

UNIVERSITE DE BLIDA1

Faculté de Technologie
Département de Mécanique

THESE DE DOCTORAT

Spécialité : Mécanique
Option : Energétique

**CONTRIBUTION A L'ANALYSE D'UN SYSTEME
PHOTOVOLTAIQUE AUTONOME EN MILIEU
SAHARIEN**

Par

Omar KEBOUR

Devant le jury composé de

B. BOUMEDANE	Professeur	USD BLIDA1	Président
A. HADJ ARAB	Directeur de recherche	CDER	Rapporteur
A. HAMID	Professeur	USD BLIDA1	Co-Rapporteur
A. HAMIDAT	Directeur de recherche	CDER	Examineur
M. LOUNIS	Professeur	U Khemis Meliana	Examineur

Blida 2018

RESUME

L'électrification de la population rurale a toujours été une décision stratégique pour les pays avec un potentiel élevé en termes d'énergie solaire. Cependant, différentes technologies énergétiques renouvelables et durables peuvent être adoptées pour l'électrification, y compris le système photovoltaïque, diesel ou hybride (photovoltaïque - diesel). Le choix entre ces options dépend exclusivement de nombreux facteurs, y compris la fiabilité et le coût associés à ces technologies.

Cette étude vise à examiner la fiabilité de l'électrification des zones rurales en utilisant un système photovoltaïque (PV) autonome dans un environnement du Sahara (désert algérien). Afin d'évaluer les performances électriques du système PV, une expérience est installée dans le village de Fadnoun, situé à 2100 km au sud d'Alger (capitale algérienne). L'expérience se déroule pendant un an et la fiabilité du système ainsi que la manière dont cette électrification influence la consommation d'énergie des villageois sont évaluées. Il convient de noter que c'est la première étude expérimentale de ce genre qui a été menée en Algérie.

De plus, une analyse technico-économique a été réalisée en tenant compte de nombreux paramètres, tels que le coût, la puissance nominale, l'irradiation solaire et la tension. Les résultats de cette étude peuvent servir de référence pour évaluer la performance des technologies d'énergie renouvelable dans d'autres zones rurales et prendre une décision éclairée sur la technologie la plus appropriée pour l'électrification des zones rurales.

ABSTRACT

Electrification of rural population has been always a strategic decision for the counties with high potential in terms of solar energy. However, different renewable and sustainable energy technologies can be adopted for electrification including photovoltaic system, diesel or hybrid system (photovoltaic - diesel). However, the choice between these options is exclusively dependent on many factors including the reliability and the cost associated with these technologies.

This study aims to examine the reliability of the electrification of rural areas using a standalone photovoltaic (PV) system in a Sahara environment (Algerian desert). In order to assess the electrical performance of the PV, an experiment is set up in the village of Fadnoun, which is located in 2100 km south of Algiers (Algerian capital). The experiment is carried out for one year and the reliability of the system together with the way in which this electrification influence the energy consumption the villagers are assessed. It should be noted that this is the first experimental study of this kind that has been carried out in Algeria.

In addition, a technical-economic analysis was conducted by taking into account many parameters including cost, nominal power, solar radiation, and low voltage length. The outcomes of this study can be used as a benchmark to assess the performance of renewable energy technologies in other rural areas and make an informed decision about the most appropriate technology for electrification in rural areas.

ملخص

يعد مشروع كهربية الريف قرارا استراتيجيا خاصة في المناطق ذات الطاقة الشمسية المرتفعة والتي تعتبر اهم مصادر الطاقة المتجددة المستدامة والتي يمكن استغلالها بتكنولوجيات مختلفة بما في ذلك النظام الفولتا ضوئي، الديزل والنظام لهجين (فولتا ضوئي، ديزل).
اعتماد تكنولوجيا من التكنولوجيات السابقة متعلق بعدة عوامل والتي من بينها التكلفة ومدى جدوى وفاعلية هذه الأنظمة.

تهدف هذه الدراسة إلى دراسة جدوى ملاءمة كهربية المناطق الريفية باستخدام النظام الفولتا ضوئي المستقل في بيئة صحراوية وبالتحديد في الصحراء الجزائرية. من أجل تقييم الأداء الكهربائي للنظام الفولتا ضوئي قمنا باختبارات ميدانية في قرية فدنون والتي تقع على بعد 2100 كلم جنوب العاصمة الجزائرية. دامت هذه التجربة سنة كاملة تم خلالها تقييم مدى جدوى وفاعلية هذا النظام وكذلك القدرة الاستهلاكية للطاقة من طرف القرويين.
كما تجدر الإشارة بالذكر انها اول دراسة ميدانية من هذا النوع في الجزائر. كما قمنا كذلك بتحليل تقني اقتصادي، أخذنا بعين الاعتبار عدة عوامل أهمها التكلفة، الطاقة المرجعية، والإشعاع الشمسي، التوتر المنخفض... الخ.

ان نتائج هذه الدراسة يمكن استخدامها كمرجع لتقييم مدى فاعلية وأداء تكنولوجيات الطاقة المتجددة أخرى لاتخاذ قرار واضح وصائب لكهربية المناطق الريفية.

DEDICACES

- *A la mémoire de mon père, avec qui, j'ai fait un serment pour arriver jusqu'au bout de ce projet, que Dieu vous accueille dans son vaste paradis.*
- *A ma chère mère,*
- *A mon épouse, mes enfants, Billel-Amine, Chourouk, Mohamed, et Yacine.*
- *A mes frères et sœurs sans exception.*
- *A mes beaux frères et belles sœurs sans exception.*
- *Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

REMECIEMENTS

Au terme de ce travail, le moment est venu, pour remercier ceux et celles qui m'ont aidé et soutenu dans la réalisation de cette thèse,

Mes premières pensées vont bien entendu au Directeur de Recherche Amar HADJARAB qui m'a ouvert les laboratoires du Centre de Développement des Energies Renouvelables « CDER », Bouzaréah - Alger et a accepté de diriger cette thèse et d'engager ses connaissances à ma disposition.

En particulier, je remercie Abdelkader HAMID, Maître de conférences A, à l'Université de BLIDA1, qui a accepté de co-diriger cette thèse.

Par ailleurs, je voudrais vivement remercier le professeur Boussaad BOUMEDDANE de l'Université de BLIDA1 pour avoir accepté de présider le jury, Ainsi qu'au Directeur de recherche au CDER Abderahmane HAMIDAT, et LOUNIS Maître de conférences A, à l'université de KHEMIS MELIANA pour avoir accepté d'examiner la thèse.

Dr. Said OULD AMROUCHE, Kamel ABDELADIM, et Billel TAGHEZOUIT du CDER à qui j'exprime toute ma gratitude du fait qu'ils ont déployé leurs disponibilités et connaissances au service de ce travail.

Mes remerciements vont également, pour mon ami Youcef GRITLI, pour son appui scientifique tout le long de ce travail de recherche.

Un remerciement très particulier à ma maman, mes frères et sœurs, particulièrement Malia, et Djamila, 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 chère 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

RESUME	
DEDICACES	
REMERCIEMENTS	
TABLE DES MATIERES	
LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX	
LISTE DES SYMBOLES	
INTRODUCTION GENERALE	15
Chapitre 1 : Stratégie de la transition énergétique et le potentiel solaire en Algérie	20
1. <u>Coordonnées géographiques terrestres :</u>	25
1.1. <u>Latitude :</u>	25
1.2. <u>Longitude :</u>	25
1.3. <u>Altitude :</u>	25
2. <u>Position du soleil :</u>	25
2.1. <u>Coordonnées horaires :</u>	25
2.1.1. <u>Déclinaison du soleil :</u>	25
2.1.2. <u>Angle horaire du soleil :</u>	26
2.2. <u>Coordonnées horizontales :</u>	27
2.2.1. <u>Hauteur du soleil :</u>	28
2.2.2. <u>Azimut du soleil</u>	28
2.2.3. <u>Angle zénithal</u>	28
3. <u>Notions sur l'irradiation solaire</u>	29
3.1. <u>Irradiation solaire</u>	30
3.1.1. <u>Irradiation solaire extraterrestre :</u>	30
3.1.2. <u>Irradiation solaire en atmosphère terrestre :</u>	30
3.1.2.1. <u>Indice de clarté</u>	31
3.1.2.2. <u>Durée d'insolation:</u>	32
3.1.3. <u>Energie solaire photovoltaïque et son effet :</u>	32
3.1.4. <u>Conclusion</u>	33
Chapitre 2 : Modélisations des systèmes électriques	34
<u>Introduction</u>	34
2. <u>Modélisation du système électrique photovoltaïque :</u>	34
2.1. <u>Irradiation solaire:</u>	34
2.1.1. <u>Estimation des composantes d'irradiation horizontale directe et diffuse:</u>	35
2.1.2. <u>Modèle Frutos</u>	35
2.1.3. <u>Erreurs d'estimation</u>	35
2.1.4. <u>Irradiation sur une surface inclinée</u>	36
2.1.5. <u>Irradiation directe</u>	36
2.1.6. <u>Irradiation diffuse, modèle Hay et McKay</u>	36
2.1.7. <u>Irradiation réfléchie</u>	36

2.2.	<u>Modèle du générateur photovoltaïque :</u>	37
2.2.1.	<u>Calcul d'erreur :</u>	39
2.2.2.	<u>Corrections à d'autres conditions de température et d'éclairement :</u>	40
2.2.3.	<u>Modèle de la température de la cellule</u>	41
2.3.	<u>Modélisation du système électrique conventionnel</u>	41
2.3.1.	<u>Modèle de l'alternateur</u>	42
2.3.2.	<u>Modèle de la ligne de transport :</u>	42
2.3.3.	<u>Modèles des nœuds du réseau :</u>	43
2.3.4.	<u>Modèle du transformateur :</u>	43
2.3.5.	<u>Equipements de compensation de l'énergie réactive :</u>	44
2.3.6.	<u>Modélisation des charges :</u>	45
2.3.7.	<u>Système de Transmission Flexible en Courant Alternatif (FACTS) :</u>	46
2.3.7.1.	<u>Définitions et généralités</u>	47
2.3.7.2.	<u>Rôle des dispositifs FACTS :</u>	48
2.3.7.3.	<u>Types des dispositifs FACTS</u>	49
	<u>2.3.7.3.1. Compensateurs Parallèles</u>	49
	<u>2.3.7.3.2. Compensateur statique de puissance réactive (SVC)</u>	50
2.3.8.	<u>Etude paramétrique de la stabilité de tension</u>	50
2.3.8.1.	<u>Système test</u>	50
2.3.8.2.	<u>Courbe d'effondrement de tension</u>	51
2.3.8.3.	<u>Analyses et interprétations</u>	53
2.3.8.4.	<u>Influence des composants du réseau sur la stabilité de tension</u>	54
2.3.8.5.	<u>Réseau d'application :</u>	54
2.3.8.6.	<u>Influence du facteur de puissance</u>	55
2.3.8.7.	<u>Influence du SVC</u>	56
2.3.8.8.	<u>Influence de la nature de charge</u>	57
	2.3.8.8.1. <u>Modèle à puissance constante :</u>	58
	2.3.8.8.2. <u>Modèle à courant constant :</u>	58
	2.3.8.8.3. <u>Modèle à admittance constante :</u>	58
	2.3.8.8.4. <u>Conclusion</u>	60
2.4.	<u>Modélisation du système du générateur Diesel</u>	61
2.4.1.	<u>Différentes dynamiques à modéliser</u>	61
2.4.2.	<u>La mécanique du générateur Diesel.</u>	62
2.4.3.	<u>Le régulateur proportionnel, intégral et dérivé (PID).</u>	63
2.4.4.	<u>Choix du modèle du générateur Diesel</u>	64
2.4.5.	<u>Simulation de la dynamique du générateur Diesel</u>	65
2.4.6.	<u>Le Comportement dynamique du modèle sans régulateur</u>	66
2.4.7.	<u>Le comportement dynamique lors d'une perturbation</u>	67
2.5.	<u>Calcul du coût de production d'électricité</u>	

2.5.1. <u>Sélection de la solution optimale</u>	69
2.5.2. <u>Solution d'énergie solaire photovoltaïque</u>	69
2.5.3. <u>Solution électrique diesel</u>	70
Chapitre 3 : Description des systèmes électriques	71
3.1. <u>Description du village</u>	71
3.2. <u>Description du Système d'acquisition des données</u>	75
3.2.1. <u>Fonctionnalités du compteur SAGEM</u>	75
3.2.2. <u>Courbe de charge et son importance.</u>	76
3.3. <u>Bilan énergétique du village.</u>	77
3.4. <u>Activité touristique</u>	78
3.5. <u>Villages solaires photovoltaïques mis en service</u>	79
3.6. <u>Description du système photovoltaïque</u>	79
3.6.1. <u>Champ photovoltaïque.</u>	80
3.6.1.1. <u>Règles d'installation des champs de panneaux.</u>	81
3.6.2. <u>Stockage de l'énergie.</u>	82
3.6.2.1. <u>Principe de fonctionnement d'une batterie.</u>	83
3.6.2.2. <u>La capacité d'une batterie.</u>	83
3.6.3. <u>Système de régulation.</u>	84
3.6.4. <u>Convertisseur Continu/Alternatif.</u>	
3.6.4.1. <u>Puissance nominale.</u>	85
3.6.4.2. <u>Rendement.</u>	85
3.6.4.3. <u>Consommation à vide.</u>	86
3.6.5. <u>Charge.</u>	86
3.7. <u>Description des systèmes électriques conventionnels.</u>	86
3.7.1. <u>Système de raccordement électrique à partir du réseau.</u>	88
3.7.1.1. <u>Le réseau de transport THT.</u>	89
3.7.1.2. <u>Le choix de la tension</u>	91
3.7.1.3. <u>Les réseaux de répartition et de distribution.</u>	92
3.7.1.3.1. <u>Réseaux en double dérivation</u>	92
3.7.1.3.2. <u>Réseaux en coupure d'artère</u>	92
3.7.1.4. <u>Les réseaux de livraison basse tension « BT ».</u>	93
3.8. <u>Description du système électrique Diesel.</u>	93
3.8.1. <u>Composition du générateur Diesel.</u>	93
3.8.2. <u>Fonctionnement du générateur Diesel.</u>	94
3.8.3. <u>Critères de définition du groupe électrogène.</u>	95
Chapitre 4 : Dimensionnement des systèmes électriques	97
4. <u>Méthodologie de dimensionnement</u>	97
4.1. <u>Dimensionnement du système photovoltaïque</u>	98
4.1.1. <u>Estimation de la consommation</u>	98
4.1.2. <u>Calcul et choix des éléments du générateur</u>	99
4.1.2.1. <u>Calcul du nombre de module photovoltaïque</u>	100
4.1.2.2. <u>Dimensionnement du système de stockage</u>	102

4.1.3. <u>Dimensionnement des câbles</u>	
4.1.3.1. <u>Calcul de la section du câble entre les panneaux et le boîtier de raccordement.</u>	105
4.1.3.2. <u>Calcul du courant de sortie panneau à sa puissance nominale.</u>	105
4.2. <u>Dimensionnement du système électrique conventionnel</u>	106
4.3. <u>Dimensionnement du système électrique Diesel.</u>	109
4.3.1. <u>Alimentation de charges non linéaires</u>	112
4.3.2. <u>Impédance subtransitoire directe de l'alternateur</u>	113
4.4. <u>Méthode de calcul de la compétitivité</u>	114
4.4.1. <u>Coût de revient moyen actualisé du système photovoltaïque.</u>	115
4.4.1.1. <u>Calcul de la puissance crête du générateur photovoltaïque :</u>	116
4.4.1.2. <u>Calcul de la capacité batterie :</u>	117
4.4.1.3. <u>Expression du coût de revient du kWh PV en fonction de l'irradiation solaire.</u>	117
4.4.2. <u>Coût de revient moyen actualisé du générateur diesel</u>	119
4.4.2.1. <u>Expression du coût de revient du kWh diesel en fonction de (L_{BT}, E).</u>	121
4.4.2.2. <u>Résultats : coût de revient du kWh Diesel en fonction de (L_{BT}, E).</u>	122
4.4.3. <u>Coût de revient moyen actualisé du réseau MT + BT</u>	124
4.4.3.1. <u>Expression du coût de revient du kWh en fonction de (L_{BT}, L_{MT}, E) :</u>	126
4.4.3.2. <u>Résultats : coût de revient du kWh Réseau MT+BT en fonction de</u>	127
4.4.4. <u>Domaine de compétitivité économique :</u>	128
4.5. <u>Conclusion</u>	130
Chapitre 5 : Résultats et discussions	131
5.1. <u>Analyse de l'irradiation solaire du site</u>	131
5.2. <u>Analyse de la puissance générée par le système photovoltaïque</u>	133
5.3. <u>Efficacité de conversion du générateur</u>	136
5.4. <u>Système de stockage</u>	137
5.5. <u>Analyse de la courbe de charge du village</u>	141
CONCLUSION GENERALE	147
REFERENCES	151
ANNEXES	157

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

Figure 1.1	Coordonnées horaires	27
Figure 1.2	Coordonnées horizontales	29
Figure 1.3	Répartition spectrale du rayonnement solaire	31
Figure 2.1	Schéma synoptique du générateur photovoltaïque	37
Figure 2.2	Courbes I-V expérimentales et calculées du module PV	39
Figure 2.3	Caractérisation du module du générateur PV	40
Figure 2.4	Modèle en π d'une ligne électrique	43
Figure 2.5	Modèle d'un transformateur	44
Figure 2.6	Réseau électrique à deux nœuds	51
Figure 2.7	Courbe de bifurcation de tension	53
Figure 2.8	Schéma synoptique du réseau d'application	55
Figure 2.9	Caractéristique <i>PV</i> pour différentes valeurs de $B = \tan \theta$	56
Figure 2.10	Influence du SVC sur la courbe de bifurcation de tension	57
Figure 2.11	Influence des modèles de charge sur la caractéristique <i>PV</i>	60
Figure 2.12	Schématisation des forces appliquées	62
Figure 2.13	Régulateur PID	63
Figure 2.14	Modèle GD d'EUROSTAG	65
Figure 2.15	Modèle GD en BO	66
Figure 2.16	Réponse en BO	67
Figure 2.17	Modèle GB avec une perturbation	67
Figure 2.18	Réponse à une variation de charges de 30%	68
Figure 3.1	Plan de masse et vue générale du village de Fadnoun	74
Figure 3.2	L'infirmerie et l'école avec le logement de fonction	74
Figure 3.3	Système d'extraction des données statistiques et de la courbe de charge	76
Figure 3.4	Répartition de la charge du village par famille de consommation	78
Figure 3.5	Schéma synoptique d'une installation PV autonome	80
Figure 3.6	Association série-parallèle des modules en panneau PV	81

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

Figure 3.7	Régulateurs de charge et onduleurs	85
Figure 3.8	Configurations des réseaux	91
Figure 3.9	Schéma fonctionnel du groupe diesel de secours	94
Figure 3.10	Schéma unifilaire du mini central Diesel	95
Figure 4.1	Batteries d'accumulateurs	104
Figure 4.2	Schéma illustrant un kilomètre de réseau haute tension aérien HTA	108
Figure 4.3	Evolution du cout PV en fonction de l'irradiation solaire	119
Figure 4.4	Evolution du cout du kWh diesel en fonction de la longueur de réseau BT et la charge	123
Figure 4.5	Schéma illustrant les 20 foyers en service	124
Figure 4.6	Evolution du cout du kWh du réseau MT+BT en fonction de la longueur du réseau BT	128
Figure 4.7	Domaine de compétitivité entre la solution Photovoltaïque et Diesel	129
Figure 5.1	Evolution de l'irradiation solaire au cours des trois années	131
Figure 5.2	Evolution de l'éclairement solaire Durant deux journées du mois de juin et juillet	132
Figure 5.4	Evolution de la température au cours des trois années	133
Figure 5.5.a	Puissance journalière du système PV au mois de juin et juillet	134
Figure 5.5.b	Puissance journalière du système PV au mois de février et octobre	134
Figure 5.6	Variation de l'efficacité des cellules solaires par rapport à la température	137
Figure 5.7.a	Evolution du temps de chargement du système de stockage	138
Figure 5.7.b	Evolution du temps de déchargement du système de stockage	138
Figure 5.8	Tableau de bord de la gestion de l'énergie	140
Figure 5.9.a	Courbe de charge pour le premier semestre de l'année	143
Figure 5.9.b	Courbe de charge pour la seconde moitié de l'année	144

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

Tableau 1.1	Energies moyennes reçues par région	23
Tableau 2.1	Exemple d'application (Photo Watt)	40
Tableau 2.2	Valeurs des exposants pour différents types de charge n_p et n_q	46
Tableau 2.3	Paramètres du modèle GB	65
Tableau 3.1	Localisation géographique	71
Tableau 3.2	Données météorologiques du village	72
Tableau 3.3	Répartition du bilan énergétique du village par sous-système	77
Tableau 4.1	Irradiation solaire moyenne journalière	99
Tableau 4.2	Dimensions des câbles	106
Tableau 4.3	Durée de vie des équipements et facteurs d'annuité	118
Tableau 4.4	Paramètres K_p et K_g	118
Tableau 4.5	Evolution du cout de revient PV en fonction de l'irradiation solaire	119
Tableau 4.6	Durée de vie des équipements et facteur d'annuité	122
Tableau 4.7	Paramètres	122
Tableau 4.8	Durée de vie et facteur d'annuité des équipements liés au réseau MT/BT	126
Tableau 4.9	Paramètres liés aux réseaux MT/B	127
Tableau 4.10	Distance critique pour deux types de clients	129
Tableau 5.1	Irradiation solaire quotidienne moyenne reçue sur les modules	132
Tableau 5.2	Energie quotidienne fournie par le générateur	136
Tableau 5.3	Efficacité quotidienne moyenne des champs photovoltaïques	136
Tableau 5.4	Bilan énergétique mondial du système photovoltaïque	140
Tableau 5.5	Efficacité du système PV	141

LISTE DES SYMBOLES

Am	Superficie du module (m ²)
Ag	Surface du générateur (m ²)
Bod	Irradiation extraterrestre incidente journalière sur un plan horizontal (kWh/m ² /h)
B(β)	Eclairement direct sur une superficie inclinée (kW/m ²)
Bh(0)	Eclairement direct (kW/m ²)
Bo	Constante solaire (w/m ²)
Ci	leme valeur mesurée
C _i	Capacité (Ah)
C10	Capacité en 10 heures (Ah)
Cs	Capacité série (Ah)
Dd	Irradiation horizontale journalière (kWh/m ² /j)
Dh	Irradiation diffuse horaire sur une superficie horizontale (kWh/m ² /h)
D(β)	Eclairement diffus sur une superficie inclinée (kW/m ²)
dn	Numéro d'ordre du jour de l'année.
Eecj	Energie journalière reçue à l'entrée du convertisseur (kWh/j)
Escj	Energie journalière reçue à la sortie du convertisseur (kWh/j)
Esch	Energie journalière stockée (kWh/j)
Esdéc	Energie journalière restituée par les batteries (kWh/j)
Em	Eclairement moyen (kW/m ²)
Epg	Eclairement produit par le générateur (kW/m ²)
Ecj	Consommation énergétique journalière (kWh/j)
Epm	Energie fournis par les modules (kWh)
Fr	Facteur de remplissage
Fcs	Facteur de correction
Gh	Irradiation globale horaire sur une superficie horizontale (kWh/m ² /h)
G(β)	Eclairement globale incident sur une superficie inclinée (kW/m ²)
I _L	Courant traversant le transformateur (A)
Kd	Indice de clarté de l'atmosphère
Kt	Fraction diffuse.
Nm	Nombre de modules

LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS

Nms	Nombre de modules en série
Nbp	Nombre de branches parallèle
PG1	Puissance fournie par le générateur (kW)
RECM	Racine de l'erreur quadratique moyenne (%)
$R(\beta)$	Eclairement réfléchi sur une superficie inclinée (kW/m^2)
T_c	Température de cellule ($^{\circ}\text{C}$)
V_t	Tension de fonctionnement (V)
V_m	Tension optimale (V)
β	Inclinaison du champ photovoltaïque ($^{\circ}$)
θ_s	Angle d'incidence ($^{\circ}$)
θ_{zs}	Angle zenith du soleil ($^{\circ}$)
η_c	Rendement du convertisseur (%)
η_b	Rendement de la batterie (%)
η_m	Rendement du module (%)
ρ	Albédo.
η_{GC}	Rendement global du système (%)

INTRODUCTION GENERALE

Pendant son existence sur terre, l'homme a utilisé pour son développement, l'amélioration de sa vie et la compensation de ses besoins quotidiens, un paramètre indispensable qui fait partie de l'univers ; c'est *l'énergie*. Cette énergie se développe et ses ressources se multiplient en fonction de l'augmentation du degré de ses exigences.

La première forme d'énergie qui a été utilisée par l'homme c'est sa propre énergie musculaire et celle des animaux, mais cette énergie n'est pas suffisante, à ce moment l'homme a commencé à chercher d'autres formes d'énergie dont la plus connue et la plus utilisée c'est l'énergie fossile (pétrole, gaz naturel et charbon) qui est extraite directement de la terre par plusieurs procédés. Ce type d'énergie a subi une grande progression dans l'ère de l'industrie au 19^{ème} siècle notamment le charbon. Ensuite, le développement technologique et le besoin d'une énergie très puissante qui remplace l'énergie fossile dans les pays qui ne disposent pas de cette énergie fait apparaître l'énergie nucléaire afin d'être autonome concernant les ressources énergétiques. Et ce n'est qu'à partir de l'année 2000 que l'exploitation des ressources situées au-dessus de la croûte terrestre en l'occurrence les énergies renouvelables (solaire, éolienne, hydraulique, biomasse et géothermique) a pris place.

Les régions du Sahara reçoivent une plus grande quantité d'énergie qui les rend comme lieux préférés pour mettre en place les systèmes photovoltaïques. Afin d'assurer la continuité du service, pour un certain nombre de villages du Sahara algérien, on peut considérer que deux solutions d'approvisionnement énergétique principales et indépendantes incluent les générateurs diesel et les systèmes PV.

La principale question de recherche est d'identifier la solution la plus économique parmi les moteurs diesel et PV pour tout site donné.

Il convient également de souligner que cette méthode de segmentation est utilisée dans le cadre de la compagnie nationale de réseau électrique algérienne «Sonelgaz Holding» comme tableau de bord pour identifier les zones où le chiffre d'affaires est élevé et où les secteurs des clients industriels sont segmentés par rapport à leur secteur d'activité et la puissance disponible (PMD) [1].

Le système solaire photovoltaïque autonome alimentant le village le Fadnoun, situé à 2100 km au sud d'Alger, a fait l'objet d'un suivi des différents paramètres électrique et solaire pendant plus d'une année, qui s'est soldé par une étude à travers laquelle découle des recommandations pratiques à mettre en œuvre pour assurer une pérennité du système d'alimentation électrique, et garantir par conséquent un meilleur confort de vie irréversible pour des ex nomades dans les coins les plus enclavés de l'Algérie.

Plusieurs actions ont été entreprises pendant la durée de cette étude, des mesures dans des conditions réelles d'exploitation, pour voir le comportement de ce système PV afin d'améliorer sa rentabilité et son efficacité ; parmi les actions menées, nous citons le changement de la charge du village en remplaçant toutes les lampes à incandescence par des lampes à basse consommation, intervention faite suite à l'incident électrique avec exploitation de cet état de fait dans notre étude.

plusieurs scénarios sont suivis et contrôlés par une centrale de mesures installée sur site afin d'avoir des éléments d'analyses approfondis, en s'appuyant sur l'exploitation des courbes de charge et ainsi, avoir une vision claire et précise sur le comportement du régime de consommation électrique des villageois, ainsi que le comportement du système PV et apporter ainsi les correctifs nécessaires afin d'optimiser et rationaliser l'utilisation du système PV.

La structure de ce document a commencé par un état de l'art, puis, dans le premier chapitre un aperçu sur le potentiel solaire en Algérie est illustré. La méthode et la modélisation de l'irradiation et du module PV sont détaillées dans le deuxième chapitre. La description du système électrique solaire PV du village est étayée dans le troisième chapitre. Le quatrième chapitre est réservé au dimensionnement des systèmes électriques. L'analyse et la discussion des résultats sont détaillées au chapitre cinq. Enfin, nous avons synthétisé avec une

conclusion générale qui présente une ligne directrice pour les futurs travaux complémentaires.

L'une des premières études dans ce domaine a été effectuée par Borel en 1962 [2] afin d'élaborer une cartographie de la redistribution du territoire algérien ou du zonage, elle repose sur des considérations hygrothermiques. En outre, ils ont été signalés pour une seule journée représentative.

Dans une autre étude, le niveau d'irradiation solaire en Algérie a été évalué [3] ; quatre zones climatiques ont été identifiées pour un indice de clarté différent basé sur des facteurs énergétiques tels que l'irradiation solaire au niveau du sol et la détermination de la probabilité de perte de charge, pendant une période de douze mois. Les résultats de cette étude ont montré que l'effet du micro-climat est trop important pour déterminer les zones climatiques.

Dans une tentative d'améliorer la précision des modèles numériques dans l'estimation de l'irradiation solaire, Benmouiza [4] a développé en 2015, des modèles physiques et empiriques pour estimer l'irradiation solaire horaire, quotidienne et mensuelle de sources multiples. Les modèles développés sont appliqués et testés pour différentes régions climatiques en Algérie et, par conséquent, une carte de zonage de l'irradiation solaire est proposée.

Dans une autre étude, Bouzid a développé en 2004 un modèle numérique de rentabilité économique d'une usine de pompage photovoltaïque. Les résultats de cette modélisation numérique ont démontré l'importance de la compétitivité [31] économique dans le choix du système de moteur diesel comparé au photovoltaïque dans le domaine du pompage d'eau. La méthode adoptée était basée sur le calcul du coût global du mètre cube d'eau pompé en fonction des besoins exprimés (hauteur, vitesse maximale et irradiation).

En outre, un certain nombre d'études sur les systèmes hybrides d'énergies renouvelables ont été menées dans différentes parties du monde où des systèmes photovoltaïques hybrides avec stockage d'énergie ont été modélisés. Les résultats de ces études ont montré que les systèmes hybrides présentent d'énormes avantages techniques et économiques [6].

Dans une autre étude, Adaramola et al. ont réalisé une analyse technico-économique pour évaluer la faisabilité du système hybride à moteur diesel

photovoltaïque au Ghana en 2014 [7]. Les résultats de cette étude ont mis en évidence la faisabilité technique, économique et environnementale du système pour un contexte à niveau d'irradiation moyen et un coût de carburant relativement faible.

Bortolini et al. ont utilisé en 2015 la même approche avec une surveillance environnementale complète. Les résultats de l'expérience ont été basés sur un modèle analytique avec les modèles économiques et environnementaux pour calculer le LCoE [8]. Un outil paramétrique, implémentant de tels modèles selon l'algorithme de contrôle du flux d'énergie introduit, en faisant varier la puissance nominale de l'installation PV. Compte tenu de l'effet de la grille basse tension (LBT), ils auraient varié la tension basse tension du réseau.

Ismail et al. ont mené en 2013 une analyse technique, conceptuelle et économique pour un système hybride complet qui comprend des modules photovoltaïques, des micro-turbines et des batteries (en tant que source d'énergie d'urgence) pour une communauté éloignée dans les territoires palestiniens [9, 10]. Toutefois, ce travail était limité à un seul cas.

Dans le but d'améliorer la précision des modèles numériques pour l'estimation de la performance énergétique et de la compétitivité, Kumar et Manoharan ont étudié en 2014 dans le cas du Tamil Nadu (Inde) pour différentes zones climatiques sur la base du réseau actuel le coût [11]. Les résultats de cette étude ont montré que les subventions gouvernementales sont essentielles pour attirer l'intérêt pour les énergies renouvelables parce qu'elles ont besoin de capitaux, où les gens sont pauvres et donc incapables de supporter.

L'une des études les plus récentes dans ce même domaine a été réalisée par Shahrestani et al. Effectuée en 2017. Ils ont étudié la performance énergétique des systèmes de façade PV ventilés naturellement en utilisant à la fois l'expérimentation et la simulation. Un modèle numérique basé sur le package TRaNsient SYStem Simulation (TRNSYS) a été développé pour évaluer les performances thermiques et énergétiques du système [12]. Cependant, l'aspect économique n'a pas été abordé.

À partir de la revue de la littérature, il est évident qu'il y a eu quelques études concernant l'électrification des villages utilisant un système PV autonome

en Algérie, contrairement aux travaux de pompage photovoltaïque [13-14]. En outre, les modèles numériques développés pour simuler les différentes irradiances et performances du système PV ont été principalement validés en utilisant des données expérimentales collectées sur une période limitée, ce qui ne pouvait pas représenter les conditions opératoires variables du système.

L'objectif de cette recherche est d'étudier la fiabilité de l'électrification des zones rurales en utilisant un système PV autonome dans un environnement du désert Algérien, afin d'évaluer la performance du système PV dans un tel environnement pour une période d'une année. La fiabilité et l'impact du mode de vie des villageois sur la consommation d'énergie ont également été vérifiés. En outre, une analyse technico-économique a été réalisée en tenant compte de nombreux paramètres y compris le coût, la puissance nominale, l'irradiation solaire et la longueur du réseau électrique basse tension. Les résultats de cette étude peuvent servir de référence pour évaluer les performances des technologies d'énergie renouvelable dans d'autres zones rurales et prendre une décision claire sur la technologie la plus appropriée pour l'électrification.

Chapitre 1

Stratégie de la transition énergétique et le potentiel solaire en Algérie

Le plan quinquennal 2015-2019 actuellement en vigueur vise à intensifier la production nationale et à réduire la dépendance de l'économie algérienne aux hydrocarbures. En 2015, 14 centrales électriques photovoltaïques d'une capacité installée de 268 méga watts (MW) ont été mises en service dans les Hauts Plateaux et le sud de l'Algérie. Sur la période 2016-2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1200 MW devraient être mises en service. En ce qui concerne la phase 2021-2030, il est prévu l'installation de 500 MW par an jusqu'en 2023, puis 600 MW par an jusqu'en 2030.

Le programme national de développement des énergies renouvelables adopté en 2011 et révisé en 2015 prévoit, à l'horizon 2030, la production de 22 GW d'électricité à partir de ressources renouvelables dont 13 575 MW issus du solaire photovoltaïque et 5010 MW de l'éolien. Le reste de ces 22 GW sera produit en utilisant d'autres technologies (biomasse, cogénération et géothermie). La réalisation de ce programme ambitieux nécessite des investissements colossaux estimés à 120 milliards de dollars. Deux Fonds nationaux pour la maîtrise de l'énergie et pour les énergies renouvelables et de la cogénération : publication de deux (02) arrêtés interministériels au Journal officiel n° 2 du 11 janvier 2017. Le fonds national pour la maîtrise de l'énergie et pour les énergies renouvelables et

de la cogénération, est un compte d'affectation spécial portant numéro 302-131 ouvert par application de l'article 108 de la loi de finance pour l'année 2015 (le « Fonds »). Ce Fonds, dont l'ordonnateur est le ministre chargé de l'énergie, contribue (i) au financement des actions et projets inscrits dans le cadre de la promotion des énergies renouvelables et de la cogénération. (ii) au financement des actions et projets inscrits dans le programme pour la maîtrise de l'énergie. (iii) à l'octroi de prêts non rémunérés consentis aux investissements porteurs d'efficacité énergétique et non-inscrits dans le programme national pour la maîtrise de l'énergie et (vi) l'octroi de garanties pour les emprunts effectués auprès des banques ou aux établissements financiers.

Les sources de financement et les dépenses imputables sur le Fonds ainsi que les modalités de son évolution sont prévus par deux arrêtés interministériels publiés au Journal officiel du 11 janvier 2017. Le premier de ces arrêtés, prévoit aux termes de son article 2 que, le Fonds est alimenté, en ce qui concerne les énergies renouvelables et la cogénération, essentiellement à hauteur de « 1% de la redevance pétrolière. » Pour ce qui est de la maîtrise de l'énergie, les recettes proviennent essentiellement (i) des subventions de l'Etat, (ii), le produit des taxes sur la consommation nationale de l'énergie, (iii) le produits des taxes sur les appareils énergivores et enfin (vi) le produit des remboursements de prêts non rémunérés consentis dans le cadre de la maîtrise de l'énergie. Quant aux dépenses destinées aux énergies renouvelables et à la cogénération, les dotations sont destinées à financer plusieurs projets et actions dont ceux de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, d'achats d'équipements et d'actions de formation. Il s'agit aussi de financer (i) les actions inscrites dans le programme de la maîtrise de l'énergie tels que l'introduction des exigences, des normes et des labels d'efficacité énergétique, la sensibilisation, la recherche et le développement dans le domaine de la maîtrise d'énergie, la gestion et le suivi des audits énergétiques. Mais aussi, (ii) les projets inscrits dans le programme de la maîtrise de l'énergie et notamment l'isolation thermiques dans les bâtiments, l'introduction et la diffusion des lampes performantes, la diffusion du chauffe-eau solaire, conversion des véhicules au GPL/C et au GN/C et l'acquisition et conservation des bus GN/C. Le second arrêté interministériel, porte sur les modalités de suivi et d'évaluation de ce Fonds. Il prévoit, en effet, aux termes de

son article 2 que le distributeur disposant d'un contrat d'achat d'électricité renouvelable et/ou de cogénération avec un (1) ou plusieurs producteurs titulaires d'une décision d'octroi de bénéfice du tarif d'achat garanti, peut introduire auprès du Ministre chargé de l'énergie « une demande pour l'octroi de la compensation au titre des surcoûts induits par la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et de la cogénération. » Enfin, ce même texte fixe aussi les conditions d'octroi des avantages du Fonds concernant la catégorie des projets inscrits dans le cadre du programme des énergies renouvelables et de la cogénération.

Lancement prochain de l'appel d'offres pour la production et la distribution de 4.000 mégawatts d'électricité d'origine solaire suite à l'adoption du décret en fixant les conditions L'Algérie poursuit son chemin amorcé dans les années 80 pour le développement des énergies renouvelables. Le pays aspire à atteindre un niveau de production de 22.000 mégawatts d'énergie électrique. Dans le cadre de son Programme national de développement des énergies renouvelables, l'Algérie envisage la production de 4.000 mégawatts d'électricité à partir des énergies renouvelables (solaire et éolienne) et a appelé les investisseurs nationaux et étrangers à s'intéresser davantage au marché des renouvelables. Le 18 janvier 2017, un décret qui fixe les conditions d'appel d'offres national et international pour la production et la distribution de 4.000 mégawatts d'électricité d'origine solaire a donc été adopté en conseil du gouvernement. Ce décret définit également les procédures nécessaires de l'ancrage législatif et réglementaire nécessaire à la mise en place de ce projet. Il suit actuellement son processus de publication au Journal officiel. Il a été décidé que la réalisation des champs solaires et la distribution des 4.000 mégawatts d'électricité qu'ils généreront sera attribué aux soumissionnaires les moins disant sur le prix du kilowattheure. Le gouvernement algérien n'a donc pas retenu l'option de la fixation d'un prix du kilowattheure garanti par l'Etat algérien client, basé sur une grille de « feed in prices » (prix garantis) de 2014. Ce mécanisme a été écarté afin de protéger le consommateur en lui offrant une énergie propre et durable sans augmentation du prix de l'électricité. Aujourd'hui, le lancement prochain de cet appel d'offres focalise l'attention des investisseurs nationaux et étrangers, ces derniers gardant également un œil attentif sur l'évolution du cadre juridique relatif aux

investissements étrangers et notamment sur la règle 51/49. Cet appel d'offres comprend deux volets importants, énergétique et industriel. Il est prévu de créer en partenariat des sociétés par actions pour assurer le financement et la mise en service des centrales solaires ainsi que la réalisation et la maintenance de ces usines. La partie industrielle du projet consiste en la création de plusieurs coentreprises spécialisées dans la fabrication de modules photovoltaïques, d'onduleurs et d'autres équipements. La Compagnie de l'engineering de l'électricité et du gaz (CEEG), filiale du groupe Sonelgaz, a présenté en Mars 2017, à Washington ce projet solaire photovoltaïque lors d'un forum international consacré au développement de l'investissement dans le secteur énergétique en Afrique. Il a été présenté comme l'un des plus importants projets en Afrique, devant contribuer à la transition énergétique du continent.

Pour le potentiel solaire en Algérie, De par sa situation géographique l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants au monde estimé annuellement à plus de 5 milliards de gigawatt-heure (GWh). En effet, l'ensoleillement annuel, en Algérie, est de plus de 3500 heures et la durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement. Cet immense pays regorge de ressources minérales importantes et son potentiel solaire se situe entre 1700 et 2650 kiloWattheure (kWh) au mètre carré par an suivant la localisation (tableau 1.1).

Tableau 1.1 : Energies moyennes reçues par région.

Régions	Région Côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Les énergies fossiles sont actuellement très utilisées, et devraient s'épuiser rapidement. D'autre part, les émissions de gaz carbonique menacent l'environnement, ces problèmes nous obligent à tourner pleinement vers des

sources d'énergie plus propres. Nous avons besoin de nouvelles solutions afin de faire face à la demande croissante de l'énergie et résoudre les problèmes rattachés au système énergétique actuel.

Chacun a sa propre approche des questions énergétiques, le consommateur final veut une énergie disponible et peu coûteuse, et l'industriel pour sa part, cherche à proposer des solutions énergétiques viables pour faire face à la demande énergétique. Ces solutions doivent à la fois être économiques, respecter les contraintes environnementales présentes et anticiper au mieux les contraintes futures.

Quant aux énergies renouvelables, elles ne sont pas encore prêtes à prendre le relais pour remplacer les énergies fossiles et surtout répondre aux besoins humains en énergie.

Les scientifiques comme les gouvernements s'orientent vers les pistes suivantes :

- La chasse au gaspillage, pour économiser les ressources en énergies fossiles restantes.
- Le développement des énergies renouvelables, à la fois pour trouver des solutions à leurs inconvénients, mais aussi pour en développer de nouvelles.
- Le moteur à hydrogène : il s'agit d'un moteur dont le carburant est de l'hydrogène et qui rejette uniquement de l'eau (technologie des piles à combustibles).

Actuellement, les problèmes énergétiques sont bien connus, des solutions ont été proposées et d'autres en cours de recherches notamment les énergies propres ou renouvelables, mais ces solutions ont des problèmes.

Aujourd'hui, les technologies d'énergie renouvelable ne sont pas économiquement compétitives, elles sont plus coûteuses que celles visant à simplement brûler des combustibles fossiles et donc elles ne remplacent que progressivement les ressources fossiles qui vont s'épuiser plus tard.

En effet, le problème de l'énergie n'est pas la raréfaction des énergies fossiles parce que les solutions déjà existent mais plutôt le temps dont on dispose pour développer les énergies renouvelables afin d'assurer les nécessaires transitions et construire un système énergétique consommant beaucoup moins de pétrole, d'énergies fossiles, de ressources rares et émettant moins

1. Coordonnées géographiques terrestres :

Un point sur la surface de la terre est repéré par ces coordonnées :

1.1. Latitude :

Une latitude (φ) donne la localisation d'un point par rapport à l'équateur, elle varie entre 0 et 90°, positivement vers le pôle Nord et négativement vers le pôle Sud.

1.2. Longitude :

La longitude (L) d'un lieu donné est l'angle formé par le méridien de ce lieu avec le méridien d'origine (méridien de Greenwich), elle est comptée de 0° à 180°, positivement vers l'est et négativement vers l'ouest.

1.3. Altitude :

L'altitude est l'élévation d'un lieu par rapport au niveau de la mer, mesurée en mètre (m).

2. Position du soleil :

La position apparente du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées :

2.1. Coordonnées horaires :

Les coordonnées horaires sont liées à l'heure de l'observation, et n'ont aucune relation avec la position de l'observateur sur la terre. Elles ont comme plan de référence le plan de l'équateur. Les coordonnées horaires sont au nombre de deux :

2.1.1. Déclinaison du soleil :

La déclinaison (δ) est l'angle que fait la direction d'observation du soleil avec sa projection sur le plan équatorial. Elle est exprimée en degrés (°), minute (') et seconde (") d'arc. Elle traduit l'inclinaison du plan équatorial par rapport au plan écliptique.

En considérant la déclinaison δ comme constante sur une journée, l'équation de Kopernic fournit la relation qui relie ces deux grandeurs [18]:

$$\delta = 23.45 \left[\sin \frac{2\pi(284+n)}{365} \right] \quad 1.5$$

n : est le numéro du jour de l'année à partir du premier janvier.

La déclinaison solaire varie de $-23^{\circ}27'$ au solstice d'hiver à $+23^{\circ}27'$ au solstice d'été et elle est nulle aux équinoxes [20], et cette variation entraîne des variations de la hauteur du soleil pour un même site.

En juin, l'hémisphère nord se trouve rapproché du soleil; le soleil est plus haut sur l'horizon pour une même heure et la durée du jour est plus grande. L'irradiation journalière est ainsi automatiquement augmentée par rapport au solstice d'hiver, en décembre.

2.1.2. Angle horaire du soleil :

L'angle horaire (ω) étant l'angle ou l'arc compté sur l'équateur dans le sens rétrograde à partir du plan vertical du lieu passant par le sud jusqu'au plan méridien passant par le centre du soleil. Il mesure la course du soleil dans le ciel.

L'angle horaire définit le temps solaire vrai TSV, il est midi TSV si $\omega=0$ [21]. Exprimé en degrés d'angle, sa valeur est nulle à midi solaire, elle est négative le matin, positive en après-midi et augmente de 15° par heure (un tour de 360° en 24 heures).

L'angle horaire ω ($^{\circ}$) est donné par la formule suivante [22] :

$$\omega = 15 (TSV - 12) \quad 1.6$$

TSV : est le temps solaire vrai en heure ; il se calcule par l'équation suivante :

$$TSV = TU + \frac{L}{15} + E_T \quad 1.7$$

$$E_T = 9,87 \sin(2B) - 7,53 \cos(B) - 1,5 \sin(B) \quad 1.8$$

$$B = \frac{2\pi(n-81)}{365} \quad 1.9$$

TU : le temps universel du méridien de Greenwich (GMT).

Cette formule n'est pas valable pour les heures de lever et de coucher du soleil. Il faut ainsi déterminer l'angle solaire au coucher, et au lever qui dépendent de la déclinaison et de la latitude du lieu.

$$\omega_0 = \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta) \quad 1.10$$

L'angle solaire au coucher est tout simplement l'opposé de l'angle solaire au levé.

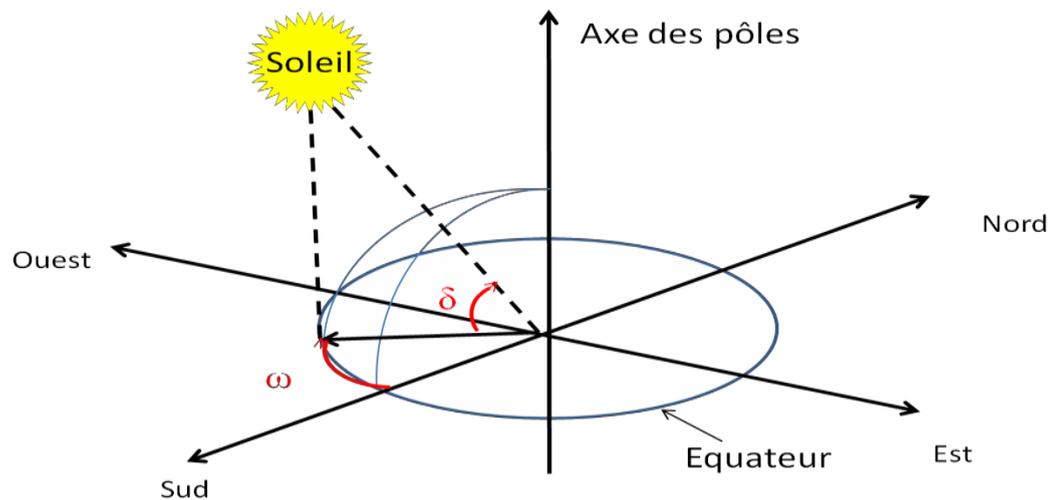


Figure 1.2 : Coordonnées horaires.

2.2. Coordonnées horizontales :

Les coordonnées horizontales dépendent du lieu d'observation. Elles ont comme plan de référence le plan horizontal, perpendiculaire à la verticale du lieu. Un objet est repéré dans ce système de coordonnées par ces composantes :

2.2.1 Hauteur du soleil :

La hauteur angulaire du soleil (γ , H), communément appelée hauteur du soleil ou élévation du soleil, est l'angle compris entre la direction apparente du soleil avec sa projection sur le plan horizontal du lieu considéré. Sa valeur est nulle au lever ou au coucher du soleil et maximale lorsque le soleil est à son zénith.

Elle varie au cours de la journée en fonction de la déclinaison δ de l'angle horaire ω , et de la latitude φ . De façon que :

$$\sin \gamma = \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot \cos(\varphi) + \sin(\delta) \cdot \sin(\varphi) \quad 1.11$$

Il s'agit de la formule fondamentale, permettant de connaître, quels que soient le jour, l'heure et le lieu, la hauteur du soleil sur l'horizon.

$$\gamma_{max} = \frac{\pi}{2} - \varphi + \delta \quad 1.12$$

Il faut noter que la hauteur du soleil intervient fortement sur la valeur de l'éclairement solaire.

2.2.2. Azimut du soleil

C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud ou nord. Il est mesuré commençant par le nord ou par le sud soit vers l'est soit vers l'ouest à travers un axe de 360° (l'azimut est compris entre $-180^\circ \leq \chi \leq 180^\circ$ [20]).

Dans l'hémisphère nord, l'origine des azimuts correspond à la direction du sud. L'angle d'azimut (χ , A) est compté positivement vers l'ouest et négativement vers l'est.

Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie [22], Capderou a utilisé la formule suivante pour calculer l'azimut du soleil:

$$\sin \chi = \frac{\cos \delta \cos \omega \sin \varphi - \sin \delta \cos \varphi}{\cos \gamma} \quad 1.13$$

2.2.3. Angle zénithal

C'est l'angle (θ_z) entre le zénith local et la ligne joignant l'observateur et le soleil. Il varie de 0 à 90°.

$$\sin \theta_z = \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot \cos(\varphi) + \sin(\delta) \cdot \sin(\varphi) \quad 1.14$$

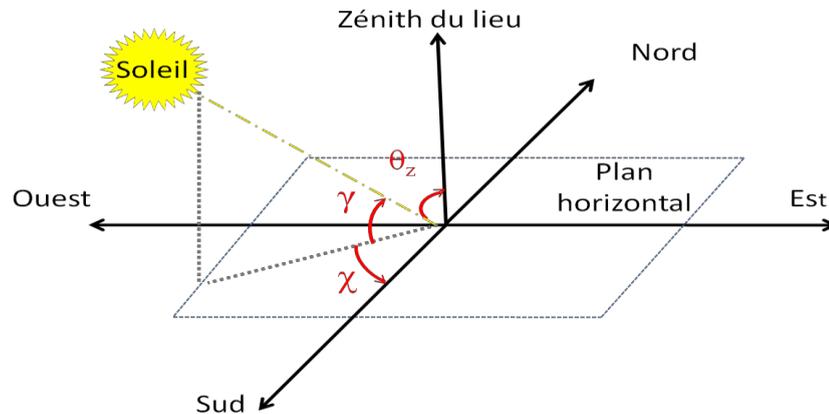


Figure 1.3 : Coordonnées horizontales.

3. Notions sur l'irradiation solaire

L'exploitation de l'énergie solaire et l'optimisation de sa collecte par les systèmes photovoltaïques nécessite une connaissance exacte de la distribution de l'irradiation solaire, qui est fonction de plusieurs paramètres géographiques, météorologiques et astronomiques, sur le lieu d'implantation de ce système.

Ainsi, nous avons consacré ce chapitre pour donner des rappels sur l'énergie solaire, les différents paramètres qui influent sur l'intensité du flux solaire reçu au niveau du sol avant d'introduire la modélisation et le dimensionnement des systèmes électriques.

L'irradiation solaire exprime la quantité d'énergie reçue, au niveau du sol, par unité de surface. Son unité usuelle est le Wh/m^2 .

Elle dépend de nombreux facteurs, dont principalement la couverture nuageuse, la durée du jour, l'instant considéré dans la journée, l'orientation et l'inclinaison de la surface, la latitude du lieu, son degré de pollution et la hauteur angulaire du soleil au-dessus de l'horizon.

La combinaison de tous ces paramètres produit la variabilité dans l'espace et dans le temps de l'irradiation solaire. Dans les régions du globe comprises entre

40° nord et sud, l'énergie globale annuelle reçue par une surface horizontale est comprise entre 1400 et 2500 kWh/m² [19].

3.1. Irradiation solaire

Le soleil émet en permanence, dans toutes les directions de l'espace, des rayonnements électromagnétiques composés de «grains» de lumière appelés photons. Ces rayonnements se propagent à la vitesse de la lumière C ; il lui faut donc, en moyenne, 499 secondes, soit 8 minutes et 19 secondes, pour atteindre notre atmosphère [15].

L'énergie, E_{ph} , de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ par la relation

$$E_{ph} = \frac{hc}{\lambda} \quad 1.1$$

Où h est la constante de Planck, $h = 6,62.10^{-34} \text{ J.s}$

3.1.1. Irradiation solaire extraterrestre :

Le rayonnement solaire extraterrestre couvre un très large domaine de longueur d'ondes. Il ne dépend d'aucun paramètre météorologique, mais il est fonction de quelques paramètres astronomiques et géographique tels que : la latitude du lieu (φ), la déclinaison solaire (δ), et l'angle horaire au coucher du soleil (ω_0).

Sur une surface horizontale, et pour le jour n , l'irradiation solaire extraterrestre G_0 ($MJ, m^{-2}.jour^{-1}$) est obtenu à l'aide de l'équation suivante [16]:

$$G_0 = \frac{24 \cdot 60}{\pi} G_{SC} \left[1 + 0.034 \cos\left(\frac{2\pi n}{365}\right) \right] [\omega_0 \cdot \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(\omega_0)] \quad 1.2$$

G_S : est la constante solaire égale à $MJ, m^{-2}.min^{-1}$

n : est le numéro du jour à partir du premier Janvier.

La déclinaison solaire et l'angle horaire au coucher sont donnés par les équations (1.5), et (1.6).

3.1.2. Irradiation solaire en atmosphère terrestre :

Le rayonnement reçu sur l'atmosphère terrestre n'occupe qu'une faible portion du spectre d'ondes électromagnétiques solaire. Il est caractérisé par des longueurs d'ondes comprises entre 0,2 et 2,5 μm , il inclut le domaine du visible (ondes lumineuses de 0,4 à 0,8 μm).

Les capteurs d'énergie solaire, qui correspondent aux cellules solaires devront donc être compatibles avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photons et les restituer sous forme d'électrons [17].

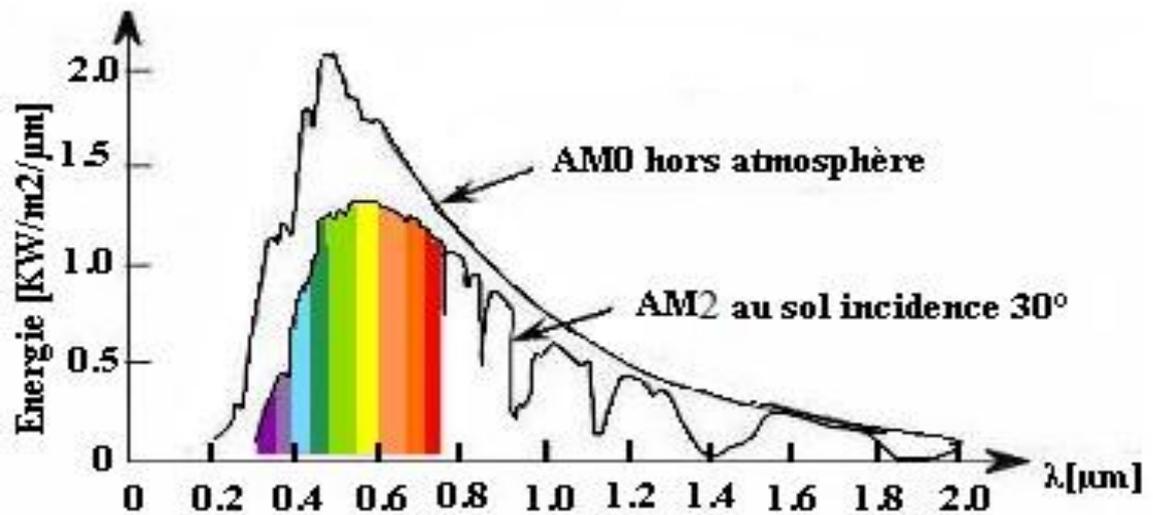


Figure. 1.4 : Répartition spectrale du rayonnement solaire,

En traversant l'atmosphère terrestre, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé, on distingue plusieurs composantes :

- Rayonnement direct : C'est le rayonnement reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère.
- Rayonnement diffus : est le rayonnement diffusé par les différents gaz constituant l'atmosphère.
- Albédo : C'est la partie réfléchiée par le sol.

3.1.2.1. Indice de clarté

Le rapport entre l'irradiation au sol et l'irradiation extraterrestre est appelé indice de clarté. L'indice de clarté, K_T , est défini par [18] :

$$K_t = \frac{G_d(0)}{B_d(0)}$$

La moyenne mensuelle de l'indice de clarté K_T varie selon les endroits et les saisons et varie généralement entre 0,3 (pour des régions ou des saisons pluvieuses) et 0,8 (pour des saisons ou des climats secs et ensoleillés) [18].

3.1.2.2. Durée d'insolation:

La durée d'insolation correspond à la durée pendant laquelle l'éclairement solaire direct reçu sur un plan normal dépasse un seuil fixé par convention à 120 W.m^{-2} .

En absence permanente de nuages, la durée d'insolation est pratiquement égale à la durée du jour, qui s'appelle aussi durée astronomique ou théorique du jour. Elle est définie par:

$$S_0 = \frac{2}{15} \omega_0 \quad 1.4$$

Avec :

S_0 : Durée du jour (h).

ω_0 : L'angle horaire au coucher de soleil ($^\circ$).

3.1.3. Energie solaire photovoltaïque et son effet :

L'énergie solaire photovoltaïque fait l'objet d'un grand intérêt ces dernières années. Elle est une énergie non polluante et apporte de réelles solutions aux divers problèmes qui se posent actuellement concernant le changement climatique, et la crise énergétique.

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés semi-conducteurs (le plus connu est le silicium). Il permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives ou négatives sous l'effet de la lumière. L'énergie électrique obtenue est appelée *l'énergie photovoltaïque*.

3.1.4. Conclusion

Plusieurs scénarios énergétiques sont à l'étude par des organisations, compagnies et instituts de recherche décrivant des situations en matière d'énergie telles qu'elles pourraient se produire à l'avenir, chaque scénario peut être considéré comme l'instantané d'un avenir possible. Mais ceci ne représente évidemment qu'une des perspectives possibles à l'avenir concernant les énergies fossiles les plus utilisées au monde pour la production de l'électricité. Ces perspectives essaient et essaieront de répondre à la question comment construire un système énergétique soutenable ?

Le vrai problème lié à l'énergie actuellement n'est plus l'épuisement des ressources énergétiques fossiles dans 40 ou 50 ans, de toute évidence, il y aura encore du pétrole à la fin du siècle. Mais plutôt les dangers mortels générés par ces ressources en premier lieu le changement climatique provoqué par les gaz à effet de serre et surtout les déchets nucléaires sortants des centrales nucléaires. Ces deux problèmes environnementaux n'ont pas lieu seulement dans une zone bien déterminée mais ils traversent les frontières affectant ainsi le monde entier.

Actuellement, de nombreuses solutions techniques existeront donc qui permettront de construire un monde énergétique viable sans pétrole, sans nucléaire et sans émissions de CO₂ pour nous même et pour les générations qui nous suivent. Ces solutions sont à la fois propres et ayant des ressources éternelles. Mais il suffit juste de savoir si nous aurons le temps de développer ces solutions alternatives. Ceci pour qu'on puisse produire et utiliser de l'énergie qui accompagne le développement de l'humanité dans toutes ses dimensions sociales, économiques et dans le domaine de l'environnement avant que les tensions n'interviennent parce que de telles solutions sont souvent souhaitées par le citoyen soucieux du futur, mais en tant que consommateur, il n'accepte que difficilement de financer les surcoûts qui leur sont associés et il accepte encore moins de renoncer pour économiser l'énergie dont nous aurons besoin dans de nombreuses années, donc l'avenir de l'énergie commence aujourd'hui.

Chapitre 2

Modélisations des systèmes électriques

Introduction

L'exploitation des systèmes photovoltaïques à énergie solaire nécessite une connaissance précise de la distribution du rayonnement solaire, qui dépend de plusieurs paramètres géographiques, météorologiques et astronomiques, où le système doit être installé.

Cette étude est conçue en deux parties principales. Dans la première partie, une expérience pour évaluer les performances d'un système PV. Les détails des expériences sont fournis au chapitre 5. Dans la deuxième étape, il s'agit de la comparaison entre les deux solutions d'électrification, Diesel et photovoltaïque dans des conditions réelles, en utilisant une approche mathématique développée à cet effet.

2. Modélisation du système électrique photovoltaïque :

L'objectif est la validation et la comparaison des résultats calculés et mesurés du modèle utilisé pour différentes conditions d'éclairement et de température.

2.1. Irradiation solaire:

Les méthodes de simulation utilisées actuellement dépendent de la quantité d'irradiation solaire quotidienne. Pour cette expérience, des modèles basés sur l'équation mathématique ont été utilisés pour calculer différents composants de

l'irradiation solaire [23]. Les résultats de ce modèle ont été évalués en utilisant les données mesurées du site Tamanrasset.

2.1.1. Estimation des composantes d'irradiation horizontale directe et diffuse:

La détermination des composantes directe et diffuse de l'irradiation horizontale est nécessaire pour le calcul de l'irradiation sur une surface inclinée.

L'irradiation horizontale diffuse quotidienne $D_d(0)$ est obtenue à partir de la corrélation entre la fraction de K_d diffuse et l'indice de clarté de l'atmosphère K_t , la fraction diffuse est définie par K_d . [24-25]:

$$K_d = \frac{D_d(0)}{G_d(0)} \quad 2.1$$

Et l'indice de clarté de l'atmosphère K_t comme:

$$K_t = \frac{G_d(0)}{B_d(0)} \quad 2.2$$

L'irradiation directe quotidienne horizontale $B_d(0)$ est donnée par Lorenzo [26]:

$$B_d(0) = G_d(0) - D_d(0) \quad 2.3$$

2.1.2. Modèle Frutos

La corrélation entre l'irradiation horizontale quotidienne individuelle $G_d(0)$ et sa composante diffuse $D_d(0)$ est donnée comme suit [13-27]:

Pour $K_t < 0,166$ intervalle

$$K_d = 0,92 \quad 2.4$$

Pour $0,166 \leq K_t \leq 0,8$ intervalle

$$K_d = 0,77 + 1,93K_t - 6,86K_t^2 + 4,27K_t^3 \quad 2.5$$

Pour $K_t > 0,8$ intervalle

$$K_d = 0,109 \quad 2.6$$

2.1.3. Erreurs d'estimation

La comparaison, entre les données calculées et mesurées, en utilisant le modèle Frutos se fait en utilisant un indicateur statistique appelé erreur moyenne quadratique (RMSE) définie comme suit:

$$RMSE = \left[\frac{\sum_{i=0}^N (C_i - M_i)^2}{\sum_{i=0}^N M_i^2} \right]^{0.5} \times 100 \quad 2.7$$

Où C_i est la i ème valeur calculée, M_i i th valeur mesurée et N est le nombre de points. L'erreur quadratique moyenne (RMSE) est une mesure de la variation de la valeur mesurée fermée à la valeur calculée.

2.1.4. Irradiation sur une surface inclinée

Aux fins de ce calcul, on considère que l'irradiation d'une heure coïncide numériquement avec l'irradiation moyenne pendant cette heure.

L'irradiation mondiale sur une surface inclinée dans la surface de la Terre $G(\beta)$ peut être calculée comme la somme de l'irradiation directe $B(\beta)$, l'irradiation diffuse $D(\beta)$ et l'irradiation réfléchie $R(\beta)$:

$$G(\beta) = B(\beta) + D(\beta) + R(\beta) \quad 2.8$$

Une nouvelle application de l'estimation de l'irradiation pour les applications PV a été étudiée par Upadhyay et al [28].

2.1.5. Irradiation directe

La composante directe du faisceau d'irradiation $B_h(\beta)$ peut être obtenue en utilisant l'angle d'incidence θ_s et zenith sun θ_{zs} :

$$B(\beta) = \frac{B_h(0) \cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} \quad 2.9$$

2.1.6. Irradiation diffuse, modèle Hay et McKay

Le modèle Hay utilisé considère deux zones du ciel comme des sources d'irradiation diffuses: une partie caractérisée par une émission isotrope (considérer l'irradiation diffuse du ciel comme uniformément répartie) et l'autre (la circonscription) vient directement [29].

$$D(\beta) = D_h(0) \left[\frac{G_h(0) - D_h(0)}{B_{oh}(0)} \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} + \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \left(1 - \frac{G_h(0) - D_h(0)}{B_{oh}(0)} \right) \right] \quad 2.10$$

$$B_{oh}(0) = B_o \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{360 d_n}{365} \right) \right] \cos \theta_{zs} \quad 2.11$$

2.1.7. Irradiation réfléchie

L'irradiation réfléchie ou l'albedo sur la surface inclinée supérieure est donné par Lorenzo [26]:

$$R(\beta) = \frac{1}{2} \rho G_h(0) (1 - \cos \beta) \quad 2.12$$

Lorsque ρ est la réflectivité du sol et en l'absence d'informations spécifiques, nous utilisons $\rho = 0,2$.

Le résultat du calcul RMSE pour le site de Tamanrasset intitulé à 30° (angle de latitude) est de 15,8%.

2.2. Modèle du générateur photovoltaïque :

Le but de ce modèle est de représenter le courant du générateur en fonction de la tension, de la température et de l'éclairement reçu.

Le générateur photovoltaïque (figure 2.1) consiste en un ensemble de modules photovoltaïques. Chaque module est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques connectées en série pour créer des chaînes connectées en parallèle afin d'obtenir la tension et le courant adéquats [30].

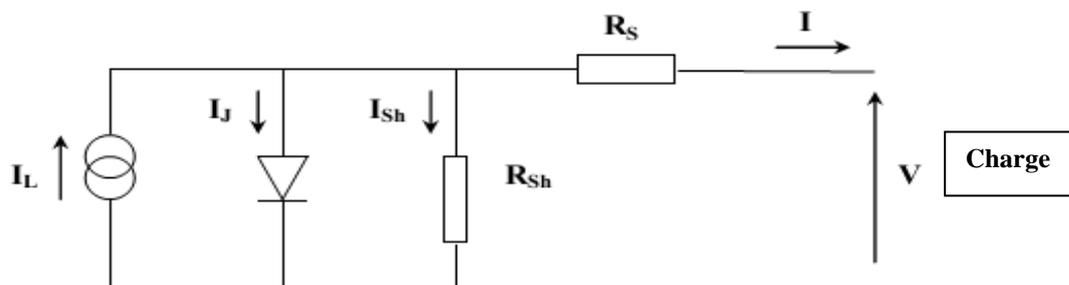


Figure 2.1 : Schéma synoptique du générateur photovoltaïque

I est le courant et V la tension aux bornes du circuit.

La loi de Kirchhoff nous a permis d'écrire cette équation :

$$I_L = I_J + I_{sh} + I \quad 2.13$$

Le courant circulant dans la résistance de dérivation est donné par l'expression :

$$I_{sh} = \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad 2.14$$

Le courant de jonction est donné par :

$$I_J = I_0 \left[\exp\left(\frac{e(V + IR_s)}{mKT}\right) - 1 \right] \quad 2.15$$

En mettant les expressions I_J et I_L , nous obtenons la relation entre le courant (I) et la tension (V):

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{mV_t}\right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right] \quad 2.16$$

avec

$$V_t = \frac{kT}{e} \quad 2.17$$

Lorsque I_L est le courant de rendement dû aux porteurs de charge qui se produisent en raison du rayonnement. I_0 est le courant de saturation, R_s est une résistance en série, m est le facteur d'idéalité, R_{sh} est la résistance parallèle, K est la constante de Boltzman, T est la température absolue des cellules et e est la charge des électrons.

L'équation est implicite, afin de la résoudre, elle nécessite des méthodes itératives. Il existe différents modèles pour obtenir I_L , I_0 , m , R_s et R_{sh} de l'équation 16.

Dans ce travail, le modèle analytique choisi est décrit ci-après [31].

Pour un éclairement et une température donnés, les cinq paramètres (I_L , I_0 , m , R_s et R_{sh}) peuvent être déterminés à partir des données suivantes qui sont la tension à circuit ouvert (V_{oc}), le courant de court-circuit (I_{sc}), le courant maximal (I_m) et la tension maximale (V_m) et la pente autour de V_{oc} et I_{sc} [32].

$$\left(\frac{dV}{dI}\right)_{V=V_{oc}} = -R_{so} \quad 2.18$$

$$\left(\frac{dV}{dI}\right)_{I=I_{sc}} = -R_{sho} \quad 2.19$$

Les équations obtenues sont [33]:

$$m = \frac{V_m + I_m R_{so} - V_{oc}}{V_t \left[\ln\left(I_{sc} - \frac{V_m}{R_{sh}} - I_m\right) - \ln\left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}\right) + \left(\frac{I_m}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}\right) \right]} \quad 2.20$$

$$I_0 = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}\right) \exp\left(-\frac{V_{oc}}{mV_t}\right) \quad 2.21$$

$$R_s = \left(R_{so} - \frac{mV_t}{I_0}\right) \exp\left(-\frac{V_{oc}}{mV_t}\right) \quad 2.22$$

$$R_{sh} = R_{sho} \quad 2.23$$

Une fois que nous avons caractérisé le module photovoltaïque, le générateur est modélisé en combinaison de modules NS en série et en modules parallèles, en supposant qu'ils soient identiques.

2.2.1. Calcul d'erreur :

L'erreur standard est définie ci-après [34]:

$$ES = \left[\frac{\sum (I_{cal} - I_{exp})^2}{N} \right]^{0.5} \quad 2.24$$

Lorsque I_{cal} et I_{exp} sont respectivement les courants calculés et mesurés et N le nombre de points de mesure (figures 2.2 et 2.3).

L'erreur :

$$E_x = \frac{X_{cal} - X_{exp}}{X_{exp}} \times 100 \quad 2.25$$

Etre X: I_{sc} , V_{oc} et P_m .

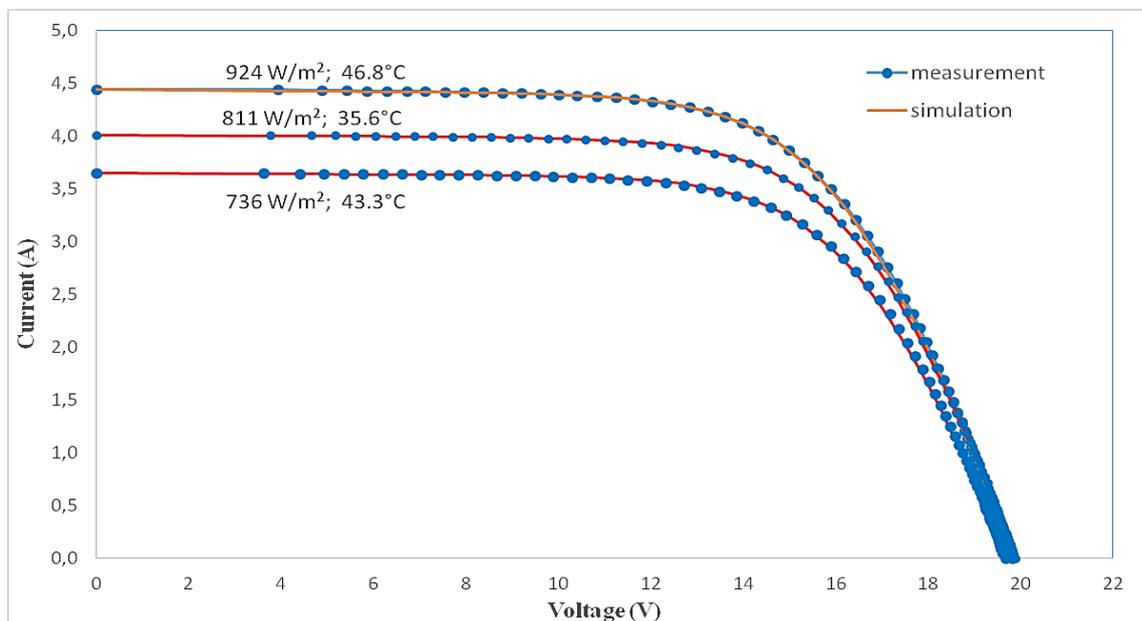


Figure 2.2 : Courbes I-V expérimentales et calculées en appliquant un modèle analytique au module photovoltaïque (PhotoWatt) à différents éclairements et différentes températures.

Le tableau 2.1 donne les mesures d'erreur obtenues entre les valeurs mesurées et les calculées en utilisant le modèle à cinq paramètres.



Figure 2.3 : Caractérisation du module du générateur photovoltaïque au niveau de l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables du Centre de Développement des Energies Renouvelables (URAER, CDER) de Ghardaïa.

Tableau 2.1 : Exemple d'application (PhotoWatt).

Eclairement (W/m ²)	924	736	811
Température (°C)	46,8	43,3	35,6
Ei(A)	0,0217	0,0193	0,0168
Ex(%)	1,0625	-3,9015	-1,4249

Pour les exemples analysés appliqués au module photovoltaïque mono-cristallin qui alimente le village de Fadnoun avec 736 W/m², 811 W/m² et 924 W/m² d'éclairement et différentes températures 35,6 °C, 43,3 °C et 46,8 °C, les erreurs sont faibles. Le modèle s'adapte avec une grande précision à la caractéristique I-V et converge dans tous les cas étudiés. Cependant, il nécessite de bonnes mesures dans les zones adjacentes avec I_{SC} , V_{OC} , I_m et V_m et mesurer les pentes au voisinage de I_{SC} et V_{OC} .

2.2.2. Corrections à d'autres conditions de température et d'éclairement :

Pour la translation de la courbe I-V donnée à certaines conditions déterminées d'éclairement et de température à d'autres conditions distinctes désirées, nous avons utilisé la méthode selon la norme CEI 891. Elle est appliquée aux caractéristiques I-V mesurées de dispositifs photovoltaïques au silicium cristallin seulement [33]. Avec cette méthode, la caractéristique courant-tension peut être corrigée par rapport aux valeurs de température et d'éclairement choisis :

$$I_2 = I_1 + I_{SC} \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha(T_2 - T_1) \quad 2.26$$

$$V_2 = V_1 - R_s(I_2 - I_1) - KI_2(T_2 - T_1) + \beta(T_2 - T_1) \quad 2.27$$

I_1, V_1 : Coordonnées d'un point de la courbe de référence

I_2, V_2 : Coordonnées d'un point de la courbe corrigée

I_{SC} : Courant de court-circuit de la courbe de référence

G_1, T_1 : Eclairement et température dans les conditions de mesure.

G_2, T_2 : Eclairement et température dans les conditions désirées.

α, β : Coefficients de température du courant et de la tension.

K : Facteur de correction de la courbe (0,00125 Ohm/°C).

2.2.3. Modèle de la température de la cellule

La tension à circuit ouvert du générateur photovoltaïque dépend de la température de la cellule; donc le point de fonctionnement du système dépend de ce paramètre.

Ce modèle suppose que la température de la cellule (T_c) est une fonction linéaire de la température ambiante (T_a) et de l'éclairement (G) [33] :

$$T_c = T_a + \left(\frac{TONC-20}{800} \right) G \quad 2.28$$

Où TONC est la température d'Opération Nominale de la Cellule en °C, définie comme la température que les cellules atteignent quand G est de $800W/m^2$, T_a est de $20^\circ C$, la vitesse du vent est de $1m/s$ et la distribution spectrale est AM1,5G.

2.3. Modélisation du système électrique conventionnel

Dans cette partie, nous présentons, la modélisation des différents composants du réseau électrique à savoir : les générateurs d'énergie électriques, les lignes de transport, les équipements de compensation d'énergie réactive, les transformateurs et les charges électriques.

Plusieurs études ont montré l'importance de la représentation des charges dans l'analyse de la stabilité de tension. La modélisation usuelle (puissance active et réactive constante) ne reflète pas les caractéristiques réelles du réseau. En effet, deux autres types de modélisation statique sont utilisés, à savoir : modèle à

courant constant et celui à admittance constante. Ce sont deux modèles qui expriment la puissance consommée par la charge en fonction de la tension.

Parmi les compensateurs d'énergie réactive qui sont largement utilisés ces dernières années, nous trouvons, les systèmes de transmission flexibles en courant alternatif « FACTS », nous nous intéressons à deux types à savoir: le « Static Var Compensator» SVC et le « Thyristor Controlled Series Capacitor » TCSC, et nous allons présenter en détail les équipements de ces deux systèmes.

2.3.1. Modèle de l'alternateur

Le groupe turbo-alternateur est considéré comme le cœur du réseau électrique, il assure la production de l'énergie électrique demandée par le consommateur. Dans notre cas, le groupe turbo-alternateur est modélisée par une source de tension constante qui est injecté, au niveau du nœud auquel il est connecté, une puissance active P_g et réactive Q_g .

L'alternateur possède deux boucles de régulation automatique, une pour le réglage automatique de la puissance AGC (Automatic Generation Control) et l'autre pour le réglage automatique de la tension AVR (Automatic Voltage Regulator).

La production de l'énergie réactive dans un générateur est limitée suivant l'équation (4.36)

$$Q_g^{min} \leq Q \leq Q_g^{max} \quad 2.29$$

Cette limitation est due principalement à la limite thermique du bobinage statorique et rotorique ainsi que la limitation de l'angle rotorique permise.

2.3.2. Modèle de la ligne de transport :

La ligne de transport à été modélisée par un schéma équivalent en π qui se compose d'une impédance série (résistance R en série avec une réactance inductive X), et une admittance shunt qui consiste en une susceptance capacitive B (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation G . Voir figure 2.4.

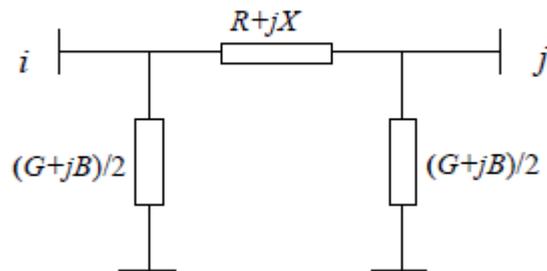


Figure 2.4 : Modèle en π d'une ligne électrique

2.3.3. Modèles des nœuds du réseau :

Les nœuds dans un réseau électrique sont divisés en trois types :

Nœud de charge (PQ) : c'est un nœud connecté directement avec la charge, il ne possède aucune source d'énergie. Les puissances active et réactive sont considérées connues.

Nœud générateur (PV) : c'est un nœud connecté directement avec un générateur ou une source d'énergie réactive. La puissance active et la tension sont considérées connues. La production de l'énergie réactive est limitée par des valeurs inférieures et supérieures, Q_g^{\min} et Q_g^{\max} Respectivement. Si l'une des deux limites est atteinte, la valeur se fixe à cette limite et la tension se libère, le nœud devient alors un nœud (PQ) .

Nœud bilan (slack bus) : c'est un nœud connecté avec un générateur relativement puissant ; il est considéré dans le calcul d'écoulement de puissance afin de compenser les pertes actives et assurer l'égalité entre la demande et la génération de la puissance active. Dans un nœud bilan, l'amplitude et l'angle de la tension sont supposés connus.

2.3.4. Modèle du transformateur :

Un transformateur de l'énergie électrique est représenté par un quadripôle en π non symétrique. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation a et l'impédance de fuite. Les rapports a_{ij} sont inclus dans les éléments de la matrice

admittance, c'est-à-dire que les susceptances de la matrice admittance \mathbf{B}_{ij} sont vues comme des fonctions de rapports de transformation a (figure 2.5).

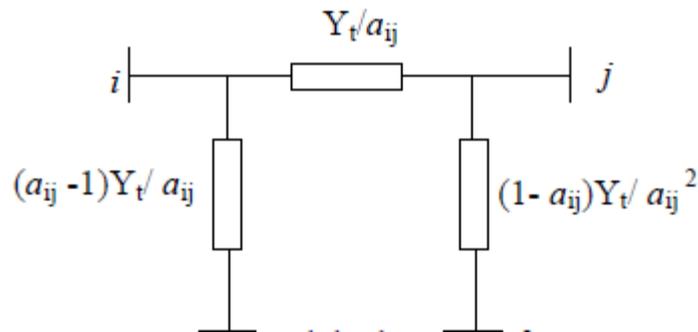


Figure 2.5 : Modèle d'un transformateur

Dans un réseau électrique, les transformateurs qui sont connectés directement à la charge sont des transformateurs régulateurs de charge (LTC). Ils disposent des régulateurs automatiques de la tension dans des limites permises de fonctionnement, indépendamment des fluctuations de tension primaire [35].

2.3.5. Equipements de compensation de l'énergie réactive :

Le transport de l'énergie réactive pour une longue distance n'est pas économique (augmentation des pertes actives). De ce fait, la production de cette énergie doit être le plus près possible des points de consommation. Dans un réseau électrique, on peut citer deux types d'équipements de compensations :

- Compensateur synchrone : c'est un alternateur qui produit seulement une puissance réactive. Il est modélisé par un nœud PV de puissance active nulle ($P = 0$) avec une tension constante. L'angle de la tension et la puissance réactive sont calculés par le programme d'écoulement de puissance. La génération de la puissance réactive est limitée selon l'équation (2.29).
- Compensateurs statiques : il existe deux types des compensateurs statiques :
 - a. Banks de condensateurs : ils sont installés au niveau des nœuds ainsi que des lignes de transport. La manipulation de ces condensateurs est effectuée manuellement. Dans notre travail, ils sont modélisés par une admittance shunt avec une susceptance fixe B_c introduite dans la matrice admittance.

- b. Dispositifs FACTS : ils sont modélisés généralement par une inductance variable connectée en parallèle avec une capacité fixe. A cause de leurs importances dans la conduite et le fonctionnement des réseaux électriques.

2.3.6. Modélisation des charges :

La modélisation de la charge joue un rôle très important dans l'étude et l'analyse de la sécurité de tension [36], il existe deux types de modélisation des charges électriques à savoir, la modélisation statique et celle dynamique. La modélisation dynamique est relativement compliquée ; la puissance consommée par la charge est une fonction de la tension et du temps ; Elle est utilisée généralement pour l'étude et l'analyse de la stabilité transitoire. La modélisation statique est mieux adaptée aux programmes d'écoulement de puissance [37].

Dans cette section, nous présentons différents modèles statiques qui expriment la puissance active et réactive de la charge en fonction de la tension de nœud [35,38]. Le modèle exponentiel de la charge est défini par les équations (2.30) et (2.31).

$$P = P_0 \times \left(\frac{V}{V_0}\right)^{n_p} \quad 2.30$$

$$Q = Q_0 \times \left(\frac{V}{V_0}\right)^{n_q} \quad 2.31$$

Avec :

- P_0 et Q_0 : puissance active et réactive consommées à une tension de référence $V_0 = 1 \text{ pu}$.
- n_p et n_q : constantes dépendant du type de la charge.

En pratique, les valeurs de n_p et n_q de différents types de charges sont trouvées empiriquement [39]. Le tableau 2.2, représente les différents types de charges avec leurs exposants spécifiques [35].

Tableau 2.2 : Valeurs des exposants n_p et n_q pour différents types de charge.

Types de charge	n_p	n_q
Climatisation	0,50	2,50
Chauffage électrique	2,00	0,00
Eclairage fluorescent	1,00	3,00
Pompes, climatiseurs,	0,08	1,60
Moteurs		
Grands moteurs	0,05	0,50
Industriels		
Petit moteur industriel	0,10	0,60

Selon les valeurs de n_p et n_q nous pouvons présenter les différents modèles statiques à savoir :

- Modèle à puissance constante (modèle standard PQ) : les puissances active et réactive ne dépendent pas de la tension $n_p = n_q = 0$.
- Modèle à courant constant : la puissance varie directement avec le module de la tension $n_p = n_q = 1$.
- Modèle à impédance constante : la puissance varie avec le carré du module de la tension $n_p = n_q = 2$.

2.3.7. Système de Transmission Flexible en Courant Alternatif (FACTS) :

Les dispositifs FACTS (*Flexible Alternative Current Transmission Systems*) peuvent contribuer à faire face aux problèmes rencontrés dans l'exploitation des réseaux électriques. Le concept FACTS, introduit en 1986 par *Electric Power Research Institute* (EPRI), regroupe l'ensemble des dispositifs, basés sur l'électronique de puissance, qui permettent d'améliorer l'exploitation d'un réseau électrique [40]. Son développement est étroitement lié aux progrès réalisés dans le domaine des semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels que le thyristor et le thyristor GTO. Ces éléments jouent le rôle d'interrupteurs très rapides ; ce qui confère aux dispositifs FACTS une vitesse et une fiabilité bien supérieures à celles des systèmes

électromécaniques classiques.

Des études et des réalisations pratiques ont mis en évidence l'énorme potentiel des dispositifs FACTS [41, 42]. Avec leur capacité à modifier l'impédance apparente d'une ligne de transport, ils peuvent être utilisés aussi bien pour le contrôle de la puissance active que celui de la puissance réactive et de la tension. En régime permanent, les FACTS permettent d'utiliser les lignes plus près de leur limite thermique en repoussant les limitations liées à la stabilité. Leur vitesse de commande élevée leur confère également un grand nombre d'avantages en régime transitoire ainsi qu'en cas de court-circuit. De manière générale, les dispositifs FACTS agissent en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive, en augmentant ou en réduisant la tension aux nœuds, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les phases des tensions.

Un autre avantage des équipements FACTS réside dans le fait que cette technologie autorise une extension des limites du réseau d'une manière échelonnée en installant les FACTS pas à pas lorsqu'ils deviennent nécessaires. Il est ainsi possible de répartir les investissements dans le temps. De plus, avec les FACTS de la dernière génération, il est possible de déplacer une installation en l'espace de quelques mois, si les conditions d'exploitation venaient à changer en rendant le dispositif inutile dans son emplacement initial [43].

Plusieurs types de FACTS avec des architectures et des technologies différentes, ont été développés. Parmi eux, les plus connus sont le SVC (*Static Var Compensator*), le TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*). Chacun de ces dispositifs possède ses propres caractéristiques et peut être utilisé pour répondre à des besoins bien précis. Le choix du dispositif approprié est donc essentiel et dépend des objectifs à atteindre. La position de l'installation dans le réseau est également un paramètre important pour son efficacité. Lorsque plusieurs dispositifs sont insérés dans un réseau, il convient que leurs effets soient coordonnés afin qu'ils n'agissent pas de façon opposée. Dans ce cas, la stratégie de contrôle revêt une importance toute particulière.

2.3.7.1. Définitions et généralités

Selon l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la définition du terme FACTS est la suivante : Système de Transmission en Courant Alternatif

comprenant des dispositifs basées sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statiques utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau [43].

Avec leurs aptitudes de modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances. Il est donc important de souligner que les dispositifs FACTS ne peuvent pas augmenter la capacité thermique des lignes de transport. En revanche, ils permettent d'utiliser les lignes plus proches de leurs limites en repoussant d'autres limitations, en particulier celles liées à la stabilité. Finalement, il faut noter que les FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes, Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant.

2.3.7.2. Rôle des dispositifs FACTS :

Le développement des dispositifs FACTS est essentiellement dû aux progrès réalisés dans le domaine des semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels le thyristor et le thyristor GTO. Les FACTS représentent une alternative aux dispositifs de réglage de puissance utilisant des techniques passives : bobine d'induction et condensateur déclenchés par disjoncteur, transformateur déphaseur à régleur en charge mécanique, etc. dans les dispositifs FACTS, les interrupteurs électromécaniques sont remplacés par des interrupteurs électroniques. Ils disposent ainsi de vitesses de commande très élevées et ne rencontrent pas les problèmes d'usure de leurs prédécesseurs. De ce fait, les FACTS possèdent une très grande fiabilité et une flexibilité pratiquement sans limite.

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régime stationnaire qu'en régime transitoire. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. En régime permanent, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

- Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop

basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée;

- Le contrôle des transits de puissances de manière à réduire, voire supprimé, les surcharges dans les lignes ou les transformateurs ainsi que pour éviter les flux de bouclage dans le réseau. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages.

De par leur vitesse de commande élevée, les FACTS possèdent de nombreuses qualités en régime dynamique [38]. Ils permettent en particulier :

- D'accroître la réserve de stabilité transitoire.
- D'amortir les oscillations de puissance.
- De supporter de manière dynamique la tension.

Les dispositifs FACTS ont également une action bénéfique sur les niveaux des courants de court-circuit ainsi qu'en cas de résonance hyposynchrone.

2.3.7.3. Types des dispositifs FACTS

Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories [44] :

- Les compensateurs parallèles ;
- Les compensateurs séries ;
- Les compensateurs hybrides (série - parallèle).

Dans cette section, nous essayons de présenter les FACTS les plus usuels appartenant à chaque catégorie :

2.3.7.3.1. Compensateurs Parallèles

Les compensateurs parallèles sont utilisés depuis longtemps dans les réseaux électriques principalement pour contrôler les tensions aux niveaux désirés lorsque les conditions du système changent. Des réactances fixes ou mécaniquement commutés sont appliquées pour réduire au minimum les surtensions du système dans des conditions de faible charge et des condensateurs shunt fixes ou mécaniquement commutés sont appliqués afin de maintenir des niveaux de tension dans des conditions de forte charge.

Dans les deux cas, les compensateurs shunts produisent une impédance réactive shunt, variable qui est ajustée en fonction des conditions du réseau de transport.

Les commutateurs mécaniques avaient commencé à être remplacés par les

commutateurs statiques à base de thyristors vers la fin des années 70 [43]. Actuellement, les compensateurs shunts et notamment le SVC sont largement répandus dans les réseaux électriques.

2.3.7.3.2. Compensateur statique de puissance réactive (SVC)

IEEE définit le SVC (*Static Var Compensator*) comme un générateur (ou absorbeur) statique d'énergie réactive, shunt, dont la sortie est ajustée en courant capacitif ou inductif afin de contrôler des paramètres spécifiques du réseau électrique, typiquement la tension des nœuds [45].

Le compensateur statique de puissance réactive SVC est le premier dispositif FACTS qui apparaît dans les années 1970 pour répondre à des besoins de stabilisation de tension rendue fortement variable du fait de charges industrielles très fluctuantes telles les laminoirs et les fours à arc. Les SVC sont des FACTS de première génération. Ils utilisent des thyristors classiques, commandables uniquement à l'amorçage.

2.3.8. Etude paramétrique de la stabilité de tension

Avant d'entamer une étude sur un système réel, il est préférable de commencer par un système simple. Cela nous permettra d'avoir des équations faciles à traiter et des schémas représentatifs simples et également de retrouver des résultats classiques.

Nous présentons une analyse fondamentale de la stabilité de tension sur un système simple à deux nœuds. Le but derrière cette analyse est l'étude de l'influence des différents composants du réseau sur la stabilité de tension.

2.3.8.1. Système test

Afin d'illustrer quelques aspects de l'analyse, le phénomène d'instabilité de tension peut être analysé à l'aide d'un système simple constitué d'un générateur alimentant une charge électrique à travers une ligne électrique (figure 2.6).

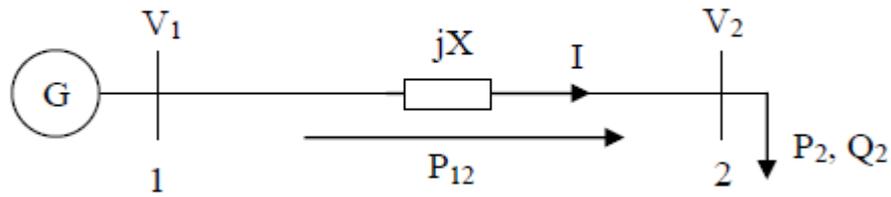


Figure 2.6 : Réseau électrique à deux nœuds.

2.3.8.2. Courbe d'effondrement de tension

La courbe d'effondrement de tension (Courbe PV) est considérée parmi les techniques les plus utilisées dans l'étude et l'analyse de la stabilité statique de tension. Elle trace l'évolution de la tension en fonction de l'augmentation de la charge dans le nœud. Dans ce qui suit, nous essayons d'élaborer et développer le modèle mathématique qui décrit la variation de la tension en fonction de la charge.

D'après l'équation 2.32, on peut exprimer la puissance apparente au nœud 2 suivant l'équation :

$$\bar{S} = P + jQ \quad 2.32$$

En considérant la figure 2.6, on peut écrire :

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{jX} \quad 2.33$$

On aura alors :

$$S^* = (V_2 I^*) = V_2^* I = V_2^* \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{jX} \quad 2.34$$

Avec :

$$V^* = (V \angle \theta)^* = V \angle -\theta$$

On aura :

$$S^* = P - jQ = -\frac{V_1 V_2}{X} \sin \theta + j \left(\frac{V_2^2}{X} - \frac{V_1 V_2}{X} \cos \theta \right) \quad 2.35$$

Les puissances active et réactive qui transitent dans la ligne s'écrivent alors :

$$P_{12} = -P_{21} = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \theta \quad 2.36$$

$$Q_{12} = -Q_{21} = -\frac{V_2^2}{X} + \frac{V_1 V_2}{X} \cos \theta \quad 2.37$$

On élimine l'angle θ par l'utilisation de l'équation : $\cos(\theta)^2 + \sin(\theta)^2 = 1$

$$P^2 + \left(Q + \frac{V_2^2}{X}\right) = \frac{V_1^2 V_2^2}{X^2} \quad 2.38$$

L'équation précédente peut s'écrire sous la forme d'une équation quadratique en fonction de V_2 :

$$V_2^4 + (2QX - V_1^2)V_2^2 + (P^2 + Q^2)X^2 = 0 \quad 2.39$$

$$V_2^2 = \frac{1}{2} \left[V_1^2 - 2QX \pm V_1 \left(V_1^2 - \frac{4P^2 X^2}{V_1^2} - 4QX \right)^{1/2} \right] \quad 2.40$$

On remplace Q dans (4.47) par $Q = \tan \theta \times P = B \times P$

Donc la solution est :

$$V_2^2 = \left[\frac{V_1^2}{2} - BPX \pm \left(\frac{V_1^4}{4} - PX(PX + BV_1^2) \right)^{1/2} \right] \quad 2.41$$

D'après l'équation (2.41), on peut conclure que, la tension au nœud 2 est une fonction de la puissance active, de la réactance de la ligne, et du facteur de puissance. La figure 2.7 présente la courbe de bifurcation du système test. La courbe montre l'évolution de la tension en fonction de la puissance active. La charge est considérée purement active ($Q = 0$ donc $B = 0$), la réactance de la ligne $X = 0.5\text{pu}$.

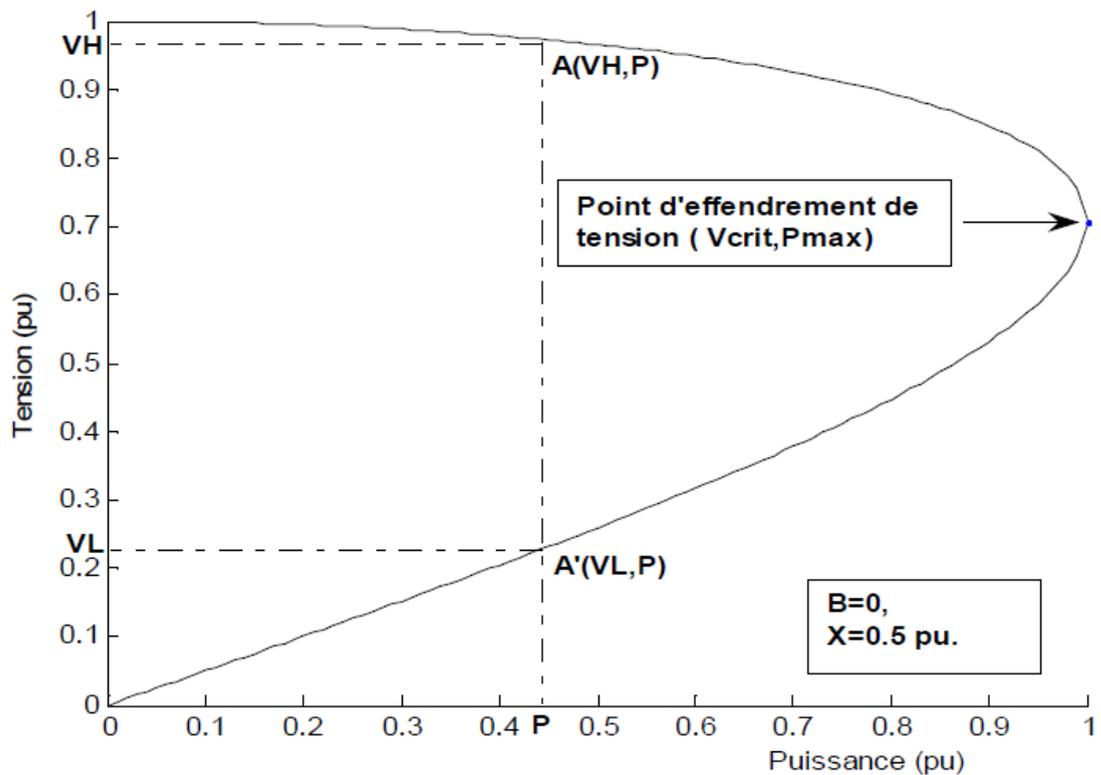


Figure 2.7 : Courbe de bifurcation de tension.

2.3.8.3. Analyses et interprétations

D'après la figure 2.7, on peut remarquer que lorsque la puissance demandée augmente, la tension diminue progressivement jusqu'à atteindre une valeur critique V_{crit} qui correspond à la puissance maximale transmissible par la ligne P_{max} . Ce point est appelé point de bifurcation de tension (ou point d'effondrement de tension). Au delà de ce point, la tension chute d'une façon brusque et incontrôlable ; c'est le phénomène d'effondrement de tension. Ce phénomène peut s'expliquer comme suit : lorsque la charge croît, le courant circulant dans la ligne croît ; entraînant une chute de tension d'autant plus importante que le courant est plus grand, donc la tension aux bornes de la charge décroît.

De la figure 2.7, une notion très importante et très utilisée dans l'étude et l'évaluation de la stabilité de tension est la marge de stabilité de tension, laquelle est considérée comme un indice efficace de l'évaluation de la stabilité de tension. Elle est définie comme étant la quantité de charge additionnelle de la

charge nominale qui conduit le réseau électrique à un effondrement de tension. Autrement dit, c'est la distance entre le point de fonctionnement nominal du réseau et le point d'effondrement de tension. Dans la conduite et l'exploitation des réseaux électrique, on essaye toujours de garder une marge de stabilité de tension la plus grande possible.

On peut remarquer aussi que, pour une valeur donnée P de la puissance demandée par la charge, il existe deux solutions de tension. La solution supérieure V_H correspondant à la valeur qui peut être atteinte en pratique et l'autre solution V_L est juste mathématiquement ; mais qui ne représente pas une valeur pratique. La justification de cette analyse est présentée comme suit:

On suppose une augmentation incrémentale de la charge qui déplace le point de fonctionnement à droite de la courbe. On peut voir que : la solution supérieure V_H devient plus faible, ce qui semble naturel ; Donc cette solution correspond à un point de fonctionnement normal ou stable. Par contre la solution inférieure V_L augment simultanément avec la charge, ce qui n'est pas naturel. Donc cette solution correspond à un point de fonctionnement dégradé ou instable.

Finalement, on peut conclure que la partie supérieure de la courbe donne la région de fonctionnement stable. En conséquence, dans toute analyse consacrée aux problèmes de la stabilité statique de tension, l'intérêt est porté sur cette partie de la courbe.

2.3.8.4. Influence des composants du réseau sur la stabilité de tension

Cette section est consacrée à l'étude de l'influence des composants du réseau sur la stabilité statique de tension. De ce fait, on a évalué la stabilité de tension en utilisant la courbe de bifurcation de tension, sous l'influence de plusieurs composants du réseau, récapitulés dans ce qui suit :

- Influence du facteur de puissance.
- Influence du TCSC.
- Influence du SVC.
- Influence de la nature de la charge.

2.3.8.5. Réseau d'application :

La figure 2.8, illustre le schéma synoptique du système d'application utilisée dans

cette section. Le réseau est composé d'un générateur qui alimente une charge via une ligne électrique d'une réactance de 0,15 pu. Le réseau comprend aussi des équipements de contrôle à savoir les dispositifs FACTS (SVC et TCSC) et d'un transformateur régleur en charge. La tension à la sortie du générateur est considérée fixe égale à 1 pu.

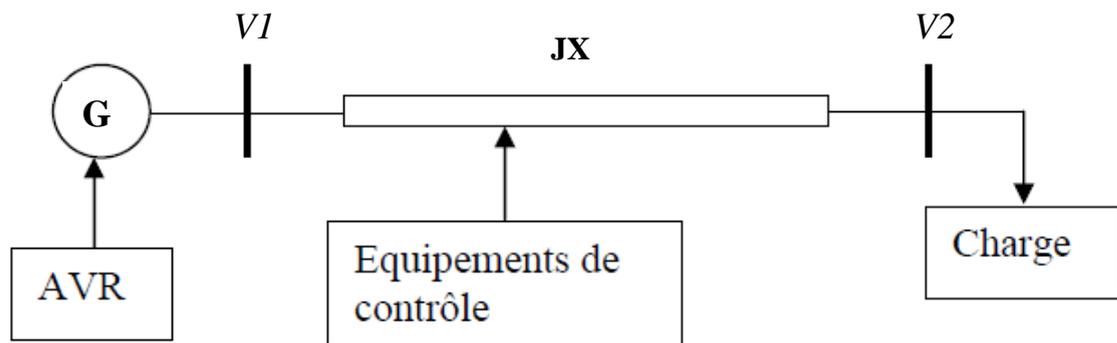


Figure 2.8 : Schéma synoptique du réseau d'application

2.3.8.6. Influence du facteur de puissance

Cette section est consacrée à l'étude de l'influence du facteur de puissance de la charge sur la stabilité de tension. La figure 2.9 représente la courbe de bifurcation de la tension pour différentes valeurs de $B = \tan \theta$. Il est clair que lorsque le facteur B diminue (c'est-à-dire θ diminue) la puissance maximale transmise par la ligne augmente. Cette situation semble très logique, car lorsque la compensation de l'énergie réactive de la charge augmente (c'est-à-dire θ diminue) ; la puissance maximale transmissible (marge de stabilité) augmente. La courbe en pointillé de la figure 2.9 représente l'évolution du point critique (point d'effondrement de tension) en fonction du facteur B . Il est clair que la tension critique augmente quand le facteur B diminue ; de ce fait, une surcompensation de l'énergie réactive risque d'amener la valeur de la tension critique dans la région de fonctionnement normale.

Ainsi on peut conclure que le facteur de puissance a un impact très significatif sur la caractéristique PV et donc sur la stabilité de tension. La puissance maximale transmissible par la ligne augmente avec le facteur de puissance. Donc la charge,

qui possède un facteur de puissance relativement élevé, offre une marge de stabilité de tension satisfaisante.

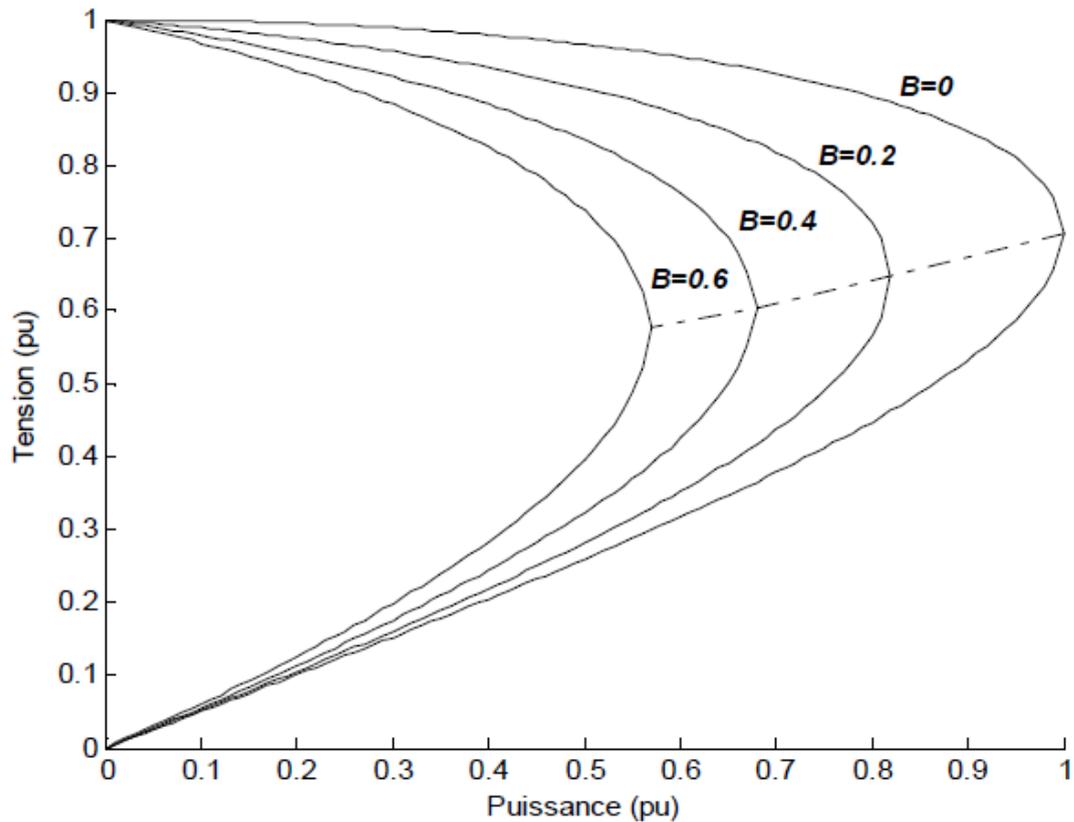


Figure 2.9 : Caractéristique PV pour différentes valeurs de $B = \tan \theta$

2.3.8.7. Influence du SVC

Pour tester l'influence du SVC sur la stabilité statique de tension, on modélise le SVC par une source variable de l'énergie réactive. De ce fait, on fait varier simplement la puissance réactive qui correspond à la variation de B dans l'équation (2.41). Les courbes de bifurcation pour plusieurs valeurs de B sont présentées dans la figure 2.7.

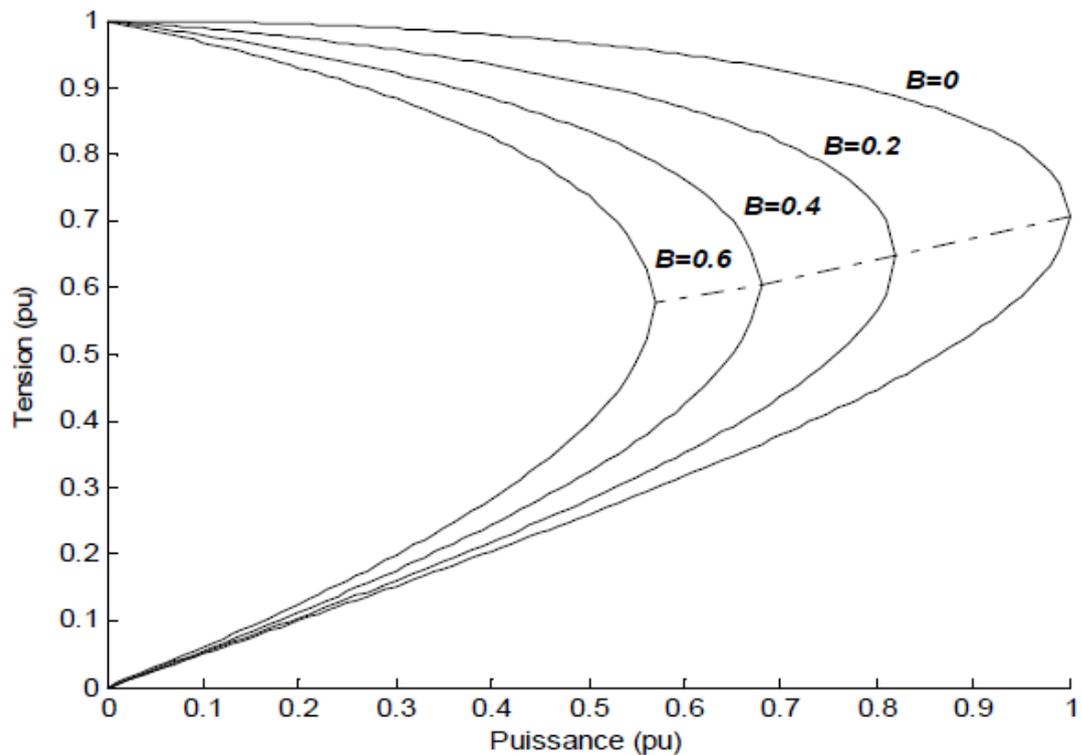


Figure 2.10 : Influence du SVC sur la courbe de bifurcation de tension

Après l'observation et l'analyse de la figure (2.10), on peut conclure que le SVC est un dispositif FACTS capable d'améliorer la marge de la stabilité de tension d'environ 0,55 pu jusqu'à 1 pu. Les courbes de bifurcation sont plates à cause de support suffisant d'énergie réactive. On voit aussi que la tension critique augmente proportionnellement avec le degré de compensation.

2.3.8.8. Influence de la nature de charge

Comme déjà mentionné précédemment, la stabilité de tension est très sensible à la nature de la charge. La modélisation standard des charges par le modèle PQ (puissance active et réactive constante) ne représente pas les caractéristiques réelles de celle-ci. Il existe d'autres modèles statiques (modèle du courant constant et d'impédance constante) qui représentent les puissances active et réactive consommées par la charge en fonction de la tension aux bornes de celle-ci. Les trois modèles statiques sont réunis dans les deux équations (2.30) et (2.31) [35] :

2.3.8.8.1. Modèle à puissance constante :

C'est le modèle classique utilisé dans le calcul d'écoulement de puissance. Dans ce modèle, les puissances active et réactive sont considérées constante, elle ne dépend pas de la tension

($n_p = n_q = 0$). La charge électrique est modélisée par les deux équations suivantes :

$$P = P_0 = cte \quad 2.42$$

$$Q = Q_0 = cte \quad 2.43$$

2.3.8.8.2. Modèle à courant constant :

Dans ce modèle de charge, les puissances active et réactive dépendent directement de la tension. de ce fait, les exposants n_p et n_q , sont égaux à 1. Les équations (2.30) et (2.31) deviennent :

$$P = P_0 \times V \quad 2.44$$

$$Q = Q_0 \times V \quad 2.45$$

2.3.8.8.3. Modèle à admittance constante :

Les puissances consommées par la charge sont fonction du carré de la tension, en remplaçant n_p et n_q , dans (2.30) et (2.31) par 2, on trouve :

$$P = P_0 \times V^2 \quad 2.46$$

$$Q = Q_0 \times V^2 \quad 2.47$$

L'étude de l'influence de type de charge sur la stabilité de tension nécessite un développement mathématique approprié. Pour cela, on remplace les puissances active et réactive dans (4.45) par celles de la modélisation statique

des équations (2.30) et (2.31) respectivement.

L'équation (4.45) devienne :

$$P_0^2 \times V_2^{2n_p} + P_0^2 \times \tan^2 \theta \times V_2^{2n_q} + 2 \times \frac{V_2^2}{X} \times P_0 \times \tan \theta \times V_2^{n_q} = \frac{V_2^2}{X^2} (V_1 - V_2^2) \quad 2.48$$

Dans le cas général où $n_p \neq n_q$, la résolution de l'équation (2.48) est très difficile. Pour simplifier le calcul, on considère, le cas où $n_p = n_q = n$ [35].

On a alors :

$$P_0^2 + 2 \frac{V_2^2}{X} P_0 \cos \theta \times \sin \theta \times V_2^{-n} = V_2^{-2n} \frac{V_2^2}{X^2} \cos^2 \theta \times (V_1^2 - V_2^2) \quad 2.49$$

Après la résolution de (2.38), on trouve :

$$P_0 = V_2^{-n} \frac{V_2}{X} \cos \theta \left[(V_1^2 - V_2^2 \cos^2 \theta)^{1/2} - V_2 \sin \theta \right] \quad 2.50$$

La figure (2.11) montre la sensibilité de la courbe de bifurcation de la tension vis-à-vis de la nature de la charge. La variation de n dans (2.50) donne des courbes de bifurcation complètement différentes. La limite de la stabilité de tension (point d'effondrement de tension) tend à s'éloigner avec l'augmentation de l'exposant n .

Le modèle à puissance constante ($n = 0$) est le cas le plus néfaste sur la stabilité statique de tension. Il possède le point d'effondrement le plus critique parmi les quatre cas de simulation. Les charges à courant constant ($n = 1$) ont un point critique plus éloigné que les charges à puissance constante. Avec ces charges, la probabilité d'occurrence d'un effondrement de tension est faible. Pour les charges à admittance constante, il n'existe pas un point d'effondrement de tension. Donc il y a toujours un point de fonctionnement théoriquement stable.

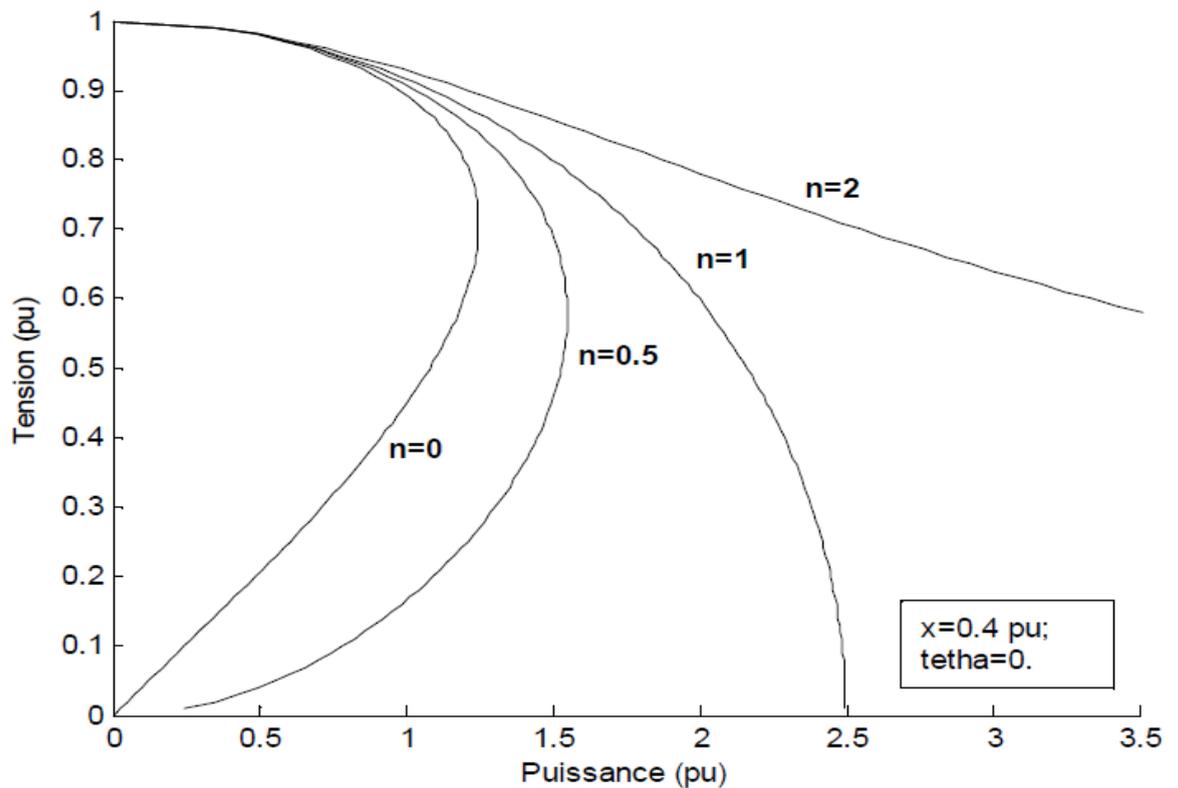


Figure 2.11 : Influence des modèles de charge sur la caractéristique PV

2.3.8.8.4. Conclusion

Dans ce chapitre, Nous avons modélisés les différents composants du réseau électrique à savoir : le groupe turbo-alternateur, les lignes de transport, les transformateurs et les charges dynamiques.

Nous avons mené aussi, une étude paramétrique de la stabilité de tension. Pour ce faire, nous avons utilisé comme système d'application, un réseau simple à deux nœuds. Afin de simplifier notre simulation, un modèle mathématique est utilisé pour décrire la variation de la tension du nœud en fonction des autres paramètres du réseau. Nous avons montré que la nature de la charge est un paramètre essentiel dans l'étude de la stabilité de tension. Une charge de puissance constante ($P = Q = cte$) est la plus pessimiste sur la stabilité de la tension.

Si l'on se réfère à la figure 4.3, nous constatons la puissance maximale délivrée par le générateur photovoltaïque est en liaison directe avec l'éclairement et la

température ambiante du site, pour ce qui du réseau conventionnel, la puissance maximale atteinte PMA est en rapport avec le facteur de puissance. Donc par analogie, il existe entre ces deux sources d'énergies, une puissance amont reçue par le générateur PV et le réseau électrique.

2.4. Modélisation du système du générateur Diesel

L'objectif est de d'étudier un modèle de générateur Diesel. Ce modèle doit représenter son comportement dynamique et permettre de récupérer à sa sortie la vitesse de rotation du générateur.

2.4.1. Différentes dynamiques à modéliser

La modélisation du groupe diesel GD doit représenter au mieux la dynamique des différentes étapes de la conversion énergétique. Les trois principales dynamiques généralement considérées sont : la dynamique de l'actionneur, la thermodynamique du moteur et la mécanique du générateur Diesel.

La dynamique de l'actionneur est la première à intervenir dans la modélisation. L'actionneur peut être, par exemple, une électrovanne de contrôle de débit de carburant entrant dans la chambre à combustion, pilotée par un système électronique.

Le moteur Diesel est à combustion inerte ce qui signifie que le carburant qui pénètre dans la chambre à combustion s'auto enflamme grâce à un taux de compression élevé.

Le cycle thermodynamique d'un moteur Diesel est à quatre temps :

Le 1^{er} temps correspond à l'abaissement du piston et à l'ouverture de la soupape d'admission permettant l'introduction dans le cylindre de l'air.

Le 2^{ème} temps est associé à la compression de l'air par la remontée du piston.

Le 3^{ème} temps est lié à la combustion et à la détente : le carburant s'auto enflamme dans l'air à haute pression. Après l'explosion se fait la détente, les gaz chauds repoussent le piston. Et le 4^{ème} temps correspond à l'échappement des gaz brûlés.

Ce cycle met en évidence qu'un moteur Diesel présente des temps morts, des retards, des comportements non linéaires qui font que son modèle devrait être

d'un ordre élevé. Toutefois, il existe des modèles simples pour la réalisation du contrôle du comportement dynamique du générateur.

Le couple mécanique produit par la détente met en rotation le générateur synchrone couplé au moteur. La loi fondamentale de la dynamique permet de déterminer la vitesse de rotation du générateur synchrone qui correspond aussi à celle du générateur Diesel. La mécanique du générateur est décrite succinctement ci après.

La vitesse de rotation du générateur peut être contrôlée par un régulateur afin d'améliorer la dynamique du générateur diesel et aussi pour limiter l'impact des perturbations, dues à la variation de charges, sur la vitesse. Le régulateur qui sera utilisé est un PID.

2.4.2. La mécanique du générateur Diesel.

Le couple moteur C_m produit par le moteur met en rotation le générateur synchrone. L'équation mécanique correspondante est la relation fondamentale de la dynamique (Figure 2.12)

$$J \frac{d\omega(t)}{dt} = C_m - C_L - R_f \omega(t) \quad 2.51$$

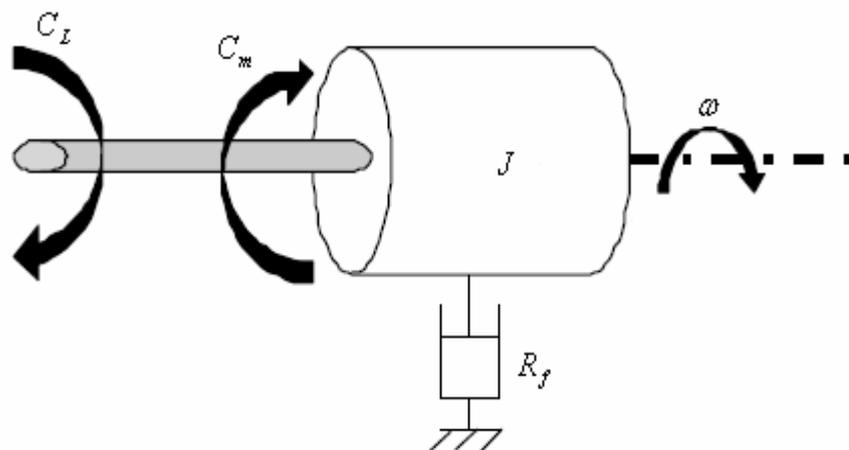


Figure 2.12 : Schématisation des forces appliquées

J : est la somme des moments d'inertie du générateur synchrone et du moteur.

ω : est la vitesse de rotation du rotor du moteur.

C_L : est le couple résistant dû à la charge.

$R_f \omega(t)$: est le couple résistant dû aux frottements où R_f est le coefficient de frottement.

Dans le domaine de Laplace, cette équation correspond à une fonction de transfert du 1^{er} ordre

$$\frac{\omega(p)}{C_m - C_L} = \frac{1}{Jp + R_f} \quad 2.52$$

En supposant que les n dérivées de $\omega(p)$ en $t = 0$ sont nulles : $\omega^{(n)}(0) = 0$ (par définition de la fonction de transfert).

La dynamique de la partie électrique du générateur est négligée dans l'étude suivant l'hypothèse que la constante de temps électrique $\tau_{él} = \frac{L}{R}$ est beaucoup plus petite que la constante de temps mécanique $\tau_{méc} = \frac{J}{R_f}$.

2.4.3. Le régulateur proportionnel, intégral et dérivé (PID).

La vitesse de rotation du générateur diesel doit être réglée pour améliorer la dynamique du système et limiter l'impact des perturbations. Elle sera contrôlée avec un régulateur Proportionnel, Intégral et Dérivé (figure 2.13).

Un régulateur Proportionnel, Intégral (PI) permettrait d'annuler l'erreur statique grâce à l'action intégrale. Toutefois, on privilégie régulateur PID car il donne un degré de liberté supplémentaire pour le réglage. De plus, l'action dérivée permet d'augmenter la marge de stabilité et d'accélérer la réponse du système au début d'un transitoire (réduction du temps de montée).

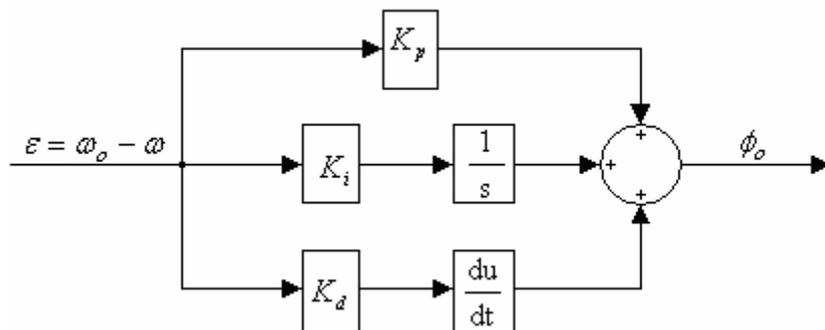


Figure 2.13 : Régulateur PID

$K_i = \frac{K_p}{T_i}$, ou K_p est le gain proportionnel et T_i le temps d'intégration.

$K_d = T_d K_p$, ou T_d et le temps de dérivation.

2.4.4. Choix du modèle du générateur Diesel

Plusieurs modèles de générateur Diesel existent, les plus intéressants vont être présentés succinctement.

[46] propose un modèle simple avec les paramètres pour un groupe électrogène de 500kW. Il approche la dynamique du moteur Diesel par une fonction de transfert du 1^{er} ordre. [48] propose un modèle non linéaire : le moteur diesel est représenté par un gain et un retard de combustion. L'inconvénient de ce modèle est que sa non linéarité ne permet pas d'avoir des valeurs fixes de paramètres. Ils sont réajustés en fonction du point de fonctionnement du système. Toutefois, ce modèle est largement employé. [47] s'est d'ailleurs inspiré de ce modèle pour réaliser le sien. Il est particulièrement intéressant puisque les valeurs des paramètres sont valables pour un moteur Diesel de 3kW. Semblablement au modèle de [48], certains d'entre eux sont réajustés en fonction du point de fonctionnement du système.

Ce modèle est idéal puisque le moteur Diesel est de 3 kW comme le générateur électrique du banc d'essais. Cependant dans le temps imparti, on n'a pas pu mettre en place un modèle aussi complexe.

On a donc choisi de travailler avec le modèle de la bibliothèque du logiciel EUROSTAG (figure 2.14). Ce modèle peut convenir à tous les moteurs diesel avec turbo de puissance inférieure à 20,9 MW, il a aussi l'avantage d'être linéaire et de présenter des valeurs de paramètres constantes. L'inconvénient principal avec ce modèle est que les valeurs des paramètres correspondent à un générateur de 20,9MW. Toutefois, il est possible aussi d'émuler ce modèle.

Il est intéressant de préciser la signification de chaque paramètre (Tableau 2.3):

a est la constante de temps de l'actionneur et o et f sont respectivement les constantes de temps qui fixent les limites de temps d'ouverture et de fermeture de l'actionneur. 1 et 2 sont les constantes de temps du modèle moteur

Diesel. Les valeurs de 1 et 2 proviennent de l'étude menée sur les moteurs Diesel de puissance 20,9 MW des sites du Guadeloupe par EDF. Le moment d'inertie H d'un générateur Diesel de cette puissance est de l'ordre de 2,077 s. On émet les hypothèses que la puissance dissipée par les frottements représente 5% de la puissance nominale du moteur et que la vitesse de rotation du générateur est de 1500 tr/min. Le coefficient de frottements D vaut 0,1 p.u.

Dans la modélisation, la perturbation créée par les charges est représentée sous la forme d'un couple résistant noté C_L .

Tableau 2.3 : Paramètres du modèle GB

Paramètres	Valeur (p.u.s.)
τ_a	0,09
τ_o	0,1
τ_f	0,1
τ_B	3,4
τ_C	7,2
H	2,077
D	0,1

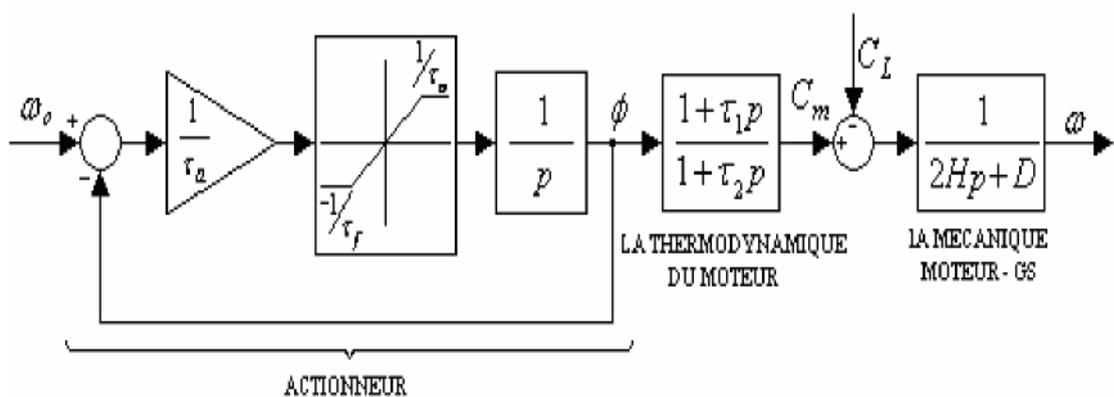


Figure 2.14 : Modèle GD d'EUROSTAG

2.4.5. Simulation de la dynamique du générateur Diesel

On va maintenant simuler le comportement dynamique du modèle du GD établi dans le chapitre précédent. Le modèle sera simulé en boucle ouverte dans le but de présenter son comportement dynamique sans contrôle. On procédera ensuite à des simulations avec un régulateur PID dont le réglage des

paramètres se fera avec la méthode empirique de Ziegler et Nichols, et finalement, on analysera le comportement du système lorsque intervient une perturbation.

Dans l'ensemble des simulations, ω_o la consigne du modèle, est une entrée indicielle telle que :

$$\begin{cases} \omega_o = 0 & t < 1 \\ \omega_o = 1 & t \geq 1 \end{cases}$$

2.4.6. Le Comportement dynamique du modèle sans régulateur

Il est supposé que le générateur Diesel ne subit pas de perturbations et le couple résistant C_L est nul.

- En boucle ouverte :

La structure du modèle en boucle ouverte est représentée sur la figure 2.14. La simulation permet de constater que la réponse du système figure.2.15 ne suit pas la consigne en boucle ouverte. Le régime permanent est atteint seulement au bout de 230 s. Le système est assez lent puisqu'on a un temps de réponse à 50% de l'ordre de 130 s. Ces résultats montrent la nécessité de procéder à une régulation.

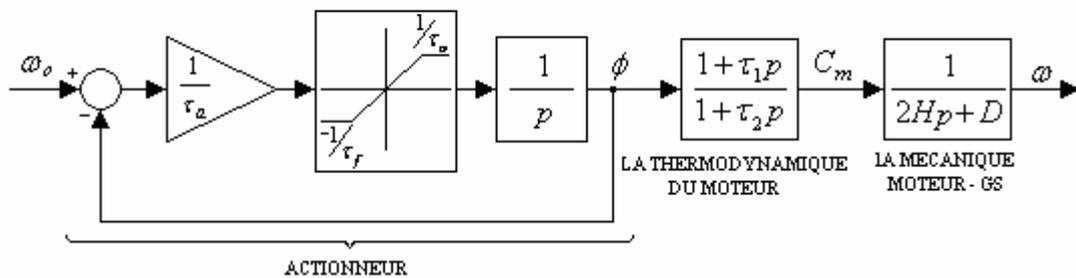


Figure 2.15 : Modèle GD en BO

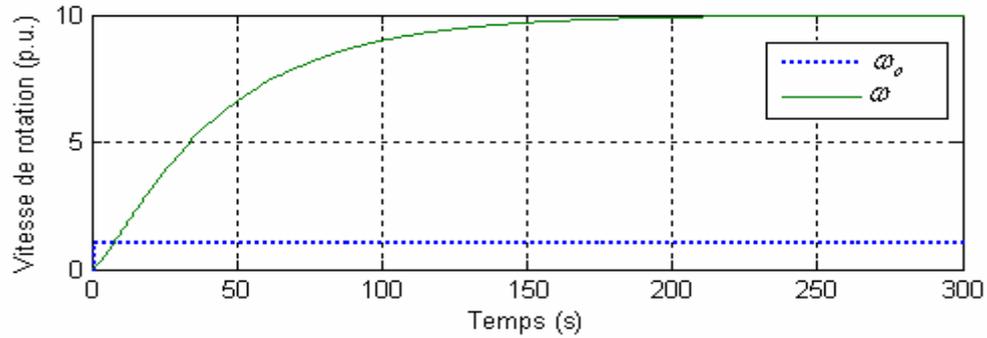


Figure 2.16 : Réponse en BO

2.4.7. Le comportement dynamique lors d'une perturbation

On suppose qu'une charge est connectée au générateur synchrone et on la représente sous la forme d'un couple résistant C_L figure 2.16 tel que :

$$\begin{cases} C_L = 0 & t < 20s \\ C_L = \frac{1}{3} & t \geq 20s \end{cases}$$

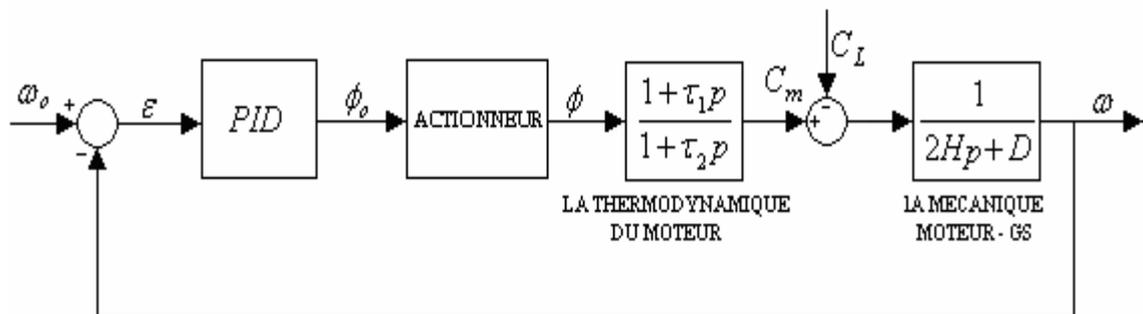


Figure 2.17 : Modèle GB avec une perturbation.

La variation de charge provoque une variation de 0,75% de la vitesse de rotation suivi d'un dépassement de 0,1% (figure. 2.17). Ces valeurs sont très acceptables puisqu'elles se situent bien en dessous de la limite de 4 % système est peu sensible aux perturbations puisque d'une variation de charge de 33% entraîne une variation de vitesse de moins de 1%. Le système se stabilise à la 18^{ème} s. Avec un dépassement aussi petit, le système revient rapidement à un régime permanent après l'effet de la perturbation.

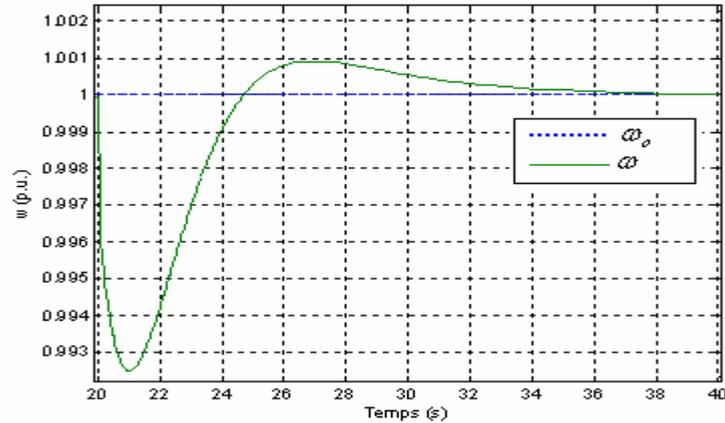


Figure 2.18 : Réponse à une variation de charges de 30%

On introduit une perturbation deux fois plus importante telle que :

$$\begin{cases} C_L = 0 & t < 20s \\ C_L = \frac{2}{3} & t \geq 20s \end{cases}$$

Cette perturbation entraîne une variation de vitesse de 1,6% suivi d'un dépassement de 0,2%

(figure 2.18). En doublant la valeur de la perturbation, il y a pour conséquence le doublement des valeurs de la vitesse. Cependant, le temps de réponse 5% est resté le même. Le réglage des paramètres permet bien de limiter les effets de la perturbation sur le système. Le système est donc peu sensible aux perturbations, précis et rapide.

2.5. Calcul du coût de production d'électricité

Pour évaluer la compétitivité d'une solution d'électrification, il faut connaître le coût de production de l'électricité [49].

Le calcul du coût nivelé par kWh compare les technologies dont la vie est différente (40 pour les réseaux, 20 ans pour le photovoltaïque, 15 pour le diesel) [50].

La fonction de coût se compose de dépenses fixes et variables. Les charges fixes représentent l'investissement initial (générateur, batterie, coûts d'installation:

convertisseurs, lignes électriques à moyenne et basse tension), tandis que les coûts variables sont principalement fonction du coût du carburant.

Les différentes solutions d'électrification rurales adoptées sont classées en trois groupes [51]:

- * Systèmes individuels où semi-collectif; tableau photovoltaïque;
- * Électrification mini-grille locale basse tension à travers une usine de micro-diesel.
- * En connectant un réseau existant (moyenne et basse tension).

Selon l'équation (2.53), le coût moyen actualisé de l'électricité est défini comme la somme des dépenses annuelles jusqu'à présent sur la somme de la production électrique annuelle.

$$P = \frac{\sum_{i=1}^n A_i \cdot I_i + D_i}{E} \quad 2.53$$

Le facteur de rente pour les équipements est défini par

$$A_i = \frac{1}{\sum_{n=1}^{n1} \frac{1}{(1+a)^n}} = \frac{a \cdot (1+a)^{N_i}}{(1+a)^{N_i} - 1} \quad 2.54$$

avec

Index «i»: signifie générateur; batterie ; Ligne «LBT»; ou transformateur.

2.5.1. Sélection de la solution optimale

Compte tenu de divers projets qui fournissent les mêmes services, l'option privilégiée est celle qui entraînerait le coût minimum de retour de l'unité économique.

2.5.2. Solution d'énergie solaire photovoltaïque

La formule qui nous donne le coût équivalent de l'électricité en kWh comme suit [50].

$$Cout PV = \frac{(A_{PV} + H_{PV}) \times P_{PV} \times C_{PV} + (A_{bat} + H_{bat}) \times P_{bat} \times C_{bat}}{Ec} \quad 2.55$$

Après l'introduction des différents paramètres et calcul, l'équation (29) devient :

$$Cout PV = 57,74 + \frac{480}{EG(\beta, ti)} \quad 2.56$$

2.5.3. Solution électrique diesel

Le coût d'achat moyen du générateur diesel comprend le coût en capital du générateur diesel, le coût de la connexion LBT (basse tension), les coûts d'exploitation et le coût du carburant nécessaire pour répondre à la demande d'électricité.

Les coûts d'exploitation sont estimés en pourcentage du coût de l'investissement.

$$D \text{ cout} = \frac{(A_D + H_D) \times I_D + (A_{BT} + H_{BT}) \times I_{BT} + C_{fuel}}{Ec} \quad 2.57$$

D coût moyen de la solution diesel à prix réduit (DA / kWh).

Après intégration de tous les paramètres pour calculer le coût du kWh diesel en fonction de la ligne basse tension et de la consommation annuelle d'énergie électrique (LBT, Ec).

L'équation (2.56) devient.

$$D \text{ cout} = 117,63 + 68058x \frac{L_{BT}}{Ec} \quad 2.58$$

Chapitre 3

Description des systèmes électriques

Nous allons d'abord se focaliser sur l'étude du système qui alimente le village, qui est composée de deux parties, la première concerne une étude et une analyse de la performance du système photovoltaïque en fonction des mesures du site. La deuxième partie concerne la comparaison entre les deux solutions d'électrification, Diesel et photovoltaïque dans des conditions réelles d'exploitation, puis nous examinerons les systèmes de raccordement électrique conventionnel et Diesel.

3.1. Description du village

Le village de Fadnoun est un village de petite taille située au grand Sud-Est de l'Algérie à environ 2100 km par rapport à la capital Alger, environ 100 km du chef lieu de Wilaya d'Illizi, et de 305 km de Djanet. Le village de Fadnoun est limité au Nord par la commune d'Illizi, au Sud par la commune de Bordj El Houes et Djanet, à l'Est la Lybie, et à l'Ouest la Commune de Tamanrasset. Sa localisation géographique est donnée dans le tableau 3.1.

Tableau 3.1 : Localisation géographique

Latitude (°)	Longitude (°)	Altitude (m)
22,78 N	05,52 E	1377

Il est implanté dans le grand mont du plateau du TASSILI N'JJER, dans un environnement saharien aride caractérisé par un climat chaud en été et froid en hiver (figure 3.2).

Le village possède des caractéristiques géographiques, topographiques et économiques trop particulières et complexes. Il faut parcourir 100 km ou l'étendue

de pierre noire du grand mont du Tassili, de part et d'autre la route où se confond la couleur ardoise des pierres avec le bitume, avant d'atteindre Fadnoun.

Tableau 3.2 : Données météorologique du village [52]

Mois	Température de l'air [°C]	Irradiation solaire horizontale journalière [kWh/m²/d]	Température au sol [°C]
Janvier	9,9	4,12	11,6
Février	12,7	5,07	15,0
Mars	17,6	5,97	20,6
Avril	22,9	6,79	26,5
Mai	28,1	6,77	31,9
Juin	31,8	7,14	36,0
Juillet	32,3	7,54	36,6
Aout	31,8	7,10	36,0
Septembre	29,4	6,02	33,0
Octobre	23,9	5,01	26,7
Novembre	17,4	4,09	19,6
Décembre	11,4	3,77	13,1
Moyenne Annuelle	22,4	5,78	25,5

Un village de maisons traditionnelles entourées de quelques zeribates (pluriel d'une zeriba), habitées par une population initialement des nomades targuis, environ 60 bédouins (la population recensée en 2011) sédentarisés dans ce village, après l'avènement du programme du fond spécial de développement des régions du sud 2001 FSDRS.

La zeriba est une maison constituée d'une seule pièce de forme arrondie, dont l'aspect rappelle celui d'une hutte de village africain.

Les activités génératrices de revenus sont nulles, mis à part une petite partie de la population qui s'adonne à l'élevage des chèvres et chameaux.

Le village de Fadnoun est situé au plein cœur du plateau du Tassili (plateau de Fadnoun). Ce dernier est classé [52] :

- Parc national en 1972,
- Site mixte culturel et naturel de l'humanité par l'UNESCO en 1982,
- Réserve de biosphère du Programme 'L'Homme et la biosphère' de l'UNESCO en 1986.

Du fait que ce village est très éloigné par rapport au réseau de distribution d'énergie électrique national d'une part, et la contrainte majeure que représente sa situation géographique (Site classé et patrimoine préservé par l'UNESCO) d'une autre part, le système photovoltaïque autonome offre a priori une solution avantageuse.

Ce système photovoltaïque peut être utilisé pour répondre à certains besoins énergétiques des habitants, et de disposer de la lumière électrique, d'utiliser un réfrigérateur de regarder la télévision et de bénéficier des applications de faible puissance, pour la première fois de leur existence.

Actuellement, le village de Fadnoun (figure 3.1 et 3.2) est composé de:

- Vingt (20) logements type F1 en dur, raccordés en électricité.
- Un logement de fonction type F3 en dur pour les trois enseignants du primaire.
- Une école composée d'une (01) classe (Niveau primaire ; 45 écoliers au total toutes catégories confondues).
- Une (01) infirmerie en préfabriqué composée de deux salles.
- Un lieu de culte en préfabriqué composé d'une (01) salle.
- Une épicerie en dur alimentée en kit individuel (située à 600 m du village).
- Un château d'eau d'une hauteur de 06 m, fonctionnant avec un groupe électrogène, et dessert le village par gravité.
- Deux antennes de télécommunication alimentées par deux groupes électrogènes (Mobilis et Nedjma).

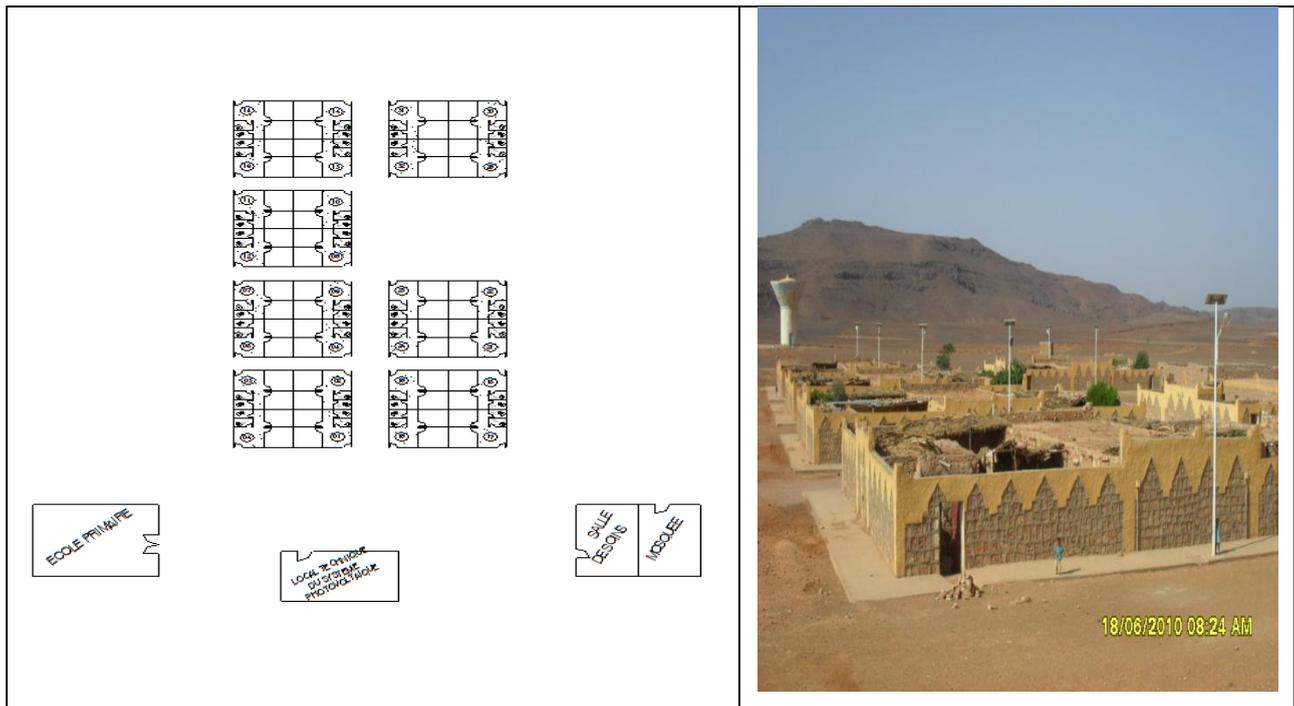


Figure 3.1 : Plan de masse et vue générale du village de Fadnoun



Figure 3.2 : L'infirmerie et l'école avec le logement de fonction

De nombreuses expériences et mesures ont eu lieu pendant une période d'un an dans des conditions de fonctionnement réelles afin de vérifier, observer le système photovoltaïque installé et améliorer sa rentabilité et son efficacité. Parmi ces actions, le changement de la demande d'électricité du village en remplaçant toutes les lampes à incandescence par une faible consommation d'une part, et deuxièmement, les interventions en cas de panne électrique. En outre, le nettoyage des modules photovoltaïques permettait d'assurer la continuité du service et un service de qualité [53-54-55-56].

3.2. Description du Système d'acquisition des données

Le dispositif d'acquisition des données est composé:

- Appareil d'enregistrement de tension et d'intensité.
- Un thermomètre placé au dessous des modules
- Une pince volt Ampérométrique.
- Un solarimètre calibré en mV/cm^2 placé sur le plan du module solaire
- Un compteur SAGEM CX2000-4 CLK CT triphasé à branchement indirect.

3.2.1. Fonctionnalités du compteur SAGEM

Le dispositif de mesure dont le compteur SAGEM CX 2000-4 est une centrale de mesure qui permet d'effectuer les mesures principales ci après, la communication avec le compteur SAGEM se fait en mode local par l'intermédiaire d'une sonde optique, directement reliée à l'ordinateur [57],

- Puissance active moyenne sur la période d'intégration (W).
- Courbe de charge qui représente l'évolution de la puissance active en fonction du temps.
- La puissance maximale atteinte par le consommateur.
- Les statistiques de consommation (nombre d'heures de consommation et de coupure,
- Les surtensions et les causes d'interruption du courant électrique).
- les courants délivrés par les trois modulex
- le courant de charge et de décharge du système de stockage.
- le courant de l'entrée et de la sortie de l'onduleur
- la tension de travail du système.
- la température ambiante aux alentours du champ PV.
- l'éclairement global reçu sur le plan du générateur solaire.



Figure 3.3 : Système d'extraction des données statistiques et de la courbe de charge

3.2.2. Courbe de charge et son importance.

L'exploitation des courbes de charge pour une période d'une année, avec période d'intégration de 30 minutes qu'on extrait à partir de la centrale de mesures (compteurs électroniques de type SAGEM) posés et mis en service pour cet effet, et le bilan énergétique du village nous à permet de récupérer et d'avoir une vision claire et précise sur le comportement du régime de consommation électrique des villageois, ainsi que le comportement du système photovoltaïque.

En effet, la courbe de charge offre un large éventail de mesures qui une fois exploitées donneront a notre attention l'opportunité d'avoir une idée sur le mode de fonctionnement du village et ce, du point de vue consommation électrique bien entendu.

L'analyse de la consommation d'énergie du village doit être menée aussi près que possible du processus réel de consommation [57].

Il s'agit à la fin de détecter les foyers à consommation d'énergie anormales et de concentrer tous les efforts sur celles à même de nous permettre les économies d'énergie les plus importantes et par là même rationaliser son utilisation.

3.3. Bilan énergétique du village.

Le bilan énergétique du village est fait d'une manière effective, après avoir fait le porte à porte et cela pour évaluer la charge globale exacte nécessaire pour l'alimentation des sous-systèmes PV,

Tableau 3.3 : Répartition du bilan énergétique du village par sous-système

N° S/Système	Désignation	Total puissance [W]	Consommation journalière [Wh/j]
S/Système 1	Eclairage intérieur & extérieur te équipements électriques divers	446	2526
S/Système 2	Eclairage intérieur & extérieur te équipements électriques divers	2 842	19 229
S/Système 3	Eclairage intérieur & extérieur te équipements électriques divers	967	8197
Total		4255	29 952

Le graphique de la figure 3.4, illustre la répartition de la charge par famille d'équipement électrique (le détaille est donné en Annexe 1);

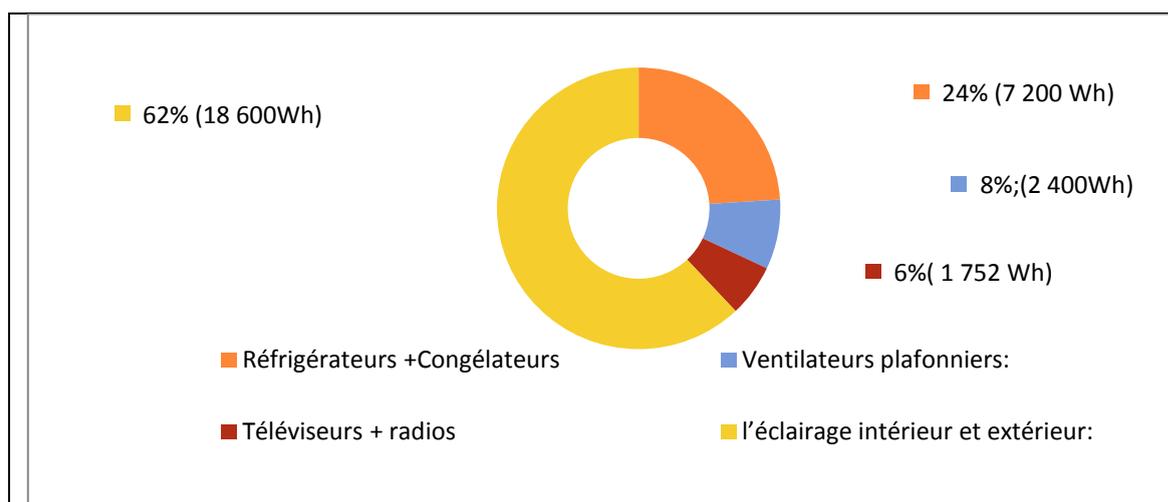


Figure 3.4 : Répartition de la charge du village par famille de consommation.

3.4. Activité touristique

Le secteur du tourisme dans la wilaya d'ILLIZI est en nette croissance, la saison touristique 2009 qui est composée de deux parties, saison touristique 2008/2009 et 2009/2010, a enregistré une dense activité avec augmentation du nombre de touristes dans la wilaya, une multiplication du nombre d'agences touristiques qui activent dans le territoire de la wilaya a atteint un nombre de 39 agences, rajouter à cela l'exploitation de nouveaux équipements en matière d'hôtellerie, hôtel de la grotte des ambassadeurs ainsi que celui de l'hôtel bounaga, qui a permet sans doute l'augmentation de la capacité d'hébergement de la wilaya, ces chiffres démontrent que le secteur du tourisme enregistre chaque année un progrès qualitative et quantitative, qui contribue dans le développement de la wilaya ainsi la création des richesses et de postes de travail pour les jeunes de la wilaya.

parmi les actions entreprises par la direction du tourisme pour cette année 2010, à l'effet de soutenir le secteur touristique, la participation dans les regroupements en particulier au niveau de la commune de Djanet avec l'implication de tous les acteurs (artistes, poètes, etc.) dans les domaines artistique et culturel, afin de mettre une place une plate forme après concertation et implication de tous les autres secteurs, aussi, il y a eu la création d'un bureau rattaché à la direction du tourisme pour consolider le travail de proximité avec les citoyens d'une part et la promotion du secteur d'une autre part, pour assurer un suivi journalier des activités du secteur par la direction du tourisme.

La direction du tourisme organise aussi, chaque fin de l'année une grande cérémonie qui dure plus de deux semaines qu'on appel localement « la fête d'essebiba », où, tous

les musiciens, les poètes, de tout âge, ainsi que les notables de la région et les autorités locales se rencontrent pour fêter ces journées qui correspondent à un événement religieux d'«EL MAWLID ENNABAOUI ECHARIF »[52].

3.5. Villages solaires photovoltaïques mis en service

Les centres électrifiés par énergie solaire réalisés sont par Sonelgaz –RD, durant les années 1999-2000. La Wilaya d'illizi à enregistrée la mise en service des 20 systèmes solaires à travers 05 villages Isolées (Tamadjert, Ifni, Imihrou, Oued Samen et Tahihaouet) dans le cadre du programme national de l'électrification en énergie solaire (Annexe 2). La wilaya a réalisé et mis en service durant l'année 2002, un projet solaire d'électrification en énergie solaire du village de Fadnoun, dans le cadre du Fonds spécial de développement des régions du sud « FSDRS » (Annexe 2).

D'autres projets d'éclairage public solaire à travers la Wilaya d'illizi, réalisés sur fond propre de la wilaya, et Fondation Sonatrach Tassili et des compagnies pétrolières, sont aussi énumérés dans l'annexe 2.

Par ailleurs, il y-a lieu de signaler qu'ils existent d'autres villages dans d'autres wilayas qui sont, eux aussi alimentés par des systèmes photovoltaïques, leurs localisations géographiques sont illustrées en Annexe 3.

3.6. Description du système photovoltaïque

Pour accomplir ses fonctions, un système photovoltaïque est constitué d'un générateur, associé généralement à l'un ou plusieurs des éléments suivants [58]:

1. un système d'orientation ou de suivi du soleil.
2. une gestion électronique (mise en forme du courant, transfert de l'énergie).
3. un système de stockage.
4. un convertisseur DC/AC.
5. Une charge en courant continu, basse tension BT ou alternatif standard.

La figure ci - dessous représente la disposition de ces diverses composantes dans une installation photovoltaïque, autonome.

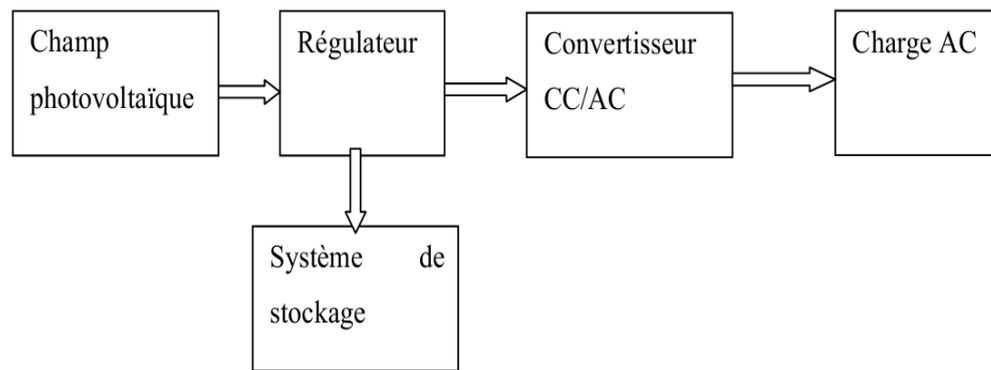


Figure 3.5 : Schéma synoptique d'une installation PV autonome

3.6.1. Champ photovoltaïque.

Un champ ou générateur photovoltaïque est constitué de modules photovoltaïques connectés en série-parallèle et placés sur un support (structure), de sorte qu'il développe une énergie nécessaire aux besoins spécifiques.

De même, les modules sont formés à partir d'un assemblage en série d'un certain nombre de cellules PV encapsulées dans une même structure.

Le rôle de l'encapsulation [31] est d'une part, la protection des cellules contre les agressions extérieures (chocs, humidité, poussière, etc.) et leur maintien dans une structure rigide, d'autre part, le contrôle de la température des cellules qui va permettre une bonne dissipation vers l'extérieur de la partie de l'énergie incidente qui n'est pas transformée en énergie électrique.

La cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique.

Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module. Les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension.

Plusieurs techniques d'encapsulation ont été utilisées durant la dernière décennie, il est facile de concevoir que la qualité de cette encapsulation déterminera directement la durée de vie des modules photovoltaïques [31].

Il est recommandé de mettre des diodes anti-retour équivalentes à la sortie de chaque module pour éviter d'éventuels déséquilibres dans les groupements de cellules et de modules et surtout de supporter et de bloquer le courant débité par une décharge des batteries dans le générateur durant les périodes non ensoleillées.

La figure 3.7 montre un exemple d'une association série - parallèle des modules en panneaux photovoltaïque.

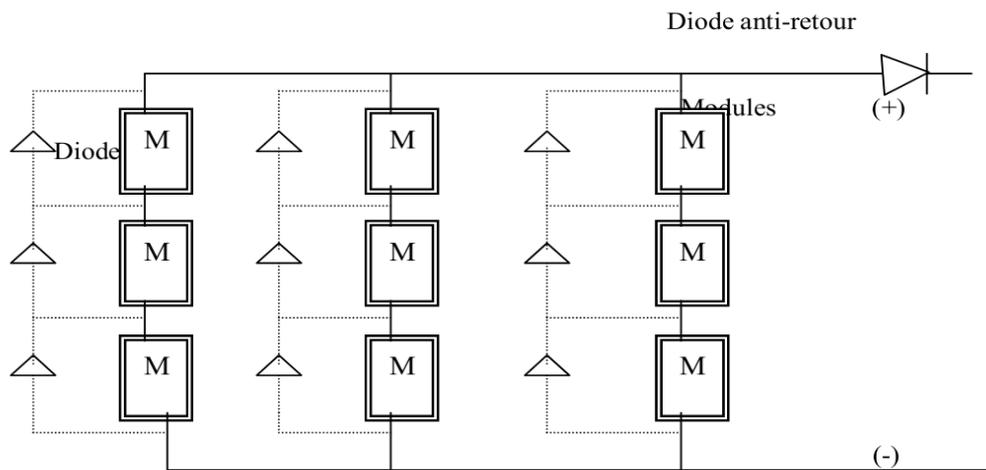


Figure 3.6 : Association série-parallèle des modules en panneaux PV

3.6.1.1. Règles d'installation des champs de panneaux.

Un certain nombre de règles concernant les installations de champs photovoltaïques se dégagent de plusieurs années d'expérience de terrain.

Les recommandations sont les suivantes :

1. il faut appairer les modules en usine pour en tirer la puissance maximale une fois qu'ils seront interconnectés.
2. Les modules doivent être installés à une hauteur suffisante pour ne pas être atteints par les animaux, tout en restant accessible pour un nettoyage régulier.
3. les cadres et structures en Aluminium ou Acier galvanisé ne doivent pas être percés ou retravaillés sur le site. car l'endommagement des couches protectrices est une voie ouverte à la corrosion.
4. il faut tenir compte des dilatations différentielles induites pour les grandes variations de température.

5. les occultations parasites et partielles du champ PV (arbre, immeuble ...etc.) doivent être évitées.
6. il faut protéger chaque sous station contre la foudre a l'aide de parafoudre.

3.6.2. Stockage de l'énergie.

Les fluctuations journalières et saisonnières de l'ensoleillement et l'utilisation souvent intermittente de l'énergie électrique développée par un système photovoltaïque, nous oblige de prévoir un système de stockage, jouant ainsi le rôle tampon entre la production et la consommation d'énergie.

Un tel système doit permettre :

- De distribuer l'énergie suivant les besoins de fonctionnement de la charge à alimenter.
- De mieux adapter le générateur à la charge par le maintient de la tension du système dans la zone de fonctionnement optimal.

Aussi les batteries de stockage utilisées dans les systèmes photovoltaïque, pour être utilisé d'une façon optimum, elles devront répondre aux critères suivants:

1. Coût raisonnable par rapport à la capacité.
2. Fiabilité et durée de vie acceptable devant les conditions cycliques de charge et de décharge.
3. Haute densité de charge.
4. Haute efficacité de charge.
5. Un taux d'autodécharge faible.
6. Habilité à supporter la différence de température élevée.
7. Long intervalle entre les périodes de maintenances.
8. Sécurité dans la manutention.
9. Un minimum impact sur l'environnement.
10. Une rigidité contre la corrosion et les chocs.
11. Une résistance interne négligeable.
12. Un bac de surface admissible (réserve d'électrolyte).

Ce rôle de stockage appartient à la batterie d'accumulateur. Alors, un système de stockage n'est autre qu'un ensemble de batteries associées en série-parallèle. Autrement dit, ce système est dimensionné en fonction de l'autonomie désirée (le nombre de jours sans ensoleillement, pendant lequel l'utilisation électrique sans pour autant décharger profondément les batteries).

Les principaux types d'accumulateurs utilisables actuellement sont:

- Accumulateurs au Plomb (Pb).
- Accumulateurs au Cadmium-Nickel (CD-Ni).

3.6.2.1. Principe de fonctionnement d'une batterie.

- Accumulateurs au Plomb (Pb).

Leur principe de fonctionnement repose sur une transformation réversible de l'énergie électrique en énergie chimique selon la réaction suivante:



Avec:

- PbO₂: Bioxyde de plomb.
- H₂SO₄: Acide sulfurique.
- PbSO₄ : Sulfate de plomb.

3.6.2.2. La capacité d'une batterie.

C'est le paramètre essentiel auquel se rapporte le dimensionnement d'un système de stockage.

La capacité C_n renseigne théoriquement sur la quantité d'Ampère- heures (Ah) que la batterie peut délivrer durant un intervalle de temps de n heures pour un courant, une tension de décharge et une température bien définis [31].

Dans la pratique, divers facteurs influent sur la valeur de la vitesse des réactions chimiques et électrochimique, citons entre autre:

- Variation de la résistance interne (dépend de la matière active des plaques et de la concentration de l'électrolyte) avec l'état de charge, et en particulier le régime de décharge.
- Mauvais déroulement de certains phénomènes (diffusion, concentration) causés par une mauvaise manipulation et/ou de certains défauts de fabrication.
- Température ambiante-Pression –Temps.

3.6.3. Système de régulation.

Les régulateurs sont mis en place dans les soucis d'assurer une longévité du système de stockage, donc de minimiser le coût de l'installation.

En effet, un régulateur assure

- La protection des batteries contre les décharges excessives et les surcharges.
- L'optimisation du système du point de vue énergétique, vu qu'il constitue un nœud de transfert d'énergie entre le générateur, le stockage et l'utilisation.

Pour fonctionner, un régulateur a besoin d'un indicateur qui l'informe sur l'état de charge des batteries (figure 3.8).

Actuellement, la tension aux bornes du système de stockage est la plus adoptée au détriment des autres indicateurs (compteur électrique, densité de l'électrolyte).

Le régulateur doit maintenir l'état de charge des batteries entre deux seuils: un seuil haut et un seuil bas [31].

Pour éviter tout phénomène de battement de la régulation, ces deux seuils sont doublés de seuils de réenclenchement qui peuvent être ou non confondus.

Le choix de ces deux seuils dépend des caractéristiques des batteries, et des conditions d'utilisation.



Figure 3.7 : Régulateurs de charge et onduleurs

3.6.4. Convertisseur Continu/Alternatif.

Comme son nom l'indique, c'est une interface dont le principe consiste à produire un signal alternatif à partir d'un signal continu (figure 3.8).

Dans les usages photovoltaïques, ces convertisseurs sont interposés en amont de la charge à alimenter en alternative, ils doivent délivrer un signal le plus proche possible du signal sinusoïdal avec une fréquence précise.

Ces appareils appelés onduleurs, présentent généralement deux inconvénients majeurs:

- Rendement médiocre pour les faibles et moyennes puissances
- Consommation à vide importante.

Les principales caractéristiques qui doivent être prises en compte lors du choix d'un convertisseur CC/AC sont les suivantes : puissance nominale, consommation à vide, charge et le rendement.

3.6.4.1. Puissance nominale.

Elle correspond à la puissance optimale (Volts-Ampère) que peut fournir un convertisseur en régime permanent.

Le choix de celle-ci est fonction de la puissance maximale que l'utilisateur peut consommer, tout en tenant compte des surcharges imposées lors du démarrage des moteurs, s'ils existent.

3.6.4.2. Rendement.

C'est la caractéristique la plus importante qu'il convient de respecter durant la conception d'un système photovoltaïque, vu qu'elle intervient directement sur le dimensionnement du générateur et du stockage. En effet, un convertisseur de faible rendement correspond à un surdimensionnement de l'installation photovoltaïque.

3.6.4.3. Consommation à vide.

C'est la consommation propre du convertisseur en énergie. Il importe de la réduire au maximum.

3.6.5. Charge.

Elle représente l'ensemble des fonctions assurées par divers appareils reliés au système photovoltaïque (éclairage- pompage-production de froid, etc.).

Vu les contraintes sur le rendement énergétique des systèmes photovoltaïques, il importe de définir les critères sur lesquels s'appuiera un choix des charges à utiliser

- charge continue.
- charge alternative.

Dans notre cas l'installation photovoltaïque est composée de :

3.7. Description des systèmes électriques conventionnels.

En plus des composants cités dans l'article 3.7, le générateur photovoltaïque est constitué de trois sous systèmes indépendants; deux de 4,5 kW_C chacun et un de 1,5 kW_C. Les caractéristique des modules sont données en annexe 6 (nous citons les plus importantes puissance crete 70W_c, et tension nominale 12V, Un local en dur sert de support pour les modules solaires (figure 3.1- 3.2 et 3.3), il est composé de deux compartiments qui abritent les équipements de stockage, de conversion, de régulation et de comptage de l'énergie électrique consommée.

La configuration du raccordement électrique du village est faite de la manière suivante (Annexe 4):

Sous-système 1 Electrifications des structures administratives

Sous système PV de 48V/1,5 kWc constitué de

- 20 modules PV de 75Wc:12V.
 - 24 Accumulateurs stationnaires 475 Ah/48V.
 - 01 Régulateurs 48V/60 Ah.
 - 01 Onduleur 48 V_{cc}/220 V_{ca}/2000 VA.
-

Le bilan énergétique de l'infirmierie, de l'école, et de la maison de culte, alimentées à partir de ce sous système est 2526 Wh/j.

Sous système 2 Electrification de 10 foyers

01 Sous système PV de 48V/4,5 kWc constitué de

- 60 modules PV de 75Wc:12V chacun.
 - 24 Accumulateurs stationnaires 1525 Ah/48V.
 - 01 Régulateurs 48V/120 Ah, de puissance 2880W.
 - 01 Onduleur 48 V_{cc}/220 V_{ca}/3500 VA.
-

Le raccordement des modules est conforme à la configuration suivante:

Des champs PV constitués de 15 branches de puissance 300 Wc chacune, c'est-à-dire que chaque branche est composée de 4 modules, connectés en séries pour avoir une tension de service de 48V; la mise en parallèle des branches ainsi formées est réalisé dans les boites de jonctions de chaque module.

Le bilan énergétique journalier des dix (10) foyers alimentés par le sous système 2 est de 8505 Wh/j.

Sous-système 3 Electrification de 10 foyers

La configuration de ce sous système est identique à celle du sous système 2, Le bilan énergétique journalier des dix (10) foyers alimentés par le sous système 3 est de 8197 Wh/j.

3.7.1. Système de raccordement électrique à partir du réseau.

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques... avec les centres de consommation (villes, usines...).

L'énergie électrique est transportée en haute tension, voir très haute tension pour limiter les pertes joules (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité) puis progressivement abaissée au niveau de la tension de l'utilisateur final.

Un réseau électrique est un système maillé mettant en œuvre [59] :

- des nœuds (ou postes) où sont raccordées :
Les centrales (centre de production), les charges (consommation), et les lignes électriques (élément du réseau)
- des branches ou lignes électriques qui interconnectent les nœuds.

Le maillage du réseau améliore :

- la disponibilité de l'alimentation en énergie aux usagers
- la stabilité et la qualité du produit électrique car toutes deux dépendent de la puissance de court-circuit, laquelle augmente avec le maillage ou plus exactement avec le nombre et la puissance des centres de production installés et raccordés ;

Dans les réseaux, les postes ont pour fonction en particulier :

- d'organiser (configurer) : la topologie du réseau c'est à dire l'affectation des lignes à telles ou telles barres (Bus), et donc ouvrir, fermer les disjoncteurs/sectionneurs.
- de surveiller : c'est la fonction qui consiste à mesurer le courant, la tension, les puissances, enregistrer et traiter les alarmes etc.
- de protéger : c'est la fonction de protection des ouvrages (lignes, postes ...)

Les centrales ont pour rôle:

- produisent l'énergie active et pour une part de l'énergie réactive
- contrôlent la tension et la fréquence.

Les réseaux électriques sont hiérarchisés, d'une façon générale, comme suit:

- un réseau de transport THT (220/800 KV)
- un réseau de répartition HT (60/170 KV)
- un réseau de distribution MT (5/36 KV)
- un réseau de distribution BT (230/400 V)

Cette hiérarchisation des niveaux de tensions utilisés varient considérablement d'un pays à l'autre en fonction des paramètres liés à l'histoire électrotechnique du pays, ses ressources énergétiques, sa surface et finalement des critères technico économiques[60].

3.7.1.1. Le réseau de transport THT.

C'est généralement le réseau qui permet le transport de l'énergie depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation. Ce réseau peut être partiellement en antenne dans les pays de très grandes surfaces avec des sites de productions hydrauliques en particuliers situés dans les zones peu peuplées (Canada, Venezuela...).

Ce réseau peut être maillé mais le maillage est le fruit en général d'un réseau arrivé à maturité ou de pays de moyenne surface tels que les pays européens.

C'est sur le réseau THT que sont en principe branchées les centrales de grandes puissances (> 300 MW) [61].

Il est impératif à ces niveaux de tension de fixer les potentiels en raccordant les neutres directement à la terre et cela au détriment des courants de défaut que rien hormis les impédances directes du réseau ne viennent limiter.

De ce fait il faut éliminer très rapidement les courants de défauts pour limiter les effets thermiques et électrodynamiques et aussi pour assurer la stabilité du réseau.

Ces réseaux sont pour la plupart aériens et souterrains dans les villes ou à leur approches. Ils sont étudiés pour Les pylônes de lignes sont équipés en général de deux ternes (2 fois 3 phases) voir quatre et même six ternes. Les lignes sont

protégées par un ou des câbles de garde munis quasi systématiquement aujourd'hui de fibres optiques pour des besoins de télétransmission propres à l'exploitant ou loués à des opérateurs télécom.

Les phases sont transposées dans certains pays pour éviter les déséquilibres de charges d'une phase par rapport à l'autre (influence mutuelle d'une terre sur l'autre).

Un problème spécifique des réseaux THT est le contrôle en tension des longues lignes. Pour réaliser ce contrôle, on peut utiliser différentes solutions [61] :

- Compensation shunt (réactance shunt)

A faible charge et à fortiori à vide, la capacité de la ligne fournit de la puissance capacitive

$$Q_{cm} = C\omega U^2 \quad 3.2$$

Non compensée par la consommation inductive $Q_L = L\omega I^2$

Cette énergie réactive (Q_c) qui fait monter la tension de la ligne (effet Ferranti). C'est la raison pour laquelle des lignes THT de longue distance sont munies à une ou aux deux extrémités de réactance shunt qui viennent absorber l'énergie réactive produite par la ligne et ainsi stabiliser la tension.

- Compensation série (capacité série)

Notons l'usage dans certains pays de condensateurs série qui viennent accroître la capacité de transport de la ligne en diminuant sa réactance longitudinale $L\omega$

Ainsi la chute de tension devient

$$\bar{U} = \bar{Z}I \quad 3.3$$

$$\text{Avec : } Z = j \left\{ L\omega \frac{1}{C\omega} \right\} \quad 3.4$$

Cela suppose que la ligne n'ait pas encore atteint sa capacité thermique de transport.

On distingue par ailleurs :

- les réseaux ruraux généralement de types aériens, arborescents et bouclables,

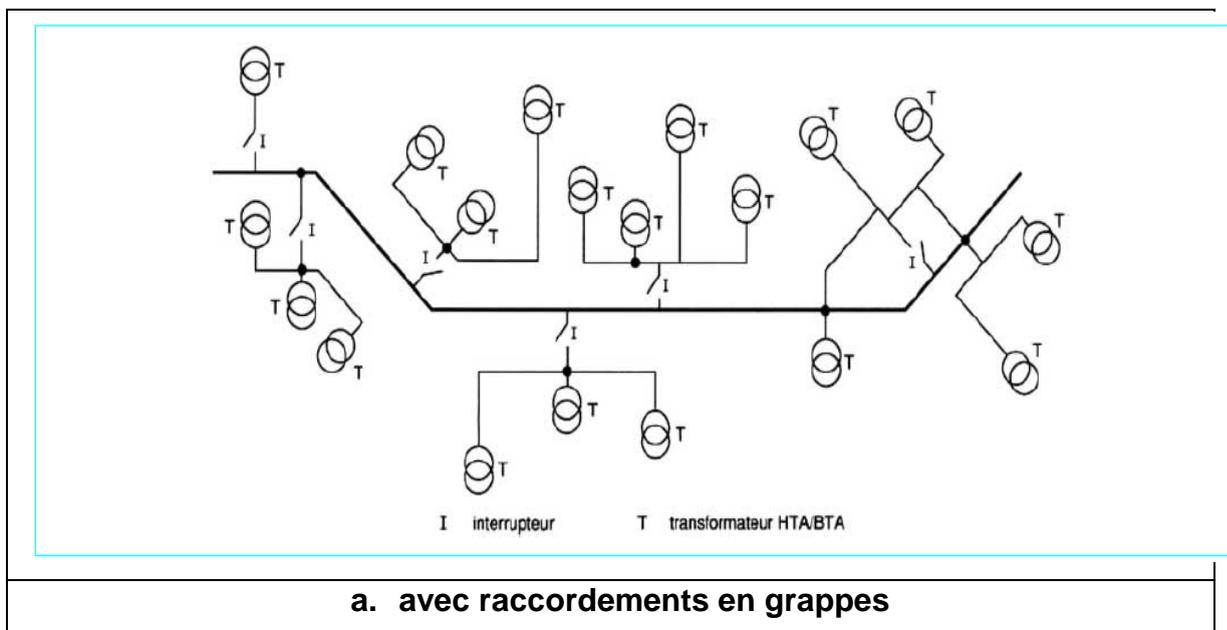
- les réseaux urbains essentiellement enterrés et bouclables [3.9].

Les réseaux MT ont de telles particularités qu'ils mériteraient à eux seuls un long développement :

Rappelons tout d'abord qu'un système triphasé permet le transport d'une même quantité d'énergie avec une section conductrice totale deux fois moindre qu'un système monophasé.

3.7.1.2. Le choix de la tension

C'est la tension pour laquelle le moment électrique en MW x km (qui caractérise la puissance active maximum qui peut être transportée sur une longueur donnée dans des conditions de chute de tension et $\cos\phi$ données) est intéressant [62].



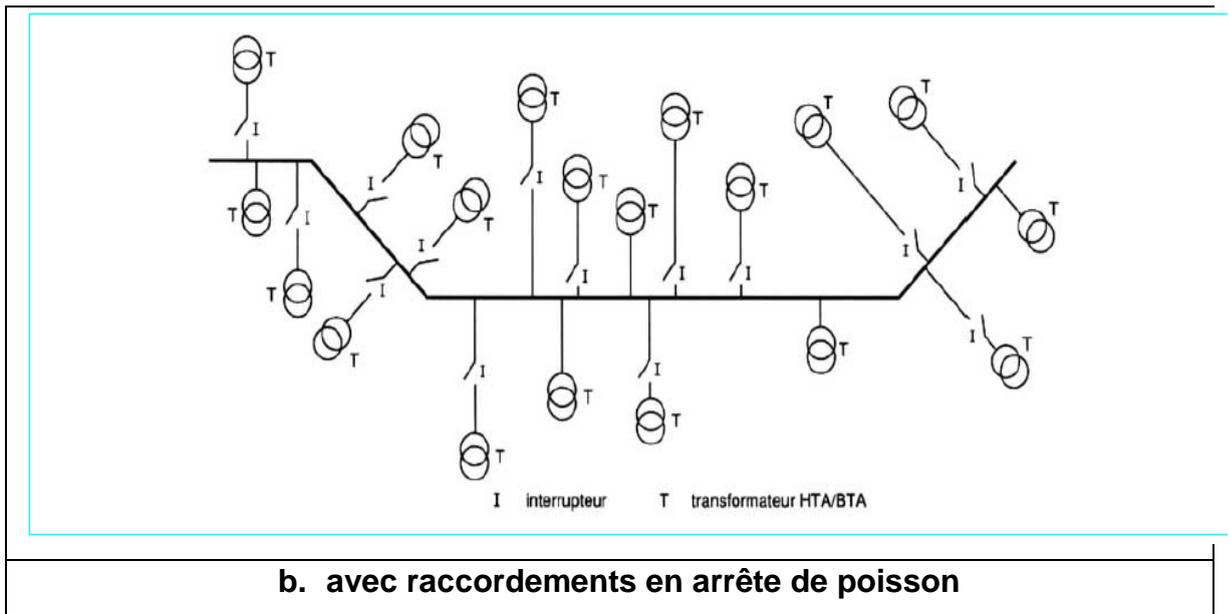


Figure 3.8 : Configurations des réseaux

3.7.1.3. Les réseaux de répartition et de distribution.

Ces réseaux sont en général enterrés. On distingue deux grands types de réseaux :

- les réseaux en double dérivation
- les réseaux en coupure d'artère.

3.7.1.3.1. Réseaux en double dérivation

Ce système est coûteux mais permet une reprise de service rapide via un système inverseur sans que le défaut soit identifié.

En cas de défaut sur le câble dit de travail (1ère alimentation), on bascule sur le câble de secours (2ème alimentation).

Ces deux câbles proviennent en général du même poste et sont souvent posés dans la même tranchée.

3.7.1.3.2. Réseaux en coupure d'artère

Un câble part d'un poste HT/MT et passe successivement dans les postes MT/BT puis rejoint une deuxième source qui peut être soit un autre départ du même poste (HT/MT) soit un autre poste.

En cas de défaut sur un tronçon de câble il est possible d'isoler ce tronçon en ouvrant les deux interrupteurs qui l'encadrent. La fermeture du disjoncteur

normalement ouvert de l'artère permet alors de réalimenter l'ensemble des consommateurs.

La coupure d'artère est en général plus économique que la double dérivation. Les temps d'interruption sont de l'ordre de 1 heure, en exploitation manuelle. La fonction d'élimination du défaut automatiquement en coupure d'artère est relativement coûteuse puisqu'elle suppose la motorisation des interrupteurs. La coupure d'artère se prête à plusieurs types de schéma : (boucle, fuseau, épi...) [62].

3.7.1.4. Les réseaux de livraison basse tension « BT ».

C'est le réseau qui nous est en principe familier puisqu'il s'agit de la tension 400/230 V. Nous le rencontrons dans nos maisons via la chaîne : Compteur, disjoncteur, fusibles (micro disjoncteurs).

La frontière exploitant/consommateur se situe en général en aval d'un disjoncteur BT, le compteur étant en amont, les frontières varient selon les pays [63].

Le disjoncteur est un disjoncteur universel :

Appareil de coupure sur défaut

Appareil limiteur d'énergie contractuelle (3 à 36 kVA suivant contrat – en France)

Appareil de protection des personnes et des biens via un dispositif différentiel

Le réseau BT permet de distribuer au consommateur :

le 230 V (1 phase+ neutre) - 2 fils.

le 400 V (3 phases + neutre) - 4 fils.

Il faut que statistiquement les charges sur les trois phases soient équilibrées.

3.8. Description du système électrique Diesel.

3.8.1. Composition du générateur Diesel.

Il est constitué du:

- Moteur thermique équipé des systèmes mécaniques.
- Compresseur d'air.
- Système de commande et de protection.

3.8.2. Fonctionnement du générateur Diesel.

Le générateur Diesel est un ensemble de machines, destinées à produire de l'énergie électrique indispensable pour l'alimentation en énergie électrique du village (figure 3.10).

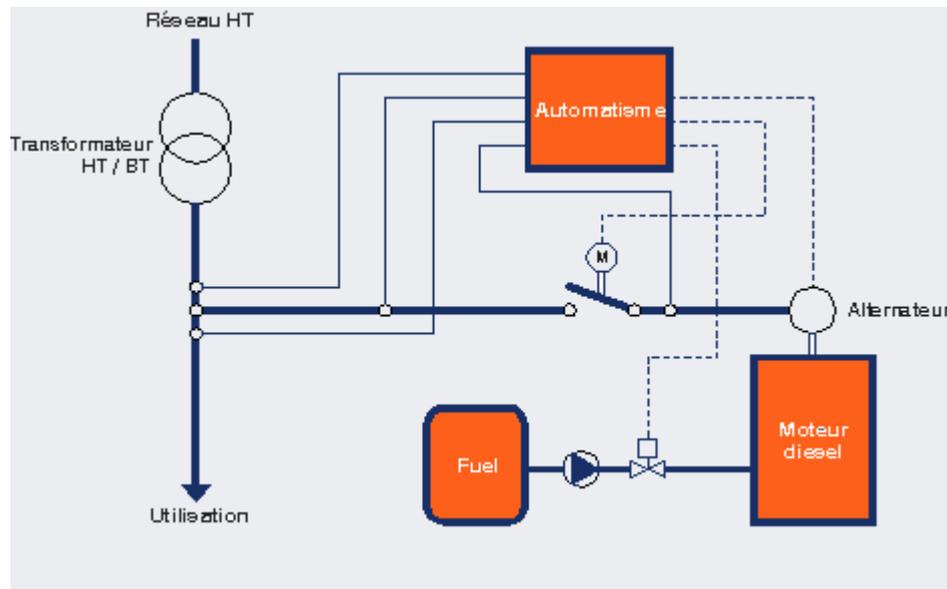


Figure 3.9 : Schéma fonctionnel du groupe diesel de secours

L'énergie mécanique fournie par le moteur diesel est transmise à l'alternateur moyennant d'un arbre, ce dernier la transforme en énergie électrique et la débite au tableau de moyenne et basse tension [50].

Pour subvenir au besoin de l'appel de charge du village, et afin de garantir une bonne qualité et continuité de service, nous proposons la solution d'une mini centrale Diesel constituée de trois groupes électrogènes de puissance unitaire 5,5 kW, soit une puissance totale installée de 20,5 KVA, distribuée par un réseau local en 400 V triphasé.

En raison de la faible demande énergétique, les groupes électrogènes fonctionnent à tour de rôle, ou seul un groupe sur trois est fonctionnel.

A la sorti des générateurs, on distingue trois départs (3.11), le premier alimentant 10 foyers, le second 10 foyers, le troisième la maison de culte, l'école et l'infirmerie. Le schéma unifilaire de cette centrale ainsi que celui du réseau local basse tension sont donnés ci-après :

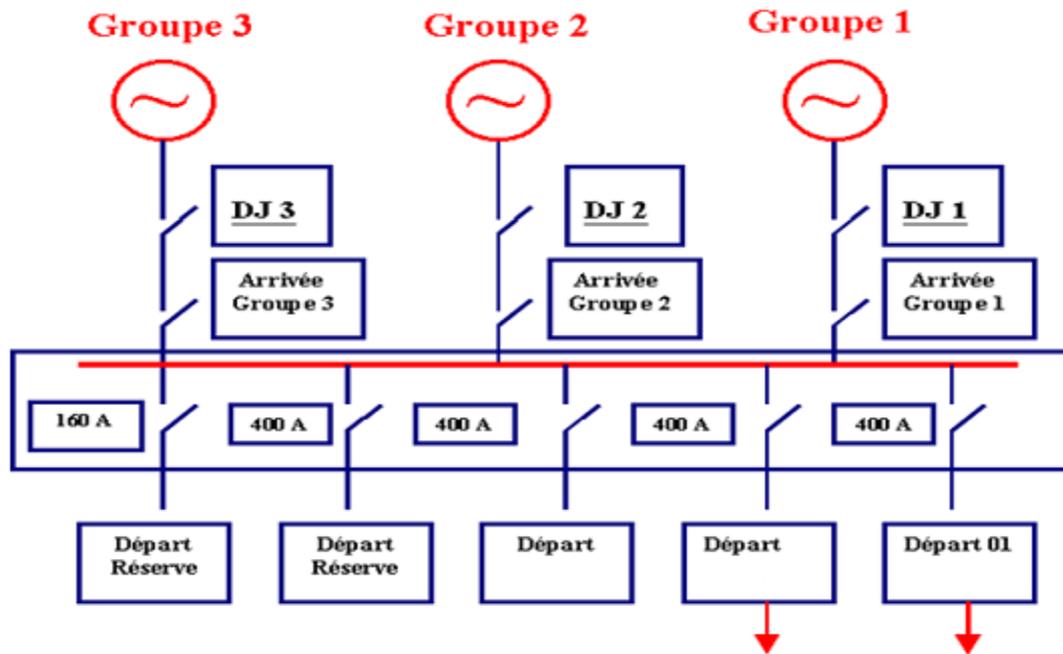


Figure 3.10 : Schéma unifilaire du mini central Diesel.

3.8.3. Critères de définition du groupe électrogène.

La puissance du groupe électrogène est définie sur la base du besoin énergétique du village, pour sécuriser l'alimentation électrique de ce dernier, nous avons opté pour trois groupes de 5,5 kW chacun dont les caractéristiques sont données dans le tableau 3.4, à toutes les puissances garanties, il faut ajouter une puissance additionnelle nécessaire aux besoins de la régulation (applications brusques d'une charge).

Cette puissance additionnelle, qui est en général située entre 5 et 10 % de la puissance assignée du groupe, ne doit pas être utilisée pour l'alimentation permanente de la charge [50].

Les groupes électrogènes 5500 W, préconisés, sont équipés de boîtiers ATS, suite à une coupure de courant du réseau conventionnel ou PV, le groupe démarrera automatiquement le relais et assure la fourniture en électricité, puis, il s'arrête, lorsque le courant domestique est de nouveau opérationnel. Les caractéristiques techniques des groupes électrogènes Diesel sont données en annexe 5.

La consommation journalière en fuel de cette mini centrale diesel est de 16x3 litres

jour. Afin de satisfaire les besoins en combustible, il est nécessaire d'effectuer mensuellement une rotation en camions citernes de 1000 litres du chef lieu de Wilaya d'ILLIZI.

Il est impératif de souligner que le fonctionnement de ces groupes électrogènes sera en deçà de leur régime de fonctionnement nominal, ce qui entraîne une hausse considérable de la consommation spécifique.

Chapitre 4

Dimensionnement des systèmes électriques

4. Méthodologie de dimensionnement

Pour dimensionner les systèmes photovoltaïques, deux paramètres ont beaucoup d'importance : l'irradiation solaire globale incidente sur une surface collectrice et la détermination précise de la consommation.

Plusieurs études ont été élaborées dans le but de réaliser un dimensionnement optimal des systèmes photovoltaïques [66,67]. Ces méthodes sont basées sur l'équilibre énergétique pour déterminer la capacité de stockage et la production des modules photovoltaïques. Des méthodes plus récentes [68-70] estiment les performances des systèmes photovoltaïques en se basant sur le concept de la probabilité d'erreur dans la consommation, définie comme le ratio entre le déficit et la demande d'énergie, sur la charge.

Cette dernière méthode consiste en la réalisation des bilans énergétiques chaque jour pendant une année, pour calculer les dimensions des modules et batteries qui garantiront une fiabilité donnée du point de vue de la consommation. Son avantage est qu'elle optimise énergétiquement l'installation et introduit le concept de fiabilité énergétique. Son principal inconvénient est qu'il faut connaître les données horaires d'irradiations sur le site d'installation pour un nombre d'années trop grand (10 à 20 ans) [3] et ces données ne sont pas souvent disponibles.

Dans ce présent chapitre, on s'intéresse à une méthode dite « la méthode du mois le plus défavorable » vu qu'on ne dispose que de valeurs journalières de l'irradiation solaire. Son principe est de réaliser un bilan énergétique sous les

conditions les plus défavorables [58] pour le système. C'est-à-dire, si le système fonctionne durant ce mois, il fonctionnera les autres mois, donc il nous garantit un fonctionnement annuel.

4.1. Dimensionnement du système photovoltaïque

La prédiction et le dimensionnement des performances du système photovoltaïque autonome nécessitent l'utilisation d'une irradiation solaire quotidienne avec ses variations imprévisibles [64] et une analyse précise des besoins électriques et des différents facteurs qui affectent leurs rendements: données météorologiques et environnements d'installation [65].

La connaissance de l'irradiation solaire et ses composantes sur des surfaces inclinées et orientées est nécessaire, voir indispensable pour tout dimensionnement d'installations solaires. Or généralement, dans les stations météorologiques l'irradiation solaire global est mesurée sur des surfaces horizontales.

Bien qu'il soit difficile de connaître la valeur de l'irradiation solaire pour un site précis, sous une orientation et une inclinaison bien déterminées, il existe quelques modèles approximatifs pour la calculer dans le cas où au moins l'irradiation globale horizontale est mesurée ou estimée,

Le dimensionnement de l'installation photovoltaïque qui servira à l'alimentation du village sera l'objectif de ce chapitre.

4.1.1. Estimation de la consommation

La première étape à suivre lors du dimensionnement d'une installation photovoltaïque est l'estimation de la consommation d'électricité, et la connaissance de la périodicité de ses besoins. La périodicité est en fait le rythme de la consommation d'électricité, elle peut être continue (tous les jours de l'année), ou périodique (week-end, vacance,...).

L'évaluation précise des besoins en électricité consommée est primordiale pour un bon dimensionnement. Il faut alors se renseigner sur la consommation de chaque appareil utilisé et choisir les appareils dont la consommation est la plus faible possible afin de réduire ses dépenses en électricité tout en gardant un bon niveau de confort.

L'objet du dimensionnement revient donc, à estimer les tailles des différents éléments du système permettant de respecter le taux de satisfaction des besoins demandés par le client.

Pour notre cas, il s'agit d'une charge de 20 foyers, qui sont alimentés à partir d'un générateur photovoltaïque composé de trois sous systèmes.

4.1.2. Calcul et choix des éléments du générateur Données et hypothèses de calcul.

- Latitude : $\varnothing = 26,5^\circ N$.
- Irradiation moyenne journalière inclinée à la latitude (Tableau 4.1)

$$EG(\beta)_{min} = 6471,18 [Wh/J/m^2].$$

$$\text{Albédo : } Alb = 0,43 E.$$

La connaissance du matériels disponibles définit les hypothèses de l'étude, lesquelles on doit tenir compte (Annexe 6).

La consommation d'énergie électrique journalière estimée pour les trois sous systèmes est de :

$$E_{Cj} = 19\,228 Wh/j, \text{ répartie comme suit :}$$

- Premier sous système de 1,5 kW : 2526 Wh/j.
- Deuxième sous système de 4,5 kW : 8505 Wh/j.
- Troisième sous système de 4,5 kW : 8197 Wh/j.

Le tableau ci-après présente les valeurs minimales et maximales l'irradiation solaire journalière pour chaque année [Wh/m²].

Tableau 4.1 : Irradiation solaire moyenne journalière.

Nombre de jour de l'année	Irradiation solaire [Wh/m ²]		
	Valeur Minimale	Valeur Maximale	Moyenne
365	2511,31	8852,17	6529,23
361	1427,56	9850,03	6415,93
359	3250,50	9100,08	6471,18

Comme on possède trois sous système, on va dimensionner chaque sous système à part ;

Pour calculer l'énergie consommée nécessaire par jour (Wh/jour), on multiplie la puissance (W) de chaque équipement (lampes, PC,...) par le nombre d'heures de fonctionnement respectivement (h/jour), puis on somme les valeurs trouvées.

Cette consommation est la somme des puissances de l'ensemble des récepteurs électriques du village recensé sur site après avoir fait le porte à porte.

Pour le réfrigérateur, les ventilateurs et téléviseurs, les puissances de service sont celles qui figurent sur leurs fiches techniques (voir annexe N° 1).

Par ailleurs, les puissances relevées sur les compteurs mis en place à cet effet, sont pratiquement identique à celles recensées dans les foyers du village.

Sous système N°2 :

Calcul de l'énergie produite E_{pg} par le sous-système 2.

$$E_{pg} = (E_{cj} / (\eta_b * \eta_r * \eta_c)) \quad 4.1$$

Cette énergie que le deuxième générateur doit produire n'est autre que la somme des fractions d'énergies fournies par l'ensemble des modules. Ainsi, si N_m est le nombre de modules, on a

$$E_{pg} \leq N_m * E_{pm} \quad 4.2$$

4.1.2.1. Calcul du nombre de module photovoltaïque

D'après l'équation suivante On a

$$E_{pm} = E_{RI\ min} * \eta_m * A_m * F_r \quad 4.3$$

$E_{RI\ min}$: Rayonnement global reçu sur le plan du module PV.

D'après la formule 4.4, le nombre de module pour ce sous système est :

$$N_m \geq E_{pg}/E_{pm} \quad 4.4$$

On trouve :

$$N_m = 45 \text{ modules}$$

Une fois le nombre de modules connu, on détermine la configuration nécessaire équivalente à l'association série -parallèle des ces modules.

Association série

Elle consiste à évaluer le nombre de modules dans chaque branche. Cette configuration est déterminée en fonction directement de la tension de travail du système et de puissance optimale

Soient :

V_m : Tension moyenne des modules au point de max puissance.

V_t : Tension de travail du système photovoltaïque.

N_{ms} : Nombre de modules en série dans chaque branche, alors, la relation suivante doit être satisfaite :

$$V_m * N_{ms} \geq V_t \quad 4.5$$

Ce qui donne : $N_{ms} \geq 4$

En premier lieu, on aperçoit que le nombre en série N_{ms} est de quatre 04 modules. Ce nombre correspondra à une tension moyenne de travail des modules de 12 v. laquelle comparée à la tension moyenne des modules au point de puissance max 17 v, nous permet de prévoir que la caractéristique f (I, V) des modules du générateur ne sera trop influencée par l'effet de la température.

Association parallèle

C'est le nombre de branches N_{bp} de N_{ms} modules en série, nécessaire à mettre en parallèle dans le générateur.

La connaissance de N_m et N_{ms} permet de déduire N_{bp} par la relation suivante :

$$N_{bp} = N_m / N_{ms} \quad 4.6$$

D'où $N_{bp} = \frac{45}{4} = 12 \text{ branches}$

En résumé le champ photovoltaïque est constitué de 12 branches avec 04 modules en séries chacune.

Sous système N°3 :

On adoptant le même calcul, on obtient un nombre de module de 42 modules, avec dix 10 branches de quatre (04) modules en série.

Sous système N°1 :

On adoptant le même calcul, on obtient un nombre de module de 15, avec trois (03) branches de quatre (04) modules en série.

4.1.2.2. Dimensionnement du système de stockage

Comme explicitée par la relation de la capacité du système de stockage nécessaire en fonction de l'autonomie qui est donnée par :

$$C_s = (N_j * E_{cj}) / (P_d * V_s * \eta_b * \eta_r * \eta_c) \quad 4.7$$

La tension nominale V_s du système de stockage est égale à la tension de travail de l'installation.

Le nombre de jours d'autonomie N_j est fixé à quatre (04) jours

P_d : Taux de décharge de la batterie

Sous système N°2 :

Après calcul, on trouve :

$$C_S = 1420 Ah$$

La capacité en C_{10} nécessaire à stocker est évaluée par la formule suivante :

$$C_{10} = \frac{C_S}{F_{CS}} \quad 4.8$$

Où F_{CS} traduit le facteur de correction (facteur permettant de déduire la capacité en C_{10} par une correction de la capacité calculée.

$$F_{CS} = 1,25 \text{ Pour } 1 \leq N_J \leq 4$$

$$\text{D'ou } C_{10} = 1136 Ah.$$

Sous système N°3 :

Après calcul, on trouve :

$$C_S = 1366 Ah$$

Sous système N°1 :

Après calcul, on trouve :

$$C_S = 420 Ah$$

Association série- parallèle des batteries

On dispose des batteries de 02 V, et pour avoir une tension de service de 48 V, il nous faut 24 batteries.



Figure 4.1 : Batteries d'accumulateurs

On remarque un surdimensionnement du système de stockage d'environ 40 % pour les sous système3 et 2, concernant le sous-système 1, il est de 70 %. Un tel excès permettra de limiter l'influence de la température et des batteries usées sur le fonctionnement énergétique de celui-ci, mais d'autre part il contribuera dans le frais d'investissement et les frais d'exploitation du système. En résumé, il nous faut un nombre total de 24 batteries (2V, 50Ah) pour le sous système N°1 associées en 01 seule branche en série et 24 batteries (2V, 100 Ah), pour les deux sous-systèmes N°2 et N°3 chacun avec la même configuration que le sous-système N°1.

Le surdimensionnement constaté est en adéquation avec la situation actuelle du village, compte tenu que ce dernier est en cours de construction, l'école est sous utilisé.

4.1.3. Dimensionnement des câbles

Vu les distances séparant les différents éléments de l'installation (modulex régulateur 25m, batterie régulateur et régulateur -utilisation 30 et 15 m respectivement, on constate que le câblage susceptible d'occasionner des pertes importantes est bien celui reliant le générateur au régulateur. Pour cela, nous allons présenter le calcul détaillé de la section qui sera adoptée à ce câblage. Ceci suivant la formule ci-dessous:

$$\text{On a :} \quad S = I_{max} * \rho * (L/\nabla V_{max}) \quad 4.9$$

L'intensité est importante dans la partie courant continu, c'est donc dans cette partie que se pose le problème de perte par effet de joule, et des chutes de tension dans les câbles. Donc notre calcul et le dimensionnement des câbles vont se faire de telle sorte que ce dernier assurera un courant avec une chute de tension admissible entre les différents composants du système photovoltaïque Champ PV-Onduleurs et Batteries.

Données et hypothèses de calcul.

- Chute de tension admissible entre le champ PV et les boites de raccordement, et liaison batteries/Onduleur [50].

$$\frac{\Delta U}{U} * 100 = 2\% \quad 4.10$$

- Conducteur Cuivre $\rho = 1,6 \cdot 10^{-6} \Omega m$
- La puissance nominale de l'onduleur.

$$P_{nom} = P I * \cos \emptyset \quad 4.11$$

$$P_{nom} = 2800 W.$$

- La distance entre le champ PV et le régulateur est de 25 m.
- La distance entre les batteries et le régulateur est de 30 m.
- La distance entre le régulateur et l'onduleur est de 15 m.

4.1.3.1. Calcul de la section du câble entre les modulex et le boitier de raccordement.

Le dimensionnement du câble électrique servant d'alimentation entre les modules regroupés en panneaux sur le local technique et le boitier de raccordement est très important, la chute de tension est supposé faible, compte tenu de la distance entre les deux points de raccordement (Figure 3.3)

4.1.3.2. Calcul du courant de sortie module à sa puissance nominal.

$$I_p = \frac{P}{U} \quad 4.12$$

$$I_p = 70 A$$

D'après la formule (4.10) ;

$$\Delta U = 0,96V$$

Donc

$$R_{max} = \frac{U}{I_p} \quad 4.13$$

$$S = 5 \text{ mm}^2$$

Les mêmes étapes de calcul pour obtenir la section des liaisons entre les différents composants du système.

En résumé les dimensions des câbles pour les différentes liaisons (3.6) sont :

Tableau 4.2 : Dimensions des câbles

Nœud 1	Nœud 2	Dimension
Modules	Boites de jonctions	2X 2,5 mm ²
Boites de jonctions	Régulateur	2X 16 mm ²
Régulateur	Batterie	2X 25 mm ²
Régulateur	Onduleur	2X 16 mm ²
Onduleur	Comptage	2X 2,5 mm ²
Comptage	Charge	2X 1,5 mm ²

4.2. Dimensionnement du système électrique conventionnel

Le but de ce dimensionnement consiste à calculer la puissance du transformateur ainsi que la consistance physique du réseau MT/BT, à mettre en place pour couvrir les besoins en électricité de la population, tout en leurs garantissant une bonne qualité et continuité de service, pour ce faire il faut:

Une étude d'exécution qui consiste en la création un départ MTA/BT du chef lieu de wilaya en direction du village de Fadnoun.

L'approche adoptée est de quantifier un Kilomètre de réseau MTA/BT, puis le chiffrage et l'évaluation de son prix avec toutes sujétions comprises, pour la distance globale de 100 kms.

Données et hypothèses de calcul

- ✓ la distance entre le point de raccordement du village et la source d'alimentation est de 100 Km.
- ✓ La charge est composée de 20 foyers, une maison de culte, une école et une infirmerie.
- ✓ Le bilan énergétique est celui affiché en annexe 1.
- ✓ La puissance installée du transformateur de courant est de 160 kVA.
- ✓ Température ambiante de moyenne 35 °C.
- ✓ Humidité relative de 30%.
- ✓ l'estimation de l'étude d'exécution est basée sur le bordereau en points des articles de référence en utilisant une valeur de point de 2,478.
- ✓ l'estimation des travaux est basée sur la détermination du prix d'un Km de réseau moyen tension aérien « MTA » (93,3mm²) ainsi que le prix d'un Interrupteur Sectionneur Aérien de ligne.
- ✓ Création d'un départ MTA 30 kV
- ✓ Le logiciel de calcul utilisé est le CARAT.

L'étude, démontre que le matériel nécessaire pour réaliser un Kilomètre de réseau moyen tension aérien MTA (93,3 mm²) est le suivant:

- 07 Supports à bouts soudés galvanisé 106 BSG 66.
- 02 Supports 106 BSG 88.
- 03 Supports 96 BSG 99.
- 31,8 Kg d'armement BIS.
- 12 Plaques pied de poteau métallique.
- 12 Mise à la terre de Support avec Piquet de terre.
- 07 Armements NV 170/93.
- 02 Armements NAH 200/100/93,3.
- 01 Armement Bras de renvoi 170 U 100.
- 74 Boulons Galvanisé 14x250.
- 25 Chaines à 3 éléments avec pince d'alignement (93,3).
- 15 Chaines à 4 éléments avec pince d'ancrage (93,3).

- 18 Mâchoires ancrage et doublement alu 93,3.
- 01 Km des réseaux almélec en 3x93, 3 mm².
- 02 IACM de Ligne.

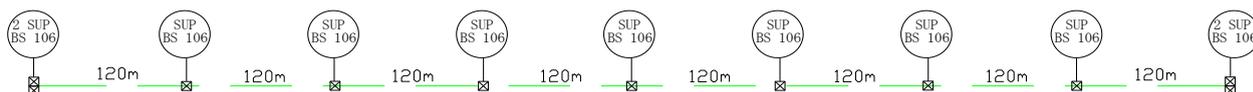


Figure 4.2 : Schéma illustrant un kilomètre de réseau haute tension aérien HTA

Pour l'amener depuis le chef lieu de wilaya CLW, il faut multiplier par cent (100) chaque item énuméré dans la liste ci-dessus.

- Matériel de réseau basse tension aérien « BTA »

Après étude le réseau BTA avec 31 Branchements est composé du matériel suivant :

- 130 ml de Câble 3x70+1x54,6+1x16.
- 01 Poste Acc avec Transfo DP 160 kVA.
- 04 Supports 96 BSG 66.
- 05 Supports 67 BSG 77.
- 05 Supports 67 BSG 45.
- 20 Cancon ANC.
- 20 Panse ANC.
- 06 Cancon SUS.
- 06 Panse SUS.
- 52 Boulons Galvanisé.
- 06 Mise à la terre de Support avec Piquet de terre.
- 28 Branchement 2Fils.
- 03 Branchement 4Fils.

4.3. Dimensionnement du système électrique Diesel.

La méthode présentée ici est une méthode par itération permettant d'obtenir la valeur de la tension à l'établissement d'une charge, Le temps de rétablissement de cette tension et la valeur de la fréquence à l'impact de charge.

Le cas le plus couramment rencontré étant celui du démarrage d'un moteur asynchrone, nous allons nous baser sur ce cas pour expliquer la méthode utilisée.

Lorsqu'un moteur démarre, le courant appelé est toujours très important mais l'appel de courant varie suivant le procédé mis en œuvre pour assurer ce démarrage.

En démarrage direct, le rapport du courant de démarrage I_d au courant nominal I_n est de l'ordre de 6 à 7 et le facteur de puissance \cos de l'ordre de 0,3.

D'autres procédés de démarrage sont possibles ; il convient de les analyser au cas par cas suivant des critères économiques car ils entraînent des surcoûts, citons :

- le démarrage sur autotransformateur ;
- le démarrage en étoile/triangle ;
- le démarrage sur résistance rotorique ;
- le démarrage sur résistance statorique ;
- le démarrage sur démarreur électronique.

Le cas le plus défavorable en termes de chute de fréquence et de tension, étant le démarrage en direct, nous allons considérer ce cas pour expliquer la méthode de calcul.

Pour faire un calcul rigoureux, il serait nécessaire de disposer de données précises concernant l'évolution de I_d/I_n et du \cos en fonction de la montée en vitesse du moteur asynchrone. Ces données étant rarement disponibles, il est généralement pris en compte une valeur de I_d/I_n et de \cos au démarrage.

Dans le cas où l'installation comporte plusieurs moteurs ou consommateurs, il convient de dimensionner le groupe électrogène en fonction du démarrage du plus gros moteur dans les conditions les plus défavorables qui peuvent correspondre au fonctionnement initial à vide du groupe, compte tenu de l'inertie du turbocompresseur de suralimentation.

Le calcul est basé sur l'application des formules suivantes donnant les puissances apparentes S_d active P_d et réactive Q_d d'impact.

$$S_d = (1 - \Delta U) P_n I_d / \cos \phi_n I_n \quad 4.14$$

$$P_d = S_d \cos \phi \quad 4.15$$

$$Q_d = S_d \sin \phi \quad 4.16$$

Avec :

ΔU : chute de tension après l'impact.

$\cos \phi$: Facteur de puissance nominal du moteur.

P_n : Puissance nominale du moteur.

Il apparaît que la connaissance exacte du facteur de puissance est un élément déterminant dans la justesse du résultat. Il est donc très important de connaître cette valeur au même titre qu'il est indispensable de connaître I_d/I_n .

La chute de tension au moment de l'impact peut être calculée par une méthode approchée au moyen de la formule :

$$U_d = U_n + (1 - X S_d / S_n) \quad 4.17$$

Avec X réactance équivalente définie par :

$$X = \frac{X_d'' + 2X_d'}{3} \quad 4.18$$

Où X_d'' et X_d' représentent respectivement les réactances longitudinales en régimes subtransitoire et transitoire de l'alternateur.

Il suffit ensuite de prendre en compte la valeur calculée de la chute de tension dans les formules précédentes pour, par convergence, obtenir la valeur de la chute de tension.

La chute de fréquence correspondante est obtenue en calculant l'impact de puissance active avec la chute de tension obtenue et en se référant aux abaques donnés par les constructeurs de groupes précisant la chute de fréquence en fonction de la valeur de l'impact.

Un calcul plus précis peut être conduit par application de la formule :

$$\frac{\Delta U}{U_0} = \frac{U_1 - U_0}{U_0} = \frac{a^2 \sqrt{(R_1^2 + a^2 X_1^2) [a^2 (X_q + X_1)^2 + R_1^2]}}{a^2 (X_q + X_1) (X'_d + X_1) + R_1^2} \quad 4.19$$

Avec :

a : Rapport des vitesses après et avant impact.

X_q : Réactance synchrone transversale.

X'_d : Réactance transitoire.

R_1, X_1 : Résistance et inductance de la charge à l'impact.

U_0, U_1 : Tension initiale et tension après impact.

Cette formule peut s'écrire également :

$$\frac{\Delta U}{U_0} = \frac{A_1}{B_1} - 1 \quad 4.20$$

Dans le cas de l'application d'une charge (régime 2) à partir d'une charge préexistante (régime 1), le calcul s'effectue en appliquant la formule :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{B_1}{A_1} \frac{A_2}{B_2} - 1 \quad 4.21$$

Calcul du temps de rétablissement de la tension Le temps de rétablissement de la tension peut être approché par la formule suivante :

$$t = t_e + t_c \log((J_p - J_1)/(J_p - J_2)) \quad 4.22$$

Avec :

t_e : Constante de temps de l'excitatrice.

t_c : Constante de charge de l'inducteur principal à la charge après enclenchement.

J_p : Courant d'excitation plafond délivré par l'excitatrice.

J_1 : Courant d'excitation au régime initial.

J_2 : Courant d'excitation au régime après enclenchement.

4.3.1. Alimentation de charges non linéaires

Les groupes électrogènes sont de plus en plus appelés à assurer l'alimentation des installations comportant des charges non linéaires et donc génératrices de courants harmoniques. En présence de l'impédance de source, ces courants harmoniques créent des tensions harmoniques qui peuvent être préjudiciables au bon fonctionnement des régulations et entraîner des déclassements de certains matériels.

Ainsi, un transformateur qui fournit un courant nominal comportant 25 % d'harmonique de rang 5, 14 % de rang 7, 9 % de rang 11 et 8 % de rang 13 (ce qui correspond à l'alimentation d'un montage hexaphasé) se voit affecter d'un coefficient de déclassement de 0,91.

Ce phénomène qui est déjà sensible dans le cas d'une alimentation à partir du réseau public, l'est encore plus avec un alternateur présentant une impédance de source plus grande. Il est admis que le taux de tension harmonique global doit rester inférieur à 6 % aux bornes de l'alternateur.

Il est possible d'évaluer assez précisément par le calcul le taux d'harmonique en tension que le groupe électrogène est susceptible de générer en présence de courants harmoniques dont on connaît le module et l'argument.

Quand on ne connaît pas précisément les taux d'harmoniques en courant par rang, il est possible de les calculer en appliquant, dans le cas des montages hexaphasés, la formule.

$$I_h = \frac{I_1}{\left(h - \frac{5}{h}\right)^{1,2}} \quad 4.23$$

Avec h rang du courant d'harmonique

Le taux global d'harmonique en tension est donné par la relation :

$$U_{\text{harmonique}} = \sqrt{\sum h Z_s I_h} \quad 4.24$$

Avec

$$Z_S = \frac{x_d''}{100} \frac{U^2}{U_n} \quad 4.25$$

4.3.2. Impédance subtransitoire directe de l'alternateur

Nous allons nous contenter de deux approches pratiques du problème qui donnent des résultats satisfaisants et permettent d'éviter les dysfonctionnements liés à un taux d'harmoniques en tension trop élevé.

La première méthode, la plus simple, consiste à choisir un alternateur d'une puissance égale à trois fois la puissance de la charge déformante. Dans le cas où celle-ci est constituée de plusieurs charges, il convient de calculer la charge équivalente qui peut être admise comme étant la somme quadratique de toutes les charges exprimées en *kVA*.

$$P_{eq} = \sqrt{P_1^2 + P_2^2 + \dots + P_n^2} \quad 4.26$$

Cette première méthode a le désavantage de surdimensionner l'alternateur.

La deuxième méthode consiste à dimensionner l'alternateur de telle sorte que la valeur de sa réactance ramenée à la puissance de la charge déformante soit égale à environ 7 %. Dans le cas de plusieurs charges déformantes, la charge équivalente est déterminée comme précédemment.

La présence de condensateurs est un facteur aggravant du fait du risque de résonance qu'elle entraîne. En effet, le rang de résonance en tension peut se calculer par :

$$\rho = \sqrt{\frac{P_{cc}}{Q_C}} \quad 4.27$$

Avec :

P_{cc} (*kVA*) : Puissance de court-circuit de la source.

Q_C (*kVAR*) : Puissance installée des condensateurs.

À la fréquence de résonance, un harmonique peut être amplifié de 5 à 10 fois. Le taux global peut être augmenté d'un facteur 2 à 4.

Dans le cas d'un groupe électrogène de puissance S_n et de réactance n La puissance de court-circuit du groupe électrogène étant généralement inférieure à celle du réseau public, le rang de résonance se situe à une valeur inférieure et souvent très proche du rang 5 qui correspond au taux d'harmonique en courant le plus élevé. Il peut donc s'avérer nécessaire de délester les condensateurs en fonctionnement sur groupe ou de surdimensionner l'alternateur pour situer le rang de résonance à une valeur non dangereuse.

4.4. Méthode de calcul de la compétitivité

L'évaluation et l'analyse de la compétitivité de la solution photovoltaïque par rapport à la solution diesel s'effectuent selon la méthode développée dans le chapitre 2, sachant que la solution de connexion du réseau conventionnel, comme il a été signalé dans l'étude de cas, est techniquement rejetée comme expliqué dans le chapitre 3.1, mais nous allons l'aborder comme même à titre indicatif.

Le calcul du coût moyen actualisé du (kWh) permet aussi de comparer des technologies dont la durée de vie est différente (40 ans pour les réseaux ; 20 ans pour le photovoltaïque ; 15 ans pour le diesel) [50].

La fonction de coût se compose de dépenses fixes et de dépenses proportionnelles à la production.

Les dépenses fixes se composent de l'investissement (générateur, batterie, frais d'installation, lignes électriques moyenne et basse tension, transformateur) et des coûts opératoires (entretien), alors que la dépense proportionnelle est constituée essentiellement par le coût de combustible pour les centrales électriques.

Les différentes solutions d'électrification proposées pour notre étude sont les suivantes:

- système photovoltaïque semi collectif autonome, qui est composé de trois sous systèmes photovoltaïques d'une puissance globale de 10,5 kWc.
- système d'électrification par une micro centrale diesel.
- Système de raccordement électrique par un réseau conventionnel à partir d'une centrale électrique.

Le coût de revient moyen actualisé de l'électricité est défini comme la somme des dépenses annuelles actualisées sur la somme des productions électriques annuelles.

$$P_{kWh} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i I_i + D_i}{E_c} \quad 4.28$$

Où :

I_i : est la dépense initiale pour l'équipement (i) (investissement ; installation).

D_i : est la dépense annuelle d'exploitation pour le composant i (maintenance; combustible).

E_c : est la consommation annuelle moyenne d'électricité.

Le facteur d'annuité pour l'équipement i est défini par :

$$A_i = \frac{1}{\sum_{n=1}^{N_i} \frac{1}{(1+a)^n}} = \frac{a \cdot (1+a)^{N_i}}{(1+a)^{N_i} - 1} \quad 4.29$$

Avec :

N_i : La durée de vie de l'équipement « i ».

« a » : Le taux d'actualisation.

« i » : le générateur ; la batterie ; la ligne « BT » ; la ligne « MT » ou le poste de transformation.

4.4.1. Coût de revient moyen actualisé du système photovoltaïque.

Le coût de revient du kWh produit par le système photovoltaïque dépend essentiellement de :

- L'investissement du système photovoltaïque (sans batterie),
- L'investissement de la batterie,
- L'entretien : Les coûts d'entretien sont estimés par un pourcentage ramené au coût d'investissement.
- La durée de vie des composants,
- L'annuité du système photovoltaïque (sans batterie) et de la batterie : le facteur d'annuité de la batterie sera plus élevé car la durée de vie est plus faible.

Le coût de revient du kWh photovoltaïque est donné par la formule suivante :

$$\text{Coût PV} = \frac{(A_{PV} + H_{PV}) \cdot P_{PV} \cdot C_{PV} + (A_{bat} + H_{bat}) \cdot P_{bat} \cdot C_{bat}}{Ec} \quad 4.30$$

Avec :

Coût PV : coût de revient moyen actualisé du kWh du système photovoltaïque.

$A_{PV} + A_{bat}$: Facteurs d'annuité (PV : photovoltaïque (sans batterie); bat : batterie).

$H_{PV} + H_{bat}$: Fraction de l'investissement consacrée aux dépenses annuelles de l'entretien.

C_{PV} : Prix du système photovoltaïque (sans batterie) (DA/kWc).

P_{PV} : Puissance crête du générateur photovoltaïque (kWc).

C_{bat} : Prix de la batterie (DA/Ah).

P_{bat} : Capacité batterie (Ah).

Dans le paragraphe suivant on donne la composition et expression des paramètres : Puissance du générateur photovoltaïque et capacité de la batterie en fonction de la consommation annuelle en électricité.

4.4.1.1. Calcul de la puissance crête du générateur photovoltaïque :

La puissance nominale (crête) du générateur photovoltaïque P_{PV} est déterminée à l'aide d'une formule suivante [50] :

$$P_{PV} = \frac{Ec}{365 \cdot K \cdot EG(\beta, t_i)} = K_G \cdot Ec \quad 4.31$$

Avec:

$EG(\beta, t_i)$: Irradiation solaire journalière [kWh/m² /j]

K : Facteur de correction englobant les divers rendements ainsi qu'un coefficient de sécurité.

$$K_G = \frac{1}{365 \cdot K \cdot EG(\beta, t_i)} \quad 4.32$$

4.4.1.2. Calcul de la capacité batterie :

Le dimensionnement de la batterie revient à déterminer sa capacité P_{bat} en (Ah), qui dépend du nombre de jours d'autonomie souhaités N_j , du rendement onduleur η_c et de la profondeur de décharge de la batterie P_d .

$$P_{bat} = \frac{Ni*Ec*1000}{365*Vs*\eta_c*(1-Pd)} = K_P * Ec \quad 4.33$$

Avec :

$$K_P = \frac{Ni*1000}{365*Vs*\eta_c*(1-Pd)} \quad 4.34$$

V_s : Tension nominale de stockage.

Ni : Jours d'autonomies.

V_s : Tension nominale de stockage.

η_{c0} : Rendement onduleur.

Pd : Taux de décharge.

4.4.1.3. Expression du coût de revient du kWh PV en fonction de l'irradiation solaire.

D'après les équations (4.30) et (4.31) et (4.33) on peut écrire :

$$\text{Coût PV} = (A_{PV} + H_{PV}) * K_G * C_{PV} + (A_{bat} + H_{bat}) * K_P * C_{bat} \quad 4.35$$

Éléments nécessaires au calcul du coût de revient du kWh PV :

a. Valeur du taux d'actualisation :

Le taux d'actualisation au dinar constant est de 6 % [50]

c. La durée de vie des équipements et facteurs d'annuité sont illustré dans le tableau suivant :

Tableau 4.3 : Durée de vie des équipements et facteurs d'annuité :

	Système photovoltaïque (sans batterie)	Batterie
Durée de vie	20 ans	7 ans
Facteur d'annuité	$A_{PV} = 0,087$	$A_{bat} = 0,179$

c. Coût d'investissement (Annexe 7) :

- Coût du système photovoltaïque (sans batterie)
- Coût de la batterie

d. coût d'entretien : 1 % du coût d'investissement

e : Les paramètres K_P , K_G sont données dans le tableau 4.4

Tableau 4.4 : Paramètres K_P et K_G

Paramètres	Valeur
Tension batterie	2 volts
Profondeur de décharge	20 %
Autonomies	4 jours
Rendement onduleur	95 %
$K_P = \frac{P * 1000}{365 * Vs * \eta c_0 * (1 - Pd)}$	0,26
K	0,64
$K_G = \frac{1}{365 * K * EG(\beta, ti)}$	$\frac{1}{233,6 * EG(\beta, ti)}$

e- **Résultats** : coût de revient du *kWh* PV en fonction de la radiation solaire :

$$\text{Coût PV} = 57,74 + \frac{480}{EG(\beta, ti)} \quad 4.36$$

Connaissant la situation géographique du village de Fadnoun (Tableau 2.2) du chapitre 2.

Le cout du kWh PV calculé en 2010 est 102 DA/kWh :

Le graphe suivant donne le coût de revient du kWh photovoltaïque en fonction de l'irradiation solaire.

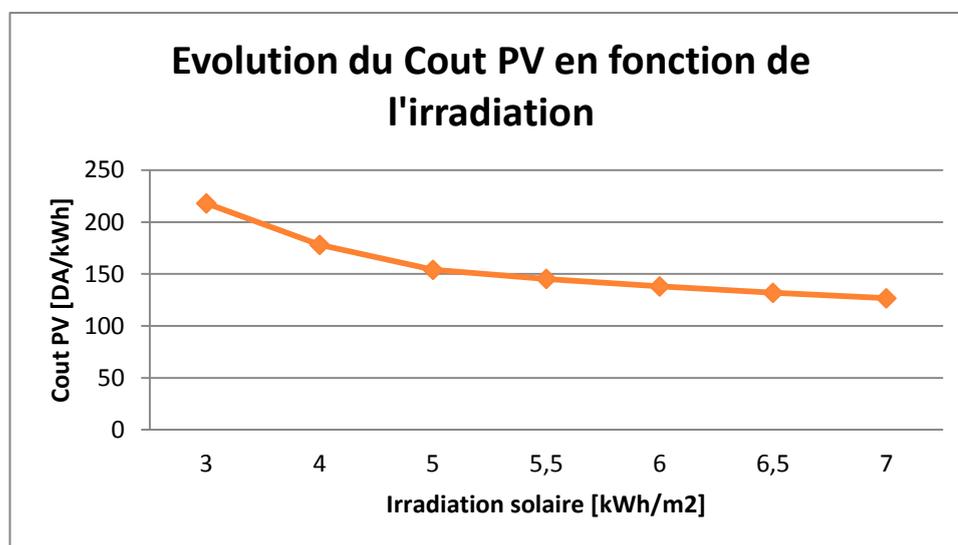


Figure 4.3 Evolution du cout PV en fonction de l'irradiation solaire.

Tableau 4.5 : Evolution du cout de revient PV en fonction de l'irradiation solaire.

	Région Nord	Région hauts plateaux	Région Sud
Irradiation [kWh/m ² /J]	4	5	7
Cout PV [DA/kWh]	178	154	126

4.4.2. Coût de revient moyen actualisé du générateur diesel

Le coût de revient moyen actualisé du générateur diesel comprend le coût d'investissement du générateur diesel, le coût de la connexion BT (ligne basse tension), le coût d'exploitation et le coût du combustible nécessaire pour satisfaire la demande d'électricité.

Les coûts d'exploitations sont estimés par un pourcentage ramené au coût d'investissement.

$$\text{Coût } D = \frac{(A_D + H_D) \cdot I_D + (A_{BT} + H_{BT}) \cdot I_{BT} + C_{fuel}}{Ec} \quad 4.37$$

Avec:

Coût D : Coût de revient moyen actualisé du générateur diesel (DA/kWh).

A_D, A_{BT} : Facteurs d'annuité (D: diesel, BT: ligne BT).

H_D, H_{BT} : Fraction d'investissement consacrée aux dépenses annuelle de l'exploitation

I_D, I_{BT} : Investissement du générateur diesel et de la ligne BT (DA).

C_{fuel} : Coût du fuel (DA).

Dans le paragraphe suivant, nous donnons la composition et l'expression des paramètres investissements et fuel.

Pour le calcul du coût de revient de l'investissement, nous avons besoin de :

n : Nombre d'abonnés.

E_F : Consommation journalière d'un abonné (kWh/Jour/abonné).

P_0 : Puissance maximale appelée d'un abonné (kW).

β : Nombre de groupes ($\beta = 0$; La charge est assurée par une micro centrale existante / $\beta = 2,3 \dots$ La charge est assurée avec une sécurité $\beta-1$).

α : Coefficient de sécurité permettant de considérer les variations saisonnières de la charge ($\geq 20\%$).

On peut écrire l'investissement du générateur diesel et la consommation comme :

$$I_D = (\beta * (1 + \alpha) * n * P_0) * C_D \quad 4.38$$

$$Ec = 365 * n * E_F \quad 4.39$$

D'après les équations (4.37) (4.38) et (4.39) on peut écrire :

$$\text{Coût } D(\text{production}) = \frac{(A_D + H_D) * \beta * (1 + \alpha) * P_0 * C_D}{365 * E_F} \quad 4.40$$

(*) Nous supposons que la taille du groupe $P_m = (1 + \alpha) * n * P_0$ existe dans le marché.

$$\text{Dans le cas contraire, le Coût } D(\text{production}) = \frac{(A_D + H_D) * \beta * P_G}{E_C} \quad 4.41$$

Avec : $P_G \geq (1 + \alpha) * n * P_0$ où P_G est la taille d'un groupe existant dans le marché.

Pour le calcul du coût de revient de la ligne BT, nous avons

$$I_{BT} = L_{BT} * C_{BT} \quad 4.42$$

Avec :

L_{BT} : Longueur de la ligne BT (Km)

C_{BT} : Coût de la ligne BT (D.A/Km)

$$\text{Coût } D(L_{BT}) = \frac{(A_{BT} + H_{BT}) * L_{BT} * C_{BT}}{Ec} \quad 4.43$$

On pose pour le calcul du cout du fuel

$$C_{fuel} = C_F * Ec * (1 + \xi) \quad 4.44$$

Avec :

C_F : Coût du fuel (DA/ kWh)

ξ : Taux de perte du réseau (%)

D'après l'équation (4.31) et (4.32) on peut écrire :

$$\text{Coût } D(\text{fuel}) = C_F * (1 + \xi) \quad 4.45$$

4.4.2.1. Expression du coût de revient du Kwh diesel en fonction de (L_{BT}, E) .

D'après les équations (4.37), (4.40), (4.43) et (4.45) on peut écrire :

$$\text{Coût } D = K_0 + \frac{K_1 * L_{BT}}{K} \quad 4.46$$

Avec :

$$K_0 = \frac{(A_D + H_D) * \beta * (1 + \alpha) * P_0 * C_D}{365 * E_F} + C_F * (1 + \xi) \quad 4.47$$

$$K_1 = (A_{BT} + H_{BT}) * C_{BT} \quad 4.48$$

a. Valeur du taux d'actualisation Eléments nécessaires au calcul du coût de revient du kWh Diesel [50]

Le taux d'actualisation au dinar constant est de 6 %

b. Durée de vie des équipements et facteurs d'annuité sont données dans le tableau 4.6

Tableau 4.6 : Durée de vie des équipements et facteur d'annuité

	Groupe diesel	Ligne BT
Durée de vie	15 ans	40 ans
Facteur d'annuité	$AD = 0,103$	$A_{BT} = 0,066$

Pour le calcul du coût d'investissement nous avons besoin des deux paramètres ci après [50]

d. coût d'entretien du Groupe Diesel : 4 % du coût d'investissement,

.coût d'entretien de la Ligne BT : 1 % du coût d'investissement,

Tableau 4.7 : Paramètres :

Paramètres	valeurs
β	2
α	20 %
ξ	8 %
P_0	0,4 kW
E_F	2 kWh/Jour/a
C_F	4,112 DA/kWh

4.4.2.2. Résultats : coût de revient du kWh Diesel en fonction de (L_{BT} , E).

$$\text{Coût } D = 117,63 + 68058 * \frac{L_{BT}}{E_c} \quad 4.49$$

Etude des cas : Nous étudions un raccordement d'un village constitué des abonnés domestiques.

Hypothèse de l'étude : On considère deux types de villages :

1. petit village : 20 foyers.
2. grand village : 100 foyers.

Le graphe suivant donne le coût de revient du **kWh** Diesel en fonction de (L_{BT} , Ec).

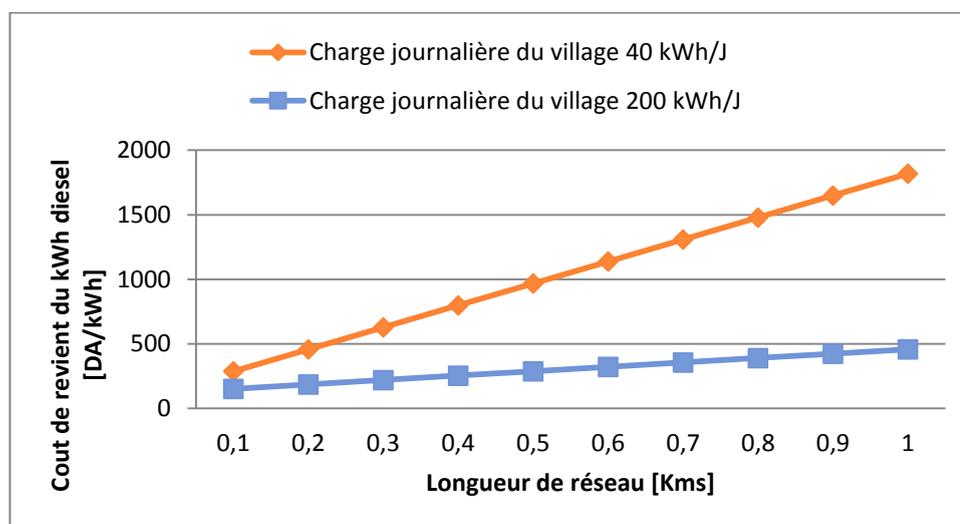


Figure 4.4 Evolution du cout du kWh diesel en fonction de la longueur de réseau BT et la charge du village.

Pour notre cas, le village est constitué de 20 foyers, avec une consommation journalière moyenne de 10 kWh.

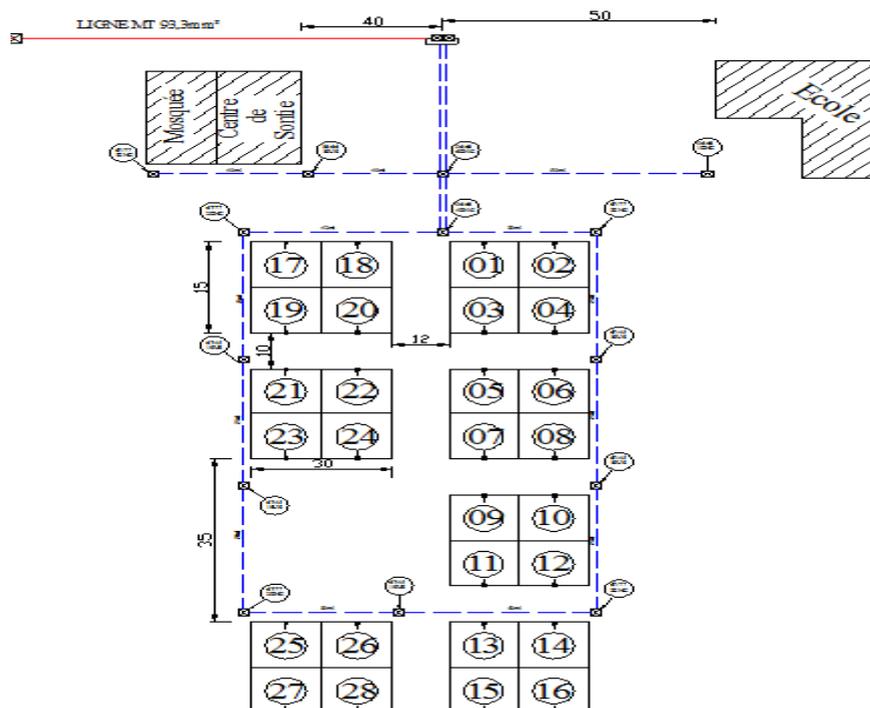


Figure 4.5 : Schéma illustrant les 20 foyers en service.

La longueur du réseau basse tension est de 0.130 Km

La consommation annuelle d'électricité est de 11 315 kWh.

Le cout du kWh Diesel est 118 DA/kWh

Le graphe suivant donne le coût de revient du kWh Diesel en fonction de (L_{BT} , E).

4.4.3. Coût de revient moyen actualisé de la connexion réseau MT + BT :

Le coût de revient moyen actualisé du raccordement au réseau MT+BT comprend le coût de la connexion MT (moyen tension), le coût de la connexion BT (basse tension), le coût du poste de transformateur, le coût de la maintenance et le coût de fuel.

Les coûts d'exploitations sont estimés par un pourcentage ramené au coût d'investissement.

$$\text{Coût } R = \frac{(A_{MT} + H_{MT})I_{MT} + (A_{BT} + H_{BT})I_{BT} + (A_P + H_P)I_P + C_{fuel}}{Ec} \quad 4.50$$

Avec :

Coût_R : coût moyen actualisé de la connexion réseau (DA/ kWh)

A_{MT} , A_{BT} , A_P : facteur d'annuité de la ligne MT, BT et le poste.

H_{MT} , H_{BT} : Fraction d'investissement consacrée aux dépenses annuelle de l'exploitation.

I_{MT} : Investissement de la ligne MT. (DA).

I_{BT} : Investissement de la ligne BT(DA).

I_P : Investissement du poste (DA).

Dans le paragraphe suivant on donne la composition et l'expression des paramètres : Investissements et fuel.

On pose la formule suivante pour le calcul du coût de revient de la ligne MT :

$$I_{MT} = L_{MT} * C_{MT} \quad 4.51$$

Avec :

L_{MT} : Longueur de la ligne MT (Km)

C_{MT} : Coût de la ligne MT (D.A/Km)

$$\text{Coût } D(L_{MT}) = \frac{(A_{MT}+H_{MT}) * L_{MT} * C_{MT}}{Ec} \quad 4.52$$

La formule suivante nous permet de calculer le coût de revient de la ligne BT

On pose $I_{BT} = L_{BT} * C_{BT}$

Avec :

C_{BT} : coût de la ligne BT (D.A/Km)

$$\text{Coût } D(L_{BT}) = \frac{(A_{BT}+H_{BT}) * L_{BT} * C_{BT}}{Ec} \quad 4.53$$

La formule suivante nous permet de calculer le Coût de fuel :

$$c_{fuel} = C_F * E * (1 + \xi) \quad 4.54$$

Avec :

D'après l'équation (4.54) on peut écrire :

$$\text{Coût } D(fuel) = C_F * (1 + \xi) \quad 4.55$$

4.4.3.1. Expression du coût de revient du *kWh* réseau en fonction de (LBT,LMT,E) :

D'après les équations (4.50) , (4.52) , (4.53) et (4.55) on peut écrire :

$$\text{Coût } R = K_0 + \frac{K_1 * L_{BT} + (K_2 * L_{MT} + K_3)}{E} \quad L_{MT} \neq 0 \quad 4.56$$

Avec :

$$K_0 = C_F * (1 + \xi) \quad 4.57$$

$$K_1 = (A_{BT} + H_{BT}) * C_{BT} \quad 4.58$$

$$K_2 = (A_{MT} + H_{MT}) * C_{MT} \quad 4.59$$

$$K_3 = (A_P + H_P) * I_P \quad 4.60$$

Cas particulier : Pour le raccordement d'un client situé à une distance « L » du dernier client raccordé sur le réseau BT le plus proche, la fonction du coût de revient du kWh est donnée par : $\text{Coût } L = K_0 + \frac{K_1 * L}{E}$ 4.61

Éléments nécessaires au calcul du coût de revient du *kWh* Réseau MT+BT

a. Valeur du taux d'actualisation [50]

Le taux d'actualisation au dinar constant est de 6 %.

b. Durée de vie des équipements et facteurs d'annuité

Tableau 4.8 : Durée de vie et facteur d'annuité des équipement liés au réseau MT/BT

	Ligne MT/BT – Poste
Durée de vie	40 ans
Facteur d'annuité	$A_{MT} , A_{BT} , A_{MT} = 0,066$

c. Coût d'investissement :

Coût de la Ligne MT en KDA/km

Coût de la Ligne BT en KDA/km

Coût du poste en KDA/Unité

d. coût d'entretien : Ligne MT/BT- Poste : 1 % du coût d'investissement

e. Paramètres:

Tableau 4.9 : Paramètres liés aux réseaux MT/BT

Paramètres	Valeurs
E_F	2 kWh/Jour/abonné
C_f (*)	4,112 DA/kWh (*)
ξ	8 %

(*) Central diesel

4.4.3.2. Résultats : coût de revient du kWh Réseau MT+BT en fonction de (L_{MT} , L_{BT} , E)

$$\text{Coût } R = 4,44 + \frac{68058 * L_{BT} + (70201,2 * L_{MT} + 48716)}{Ec} \quad 4.62$$

Dans notre cas, le village est située à 100 km du chef lieu de wilaya (la distance entre la centrale (source d'alimentation électrique) et le village de Fadnoun), cela nécessite un réseau moyen tension aérien MTA (93,3mm²) d'environ de 100 km.

Pour le cas de Fadnoun: $L_{MT} = 100$ km ; $Ec = 11\,315 \text{ kWh} / \text{an}$ (n = 20 abonnés)

$$\text{Coût } R = 672 + 6,43 * L_{BT} \quad 4.63$$

Pour notre cas de raccordement du village nécessite une longueur de réseau Basse tension est de 0,130 km.

La figure 4.6, donne le coût de revient du kWh de cette variante connexion au réseau MT+BT en fonction de la longueur du réseau basse tension.

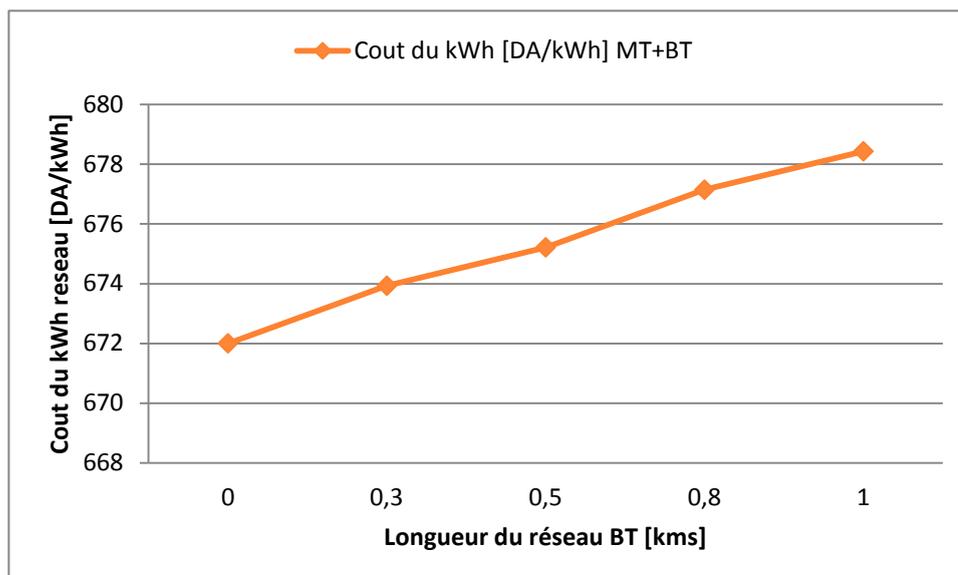


Figure 4.6 : Evolution du cout du kWh du réseau MT+BT en fonction de la longueur du réseau BT.

4.4.4. Domaine de compétitivité économique :

- Compétitivité entre le photovoltaïque et le diesel :

Considérant les coûts de revient du kWh photovoltaïque et diesel données par les équations 4.36, et 4.49

$$\text{Avec : } E = \frac{P_{PV}}{K_G} \quad 4.64$$

P_{PV} : puissance nominale (crête) du générateur photovoltaïque (kWc)

$$\text{Et la fonction } \Delta C = \text{coût}_D - \text{coût}_{PV} \quad 4.65$$

On peut déduire que :

- $\Delta C > 0$ → le photovoltaïque est économique.
- $\Delta C < 0$ → le diesel est économique.
- $\Delta C = 0$ → limite de compétitivité.

Donc la solution photovoltaïque est la plus économique par rapport à la solution Diesel et réseau MT/BT.

Ainsi la représentation graphique de $\Delta C = 0$ permet de déduire la compétitivité économique des deux variantes :

$$\Delta C = 0 \rightarrow P_{PV} = L_{BT} / (1,728 - 0,315 * G) \quad 4.66$$

Le village se situe dans une zone où la radiation solaire est égale à 6,4 kWh/m²/Jour.

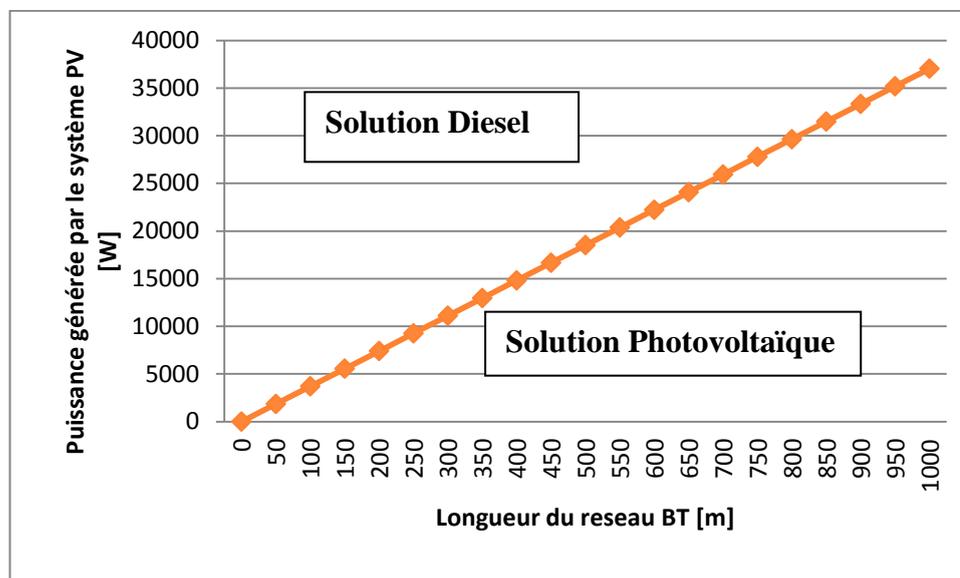


Figure 4.7 : Domaine de compétitivité entre la solution Photovoltaïque et Diesel

La lecture de ce graphe fait apparaître que jusqu'à une distance critique, le raccordement au réseau BT reste la solution la plus économique. Au-delà de cette distance, c'est la solution photovoltaïque qui est la plus intéressante.

Tableau 4.10 : Distance critique pour deux types de clients.

Type de client	Puissance crête (kWc)	Distance critique (m)
Client 1	5,55	150
Client 2	20,37	550

Pour cela, avant de citer les intérêts qui peuvent être apportés par une exploitation de la solution solaire photovoltaïque destinée à l'électrification du village, nous allons examiner à l'effet d'apprécier le coût de revient total de l'installation.

4.5. Conclusion

Chaque solution de raccordement électrique correspond a un domaine d'application privilégié :

- Pour les faibles charges (nombre d'abonnés réduits) éloignées du réseau MT, les solutions décentralisées sont à favoriser, autrement dit, la technique photovoltaïque s'impose.
- Pour le regroupement de charges relativement fortes et éloignées du réseau MT et dont la longueur du réseau BT est importante, la solution diesel est la plus avantageuse.

La solution réseau MT est à favoriser surtout si la charge est forte, regroupée et proche du réseau MT, comme le cout de cette solution de raccordement avec un réseau MT+BT est trop excessif, cette option est rejetée dans notre étude économique (voir chapitre 3.1).

L'approche adoptée a donc confirmé toutes ces considérations générales. Elle a en plus donné les limites de chaque solution. Cependant, la recherche de la meilleure solution ne repose pas que sur cette approche.

D'autres facteurs difficilement quantifiables peuvent influencer la décision.

Exemples :

- facteur écologique,
- obstacle géographique,
- réalisation technique,
- Problèmes d'approvisionnement du fuel.

Chapitre 5

Résultats et discussions

5.1. Analyse de l'irradiation solaire du site

L'analyse de ce paramètre est très importante car elle joue un rôle clé dans la conception d'un système photovoltaïque, en fait, la connaissance de son évolution au fil du temps donne une idée exacte du potentiel solaire de la région ILLIZI. Pour ce faire, il faut d'abord comprendre le niveau d'irradiation de la figure 5.1.

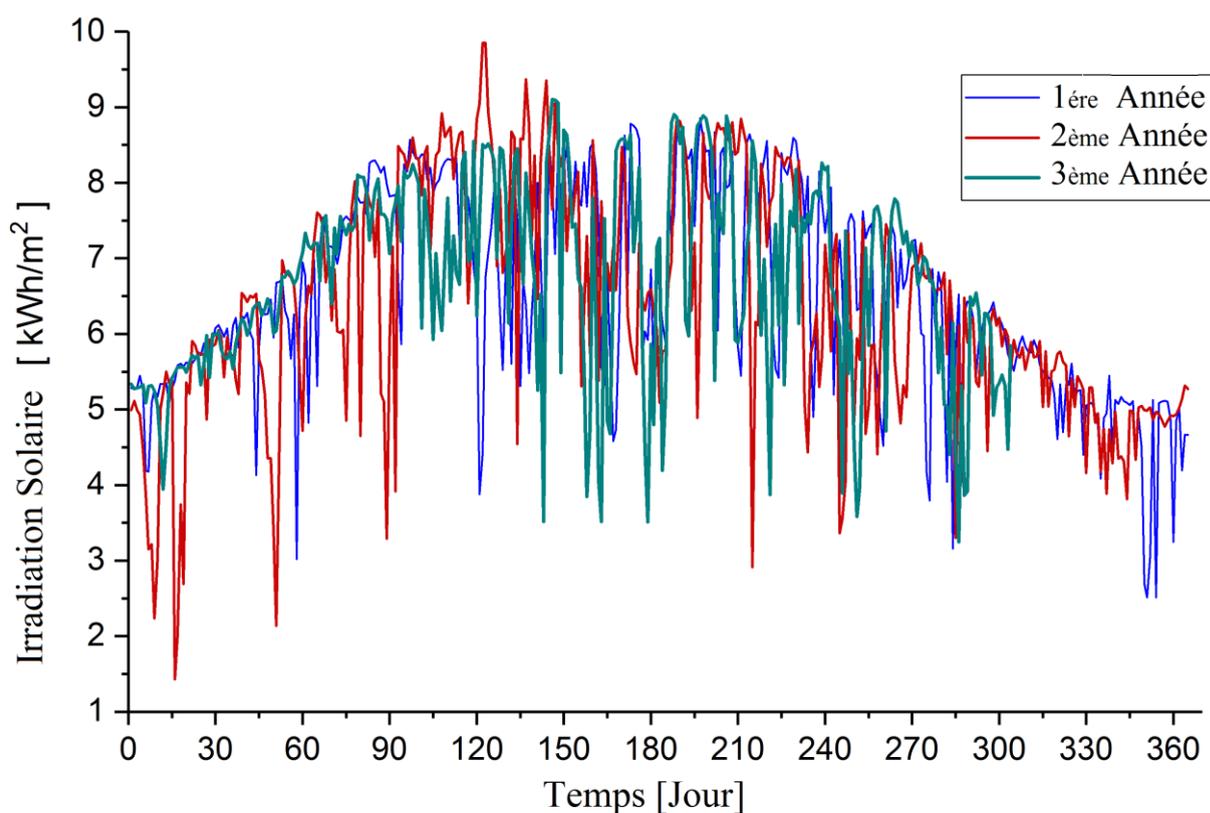


Figure 5.1 : Evolution de l'irradiation solaire au cours des trois années.

Pour analyser l'évolution de l'irradiation (figure 5.1), les données sont divisées en quatre parties de trois mois. Ceci est fait pour analyser chaque quart d'intervalle et déduire le comportement global de l'irradiation annuelle [69].

La courbe de la troisième année est choisie comme élément de base de tous les calculs.

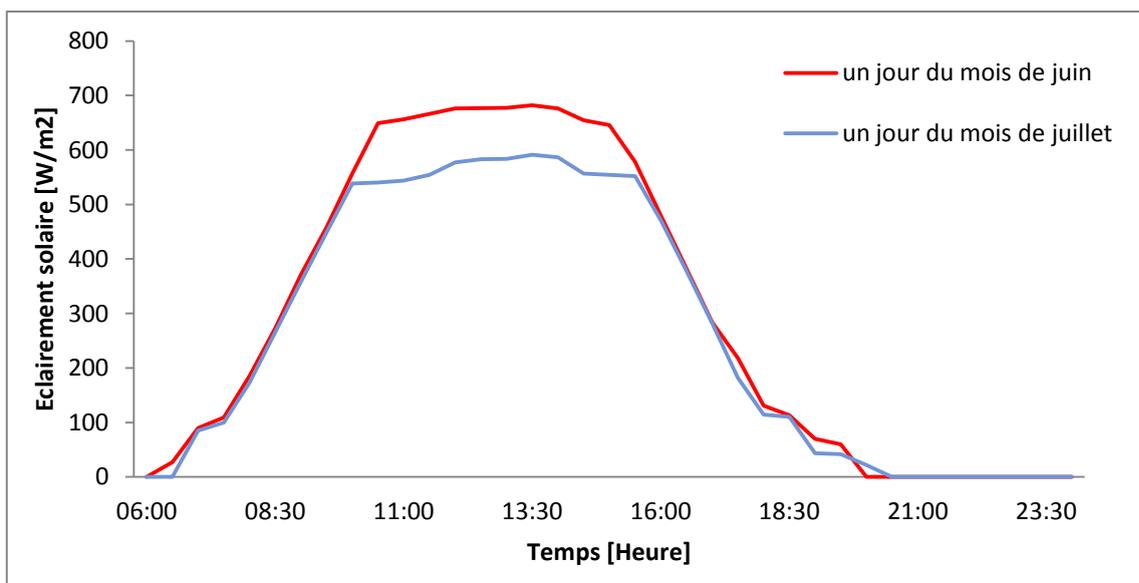


Figure 5.2: Evolution de l'éclairement solaire durant deux journées du mois de juin et juillet

En ce qui concerne l'évolution de l'irradiation, il ressort des graphiques donnés dans la Fig. 5.2, l'existence d'une similitude entre les irradiances reçues au cours des deux jours. En fait, un léger retard d'irradiation apparaît en raison du ciel couvert au début de la matinée de juin, et les pics de l'irradiation sont observés vers 1 heure du matin.

Les valeurs moyennes des radiations quotidiennes sont données dans le tableau 5.1 suivant:

Tableau 5.1 : Irradiation solaire quotidienne moyenne reçue sur les modules.

Jours	$EG(\beta)_j$	$Wh/m^2/j$	$Em_j W/m^2/j$
Le 15 juillet	6528		593,05
Le 15 juin	6435		558,95

5.2. Analyse de la puissance générée par le système photovoltaïque

La température ambiante journalière moyenne étant mesurée sur site, la figure 5.4 illustre l'évolution de la température moyenne mensuelle en fonction du temps.

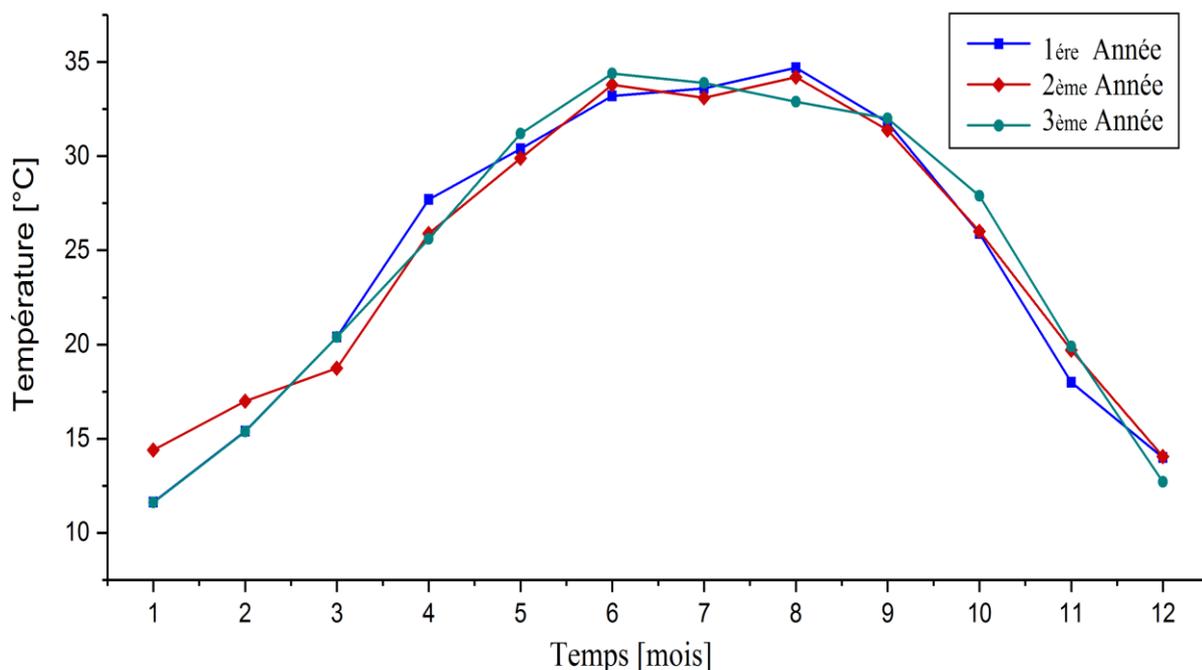


Figure 5.3 : Evolution de la température au cours des trois années.

Les figures 5.4.a et 5.4.b montrent l'évolution de la puissance générée par les modules PV sous l'illumination susmentionnée. Une observation de ceux-ci peut détecter la proportionnalité existante entre l'illumination et les puissances fournies par les modules ; avec un coefficient de proportionnalité qui n'est autre que les rendements des modules. Ainsi, la puissance totale générée par le générateur est la somme de ces trois fractions de puissance, dont l'une représente un tiers des deux autres $PG1 = PG2 / 3 = PG3 / 3$ (Fig. 5.8.a et 5.8.b).

L'évolution de cette puissance totale avec l'irradiation, comme le montrent les graphiques des figures 5.4.a et 5.4.b. semble normale de ce qui vient d'être dit, à l'exception de la période comprise entre 1 heure du matin et 4:30 PM, où la courbe enregistre un déclin visible (figure 5.4.a). Cette diminution entraîne la capacité des batteries, de sorte que par l'impédance totale des batteries. Ce qui agit sur la

caractéristique (IV) du générateur en le déplaçant vers la droite (haute tension). Ceci est justifié par les baisses actuelles.

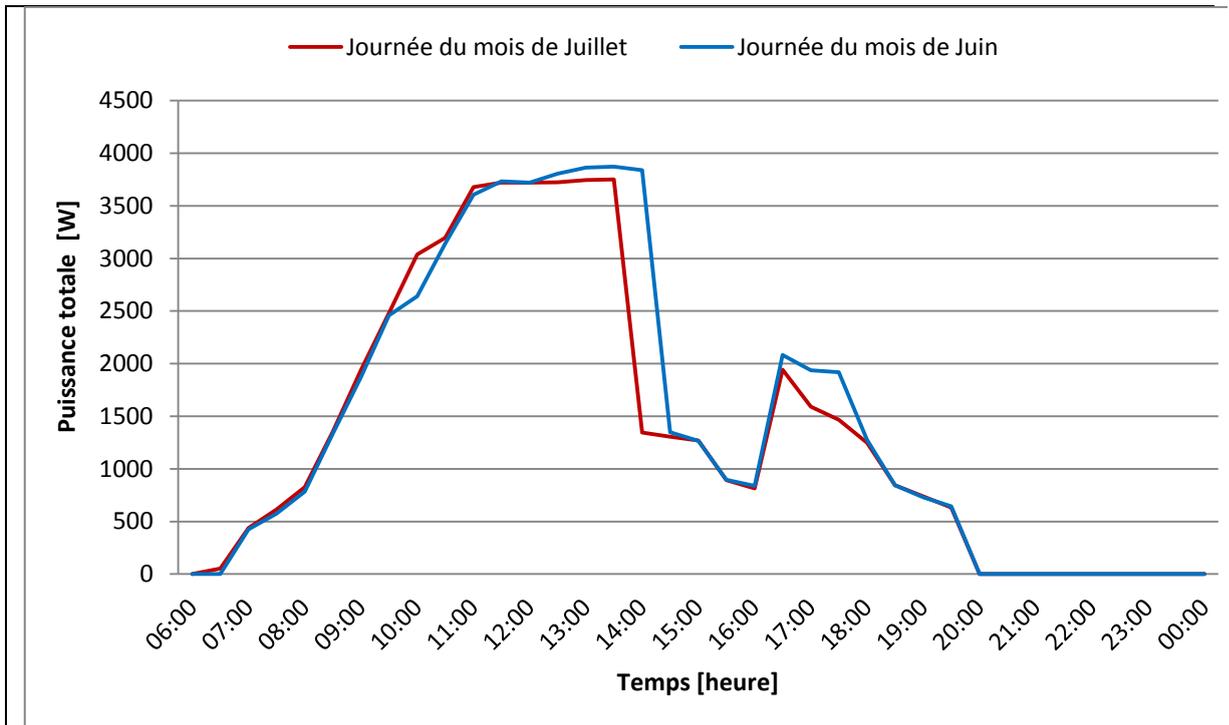


Figure 5.4.a: Puissance journalière du système PV au mois de juin et juillet

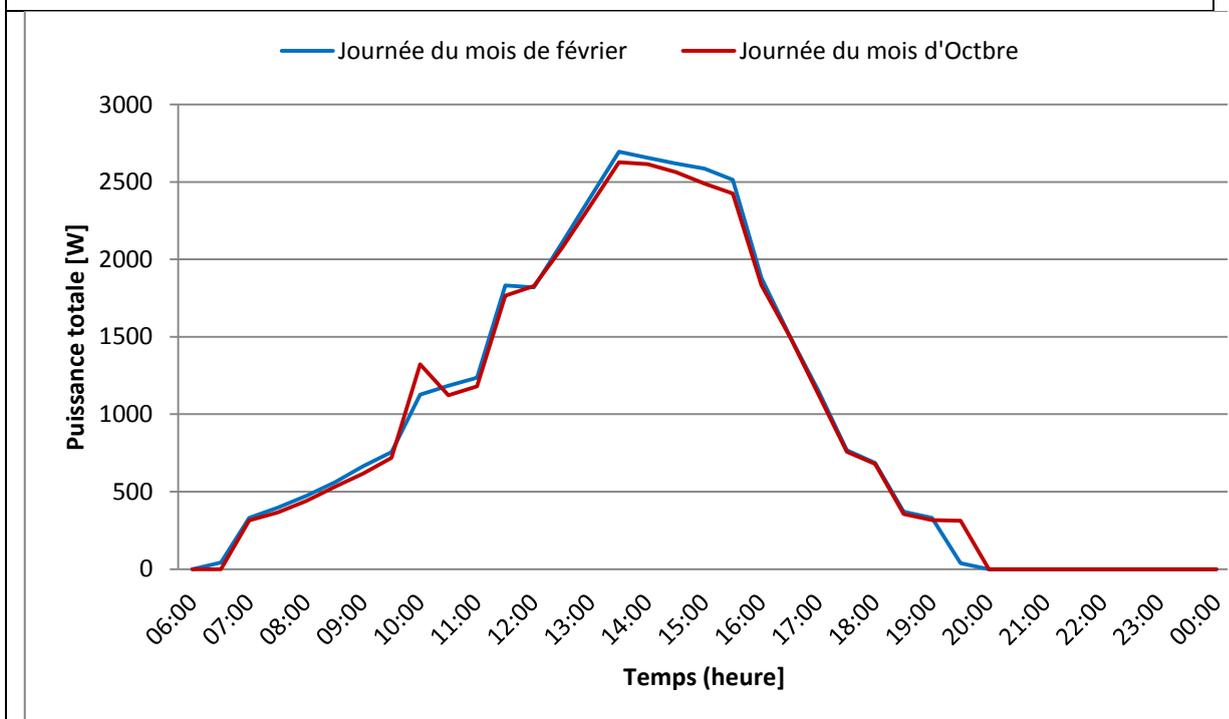


Figure 5.4.b: Puissance journalière du système PV au mois de février et octobre

Compte tenu de la période allant de 13 h à 16 h 30 et du fort ensoleillement avec des températures élevées, cela permet de penser à l'existence de deux autres phénomènes qui ont conduit à ce résultat.

Le premier est dû à la conversion de la puissance limitée du générateur. En d'autres termes, l'augmentation de l'éclairement de certaines valeurs limites n'est pas réfléchi par le courant fourni par le générateur, mais plutôt par une coupure de ce dernier. Cette limite dépend de la qualité du verre (transmission de verre), du seuil de conduite utilisé et des conditions d'utilisation.

Le deuxième phénomène est une conséquence de la première. En effet, l'augmentation de l'éclairement au-delà d'un certain seuil entraîne un excédent du pourcentage d'énergie lumineuse non convertie qui sera dissipée comme chaleur dans les modules.

Cette situation et la présence de températures ambiantes excessives affectent le processus d'évacuation par convection naturelle de la chaleur dissipée à l'intérieur des modules, ce qui entraîne une augmentation de la température au niveau des cellules solaires (figure 5.3).

En outre, il est important de noter que la majorité des courbes identifiées présentent le même rythme, caractérisé par une baisse du même intervalle de temps du deuxième et troisième trimestres (enregistrés sur 80% d'entre eux) pour le premier et quatrième quart de la même année, cette singularité n'est pas ressentie sur l'ensemble des courbes ainsi que dans la figure 5.4.b.

Il est important de noter que la puissance de l'onduleur est bien inférieure à la puissance PV.

En outre, les différences de niveau de puissance enregistrées par les courbes pour les deux périodes de l'année peuvent atteindre 700 W.

La forte diminution de la puissance développée par le générateur qui apparaît sur les graphiques 5.4..a correspond aux déconnexions des générateurs PV ($PG2 = PG3 = 0$) par les deux régulateurs fournissant des maisons.

L'énergie quotidienne fournie par le générateur chaque jour est donnée par le tableau 5.2:

Tableau 5.2 : Energie quotidienne fournie par le générateur.

<i>Jours</i>	Edj [Wh]
15 juillet	40 358
15 juin	43 033

5.3. Efficacité de conversion du générateur

Afin de parvenir à une approche correcte des performances réelles du générateur, les rendements moyens sont pris en considération. Ce sont des instantanés tout au long de la journée, sauf pendant les périodes où les trois champs PV ne sont pas tous connectés (les performances pendant ces moments ne concernent que le champ connecté).

L'efficacité instantanée a été calculée par l'équation suivante:

$$\eta_c(t_i) = PG(t_i) / (PG(\beta, t_i)) \quad 5.1$$

La puissance fournie par l'irradiation sur les générateurs photovoltaïques à l'instant t_i est donnée par:

$$PG(\beta, t_i) = G(\beta, t_i) \times A_G \quad 5.2$$

$$A_G = 50 \text{ m}^2$$

Dans le tableau 5.3 sont représentées les valeurs moyennes d'efficacité du générateur photovoltaïque.

Tableau 5.3 : Efficacité quotidienne moyenne des champs photovoltaïques.

Journées	η_c [%]
15 juillet	10,13
15 juin	11,11

La forme de la courbe de la fonction "efficacité en fonction de la température des cellules solaires" obtenue à partir des valeurs ci-dessus $\eta_c = f(T_c)$ est tracée sur la figure 5.5.

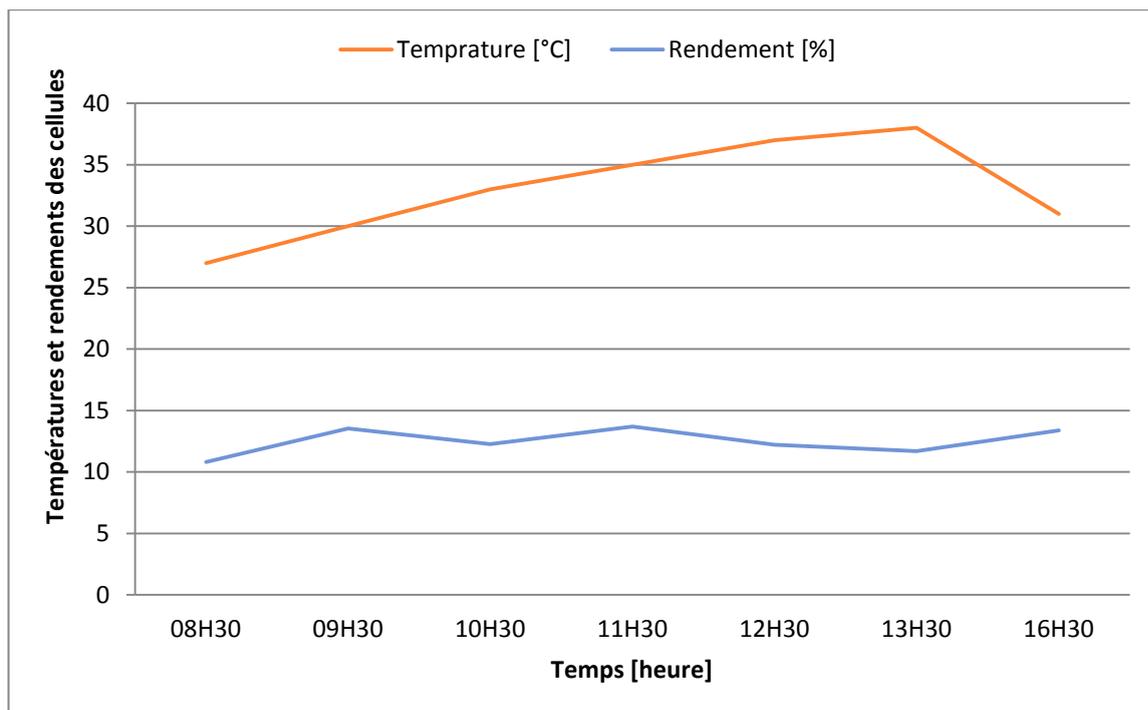


Figure 5.5 : Variation de l'efficacité des cellules solaires par rapport à la température.

5.4. Système de stockage

Dans cette section, la charge de puissance et la décharge sont décrites, des données connexes sont fournies.

Le temps de charge et de décharge est illustré dans les graphiques donnés sur les figures. 5.6.a et 5.6.b pour les jours les plus ensoleillés (juin et juillet).

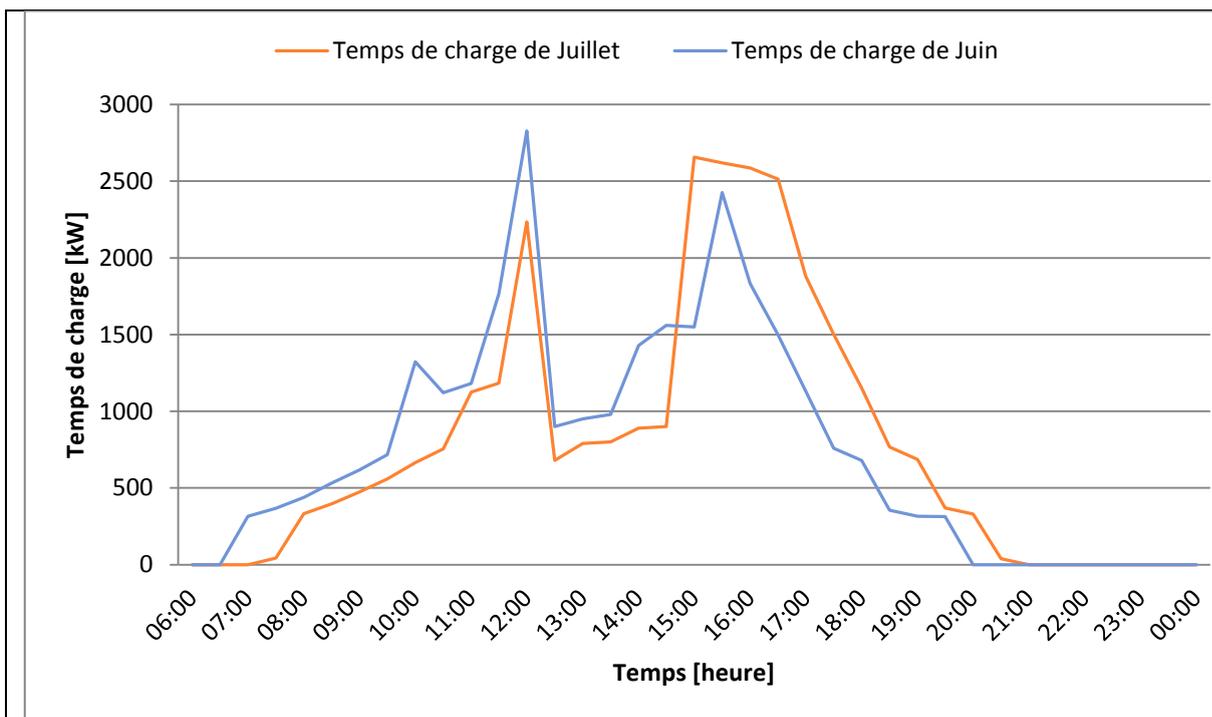


Figure 5.6.a : Évolution du temps de chargement du système de stockage

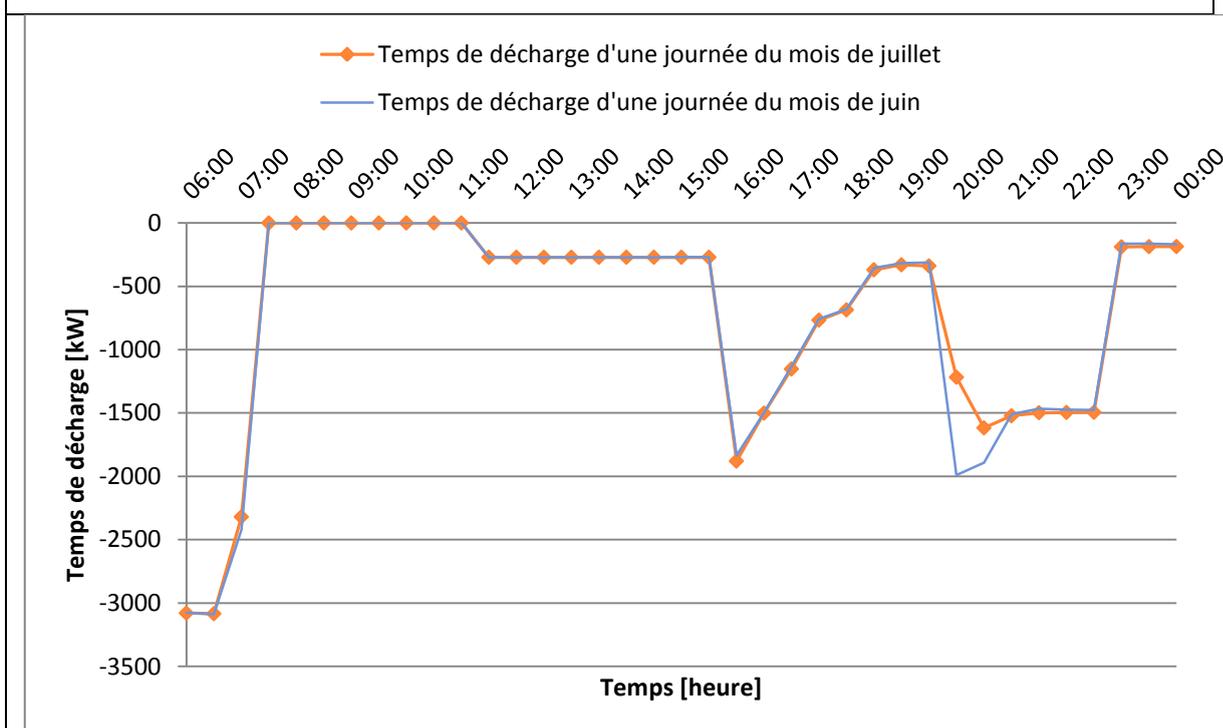


Figure 5.6.b : Évolution du temps de déchargement du système de stockage

Dans les deux cas, il semble que la charge commence entre 7 h et 8 h, ce qui correspond à une faible irradiation de 800 Wh / m², cet effet positif est principalement attribuable à la faible consommation enregistrée. Avec

l'augmentation de l'irradiation, le courant produit par le générateur (intensité de courant imposée à une charge de batterie), le taux de charge de la batterie continue de croître. Bien que dans une période de forte intensité de soleil, il semble qu'une puissance de charge (courant de charge) diminue, en raison de l'excès d'énergie fourni par le générateur avant le stockage.

La figure 5.7 présente un système de contrôle et de gestion de l'énergie. Lorsque la batterie atteint l'état de charge maximal (tension au seuil maximal), le système de commande déconnecte le diesel, afin d'éviter le phénomène d'électrolyse et la corrosion des électrodes. Lorsque la tension de la batterie atteint sa valeur de seuil inférieure, la batterie sera reconnectée à nouveau. C'est le principe de la régulation de tension maximale.

Si la batterie est déchargée, pour éviter les électrodes de sulfatation, la commande arrête d'injecter de l'énergie énergétique dans la grille et va passer à Diesel pour alimenter les charges. Cette situation durera jusqu'à ce que la batterie soit chargée par des énergies renouvelables et atteigne le niveau de fonctionnement. Le système Diesel sera alors arrêté. C'est ce qu'on appelle la régulation de tension minimale.

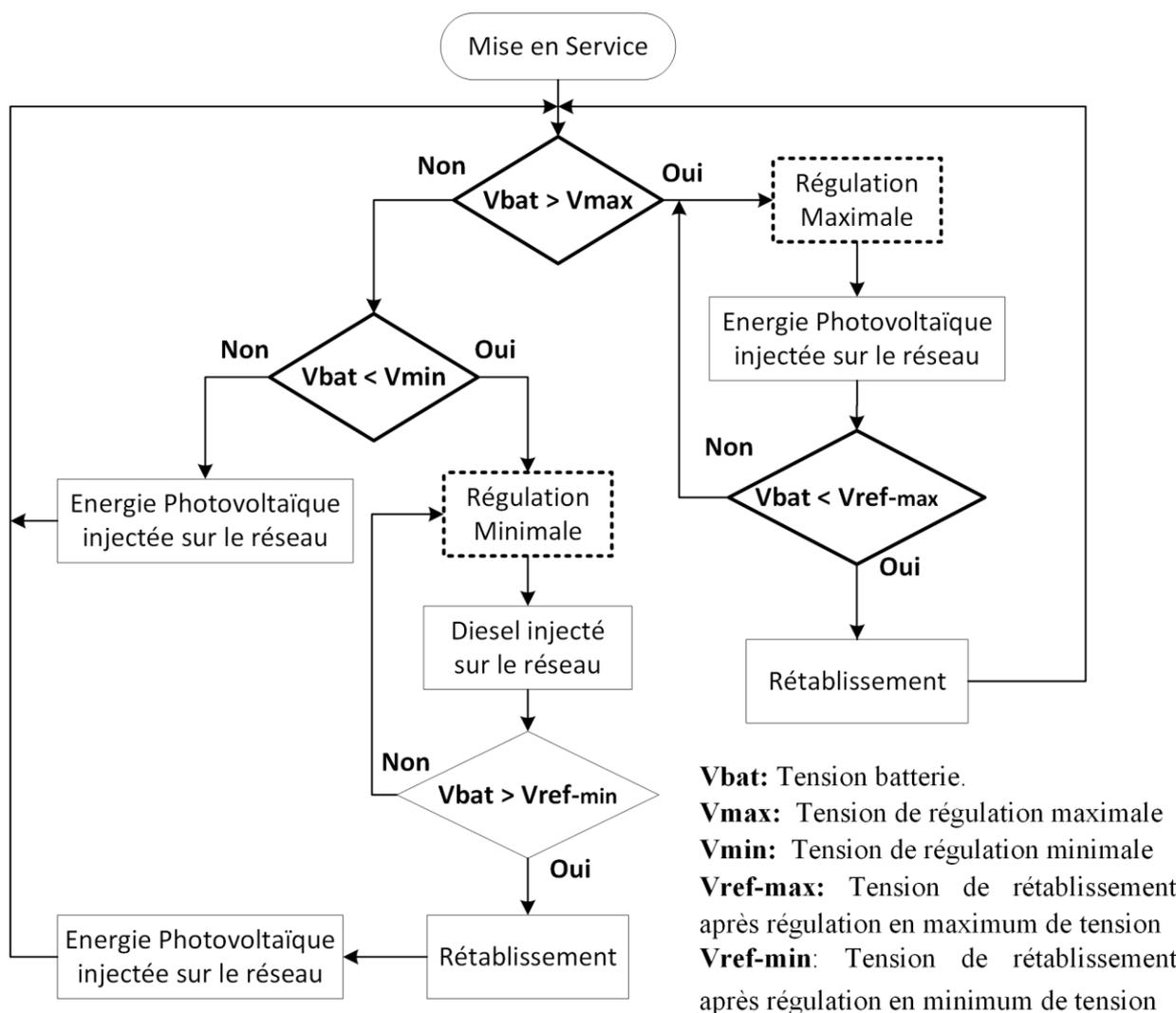


Figure 5.7 : Tableau de bord de la gestion de l'énergie

Après avoir étudié, sous diverses charges, le comportement de chaque élément constituant le système, le solde énergétique global de l'installation établi (Tableau 5.4). Ceci évalue les entrées et sorties du système de conversion [69].

Tableau 5.4 : Bilan énergétique mondial du système photovoltaïque.

Jours	EG (β)[Wh/m ²]	E_{pj} [Wh]	E_{schj} [Wh]	$E_{sdischj}$ [Wh]	E_{ecj} [Wh]	E_{scj} [Wh]
Juillet	6528	40358	10950	8833	36322	30874
Juin	6435	43033	10604	9152	38730	31758

L'efficacité totale du système η_{GS} est égale au rapport de l'énergie consommée (sortie) à l'énergie reçue sur la surface supérieure des générateurs PV.

$$E_{scj} = \eta_G \times \eta_r \times \eta_s \times \eta_c \times EG(\beta)_j \quad 5.3$$

Ainsi, l'efficacité η_{Gs} est le produit de l'efficacité des différents composants du système photovoltaïque [69].

$$\eta_{Gs} = \eta_G \times \eta_r \times \eta_s \times \eta_c \quad 5.4$$

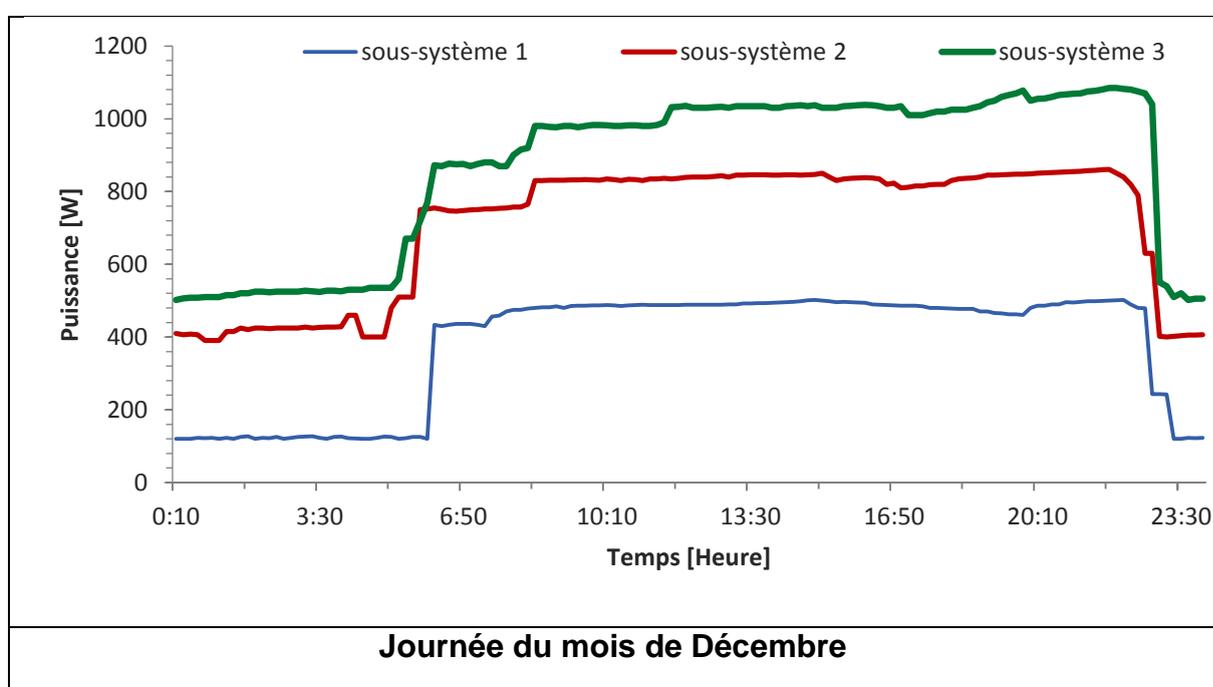
L'efficacité de tous les sous-systèmes et la performance globale de l'ensemble du système sont indiquées dans le tableau 5.5 ci-dessous:

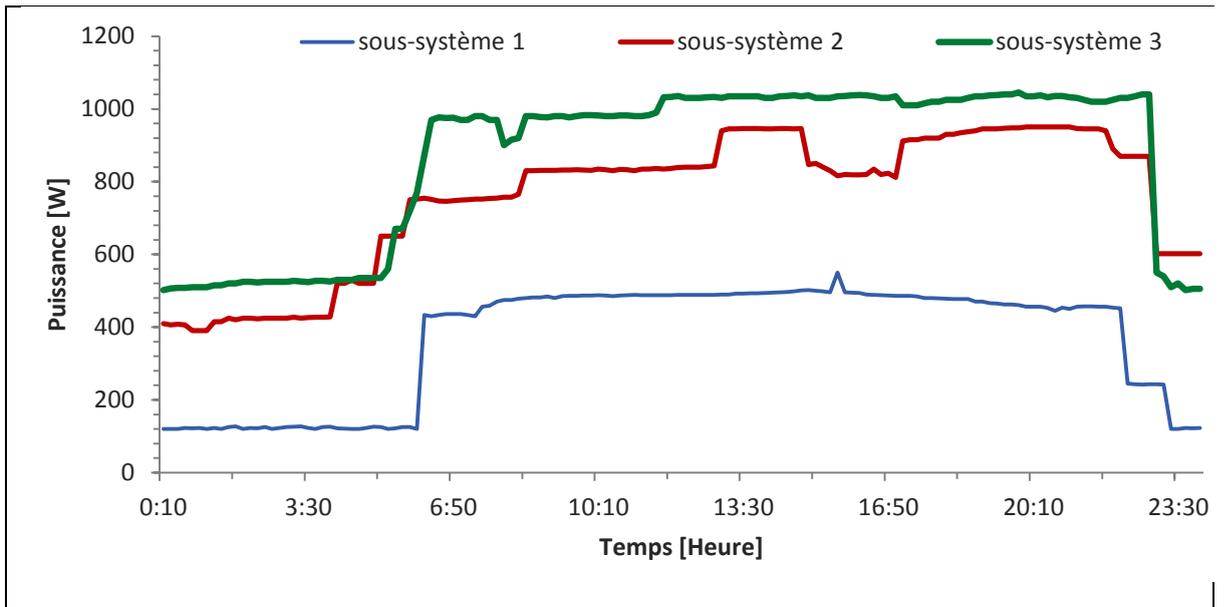
Tableau 5.5 : Efficacité du système PV.

Jours	η_G %	η_r %	η_s %	η_c %	η_{Gs} %
Le 15 juillet	10,13	85	81	85	5,93
Le 15 juin	11,11	88	86	82	6,90

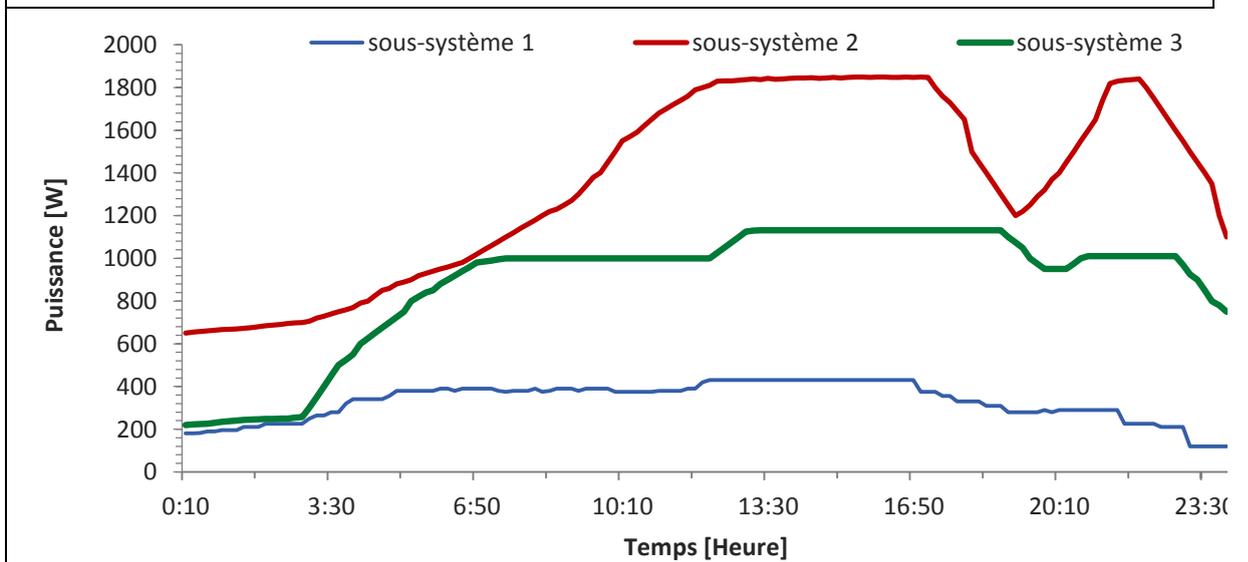
5.5. Analyse de la courbe de charge du village

L'analyse de la consommation d'énergie du village se fait à travers les courbes de charge pour une période d'un an. Les courbes typiques et atypiques enregistrées au cours de cette période sont examinées et analysées (figures 5.8.a et 5.8.b).





Journée du mois de février



Journée du mois d'Avril

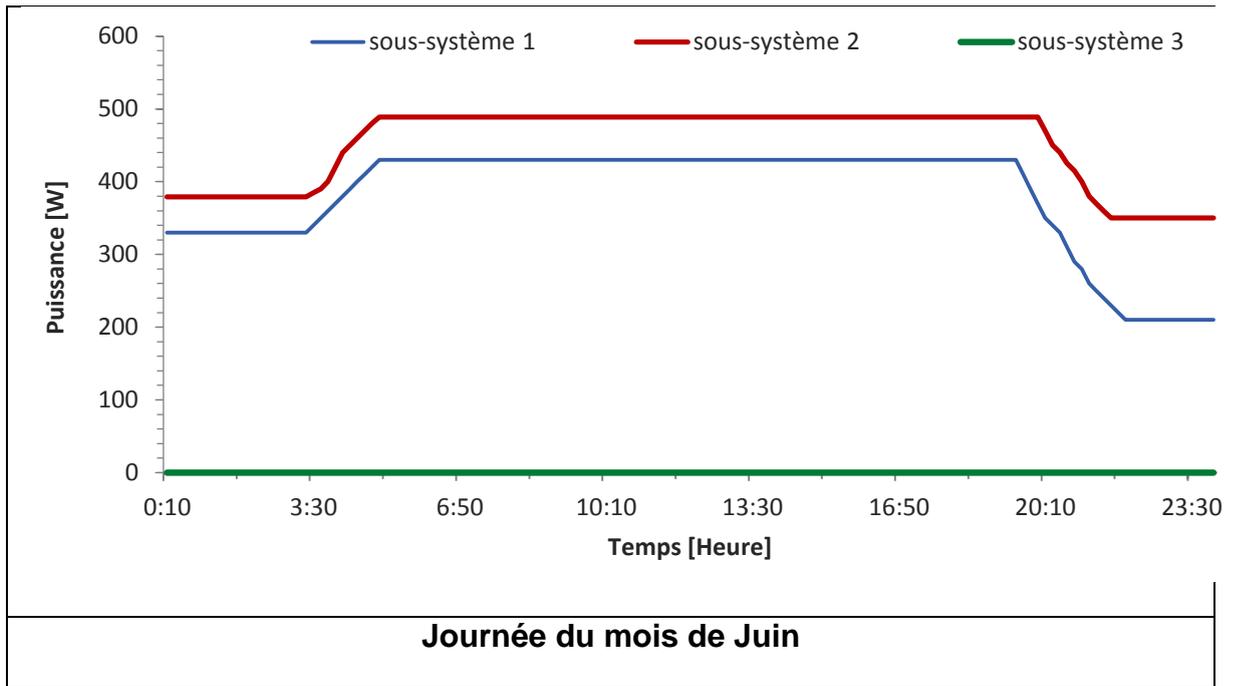
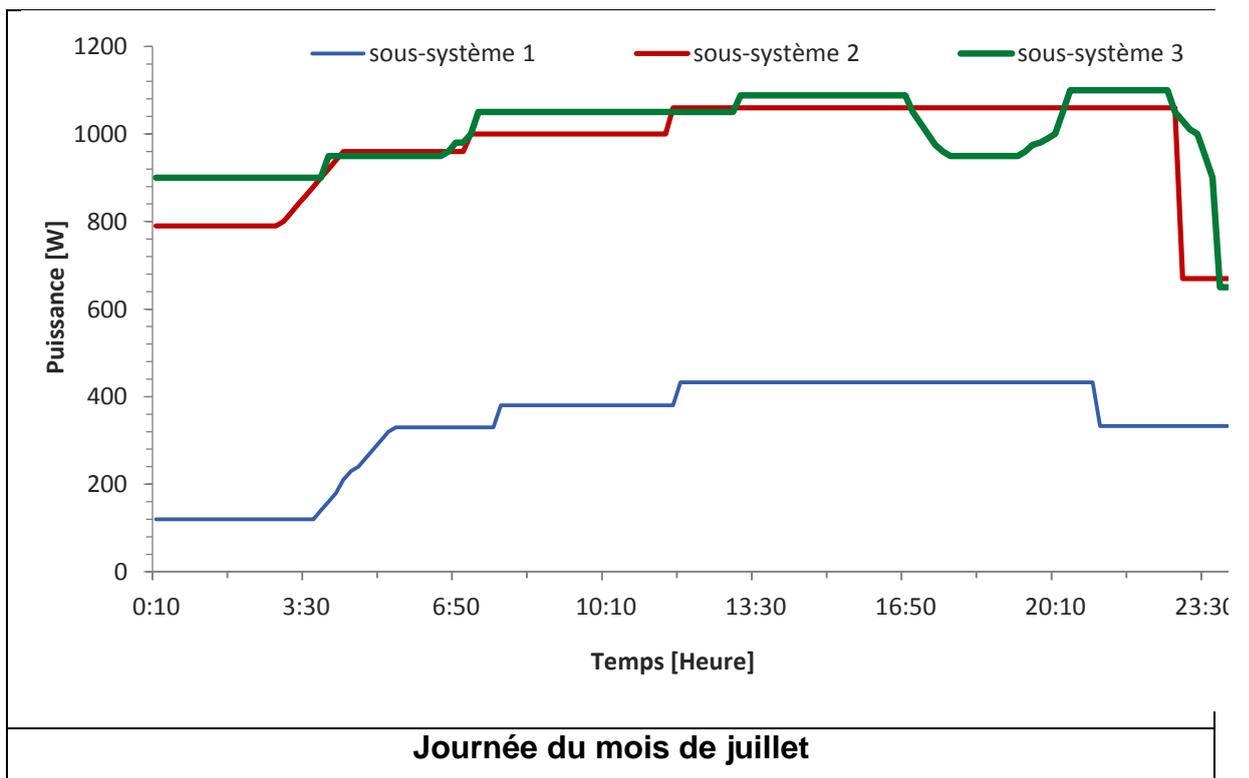


Figure 5.8.a : Courbes de charges de quelques journées du premier semestre de l'année.



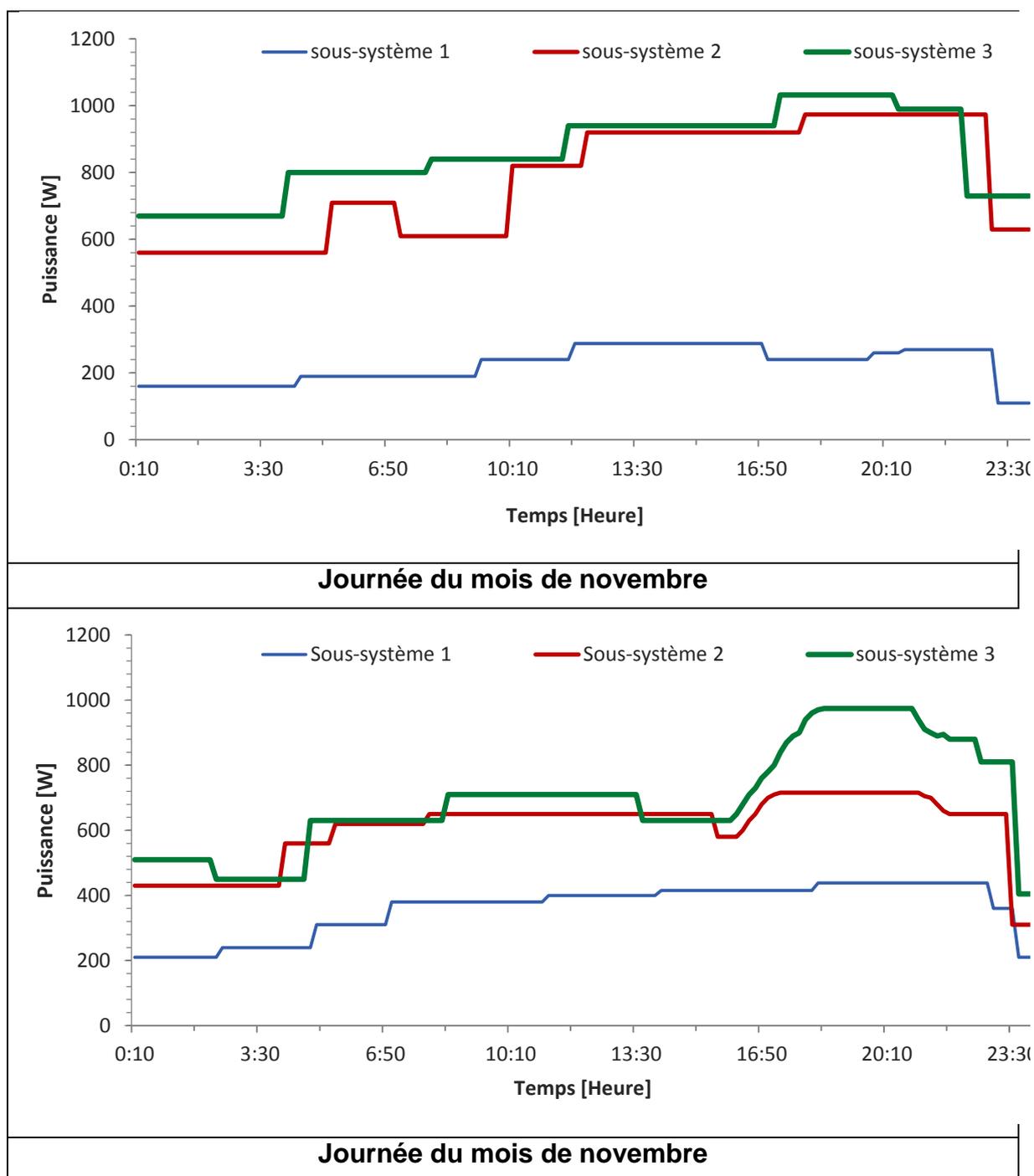


Figure 5.8.b : Courbes de charges de quelques journées du second semestre.

Jours de décembre et février

La courbe enregistrée le jour de décembre se caractérise par deux niveaux. Premier niveau vers 5 heures du matin, le deuxième niveau à partir de 19 h 50. Puis une baisse à partir de 11 heures du matin.

Il est également constaté que les trois sous-systèmes enregistrent un creux vers 16h30 puis une récupération de 18h00 à 21h00.

Notez que la température ambiante est d'environ 12 ° C pendant la journée et à 2 ° C la nuit.

La courbe de février est quelque peu turbulente par rapport à décembre surtout dans le deuxième sous-système où il a été enregistré un pic de puissance à 12 heures, puis une chute soudaine à 3 heures du matin, suivie d'une reprise à 5 heures du matin, s'est terminée par une baisse d'environ 11 heures.

Dans l'ensemble, la stabilité dans le mode de consommation, en maintenant le niveau de consommation pour les deux sous-systèmes 1 et 3. Cependant, pour le sous-système 2, une augmentation de 17% est enregistrée dans l'intervalle de temps de 18 h à 11 h.

La température pendant la journée est de 15 ° C contre 6 ° C la nuit.

La première information fournie par la courbe de charge est le comportement des villageois, elle peut être détectée à travers sa forme, car le tirage actuel devient plus important de 5 h à 7 h 50 pour réveiller les villageois pour commencer la journée et rentrer à la maison pour une utilisation maximale d'appareils électriques et confort (télévision, réfrigérateur).

L'analyse de l'évolution de la charge a révélé que les Bédouins sédentaires continuent maintenant le même comportement, du lever du soleil à 5 heures du matin (après leur prière) où leur journée commence jusqu'à 12 heures du matin quand un long répit général pour une sieste jusqu'au coucher du soleil.

Jour d'avril

Pour cette journée, on constate une stabilité de consommation, avec une singularité entre 1 heure du matin et 5 heures du matin. La tendance est inversée entre les sous-systèmes 2 et 3. En effet, le sous-système 2 a gagné le troisième avec un niveau de puissance exceptionnel supérieur respectivement à 80% et à 25% pour les sous-systèmes 2 et 3, respectivement.

Notant que, pour ce mois, le thermomètre affiche jusqu'à 27 °C pendant le jour et 15 °C la nuit.

La tendance inverse dans le sous-système 2, qui a enregistré un tirage exceptionnel en raison d'une cérémonie de mariage où tous les villageois ont été invités, y compris des villages voisins remarquables. Cet événement explique l'augmentation de la demande de puissance dans les deux sous-systèmes fournissant des maisons. Cependant, le sous-système alimentant l'école a enregistré une baisse de la demande d'électricité.

Jour de juin

Il s'agit d'un diagramme de courbe atypique avec une consommation nulle dans le troisième sous-système, une situation qui a duré une semaine avec une diminution plausible de 40% du fardeau sur le second sous-système et le maintien du niveau de consommation pour le premier sous-système.

Cette nouvelle forme atypique s'explique par le fait que le sous-système 3 alimentant dix ménages a subi un incident suite à un court circuit franc dans une installation électrique.

Un problème de court-circuit à la prise de lampe qui nivelle l'une des maisons du village est la source de cette perturbation. Il a fallu l'intervention de l'un de nos agents d'opérations électriques pour l'ajuster (Fig.5.8.a).

Jour de novembre

Pour le premier jour considéré, on constate que les sous-systèmes 2 et 3, un changement de demande de pointe à 7 h par rapport au mois de juillet a lieu jusqu'à 11 heures (figure 5.8.b).

La température pendant le jour est d'environ 17 °C et 4 °C pendant la nuit.

CONCLUSION GENERALE

En première analyse, l'énergie solaire photovoltaïque peut être exploitée à grande échelle, compte tenu que L'électricité générée par l'énergie solaire coûte aujourd'hui beaucoup moins chère que le gaz, elle est divisée par six fois ces dernières années.

Aussi, si l'on se place sur les différents plans suivants :

- a. les problèmes en égard à l'électrification en Algérie actuellement.

Le nombre d'habitats en croissance d'année en année, indique qu'il y aura un taux d'insuffisance d'électrification à moyen terme. La superficie non encore électrifiée, notamment dans les hauts plateaux et le sud de notre pays, donne un signe d'un faible taux d'électrification en surface par le réseau électrique national.

- b. concernant les perspectives actuelles de développement de notre pays.

En effet, la politique actuellement adoptée par le gouvernement algérien qui vise à :

- ✓ Exploiter l'agriculture dans les zones sahariennes
- ✓ Promouvoir une politique permettant la construction des centaines de milliers de logements.
- ✓ Lancer les secteurs industriel et touristique.
- ✓ Assurer une sécurité sévère aux niveaux des frontières, et en particulier celles du sud, surtout avec les crises et l'instabilité que connaissent les régions frontalières.

Toutes ces grandes lignes du programme économique gouvernemental ne peuvent être atteintes sans une exploitation massive rationnelle de l'électrification en profondeur et en surface, et l'introduction progressive de l'énergie solaire photovoltaïque dans notre système électrique national.

On comprend que des progrès peuvent être constatés avec l'exploitation de l'électrification en profondeur, par contre, une exploitation de l'électrification en surface pour les zones sahariennes possédant des potentialités agricoles énormes et les postes frontières de sécurité et surtout si l'on ajoute à cela que ces zones et

postes se trouvent dispersés sur le plan géographique, coûtera très cher ou ne risque jamais d'être électrifiés à moyen terme .

En égard au faible niveau de consommation énergétique et l'éparpillement qui caractérisent la population et les services en question, on prévoit que leur approvisionnement énergétique ne pourra être économique que par une électrification décentralisée, à savoir les solutions photovoltaïques, soit en Kit individuel pour les foyers éparpillés, soit par des mini centrales pour les foyers regroupés.

Alors, il semble qu'il y a là un marché du solaire photovoltaïque, qui s'avère compétitif et rentable face aux autres solutions alternatives, voire les groupes électrogènes à fuel bruyant à maintenance contraignante et polluant. On comprendra davantage, si l'on apprécie les gros avantages offrant ces systèmes photovoltaïques, citons entre autre :

- ✓ la disposition d'une forme d'énergie très polyvalente capable de répondre à une pluralité de besoins de base (le présent projet est là pour témoigner).
- ✓ la grande autonomie et modalité leurs permettra d'être installés à n'importe quel endroit et dans l'immédiat, pour répondre à une demande variable.

Cependant, la faiblesse de l'épargne de ces sites et les difficultés de sa mobilisation par des intermédiaire financiers (CNEP-BNA-BADR, etc...) et les moyens de communication devant le coût élevé à l'accession de ces systèmes, nécessite une intervention de l'état. Lequel, garant de l'intérêt national, pourra promouvoir une politique tarifaire cohérente visant à créer des lignes de crédits à taux bonifiés et/ou subventionner pour certains cas le financement des projets d'électrification par le solaire photovoltaïque.

En tenant compte de la situation économique national actuelle, il semble qu'il existe une possibilité d'intervention de l'état à court terme. Ceci, par la mise en vigueur d'une politique tarifaire issue d'une analyse macroéconomique qui facilite l'accès de l'électrification électro- solaire photovoltaïque dans les sites isolés, tout en offrant le meilleur rapport coûts -qualité.

Une telle analyse peut se faire en traitant les grandes lignes suivantes successivement:

- a. Sélectionner tous les sites écartés du réseau électrique national et possédant des potentialités économique importantes (agriculture : nappe phréatique relativement forte, terrain à vocation agricole,-touristique : paysages et richesses monumentales, etc....).
- b. Sélectionner ceux dont la rentabilité économique du photovoltaïque face aux autres solutions alternatives est appréciable.
- c. Sélectionner les besoins à satisfaire en priorité, dans ce sens on peut proposer les priorités suivantes :

1-Besoins à intérêts socio-économiques

- Eclairage public et des établissements scolaires.
- Pompage d'eau.
- Conditions d'hygiène.
- Habitats électro-solaires pour les autorités et responsables

2-Besoins à intérêt stratégiques

- Implantation des moyens d'information et de communication.

3-Besoins à intérêt individuels (productifs)

- Alimentation des industriels de faible puissance.
- Eclairage des locaux commerciaux et des intermédiaires financiers.

Cette recherche est structurée en deux parties principales. Dans la première partie, une expérience pour évaluer les performances d'un système PV dans des conditions réelles d'exploitation.

Dans la deuxième partie, il s'agit de la comparaison entre les deux solutions d'électrification, les moteurs diesel et les systèmes photovoltaïques, en utilisant une approche mathématique développée dans cette recherche.

Les caractéristiques énergétiques du système photovoltaïque ont été mesurées avec une station de mesures d'intervalle de 30 minutes en quatre saisons. Les résultats de l'expérience ont constitué une base de données fiable, utilisée pour vérifier un modèle numérique développé pour prédire les performances énergétiques du module photovoltaïque. Pour les exemples analysés appliqués au module photovoltaïque monocristallin qui alimente le village de Fadnoun avec 736 W/m², 811 W/m² et 924 W/m² d'irradiation et une température comprise entre

35,6 °C, 43,3 °C et 46,8 °C, les erreurs sont faibles. Le modèle s'adapte avec une grande précision à la caractéristique I-V et converge dans tous les cas étudiés. Cependant, il nécessite de bonnes mesures dans les zones adjacentes avec I_{SC} , V_{OC} , I_m et V_m et mesurer les pentes dans I_{SC} et dans V_{OC} .

Grâce à ces travaux, un dépassement du système photovoltaïque a été détecté. On peut prétendre qu'une extension du village de plus de 40%.

La deuxième partie de cette étude a révélé que jusqu'à une distance critique, la connexion au réseau basse tension (LBT) reste la plus compétitive. Au-delà de cette distance, c'est la solution photovoltaïque qui est l'option la plus appropriée. En outre, la fiabilité et le mode de vie des villageois influencent la consommation d'énergie peuvent contribuer à une augmentation significative de la production annuelle d'électricité du système photovoltaïque.

Enfin, les résultats de cette étude peuvent servir de référence pour analyser les systèmes photovoltaïques et prédire l'opportunité de se lancer dans une installation photovoltaïque ou autre afin de contrôler des investissements similaires dans le futur.

REFERENCES

1. Sonelgaz Group, 2015. Activity Report and Consolidated Revenue and Expenditure Account.
2. Borel, J.C., 1962. Supporting study of the definition of climatic zones in Algeria. Ch C. S.T.B. 456. Paris.
3. Hadj Arab, A., Ait Driss, B., Amimeur, M., Lorenzo, F., 1995. Photovoltaic system sizing for Algeria Sol. Energy 54, 99–104.
4. Benmouiza, K., 2015. Quantification of solar radiation in Algeria. Application to the sizing of photovoltaic systems.
5. Bouzidi, B., 2004. Analysis of the Feasibility and Economic Efficiency of Photovoltaic Solar Energy Water Pumping Systems (Master thesis). ENP.
6. Nfah, E.M., Ngundam, J.M., 2004. Modelling of wind/diesel/battery hybrid power systems for far North Cameroon. Energy Convers. Manage. 9 (8), 1295–1301.
7. Adaramola, M.S., Agelin-Chaab, M., Paul, S., 2014. Analysis of hybrid energy systems for application in southern Ghana. Energy Convers. Manage. 88, 284–295.
8. Bortolini, Marco, Gamberi, Mauro, Graziani, Alessandro, Pilati, Francesco, 2015. Economic and environmental bi-objective design of an off- grid photovoltaic–battery–diesel generator hybrid. Energy Convers. Manage. 06, 1024–1038.
9. Ismail, M.S., Moghavvemi, M., Mahlia, T.M.I., 2013a. Techno-economic analysis of an optimized photovoltaic and diesel generator hybrid power system for remote houses in a tropical climate. Energy Convers. Manage. 69, 163–173.
10. Ismail, M.S., Moghavvemi, M., Mahlia, T.M.I., 2013. Design of an optimized photovoltaic and microturbine hybrid power system for a remote small community: case study of Palestine. Energy Convers. Manage. 73, 57–68.
11. Kumar, U.S., Manoharan, P.S., 2014. Economic analysis of hybrid power systems (PV/diesel) in different climatic zones of Tamil Nadu. Energy

- Convers. Manage. 80, 469–476.
12. Shahrestani, M., Yao, R., Essah, E., Shao, L., Oliveira, A., Hepbasli, A., Biyik, E., del Caño, T., Rico, E., Lechón, J.L., 2017. Experimental and numerical studies to assess the energy performance of naturally ventilated PV façade systems. *Sol. Energy* 147, 37–51.
 13. Djoudi Gherbi, A., Hadj Arab, A., Salhi, H., 2017. Improvement and validation of PV motor-pump model for PV pumping system performance analysis. *Sol. Energy* 142, 310–320.
 14. Kabalci, Y., Kabalci, E., Canbaz, R., Calpbincici, A., 2016. Design and implementation of a solar plant and irrigation system with remote monitoring and remote control infrastructures. *Sol. Energy* 139, 506–517.
 15. Bessemoulin, P., Omivier, J., 2000. Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette, la *Météorologie* 8e série, n°3.
 16. Varado, N., 2004. Contribution au développement d'une modélisation hydrologique distribuée. Application au bassin versant de la Donga », thèse de Doctorat en Mécanique des Milieux Géophysiques et environnement ; à l'INPG.
 17. Ait cheikh, S.M., 2007. Etude, Investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques, thèse de Doctorat d'Etat en électronique, Ecole Nationale Polytechnique.
 18. Document RETScreen International Centre d'aide à la décision sur les énergies propres, « Analyse de projets d'installation photovoltaïque », Ministère de Ressources Naturelles, Canada 2001-2004.
 19. Vaillant, J.R., 1980. Des recours immédiat à l'énergie solaire contre la pénurie d'énergie et la hausse des prix, Ed, Eyrolles, France.
 20. Chasseriau, J.M., 1984. Conversion Thermique du rayonnement Solaire, Ed, Dunod, France.
 21. Bernard, R., Menguy, G et Schwartz, M. 1983. Le Rayonnement Solaire, Conversion Thermique et applications», Technique & Documentation, Ed. Lavoisier, France.
 22. Capderou, M., 1987. Atlas Solaire de l'Algérie, modèles théoriques et expérimentaux », Col.1, T1, Office des publications Universitaires, Algérie.
 23. Astudillo, D.P., Bachour, D., 2015. Variability of measured global horizontal

- irradiation throughout Qatar. *Sol. Energy* 119, 169–178.
24. Tapakis, R., Michaelides, S., Charalambides, A.G., 2016. Computations of diffuse fraction of global irradiation, part 1 – analytical modelling. *Sol. Energy* 139, 711– 722.
 25. Iqbal, M., 1983. *An Introduction to Solar Irradiation*. Academic Press, Toronto, p. 390.
 26. Lorenzo, E., 1994. *Electricidad Solar. Ingenieria De Los Sistemas Fotovoltaicos*. Progensa, Sevilla, p. 338.
 27. Frutos, F., Ruiz, V., Gutierrez, J., 1985. Correlation between the solar diffuse and global radiation for Madrid. *International Review of Heliotechnics*, 1st semester. 7–12.
 28. Upadhyay, P., Pulipaka, S., Sharma, M., Kumar, R., 2017. A proposed maximum power point operating strategy for photovoltaic applications using monthly irradiance estimates. *Sol. Energy* 141, 266–277.
 29. Hay, J.E., McKay, D.C., 1985. Estimating solar irradiance on inclined surfaces a review and assessment of methodologies. *Sol. Energy* 3, 203–240.
 30. J. Dekker, M. Nthontho, S. Chowdhury, S.P. “Chowdhury Investigating the effects of solar modelling using different solar irradiation data sets and sources within South Africa”. *Solar Energy* 86 2354–2365. (2012).
 31. Hadj Arab, A., Chenlo, F., Mukadam, K., Balenzategui, J.L., 1999. Performance of PV water pumping system. *Renew Energy* 18, 191–204.
 32. Dolora, A., Leva, S., Manzolini, G., 2015. Comparison of different physical models for PV power output prediction. *Sol. Energy* 119, 83–99.
 33. Hadj Arab, A., Chenlo, T., Benghanem, M., 2004. Loss-Load probability of photovoltaic water pumping system. *Sol. Energy* 76, 713–723.
 34. Fogelman, T., Montiloin, 1983. *Photovoltaic Installation in Isolated Habitat*. C-Y. Chaudoreille- Edisaud, Aix-en-Provence.
 35. Hingorani, N.G “FACTS Technology and Opportunities,” IEE FCATS Colloquium, pages 1-10, 1994.
 36. Hingorani, N.G and Gyugyi, L., 2000. *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC transmission Systems*,” IEEE press, New-

York.

37. Larsen, E. and Sener, F., 1996. FACTS Applications,” Technical report 96TP 116-0, IEEE FACTS Working Group.
38. GERBEX, S., 2003. Metaheuristique Appliquées Au Placement Optimal De Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique, “ thèse PHD, Ecole polytechnique de Lausanne
39. Shahraki, E. G., 2003. Apport de l’UPFC à l’amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques “, thèse de Doctorat, université Henri Poincaré, Nancy-I.
40. Edris, A et al., 1997. Proposed Terms and Definition of FACTS,” IEEE trans. on power delivery, 12(4):1884-1853.
41. Claudio A, Canizaires and Zeno T Faur., 1999. Analysis of SVC and TCSC Controllers in Voltage Collapse”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, pp.158-165.
42. Colletto, Y., Siarry, P., 2002. Optimisation Multi-objectif,” EYROLLES
43. Lee, K.Y., and Yang, F. F., 1998. Optimal Reactive Power Planning using Evolutionary Algorithms: a comparative study for Evolution Programming, Evolutionary Strategy, Genetic Algorithm and Linear Programming”, Transaction on Power System, IEEE.
44. Alvarado, F. L., 1999. Solving Power Flow Problems with a MATLAB Implementation of the Power System Application Data Dictionary”, Proc of the 32nd Hawaii International Conference on System Sciences, IEEE.
45. Kirkpatrick, S. et al., 1983. Optimization by Simulated Annealing”, Science, 220:671-680.
46. Roy, S., Malik, O.P, Hope, G.S., 1991. An Adaptative Control For Speed Control Of Diesel Driven Power-Plants, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol.6 (4).
47. Malatestas, P.B., Papadopoulos, M.P., Stavrakakis, G.S.. 1993. Modeling and identification of diesel-wind turbines systems for wind penetration assessment, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, Issue 3.
48. Pena, R., Cardenas, R., Proboste, J., 2008. Wind–Diesel Generation Using Doubly Fed Induction Machines, IEEE Transactions on Energy

Conversion, vol.23, n°1.

49. Yahiaoui, A., Benmansour, K., Tadjine, M., 2016. Control, analysis and optimization of hybrid PV-Diesel-Battery systems for isolated rural city in Algeria. *Sol. Energy* 137, 1–10.
50. Course technical-economic study of solar electrification solutions, 2010. ETB Sonelgaz.
51. IRENA (The International Renewable Energy Agency), January 2015. Renewable Power Generation Costs in 2014.
52. District Directorate of Tourism Illizi, 2013. TASSILI N'AJJER, through tourism. "We discover the other but above all oneself is discovered.
53. Tanesab, J., Parlevliet, D., Whale, J., Urmee, T., Pryor, T., 2015. The contribution of dust to performance degradation of PV modules in a temperate climate zone. *Sol. Energy* 120, 147–157.
54. Javed, W., Wubulikasimu, Y., Figgis, B., Guo, B., 2017. Characterization of dust accumulated on photovoltaic panels in Doha, Qatar. *Sol. Energy* 142, 1–340.
55. Walwil, Husam M., Mukhaimer, A., Al-Sulaiman, F.A., Said, Syed A.M., 2017. Comparative studies of encapsulation and glass surface modification impacts on PV performance in a desert climate. *Sol. Energy* 142, 288–298.
56. Abderrezek, M., Fathi, M., 2017. Experimental study of the dust effect on photovoltaic panels' energy yield. *Sol. Energy* 142, 308–320.
57. CX2000-4-CLK AMC, 2010. Direct Feed Three Phase Meter. Instructions manual.
58. Sick, F., Erge, T., 2010. Photovoltaics in Buildings, a Design Handbook for Architects and Engineers. International Energy Agency, XYZ Publishing Company, Paris, France.
59. Carrive, P., 1992. Réseaux de distribution : Structure et planification. D 4 210.
60. Graciet, M., 1998. Protection contre les perturbations. Composants de protection. D 5 171.
61. Meynaud, P., 1990. Qualité de la tension dans les réseaux électriques. Creux de tension, flicker et harmoniques. D 4 260.

62. Chanal, A., 2000. Lignes aériennes : présentation et calcul des lignes. D 4 420.
63. Pays, M., 1994. Câbles de transport d'énergie. Technologies. Caractéristiques. D 4 520.
64. Boudiaf, M., 1984. Meteorological Data Collection for the Use of Architectures. E.P.A. U, Algiers.
65. Shukla, A.K., Sudhakar, K., Baredar, P., 2016. Design, simulation and economic analysis of standalone roof top solar PV system in India. Sol. Energy 136, 437–44
66. Evans, D.L., 1981. Simplified method for predicting array output, Solar Energy, 27, 555-560.
67. Clark, D.R., Klein, S.A. and Beckman, W.A., 1984. A method for estimating the performance of photovoltaic system", Solar Energy, 433,551-555.
68. Klein, S.A and Beckman, W.A., 1987. Loss of load probabilities for stand-alone PV. Solar Energy, 39, 499-505.
69. Neville, R.C., 1978. Solar Energy Conversion. The Solar Cell. Elsevier

ANNEXE 1

Bilan énergétique du village:

Charge à alimenter par le 2^{ème} Générateur

Désignation	Equipements	Puissances[w]	Durée d'utilisation [h]	Pourcentage d'utilisation [%]	Totale puissance[w]	Consommation [Wh/j]	Equipements autre que l'éclairage
Logement N°1	Chambre	40	6	70	92	168	
	Cuisine	9	5	70		31,5	
	Toilette	25	1	100		25	
	Haouch	18	6	70		75,6	
Logement N°2	Chambre	9	6	70	45	37,8	
	Cuisine	9	5	70		31,5	
	Toilette	9	1	100		9	
	Haouch	18	6	70		75,6	
Logement N°3	Chambre	9	6	70	45	37,8	
	Cuisine	9	5	70		31,5	
	Toilette	9	1	100		9	
	Haouch	18	6	70		75,6	
Logement N°4	Chambre	20	6	70	78	84	
	Cuisine	20	5	70		70	
	Toilette	20	1	100		20	
	Haouch	18	6	70		75,6	
Logement N°5	Chambre	20	6	70	38	84	
	Cuisine	9	5	70		31,5	

	Toilette	9	1	100		9	
	Haouch	0	6	70		0	
Logement N°6	Chambre	65	6	70	260	273	
	Cuisine	65	5	70		227,5	
	Toilette	65	1	100		65	
	Haouch	65	6	70		273	
Logement N°7	Chambre	11+40+40	6+8	70+100	385	686	Télévision+ VCD
	Cuisine	45+200	5+16	70+100		4057	Ventilateur+Réfrigérateur
	Toilette	9	1	100		9	
	Haouch	11X2+18	6	70		168	Tente: 11X2
Logement N°8	Chambre	26	6	70	52	109,2	
	Cuisine	26	5	70		91	
	Toilette	0	1	100		0	
	Haouch	0	6	70		0	
Logement N°9	Chambre	60	6	70	120	252	
	Cuisine	20X2	5	70		140	
	Toilette	0	1	100		0	
	Haouch	20	6	70		84	
Logement N°10	Chambre	09X2	6	70	176	75	
	Cuisine	50X2	5	70		350	
	Toilette	18	1	100		18	
	Haouch	40	6	70		168	
Logement	Chambre	26	6	70	104	109,2	

N°11	Cuisine	26X2	5	70		182	
	Toilette	0	1	100		0	
	Haouch	26	6	70		109,2	
Logement N°12	Chambre	6	6	70	24	25,2	
	Cuisine	6	5	70		21	
	Toilette	6	1	100		6	
	Haouch	6	6	70		25,2	
Charge totale supportée par le 2 ème générateur					1419	8505,5	
Charge totale du village					2841	19229	

Charge à alimenter par le 3^{eme} Générateur

Désignation	Equipements	Puissances[w]	Durée d'utilisation [h]	Pourcentage d'utilisation [%]	Totale puissance[w]	Consommation [Wh/j]	Equipements autre que l'éclairage
Logement N°13	Chambre	09+60	6+8	70+100	119	518	Téléviseur
	Cuisine	9	5	70		31,5	
	Toilette	9	1	100		9	
	Haouch	32	6	70		134,4	
Logement N°14	Chambre	09+40	6+4	70+100	85	198	Ventilateur
	Cuisine	9	5	70		31,5	
	Toilette	9	1	100		9	
	Haouch	18	6	70		75,6	
Logement N°15	Chambre	11	6	70	47	46,2	
	Cuisine	9	5	70		31,5	

	Toilette	9	1	100		9	
	Haouch	18	6	70		75,6	
Logement N°16	Chambre	09+40	6+4	70+100	85	198	Ventillateur
	Cuisine	9	5	70		31,5	
	Toilette	9	1	100		9	
	Haouch	18	6	70		75,6	
Logement N°17	Chambre		6	70	0	0	Non Raccordés
	Cuisine		5	70		0	
	Toilette		1	100		0	
	Haouch		6	70		0	
Logement N°18	Chambre		6	70	0	0	Non Raccordés
	Cuisine		5	70		0	
	Toilette		1	100		0	
	Haouch		6	70		0	
Logement N°19	Chambre		6	70	0	0	Non Raccordés
	Cuisine		5	70		0	
	Toilette		1	100		0	
	Haouch		6	70		0	
Logement N°20	Chambre		6	70	0	0	Non Raccordés
	Cuisine		5	70		0	
	Toilette		1	100		0	
	Haouch		6	70		0	
Logement N°21	Chambre		6	70	0	0	
	Cuisine		5	70		0	

	Toilette		1	100		0	Non Raccordés
	Haouch		6	70		0	
Logement N°22	Chambre		6	70	0	0	
	Cuisine		5	70		0	
	Toilette		1	100		0	Non Raccordés
	Haouch		6	70		0	
Logement N°23	Chambre		6	70	0	0	
	Cuisine		5	70		0	
	Toilette		1	100		0	Non Raccordés
	Haouch		6	70		0	
Logement N°29	Chambre	26	6	70	312	109,2	
	Cuisine	11+238	5+16	70+100		3846	Frigo
	Toilette	11	1	100		11	
	Haouch	26	6	70		109,2	
Logement N°30	Chambre	11	6	70	209	46,2	
	Cuisine	09+120	5+16	70+100		1951	Réfrigérateur
	Toilette	11	1	100		11	
	Haouch	18+40	6	70		243	
Logement N°31	Chambre	09+20	6+4	70+100	65	117	Ventilateur
	Cuisine	9	5	70		31,5	
	Toilette	9	1	100		9	
	Haouch	18	6	70		75,6	
Logement	Chambre	9	6	70	45	37,8	

N°32	Cuisine	9	5	70		31,5
	Toilette	9	1	100		9
	Haouch	18	6	70		75,6
Charge total supportée par le 3ème^{générateur}					967	8197

Charge à alimenter par le 1^{er} Générateur

Désignation	Equipements et Puissances[w]	Durée d'utilisation [h]	Pourcentage d'utilisation [%]	Totale puissance[w]	Consommation [Wh/j]	Equipements autre que l'éclairage
Ecole + Logement de fonction	Lampes: 26X2+3X50+26.	6+8+16	70+100+100	338	953	
	40+40.				640	Téléviseur + DVD
	30				480	Réfrigérateur
Maison de culte	Lampes:	6	70	72	302	
	4X18					
Salle de soin	9X2+ 9X2	6	70	36	151	
Charge total supportée par le 1^{er} générateur				446	2526	

ANNEXE 2**Etat des installations solaires sur le territoire de la wilaya****Centres Electrifiés Par Energie Solaire/ réalisées par Sonelgaz:**

Commune	Village	Localisation	Nbre de foyers	Date de Mise en service	Nombre de systèmes		
					1,5 kW _c	3 kW _c	6 kW _c
Illizi	Tamadjert	Situé à 320 Km au Sud est de CLW	48	Octobre 99	04	02	02
	Ifni	Situé à 185 Km au Sud ouest de CLW	15	Mai 2000	01	00	01
	Imihrou	Situé à 120 Km au Sud de CLW	33	Mai 2000	01	03	01
	Oued Samen	Situé à 150 Km au Ouest de CLW	30	Juin 2000	00	01	02
Borj Omar Driss	Tahihaouet	Situé à 300 Km au Sud ouest de CLW	24	Juin 2000	00	00	02
Wilaya	05 villages		150		06	06	08

Centre Electrifiés Par Energie Solaire/ réalisées par la wilaya-Total et Apc illizi

Commune	Village	Localisation	Nbre de foyers	Date de Mise en service	Nombre de systèmes		Gestionnaire
					1.5 kW _c	4.5 kW _c	
Illizi	Fadnoun	Situé à 100 Km au Sud de CLW	25	Août 2002	01	2x 4,5	APC

Eclairage Public Solaire A Travers La Wilaya D'illizi / réalisées par la wilaya

Commune	Villages	Nbre de Luminaire	Gestionnaire	Programme
---------	----------	-------------------	--------------	-----------

A travers la wilaya d'illizi	Sidi Bouslah, Tin Toureha, Ifni, Imiherou, Oued samen, Tamadjert, PK 60, Tahihaouet, Belgbour et djanet	209	Les APC	FNDRS 2002
Wilaya	10	209		

Programme des compagnies pétrolières: (Projets solaires- gestionnaire APCs).

A-Programme social de SONATRACH: ce programme a été réalisé en 2005 par les services de Sonatrach Investissement sociale les projets réalisés sont les suivants :

1) Pompes Solaires

Commune	Village	Localisation	Nbre de pompe	Date de Mise en service
Illizi	Tamadjert	Situé à 320 Km au Sud est de CLW	02	Juin 2005
	Ifni	Situé à 185 Km au Sud ouest de CLW	01	
	Imihrou	Situé à 120 Km au Sud de CLW	01	
	Oued Samen	Situé à 150 Km au Ouest de CLW	01	
Borj Omar Driss	Tahihaouet	Situé à 300 Km au Sud ouest de CLW	01	
Wilaya	05 villages		06	

2) Conservateurs Solaires

Commune	Village	Localisation	Nbre de pompe	Date de Mise en service
Illizi	Tamadjert	Situé à 320 Km au Sud est de CLW	01	Juin 2005
	Ifni	Situé à 185 Km au Sud ouest de CLW	01	
	Imihrou	Situé à 120 Km au Sud de CLW	02	
	Oued Samen	Situé à 150 Km au Ouest de CLW	01	

	Tarat	Situé à 150 Km auEst de CLW	01	
Wilaya	05 villages		06	

3) Electrification du centre PK 70/In Aménas en énergie solaire

Commune	Village	Puissance	Localisation	Nbre de foyers	Date de Mise en service
In Aménas	PK 70	4,5 KW	Situé à 310 Km au Nord de CLW	Equipements publics	Juin 2005

4) Electrification du village Tourset/Bordj El Haoues- Fondation Sonatrach Tassili

Commune	Village	Puissance/ki t	Localisation	Nbre de foyers	Date de Mise en service
BEH	Tourset	400W	Situé à 46 Km au Ouest de CLC	20 KIT Individuel solaire	Aout 2007

5) Equipement en énergie solaire 18 puits de parcours :

Commune	Localisation	Nbre de puits	Date de Mise en service	Entreprise de réalisation
ILLIZI (06) puits	MESTNI	01	Mars 2008	CDER
	HASSI IBRAHIM	01	Mars 2009	CDER
	TIMESKNI	01	Mars 2009	CDER
	TAZENKAFET	01	Mars 2009	CDER
	TIKHARTINE	01	Mars 2009	CDER
	ISSIBILANE	01	Mars 2009	CDER
DJANET (04) puits	IDJEROU	01	Mars 2008	CDER
	INDEBIREN PEPIN- OPNT	01	Mars 2008	CDER
	ARRIKINE	01	Mars 2009	CDER
	AZEBEDJ	01	Mars 2009	CDER
BORDJ EL HAOUES (08) puits	ISSENDILENE	01	Mars 2008	CDER
	IOUAGHIGHENE	01	Mars 2009	CDER
	TOURSSET	01	Mars 2009	CDER
	TAMORHAT	01	Mars 2009	CDER
	TINARAOUA	01	Mars 2009	CDER
	TIDJERIDINE	01	Mars 2009	CDER
	IGHAMEL	01	Mars 2009	CDER
	TIDJOUDJELT	01	Mars 2009	CDER

B. Programme des compagnies étrangères (BP) : Ce programme a été réalisé en 2005 par société BP Investissement sociale les projets réalisés sont les suivants :

1. Electrification du centre Iherir en énergie solaire

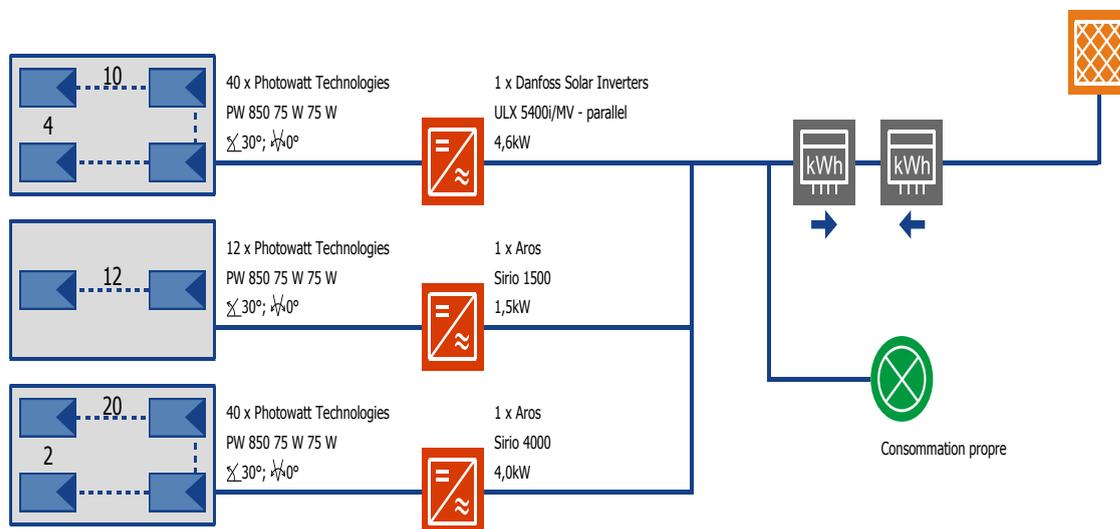
Commune	Village	Puissance	Localisation	Nbre de foyers	Date MES
Bordj el houas	Iherir Station BP(Hybride)	12 KW	Situé à 230 Km au Sud est de CLW	300	22 Mai 2005

2. Electrification du centre Tarat en énergie solaire : l'étude de ce projet est terminée, les travaux terminés et MES.

Commune	Village	Puissance	Localisation	Nbre de foyers	Date MES
Illizi	Tarat Station BP(Hybride)	127 KWc	Situé à 180 Km au Sud est de CLW	300	MES en 2013

ANNEXE 4

Configuration du système PV après passage de sur PVSYST V5-61



Site : **ILLIZI/ILLIRANE**
 Jeu de données météorologiques : **ILLIZI/ILLIRANE (1986-2005)**
 Puissance PV : **6,90 kWp**
 Surface totale/d'absorption PV : **63,28 / 63,11 m²**

Irradiation générateur PV : **156 859 kWh**
 Énergie PV produite (c.a.) : **12 284 kWh**
 Énergie revendue : **9 624,7 kWh**
 Besoin : **3 107,6 kWh**
 Utilisation directe de l'énergie PV : **2 659,6 kWh**
 Énergie achetée : **469,9 kWh**
 Baisse de rendement due à la proj. d'ombre : **3 %**

Couverture solaire : **394,6 %**
 Rendement système : **7,8 %**
 Taux de puissance : **71,5 %**
 Rendement spécifique annuel : **1 777 kWh/kWc**
 Emissions CO2 évitées : **10 147 kg/a**

Les résultats se calculent selon une modélisation mathématique. Les rendements effectifs du système PV variable en fonction des conditions météorologiques, de l'efficacité des modules, de l'onduleur, et d'autres facteurs. Le diagramme ci-dessus est un croquis et ne remplace en aucun cas un plan technique du système PV.

ANNEXE 5
Caractéristique du Moteur diesel existant

Marque	ITC POWER
Type	Moteur Hyundai DG6000LE-ATS
Année	2009
Puissance Max	5,5 KW
Vitesse	3000 T/Min
Poids	118 Kg

ANNEXE 6 : Caractéristiques des modules PW700

- Fabricant : PHOTOWATT
- 36 Cellules en silicium multi cristallin à haut rendement
- Puissance crête minimale garantie (à 25 °C): 50 Wc.
- Tension nominale : 12 V.
- Puissance crête $P_C = 75 W$
- Courant de court circuit $I_{SC} = 4,45 A$.
- Tension de circuit ouvert $V_{OC} = 21,6 V$
- Tension de puissance $V_{max} = 17,0 V$
- Courant au point de puissance optimale $I_m = 4,4 A$
- Rendement $\eta_m = 13,1 \%$ à 25°C
- Facteur de forme $F_F = 0,70$.
- Longueur $L_m = 129,4 cm$
- Largueur $l_m = 32,9 cm$
- Epaisseur $e_m = 3,3 cm$
- Surface totale du module $A_m = 0,426 m^2$
- Surface totale des cellules dans le module $A_C = 0,378 m^2$
- Facteur de remplissage $F_r = \frac{A_C}{A_m} = 0,887$

ANNEXE 7

Devis estimatif et quantitatif : Champs photovoltaïque

Le projet d'électrification du village de Fadnoun est financé par trois fonds:

- Fonds spécial de développement des régions du sud 2001 FSDRS: **9 051 541,38 DA pour 02 systèmes 4,5 kWc**
- TOTAL/ALGERIE : **5 802 695,00 DA pour 01 systèmes 1,5 kWc et travaux de GC**
- APC d' ILLIZI : **1 439 100,00 DA pour 30 modules**

Désignation	Quantité	PHT unitaire (DA)	PHT Total (DA)
Fourniture et pose de système photovoltaïque (4,5kWc) pour l'électrification de 10 logts	02	3 560 433.083	7 120 866.16
Fourniture et pose de système photovoltaïque (1,5kWc) pour l'électrification des strutures administratives + lieu de culte.	01	1 465 610.696	1 465 610.696
Réalisation d'un local (centrale photovoltaïque) en dur de 4mx10mx2.5m	01	2 056 435.92	2 056 435.92
Fourniture et pose des équipements et accessoires		896 012.49	896 012.49
Installation du chantier		789 160.31	789 160.31
Transport jusqu'au site		302 904.00	302 904.00
Assurances		56 700.00	56 700.00
Montage		701 581.12	701 581.12
Essai et mise en service			
Formation	2 Agents		
		TOTAL HT	13 389 270.71
		TVA 17%	2 276 176.02
		TTC	15 665 446.73

- Cout de l'étude et de suivi : **842 400,00 DA**
- Cout Global : **17 135 736,38 DA**