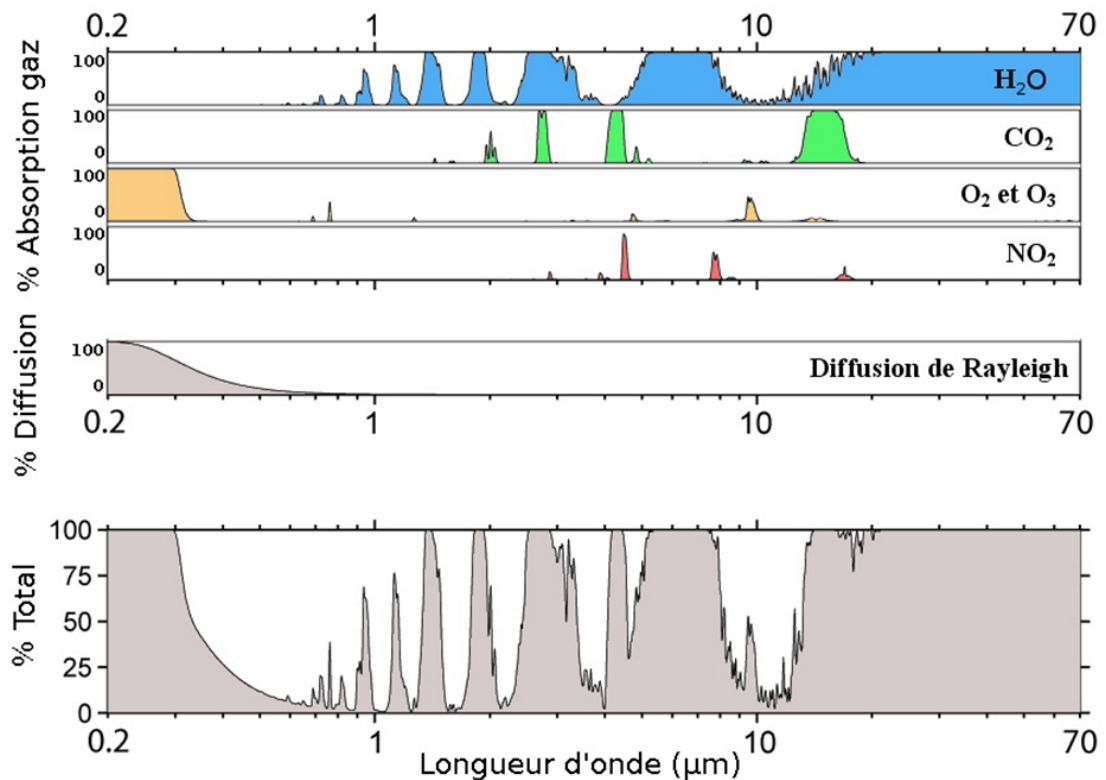


Figure 3.5 Représentation des absorptions des gaz constitutifs de l'atmosphère[55]

3.1.2 Mouvement apparent du Soleil

3.1.2.1 Position sur la terre

Pour définir la position sur la terre, on utilise les coordonnées géographiques terrestres (φ, λ, Z) , représenté dans la Figure 3.6 avec [56]:

- La latitude (φ): est un angle compris entre 0 et 90° , elle est déterminé par le parallèle de l'équateur et le parallèle du lieu.
- La longitude (λ): est angle compris entre -180 et 180° , elle est déterminé par le méridien du lieu et le méridien de Greenwich. Elle est positive à l'ouest, négative à l'est par rapport au méridien de Greenwich.
- L'altitude (Z) : C'est l'altitude d'un point correspondant à la distance verticale entre la position étudiée et une surface de référence théorique (le niveau de la mer $=0$), elle est exprimée en mètre.

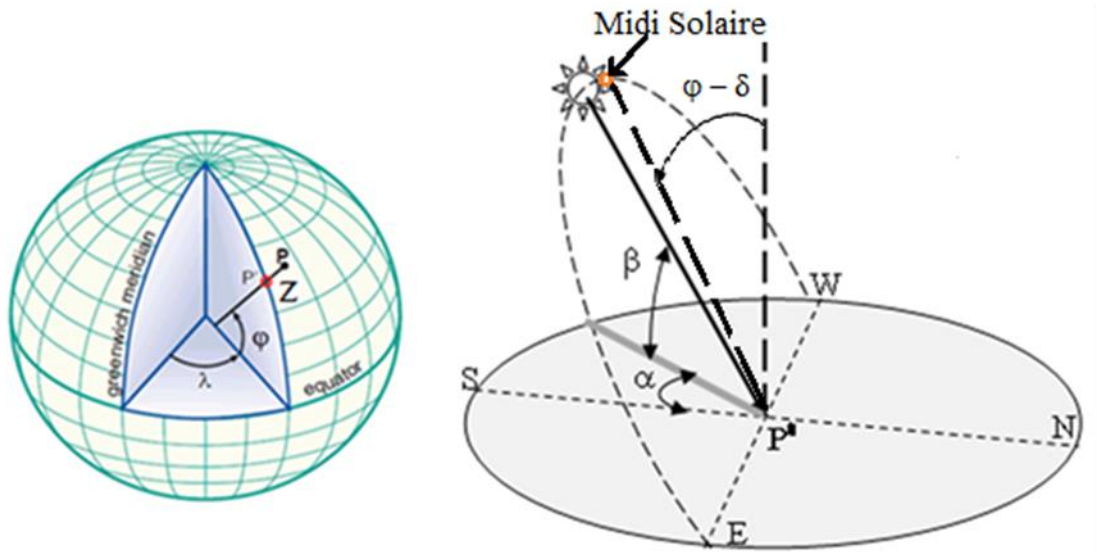


Figure 3.6 Coordonnées géographiques terrestres et solaire

Le mouvement apparent du soleil vu par un observateur positionné dans une région de latitude φ au nord de l'équateur est représenté sur la figure 3.6. A midi solaire, l'angle que fait le rayonnement solaire avec la verticale du lieu est égal à la latitude de la position moins déclinaison du soleil ($\varphi_{\text{site}} - \delta$).

La déclinaison du soleil δ est déterminée la direction du soleil par rapport au plan équatorial de la terre grâce. Le mouvement apparent du soleil par rapport à la terre, se manifeste par une variation de δ entre la déclinaison maximale du soleil $+\delta_0$ (solstice d'été) et la déclinaison minimale du soleil $-\delta_0$ (solstice d'hiver) par rapport à l'équateur terrestre. Cet angle est déterminé en fonction de la longitude écliptique B et la déclinaison maximale du soleil δ_0 par la formule suivante [57]:

$$\delta = \text{Arcsin}(\sin(B) \sin(\delta_0)) \quad (3.1)$$

$$B = \frac{360}{365.25} (N_j - 81) \quad (3.2)$$

δ_0 est de 23.44° entre les années 2000 et 2050

N_j : le nombre de jour varie de 1 jusqu'à 365 jour.

3.1.2.2 Direction du rayonnement solaire

Dans les applications solaires, le calcul de l'angle entre le rayonnement solaire direct et la normale du plan récepteur du rayonnement, est très important. D'après la Figure 3.6, le rayon solaire reçu sur une région de la terre est représenté sous la forme d'un vecteur:

$$\vec{S} = (\cos(\alpha_{\text{sol}}) \cos(\beta_{\text{sol}}), \sin(\alpha_{\text{sol}}) \cos(\beta_{\text{sol}}), \sin(\beta_{\text{sol}})) \quad (3.3)$$

Où α_{sol} et β_{sol} est l'angle d'azimut et l'angle d'altitude (hauteur du soleil). Ces deux angles peuvent être déterminés par les équations suivantes [58]:

$$\sin(\beta_{sol}) = \cos(\varphi_{site}) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\varphi_{site}) \sin(\delta) \quad (3.4)$$

$$\sin(\alpha_{sol}) = \sin(\omega) \cos(\delta) / \cos(\beta_{sol}) \quad (3.5)$$

3.1.2.3 Angle horaire

Le soleil tourne dans le plan de l'équateur de 360° en 24 heures, soit 15° par heure. Donc le temps solaire vrai (TSV) défini en un lieu et à un instant donné comme l'angle horaire du soleil ω en ce lieu et à cet instant. Il est défini à partir de la rotation de la terre sur elle-même, dans il est lié à l'angle horaire. L'intervalle de temps entre deux passages du soleil au méridien est de 24 heures. Le moment de la culmination du soleil est le midi solaire vrai du lieu (12h). Le temps solaire vrai est égal à l'angle horaire du soleil, il est compté à partir du midi. L'angle horaire du soleil est décrit dans l'équation suivante [59]:

$$\omega = 15 (TSV - 12) \quad (3.6)$$

Où ω est en degrés.

3.1.2.4 Durée du jour

Lever et coucher du soleil sont des phénomènes astronomiques liés aux observateurs sur la terre et le mouvement de la terre autour du soleil. D'après la première loi de Kepler, La trajectoire de la Terre est une ellipse. Il s'agit presque d'un cercle puisque son excentricité est presque nulle ($e = 0.0167$). Au cours de l'année la distance terre-soleil est $1.495 \times 10^{11} \text{ m} \pm 1.7\%$ [60]. Les diamètres du soleil et la terre sont respectivement $1.39 \times 10^9 \text{ m}$ et $1.27 \times 10^7 \text{ m}$. Selon J. Duffi [60], le diamètre apparent du Soleil est l'angle sous lequel on voit cet astre depuis la Terre, il est égale à $32'$, figure 1.6.

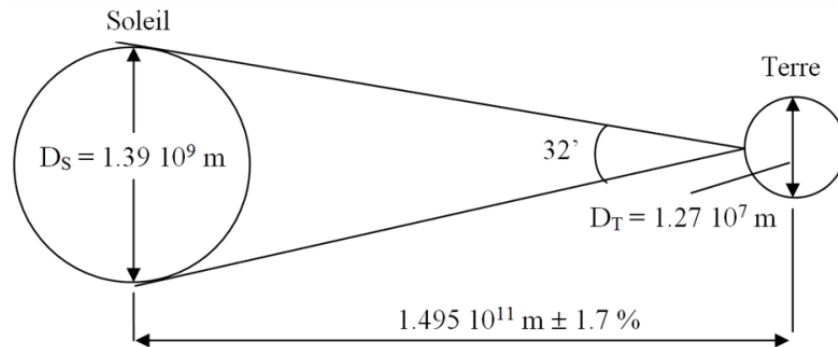


Figure 3.7 Diamètre apparent du soleil par rapport à la terre

Les angles horaires du lever et coucher de soleil ω_s sont calculés en fonction de Latitude du site φ et la déclinaison solaire δ [61]:

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta) \quad (3.7)$$

Le lever et le coucher du soleil est définie théoriquement comme l'annulation d'angle d'altitude β_{sol} , représenté dans la figure 3.2. D'où d'après l'équation (3.4), le lever et le couche de soleil est déterminer par:

$$\begin{cases} \cos(\omega_L) = -\text{tg}(\varphi_{site}) \text{tg}(\delta_{sol}) & \text{Lever du Soleil} \\ \cos(\omega_C) = \text{tg}(\varphi_{site}) \text{tg}(\delta_{sol}) & \text{Coucher du Soleil} \end{cases} \quad (3.8)$$

La détermination du ω_L et ω_C permettre de calculer la duré de jour, mais en terme d'un angle.

3.1.2.5 Equations du temps

Temps, tel que mesuré par une horloge précise TMH, diffère de l'heure déterminée à partir du soleil lors de l'utilisation d'un cadran solaire TSV. Selon A. Sproul, une partie de cette différence est liée à la longitude du lieu λ , le fuseau horaire de l'observateur TZ (Time Zone) et la différence restante ε_{time} qui dépend de l'excentricité de l'orbite et de l'inclinaison de l'axe de rotation de la terre [59]. La différence de temps exacte en minutes est donnée par l'équation suivante:

$$TSV - TMH = 4 (\lambda_{st} - \lambda_{loc}) + \varepsilon_{time} + TZ \quad (3.9)$$

Chaque degré de différence de longitude est équivalent à 4 min de la différence de temps. Où λ_{st} est le méridien standard pour le fuseau horaire local et λ_{loc} est la longitude de l'endroit étudié. Le fuseau horaire TZ est en minute dans l'équation 3.8, il est positif vers l'Est et négatif vers l'Ouest selon la Figure 3.8.

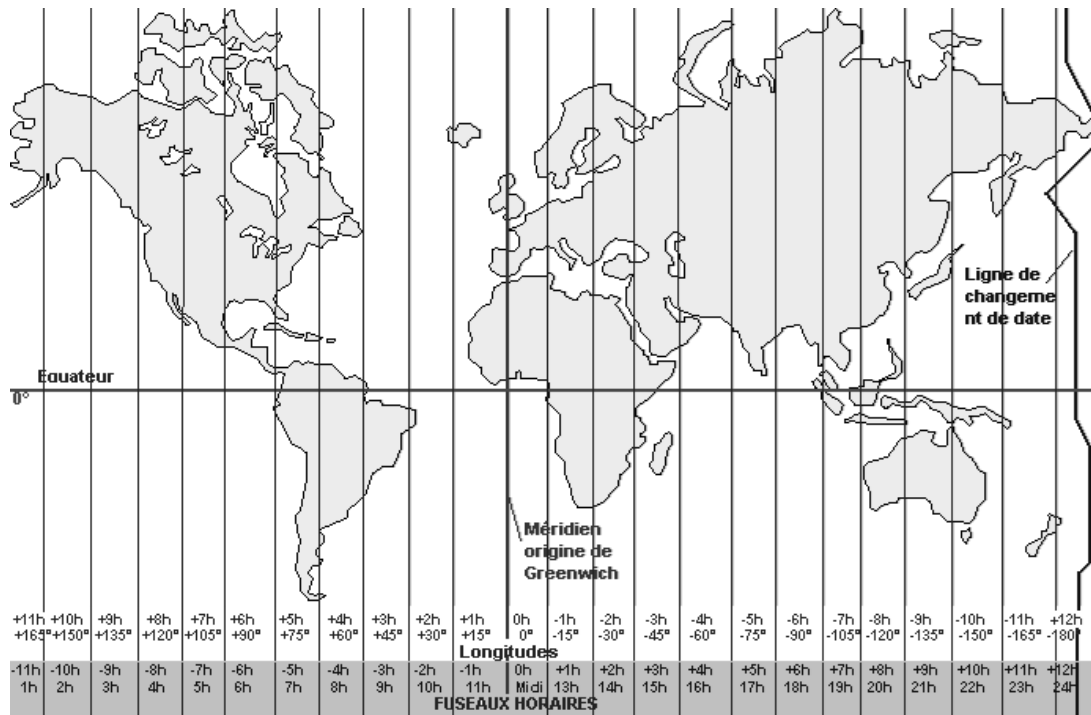


Figure 3.8 Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich [62]

Le paramètre ε_{time} est l'équation de temps (en minute), elle est déterminée en fonction de la longitude écliptique B selon l'équation 3.2 [57]:

$$\varepsilon_{time} = 9.9 \sin(2B) - 0.25 \cos(2B) - 1.9 \sin(B) - 7.1 \cos(B) \quad (3.10)$$

Cette formule calcule l'écarte entre temps vrai et le temps moyen en fonction du jour de l'année. La figure 3.9 montre l'écarte du temps de façon périodique sur toute l'année. Cette écarte atteint les maximales en 13 Février et en 01 Novembre, et elle est quelque seconde en 16 Avril, 14 Juin, 02 Septembre et le 26 Décembre.

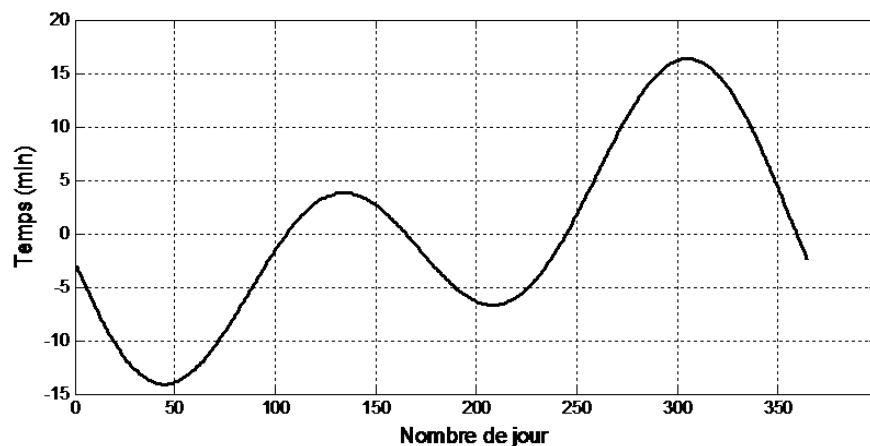


Figure 3.9 Variation de l'équation du temps ε_{time} durant l'année.

3.1.2.6 Coordonnées du capteur:

Dans les applications solaires, le calculer l'angle d'incidence β_{in} entre un rayon arrivant directement du soleil \vec{S} et la normale à un plan quelconque (face avant réceptrice du rayonnement solaire). L'orientation du capteur solaire, d'après la figure 3.10, est définie par:

- Son inclinaison φ_{cap} : Angle que fait le capteur solaire avec le plan horizontal.

$$\varphi_{cap} \text{ varie entre } -90^\circ \text{ et } +90^\circ \begin{cases} \varphi_{cap} > 0 & \text{Capteur tourné vers le haut} \\ \varphi_{cap} = 0 & \text{Capteur tourné vers le bas} \\ \varphi_{cap} < 0 & \text{Capteur vertical} \end{cases}$$

- Son azimut α_{cap} : Angle que fait la normale à la surface du capteur solaire et le plan méridien.

$$\alpha_{cap} \text{ varie entre } -180^\circ \text{ et } +180^\circ \begin{cases} \alpha_{cap} > 0 & \text{vers l'Ouest} \\ \alpha_{cap} = 0 & \text{capteur Sud} \\ \alpha_{cap} < 0 & \text{vers l'Est} \end{cases}$$

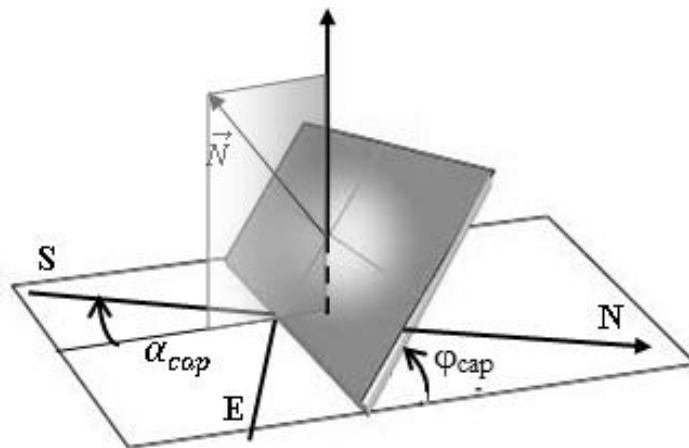


Figure 3.10 Orientation du capteur solaire

L'angle d'incidence sur un capteur plan β_{Inc} est l'angle de la direction du soleil avec la normale au capteur. Cet angle est déterminé par la connaissance des cosinus directeurs du rayon incident et la normale. En coordonnées horizontales et coordonnées horaires [63,64]:

$$\begin{cases} \sin(\beta_{Inc}) = \sin(\varphi_{cap} - \alpha_{sol}) \cos(\alpha_{cap}) \cos(\omega) - \sin(\alpha_{cap}) \sin(\omega) \\ \sin(\beta_{Inc}) = \sin(\varphi_{cap}) \cos(\alpha_{cap}) \cos(\omega) \cos(\delta) + \cos(\varphi_{cap}) \cos(\alpha_{cap}) \\ \quad [\cos(\omega) \cos(\delta) \cos(\varphi_{sit}) - \sin(\delta) \cos(\varphi_{sit})] \\ \quad + \sin(\alpha_{cap}) \sin(\omega) [\cos(\omega) \cos(\delta) \cos(\varphi_{sit}) - \sin(\delta) \sin(\varphi_{sit})] \end{cases} \quad (3.11)$$

Pour une exploitation optimale du rayonnement solaire, la surface réceptrice devrait toujours être orientée autant que possible perpendiculairement au rayonnement solaire. Mais puisque la position du soleil par rapport à la terre varie continuellement au cours l'année, l'angle d'incidence du rayonnement sur un capteur fixe varie également.

3.1.3 Variation de l'irradiance solaire extraterrestre

L'irradiance solaire est l'exposition d'un corps à un flux de rayonnements en provenant du soleil. Ce flux de rayonnement dépend de la position du soleil par rapport à une région de la terre, le jour de l'année et la nuageosité du ciel. En dehors de l'atmosphère, les rayonnements solaires extraterrestres reçus par une surface horizontale est calculée par la formule suivante [65]:

$$I_{out} = \frac{24 \times 3600}{\pi} I_0 \left(1 + 0.033 \cos \left(\frac{2\pi N_j}{365} \right) \right) (\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_c + \omega_c \sin \varphi \sin \delta) \quad (3.12)$$

Où la constante du rayonnement solaire I_0 est 1373 W/m^2 , il est recommandé par l'Organisation Météorologique Mondiale WMO [61]. Le nombre du jour de l'année et l'angle horaire du coucher du soleil est symbolisé respectivement par N_j et ω_c .

Dans un site donné, la variation de l'irradiance solaire extraterrestre est en fonction de la latitude (δ) pour les hémisphères nord dans la Figure 3.11. Les courbes tracées sont pour tous les jours de l'année et les latitudes suivantes: 0° , $+20^\circ$, $+40^\circ$ et $+60^\circ$. La variation de rayonnement extraterrestre au cours de l'année est très faible à latitude 0° avec deux pics de $1,37 \text{ kW/m}^2$ en 72^{ème} jour (13 Mars) et en 276^{ème} jour (03 Octobre). Cette variation est très grande à latitude 60° avec un pic de $1,5 \text{ kW/m}^2$ en 141^{ème} jour (21 Mai). L'énergie solaire extraterrestre annuelle à la latitude 0° est très grande par rapport à celle à 60° de latitude.

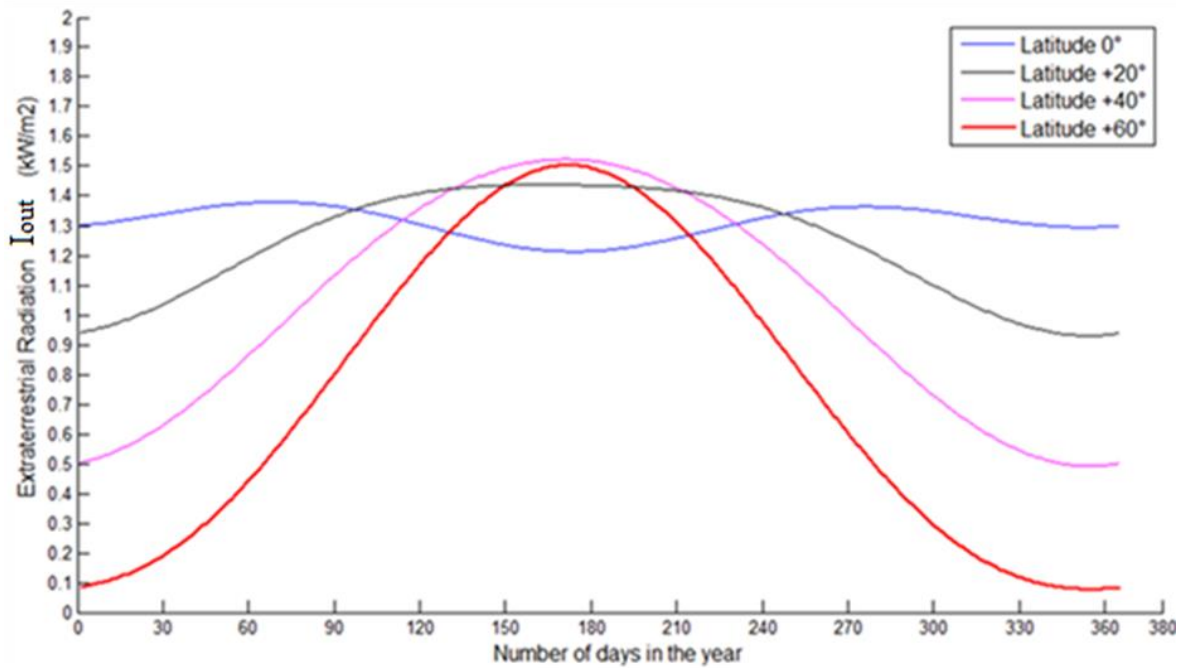


Figure 3.11. Rayonnement extraterrestre journalière sur une surface horizontale

Lorsque le rayonnement solaire extraterrestre traverse l'atmosphère de la terre, une fraction de ce rayonnement est diffusé quel que soit le cas du ciel (nuageux ou non). Bien que le ciel peut être clair avec un faible diffus ou avoir une couverture nuageuse avec une fraction diffuse élevée. La première étape dans l'élaboration d'un modèle mathématique pour calculer l'irradiance solaire dans des conditions nuageuses est d'estimer l'irradiance pour des conditions de ciel clair.

3.1.4 Modèles d'estimation des irradiances solaires

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire subit des modifications directionnelles et spectrales. En plus, des phénomènes d'absorption et de diffusion sont générés par les molécules de l'atmosphère [66]. Par conséquent, la lumière connaît une redistribution spatiale donnant lieu à une source de lumière secondaire constituée de l'hémisphère céleste au-dessus de l'horizon. Cette nouvelle source donne de la lumière naturelle, la raison qui conduit à considérer la lumière provenant du ciel se divise en deux parties: une partie directe caractérisée par l'irradiance solaire directe (I_b) et une partie diffuse relative à la lumière provenant du reste du ciel (I_d). Le tout constitue la contribution globale de la lumière du ciel.

La réduction de la quantité d'énergie solaire atteignant la surface de la terre est non seulement en raison des effets géométriques, mais aussi en raison de la quantité d'air dans l'atmosphère. La masse d'air est le chemin optique à travers l'atmosphère où le

rayonnement solaire est dispersée et absorbée. Il existe plusieurs modèles pour estimer les irradiances solaires direct et diffus. Parmi ces modèles, les modèles semi empiriques de : M.Capderou, Perrin Brichambaut et Kasten [67–69]. Ces modèles donnent plus ou moins l'évolution de l'irradiance solaire sur un plan horizontal ou sur un plan incliné.

3.1.4.1 Modèle de Capderou

Le modèle de Capderou utilise le coefficient de trouble atmosphérique pour calculer les composantes directe et diffuse de l'irradiance reçue sur un plan. D'après Capderou, l'absorption et la diffusion causées par les constituants de l'atmosphère peuvent être exprimées par un facteur de troubles [70]. Dans ce modèle, le facteur de trouble atmosphérique de liaison par ciel clair est donné par la relation suivante [71]:

$$T_L = T_0 + T_1 + T_2 \quad (3.13)$$

T_0 : est le facteur de trouble dû à l'absorption gazeuse tant par les constituants fixes de l'atmosphère que par la vapeur d'eau et par l'ozone. Une modélisation de ce facteur en fonction des seuls paramètres géo-astronomiques a permis à Capderou de proposer la formule suivante :

$$\begin{cases} T_0 = 2.4 - 0.9 \sin \varphi + 0.1(2 + \sin \varphi)A_{he} - 0.2Z - (1.22 + 0.14A_{he})(1 - \sin \beta) \\ A_{he} = \sin \left(\left(\frac{360}{365} \right) (Nj - 121) \right) \end{cases} \quad (3.14)$$

Z : l'altitude de lieu.

T_1 : est le coefficient de trouble due à l'absorption des gaz de l'atmosphère (O_2 , CO_2 et O_3) et à la diffusion moléculaire de Rayleigh, il est calculer par la formule suivante:

$$T_1 = 0.89^Z \quad (3.15)$$

T_2 : est le facteur de trouble relatif à la diffusion par les aérosols couplés à une légère absorption. Ce facteur dépend à la fois de la nature et de la quantité des aérosols, est donné par:

$$T_2 = (0.9 + 0.4 A_{he}) 0.63^Z \quad (3.16)$$

Pour ce premier modèle, les irradiances solaires directe (I_{b1}) et diffuse (I_{d1}) reçues sur un plan horizontal pour le ciel clair sont données par [68]:

$$I_{b1} = I_0 C_t EXP \left[-T_L \left(0.9 + \frac{9.4 \sin(\beta)}{T_1} \right)^{-1} \right] \sin(\beta) \quad (3.17)$$

$$I_{d1} = I_0 C_t EXP [\log(\sin(\beta)) - 1] + a - \sqrt{a^2 + b^2} \quad (3.18)$$

C_t : est la correction de la distance terre-solaire, elle est calculée par :

$$C_t = 1 + 0.034 \cos(j - 2) \quad (3.19)$$

$$b = \log(T_L - T_0) - 2.8 + 1.02 (1 - \sin(\beta))^2 \quad (3.20)$$

$a = 1.1$;

L'irradiance globale reçue sur un plan horizontale est la somme des deux irradiances : $I_{G1} = I_{b1} + I_{d1}$

3.1.4.2 Méthode Semi-Empirique de Perrin Brichambaut

Les irradiances solaires directe et diffuse, varient en fonction de la hauteur du soleil, de l'angle d'incidence, des intempéries et de l'état de visibilité de l'atmosphère. La modélisation théorique des éclairagements solaires est très compliquée. Perrin Brichambaut a présenté une méthode empirique pour l'estimation de l'énergie reçue par un capteur d'orientation quelconque.

Pour un ciel clair, les éclairagements du rayonnement direct I_b , diffus I_d et global I_G reçus par un capteur sont donnés par les relations suivantes:

$$I_{b2} = A \cos(i) EXP \left[-\frac{1}{B \sin(\beta+2)} \right] \quad (3.21)$$

$$I_{d2} = \left(\frac{1+\cos(\varphi_{cap})}{2} \right) D_H + \left(\frac{1-\cos(\varphi_{cap})}{2} \right) a^* G_H \quad (3.22)$$

Avec :

$$\begin{cases} D_H = A' (\sin(\beta))^{0.4} \\ G_H = A'' (\sin(\beta))^{B''} \end{cases} \quad (3.23)$$

Où :

D_H : Irradiation diffuse reçue par une surface horizontale.

G_H : Irradiation globale reçue par une surface horizontale.

i : L'angle d'incidence (°).

$$a^* = \begin{cases} 0,9 \text{ à } 0,8 & \text{neige} \\ 0,8 \text{ à } 0,4 & \text{sol clair} \\ 0,4 \text{ à } 0,2 & \text{verdure} \end{cases}$$

A, B, A', A'' et B'' : sont des constantes qui dépendent de l'état de l'atmosphère.

Tableau 3.1 Paramètres décrivant l'état de l'atmosphère

Etat de l'atmosphère	A	B	A'	A''	B''
Ciel bleu foncé	1300	6	87	1150	1.15
Ciel bleu clair	1230	4	125	1080	1.22
Ciel bleu laiteux	1200	2.5	187	990	1.25

3.1.4.3 Modèle de Kasten

Pour estimer l'irradiance solaire directe I_{b3} , Kasten propose l'expression ci-dessous. Cette dernière tient compte du facteur de trouble atmosphérique T_L et du trajet optique atmosphérique M [63].

$$I_{b3} = I_{out} \text{EXP} \left[- \frac{M T_L}{0.9 M + 9.4} \right] \quad (3.24)$$

Avec :

$$I_{out} = I_0 \left[1 - \frac{\sin(\delta)}{11.7} \right] \quad (3.25)$$

$$T_L = 2.5 + 16 B_A + 0.5 \ln(w) \quad (3.26)$$

I_0 : 1353 W/m²;

B_A : le coefficient de d'angström;

w : La hauteur d'eau condensable.

Le tableau suivant, présente les valeurs de B_A et w pour trois états atmosphériques différents :

Tableau 3.2 Coefficient d'angström et la hauteur d'eau condensable

	B_A	W
Ciel pur	0.05	1
Ciel moyen	0.1	2
Ciel dégradé	0.2	3

La distance optique atmosphérique (la masse atmosphérique) est exprimée par la formule:

$$M = \frac{1-0.1 Z}{\sin(\beta) + 0.15 (\beta+3.885)^{-1.253}} \quad (3.27)$$

Z est l'altitude de lieu (Km)

L'irradiance diffuse pour ce modèle est donnée par la relation suivante :

$$I_{d3} = \left(\frac{1+\cos(\varphi_{cap})}{2} \right) D_H + \left(\frac{1-\cos(\varphi_{cap})}{2} \right) a^* G_H \quad (3.28)$$

Avec :

$$D_H = \frac{I_{out}}{25} \sqrt{\sin(\beta)} [T_L - 0.5 - \sqrt{\sin(\beta)}] \quad (3.29)$$

$$G_H = (1270 - 56 T_L) \sqrt{\sin(\beta)}^k \quad (3.30)$$

Où : $k = \frac{T_L + 36}{33}$

3.1.4.4 Méthode Heliosat

La méthode Heliosat permet de convertir l'image satellitaire dans le domaine de l'optique visible en des indices de ciel pour estimer l'irradiance au niveau du sol (traitement d'image) [72]. Sa première version été publiée en 1986 par Cano [73]. Plusieurs corrections du modèle ont alors été proposées dans la littérature [74]. L'expérience apportée par ces publications a permis d'enrichir une nouvelle méthode, appelée Heliosat-2 [75] répondant à un besoin d'uniformité dans les résultats présentés par ces études. Héliosat-4 est la dernière version de la méthode, a été présentée par Oumbe [76]. Elle propose une estimation distincte des rayonnements direct et diffus.

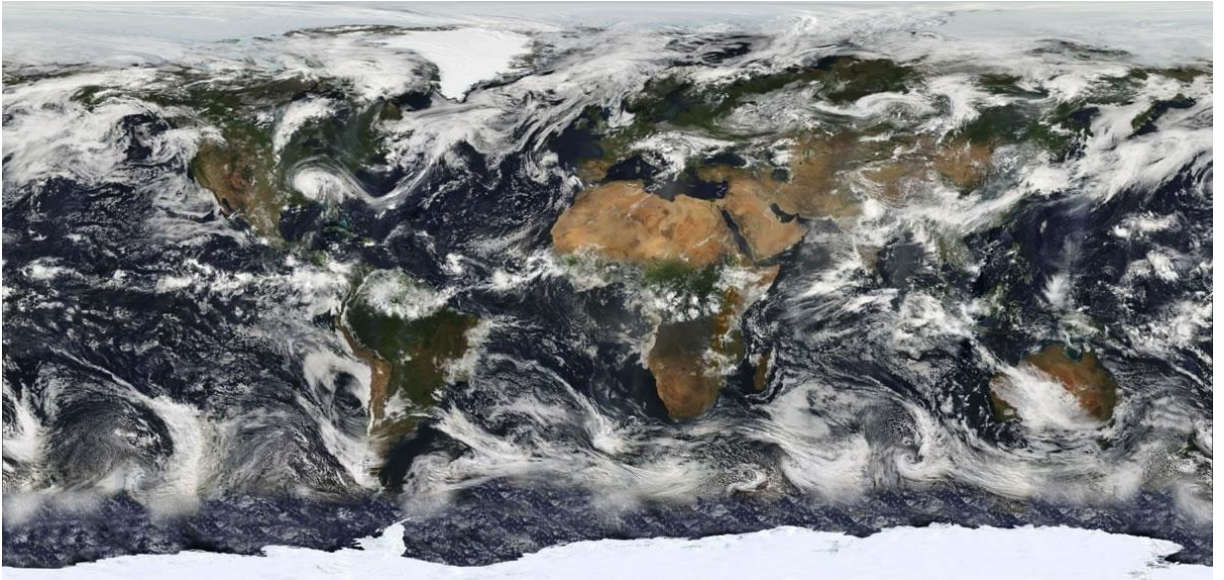


Figure 3.12 Image satellitaire du nuage [77]

Cette méthode consiste en premier lieu de convertir les valeurs brutes des pixels de l'image du ciel en radiances suivant le modèle proposé par Rigollier [78]. L'étape la plus importante de la méthode réside dans le calcul de l'indice de couverture nuageuse $n^t(i, j)$ pour chaque pixel à la position (i, j) dans l'image, décrit par l'équation suivante:

$$n^t(i, j) = [\rho^t(i, j) - \rho_g^t(i, j)] / [\rho_{cloud}^t(i, j) - \rho_g^t(i, j)] \quad (3.31)$$

Avec :

$\rho^t(i, j)$: Albédo apparent (réflectance), obtenu à partir de la valeur de radiance du pixel.

$\rho_g^t(i, j)$: Albédo du sol sous condition du ciel claire.

$\rho_{cloud}^t(i, j)$: Albédo apparent pour un nuage.

Cet indice de couverture nuageuse $n^t(i, j)$ est ensuite mis en relation avec l'indice de ciel clair K_T . Cet index est définie comme le rapport entre le rayonnement mesuré GHI et le rayonnement dans le ciel clair GHI_{CS} :

$$K_T = \frac{GHI}{GHI_{CS}} \quad (3.32)$$

Alors, par la détermination d'une relation entre la couverture nuageuse $n^t(i, j)$ et l'indice de ciel clair K_T , on peut facilement estimer le rayonnement solaire sous la condition du ciel nuageux ou non.

3.1.5 Simulation numérique des irradiances solaires

3.1.5.1 Modèle utilisé pour simulation

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire subit des modifications directionnelles et spectrales. Des phénomènes d'absorption et de diffusion sont générés par les particules de l'atmosphère, si bien que la lumière connaît une redistribution spatiale donnant lieu à une source de lumière secondaire constituée de l'hémisphère céleste au-dessus de l'horizon. Cette nouvelle source donne de la lumière naturelle conduit à considérer deux contributions en provenance du ciel: une partie directe caractérisée par l'irradiance solaire directe (I_B) et une partie diffuse relative à la lumière provenant du reste du ciel (I_d). Le tout constitue la contribution globale de la lumière du ciel.

La réduction de la quantité d'énergie solaire atteignant la Terre est non seulement en raison des effets géométriques, mais aussi en raison de la quantité d'air dans l'atmosphère. La masse d'air est le chemin optique à travers l'atmosphère où le rayonnement solaire est dispersée et absorbée. Un grand nombre de chercheurs ont proposés des modèles semi-empiriques pour prédire la masse d'air, en citant par exemple Kreith, Kasten and Remund [79,80]. En 1978, Kreith F. a proposé l'une des formules d'approximation simples pour estimer la masse d'air M [80]:

$$M = \sqrt{1229 + (614 \sin(\beta_{Sol}))^2} - 614 \sin(\beta_{Sol}) \quad (3.33)$$

Le rayonnement solaire globale sur la terre peut être divisé en trois types: le rayonnement solaire direct I_b , le rayonnement solaire diffus I_d et le rayonnement réfléchi I_r , représenté sur la figure 3.13.

$$I_G = I_b + I_d + I_r \quad (3.34)$$

Les irradiances solaire globale tombant sur la Terre I_G , peut être liée au rayonnement extraterrestre I_0 . Cette irradiance globale dans le ciel clair peut être estimée par la formule suivante [80]:

$$I_{Gcs} = \left\{ \begin{array}{l} \tau_{bcs} \cos(\beta_{Cap} - \beta_{Sol}) I_0 \\ + \\ [\tau_{dcs} \sin^2(0.5 \beta_{Cap}) + 0.5 R_g \tau_{rcs} (1 - \cos(\beta_{Cap}))] \sin \beta_{Sol} I_0 \end{array} \right\} \quad (3.35)$$

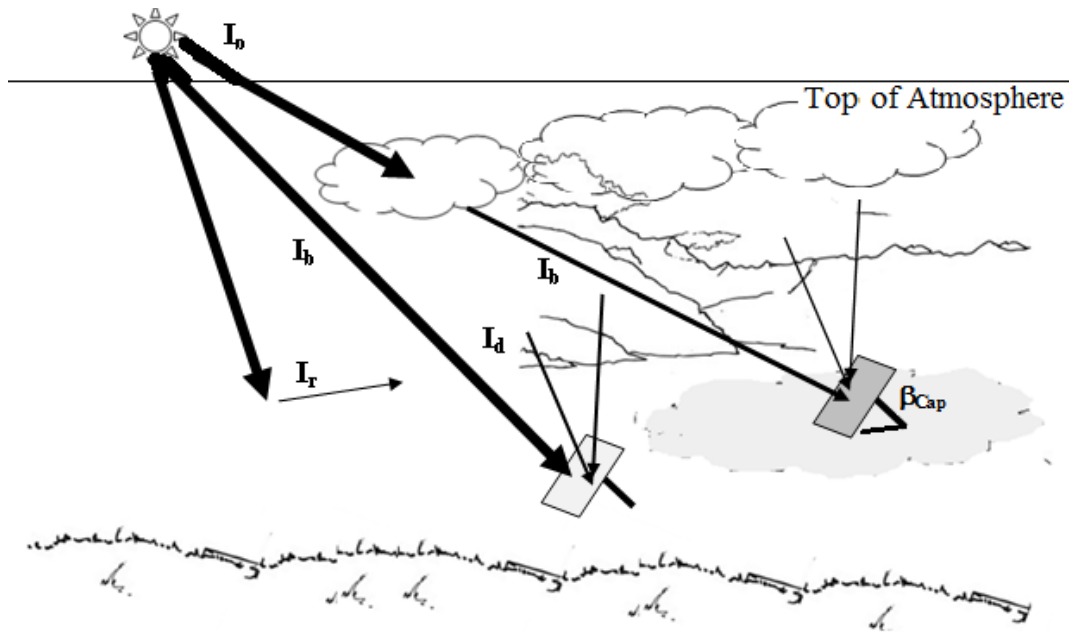


Figure 3.13 Les trois types de rayonnement solaire tombant sur une surface de la terre

Kreith F. formulé une relation dans la première équation des équations 3.36 entre la transmittance atmosphérique directe pour un ciel claire et la masse d'air M [81]. La relation entre la transmittance atmosphérique diffuse τ_{dcs} et la transmittance atmosphérique directe τ_{bcs} pour un ciel claire est formulée par la deuxième équation 3.36 [82]. La transmittance atmosphérique réfléchit pour un ciel clair est estimé par la dernière équation des équations 3.36 [83]. Le R_g est le coefficient de réflectance du sol (albédo), Gates donne R_g pour la végétation 0,2[84].

$$\begin{cases} \tau_{bcs} = 0.56 (e^{-0.65 M} + e^{-0.095 M}) \\ \tau_{dcs} = (0.271 - 0.294 \tau_{bcs}) \\ \tau_{rcs} = (0.271 + 0.706 \tau_{bcs}) \end{cases} \quad (3.36)$$

3.1.5.2 Simulation numérique pour le ciel clair

L'estimation computationnelle des irradiances solaires est la seule solution dans le cas de l'absence des données mesurée. Il existe plusieurs logicielles qui estiment les irradiances solaires, tel que Meteonorm, Meteostat, PVGIS et NASA [85]. Dans ce cadre, un programme en MATLAB est élaboré pour estimer les irradiances solaires, son organigramme est représenté dans la figure 3.14. Ce programme est intégré dans un autre programme computationnel qui estime la production de l'énergie photovoltaïque et éolienne dans les fermes agricoles.

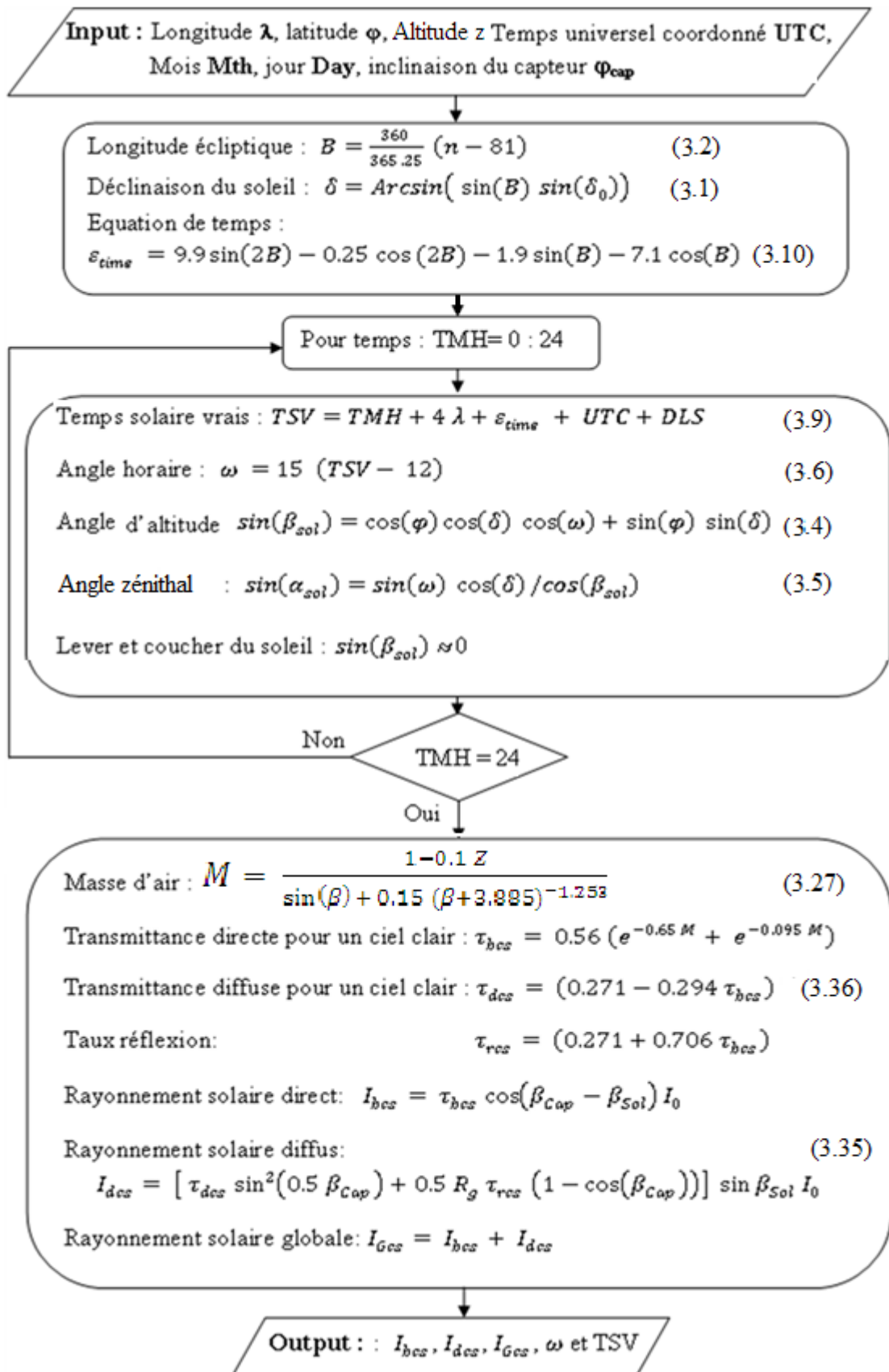


Figure 3.14 Calcule l'irradiance horaire en ciel clair

Dans notre travail, les valeurs des irradiances horaires obtenues par ce programme de simulation sous les conditions du ciel clair, sont comparées aux valeurs mesurées de trois journées dans deux stations météorologiques différentes et le centre de développement des énergies renouvelable (CDER) à Bouzareah en Algérie. Nous avons utilisés les valeurs de la journée 10/09/1999 du station météorologique de Harare Zimbabwe (17,8°S, 31.1°E) [86], les valeurs du 06/07/2014 du station d'Almeria en Espagne (36,8° N, 2,4° W) [87] et les valeurs du 09/02/2011 du CDER (36,46° N, 3° E). Le choix des stations météorologiques à l'extérieur de l'Algérie à deux raisons. La première raison, c'est la difficulté d'obtenir des valeurs mesurées des irradiances directe et diffus. Deuxième raison, pour montrer l'utilisation extensive de notre programme de simulation.

Les irradiances calculées par le programme de simulation sont comparées par leurs homologues mesurées à Harare, Almería et CDER, figure 3.15. L'irradiance directe, diffus et globale horaires sont en générale très proche des valeurs mesurées.

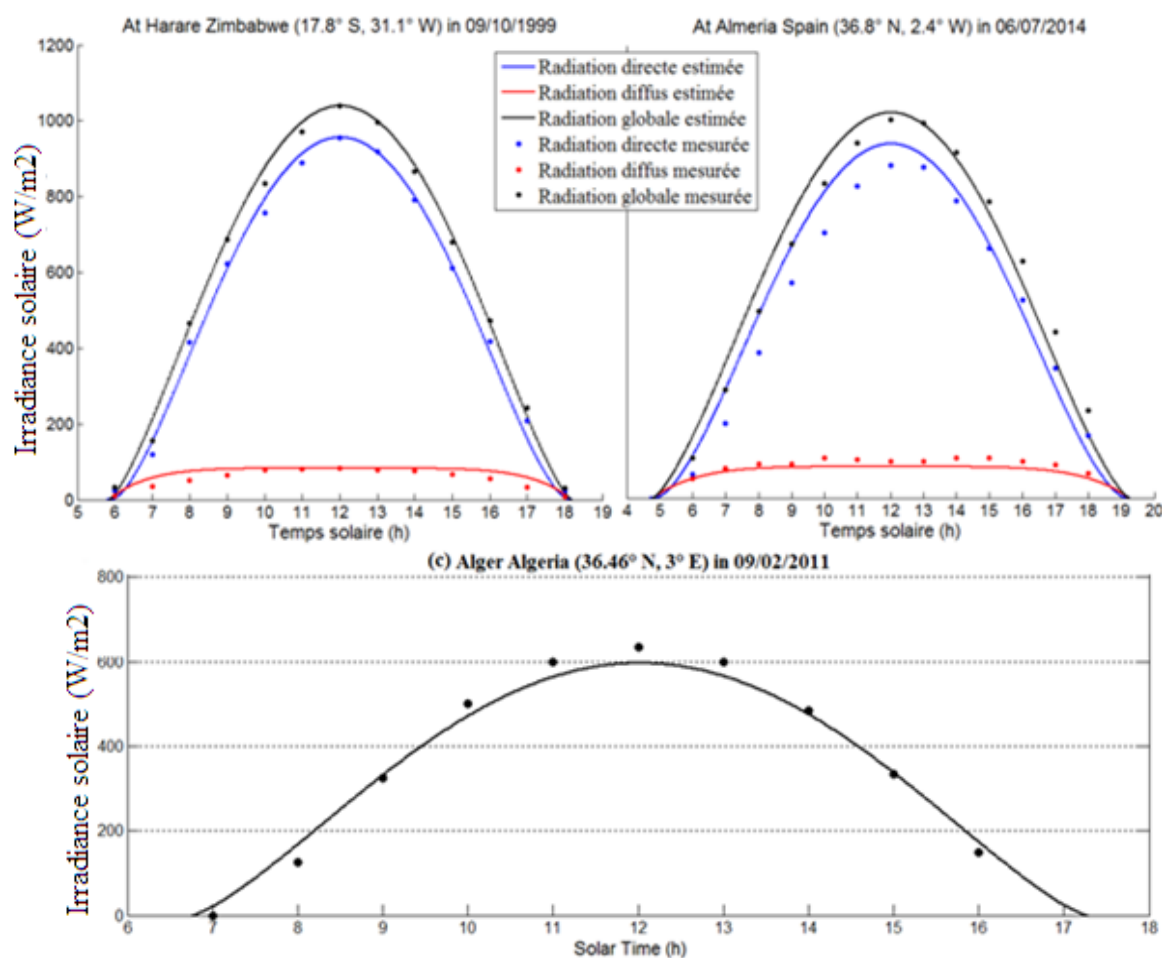


Figure 3.15. Irradiance estimée et mesurée pour le ciel clair à : (a) Harare au Zimbabwe en 09/10/1999, (b) Almeria Spain pour en 06/07/2014, (c) Alger Algerie en 09/02/2011.

Afin de valider le programme de simulation, le critère de l'erreur quadratique moyenne (RMSE) et son proportionnel (rRMSE), l'erreur moyenne (MBE) et le coefficient de corrélation R^2 , ont été choisis en fonction de leur utilisation fréquente dans nombreuses autres études de validation [88–90]. Ces trois critères sont calculés par les deux formules suivantes:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Y_i - O_i)^2} \quad (3.37)$$

$$rRMSE = \frac{1}{\bar{O}} \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Y_i - O_i)^2} \quad (3.38)$$

$$MBE = \frac{1}{n \bar{O}} \sum_{i=1}^n (Y_i - O_i) \quad (3.39)$$

$$R^2 = \left(\frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})(O_i - \bar{O})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2 \sum_{i=1}^n (O_i - \bar{O})^2}} \right)^2 \quad (3.40)$$

Y_i : Les valeurs estimées. O_i : Les valeurs calculées.

La fiabilité du modèle est définie selon les différentes gammes de rRMSE [91]:

- Excellent : rRMSE < 10%
- Bon : 10% ≤ rRMSE < 20%
- Juste : 20% ≤ rRMSE < 30%
- Médiocre rRMSE ≥ 30%

Le calcul des rRMSE pour des irradiances globales, directes et diffuses pour un ciel clair dans les trois cas est respectivement <09%, <15% et <30%, voire Tableau 3.3. Ces résultats montrent que le modèle est : excellent pour l'estimation des radiations globales, Bien pour les radiations directes et juste pour les irradiances diffuses. En plus les courbes d'estimation sont en excellente corrélation avec les courbes des valeurs mesurées $R^2 > 0,8$.

Tableau 3.3 Performance du modèle des irradiances solaires pour un ciel clair

	Almeria en Espagne			Harare Zimbabwe			CDER Algérie
	I _{bcs}	I _{dcs}	I _{Gcs}	I _{bcs}	I _{dcs}	I _{Gcs}	I _{Gcs}
MBE (%)	07	17	02	01	21	02	02
rRMSE (%)	12	19	08	05	26	04	07
R ²	0,96	0,90	0,97	0,99	0,88	0,99	0,99

3.1.5.3 Simulation numérique pour un ciel nuageux

Actuellement, nous disposons de descriptions plus précises qu'autrefois de l'état optique de l'atmosphère. Ces informations sont disponibles avec l'avènement récent de missions spatiales entièrement dédiées à l'observation de l'atmosphère, comme par exemple NASA-Terra, NASA-Aura, ESA-Envisat, ESA-Sentinel-4 et -5. Le développement de codes de calcul des phénomènes physico-chimiques et de transport dans l'atmosphère, par exemple, MATCH (Model of Atmospheric Transport and Chemistry), contribue aussi à la connaissance de l'état optique de l'atmosphère. Les grands projets scientifiques comme, par exemple, MACC (Monitoring Atmospheric Composition and Climate), GEMS (Global and regional Earth-system Monitoring using Satellite and in-situ data), ou PROMOTE (Protocol Monitoring for the GMES Service Element), qui combinent la modélisation atmosphérique et des données d'observation de la Terre, ils fournissent ainsi des informations de haute qualité décrivant l'état optique de l'atmosphère. La connaissance plus précise des contenus de l'atmosphère et la détection de nuages et leur caractéristiques notamment leur épaisseur optique, offrent de nouvelles opportunités pour le développement de modèles d'estimation du rayonnement solaire au sol [92].

Dans notre travail, nous avons utilisés les données de l'indice de clarté (KT) fournies par NASA SSE [93]. Ces données, sont disponibles de 1985 jusqu'à 2005. Elles sont utilisées dans notre programme de simulation pour estimer les irradiances solaires. Ce programme computationnelle qui est développé en Matlab, besoin d'abord d'une comparaison avec des valeurs expérimentales pour le validé. Pour ce but et à cause de manque des données des irradiances solaires journalières publiées sur l'Algérie, nous avons utilisés les irradiances journalières mesurées à Katherine (14.47S, 132.27E) et à l'aéroport de Cooktown (15S, 145.3E) en Australie. Ces irradiances solaires journalières sont publiées sur le site web du bureau métrologique de l'Australie [94].

Les irradiances solaires journalières dans les deux sites (14.47S, 132.27E) et (15S, 145.3E) en 2004, sont calculées par notre programme de simulation et comparées avec les valeurs mesurées et les valeurs données par NASA, figure 3.16 et figure 3.17. Les trois courbes (mesurées, NASA, notre programme) dans les deux figures sont très proches et ont la même allure.

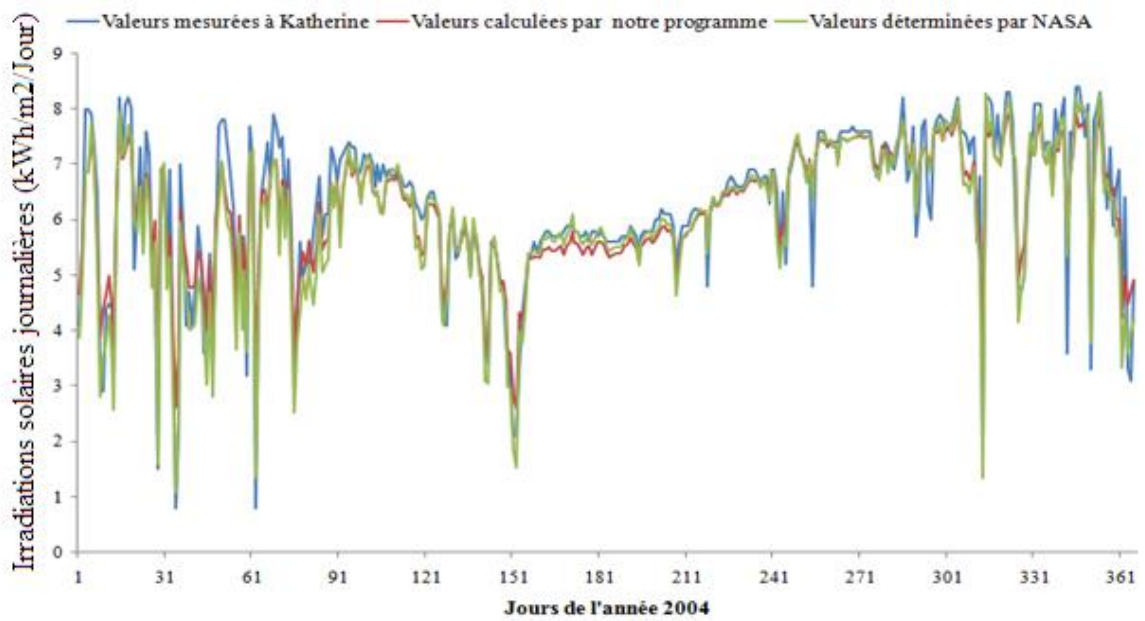


Figure 3.16 Irradiations solaires journalières à Katherine en Australie (14.47S, 132.27E)

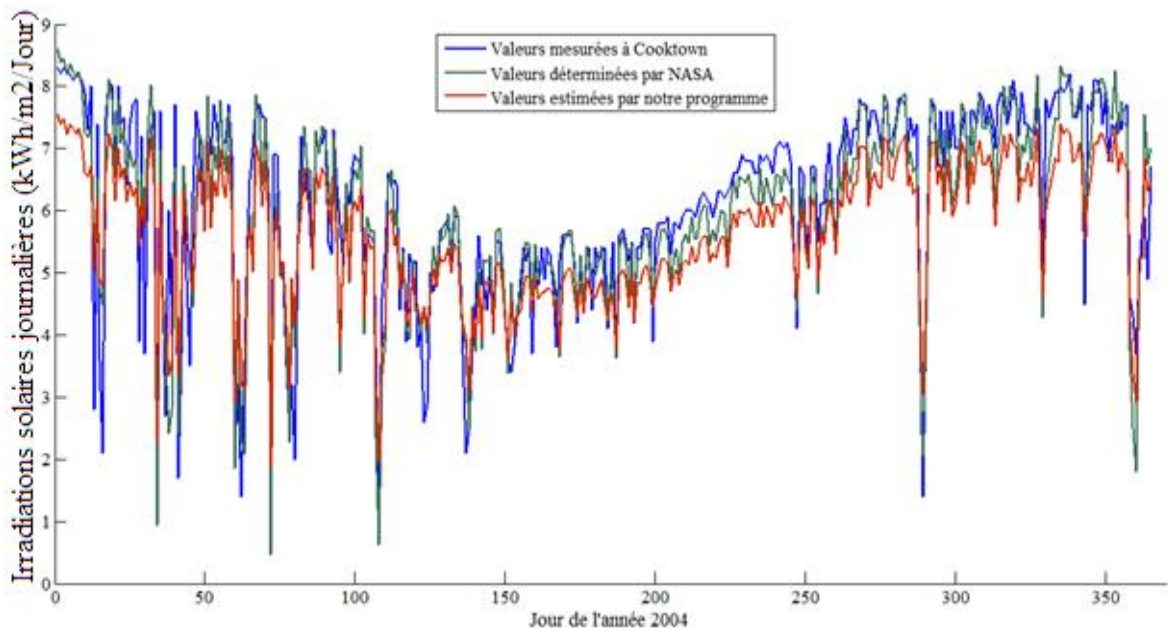


Figure 3.17 Irradiations solaires journalières à Cooktown en Australie (15S, 145.3E)

D'après le Tableau 3.4, l'erreur quadratique moyenne rRMSE des irradiations globales dans le site de Katherine est: 09% pour le logiciel de NASA et 12% pour notre programme, voire Tableau 3.4. Pour le deuxième site Cooktown, le rRMSE est 11% pour NASA et 14% pour notre programme. D'où l'estimation des irradiations globale pour un ciel nuageux par le programme en MATLAB est jugé Bon ($rRMSE < 20\%$). On note aussi que selon le coefficient de corrélation les courbes ont la même allure ($R^2 > 0.8$).

Tableau 3.4 Performance du modèle des irradiances solaires pour un ciel nuageux

	Katherine		Cooktown	
	NASA	Programme	NASA	Programme
rRMSE (%)	09	12	11	14
R ²	0,87	0,87	0,81	0,81

D'après le tableau ci-dessus, les précisions de notre programme computationnel et le site web «Surface meteorology and Solar Energy » du NASA, sont bons et très proches. On note ici que ce site web nous ne donne pas les irradiances solaires, alors que ce n'est pas le cas pour le programme développé en MATLAB.

3.2 Système photovoltaïque

Système photovoltaïque (PVs) représente la source la plus utilisée pour la production d'électricité à partir de l'énergie solaire. Le PVs est constitué essentiellement de modules photovoltaïque interconnectés pour former une unité produisant une puissance continue élevée compatible avec des équipements d'électriques de puissances (régulateurs, convertisseurs). De nombreux travaux portent sur le développement des modèles mathématiques pour la simulation de la caractéristique courant-tension (I-V) de la cellule/module/générateur PV, d'autres sont orientés vers la modélisation des performances des modules PV en terme de puissance électrique produite[95–97].

3.2.1 Type des systèmes photovoltaïques

Les générateurs photovoltaïques peuvent être classés en deux catégories:

- Générateurs photovoltaïques autonomes, isolés du réseau électrique.
- Générateurs photovoltaïques raccordés au réseau électrique.

3.2.1.1 Système photovoltaïque autonome

Un système photovoltaïque autonome est réservé pour les sites isolés. Il est composé dans son ensemble d'un:

- Modules photovoltaïques,
- Contrôleur de charge,
- Moyen de stockage (batteries),
- Disjoncteur
- Convertisseur CC/CA,

Le schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque se présente alors comme suit..

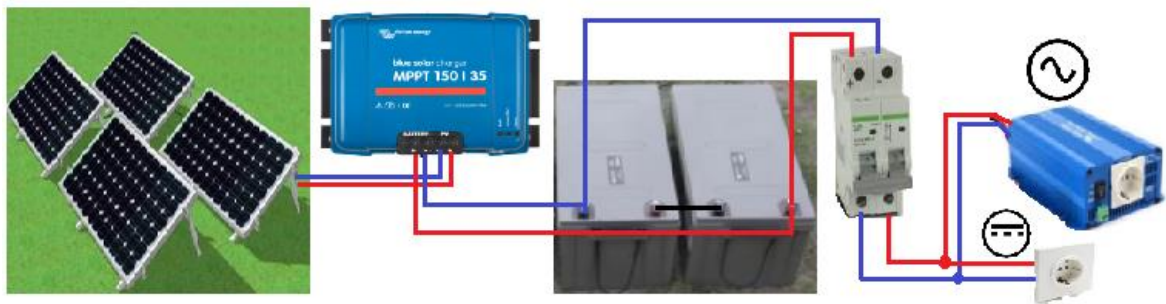


Figure 3.18 Schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque autonome

Dans un système photovoltaïque autonome, l'énergie produite est directement consommée par l'utilisateur; les fonctions stocker et transformer dépendent de la quantité et nature de la charge demandée.

3.2.1.2 Système photovoltaïque raccordé au réseau

Dans les régions disposant déjà d'un réseau de distribution électrique, une nouvelle pratique a été utilisée dans les années 80. C'est l'injection de l'énergie électrique produite par un système photovoltaïque dans le réseau électrique. Toute injection dans le réseau se traduit par une diminution de la demande sur les centrales thermique. Dans cette section, nous allons présenter les éléments qui constituent un système photovoltaïque raccordée au réseau électrique (figure 3.19) :

- Modules photovoltaïques: Production de l'électricité à partir du rayonnement.
- Parafoudre DC et AC: Il protège le système des foudres.
- Onduleur : Convertit le courant en courant alternatif et adapte la tension en tension du réseau 380 V.
- Compteur d'électricité: Calcule le bilan énergétique.

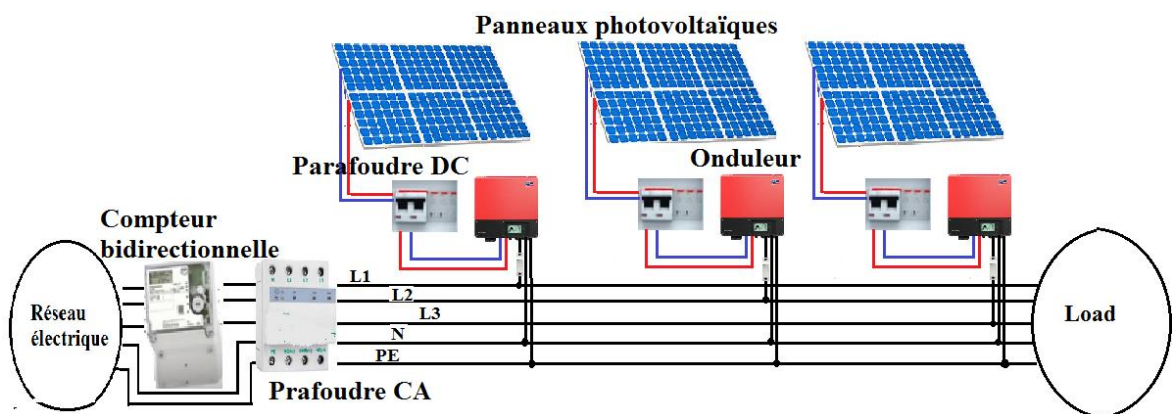


Figure 3.19 Architecture d'un système photovoltaïque raccordé au réseau

3.2.2 Module photovoltaïque

Un module photovoltaïque est un capteur qui convertit directement l'éclairement solaire en électricité. Son courant et sa tension de sortie dépendent essentiellement de l'éclairement et de la température. A cet effet, l'estimation des performances d'une cellule/module/GPV nécessite l'élaboration d'un modèle mathématique permettant l'étude de son fonctionnement pour les différentes conditions de l'éclairement et la température.

3.2.2.1 Principe de fonctionnement

L'effet photovoltaïque produit dans les cellules solaires permet de convertir directement les rayons solaires en électricité. Cette conversion se fait par le biais de la production et du transport de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Le matériau de cellules photovoltaïque comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons (type N) et l'autre un déficit en électrons (type P). Lorsque le semi-conducteur de type N est mise en contact avec celui de type P, les électrons en excès dans le premier diffusent dans le deuxième. La zone initialement dopée N devient chargée positivement, et la zone initialement dopée P chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone N et les trous vers la zone P, et par conséquent une jonction PN a été formé.

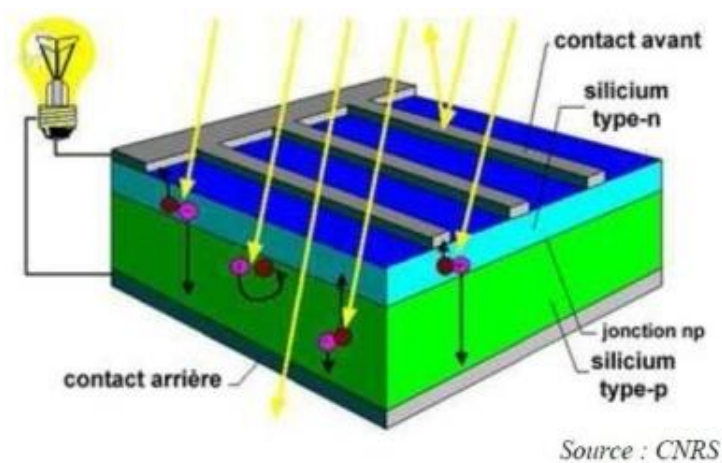


Figure 3.20 Fonctionnement d'une cellule solaire

Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2 watts sous une différence de potentiel approximativement 0,5 Volt. Une association en série de plusieurs cellules donne un module et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de construire un panneau photovoltaïque [92].

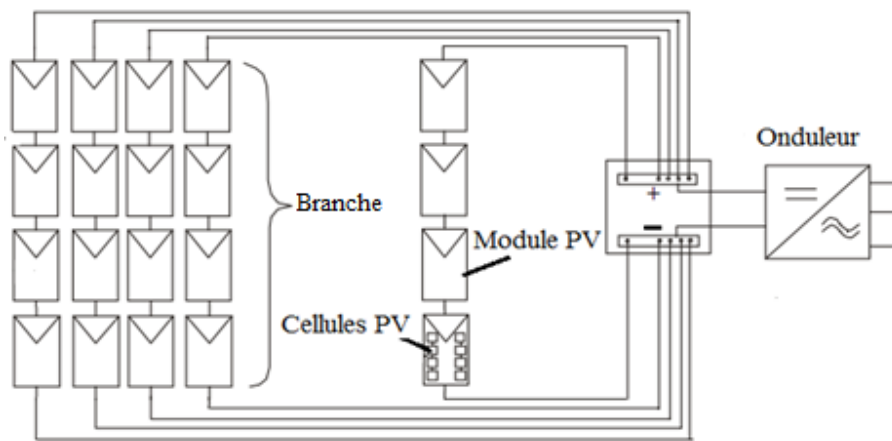


Figure 3.21 Groupe de panneaux photovoltaïques

Industriellement les matériaux les plus utilisés sont à base de silicium. Les rendements de conversion varient fortement selon les matériaux employés; les rendements industriels des modules se situent entre 15-18% pour le silicium monocristallin, 13-16% pour le silicium poly-cristallin et 5-8% pour le silicium amorphe [93].

Les cellules cristallines sont adaptées à des puissances de quelques centaines de watts à quelques dizaines de kilowatts. En 2000, ces cellules représentent près de 80% de la production mondiale. Elles sont les plus répandues à la conversion photovoltaïque, mais leur fragilité oblige à les protéger par des plaques de verre. Cette protection accroît plus le poids du panneau solaire.

3.2.2.2 Caractéristiques courant tension d'une cellule PV

La cellule photovoltaïque de silicium a des caractéristiques électriques proches d'une diode utilisée en électronique [94,95]. Typiquement, la tension maximale d'une cellule (PN) est comprise entre 0.5 et 0.8V. Il y a quatre points spécifiques pour ces cellules:

- La tension de circuit ouvert V_{co} ,
- Le courant de court-circuit I_{cc} ,
- Le courant optimal I_{opt}
- La tension optimale V_{opt} .

A l'échelle de la cellule, ces valeurs vont changer fortement en fonction du matériau utilisé, la température et l'ensoleillement. La figure 3.22 représente les caractéristiques typiques mesurables $I_{cell}=f(V_{cell})$ d'une jonction PN, les courbes (E_1) et (E_2) représentent la caractéristique de la cellule sous deux éclairagements constants et différents, et la courbe (E_0) représente les caractéristique électriques sous obscurité.

Comme nous pouvons le voir, la cellule photovoltaïque n'a pas un comportement générateur parfait, la non-linéarité de la caractéristique implique l'existence d'un point de puissance maximal (PPM) qui est le produit de la tension V_{opt} et du courant I_{opt} . Le facteur de forme (FF) représente le rapport entre un générateur parfait et le comportement réel de la cellule. Dans des conditions d'utilisation standard, le FF varie de 0.7 à 0.8 en fonction de la valeur des résistances parasites [95].

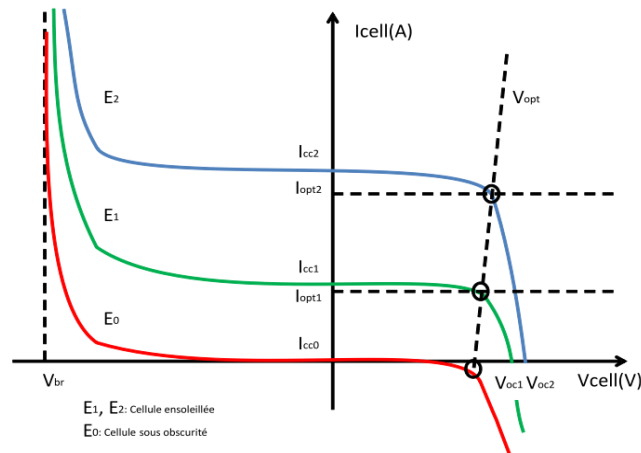


Figure 3.22 Caractéristiques I(V) de cellules photovoltaïques

3.2.2.3 Modèles électrique des modules photovoltaïques

Le module photovoltaïque est une association d'un nombre de cellules en série n_s et des groupes de cellules en parallèle n_p , voire la figure 3.22. Si toutes les cellules $n_s.n_p$ sont identique et fonctionnent dans les mêmes conditions, le générateur photovoltaïque peut se traduire en circuits électriques équivalant. Généralement, il y a trois modèles qui nous permettent de construire ces circuits équivalant. Ces modèles tiennent en considération la variabilité de l'éclairement et de la température du module, pour simuler le fonctionnement des modules photovoltaïques.

- Modèle à une diode

Ce modèle est le modèle le plus classique, il se base sur le générateur de courant pour modéliser le phénomène de conversion photovoltaïque [99]. Le modèle à une diode est schématisé sur la figure 3.23.

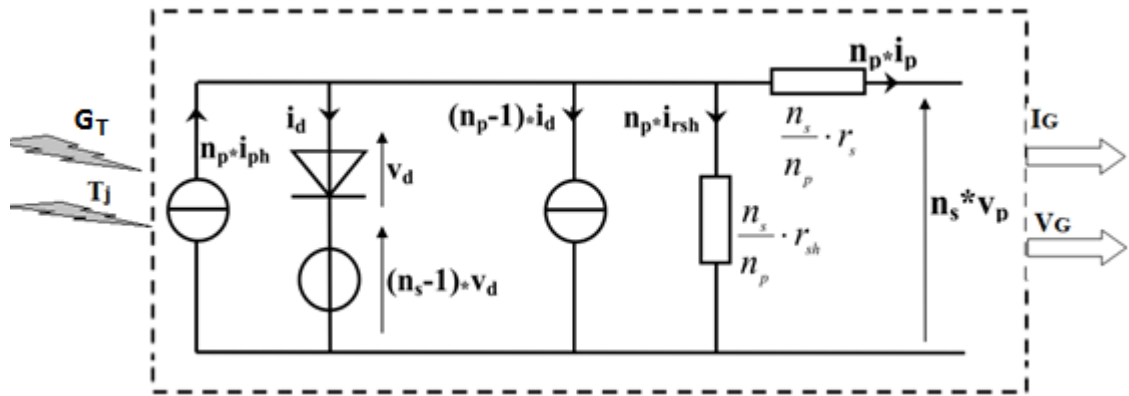


Figure 3.23 Schéma électrique du modèle d'une diode

Ce modèle comporte quatre variables, deux variables d'entrées et les deux autres de sorties. Les variables d'entrées se sont : l'ensoleillement sur les panneaux G_T (W/m^2) et la température de cellule solaire T_C ($^{\circ}C$). Les deux variables recherchées : le courant et tension de générateur, se sont les variables de sorties. Le courant de générateur et selon la loi des nœuds est calculé par la loi suivante :

$$I_G = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (3.41)$$

I_{ph} est le photo-courant, il dépend de l'ensoleillement et la température des panneaux, selon la formule suivante:

$$I_{ph} = P_1 G_T [1 + P_2 (G_T - G_{ref}) + P_3 (T_C - T_{Cref})] \quad (3.42)$$

G_{ref} : Enssoleillement de référence $1000 W/m^2$.

T_{Cref} : Température des panneaux de référence $25^{\circ}C$.

P_1, P_2 et P_3 sont des paramètres constants.

I_d est le courant de polarisation de la jonction PN, il est calculé par la relation suivante :

$$I_d = I_{sat} \left[\exp\left(\frac{q}{k A n_s T_C} (V_G + R_s I_G)\right) - 1 \right] \quad (3.43)$$

Avec :

k : constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23} J/K$) ;

q charge élémentaire ($1.6 \cdot 10^{-19} C$) ;

A facteur d'idéalité de la jonction.

I_{sat} courant de saturation; il est calculé par la formule suivante:

$$I_{sat} = P_4 T_C^3 \exp\left(-\frac{E_g}{k T_C}\right) \quad (3.44)$$

Où : E_g est l'énergie de gap et P_4 est un paramètre constant

I_{sh} est le shunt, déterminé par la formule suivante :

$$I_{sh} = \frac{V_G}{R_{sh}} \quad (3.45)$$

Enfin, le courant de générateur I_G est calculé en fonction de (G_T , V_G , T_C) par la formule suivante :

$$I_G = \begin{cases} P_1 G_S [1 + P_2 (G_T - G_{ref}) + P_3 (T_C - T_{Cref})] - \frac{V_G}{R_{sh}} \\ -P_4 T_C^3 \exp\left(-\frac{E_G}{k T_C}\right) \left[\exp\left(\frac{q}{k A n_s T_C} (V_G + R_S I_G)\right) - 1 \right] \end{cases} \quad (3.46)$$

- Modèle de deux diodes

Ce modèle a le même principe que le modèle d'une diode, mais il représente les phénomènes de polarisation de la jonction par deux diodes [100]. Le modèle est schématisé sur la figure 3.24.

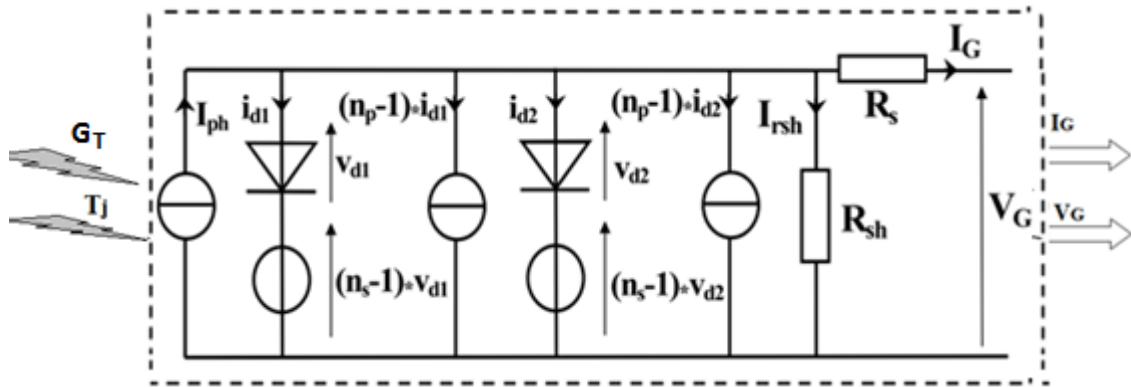


Figure 3.24 Schéma électrique du modèle de deux diodes

Le courant I_G est calculé de la même façon que dans le modèle d'une diode. Ce courant est calculé par la formule suivante :

$$I_G = \begin{cases} P_1 G_T [1 + P_2 (G_T - G_{ref}) + P_3 (T_C - T_{Cref})] - \frac{V_G}{R_{sh}} \\ -P_4 T_C^3 \exp\left(-\frac{E_G}{k T_C}\right) \left[\exp\left(\frac{q}{k A n_s T_C} (V_G + R_S I_G)\right) - 1 \right] \\ -P_5 T_C^3 \exp\left(-\frac{E_G}{2 k T_C}\right) \left[\exp\left(\frac{q}{2 k A n_s T_C} (V_G + R_S I_G)\right) - 1 \right] \end{cases} \quad (3.47)$$

L'identification de ces paramètres se fait à partir de relevés expérimentaux [92].

- Modèle des rendements énergétiques

Le rendement du champ photovoltaïque η_{PV} , est le rapport entre la puissance électrique produit et l'irradiance solaire reçu sur les panneaux:

$$\eta_{PV} = \frac{P_{out}}{G_T N_{mod} S_{mod}} \quad (3.48)$$

P_{out} : La puissance aux bornes du champ photovoltaïque.

G_T : Irradiance solaire globale sur les modules photovoltaïques (W/m^2).

N_{mod} : Le nombre de modules photovoltaïques.

S_{mod} : La surface du module (m^2).

Dans littérature, Le rendement du champ photovoltaïque n'est pas constant, il dépend de la température T [101]. La formule proposé par Evan et qui est utilisée dans plusieurs travaux scientifiques et des logiciels d'application sur l'énergie photovoltaïque [102][67], est décrite par la relation suivante :

$$\eta_{pv} = \eta_{ref} [1 - Ct (T_c - T_{ref})] \quad (3.49)$$

Où

η_{ref} : Le rendement de référence du champ photovoltaïque à la température référentielle ($T_{ref}=25^\circ C$, $G = 1000 W/m^2$)

Ct : Le coefficient de température du module photovoltaïque.

T_c : La température des cellules solaires.

D'après l'équation (3.49), la méthode pour déterminer le rendement d'un champ photovoltaïque est basée sur la détermination du coefficient de température Ct et la mesure de la température des cellules solaire T_c à chaque heur en minimum. D'après Duffie et al. [60], la température des modules PV est calculée par l'équation suivante:

$$T_c = T_a + (T_{NOCT} - T_{a, NOCT}) \frac{G_T}{G_{NOCT}} \frac{9.5}{5.7 + 3.8 V_w} \quad (3.50)$$

Où la température nominale du fonctionnement de la cellule solaire (T_{NOCT}) est déterminée sous les conditions suivantes: l'éclairement solaire (G_{NOCT}) $800 W/m^2$, vitesse de vent (V_w) $1m/s$ et la température ambiante ($T_{a,NOCT}$) $20^\circ C$. La T_{NOCT} pour les cellules solaires à base de Silicium, est $45^\circ C$ pour le mono et le poly-cristallin et $50^\circ C$ pour l'amorphe [106]. T_a est la température ambiante, et G_T est l'éclairement solaire.

A partir des équations (3.43) et (3.44), le rendement du champ photovoltaïque est calculé par la formule suivante:

$$\eta_{pv} = \eta_{ref} \left[1 - Ct \left(T_a - T_{ref} + (T_{NOCT} - 20) \frac{G_T}{800} \right) \right] \quad (3.51)$$

En outre, le rendement de référence du champ photovoltaïque (η_{ref}) dépend du rendement référentiel du module photovoltaïque (η_{mod}), le rendement de l'onduleur (η_{inv}) et le coefficient des pertes électriques dans les câbles (η_{loss}). Ce dernier coefficient couvre les imprécisions de fabrication. Selon les travaux de Khatib [103], le rendement du champ photovoltaïque est calculé par la formule suivante:

$$\eta_{ref} = \eta_{mod}\eta_{inv}\eta_{loss} \quad (3.52)$$

En littérature, l'étude de différents systèmes photovoltaïques indique que le coefficient de la température C_t varie entre 0,25 et 0,8 %/°C [104]. Ce coefficient et les rendements η_{mod} et η_{inv} qui sont données par le constructeur, forment un modèle mathématique pour déterminer la puissance, voire le schéma sur la figure 3.25. Il est clair que la détermination de la puissance électrique générée par le champ photovoltaïque est liée à l'irradiance solaire (G_T) et la température ambiante horaire (T_a).

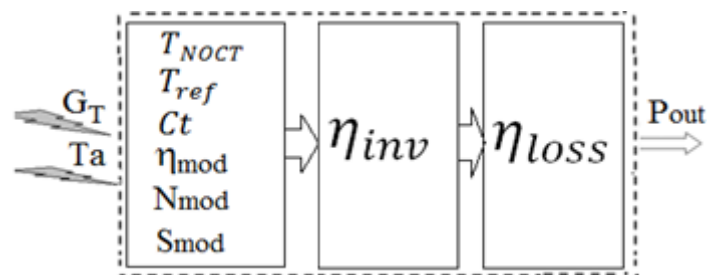


Figure 3.25 Schéma du modèle des rendements énergétiques

Il faut aussi noter que, le rendement du générateur photovoltaïque est lié à l'arrangement des modules dans le champ photovoltaïque. La surface d'installation est liée à un facteur d'espace multiplié par la surface totale des modules [108]. D'après les travaux de IOANNOU et BRECL, Le facteur d'espace varie entre 1.5 et 5 [65,109]. La puissance crête du générateur photovoltaïque peut être estimée théoriquement par la formule suivante :

$$P_C = \frac{1000 E_T}{G F_{CG}} \quad (3.53)$$

E_T : Energie totale consommée (Wh/Jour); F_{CG} : Facteur de correction globale (0.65-0.9) ;

G : Eclairage solaire sur plan incliné (Wh/m²/Jour)

3.2.3 Convertisseurs

Comme nous l'avons vu, un générateur PV (GPV) présente des caractéristiques $I(V)$ non linéaires avec des PPM, voire figure 3.22. La production de puissance électrique varie fortement en fonction de l'éclairement et de la température. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le générateur PV débite, il peut se trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe.

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur PV et de la transférer à la charge, une technique consiste à utiliser un étage d'adaptation entre le GPV et la charge, figure 3.26 ci-dessous. Cette technique est adoptée par les constructeurs des kits photovoltaïques. L'étage entre le champ photovoltaïque et la charge électrique, joue le rôle d'interface entre les deux à travers une action de contrôle et le transfert du maximum de puissance fournie par le GPV.

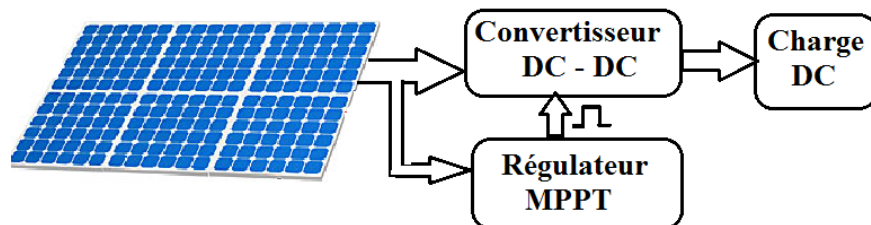


Figure 3.26 Générateur PV contrôlé par une commande MPPT avec charge DC

- Convertisseur DC-DC (hacheur) :

Le convertisseur DC-DC est un dispositif permettant d'obtenir une tension continue de valeur moyenne réglable à partir d'une source de tension continue constante (batterie d'accumulateurs ou bien pont redresseur - alimenté par le réseau de distribution). Si la tension délivrée en sortie est inférieure à la tension appliquée en entrée [110].

- Convertisseur DC –AC (onduleur) :

L'onduleur est un appareil contient à la fois un régulateur de charge et un convertisseur de tension. Donc, il a deux tâches: transformer le courant continu, produit par le champ photovoltaïque, en courant alternatif monophasé ou triphasé. Une deuxième tâche, d'adapter le point de fonctionnement (courant-tension) au générateur, il réalise un transfert optimal de puissance entre le champ PV et la charge, sous les conditions climatiques variables

Pour un fonctionnement sûr et efficace du système de conversion photovoltaïque, la puissance maximale d'entrée du l'onduleur doit être supérieur d'environ 10% de la puissance nominale du générateur PV [111,112].

3.2.4 Coût d'une installation PV

Le coût total annuel d'un système (TAC) est calculé par la sommation du coût annuel globale des différents composants (ACC), le coût annuel d'exploitation et d'entretien (AOMC) et le coût annuel de remplacement (ARC) [113]. Il est décrit par l'équation suivante :

$$TAC = ACC + AOMC + ARC \quad (3.54)$$

Pour un système photovoltaïque, le coût annuel global des différents composants (ACC_{PVs}) est défini comme la somme du coût annuel des modules photovoltaïques (ACC_{PV}) et le cout annuel des équipements de l'électronique de puissance – convertisseur et régulateurs- (ACC_{Inv}). Ces coûts annuels globaux sont définis par le rapport entre le coût global de l'équipement (TCC_{Equi}) et son facteur d'amortissement (AF_{Equi}). D'où, le coût annuel global du système photovoltaïque (ACC_{PVs}) est formulé par l'équation suivante:

$$ACC_{PVs} = TCC_{PV} AF_{PV} + TCC_{Inv} AF_{Inv} \quad (3.55)$$

TCC_{PV} est le coût global du champ photovoltaïque. Il est défini comme la sommation entre le coût des modules photovoltaïques et le coût de ses installations. Le TCC_{PV} est formalisé par l'équation suivante:

$$TCC_{PV} = PC_{PV} N_{PV} + CC_{Installation} \quad (3.56)$$

Avec :

PC_{PV} : est le coût d'un seul module PV ; N_{PV} : le nombre de modules.

$CC_{Installation}$ est le coût de l'installation des modules photovoltaïque. Ce coût est optimisé selon la formule suivante [113]:

$$CC_{Installation} = 0.4 (PC_{PV} N_{PV}) \quad (3.57)$$

TCC_{Inv} est le coût global des onduleurs, il est calculé par la sommation de tous les coûts des onduleurs utilisés dans l'installation (PC_{INV}).

$$TCC_{Inv} = \sum_1^n PC_{Inv} \quad (3.58)$$

AF_{Equi} est le facteur d'amortissement, il dépend de la duré de vie de l'équipement (LC_{Equi}) et le taux d'intérêt i qui est assumé entre 8-15% [113,114]. Il est calculé par l'équation suivante:

$$AF_{Equi} = \frac{i (1+i)^{LC_{Equi}}}{(1+i)^{LC_{Equi}} - 1} \quad (3.59)$$

Le coût annuel d'exploitation et d'entretien (AOMC) est décrit par l'équation suivante:

$$AOMC_{PVs} = (OMC_{PV} + OMC_{Inv}) P_{PVs} \quad (3.60)$$

Avec :

OMC_{PV} est le coût de maintenance du champ PV, il est estimé de 3 €/kW/an, selon certain travaux [113,115].

OMC_{Inv} est le coût de maintenance des équipements de puissances, il est autour de 10€/kW/an [115].

Ainsi, le coût annuel de remplacement (ARC) est décrit par l'équation suivante :

$$ARC_{PVs} = RC_{PV} + RC_{Inv} \quad (3.61)$$

Tel que, les coûts de remplacement des modules (RC_{PV}) et des onduleurs (RC_{Inv}) sont estimés de leurs TCC [115]:

$$RC_{PV} = 0.5 TCC_{PV} \quad (3.62)$$

$$RC_{Inv} = TCC_{Inv} \quad (3.63)$$

3.3 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé un programme computationnel qui estime l'irradiance solaire. Ce programme simule les irradiances solaires sous la condition du ciel claire sur une échelle de temps horaire pour tout emplacement dans toutes régions compris entre 60° Sud et 60° Nord. L'algorithme était assez simple, et les résultats indiquent qu'il peut générer des données de rayonnement synthétique horaire horizontal avec précision ($rRMSE < 10\%$) dans la gamme d'autres modèles développés pour les zones larges ou plusieurs endroits. La connaissance statistique de l'indice de clarté journalière, nous a permis de générer les irradiances solaires journalières avec un $rRMSE < 15\%$. D'où, ce modèle peut être utilisé dans des simulations de différents types de dispositifs d'énergie solaire et les différents angles d'inclinaison à l'horizontale.

Nous avons étudié aussi le système photovoltaïque. Pour ce système, nous avons vu des modèles mathématiques qui représentent les différentes étapes de la conversion énergétique. Ces modèles pris toujours en considération les caractéristiques industrielles des capteurs utilisés. De ce qui précède et grâce à notre programme de simulation, nous pouvons dimensionner facilement le système photovoltaïque et estimer l'énergie électrique produite.

4. CHAÎNE DE CONVERSION EOLIEN

L'énergie éolienne peut être comme une énergie alternative intéressante et renouvelable qui constitue un des solutions au problème de l'épuisement des ressources fossiles. Elle s'inscrit donc dans le contexte d'un développement durable et dans l'effort de réduire des émissions de CO₂.

Nous nous focaliserons dans ce chapitre sur les questions technologiques et scientifiques relatives au éolien qui constitue la cible de nos travaux. Le contexte technico-économique, pousse à simplifier la structure du système éolien pour offrir un compromis coût-fiabilité-performance optimal. Pour cette raison, nous avons établi un modèle mathématique qui estime les vitesses moyennes journalières du vent à partir des vitesses moyenne mensuelles. En plus, un autre modèle pour l'ensemble de la chaîne éolienne.

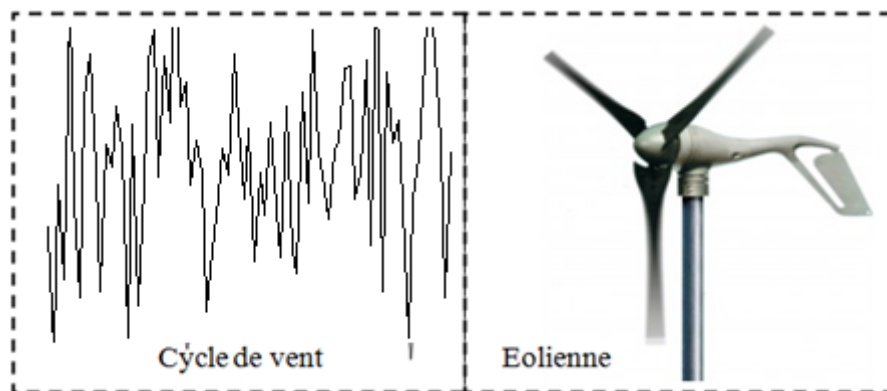


Figure 4.1 Architecture globale de la chaîne éolienne

4.1 Vent

Le vent est un phénomène continu dans l'espace et dans le temps. Il est dû au fait que les différentes régions de la terre n'absorbent pas la même énergie solaire. L'énergie absorbée à l'équateur est supérieure à celle absorbée aux pôles. Cette variation provoque des différences de température, qui induit des différences de densité de masse d'air et par conséquent des déplacements de l'air c'est-à-dire un vent. Pour cartographier le potentiel éolien, le vent doit être représenté par des paramètres statistiques. Dans cette section, on décrit les caractéristiques requises pour cette représentation pour avoir une information adaptée aux besoins de l'installation des éoliennes. Ces caractéristiques nous aident par la suite à décrire les variations spatiales et temporelles du vent.

4.1.1 Aspect spatial

Les mouvements atmosphériques se produisent sur une échelle spatiale allant du mouvement aléatoire de molécules jusqu'à la circulation zonale dans l'atmosphère entier [116]. Les lois de la mécanique des fluides, décrivent le spectre entier des mouvements atmosphériques sauf l'échelle moléculaire. Les équations exprimant ces lois n'ont pas de solution générale [116]. Les mouvements dans l'atmosphère à une certaine échelle spatiale ont une durée de vie. Le vent est une quantité vectorielle caractérisée par une amplitude (vitesse) et un angle (direction). Dans la suite, on utilisera la notion champ de vent, pour désigner la distribution spatiale du vecteur vent sur une région donnée. La cartographie du gisement éolien consiste à décrire le changement temporel du vent sur chacune des mailles spatiales.

4.1.2 Aspect temporel

La vitesse de vent varie durant le temps, il est modélisée par une fonction analytique ou générée par une loi statistique à partir des données de mesure pour un site donné. Dans un contexte de la modélisation théorique du vent, le profil doit satisfaire à deux critères:

- La durée du profil doit être limitée pour réduire le temps de simulation
- Le profil de vent doit être représentatif des caractéristiques du gisement éolien (intensité, variabilité).

Des études empiriques ont démontrées que la distribution des vitesses du vent à la surface, peut être représentée par la fonction de densité de probabilité de Weibull à deux paramètres [117–119].

Mathématiquement, le vent est caractérisé par la probabilité d'occurrence des vents $f(v)$. Cette fonction de probabilité est en fonction d'un paramètre de forme (k) et un paramètre d'échelle (A). La densité de probabilité d'une distribution de Weibull est de la forme suivante [119]:

$$\begin{cases} f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right) & v > 0 \\ f(v) = 0 & v \leq 0 \end{cases} \quad (4.1)$$

La fonction de distribution cumulée $F(v)$ donne la probabilité d'apparition des vitesses de vents inférieures à v , elle est de la forme [118]:

$$F(v) = \exp\left(-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right) \quad (4.2)$$

La vitesse moyenne du vent est définie par la relation suivante [118]:

$$\bar{v} = A \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (4.3)$$

Où $\Gamma(x)$ est la fonction gamma.

Alors, la densité moyenne de la puissance du vent peut s'écrire sous la forme suivante :

$$\bar{P}_w = \frac{1}{2} \rho_0 A^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (4.4)$$

ρ_0 : la densité de l'air.

Il y a plusieurs formules qui déterminent les paramètres A et k de Weibull. Parmi ces formules les formules proposées par Justus [120]:

$$k \approx \left(\frac{\bar{v}}{\sigma(v)}\right)^{1,086} \quad (4.5)$$

$$A = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (4.6)$$

$\sigma(v)$ est l'écart type, il est calculé par la formule suivante:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (4.7)$$

La fonction de Weibull et ses paramètres contribuent dans la formation du profil de vent pour chaque site. Ce profil est modélisé d'une autre manière comme la somme de la vitesse moyenne et une vitesse de perturbation (v_t), par une fonction unidimensionnelle [121]:

$$v(t) = \bar{v} + v_t(t) \quad (4.8)$$

Pour la région de Tlemcen, nous avons proposé une fonction temporelle pour déterminer la vitesse journalière du vent à partir de la vitesse moyenne mensuelle, elle est décrite par la formule suivante:

$$v(t) = \bar{v}_m + 2 \sin(0.336 t) \sin(0.8528 t) \quad (4.9)$$

Avec

$\overline{v_m}$: la vitesse moyenne mensuelle du vent (m/s).

t : le temps en jour durant le mois.

4.1.3 Validation du modèle de vent

La fiabilité du modèle de vent décrit par l'équation (4.9) est vue par la comparaison des valeurs estimées et les valeurs des vitesses journalières moyennes mesurée en sein de la station météorologique de Tlemcen (Zénata). Une estimation a été fait pour les mois Janv./2011, Août/2011, Mars/2015 et Juil./2015, voire la Figure 4.2.

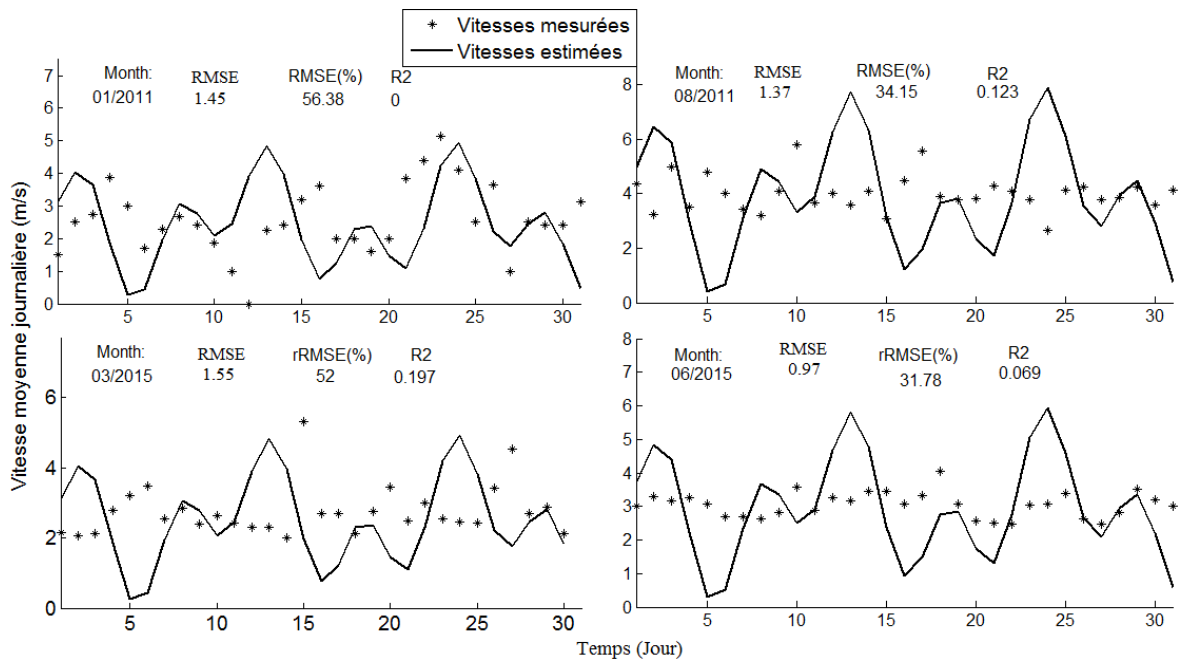


Figure 4.2 Estimation des vitesses journalières à Tlemcen (Zenata)

La fiabilité du modèle est juger par le calcul de la racine de la moyenne des erreurs au carré et son proportion (RMSE), (rRMSE) et le coefficient de corrélation R^2 , voire les équations 3.37, 3.38 et 3.39 [88–90].

Vue les valeurs de ces deux critères, les $rRMSE > 30\%$ et les $R^2 < 0.2$ Figure 4.2, l'utilisation du modèle pour estimer des vitesses journalières en valeurs et en temps est jugé médiocre. Ce jugement est très logique puisqu'il est impossible de prédire la vitesse de vent en temps précis sans intervenir les différentes conditions météorologiques. Mais malgré ça, le RMS de la vitesse du vent ne dépasse pas 1.6 m/s.

L'estimation des probabilités d'apparition des vitesses de vent pour les mois qui sont simulées dans la Figure 4.2, montre que notre modèle est en corrélation avec la réalité $R^2 > 0.7$, voire la Figure 4.3. Mais, l'estimation de la densité d'estimation est très mauvaise à cause du rRMSE qui est entre 30% et 80%.

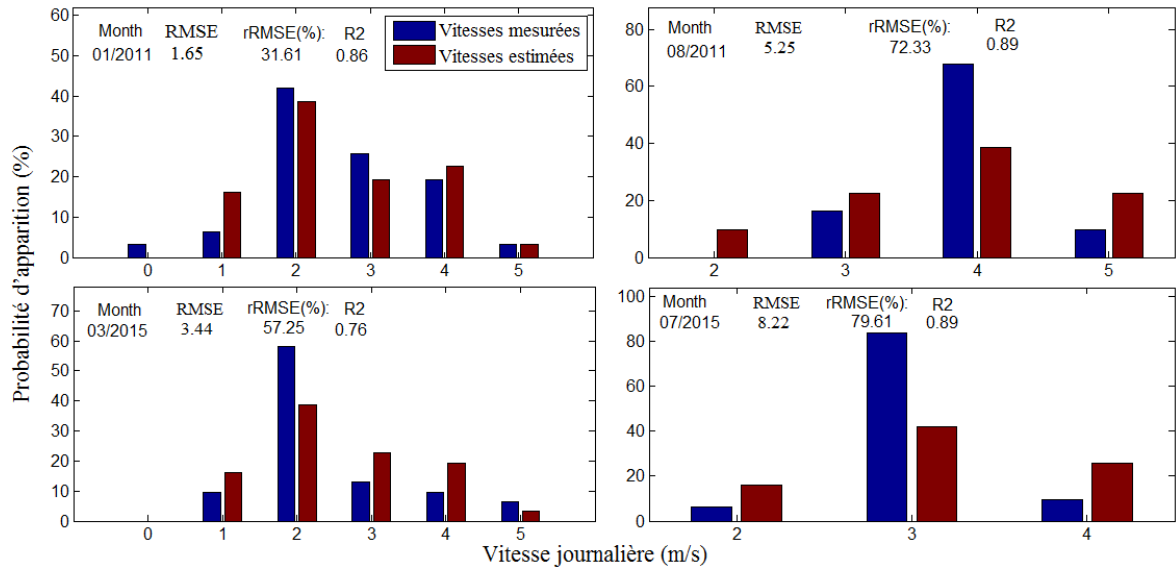


Figure 4.3 Probabilité d'apparition des vitesses journalières dans un mois

4.1.4 Profil verticale du vent

Au sol, le vent est fortement freiné par des obstacles de terrain. La vitesse du vent varie en fonction de la hauteur jusqu'à la hauteur de 5 km. Ce phénomène est connu sous la désignation de cisaillement vertical du vent. Au-dessus d'un terrain plat et avec une stratification atmosphérique neutre, le profil logarithmique du vent permet une bonne approximation du cisaillement vertical, elle est donnée par la formule suivante [54] :

$$v_2 = v_1 \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} \quad (4.10)$$

La vitesse de référence v_1 est mesurée à la hauteur de référence h_1 . v_2 est la vitesse du vent à la hauteur h_2 désirée. z_0 est la longueur de rugosité, il est décrit dans le tableau ci-dessus :

Tableau 4.1 Longueur de rugosité

Classe de rugosité	Longueur de rugosité z_0	Types de surfaces
0.0	0.0002 m	Eau: mers, lacs
0.5	0.0024 m	Terrains découverts avec surfaces nues, p. ex: béton, pistes d'atterrissage, gazon tondu, etc.
1.0	0.03 m	Terrains agricoles découverts, sans clôtures ni haies.
1.5	0.055 m	Terrains agricoles avec quelques bâtiments et des haies de 8 m de hauteur distantes de plus de 1 km
2.0	0.1 m	Terrains agricoles avec quelques bâtiments et des haies de 8 m de hauteur distantes d'env. 500 m
2.5	0.2 m	Terrains agricoles avec de nombreux bâtiments, des buissons et des plantes ou des haies de 8 m de hauteur distantes d'env. 250 m
3.0	0.4 m	Villages, petites villes, terrains agricoles avec de nombreuses haies ou de hauts arbres, forêts, terrains très accidentés
3.5	0.6 m	Grandes villes avec de hauts bâtiments
4.0	1.6 m	Grandes villes avec de hauts bâtiments et des gratte-ciel

Grâce à la modélisation de la vitesse horaire et journalière du vent, l'estimation approximative des vitesses horaires du vent devient possible et de l'ordre de ± 2.5 m/s. Donc, un programme de simulation en MATLAB a été réalisé dans le but d'estimer la vitesse du vent horaire à partir de la vitesse moyenne mensuelle du vent, voire la Figure 4.4.

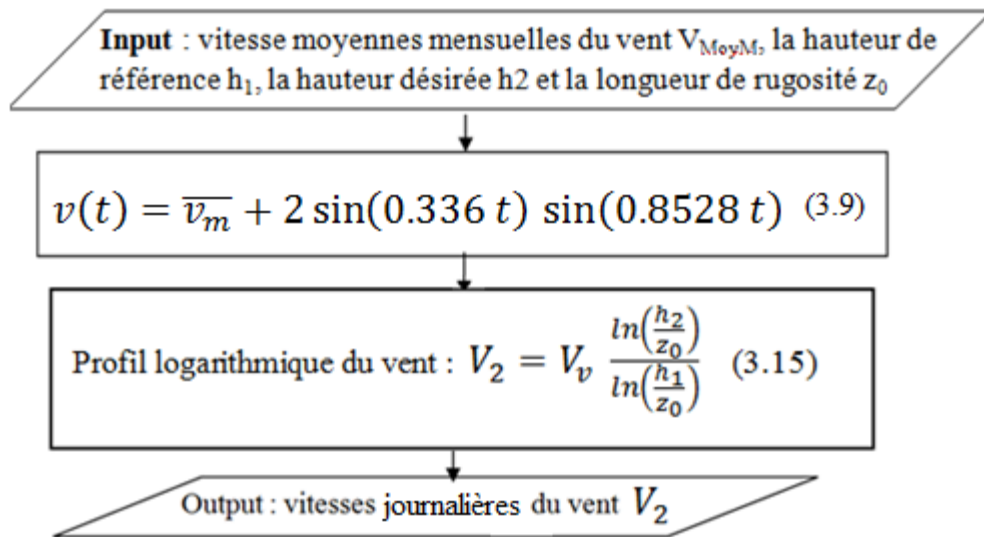


Figure 4.4 Organigramme d'estimaion de la vitesse journalière du vent

Grace à ce programme, nous avons estimé les vitesses horaires du vent dans la région de Tlemcen apartir de la vitesse mensuel du vent moyenné à 10 m donné par le site infoclimat pour l'année typique 2011 [55], voire la Figure 4.5. D'après cette figure, les vitesses du vent estimées sont dans la même plage de variation des vitesses mesurées du Avril jusqu'à Octobre, où les différences des vitesses ne dépassent pas 2 m/s. Par contre dans les mois faroides, les écarts entres les vitesses mesurées et les vitesses estimées dapassent 2 m/s, elles arivent jusqu'à 3m/s. Le rRMSE de l'année 2011 est de l'ordre de 36%, où RMSE est 1.35 m/s.

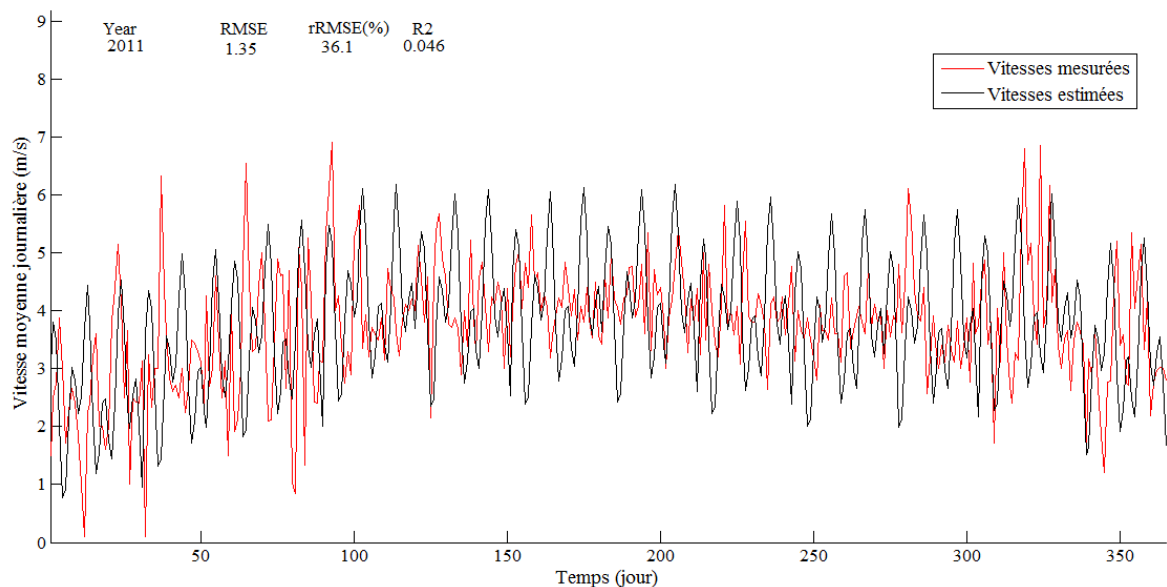


Figure 4.5 Vitesses moyennes journalières estimées et mesurées à Tlemcen en 2011(10m)

4.2 Aérogénérateur

La petite éolienne ou l'éolienne domestique, désigne les éoliennes de puissances entre 0,1 et 20 kW, montées sur des mâts de 10 à 35 mètre, autonome ou raccordées au réseau électrique, le cas de notre étude. Son principe est de transformer l'énergie du vent par l'intermédiaire de la turbine, reliée directement à un alternateur qui va produire de l'électricité. Cette électricité est variable en fréquence et en valeur efficace. Elle est adaptée ensuite par l'utilisation des électroniques de puissance pour l'approvisionnement et l'injection dans le réseau, voire la Figure 4.6.

En résumé, le dispositif éolien analysé et modélisé dans le cadre de cette étude comporte les deux éléments suivants :

- Le gisement de vent : qui a été déjà fait dans la section 3.1.
- L'éolienne type tripale à calage fixe

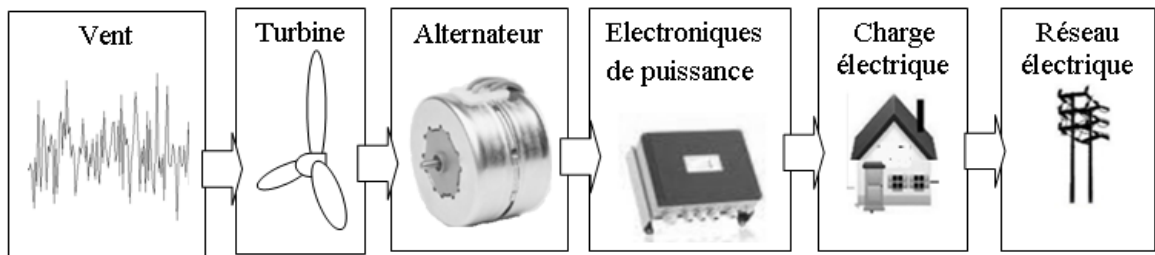


Figure 4.6 Chaîne de conversion d'une petite éolienne

4.2.1 Turbine

L'analyse qualitative du fonctionnement d'une éolienne prend en compte le vecteur de la vitesse de l'air \vec{v}_r par rapport à l'hélice, pour une section située à une distance r de l'axe de rotation de la turbine. Dans la Figure 4.7, les vitesses et les forces sont représentés sur la section considérée [124].

La vitesse \vec{v}_r résulte de la composition de la vitesse du vent \vec{v}_e et de la vitesse de la section due à la rotation $-(\vec{\Omega} \times \vec{r})$. L'angle formé par le vecteur \vec{v}_r et la corde de référence est dénommé angle d'incidence α .

La force \vec{F} exercée par le vent sur la section se décompose en deux forces :

- La portance $d\vec{L}$, normale à la vitesse \vec{v}_r .
- La force de traînage $d\vec{D}$, parallèle à la vitesse \vec{v}_r .

\vec{F} peut également se décomposer selon :

- La poussée en direction de rotation $d\vec{F}_t$.
- La poussée axiale $d\vec{F}_a$.

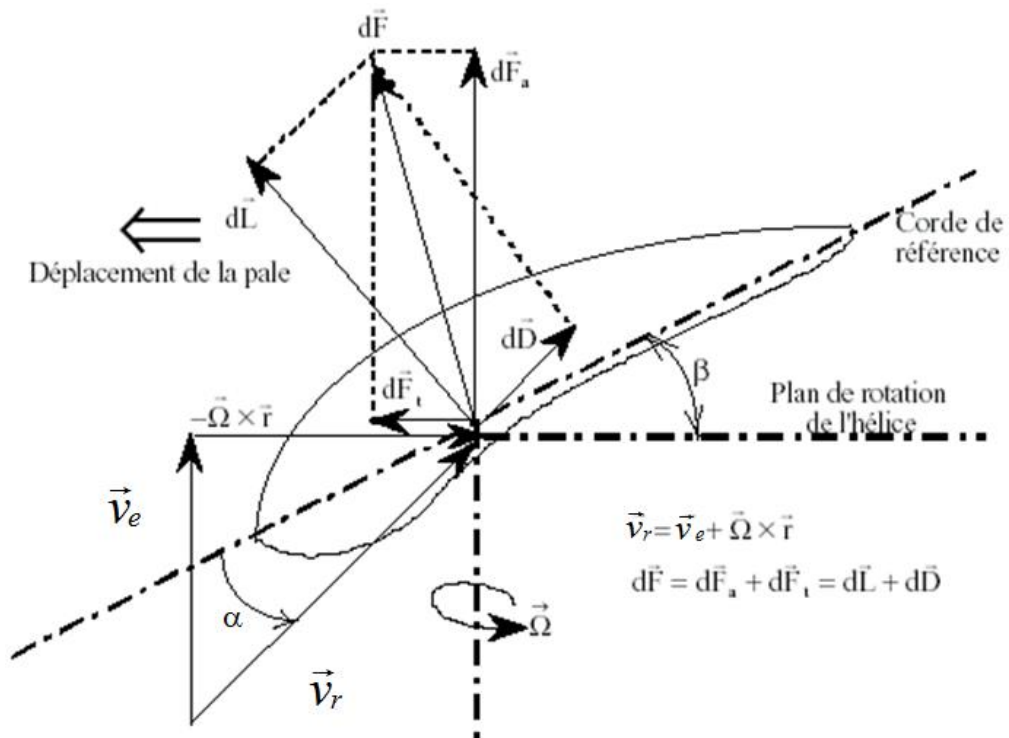


Figure 4.7 Représentation des vitesses et des forces sur l'hélice

Par l'intégration sur la largeur de la pale, on obtient :

$$\begin{cases} D &= \frac{1}{2} C_D \rho v^2 S \\ L &= \frac{1}{2} C_L \rho v^2 S \\ Ft &= \frac{1}{2} C_z \rho v^2 S \\ Fa &= \frac{1}{2} C_x \rho v^2 S \end{cases} \quad (4.11)$$

Où C_D et C_L sont respectivement, les coefficients sans dimension, de traînée et de portance, S est la surface efficace des pales et ρ la densité de l'air.

Les coefficients sans dimension C_D et C_L dépendent du profil de la pale et de l'angle d'incidence α . Pour un profil de type *NACA*, la relation entre ces deux coefficient est représentée dans la Figure 4.4. L'analyse du fonctionnement des turbines éoliennes utilise le diagramme du rapport C_x/C_z en fonction de l'angle d'incidence α . Ce rapport reflète le

rendement de la conversion de l'énergie éolienne. On note qu'il existe toujours un angle d'incidence optimal α_{opt} , pour lequel ce rendement est maximal, voire la Figure 4.8.

L'analyse qualitative du fonctionnement de l'aéromoteur, en utilisant les diagrammes des vitesses et des forces, révèle divers aspects:

- Au démarrage de la turbine, $\vec{v}_r = \vec{v}_e$ puisque $\Omega \cdot r = 0$. L'angle d'incidence est grand, et le couple très faible. Afin d'augmenter ce dernier, il est nécessaire d'adopter au démarrage un fort angle de calage, $\beta = \beta_D$.
- Au cours de la croissance de $\Omega \cdot r$, l'angle d'incidence diminue et le point indiquant l'angle optimale se déplace vers la gauche sur la courbe $C_x/C_z = f(\alpha)$ ($\alpha \approx \alpha_{opt}$).

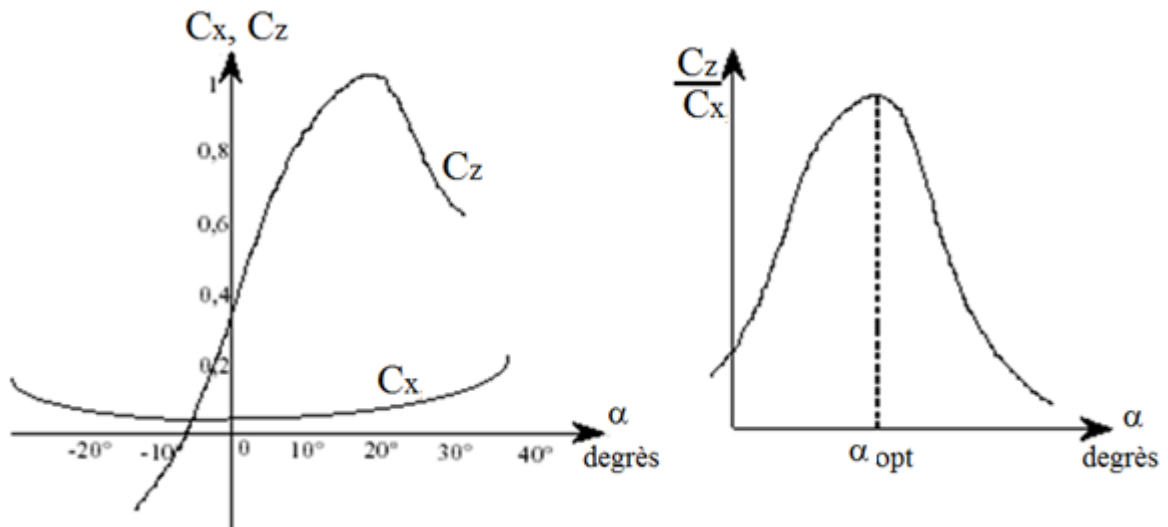


Figure 4.8 Dépendance des coefficients C_x et C_z

4.1.1 Coefficients de puissance et de couple

La turbine est la partie la plus importante dans la conversion énergétique. La puissance développée par l'air de vitesse V_e traversant une aire A d'un plan perpendiculaire (voire la Figure 4.9), est calculé par la formule suivante:

$$P_{disp} = \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_e^2 \right) \cdot A \cdot V_s \quad (4.12)$$

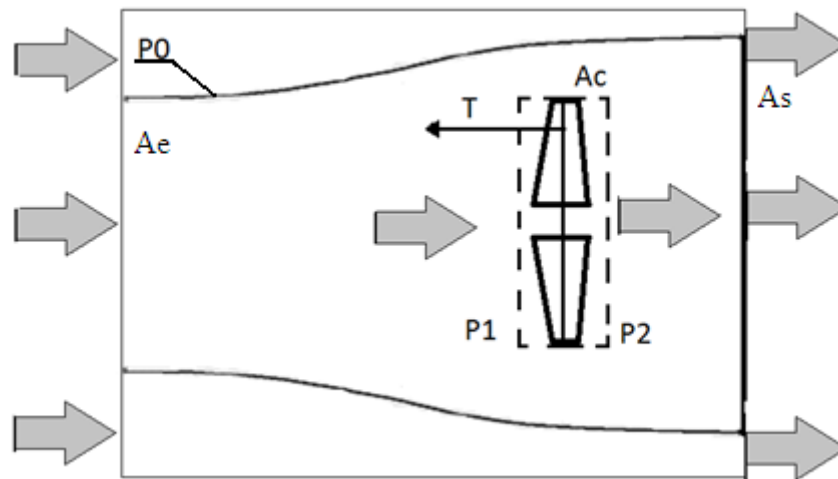


Figure 4.9 Volumes de contrôle autour de l'aérogénérateur.

Lorsque l'aire A_e est balayée par les pales d'un aérogénérateur à axe horizontal, le flux d'air traversant la turbine est perturbé. Où la surface de perturbation A_s est sensiblement supérieure à A_e , comme indiqué sur la Figure 4.5. Prenons ce volume d'air V comme volume de contrôle. Il est choisi de telle sorte que la pression P_0 soit uniforme dans les sections d'entrée et de sortie (pression atmosphérique). La composante axiale de l'équation de la quantité de mouvement moyennée dans ce volume de contrôle s'écrit sous la forme suivante:

$$T = \rho \cdot A_s \cdot V_s \cdot (V_e - V_s) \quad (4.13)$$

Où T désigne la résultante des forces appliquées par la machine sur l'air, et l'indice "s" réfère à la section de sortie. Pour le volume englobant la machine, l'équation 3.15 s'écrit sous la forme suivante:

$$T = S \cdot (R - P_2) \quad (4.14)$$

A partir des équations (4.13) et (4.14), on a :

$$\rho \cdot A_s \cdot V_s \cdot (V_e - V_s) = S \cdot (R - P_2) \quad (4.15)$$

L'équation de l'énergie mécanique appliquée deux fois permet d'écrire:

$$\begin{cases} P_1 - P_0 = \rho \frac{V_e^2 - V_1^2}{2} \\ P_0 - P_2 = \rho \frac{V_2^2 - V_s^2}{2} \\ P_1 - P_2 = \rho \frac{V_s^2 - V_e^2}{2} \end{cases} \quad (4.15)$$

Si x désigne le rapport entre la vitesse du sillage résiduel et celle du vent, cette dernière équation combinée à celle (3.17) permet d'obtenir:

$$\frac{A_s}{S} = \frac{V_e + V_s}{2 \cdot V_s} = \frac{1+x}{2 \cdot x} \quad \text{avec} \quad x = \frac{V_s}{V_e} \quad (4.16)$$

La puissance prélevée au vent correspond à son flux d'énergie cinétique:

$$P_p = \frac{V_e^2 - V_s^2}{2} \cdot \rho \cdot A_s \cdot V_s = \frac{A_s \cdot V_s}{S} \left(1 - \frac{V_s^2}{V_e^2}\right) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V_e^2}{2} = \frac{(1+x)(1-x^2)}{2} \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V_e^3}{2} \quad (4.17)$$

$$C_p = \frac{(1+x)(1-x^2)}{2} \quad (4.18)$$

$$P_p = \frac{1}{2} C_p \rho S V_e^3 \quad (4.19)$$

C_{pw} : coefficient de puissance.

Ce coefficient, qui est une fonction de la vitesse spécifique $\lambda = \frac{\Omega R}{V_e}$

$$C_p = C_p(\lambda) \quad (4.20)$$

La fraction de puissance du vent prélevée par une hélice de section A_e est en fonction du rapport x entre la vitesse résiduelle (à laquelle correspond l'énergie cinétique perdue), et celle du vent, voire la Figure 4.10. Dès lors, le rendement maximum de la machine est :

$$\frac{dP_p}{dx} = 0 \quad \wedge \quad \frac{dP_p}{dx} < 0 \quad \Rightarrow \quad x = \frac{1}{3}$$

$$C_{pMax} = \frac{16}{27} = 0.593$$

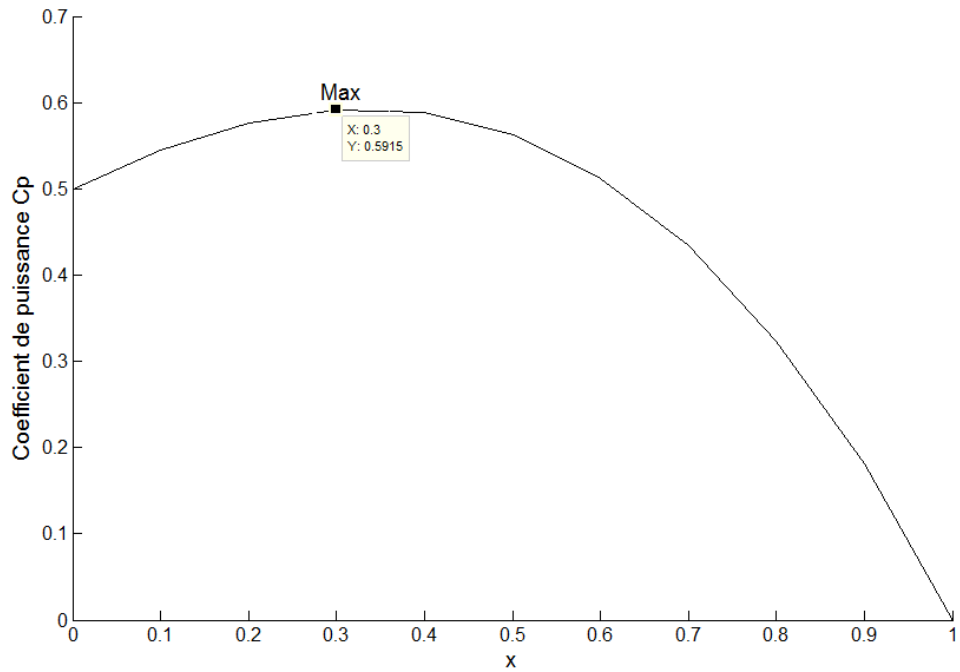


Figure 4.10 Coefficient de puissance Cp.

Betz a montré que seulement une fraction de l'énergie éolienne qu'on peut convertir en énergie mécanique. Elle est limitée par le coefficient C_{pw} , où son maximum est de 0,593.

Le couple sur l'arbre (Γ) est donné par :

$$\left. \begin{aligned} P_p &= C_{pw} \frac{1}{2} \rho AS v_e^3 \\ \text{et} \\ \lambda &= \frac{\Omega R}{v_e} \end{aligned} \right\} \Rightarrow \Gamma = \frac{P_p}{\Omega} = \frac{1}{2} \frac{C_{pw}}{\lambda} \rho v_e^2 R S \quad (4.21)$$

Le coefficient de couple C_Γ est relié au coefficient de puissance par la relation

$$C_\Gamma(\lambda) = C_P(\lambda) / \lambda \quad (4.22)$$

Les formes typiques des caractéristiques C_p et C_Γ , pour une éolienne à pas fixe, sont respectivement présentées dans la figure 4.11.

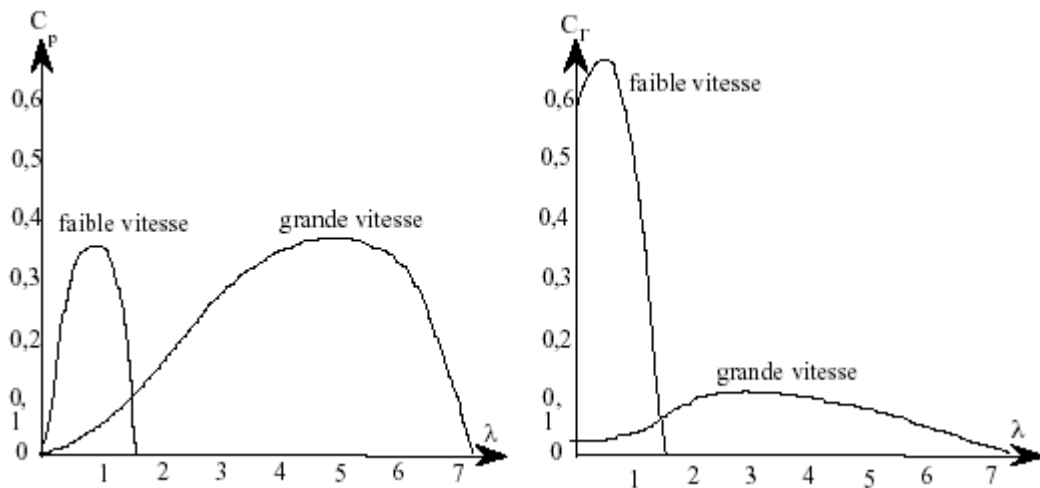


Figure 4.11 Coefficients de puissance et de couple en fonction de la vitesse spécifique

4.2.2 Machines électriques et systèmes de conversion éolienne

Le petit éolien ou éolien individuel, désigne les éoliennes de petites et moyennes puissances réparties en trois gammes [125]:

- Micro-éoliennes : gamme de puissance nominale de 20 W à 500 W.
- Mini-éoliennes: gamme de puissance nominale de 500 W à 1 kW.
- Petites éoliennes : de 1 kW à 100 kW.

Ces éoliennes sont installées à des hauteurs de 10 à 35 mètres, raccordées au réseau électrique ou autonomes en site isolé. Le petit éolien est utilisé pour produire de l'électricité et alimenter des appareils électriques de manière économique et durable, principalement en milieu rural.

Les chaînes de conversion éoliennes de petite puissance présentent toutes les caractéristiques d'un système complexe et multi-domaines. Au niveau mécanique, tandis que la plupart des petites éoliennes utilisent des aérogénérateurs à entraînement direct, certaines d'entre-elles utilisent des génératrices asynchrones et des multiplicateurs de vitesse. Une variété d'équipements de contrôle et de conditionnement d'énergie électrique est disponible selon que les éoliennes sont destinées à des applications avec raccordement au réseau électrique ou autonomes pour charger des batteries, pour du pompage.

Dans ce qui suit, nous allons faire un état rapide des architectures système des petites éoliennes qui sont étudiées dans le monde.

4.2.2.1 Machine asynchrones à cage

Les machines électriques asynchrones (MAS) sont très simples dans leur fabrication et les moins coûteuses. Dans les aérogénérateurs de grandes dimensions (rayon de pales important et grand puissance), la vitesse de rotation est peu élevée. Il est donc nécessaire d'ajouter entre la turbine et la machine asynchrone un multiplicateur mécanique de vitesse. La majorité des applications en éolien environ 85%, sont à vitesse de rotation constante et à connexion directe sur le réseau électrique comme le montre la Figure 4.12. Ces machines asynchrones peuvent être facilement utilisées dans les petites éoliennes car la vitesse de rotation des pales est importante. Mais, la rigidité de ces chaînes occasionne des variations brusques de puissance, ainsi que les problèmes de décrochage du réseau en cas de chute de vent sont leurs principaux inconvénients[126].

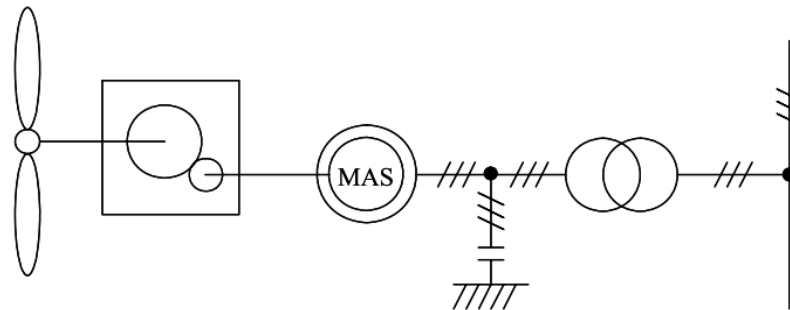


Figure 4.12 Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage

4.2.2.2 Machines asynchrones à double alimentation

Les machines asynchrones à double alimentation (MADA) sont actuellement l'une des solutions concurrentes en éolien à vitesse variable avec les génératrices synchrones. Le stator de la génératrice est directement couplé au réseau, le plus souvent par un transformateur voir la Figure 4.13. A la place du rotor à cage d'écureuil, ces machines asynchrones ont un rotor bobiné dont le réglage électronique assure la variation du glissement. La chaîne rotor permet ainsi à l'ensemble de fonctionner à vitesse variable sur une plage de vitesse qui dépend du type et du dimensionnement de la chaîne rotor.

Ces machines sont plus complexes que les machines asynchrones à cage. Leur robustesse est légèrement diminuée par la présence de système à bagues et balais, mais le bénéfice du fonctionnement à vitesse variable est un avantage suffisant pour que de très nombreux fabricants utilisent ce type de machines.

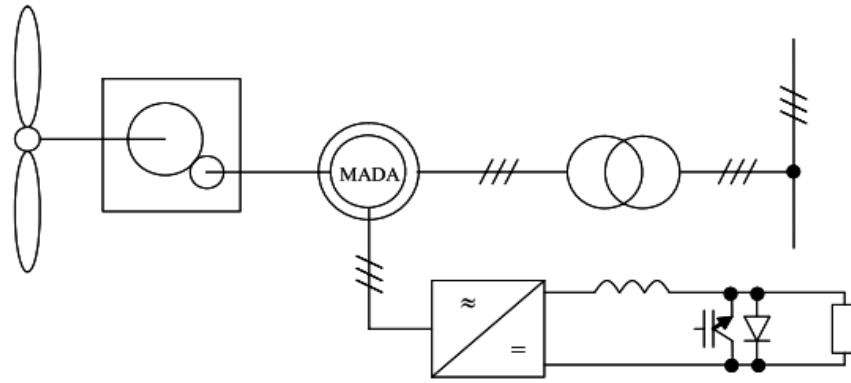


Figure 4.13 Système éolien basé sur la machine asynchrone à rotor bobiné

La Figure 4.13 montre la technologie qui permet une variation limitée de la vitesse à environ 10% autour de la vitesse de synchronisme par le changement de la résistance rotor. L'inconvénient de cette solution est la dissipation de la puissance rotor dans les éléments résistifs.

4.2.2.3 Génératrices synchrones

La présence d'un multiplicateur de vitesse dans les machines asynchrones mène à une perte d'énergie mécanique. Par contre, les machines synchrones ne possèdent pas des multiplicateurs de vitesses, elles sont connues pour offrir des couples très importants à dimensions géométriques convenables. Elles peuvent donc être utilisées en entraînement direct sur les turbines éoliennes. Mais ce type de systèmes possède aussi leurs défauts. Parmi ces défauts, le circuit d'excitation de l'inducteur demande une fourniture de la puissance réactive, d'où la présence d'un réseau électrique ou une batterie de condensateurs. En note aussi, les machines synchrones à rotor bobiné demandent un entretien régulier de système des bagues et balais. La possibilité de réglage de l'inducteur de ces machines offre un moyen supplémentaire d'ajustement du point de fonctionnement énergétique. Le couplage direct sur le réseau est proscrit car étant beaucoup trop rigide. Une électronique de puissance s'impose pour toutes les applications utilisant ce type de machine qui sont donc à vitesse variable.

Le couplage de ces machines avec l'électronique de puissance devient de plus en plus viable économiquement, ce qui en fait une concurrence sérieuse contre les génératrices asynchrones à double alimentation. Les systèmes de ce type ont un taux de défaillance faible grâce à l'élimination de certaines sources de défauts : suppression du multiplicateur de vitesse et du système de bagues et balais pour les génératrices à aimants (Figure 4.14).

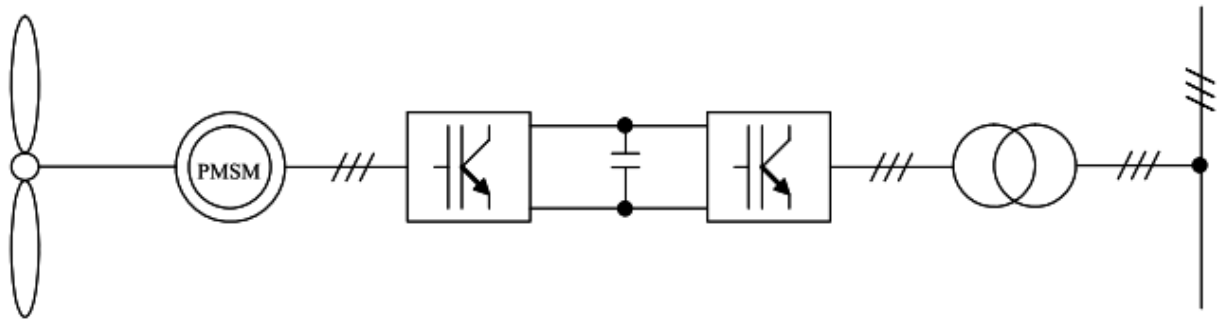


Figure 4.14 Système éolien basé sur la machine synchrone à aimants permanents

Le coût d'entretien est alors minimisés ce qui est très intéressant dans les applications éoliennes. La présence obligatoire de l'électronique de puissance permet enfin une régulation simple de la vitesse de rotation et donc une optimisation énergétique efficace.

4.3 Modélisation de la puissance générée par une éolienne

La puissance éolienne est définie par une courbe de puissance qui représente la puissance de la sortie d'une éolienne à différentes vitesses de vent. Cette courbe est élaborée à partir de mesures effectuées sur site en fixant un anémomètre sur un mât situé à proximité de l'éolienne et non directement sur l'éolienne même ou trop près de celle-ci car elle risque alors de provoquer des turbulences qui nuisent la fiabilité des mesures.

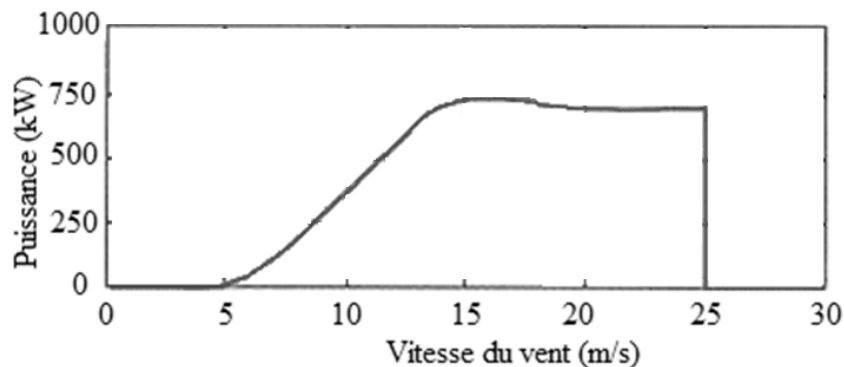


Figure 4.15. Courbe de puissance d'une éolienne

La courbe de puissance est en réalité constituée d'une multitude de points espacés de part et d'autre de la ligne rouge, plutôt qu'une courbe bien définie comme celle de la Figure 4.15. En effet, il y a toujours des fluctuations de la vitesse du vent qui rendront impossible une mesure de façon précise du flux d'air passant à travers la turbine de l'éolienne. Dans la pratique, on prendra donc la moyenne des différentes mesures pour chaque vitesse de vent afin de tracer le graphe. Une erreur de mesure de 3% de la vitesse

du vent engendrera une erreur de 9% du contenu énergétique du vent. Par conséquent, une marge d'erreur de +/- 10% est possible, même dans les courbes de puissance certifiées.

On peut distinguer 4 parties sur cette courbe :

- de 0 à la vitesse de démarrage (ici 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 15 m/s) : la puissance de sortie augmente jusqu'à atteindre la puissance nominale (ici 750 kW)
- de la vitesse nominale à la vitesse de coupure (ici 25 m/s) : la puissance de sortie est maintenue à la puissance nominale presque constante grâce au dispositif de régulation
- après la vitesse de coupure : l'éolienne est mise à l'arrêt pour protection, la puissance de sortie est nulle

La connaissance de la courbe de puissance de l'éolienne installée, nous permettra d'estimer la puissance électrique produit. Mais, cette courbe de puissance n'est pas toujours donnée par le fabricant, contrairement aux vitesses démarrage, nominale et coupure qui sont définie pour chaque éolienne. Ces trois vitesses sont utilisées dans notre modélisation dans le bute d'estimer la puissance électrique produit.

Par exemple, l'éolienne pour vents faible AV7 à une puissance nominale de 6.5 kW à 6 m/s, les autres caractéristiques principales est définie sur le tableau 4.2. Les puissances électriques simulées à partir des caractéristiques de l'éolienne et la courbe donnée par le constructeur sont représentées sur la Figure 4.16.

Tableau 4.2 Caractéristiques principales de l'éolienne AV7

Caractéristiques principales	Valeurs
Puissance nominale (courant alternatif)	6.5 kW
Vitesse de démarrage	2.0 m/s
Vitesse de vent de production nominal	6.0 m/s
Vitesse de coupure	14.0 m/s

L'estimation de la puissance éolienne est définie à partir des vitesses du vent selon l'équation suivante :

$$P_{éol} = \frac{1}{2} C_P \rho S V_e^3 \quad (4.23)$$

On pose : $C_1 = \frac{1}{2} C_P \rho S$

Le coefficient C_1 est déterminé à partir de la puissance nominale (P_N) et la vitesse nominale (V_N) :

$$C_1 = \frac{P_N}{V_N^3} \quad (4.24)$$

La puissance éolienne calculée par l'équation suivante :

$$\begin{cases} P_{éol} = C_1 V_e^3 & \text{si } V_e \leq V_N \\ P_{éol} = P_N & \text{si } V_e \geq V_N \end{cases} \quad (4.25)$$

D'après la Figure 4.16, la courbe de la puissance estimée est très proche de la courbe réelle. L'écarte entre ces deux courbes due au coefficient C_1 qui n'est pas constante. Ce coefficient dépend du coefficient de portance $C_p(v_e)$. L'utilisation de l'équation (3.25) dans notre modélisation est jugée excellent puisque le rRMSE <8%.

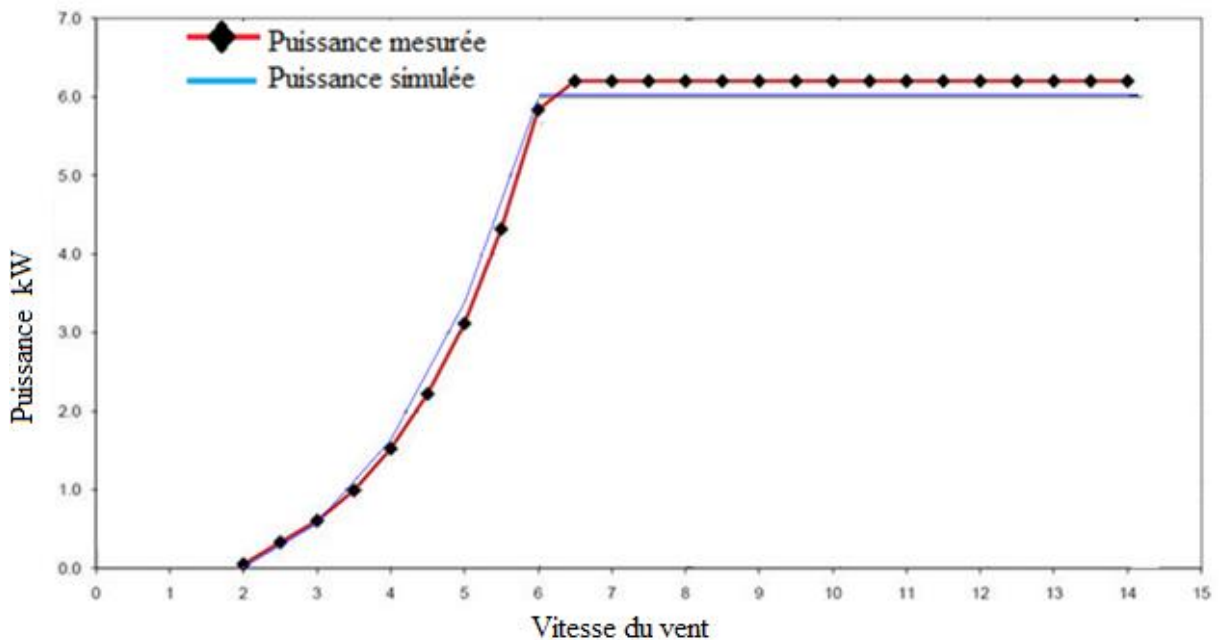


Figure 4.16 Courbe de puissance de l'éolienne AV7

4.4 Coût d'une installation éolienne

Pour un système de conversion éolienne, le coût total annuel d'un système (TAC) est calculé par l'équation 3.52 dans la section 3.2.4.

$$TAC = ACC + AOMC + ARC \quad (3.52)$$

Le coût annuel global des différents composants (ACC_{WTs}) est défini comme la somme du coût annuel des aérogénérateurs (ACC_{WT}) et le cout annuel des équipements de l'électronique de puissance –convertisseur et régulateurs- (ACC_{Inv}). Ces coûts annuels globaux sont en fonction du coût global de l'équipement (CC_{Equi}) et le taux d'amortissement (AF_{Equi}).

$$ACC_{WTs} = TCC_{WT} AF_{WT} + TCC_{Inv} AF_{Inv} \quad (4.26)$$

TCC_{WT} est le coût global des éoliennes. Il est calculé par la sommation du coût des aérogénérateurs et le coût de ses installations. Le TCC_{WT} est formalisé par l'équation suivante:

$$TCC_{WT} = \sum_1^n PC_{Aéro} + CC_{Installation} \quad (4.27)$$

Avec :

$PC_{Aéro}$: est le coût d'une seule éolienne;

$CC_{Installation}$ est le coût de l'installation des éoliennes. Ce coût est optimisé selon la formule suivante [113]:

$$CC_{Installation} = 0.4 \sum_1^n PC_{Aéro} \quad (4.28)$$

TCC_{Inv} est le coût global des onduleurs, il est calculé par la sommation de tous les coûts des onduleurs utilisés dans l'installation (PC_{INV}).

$$TCC_{Inv} = \sum_1^n PC_{Inv} \quad (4.29)$$

AF_{Equi} est le facteur d'amortissement, il dépend de la duré de vie de l'équipement (LC_{Equi}) et le taux d'intérêt i qui est assumé entre 8-15% [113,114]. Il est calculé par l'équation suivante:

$$AF_{Equi} = \frac{i (1+i)^{LC_{Equi}}}{(1+i)^{LC_{Equi}} - 1} \quad (4.30)$$

Le coût annuel d'exploitation et d'entretien (AOMC) est décrit par l'équation suivante:

$$AOMC_{WTs} = (OMC_{WT} + OMC_{Inv}) P_{WTs} \quad (4.31)$$

Avec :

OMC_{WT} est le coût de maintenance des éoliennes, il est estimé de 47 €/kW/an, selon certain travaux [113,115].

OMC_{Inv} est le coût de maintenance des équipements de puissances, il est autour de 10€/kW/an [115].

Ainsi, le coût annuel de remplacement (ARC) est décrit par l'équation suivante :

$$ARC_{WTs} = RC_{Aéro} + RC_{Inv} \quad (4.32)$$

Tel que, les coûts de remplacement des éoliennes ($RC_{Aéro}$) et des onduleurs (RC_{Inv}) sont estimés de leurs TCC [115]:

$$RC_{PV} = 0.8 TCC_{Aéro} \quad (4.33)$$

$$RC_{Inv} = TCC_{Inv} \quad (4.34)$$

4.5 Conclusion

La modélisation de la vitesse journalière du vent à partir de la vitesse moyenne mensuelle par notre modèle, nous a permis d'estimer la vitesse journalière moyenne du vent avec un écart maximal de 1.6 m/s. Cette estimation ne détermine pas exactement la vitesse du vent à tel jour, puisqu'il est impossible de prévoir exactement la vitesse du vent horaire. Mais, elle nous aide à estimer la variation de l'énergie éolienne journalière. Ainsi, une modélisation simple de l'éolienne, où le coefficient de puissance est considéré comme une constante entre la vitesse de démarrage et la vitesse nominal, nous a permis d'estimer l'énergie éolienne produite.

5. SIMULATION ET DIMENSIONNEMENT

4.2 5.1 Introduction

Cette étude est divisée en quatre parties. La première partie, l'estimation des gisements solaire et éolien au niveau des sites d'installations. Les données d'irradiance solaire sont estimées à l'aide de notre programme computationnelle qui est développé en chapitre 3 et 4.

Deuxième partie ; faire une chronologie journalière de la demande électrique dans la ferme qui dépend de beaucoup de facteurs tels que le type d'irrigation, la superficie irriguée , l'éclairage, le temps et la durée d'à traire les vaches et les autres électroménagers existants dans la ferme [127].

Troisième partie; Optimiser la consommation électrique dans la ferme sans qu'il y a une diminution de la production laitière. Car l'objectif de la ferme laitière est la production du lait. Cette optimisation s'articule sur l'éclairage et irrigation, comme nous avons vu dans le deuxième chapitre [106]. La qualité de l'éclairage a un impact direct sur la production de lait. C'est ici qu'intervient le concept de photopériodisme rallongé, lequel implique une durée d'exposition lumineuse continue de 16 heures suivie d'une période d'obscurité continue de 8 heures [27], avec un éclairage entre 150 et 250 Lx [128]. Pour l'irrigation, le choix de la pompe convenable est lié au débit d'eau voulu (Q) et la hauteur manométrique (H). Ces deux paramètres sont pris au niveau de la ferme laitière.

La quatrième partie : Un bilan énergétique et financière de la ferme est étudié après le dimensionnement du générateur PV/Eol.

5.1 Programme de simulation

Dans les domaines des énergies renouvelables, il existe plusieurs logiciels dans différents disciplines[129,130]. Parmi ces logiciels, il y a des logiciels qui sont spécialisés dans seulement une des tâches suivantes :

- L'estimation des irradiances solaires (Metenorme, Meteosun, ...)
- Le dimensionnement des systèmes photovoltaïque et/ou éolien (Hybrid2, HOMER)
- La Simulation et l'optimisation des besoins énergétiques des bâtiments (EnerCAD, HOMER).

Dans cette partie, un programme de simulation sous MATLAB a été développé pour étudier l'impacte et la rentabilité de l'utilisation de l'énergie hybride PV/Eolien dans les fermes agricoles. Ce programme a l'avantage de prendre en charge l'estimation des données, le dimensionnement et la simulation du fonctionnement du système hybride PV/Eolien. Ainsi, le programme a la capacité d' :

- Optimiser les besoins énergétiques (électricité) dans les fermes agricoles.
- Estimer et utiliser les irradiances solaires.
- Estimer les vitesses moyennes journalières du vent à partir des vitesses mensuelles.
- Calculer les puissances et les énergies produites par le système photovoltaïque et par le système éolien.
- Calculer les bilans énergétiques et financiers de l'intégration des générateurs d'énergie dispersée (DEG) dans les fermes agricoles.

5.1.1 Organigramme

Le programme de simulation est constitué de trois grandes parties :

- Potentiels solaire et éolien,
- Besoin d'énergie électrique de la ferme laitière
- Dimensionnement et le calcul du bilan énergétique et financière de la ferme

5.1.1.1 Gisement solaire et éolien

Notre programme de simulation est basé sur le calcul des puissances électriques. Pour cette raison, il est indispensable d'utiliser les éclaircements solaires et les vitesses de vent. Concernant les valeurs des éclaircements, l'utilisateur de ce programme computationnel à deux possibilités, voire figure 5.1. Dont la première est d'estimer les valeurs d'éclairciment où ses RMSE est inférieur à 10% (jugé excellent), voire le

Tableau3.3. La deuxième possibilité est d'utiliser des valeurs d'éclairement et de température mesurées ou estimées par d'autres mécanismes.

Pour les vitesses de vent, les vitesses moyennes journalières est estimées à partir des valeurs de la vitesse journalière ou mensuelle mesurées ou estimées par d'autres mécanismes. Grâce à notre modèle proposé dans la section 4.1.3, la racine de l'erreur quadratique (RMSE) de vitesses journalières estimées à partir des vitesses mensuelles, ne dépasse pas 1.6 m/s quelque soit la vitesse mesurée.

5.1.1.2 Besoin énergétique de la ferme agricole

Pour la raison que chaque ferme agricole a tendance à se développer, le programme computationnel optimise le besoin énergétique en basant sur : le volume mensuel d'eau pompé, les surfaces à éclairer, les différents appareils électrique utilisées et la chronologie des activités énergétiques quotidienne, voire section 2.2.7.A la fin de cette partie, le profil horaire des puissances demandées sur toute l'année par la ferme est déterminé par ce programme, ainsi la bonne pompe à utiliser.

5.1.1.3 Dimensionnement et le bilan énergétique

Dans cette troisième partie, l'utilisateur du programme besoin comme des données d'entrées : les caractéristiques du module PV, les caractéristiques des éoliennes et des onduleurs. Ces entrées sont définies dans des fichiers Excel indépendantes, où la possibilité d'ajouter d'autres types de module PV et éoliennes existe.

A la suite, les gisements et un bilant énergétique s'affiche dans des figures :

- 1- Potentiels solaire et éolien journalières et mensuelles.
- 2- Conversion PV et la conversion éolienne :
 - Energies annuelles injectées et achetée du réseau électrique.
 - Le taux d'utilisation des énergies renouvelables dans la ferme.
 - Les coûts de: l'énergie produite, l'énergie injectée et le système de conversion.
- 3- Energie journalière et mensuelle de l':
 - Energie renouvelable produite.
 - Energie consommé par la ferme.
 - Energie injectée dans le réseau.
 - Energie achetée du réseau.

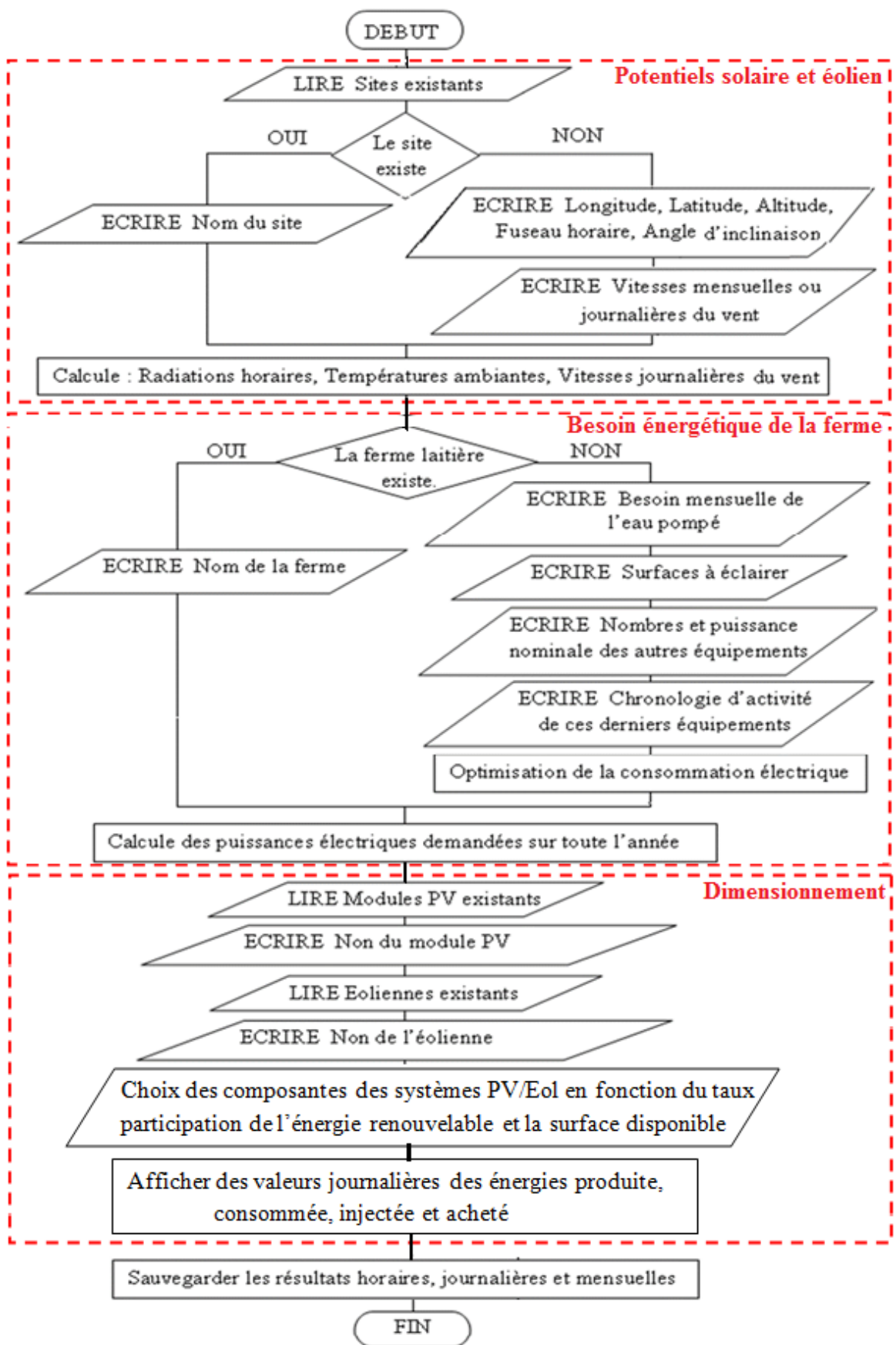


Figure 5.1 Organigramme de notre programme de simulation

5.1.2 Exécution du programme

Lors de l'exécution du programme, il s'affiche des sites qui sont prédéfinies (Tlemcen, Naâma et Saïda), voire la figure 5.2. Chaque site est défini par: irradiances et températures horaires ou journalières et par les vitesses journalières ou mensuelles de vent. L'utilisateur peut ajouter d'autres sites. Donc, l'estimation du potentiel solaire et éolien peut effectuer à partir des données météorologiques (irradiance, température et vent) prédéfinis, ou par notre programme dans la zone prédéfinie.

Pour le choix 3, figure 5.2, l'estimation des éclaircissements, des températures ambiantes et des vitesses de vent sont estimées par le programme en entrant: Longitude, Latitude, Altitude, Fuseau horaire et l'inclinaison du capteur, voir la figure 5.3. Les valeurs de la vitesse de vent du site, sont définies dans des fichiers d'Excel. Pour notre étude, nous avons pris les valeurs de l'année 2011, se sont les seules données que nous les disposons. Après le choix des entrées pour la détermination les irradiances et les vitesses journalières de vent, notre programme effectue l'optimisation des besoins énergétiques à partir d'un fichier Excel qui définit la ferme laitière, figure ci-dessous. La troisième partie dans la simulation, est pour définir les caractéristiques du système PV et du système éolien. Ces deux systèmes sont définis dans des fichiers Excel, où il y a la possibilité d'ajouter d'autres systèmes (modules et éoliennes). Enfin; les résultats sont affichées dans des figures, et par la suite les résultats sont enregistrées dans un fichier Excel.

```

C:\Users\MOH\Documents\MATLAB\SPrEn_PV_Eol\distrib\SPrEn_PV_Eol.exe

*** Simulation de Performances Energétiques ***
    pour les Systèmes Hybrides PV/Eolien

Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables (URMER)
Réalisé par: Mr. M. BEY , Pr. A. HAMIDAT et PR B.BENYOUCEF
Email: bey_mohammed13@yahoo.fr

*** Les sites prédéfinis <dossier: Meteorology_data> ***

''      'Rad</Hr>'      'Rad</Jr>'      'Vent</Jr>'      'Vent</Mois>'
[1]    'Naana_Mech.xls'  'Tlencen.xls'  'Tlencen.xls'   'Tlencen.xls'
[2]    'SidiBelAbes.xls'  '___'        '___'          '___'
[3]    'Tlencen.xls'     '___'        '___'          '___'

***** Gisement solaire du Site *****

Radations solaires et Température ambiante
1- Valeurs Horaires prédéfinis
2- Valeurs journalières prédéfinis
3- Estimation

Votre choix :

```

Figure 5.2 Calcul des irradiances globales horizontales et sur plan incliné

```

C:\Users\MOH\Documents\MATLAB\SPrEn_PV_Eol\distrib\SPrEn_PV_Eol.exe

*** Simulation de Performances Energétiques ***
    pour les Systèmes Hybrides PV/Eolien

Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables (URMER)
Réalisé par: Mr. M. BEY , Pr. A. HAMIDAT et PR B.BENYOUCEF
Email: bey_mohammed13@yahoo.fr

Longitude (0.00 °) : -1.33
Latitude (0.00 °) : 34.66
Altitude (m) : 900
Fuseau horaire X (UTC+X) : 1
Inclinaison du capteur(°) : 30

```

Figure 5.3 Estimation des éclaircissements, températures et vitesses de vent pour un site

```

C:\Users\MOH\Documents\MATLAB\SPrEn_PV_Eol\distrib\SPrEn_PV_Eol.exe

***      Simulation de Performances Energétiques      ***
      pour les Systèmes Hybrides PU/Eolien

Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables <URMER>
Réalisé par: Mr. M. BEY , Pr. A. HAMIDAT et PR B.BENYOUCEF
Email: bey_mohammed13@yahoo.fr

***** La demande électrique de la ferme *****

***** Les fermes existant dans le dossier *****

[1] 'fermePilote.xls'
[2] 'ferme_Bakhti.xls'
[3] 'ferme_Taybi.xls'

Numéro du fichier de la ferme: 3

```

Figure 5.4 Ferme laitière et l'optimisation de ses besoins énergétiques

```

C:\Users\MOH\Documents\MATLAB\SPrEn_PV_Eol\distrib\SPrEn_PV_Eol.exe

***      Simulation de Performances Energétiques      ***
      pour les Systèmes Hybrides PU/Eolien

Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables <URMER>
Réalisé par: Mr. M. BEY , Pr. A. HAMIDAT et PR B.BENYOUCEF
Email: bey_mohammed13@yahoo.fr

***** Générateur PU *****

Les fichiers des modules :

[1] 'ALPU230_156P_60.txt'
[2] 'ALPU80_125M_36.txt'

Numéro indiquant le fichier du module : 1

***** Aérogénérateur *****

***** Les éoliennes existant dans le dossier *****

[1] 'Aerog3500W.xls'
[2] 'AerogEs10kW.xls'

Numéro du fichier de l'Aérogénérateur: 2

```

Figure 5.5 Intégration des caractéristiques du système PV et du système éolien

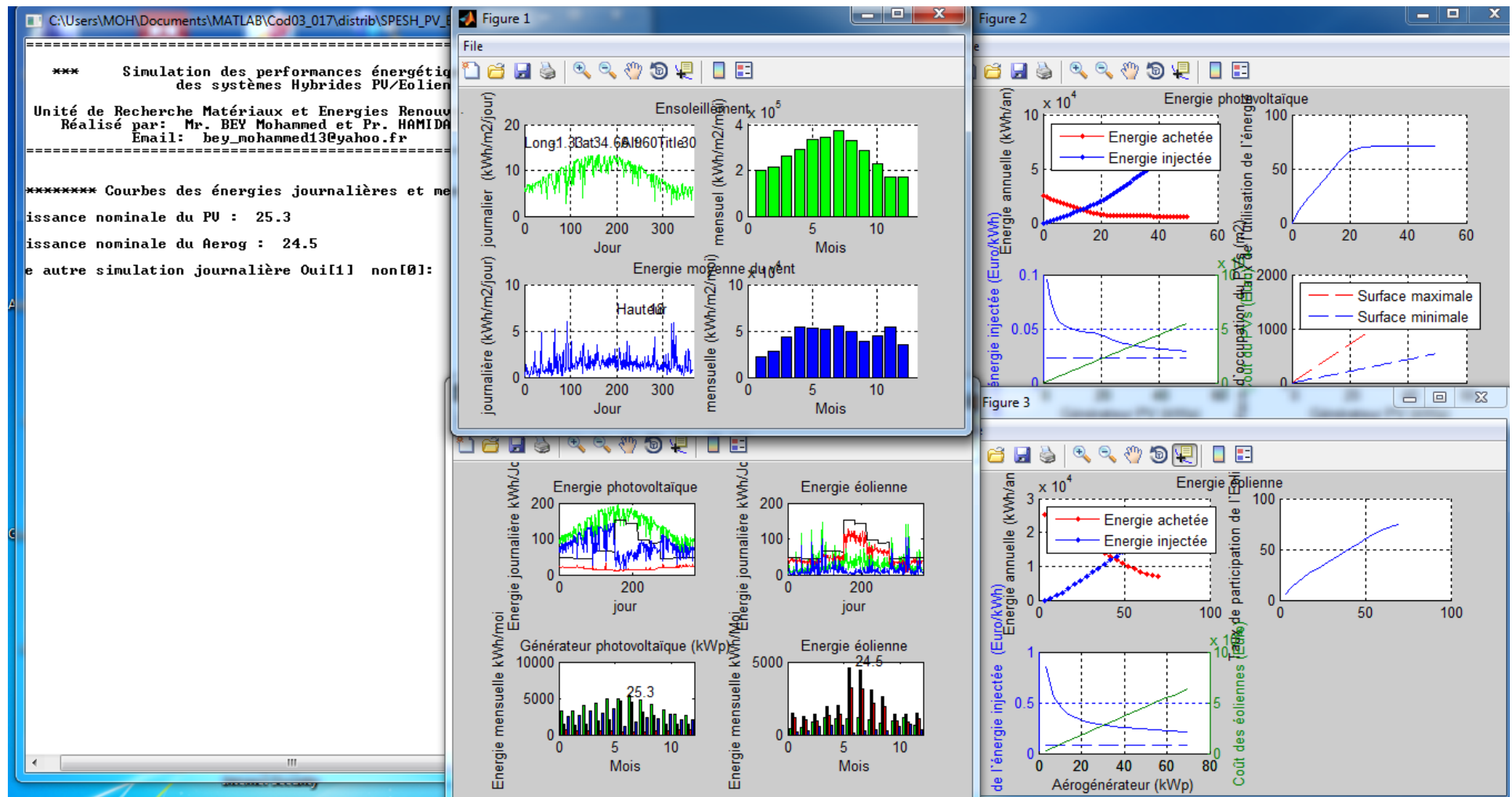


Figure 5.6 Affichage des résultats

5.2 Détails sur la ferme étudiée

Le choix des sites pour installer les générateurs des énergies renouvelables, est basé sur deux paramètres. Le premier paramètre, la disponibilité des fermes laitières loin de sites résidentiels. Deuxième paramètre, la disponibilité des énergies renouvelables adaptées au développement (photovoltaïque et éolienne).

5.2.1 Site géographique de la ferme laitière

Dans le but de choisir un cas d'étude réel, une liste de 57 fermes laitières a été récupérée du Bureau de l'Agriculture de la Wilaya de Tlemcen pour l'année 2013. Lors de l'investigation nous sommes allés à 12 fermes parmi les 57 fermes existantes dans la région de SEBDOU au sud de Tlemcen. Parmi ces 12 fermes ciblées par notre étude, huit fermes ont refusé de coopérer. Les quatre fermes laitières restantes ont presque la même chronologie et les mêmes activités quotidiennes. Pour cette ferme nous avons choisie une seule ferme. Elle est située dans la région de SEBDOU au sud de Tlemcen, au nord-ouest de l'Algérie ($34^{\circ}38'$ N, $1^{\circ}20'$ W), voir la figure 5.7. Selon Bensaoula, la grande disponibilité en eau souterraine à des profondeurs de 30 m, facile à exploiter, facilite le développement de l'agriculture à grande échelle [131].



Figure 5.7 Position de la région étudiée

Notre ferme d'étude se trouve entre trois sites résidentiels et situé à une distance de 450 m du transformateur électrique BT, avec une superficie de 06 hectares, voire la figure 5.8. Cette position est une position stratégique pour la compensation énergétique du réseau électrique.



Figure 5.8 Position de la ferme laitière étudiée 34°38' N, 1°20' W

5.2.2 Besoin énergétique de la ferme

La consommation quotidienne de l'énergie électrique est liée à la chronologie quotidienne des puissances demandées. Cette chronologie est posée selon les étapes suivantes:

- L'inventaire de tous les appareils électriques utilisés à la ferme.
- Basant sur les déclarations de l'agriculteur, la prévision de la chronologie de la demande d'électricité pendant 24 heures.
- Le calcul de la puissance électrique demandée par la ferme selon cette chronologie.
- La comparaison entre la consommation électrique calculée et mesurée.
- Optimisation de la consommation électrique.

Les chronologies fonctionnelles des équipements électriques sont illustrées dans le tableau 5.1. Dès notre première visite de la ferme, nous avons remarqué que le fermier utilise les lampes incandescentes de 75W. Alors, qu'il y a d'autres lampes dans le marché ont des consommations électriques moins et des rendements plus, tel que le CFL et LED. Puisque cette ferme cultive le Luzerne, une pompe de puissance 7.5 kW est utilisée pour le pompage d'eau. D'après l'investigation, la pompe a deux chronologies : une durant la saison agricole de Mars jusqu'à Octobre, et la deuxième durant la saison non-agricole Novembre jusqu'à Février.

Tableau 5.1 Chronologie fonctionnelle des équipements électriques

Appareil	Nb	Puissance (w)	Mars. à Oct.			Nov. à Fev.		
			Heures	Durée Heur	E.cons Wh/j	Heures	Durée Heur	E.cons Wh/j
Pompe immergée	1	7500	09 à 17	8	48000	09 à 10	1	6000
machines attraire	2	550	05 à 7	1,5	1650	05 à 7	1,5	1320
			16 à 18	1,5	0	16 à 18	1,5	1320
La cuve (600L)	1	800	18 à 07	13	10400	18 à 07	13	10400
	5		04 à 07	3	1125	04 à 07	3	1125
Lampes	1	75	07 à 08	1	75	07 à 08	1	75
	7		19 à 20	1	525	18 à 20	1	525
	2		20 à 22	2	300	20 à 22	2	300
Réfrigérateur	1	200	24h/24h	24	4800	24h/24h	24	4800
Télévision	1	130	04 à 09	5	650	04 à 09	5	650
Résistance électrique	1	1800		0	0	07 à 08	1	1800
				0	0	18 à 22	4	7200

En plus, nous avons pu convaincre le fermier de prendre les consommations horaires de l'énergie électrique à partir du compteur électrique. Les consommations électriques sont prises pour journées: une journée de la saison agricole et l'autre de la saison non-agricole, voire la figure 5.9. Durant la saison non agricole, l'énergie horaire consommée est maximale pendant une heure (11h-12h), environ 10 kW. Par contre, la deuxième chronologie de l'énergie consommée (saison agricole), montre que la demande est supérieure à 9 kW durant 10 heures (08h-18h). Cette augmentation de l'énergie horaire et sa durée, due à l'utilisation de la pompe et d'autres appareils électriques.

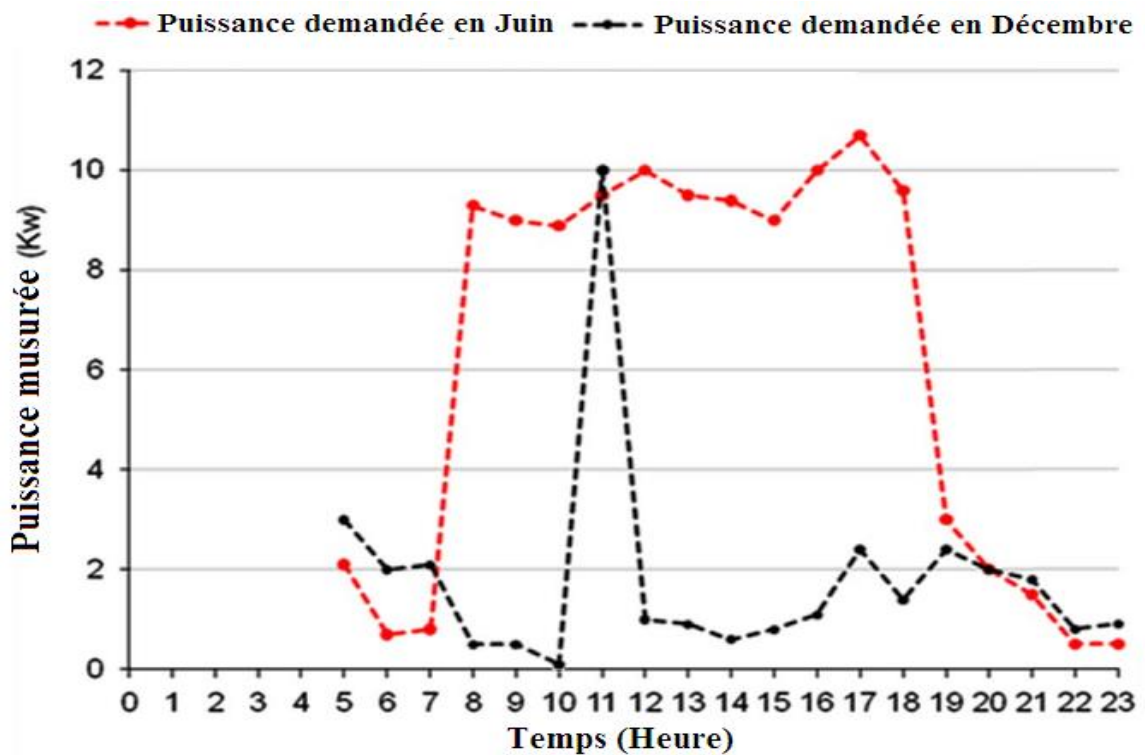


Figure 5.9 Energie horaire consommée par la ferme laitière

Selon les deux chronologies représentées sur la figure 5.9, nous estimons que l'énergie journalière consommée dans la saison agricole est environ 116 kWh et dans la saison non-agricole est 34 kWh.

5.3 Résultats et discussions

5.3.1 Optimisation de l'énergie électrique consommée par la ferme

Pour optimiser et dimensionner un générateur PV/éolien, la détermination de la chronologie horaire de l'énergie demandée est indispensable. Après l'inventaire de tous les appareils électrique et leurs heures de fonctionnements, un fichier Excel dans notre programme de simulation est réservé pour rassembler ces donnés qui construits un profile de l'énergie électrique demandé, voire figure 5.10. Ce fichier contient les chronologies de tous les appareils et leurs puissances électriques sauf l'éclairage artificiel et le pompage d'eau.

Pour l'éclairage artificiel qu'est lié à l'absence de l'ensoleillement, en besoin seulement d'aires des surfaces à éclairer artificiellement et la puissance électrique demandée par l'éclairage pour une surface d'un mètre carré, qui est liée aux types des lampes. D'après notre étude sur le type et la distribution des lampes dans la section 2.2.5, les lampes CFL placé à 2 mètre de hauteur -figure 2.6- demande une puissance de 3.75W/m^2 pour atteindre des éclairements artificiels entre 150 et 250 Lux, figure 2.10.

En ce qui concerne le pompage d'eau, la pompe optimale est déterminée par notre programme de simulation en basant sur la demande mensuelle de l'eau qui est noté sur la figure 5.10. Les besoins en eau d'irrigation représentent les volumes des applications d'eau nécessaire pour compenser les déficits éventuels du sol (pluie) pendant le cycle végétatif d'une culture. Pour la luzerne, le besoin net en eau d'irrigation est déterminé par Pietro Elia Campana, il est en Juin d'environ 50 m³/ha/jour [8]. On remarque bien dans cette figure ci-dessous, que le besoin d'eau est maximal en Juin 176 m³/moi à cause d'irrigation.

Microsoft Excel - Classeur1					F	G	H
Profil d'activité électrique hors pompage et éclairage					Mois	Eau (m ³ /Jour)	Hauteur manométrique (m)
1	2	3	4	5	1	12	80
Temps Local	Appareil de traite	Cuve de refroidissement	Refrigerator	TV			
1	0	1	1	0	2	12	
2	0	1	1	0	3	12	
3	0	1	1	0	4	56	
4	0	1	1	0	5	57	
5	1	1	1	0	6	176	
6	1	1	1	0	7	158	
7	0	1	1	0	8	100	
8	0	1	1	0	9	88	
9	0	0	1	0	10	12	
10	0	0	1	0	11	12	
11	0	0	1	0	12	12	
12	0	0	1	0			
13	0	0	1	1			
14	0	0	1	1			
15	0	0	1	0			
16	0	0	1	0			
17	0	0	1	0			
18	1	0	1	0			
19	1	0	1	0			
20	0	0	1	1			
21	0	1	1	1			
22	0	1	1	1			
23	0	1	1	1			
24	0	1	1	0			
25	0	1	1	0			
26	0	1	1	0			
27							
Profil d'activité					Besoin d'eau par pompage		
Pièces	Surface(m ²)	Puissance (kW/m ²)	Appareil		Puissance (kW)	Nombre	
Hangare	300	0.00375	Appareil de traite		0.55	2	
chambres	40	0.003	Cuve de refroidissement		0.8	1	
			Refrigerator		0.13	1	
			TV		0.1	1	
Surfaces éclairée			Paramètres électriques des appareils				

Figure 5.10 Fichier Excel du profil de la puissance demandée par la ferme

Après l'optimisation pour le moi de Juin où la quantité d'eau est maximale, les puissances demandées par la ferme laitière entre 8h et 18h sont augmentée, voir la figure 5.11. Cette augmentation est due essentiellement à que la pompe est male choisie. En tenant compte l'exploitation de toute la surface d'agricole disponible 3 ha, la pompe optimale est d'une puissance nominale de 11 kW et un débit de 15 m³/h.

Avant le lever du soleil et d'après la figure 5.11, la puissance demandée par la ferme est caractérisée par un pic durant les deux heures 4h et 5h. Ce pic est dû à l'utilisation de l'éclairage artificiel et l'utilisation des machines à traire. On remarque aussi que les puissances électriques demandées sont augmentées après l'optimisation à cause de la pompe choisie.

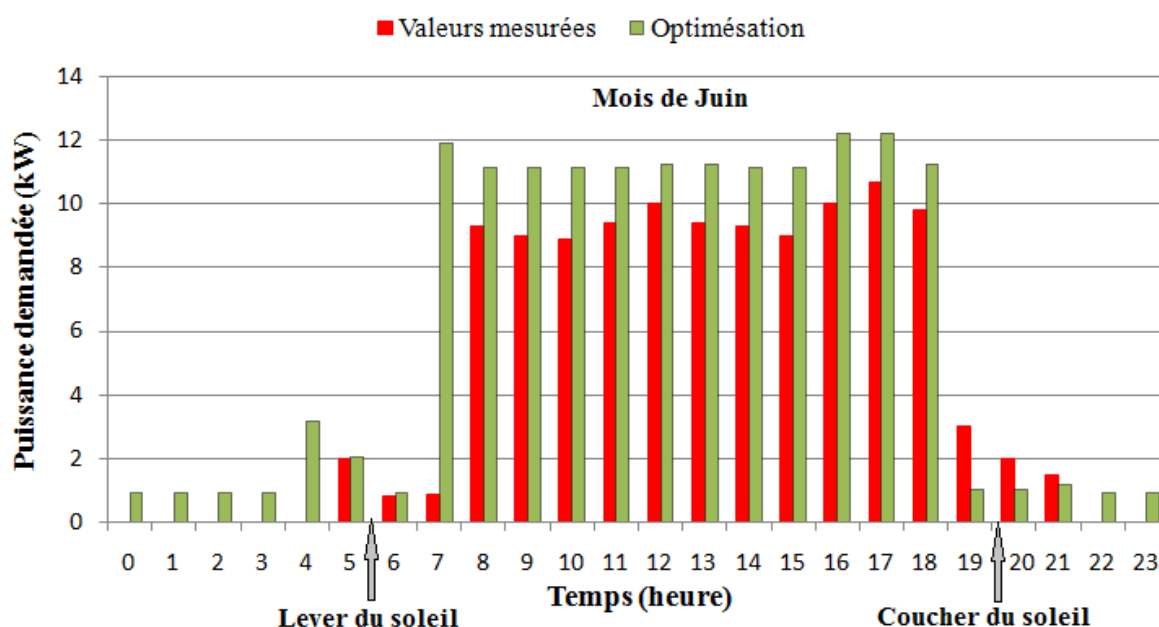


Figure 5.11 Chronologie de la puissance demandée pour la saison agricole

La demande journalière de l'énergie électrique de la ferme sur toute l'année est estimée, elle est minimale en Mars 44 kWh et maximale en Juin environ 152 kWh, voir la figure 5.12. Cette augmentation est due essentiellement au pompage, dont le but d'assurer l'irrigation optimale pour la Luzerne.

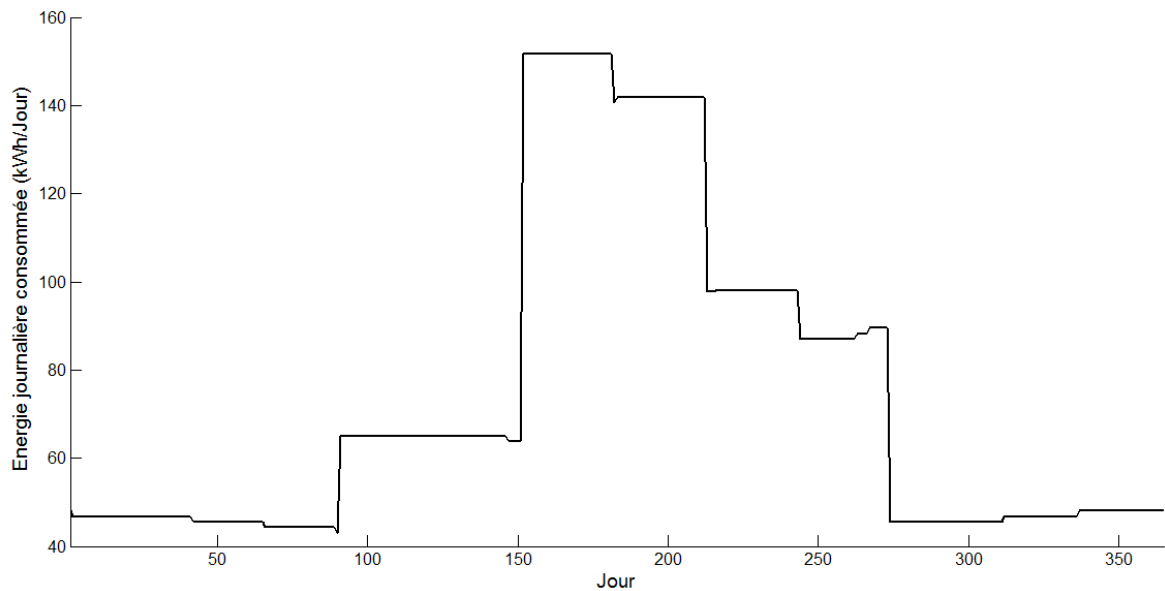


Figure 5.12 Optimisation de l'énergie journalière demandée par la ferme

5.3.2 Gisements solaire et éolien

L'estimation du gisement solaire et le gisement éolien est essentiel pour dimensionner le générateur PV/Eolien. Vue l'absence totale des valeurs mesurées de l'éclairement solaire, notre programme de simulations a été utilisé pour estimer le gisement solaire et le gisement éolien.

5.3.2.1 Gisement solaire

L'énergie solaire journalière reçue sur un plan incliné de 30° par rapport à l'horizon et orienté vers le Sud, varie en générale entre $3.5 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ en Hiver et $8 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ en Eté, voire la figure 5.13. Mais il y a des diminutions brusques durant toute l'année, qui sont dues à l'intensité des nuages dans le ciel. Un plan incliné de 30° dans notre étude, reçoit en moyen des éclairements mensuelles entre 125 et 230 MWh/moi, voire figure 5.14.

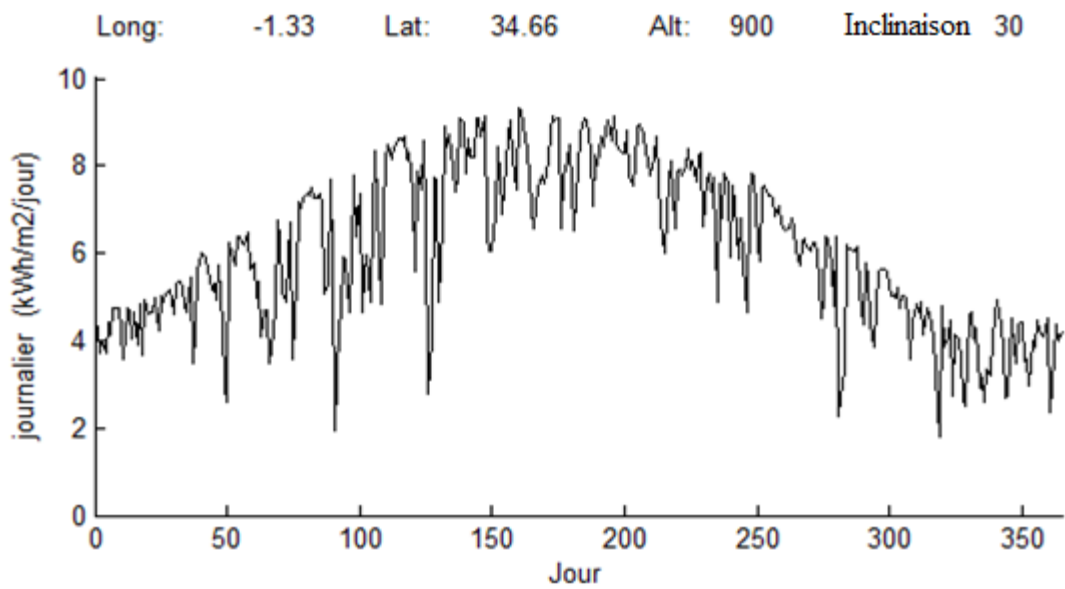


Figure 5.13 Estimation des éclairagements journaliers sur le plan incliné

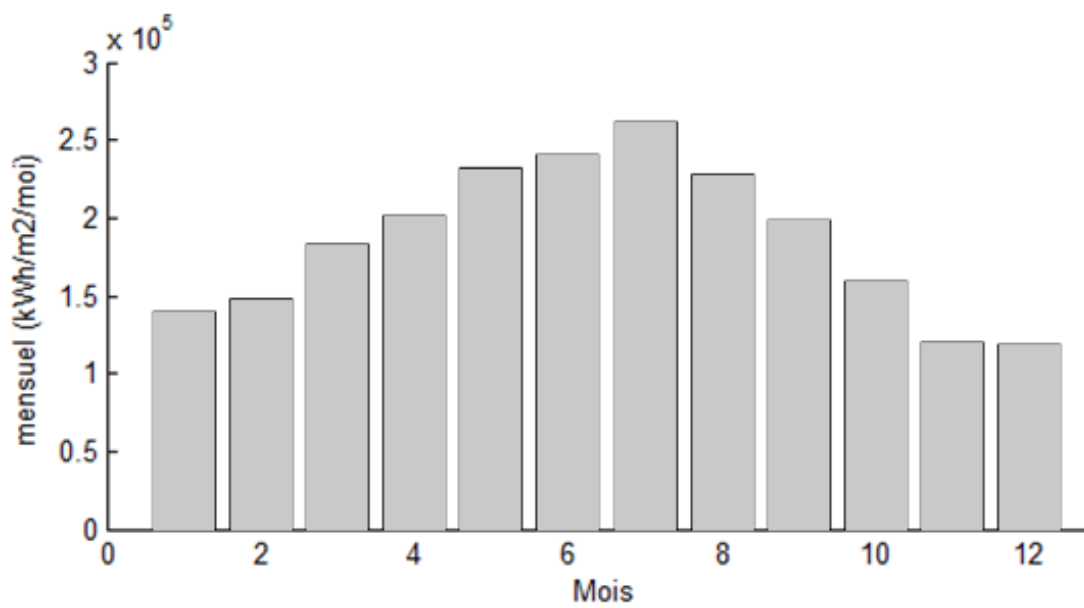


Figure 5.14 Estimation des éclairagements mensuels sur le plan incliné

5.3.2.2 Gisement éolien

La détermination de la vitesse de vent est très difficile. Elle dépend des paramètres météorologiques tels que la température, pression, humidité et aussi la topologie du site d'implantation. Pour une contribution générale de l'implantation des éoliennes dans la région de Tlemcen, une étude très simple a été faite dans cette section.

Les valeurs de la vitesse journalière du vent utilisées, sont les données de la station météorologique de ZENATA en 2011. Dans cette station et à la hauteur de 18m, les vitesses moyennes journalières de vent sont presque la totalité supérieure à 2 m/s, voire la figure 5.15. On note que la vitesse 2 m/s est la vitesse de démarrage de la plus part des éoliennes de puissance moyenne. Dans une première appréciation, nous pouvons dire que l'énergie éolienne journalière peut être exploitable à la hauteur de 18m. Cette énergie éolienne est estimée entre 0.5 et 2 kWh/m²/jour à 18 m.

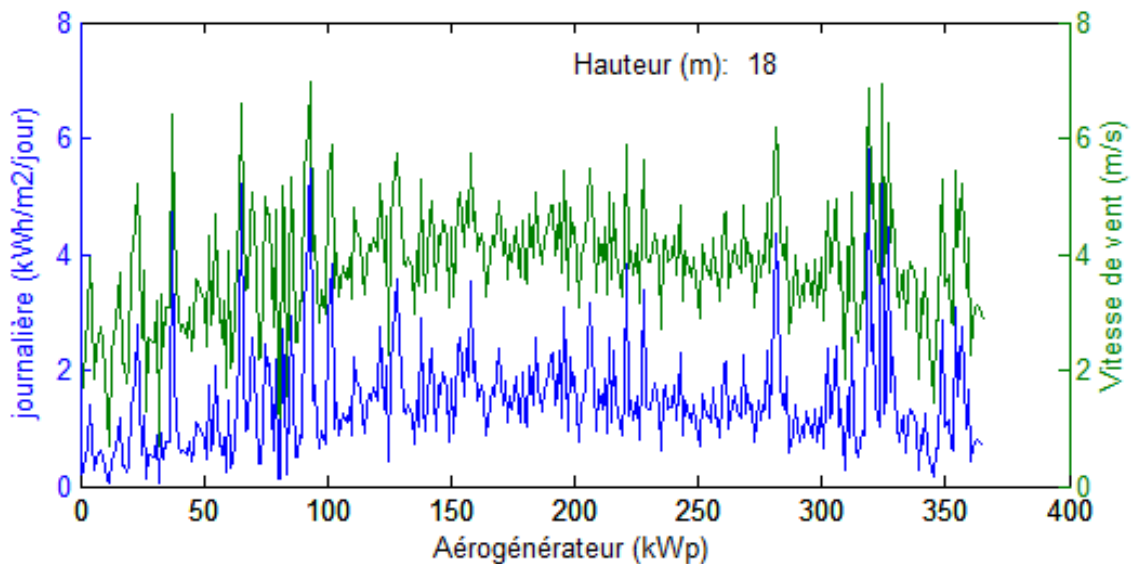


Figure 5.15 Estimation de l'énergie journalière moyenne du vent à Tlemcen en 2011

Mais la vraie question qui se pose toujours, quelle est la rentabilité de cette énergie dans notre site d'étude. Sans oublier que, une étude approfondie de l'installation des éoliennes nécessite une étude météorologique du site, et non pas seulement de la région.

5.3.3 Modules photovoltaïque et aérogénérateur utilisés

5.3.3.1 Générateur photovoltaïque

Le générateur PV est constitué essentiellement : des modules photovoltaïques et des onduleurs. Les modules photovoltaïques utilisés dans notre simulation sont de type polycristallin (ALPV230-156P-60), ces caractéristiques sont décrites dans le tableau 5.2.

Tableau 5.2 Caractéristiques du module ALPV230-156P-60 [132]

Caractéristique	Symbole	Valeur
Puissance nominal	(P_N)	230 Wp
Type de cellule	--	Poly-cristallin
Coefficient de température	(Ct)	0.42%
Rendement du module	(η_{mod})	14.4%
Facteur de puissance garantie 0-10 années	(χ_{PW})	90%
Facteur de puissance garantie 10-25 années	(χ_{PW})	80%
Dimension du module	--	1663x998x35 mm
Prix du module	--	€ 222,71

Pour le choix des onduleurs photovoltaïques, il est conseillé que la puissance soit en minimum 10% supérieur à la puissance nominale du générateur PV. Donc, le choix de l'ondeur vient après le dimensionnement du générateur PV. Dans le but de simplifier le programme de simulation, nous avons normalisé les prix des onduleurs au prix unitaire €/Wp, voire Tableau 5.3. Ce prix est défini comme le rapport entre la puissance nominale et le prix de l'ondeur. Le prix unitaire le plus grand dans la gamme des puissances de 2,5 à 25 kWp, est 0.513 €/Wp. Cette valeur est prise par la suite dans le calcul de l'énergie produit.

Tableau 5.3 Les prix des onduleurs PV raccordés au réseau commercialisés [133]

Puissance nominale (Wp)	Prix (€)	Prix du Wp (€/Wp)
1500	905	0,603
2500	1220	0,488
3000	1540	0,513
5000	1877	0,375
6000	2744	0,457
9000	3350	0,372
25000	4730	0,189

5.3.3.2 Eolienne

Dans le choix de l'éolienne, il est nécessaire de prendre en considération le profile annuel de vent, parce que les éolienne ont généralement une vitesse de démarrage supérieur à 2m/s. Dans notre cas, la simulation est faite par l'utilisation de l'éolienne ES10. Elle est d'une puissance nominale de 10 kW, vitesse de démarrage 2 m/s et vitesse nominale 10 m/s, voire le Tableau 5.4.

Tableau 5.4 Caractéristiques de l'éolienne ES10

Paramètres	Valeur
Puissance nominale	10kW
Nombre de pales	3
vitesse de vent de démarrage	3m/s
vitesse nominale de vent	10m/s
Diamètre rotor	8m
Génératrice	Aimants permanents brushless à prise directe
vitesse de survie	50m/s
Mât	acier conique galvanisé
hauteur du mât	11m, 18m, 24m

D'après le fabricant, l'onduleur associé à cette éolienne a des caractéristiques suivante : Puissance nominale 10 kW, Puissance maximale 12 kW, rendement 96% et la tension d'entrée entre 100 et 550 V, voire le Tableau 5.5.

Tableau 5.5 : Caractéristiques de l'onduleur adapté ES10

Paramètres	Valeur
Puissance nominale	10 kW
Puissance maximale	12 kW
Type	Triphasé 50 Hz
Rendement	96 %
Tension d'entrée	100-550 V

5.3.4 Dimensionnement

5.3.4.1 Générateur photovoltaïque

La simulation des différents générateurs photovoltaïques dans la ferme laitière, est présentée sur la figure 5.16. Il est estimé que l'installation d'un GPV de 18.4 kWp, donne un bilan énergétique annuel nul. Par conséquent, les GPV de puissances nominales supérieur à 18.4 kWp ont des bilans énergétiques positifs. La puissance crête théorique du générateur a été estimée à 24.15 kWp, elle est calculée par l'équation 3.41. Pour cette puissance, les deux énergies annuelles injectée et achetée du réseau sont respectivement, 24MWh/an et 8.8 MWh/an.

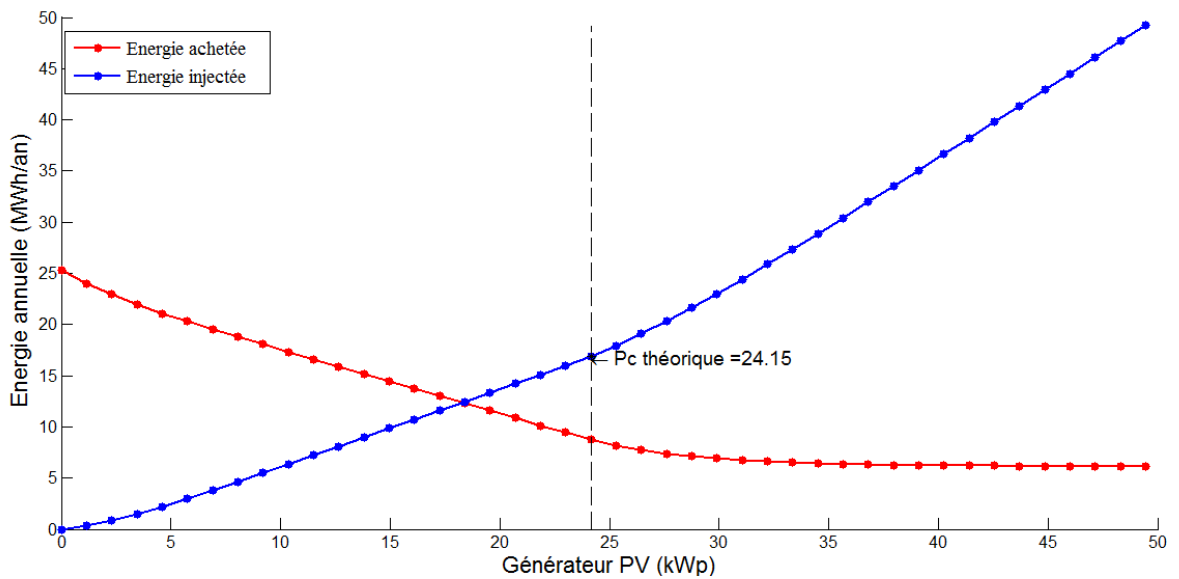


Figure 5.16 Energies annuelles injectées et achetées en présence des GPV

Pour un générateur photovoltaïque de 24.15 kWp, le taux de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque par la ferme est environ 61%, voire la figure 5.17. D'après cette figure, ce taux d'utilisation converge vers 78% pour cette ferme.

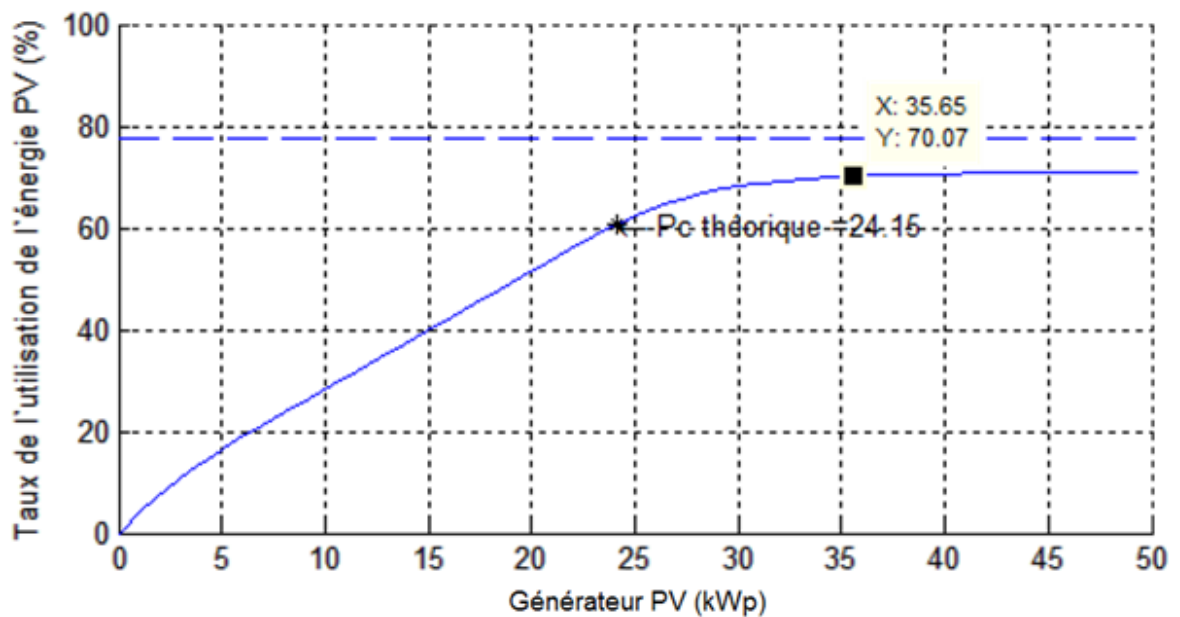


Figure 5.17 Taux de l'utilisation de l'énergie PV par la ferme

Après une analyse énergétique favorable, il y a trois paramètres qui déterminent la dimension du générateur PV. Ces trois paramètres sont: le coût de l'installation, les revenus et la surface disponible. Concernant la surface du champ photovoltaïque, elle est proportionnelle à la puissance du générateur. Donc, il faut exploiter le maximum d'espace libre, qui est dans notre cas environ 1300m², voire la figure ci-dessous.



Figure 5.18 Aire proposé pour le champ photovoltaïque

Une surface de 1300 m² pour le champ PV, peut porter un générateur photovoltaïque de puissance au minimum 35.6 kWp –Figure 5.19-, tous dépend de l'espace entre les modules. Il est clair que l'aire proposée, peut porter des puissances des GPV supérieur à la puissance crête théorique 24.15 kWp

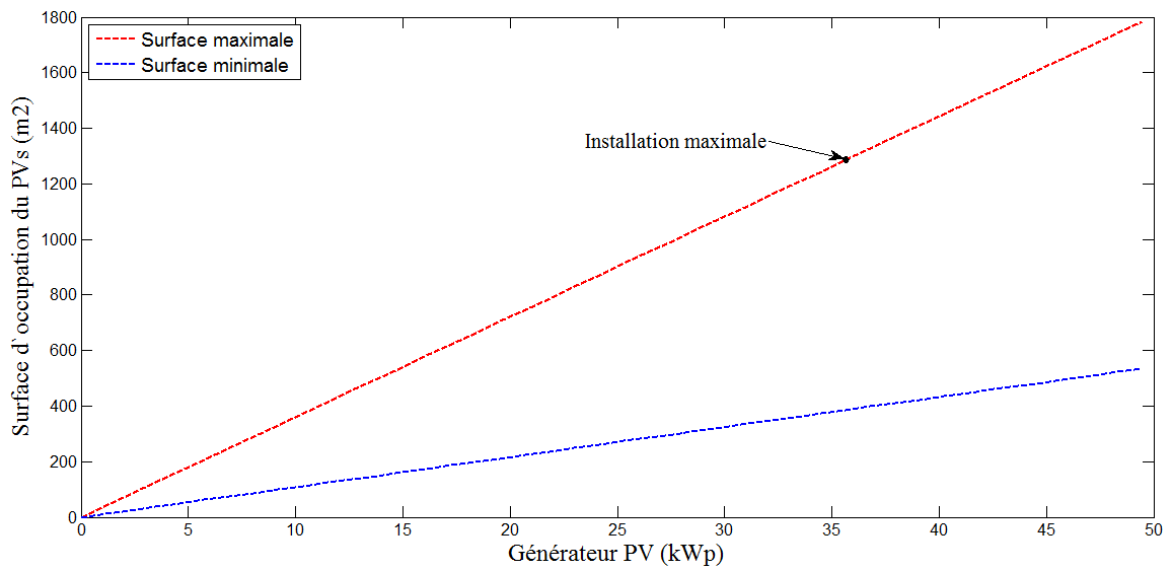


Figure 5.19 Surface des champs photovoltaïques en fonction des générateurs PV

Une analyse financière de cette installation est indispensable. Le coût de l'installation et les revenus sont liés à la puissance du GPV, voire la figure 5.20. Une installation de 24,15 kWp, coûte environ 30800 € (3,65 Million DZD en 2016), et le coût du kilowattheure de l'énergie produits (COE) est environ 0,037 €/kWh. Par contre, le coût du kilowattheure de l'énergie injectée dans le réseau est en fonction de la puissance installée, il est environ 0,0728 €/kWh (8,62 DZD/kWh) pour un générateur de 24,15. Ce coût est très élevé par rapport au prix d'achat en Algérie, qui est environ 0,039 €/kWh.

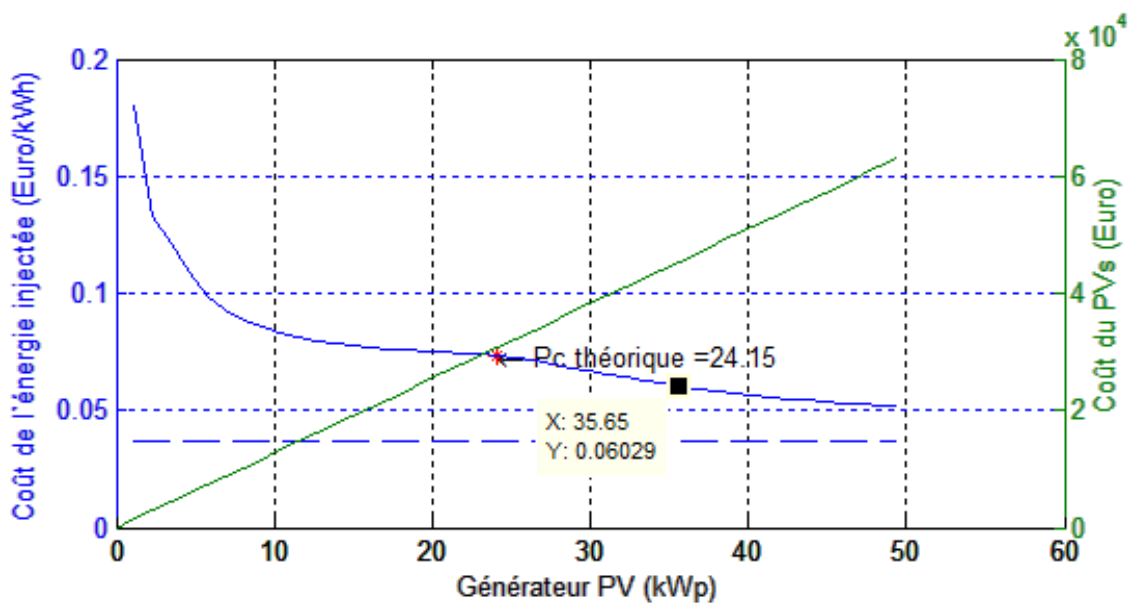


Figure 5.20 Coût de l'installation et de l'énergie injectée en fonction de GPV

Pour une exploitation maximale et rentable de la surface disponible et d'après la figure 5.20, il est conseillé d'installer un GPV de 35,6 kWp. La simulation montre que ce générateur, donne une énergie photovoltaïque journalière supérieure au besoin de la ferme sur toute l'année -voire la figure 5.21-, et l'énergie journalière injectée dans le réseau est toujours supérieur à l'énergie journalière absorbée du réseau.

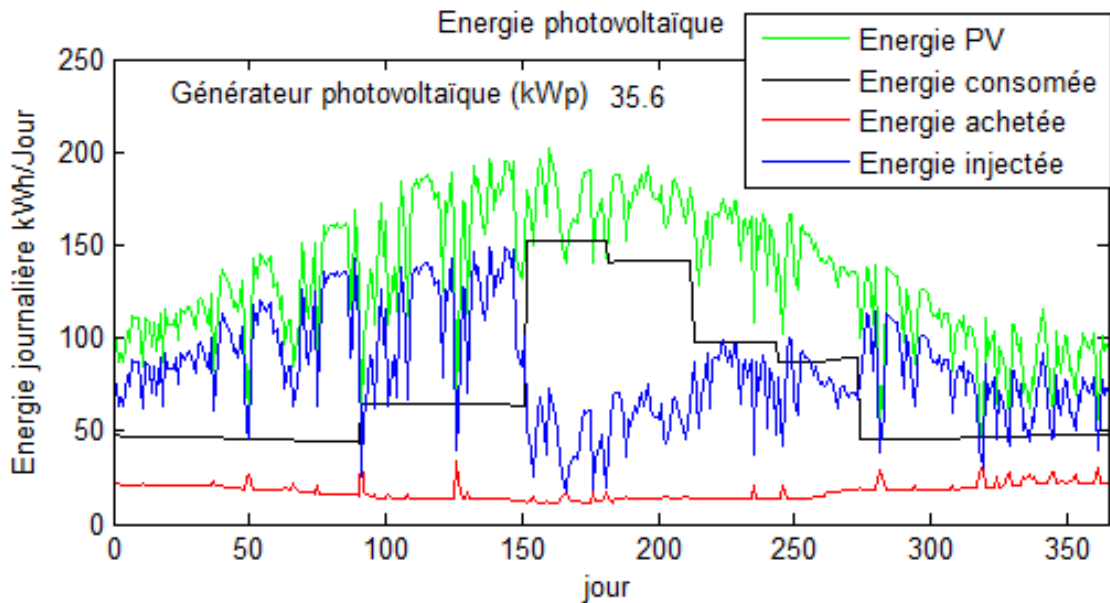


Figure 5.21 Bilan énergétique journalière de la ferme laitière

On conclut que, l'installation d'un générateur photovoltaïque de 35,6 kWp réalise les points suivants:

- Un taux d'utilisation de l'énergie photovoltaïque par la ferme laitière est de 70%, voire figure 5.17.
- Une énergie achetée environ de 6,4 MWh/an, où la consommation de la ferme est 25MWh/an, voire la figure 5.16. Une réduction de 74% de l'énergie achetée du réseau.
- Une énergie injectée dans le réseau environ 30,5 MWh/an, avec un coût de 0.06€/kWh (7,12 DZD/kWh en 2016), voire la figure 5.20.

Pour le troisième point, le coût de l'énergie injectée dans le réseau 7,12 DZD/kWh, ce coût est inférieur au prix d'achat de l'énergie renouvelable posé par l'état environ 12DZD, voire le Tableau 1.2. Le coût estimé de l'énergie injectée par la ferme est inférieur au prix national de l'énergie électrique 4 DZD/kWh, puisque ce prix national jusqu'à l'année 2017, il est soutenu par l'état?!

5.3.4.2 Eoliennes

La simulation de l'installation des éoliennes dans notre ferme d'étude, a estimé qu'un ensemble des éoliennes de 50 kWp donne un bilan énergétique presque nul, figure 5.22. Ce générateur coûte environ $€ 15,6 \cdot 10^3$ et un coût de l'énergie produit environ $0,353€/kWh$ ($34DZD/kWh$ en 2016), figure 5.23.

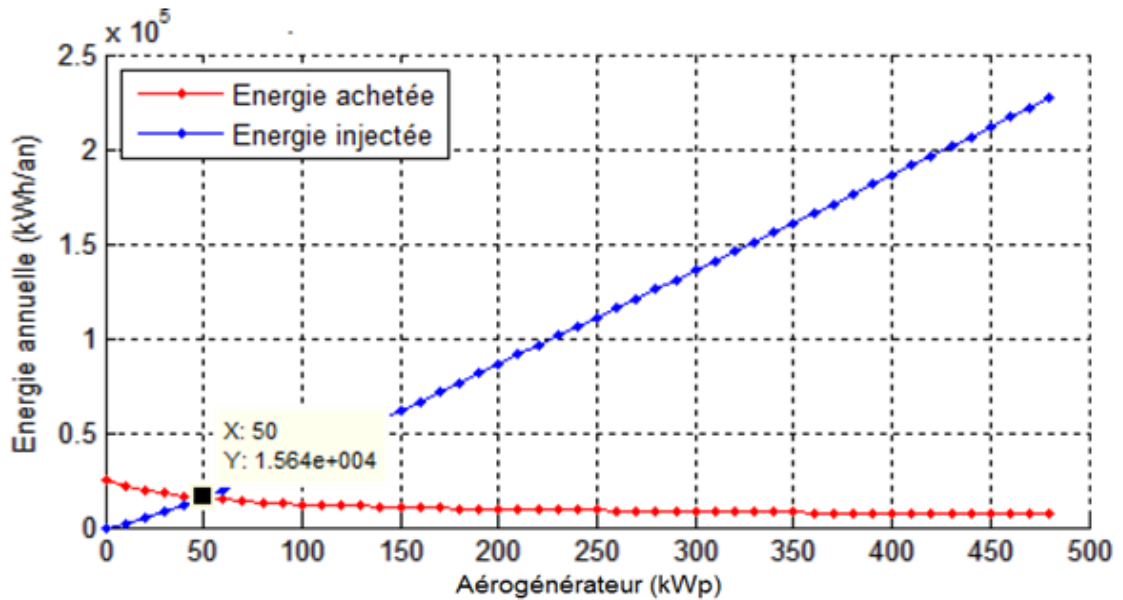


Figure 5.22 Energies annuelles injectées et achetées par des éoliennes

La simulation de l'installation des éoliennes dans notre ferme d'étude, a estimé que le coût de l'énergie produite est environ $0,353 €/kWh$, voire la figure 5.23. En plus pour le bilan énergétique nul ($50 kWp$), le coût estimé de l'énergie éolienne injectée dans le réseau est $0,96 €/kWh$. Donc, il est inutile d'installer les éoliennes dans notre site d'étude.

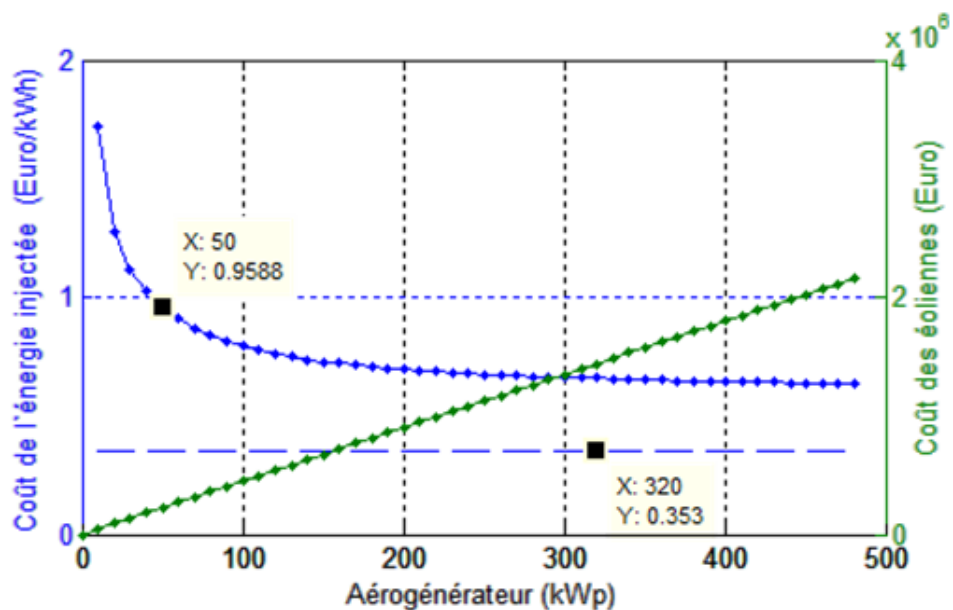


Figure 5.23 Coût de l'installation des éoliennes et de l'énergie injectée

5.3.5 Bilan énergétique

L'installation d'un générateur photovoltaïque de puissance 35,6 kWp pour une ferme de superficie 6 ha, coûte environ €45500 et produit 49,3 MWh/an d'énergie photovoltaïque, voir tableau 5.6. En plus, cette installation permet à la ferme d'injecter au réseau environ 30,4 MWh/an et d'absorber 6,4 MWh/an, sachant que l'énergie électrique demandée par la ferme est de 27,0 MWh/an. D'où, la ferme laitière devient un producteur de l'énergie électrique avec un coût d'énergie produite de 0,037 €/kWh (4,37 DZD) et un coût d'énergie injection de 0,06 €/kWh (7,09 DZD). En note que, le prix d'achat de l'énergie photovoltaïque fixé par l'état algérienne est environ 12 DZD, Tableau 1.2.

Tableau 5.6 Bilan énergétique et financière pour un GPV de 35,6 kWp

Paramètres	Unité	Valeur
Puissance nominale	(kWp)	35,6
Energie consommée par la ferme laitière	(MWh/an)	27,0
Energie produite par GPV	(MWh/an)	49,3
Energie injectée dans le réseau	(MWh/an)	30,4
Energie achetée du réseau	(MWh/an)	6,4
Taux de l'utilisation de l'énergie PV par la ferme	(%)	71
Coût de l'investissement	(10 ³ €)	45,5
Coût de l'énergie PV produite	(€/kWh)	0,037
Coût de l'énergie injectée dans le réseau	(€/kWh)	0,06

Donc, on peut dire que la ferme bénéficia :

- De 71% de sa consommation d'électricité est gratuit.
- D'une marche de vendre de 4,9 DZD/kWh pendant 25 ans de son énergie injectée dans le réseau (30,4 MWh/an), c'est-à-dire un bénéfice d'environ 150Mille DZD/an.
- Une amélioration maximale de sa production laitière et agricole.

5.4 Contributions dans le développement durable

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

5.4.1 Un soutien pour le secteur énergétique

La direction de distribution de l'électricité et du gaz de la wilaya de Tlemcen en 2015, couvre par son réseau 20 daïras (53 communes) et emploie 711 agents de toutes catégories. Dans cette wilaya, les réseaux électriques sont constitués de 4502 km HTA et 4808 km BT avec une puissance totale installée de 620 MVA. La direction de distribution de l'électricité déclare qu'en 2015 a perdu 196646 GWh avec un taux de perte 14,10%. Cette perte est due à l'effet du joule dans les câbles électrique et au fraude (362 cas en 2015) [134].

L'installation des générateurs photovoltaïques dans des fermes agricoles, est l'un des solutions qui permet la réduction de l'énergie électrique demandée. Dans ce cadre, l'état assure, par l'intermédiaire de la société de l'électricité et du gaz, l'achat d'énergie renouvelable et fixe le prix du kWh selon le tableau 1.2. D'après les statistiques de 2016, il y a 35072 exploitations dans la wilaya de Tlemcen, pour une superficie agricole utile de 350312 ha [135].

Sachant que, la consommation annuelle totale de l'électricité de la wilaya en 2015, est environ 1395 GWh/an. Il est estimé, d'une façon primaire, que les installations des générateurs photovoltaïques dans les 35072 fermes (une surface de 350312 ha), produisent en moyen 2876 GWh/an, voire la figure 5.24. D'où, une énergie produite supérieure de la consommation annuelle totale la wilaya. Ces installations par conséquence, diminuent la consommation d'électricité du réseau dans les fermes agricoles de 1575 à 373GWh/an. Au même temps, ces systèmes photovoltaïques injectent dans le réseau une énergie 1773GWh/an.

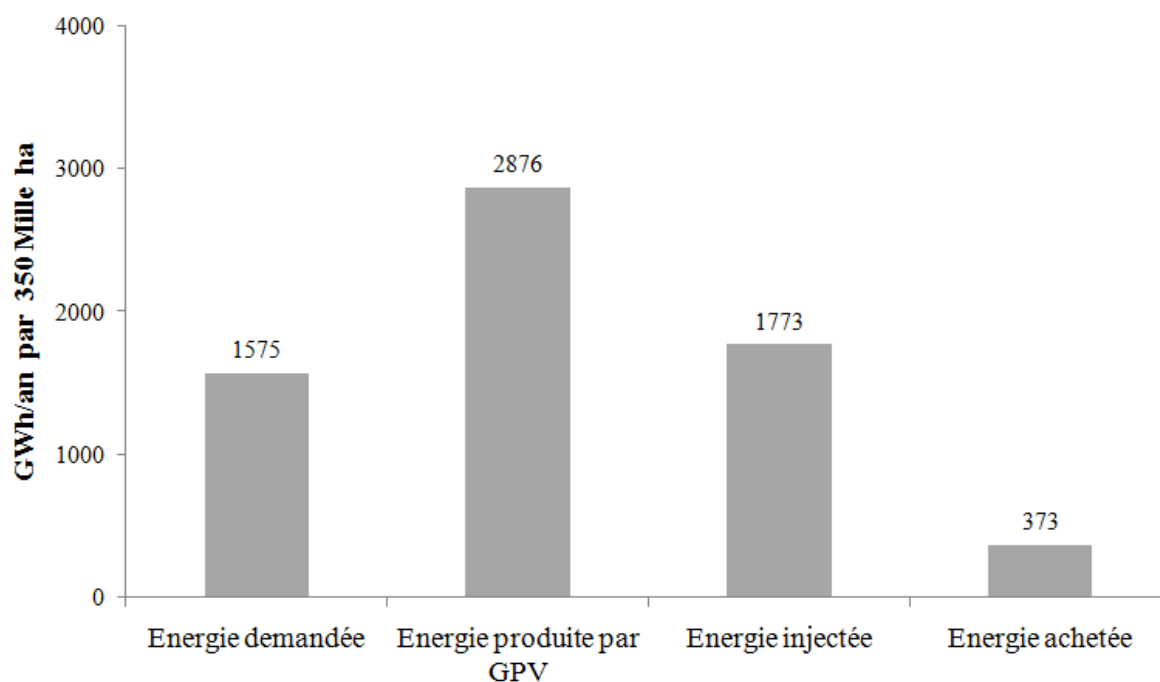


Figure 5.24 Contribution des fermes agricoles dans le secteur énergétique

5.4.2 Un soutien pour le secteur financier

En Algérie et en 2016, le prix du kilowatt heure de l'énergie électrique est environ 4 DZD (€0,0401). Ce prix est le prix le plus bas devant les prix des autres pays, puisque il est soutenu par l'état, voire la figure 5.25. D'après cette figure, le prix le plus haut est celui du Danemark avec 0,3068 €/kWh, alors que la France et la Norvège située au milieu avec un prix de 0,1624 €/kWh [136,137]. Par contre, les pays exportateurs de gaz (Arabie Saoudite, Algérie, Egypte) ont un tarif d'électricité inférieur à 0,05 €/kWh, puisque ces pays soutiennent le prix de l'électricité. On note aussi que dans la majorité des pays, le prix du kWh pour la consommation résidentielle est supérieur à celui de la consommation industrielle.

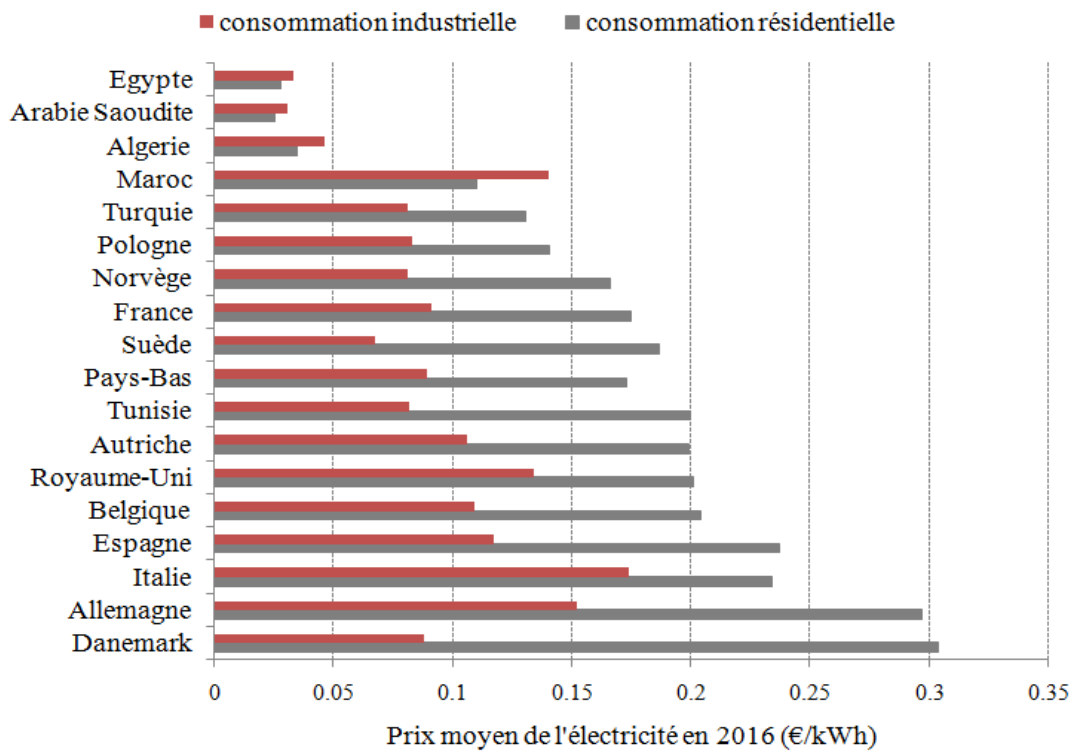


Figure 5.25 Prix de vendre de l'énergie électrique dans le monde

Le coût de l'énergie photovoltaïque injectée par les fermes agricoles dans le réseau pour notre région d'étude, est estimé à 0,06 €/kWh. Ce coût qui est supérieur au prix national de l'électricité (0,046 €/kWh en 2016), défavorise la production de l'énergie électrique à partir de l'énergie photovoltaïque dans les villes. Mais cette situation se changera dans l'avenir, vue l'augmentation progressive du kilowattheure de l'énergie électrique dans ces dernière années.

Dans le cadre d'encourager l'investissement dans les énergies renouvelables, l'état algérienne assure l'achat d'énergie renouvelable avec des prix décrit sur le tableau 1.2 [16]. Ces prix sont déterminés en fonction de la puissance nominale du système photovoltaïque et du nombre d'heures de fonctionnement par an (NHOA). Elles sont entre 9,44-20,08DZD (€0,08-0,17 en 2016).

Le nombre d'heures de fonctionnement par an (NHOA) pour la wilaya de Tlemcen est estimé à 1384 heures. Le NHOA estimé est supérieur au seuil posé par le décret du 23 April 2014 qui est 1275 [16]. D'où, la production de l'énergie photovoltaïque dans les fermes agricoles est rentable.

La production d'électricité en Algérie provient essentiellement de la centrale à gaz. D'après les travaux d'Akbi, la différence des émissions de CO₂ entre une centrale à gaz et une installation photovoltaïque est de 430 g CO₂éq/kWh [138]. Donc, nous pouvons

considérer que la production annuelle de l'énergie photovoltaïque, permettrait de baisser en moyen 8,8 tonne des émissions de CO₂éq/an par ferme.

5.4.3 Un soutien pour le secteur agricole

Les agriculteurs sont les plus anciens utilisateurs des énergies renouvelables (serres, moulins à eau ou à vent, bois énergie...). Leur association avec le développement photovoltaïque et éolienne constitue donc une évolution naturelle. L'installation des générateurs photovoltaïques dans les fermes laitières dans les régions de Tlemcen contribue à augmenter la production laitière d'environ 08%, voir §2.3. D'après M. Rezkallah Mohamed, le directeur des services agricoles (DSA), la wilaya de Tlemcen en 2013 dispose d'environ 1300 éleveurs [139], où le lait collecté est 58983830 Litres. Donc par l'optimisation de l'éclairage artificiel, la wilaya de Tlemcen peut gagnera environ 4,7 10⁶ litre/an.

5.5 Conclusion

D'après notre étude, l'installation des éoliennes dans la région de Tlemcen produira une énergie électrique avec un coût de 0,379 €/kWh. Ce coût est très élevé devant le coût de l'énergie photovoltaïque qui est 0,037 €/kWh. D'où l'utilisation des éoliennes dans notre région d'étude est inutile.

Par contre, le coût d'énergie photovoltaïque est 0,037 €/kWh. Un générateur photovoltaïque de 35,6 kWp dans notre région d'étude, produit environ 49,3MWh/an. Donc, le GPV peut couvrir la consommation d'électricité de la ferme laitière (27MWh/an). A l'aide de notre programme de simulation, nous avons estimé que la ferme injecte dans le réseau électrique 30,4 MWh/an et absorbe 6,4 MWh/an. D'où, un taux d'utilisation d'énergie PV de 71 % par la ferme.

Le coût d'énergie photovoltaïque injectée dans le réseau 0,06 €/kWh, est supérieur au prix national de l'électricité (0,046 €/kWh) en 2016. Malgré cette situation, la ferme laitière bénéficiera d'une marche de vendre de 4,9 DZD/kWh pendant 25 ans. Ce prix national de l'électricité défavorise la production de l'énergie électrique à partir de l'énergie photovoltaïque. Mais cette situation se changera dans l'avenir, vue l'augmentation progressive du kilowattheure de l'énergie électrique dans ces dernière années. On note aussi que l'installation des générateurs photovoltaïques dans les fermes agricoles permettrait d'économiser en moyen 23 t CO₂éq/an par ferme.

CONCLUSION GENERALE

La situation énergétique en Algérie est définie par une diminution continue du gaz produit après 2005 et la croissance de la demande de l'électricité. Cette demande est prévue pour être 97 et 124 TWh respectivement dans les années 2020 et 2030. Si cette situation énergétique continue va conduire le pays à une crise économique et sociale. Pour éviter une telle situation, l'état algérien a annoncé un programme visant le développement des énergies renouvelables en 2011.

Dans le but d'étudier l'impact énergétique de l'installation des systèmes hybrides PV/éolien raccordés au réseau électrique BT, nous avons focalisé notre étude sur les systèmes hybrides PV/éolien installés dans les fermes agricoles. Le secteur agricole est l'un des secteurs les plus prometteurs et novateurs grâce aux grandes toitures des bâtiments et des grandes terrains libres.

La modélisation des irradiances solaires, nous a permis de développer un programme computationnel en MATLAB. Ce programme simule le rayonnement solaire sous la condition du ciel clair sur une échelle de temps horaire pour tout emplacement compris entre latitude $[-60^\circ, +60^\circ]$. En plus, la connaissance statistique de l'indice de clarté journalière du ciel, permis au programme de générer d'une façon excellent l'irradiance solaire global (RMSE <10%). Ce qui signifie que ce modèle peut être utilisé dans des simulations de différents types de dispositifs d'énergie solaire et les différents angles d'inclinaison à l'horizontale.

D'autre part, la modélisation de la vitesse journalière du vent, nous a permis d'estimer la vitesse du vent avec un écart maximal de 1,6 m/s quelque soit la vitesse du vent. Cette estimation ne détermine pas exactement la puissance éolienne générée, puisqu'il est impossible de prévoir exactement la vitesse du vent, mais elle donne une appréciation sur l'énergie éolienne produite dans le site. Ainsi, une modélisation simple de l'éolienne, où le coefficient de puissance est considéré comme une constante, nous a permis d'estimer l'énergie moyenne journalière produite par l'éolienne.

Notre programme de simulation en MATLAB a la capacité d'estimer: l'irradiance solaire, l'énergie éolienne, la demande énergétique optimale de la ferme et le dimensionnement du générateur PV/Eolien. Après la simulation de l'installation d'un générateur PV/Eol dans la région de Tlemcen, l'énergie électrique demandée par une ferme laitière moyenne de 6 ha a été estimée de 27 MWh/an. L'installation d'un générateur photovoltaïque de puissance 35,6 kWp, produira une énergie photovoltaïque d'environ 49,3 MWh/an. Il est estimé aussi que les énergies injectée et achetée du réseau électrique

sont respectivement 30,4 et 5,4 MWh/an. Où, le taux d'utilisation d'énergie PV par la ferme laitière est de 71 %. Le coût de cette installation qui est estimé à €45500, ramena le coût de l'énergie photovoltaïque produite à 0,037 €/kWh. Le coût de l'énergie injectée dans le réseau est estimée d'environ 0,06 €/kWh, il est supérieur au prix national de l'électricité (0,038 €/kWh) en 2016. Malgré que ce coût est supérieur au prix national, il est estimé que la ferme laitière bénéficiera d'une marche de vendre de 4,9 DZD/kWh pendant 25 ans, grâce au prix d'achat de l'énergie PV fixé par l'état 0.. On note aussi que l'installation des générateurs photovoltaïques dans les fermes agricoles permettrait de baisser en moyen 23 tonne de CO₂eq/an par ferme. Par contre, l'installation des éoliennes dans la région de Tlemcen est déconseillée, puisque le coût de l'énergie produite par les éoliennes est estimé de 0,379 €/kWh.

Les travaux futurs qui pourraient être envisagés à partir des résultats obtenus de cette recherche sont :

- 1- L'étude numérique et expérimentale de la micro-météorologie des sites, notamment le vent, la température et l'indice de clarté du ciel.
- 2- L'étude de la stabilité des réseaux électriques BT raccordés aux systèmes photovoltaïques.
- 3- L'étude expérimentale d'un système PV raccordé au réseau électrique BT.

5. REFERENCES

- [1] Stambouli AB. Promotion of renewable energies in Algeria: Strategies and perspectives. *Renew Sustain Energy Rev* 2011;15:1169–81.
- [2] El Fadel M, Rachid G, El-Samra R, Bou Boutros G, Hashisho J. Emissions reduction and economic implications of renewable energy market penetration of power generation for residential consumption in the MENA region. *Energy Policy* 2013;52:618–27.
- [3] Ministère de l’Energie. Bilan énergétique national de l’année 2015 2016.
- [4] Ministère de l’Energie. Bilan énergétique national de l’année 2014 2015. http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Bilans_et_statistiques_du_secteur/Bilan_Energeti%0Aque_National/Bilan_Energetique_National_2014.pdf (accédé 20/04/2017).
- [5] Canicule, forte consommation et incidents sur les réseaux de distribution 2009. <http://www.sonelgaz.dz/?page=article&ida=164> (accédé 08/04/ 2017).
- [6] Monthly Energy Review - Energy Information Administration n.d. <http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/#summary> (accédé 27/05/2016).
- [7] Statistical Review of World Energy 2015 | Energy economics | BP Global n.d. <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (accédé 14/04/2016).
- [8] Population Reference Bureau n.d. <http://www.prb.org/> (accédé 24/05/2016).
- [9] Ministère de l’Energie. Bilan énergétique national de l’année 2011 2012. http://www.energy.gov.dz/fr/statistiques/Bilan_energetique_national_2011_edition_2012.pdf (accédé 20/04/2017).
- [10] Guseo R, Mortarino C, Darda MA. Homogeneous and heterogeneous diffusion models: Algerian natural gas production. *Technol Forecast Soc Change* 2015;90:366–78.
- [11] Söderbergh B, Jakobsson K, Aleklett K. European energy security: The future of Norwegian natural gas production. *Energy Policy* 2009;37:5037–55.
- [12] Hamiche AM, Stambouli AB, Flazi S. A review on the water and energy sectors in Algeria: Current forecasts, scenario and sustainability issues. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;41:261–76.
- [13] APRUE. La Situation Énergétique Régionale 2015:28. http://www.aprue.org.dz/documents/publication_energie_dans_les_zones-edition_2015.pdf (accédé 24/05/2016).
- [14] Journal 2004 ER n.d. <http://www.joradp.dz/FTP/jo-francais/2004/F2004052.pdf> (accédé 15/04/2016).
- [15] Journal 2011 n.d. <http://www.joradp.dz/FTP/jo-francais/2011/F2011071.pdf> (accédé 15/04/2016).
- [16] Journal 2014 ER. 23 April 2014. 2014. http://www.cder.dz/IMG/pdf/arrete_tarifs_achat_garantis_photovoltaique_eolien.pdf

f.

- [17] Observ'ER. Le Journal des Énergies renouvelables - Newsletter numéro 1 - article n.d. http://www.energies-renouvelables.org/articles/newsletter_26022014/electricite-renouvelable.asp (accédé May 28/05/2016).
- [18] 27_Centrales_de_pompage_turbinage_fr.pdf n.d. http://www.strom.ch/fileadmin/_migrated/content_uploads/27_Centrales_de_pompage_turbinage_fr.pdf (accédé 28/05/2016).
- [19] La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde n.d. <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Fr/sommaire.asp> (accédé 28/05/2016).
- [20] Chambre d'agriculture en Charente-Maritime. exploitation agricole n.d. <http://www.charente-maritime.chambagri.fr/lagriculture-en-charente-maritime/definition-de-lexploitation-agricole.html>.
- [21] Agriculture Terres utilisées par l'agriculture n.d.
- [22] Sonia MA. Le Château de la Comtesse, un édifice à patrimonialiser. Mémoire de magistère, Université Mouloud Mammeri De Tizi-Ouzou, 2016.
- [23] Chabaka mohamed nacer, Isbérie C, Messahel M. La politique de gestion de la ressource en eau d'irrigation face à l'aléa climatique, aux contraintes sociales et économiques. LA HOUILLE BLANCHE 2007:131–6.
- [24] Benniou R, Brinis L. Diversité des exploitations agricoles en région semi-aride algérienne. SECHERESSE 2006;17:399–406.
- [25] Paillat J, Aubry C, Medoc J. Une typologie des systèmes de gestion des effluents d'élevage dans les exploitations de l'île de la Réunion. Modélisation Des Flux Biomasse Des Transf Fertil 2003:19–20.
- [26] Lacasse P, Vinet CM, Petitclerc D. Effect of prepartum photoperiod and melatonin feeding on milk production and prolactin concentration in dairy heifers and cows. J Dairy Sci 2014;97:3589–98.
- [27] Mabeesh SJ, Sabastian C, Gal-Garber O, Shamay A. Effect of photoperiod and heat stress in the third trimester of gestation on milk production and circulating hormones in dairy goats. J Dairy Sci 2013;96:189–97.
- [28] European Food Safety Authority. Effects of farming systems on dairy cow welfare and disease. Annex to EFSA J 2009;1143:1–284.
- [29] Osorio D. VM. A review of the evolution of animal colour vision and visual communication signals. Vision Res 2008;48:2042–51.
- [30] Phillips CJC, Lomas CA. The Perception of Color by Cattle and its Influence on Behavior. J Dairy Sci 2001;84:807–13.
- [31] Behar F, Martinsons C, Viénot F, Zissis G, Barlier-Salsi A, Cesarini JP, et al. Light-emitting diodes (LED) for domestic lighting: any risks for the eye? Prog Retin Eye Res 2011;30:239–57.

- [32] Kim GH, Kim H Il, Paik S-S, Jung SW, Kang S, Kim I-B. Functional and morphological evaluation of blue light-emitting diode-induced retinal degeneration in mice. *Graefe's Arch Clin Exp Ophthalmol = Albr von Graefes Arch Für Klin Und Exp Ophthalmol* 2016;254:705–16.
- [33] Principi P, Fioretti R. A comparative life cycle assessment of luminaires for general lighting for the office – compact fluorescent (CFL) vs Light Emitting Diode (LED) – a case study. *J Clean Prod* 2014;83:96–107.
- [34] Lamps - Philips Lighting n.d.
http://www.lighting.philips.com/main/prof/lamps#pfpath=0-EP01_GR (accédé 16/04/2016).
- [35] Dimentonnement pompes n.d.
http://www.thermexcel.com/french/ressourc/mot_pump.htm (accédé 15/06/2016).
- [36] Jetly. Formation technique 1998:1–2. www.jetly.fr.
- [37] Bardi U, El Asmar T, Lavacchi A. Turning electricity into food: the role of renewable energy in the future of agriculture. *J Clean Prod* 2013;53:224–31.
- [38] Carroquino J, Dufo-López R, Bernal-Agustín JL. Sizing of off-grid renewable energy systems for drip irrigation in Mediterranean crops. *Renew Energy* 2015;76:566–74.
- [39] Gopal C, Mohanraj M, Chandramohan P, Chandrasekar P. Renewable energy source water pumping systems—A literature review. *Renew Sustain Energy Rev* 2013;25:351–70.
- [40] Gil, H. A., Joos G. Models for quantifying the economic benefits of distributed generation. *IEEE Trans Power Syst* 2008;23:327–35.
- [41] Bhattacharyya SC. Review of alternative methodologies for analysing off-grid electricity supply. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16:677–94.
- [42] Lau KY, Yousof MFM, Arshad SNM, Anwari M, Yatim AHM. Performance analysis of hybrid photovoltaic/diesel energy system under Malaysian conditions. *Energy* 2010;35:3245–55.
- [43] Rahman MM, Hasanuzzaman M, Rahim NA. Effects of various parameters on PV-module power and efficiency. *Energy Convers Manag* 2015;103:348–58.
- [44] Sen R, Bhattacharyya SC. Off-grid electricity generation with renewable energy technologies in India: An application of HOMER. *Renew Energy* 2014;62:388–98.
- [45] Bouzid AM, Guerrero JM, Cheriti A, Bouhamida M, Sicard P, Benghanem M. A survey on control of electric power distributed generation systems for microgrid applications. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;44:751–66.
- [46] Eltigani D, Masri S. Challenges of integrating renewable energy sources to smart grids: A review. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;52:770–80.
- [47] Nacer T, Hamidat A, Nadjemi O, Bey M. Feasibility study of grid connected photovoltaic system in family farms for electricity generation in rural areas. *Renew Energy* 2016;96:305–18.

- [48] Arous SA, Araar H, Driouech N, Bilali HEL, Belsanti V, Sisto L. Algerian agric.pdf 2013;1343–9.
- [49] Jung J, Onen A, Russell K, Broadwater RP. Local steady-state and quasi steady-state impact studies of high photovoltaic generation penetration in power distribution circuits. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;43:569–83.
- [50] Maammour H, Hamidat A, Loukarfi L. Energy intake of a PV system from grid-connected agricultural farm in Chlef (Algeria). *Energy Procedia* 2013;36:1202–11.
- [51] Mouheb M, Hamidat A, Loukarfi L. Impact of PV Compensation in Improving the Voltage Drop in Electrical Networks LV. *Energy Procedia* 2012;18:751–61.
- [52] Nacer T, Hamidat A, Nadjemi O. A comprehensive method to assess the feasibility of renewable energy on Algerian dairy farms. *J Clean Prod* 2015;112:3631–42.
- [53] Malardel S. Fondamentaux de météorologie : à l'école du temps. In: Cépaduès, editor. Livre, 2005, p. 7, 10.
- [54] Langlais M. Design de réseaux apériodiques et des interactions électromagnétiques coopératives dans des structures plasmoniques : application à la conception d'absorbeurs pour le solaire concentré. Thèse de PhD, Institut d'Optique Graduate School, Laboratoire Charles Fabry, 2014.
- [55] Lodhi MAK. a Hybrid System of Solar Photovoltaic , Hydrogen : a Future Trend Thermal. *Energy* 1995;20:471–84.
- [56] Henri CP. Héliothermique : le gisement solaire, méthodes et calculs. Saubens : Groupe de recherche et d'édition; 2002.
- [57] Santos-Martin D, Lemon S. SoL - A PV generation model for grid integration analysis in distribution networks. *Sol Energy* 2015;120:549–64.
- [58] Page J. The Role of Solar-Radiation Climatology in the Design of Photovoltaic Systems. Elsevier Ltd; 2012.
- [59] Sproul AB. Derivation of the solar geometric relationships using vector analysis. *Renew Energy* 2007;32:1187–205.
- [60] Duffie J a., Beckman W a., Worek WM. *Solar Engineering of Thermal Processes*, 3rd ed. *J Sol Energy Eng* 2003;116:67.
- [61] Li H, Lian Y, Wang X, Ma W, Zhao L. Solar constant values for estimating solar radiation. *Energy* 2011;36:1785–9.
- [62] terre n.d. <http://robert.delclos.pagesperso-orange.fr/terre.htm> (accédé 22/05/2016).
- [63] Chabane F, Moumami N. Génie Mécanique Modélisation des paramètres de la conversion thermique de l'énergie solaire. Doctorat en sciences, Université Mohamed Khider – Biskra Faculté, 2015.
- [64] Hamdani M, Benouaz T. Choix de l'Orientation et des Matériaux de Construction en Vue d'Améliorer les Performances Thermiques des Bâtiments. Doctorat en sciences, Université de Tlemcen, 2016.
- [65] Ioannou AK, Stefanakis NE, Boudouvis AG. Design optimization of residential grid-connected photovoltaics on rooftops. *Energy Build* 2014;76:588–96.

- [66] Meharrar K, Bachari NEI. Modelling of radiative transfer of natural surfaces in the solar radiation spectrum: development of a satellite data simulator (SDDS). *Int J Remote Sens* 2014;35:1199–216.
- [67] Engerer NA, Mills FP. Validating nine clear sky radiation models in Australia. *Sol Energy* 2015;120:9–24.
- [68] El Mghouchi Y, El Bouardi A, Choulli Z, Ajzoul T. Models for obtaining the daily direct, diffuse and global solar radiations. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;56:87–99.
- [69] Lee SC. Operation analysis of a photovoltaic lighting system with battery and heater. *Sol Energy* 2011;85:2144–53.
- [70] Amine B sidi M el. Modélisation du Compotrement thermique de quelques dispositifs solaires. *Sol Energy* 2009.
- [71] Diabaté L, Remund J, Wald L. Linke turbidity factors for several sites in Africa. *Sol Energy* 2003;75:111–9.
- [72] Bouchouicha K, Razagui A, El N, Bachari I, Aoun N. Estimation of Hourly Global Solar Radiation Using MSG-HRV images. *Int J Appl Environ Sci* 2016;11:351–68.
- [73] Cano D, Monget JM. A Method for the Determination of the global solar radiation from meteorological satellite data. *Sol Energy* 186AD;37:31–9.
- [74] Ineichen P, Perez R. Derivation of cloud index from geostationary satellites and application to the production of solar irradiance and daylight illuminance data. *Theor Appl Climatol* 1999;64:119–30.
- [75] Rigollier C, Lefèvre M, Wald L. The method Heliosat-2 for deriving shortwave solar radiation from satellite images. *Sol Energy* 2004;77:159–69.
- [76] Oumbe A, Blanc P, Ranchin T, Homscheidt MS, Wald L. A new method for estimating solar energy resource. *Publ by Jt Res Center, Ispra, USBKey* 2009:paper 773.
- [77] Carte satellite des nuages dans le monde n.d. <http://www.carte-du-monde.net/cartes/carte-climat-monde/carte-nuage-satellite-monde.jpg> (accédé 19/06/2016).
- [78] Rigollier C, Lefèvre M, Blanc P, Wald L. The Operational Calibration of Images Taken in the Visible Channel of the Meteosat Series of Satellites. *J Atmos Ocean Technol* 2002;19:1285–93.
- [79] Zhang X. A statistical approach for sub-hourly solar radiation reconstruction. *Renew Energy* 2014;71:307–14.
- [80] Baeza O. Behar, A. Khellaf, and K. Mohammedi, “Comparison of solar radiation models and their validation under Algerian climate - The case of direct irradiance,” *Energy Convers. Manag.* 2015 ;98: 236–251.
- [81] frank kreith. *Principles of Sustainable Energy*. 2011.
- [82] Liu BYH, Jordan RC. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Sol Energy* 1960;4:1–19.

- [83] Laslett D, Creagh C, Jennings P. A method for generating synthetic hourly solar radiation data for any location in the south west of Western Australia, in a world wide web page. *Renew Energy* 2014;68:87–102.
- [84] Gates DM. *Biophysical Ecology*. vol. 70. New York, NY: Springer New York; 1980.
- [85] Vernay C, Pitaval S, Blanc P. Review of Satellite-based Surface Solar Irradiation Databases for the Engineering, the Financing and the Operating of Photovoltaic Systems. *Energy Procedia* 2014;57:1383–91.
- [86] Hove T, Manyumbu E. Estimates of the Linke turbidity factor over Zimbabwe using ground-measured clear-sky global solar radiation and sunshine records based on a modified ESRA clear-sky model approach. *Renew Energy* 2013;52:190–6.
- [87] Alonso-Montesinos J, Batlles FJ, Bosch JL. Beam, diffuse and global solar irradiance estimation with satellite imagery. *Energy Convers Manag* 2015;105:1205–12.
- [88] Das A, Paul SK. Artificial illumination during daytime in residential buildings: Factors, energy implications and future predictions. *Appl Energy* 2015;158:65–85.
- [89] Muneer T, Younes S, Munawwar S. Discourses on solar radiation modeling. *Renew Sustain Energy Rev* 2007;11:551–602.
- [90] Luo W, Taylor MC, Parker SR. A comparison of spatial interpolation methods to estimate continuous wind speed surfaces using irregularly distributed data from England and Wales. *Int J Climatol* 2008;28:947–59.
- [91] Shamshirband S, Keivani A, Mohammadi K, Lee M, Ha S, Hamid A, et al. Assessing the proficiency of adaptive neuro-fuzzy system to estimate wind power density : Case study of Aligoodarz , Iran. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;59:429–35.
- [92] Zhipeng Qu. *La nouvelle méthode Heliosat-4 pour l'évaluation du rayonnement solaire*. Thèse doctorat, École nationale supérieure des mines de Paris, 2014.
- [93] ATMOSPHERIC SCIENCE DATA CENTER. Surface meteorology and Solar Energy n.d. <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/> (accédé 02/02/ 2016).
- [94] Australie. Weather Data temporarily unavailable n.d. http://www.bom.gov.au/jsp/ncc/cdio/weatherData/av?p_nccObsCode=193&p_display_type=dailyDataFile&p_startYear=2012&p_c=-859743&p_stn_num=002056.
- [95] Razagui A, Bachari NI, Bouchouicha K, Hadj Arab A. Modeling the Global Solar Radiation Under Cloudy Sky Using Meteosat Second Generation High Resolution Visible Raw Data. *J Indian Soc Remote Sens* 2016:1–8.
- [96] Boutelhig A, Hadj Arab A, Hanini S. New approach to exploit optimally the PV array output energy by maximizing the discharge rate of a directly-coupled photovoltaic water pumping system (DC/PVPS). *Energy Convers Manag* 2016;111:375–90.
- [97] Dabou R, Bouchafaa F, Arab AH, Bouraiou A, Draou MD, Ne??aibia A, et al. Monitoring and performance analysis of grid connected photovoltaic under different climatic conditions in south Algeria. *Energy Convers Manag* 2016;130:200–6.

- [98] Gergaud O, Mod OG. Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur. École Normale Supérieure de Cachan, 2002.
- [99] Paredes S, Garcia-heller V. Forecast study of the supply curve of solar and wind technologies in Argentina, Brazil, Chile and Mexico. *Renew Energy* 2016;93:168-79.
- [100] Meier J, Flückiger R, Keppner H, Shah A. Complete microcrystalline p-i-n solar cell—Crystalline or amorphous cell behavior? *Appl Phys Lett* 1994;65:860.
- [101] Zhao J, Wang A, Green MA, Ferrazza F. 19.8% efficient “honeycomb” textured multicrystalline and 24.4% monocrystalline silicon solar cells. *Appl Phys Lett* 1998;73:1991.
- [102] Quaschnig V. Numerical Simulation of current-voltage Characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells. *Sol Energy* 1996;56:513–20.
- [103] Dumbs C, Neirac F. Développement d'outils pour l'analyse des systèmes hybrides photovoltaïque. Thèse de Doctorat, Ecole nationale supérieure des mines de Paris FRANCE, n.d.
- [104] Evans, D. L. Simplified method for predicting photovoltaic array Output. *Sol Energy* 1981;26:555–60.
- [105] Agrawal B, Tiwari GN. Life cycle cost assessment of building integrated photovoltaic thermal (BIPVT) systems. *Energy Build* 2010;42:1472–81.
- [106] Skoplaki E, Palyvos JA. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. *Renew Energy* 2009;34:23–9.
- [107] Khatib T, Mohamed A, Sopian K, Mahmoud M. Optimal sizing of building integrated hybrid PV/diesel generator system for zero load rejection for Malaysia. *Energy Build* 2011;43:3430–5.
- [108] Vighetti T. Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion. Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, 2010.
- [109] Brecl K, Topič M. Self-shading losses of fixed free-standing PV arrays. *Renew Energy* 2011;36:3211–6.
- [110] Ibrahim HEA, Ibrahim M. Comparison Between Fuzzy and P&O Control for MPPT for Photovoltaic System Using Boost Converter 2012;2:1–12.
- [111] Chel A, Tiwari GN, Chandra A. Simplified method of sizing and life cycle cost assessment of building integrated photovoltaic system. *Energy Build* 2009;41:1172–80.
- [112] SECO. Estimating PV System Size and Cost. State Energy Conserv Off Austin, Texas, n.d.;Fact Sheet:1–4.
- [113] Janghorban Esfahani I, Yoo C. An optimization algorithm-based pinch analysis and GA for an off-grid batteryless photovoltaic-powered reverse osmosis desalination system. *Renew Energy* 2016;91:233–48.

- [114] Khraiwish Dalabeeh AS. Techno-economic analysis of wind power generation for selected locations in Jordan. *Renew Energy* 2017;101:1369–78.
- [115] Li C, Ge X, Zheng Y, Xu C, Ren Y, Song C, et al. Techno-economic feasibility study of autonomous hybrid wind/PV/battery power system for a household in Urumqi, China. *Energy* 2013;55:263–72.
- [116] Holton JR. *Introduction to dynamic meteorology*. Acad Press USA 1972:320.
- [117] Bukala J, Damaziak K, Kroszczyński K, Krzeszowiec M. Journal of Wind Engineering Investigation of parameters influencing the efficiency of small wind turbines. *J Wind Eng Ind Aerodyn* 2015;146:29–38.
- [118] Carrasco-díaz M, Rivas D, Orozco-contreras M, Meteorología I De, Habana C. An assessment of wind power potential along the coast of Tamaulipas, northeastern Mexico. *Renew Energy* 2015;78:295–305.
- [119] Bassam M, Ticha BEN, Donn UDE, Satellitaires ES, La P, Du C, et al. Mohamed Bassam BEN TICHA 2007.
- [120] Justus CG, Hargraves WR, Mikhail A, Graber D. Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions. *J Appl Meteorol* 1978;17:350–3.
- [121] A. Abdelli, “Optimisation multicritère d’une chaîne éolienne passive,” Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique De Toulouse, 2007.
- [122] Windenergie-Daten der Schweiz n.d. <http://wind-data.ch/tools/profile.php?lng=fr>.
- [123] France M. Climat de Tlemcen et l’Algérie 2000. <http://www.infoclimat.fr/climatologie/annee/2015/tlemcen-zenata/valeurs/60531.html>.
- [124] BEY M. Modilisation d’une chaîne de conversion éolienne. Thèse de Magistère, Université de Tlemcen, 2015.
- [125] Carlin PW, Laxson AS, Muljadi EB. *The history and State of the Art of Variable-Speed Wind Turbine Technology*. 2001.
- [126] Mirecki a. Etude comparative de chaînes de conversion d’énergie dédiées à une éolienne de petite puissance. Thèse de Doctorat, Institut national polytechnique de Toulouse, 2005.
- [127] Bey M, Hamidat A, Benyoucef B, Nacer T. Viability study of the use of grid connected photovoltaic system in agriculture: Case of Algerian dairy farms. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;63:333–45.
- [128] Russo VM, Cameron AWN, Dunshea FR, Tilbrook AJ, Leury BJ. Artificially extending photoperiod improves milk yield in dairy goats and is most effective in late lactation. *Small Rumin Res* 2013;113:179–86.
- [129] Connolly D, Lund H, Mathiesen BV, Leahy M. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Appl Energy* 2010;87:1059–82.
- [130] Kaundinya DP, Balachandra P, Ravindranath NH. Grid-connected versus stand-alone energy systems for decentralized power—A review of literature. *Renew*

Sustain Energy Rev 2009;13:2041–50.

- [131] Bensaoula F, Derni I, Adjim M. TRENTE ANNEES DE PROSPECTION ET DE MOBILISATION DES RESSOURCES EN EAU SOUTERRAINE , PAR FORAGES , 2012:91–9.
- [132] ALgerian PV Company | ALPV90-125M-36 | Fiche Technique Panneau Solaire | Annuaire Panneau ENF n.d. <http://fr.ensolar.com/pv/panel-datasheet/Monocrystalline/12755?> (accédé 21/04/2016).
- [133] SOLARIS-STORE. Onduleur réseau & micro-onduleur solaire SMA pour installation PV. - SOLARIS-STORE n.d. <https://www.solaris-store.com/104-onduleur-reseau> (accédé 16/01/ 2017).
- [134] Bilan de la Société de distribution de l'électricité et du gaz de l'ouest (SDO). 10/07/2015 n.d. <http://www.algeriesite.com/fr/news-d-algerie/96453-investissement.php>.
- [135] Tlemcen : Un potentiel à valoriser n.d. <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:aeNmSjmrblMJ:www.elmoudjahid.com/fr/actualites/86843+&cd=1&hl=fr&ct=clnk&gl=dz>.
- [136] Site web officiel de l'ONEE - Branche Electricité n.d. <http://www.one.org.ma/FR/pages/interne.asp?esp=1&id1=3&id2=113&t2=1>.
- [137] Half-yearly electricity and gas prices, second half of year, 2012–14 (EUR per kWh) YB15-fr.png - Statistics Explained n.d. [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Half-yearly_electricity_and_gas_prices,_second_half_of_year,_2012–14_\(EUR_per_kWh\)_YB15-fr.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Half-yearly_electricity_and_gas_prices,_second_half_of_year,_2012–14_(EUR_per_kWh)_YB15-fr.png).
- [138] Akbi A, Yassaa N, Boudjema R, Aliouat B. A new method for cost of renewable energy production in Algeria: Integrate all benefits drawn from fossil fuel savings. Renew Sustain Energy Rev 2016;56:1150–7.
- [139] LEYOU BF, BOUGUETAIB H. Evaluation de la qualité de lait de vache à partir de la qualité physico-chimique de l'eau d'abreuvement. Projet de fin d'Etudes, Université de Tlemcen, 2014.

Annexe:

Viability study of the use of grid connected photovoltaic system in agriculture: Case of Algerian dairy farms

L'article présenté dans cette annexe a été publié dans le journal international à comité de lecture " Renewable and Sustainable Energy Reviews " et sa référence bibliographique est la suivante :

Bey M, Hamidat A, Benyoucef B, Nacer T. Viability study of the use of grid connected photovoltaic system in agriculture: Case of Algerian dairy farms. Renew Sustain Energy Rev 2016;63:333–45.

Resumé:

Pour faire face à la hausse de la demande d'électricité et à la diminution du gaz produit, l'état algérienne prévoit l'installation de 22 GW d'énergies renouvelables d'ici 2030 et assure l'achat de l'électricité produite. L'énergie photovoltaïque sera la première énergie avec 13,5 GW. Dans cet article, les performances des systèmes photovoltaïques destinés à alimenter la ferme laitière et le réseau en milieu rural, ont été étudiées. La méthodologie est basée sur l'irrigation et l'optimisation de l'éclairage. De ce fait, la qualité de l'éclairage (150-250 lx) dans les bâtiments d'élevage, a un impact direct sur la production de lait. Le système est optimisé par un programme de calcul utilisant le rayonnement solaire global et le profil de consommation d'électricité de la ferme laitière. Un programme de calcul est développé pour optimiser la pompe, le nombre de lampes, la surface photovoltaïque et le coût d'investissement. Après l'optimisation, la ferme devient une source complémentaire d'électricité photovoltaïque 34 MWh/an. L'énergie consommée par le réseau diminue de 67%, l'énergie injectée est estimée à 30,9 MWh/an, la quantité de lait produit augmente de 8% et l'émission de CO₂ diminue de 68%. Par conséquent, la ferme laitière devient un producteur d'électricité au lieu d'un consommateur d'électricité avec moins de dommages environnementaux.