



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Saad DAHLAB, Blida-1

Faculté des Technologie

Département des énergies renouvelables

Mémoire Présenté pour l'obtention du diplôme de master

Option : Conversion photovoltaïque

Thème

**Etude technico-économique d'une centrale photovoltaïque
connectée au réseau : cas d'El kheneg (Laghouat).**

Par

- **SI ABDELHADI Somia**
- **HARRATH Nouha**

Sous la direction de :

**Monsieur M. BOUZAKI
Monsieur Z. BENGHALIA**

M.C.B USDB1

**Promoteur
Co-Promoteur**

Juillet 2023

Remerciements

Tout d'abord, nous remercions ALLAH de nous avoir donné la santé, la volonté et la patience pour bien mener ce travail.

En préambule à ce mémoire, nous souhaitons adresser ici tous nos remerciements aux personnes qui nous ont apporté leur aide et qui ont ainsi contribué à l'élaboration de ce mémoire.

Nous remercions notre promoteur Mr. Mostafa Mohamed BOUZAKI pour son aide et ses précieux conseils au cours de la réalisation de ce mémoire et l'intérêt qu'elle nous a toujours témoigné à l'égard de notre travail, qu'elle trouve ici l'expression de notre gratitude.

Nous remercions également notre Co promoteur Mr. Zakaria BENGHALIA, pour tout leur effort, pour ses aides précieuses, pour le temps qu'ils nous ont consacré, et leurs conseils constructifs durant ce projet.

Nous remercions également Mr. Abdelmoumen DELLASI, L'ingénieur à la centrale photovoltaïque d'EL kheneg pour l'intérêt qu'il ont porté à ce travail pour tous leur efforts, pour leur aide précieuse, pour le temps qu'il nous ont consacré, et leur conseils constructifs durant ce projet.

C'est ainsi que nous exprimons nos vifs remerciements à Ms. Toufik DOMAZ pour sa disponibilité, toutes ses aides et aussi ses connaissances qui nous ont été indispensables pour ce mémoire.

Nous adressons nos sincères remerciements à tous les professeurs, intervenants et toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé notre réflexions et ont accepté à nous rencontrer et répondre à notre questions durant notre recherches.

Nous tenons à exprimer notre reconnaissance également à l'ensemble des enseignants de département des énergies renouvelables.

Enfin, nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet.

Dédicace

A l'homme de ma vie, mon exemple éternel, mon soutien moral et source de joie et de bonheur, celui qui s'est toujours sacrifié pour me voir réussir, que dieu te garde dans son vaste paradis, à toi mon père Aneur.

À la plus belle créature que Dieu a créée sur terre , À cet source de tendresse, de patience et de générosité, A la lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur ; maman Fatiha que j'adore.

Aux personnes qui m'ont toujours aidé et encouragé, qui étaient toujours à mes côtés, et qui m'ont accompagné durant mon chemin d'études, Mes sœurs, Zoulikha, Ikram, Yasmine et mon Ange Mustapha.

Je dédie ce travail à mes grand-mère que je l'aime beaucoup et Que je les souhaite une bonne santé.

A mon cher binôme Harrath Nouha qui est partagé avec moi l'honneur de la réalisation de ce travail.

A ma chère Amie Chahinez, pour son soutien moral et ses précieux conseils tout au long de mes études.

A toute ma famille

A tous mes autres ami(e)s,

A tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment

Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce projet soit possible, je vous dis merci.

Somia

Je dédie ce modeste travail

A ma chère mère Aicha,

A mon cher père Ramdhan,

Qui n'ont jamais cessé de formuler des prières à mon égard, de me soutenir et de m'épauler pour que je puisse atteindre mes objectifs.

A mon frère Redha et mes sœurs Houda et Alaa,

Pour ses soutiens moral et leurs conseils précieux tout au long de mes études.

A ma chère amie, Mon binôme Somia,

Pour son soutien moral, sa patience et sa compréhension tout au long de ce projet.

A mes enseignants,

A tous mes amis et mes collègues,

A toute la famille du département des énergies renouvelables.

Nouha

ملخص

في هذا البحث، قدمنا دراسة تقنية واقتصادية لمحطة توليد الطاقة الشمسية المتصلة بالشبكة بقدرة تقديرية تبلغ 60 ميغاواط، والتي تم تركيبها في الخنق في ولاية الأغواط. استخدمنا برنامج PVsyst المتخصص في تصميم أنظمة الطاقة الشمسية للتقييم الشمسي للمكونات المختلفة للمحطة بناءً على المعلمات الفعلية للموقع. في الختام، نستنتج عملنا بدراسة اقتصادية لتكاليف تغذية النظام في الشبكة باستخدام برنامج PVsyst المشروع مع مقارنة بين التقنيات (البلورية المتعددة، البلورية الواحدة و CdTe).

كلمات مفتاحية: محطة الطاقة الشمسية المتصلة بالشبكة، دراسة اقتصادية، برنامج PVsyst، مقارنة بين التقنيات.

Résumé

Dans ce mémoire nous avons présente une étude technico-économique d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau d'une puissance nominale de 60MW, installée à El kheneg la wilaya de Laghouat. Nous avons utilisé le logiciel PVsyst, spécialisé dans la conception de systèmes photovoltaïques, pour dimensionner les différents composants de l'installation en se basant sur les paramètres réels du site. Enfin, nous concluons notre travail par une étude économique des coûts d'alimentation du système au réseau à l'aide de logiciel PVsyst projet avec une comparaison entre les technologies (Polycristallin, monocristallin et CdTe).

Mots clés : centrale PV connectée au réseau, étude économique, logiciel PVsyst, comparaison entre les technologies.

Abstract

In this thesis, we have presented a techno-economic study of a grid-connected photovoltaic power plant with a nominal capacity of 60 MW, installed in El Kheneg, Laghouat province. We used the PVsyst software, specialized in the design of photovoltaic systems, to dimension the different components of the installation based on the actual site parameters. Finally, we conclude our work with an economic study of the system's power supply costs using the PVsyst project software, with a comparison between the technologies (Polycrystalline, Monocrystalline, and CdTe).

Keywords: Grid-connected PV plant, economic study, PVsyst software, technology comparison.

Table des matières

Introduction générale	1
<i>Chapitre I : Généralité sur l'énergie solaire photovoltaïque</i>	2
I.1. Introduction	3
I.2. Energie solaire	3
I.2.1. Energie solaire thermique	3
I.2.2. Energie solaire photovoltaïque	4
I.3. Electricité photovoltaïque dans le monde	4
I.4. Historique d'énergie photovoltaïque dans le monde	4
I.5. Electricité photovoltaïque en Algérie	5
I.6. Historique d'énergie photovoltaïque en Algérie	6
I.7. Développement d'énergie photovoltaïque en Algérie	6
I.8. Avenir du photovoltaïque	7
I.9. Les systèmes solaires photovoltaïques	7
I.9.1. Système solaire photovoltaïques autonomes	7
I.9.2. Système solaire photovoltaïque direct (pompage solaire)	8
I.9.3. Système solaire photovoltaïques hybride	8
I.9.4. Système solaire photovoltaïques connectées au réseau	9
I.10. Conclusion	9
<i>Chapitre II : Les centrales photovoltaïques connectées au réseau.</i>	10
II.1. Introduction	11
II.2. Sites des centrales photovoltaïques en Algérie	11
II.3. Problèmes de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau	11
II.4. Centrale photovoltaïque connectée au réseau	12
II.4.1. Générateur photovoltaïque	12
II.4.1.1. Cellule solaire	12
II.4.1.2. Regroupement des cellules	13
II.4.1.2.1. Mise en série	13
II.4.1.2.2. Mise en parallèle	14
II.4.1.2.3. Mise (série et parallèle)	14
II.4.1.3. Branchement des modules photovoltaïques	15
II.4.2. Protection du module PV	15
II.4.2.1. Protection courant continu	16
II.4.2.2. Protection courant alternatif	16
II.4.3. Organes de sécurité et de raccordement	17
II.4.4. Coffret de raccordement	17

II.4.5. Câblage électrique.....	18
II.4.5.1. Mise à la terre.....	18
II.4.6. Compteur d'énergie.....	19
II.4.6.1. Injection totale.....	19
II.4.6.2. Injection de surplus.....	19
II.4.7. Onduleur.....	20
II.4.7.1. Classification des onduleurs.....	21
II.4.7.2. Technologies des onduleurs couplés au réseau.....	21
II.4.7.2.1. Onduleurs modulaires (module inverter).....	21
II.4.7.2.2. Onduleurs centralisés (central inverter).....	22
II.4.7.2.3. Onduleurs "String" ou "de Rangée".....	22
II.4.8. Transformateurs élévateurs.....	22
II.4.9. Système auxiliaire.....	23
II.4.9.1. Système des auxiliaires en courant alternatif.....	23
II.4.9.2. Système des auxiliaires en courant continu.....	23
II.5. Options de raccordement.....	23
II.5.1. Injection de la totalité de la production.....	23
II.5.2. Injection du surplus de production.....	24
II.6. Conclusion.....	24
<i>Chapitre III : la centrale photovoltaïque d'El Kheneg de LAGHOUAT.....</i>	25
III.1. Introduction.....	26
III.2. Situation géographique de la centrale PV d'El Kheneg.....	26
III.3. Description de la centrale PV d'El Kheneg (Laghouat).....	26
III.3.1. Les champs solaires PV.....	26
III.3.2. Les boîtes de jonctions et parallèles.....	28
III.3.3. Les onduleurs.....	28
III.3.4. Les transformateurs (élevateur).....	29
III.3.5. Salle d'évacuation.....	30
III.3.6. Stockage.....	31
III.3.7. La salle de contrôle.....	31
III.3.8. Système de surveillance et de commande.....	32
III.4. Fonctionnement de la centrale PV d'El Kheneg (Laghouat).....	33
III.5. Etude de cas technique.....	33
III.6. Etude de cas économique.....	33
III.7. Logiciel PVsyst.....	34
III.7.1. Présentation de logiciel PVsyst.....	34

III.7.2. Histoire de logiciel PVsyst	34
III.7.3. Le but de l'utilisation de ce logiciel.....	34
III.7.4. Les étapes de la simulation d'un système PV connecté au réseau sous PVsyst	35
III.7.4.1. Désignation du projet.....	35
III.7.4.2. Les Coordonnées géographiques et Météorologiques du site d'El kheneg.....	36
III.7.4.3. Trajectoire du soleil.....	38
IV.7.4.4. Orientation des panneaux	38
III.7.4.5. Dimensionnement du champ PV et l'onduleur de la centrale	39
III.7.4.6. Dimensionnement du champ PV et de l'onduleur pour chaque technologie	39
III.7.4.6.1. Pour la technologie Polycristallin (350 W _C)	39
III.7.4.6.2. Pour la technologie monocristallin (400W _C).....	40
III.7.4.6.3. Pour la technologie CdTe (400 W _C).....	40
III.8. Conclusion :	41
<i>Chapitres IV : Résultats et discussion</i>	42
IV.1. Introduction	43
IV.2. Présentation de Projet.....	43
IV.3. Résultats de la simulation et discussions	43
IV.3.1. Principaux résultats pour la centrale d'El Kheneg	44
IV.3.2. Énergie utile produite par la centrale PV.....	44
IV.3.3. L'indice de performance	45
IV.3.4. Diagramme des pertes	45
IV.4. Comparaison entre les paramètres de simulation Avec les technologies polycristallin (350W _C), Monocristallin (400W _C), CdTe (400W _C).....	47
IV.4.1. Principaux résultats.....	47
IV.4.1.1. Technologie polycristallin (350 W _C).....	47
IV.4.1.2. Technologie monocristallin (400 W _C)	47
IV.4.1.3. Technologie CdTe (400 W _C).....	47
IV.4.1.4. Comparaison :	48
IV.4.2. Energie utile produite.....	48
IV.4.3. L'indice de performance(PR)	49
IV.5. Evaluation économique	53
IV.6. Résumé d'évaluation technico-économique	59
IV.7. Comparaison :.....	60
IV.7. Conclusion.....	60
Conclusion Générale.....	60
Références bibliographique :	62

Liste de figures

Figure (I.1) : Un champ de capteurs solaires au sein d'une centrale de chauffage solaire.	3
Figure (I.2) : L'énergie solaire photovoltaïque.	4
Figure (I.3) : Schéma typique d'une installation photovoltaïque autonome.	7
Figure (I.4) : Installations photovoltaïques hybride.	8
Figure (I.5) : Installation photovoltaïque raccordée au réseau.	9
Figure (II.1) : Le principe de la cellule photovoltaïque.	13
Figure (II.2) : Caractéristique d'un groupement de N_s cellules identiques en série.	14
Figure (II.3) : Caractéristique d'un groupement de N_p cellules parallèle.	14
Figure (II.4) : Caractéristique résultante d'un groupement des cellules identiques.	15
Figure (II.5) : Branchements des modules PV.	15
Figure (II.6) : Intérieur d'un coffret de protection courant continu.	16
Figure (II.7) : Intérieur d'un coffret de protection courant alternatif.	16
Figure (II.8) : Coffret de raccordement avec coupe-circuit DC, fusibles et surveillance de chaîne.	18
Figure (II.9) : Principe de mise en œuvre de l'équipotentialité des module photovoltaïques.	18
Figure (II.10) : Installation avec injection totale de la production photovoltaïque.	19
Figure (II.11) : Installation avec injection du surplus de la production photovoltaïque.	20
Figure (II.12) : Un modèle réel d'un compteur intelligent (smart meter).	20
Figure (II.13) : Typologie des systèmes Onduleur Module.	21
Figure (II.14) : Typologie des systèmes Onduleur centralisé.	22
Figure (II.15) : Typologie des systèmes Onduleur string.	22
Figure (II.16) : Injection de la totalité de production sur le réseau.	24
Figure (II.17) : Injection du surplus de production sur le réseau.	24
Figure (III.1) : Image satellitaire de la centrale photovoltaïque.	26
Figure (III.2) : Les champs solaires PV de la centrale d'Elkheneg (Laghouat).	27
Figure (III. 3) : Caractéristiques électriques des modules PV de la centrale d'Elkheneg (Laghouat).	27
Figure (III.4) : La boîte de jonction.	28
Figure (III.5) : La boîte parallèle.	28
Figure (III.6) : L'onduleur de la centrale PV d'El Kheneg (Laghouat).	29
Figure (III.7) : Transformateur élévateur de la marque SUNTEN.	29
Figure (III.8) : Transformateur de la centrale d'El Kheneg (Laghouat).	30
Figure (III.9) : Le poste d'évacuation de la centrale de 30KV.	30
Figure (III.10) : Groupe diesel et batteries utilisés.	31
Figure (III.11) : La salle de contrôle de la centrale d'El Kheneg (Laghouat).	32
Figure (III.12) : Dispositif de mesures environnementales.	32
Figure (III.13) : La centrale d'El Kheneg.	33
Figure (III.14) : Présentation de projet.	35
Figure (III.15) : Désignation du projet dans PVsyst.	36
Figure (III.16) : Site de la centrale d'El kheneg.	36

Figure (III.17) : Les Coordonnées géographiques du site d'El kheneg.....	37
Figure (III.18) : Données Météorologiques mensuelles d'El kheneg.	37
Figure (III.19) : Diagramme de la trajectoire du soleil.	38
Figure (III.20) : Orientation des panneaux.	38
Figure (III.21) : Choix des composants du système.	39
Figure (III.22) : Choix des composants du système avec la technologie Polycristallin.....	39
Figure (III.23) : Choix des composants du système avec la technologie monocristallin (400 Wc).....	40
Figure (III.24) : Choix des composants du système avec la technologie CdTe (400 WC)....	40
Figure (IV.1) : Énergie utile produite par la centrale PV (à la sortie de l'onduleur).....	44
Figure (IV.2) : Indice de performance de la centrale PV.....	45
Figure (IV.3) : Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière..	46
Figure (IV.4) : Productions normalisées (a : poly) (b : mono) (c : CdTe).....	48
Figure (IV.5) : l'indice de performance (a : poly) (b : mono) (c : CdTe).....	49
Figure (IV.6) : Diagramme de pertes(a : poly) (b : mono) (c : CdTe).....	51
Figure (IV.7) : Résumé d'évaluation économique du PVSYST pour les sites étudiés (Mono).. ..	53
Figure (IV.8) : Résumé d'évaluation économique du PVSYST pour les sites étudiés(Poly)....	54
Figure (IV.9) : Résumé d'évaluation économique du PVSYST pour les sites étudiés (CdTe).....	55
Figure (IV.10) : La variation annuelle des valeurs des flux monétaires cumulatifs de la centrale photovoltaïque de 60MW(a : poly) (b : mono) (c : CdTe).....	56
Figure (IV.11) : La variation annuelle du fluxmonétaire annuel pour la centrale photovoltaïque de 60MW(a : poly) (b : mono) (c : CdTe)..	58

Liste des tableaux

Tableau (I.1): Les différentes phases du programme par filière technologique.....	5
Tableau (II.1): Certain système PV dans le monde.....	11
Tableau (IV.1): Bilan et résultat principaux.	44
Tableau (IV.2): Bilan et résultat principaux pour la technologie polycristallin.	47
Tableau (IV.3): Bilan et résultat principaux pour la technologie monocristallin.....	47
Tableau (IV.4): Bilan et résultat principaux pour la technologie CdTe.....	47
Tableau (IV.5): Résumé d'évaluation technique du PVSYST pour les trois technologies.....	59
Tableau (IV.6): Résumé d'évaluation économique du PVSYST pour les trois technologies.....	59

NOMENCLATURE

CdTe : Cadmium Telluride.

PV : Photovoltaïque.

Wc : Watt Crête.

DSSC : Dye-SensitizedSolarCell ou cellule Gratzel.

CDER : Centre de Développement des Energies Renouvelables.

UDES : Unité de Développement des Equipements Solaires.

MESRS : Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique.

ER2 : Etudes et Réalisations en Energies Renouvelables.

CEA : Commissariat de l'Energie Atomique.

CNRS : Centre Nationale de la Recherche Scientifique.

AIE : Automatic Exchange of Information.

UE : User Equipment.

SH : Système Hybride.

Ns : Nombre des cellules en Série.

Np : Nombre des cellules en Parallèle.

DC : Direct Courant.

AC : Alternatif Courant.

MT : Moyen Tension. **BT** : Base Tension.

FiT : le tarif d'achat d'énergie PV. (Feed in Tarif)

EgP : le prix de vente de l'électricité sur le réseau (Electricity grid Price).

SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition.

VPN : Virtual Private Network.

EPC : Engineering, Procurement and Construction.

GlobHor : Irradiation globale horizontale.

GlobEff : Global 'effective', corr. Pour IAM et ombrage

Diff Hor : Irradiation diffuse horizontale.

T_Amb : Température ambiante.

GlobInc : Global incident plan capteurs.

E Array : Energie effective sortie champ.

E_Grid : Energie injectée dans le réseau

PR : Indice de performance.



Introduction générale

Ces dernières années, en raison de la prolifération et du développement généralisé des industries, la demande mondiale d'énergie a changé rapidement et les ressources énergétiques naturelles telles que l'uranium, le gaz naturel et le pétrole sont en déclin. Pour répondre à la demande énergétique, la recherche a conduit aux énergies renouvelables. L'une des sources d'énergie renouvelables pouvant répondre à la demande est l'énergie solaire photovoltaïque, qui est propre, silencieuse, disponible et gratuite. Cela explique pourquoi son utilisation a connu une croissance importante dans le monde entier. [1]

Cette croissance exceptionnelle, due principalement aux systèmes photovoltaïques raccordés au réseau d'électricité, se traduit bien évidemment par des innovations technologiques et une baisse de coûts des modules photovoltaïques mais aussi à des efforts importants de recherche et de développement dans le domaine de l'électronique de puissance [2]

L'Algérie dispose un gisement solaire important d'où son intérêt pour la transition énergétique. Face à la dépendance aux hydrocarbures qui est la source d'énergie dominante actuellement. L'une des premières actions a été le lancement d'un programme audacieux visant un objectif de 22000 MW à l'horizon de 2030 pour 62% d'énergie solaire.

Dans ce cadre l'Algérie a commencé le programme national des énergies renouvelables avec la réalisation de plusieurs projets à partir de l'année de 2011 sur le territoire national principalement des centrales connectées au réseau. [3]

Parmi ces centrales photovoltaïques on distingue la centrale photovoltaïque d'El Kheneg (60 MW) la wilaya de Laghouat.

Notre présent projet s'articule autour de quatre chapitres qui sont présentés comme suit :

Le premier chapitre est consacré à une recherche bibliographique sur l'énergie solaire photovoltaïque, qui nous intéresse particulièrement dans cette étude.

Le second chapitre, concerne les centrales photovoltaïques connectées au réseau. Dans ce chapitre on va faire une présentation des centrales photovoltaïques et leur impact sur le réseau électrique, leurs composants.

Dans le troisième chapitre, nous nous concentrerons sur la centrale PV connecté au réseau d'El Kheneg : sa situation géographique, sa composition et son fonctionnement, à travers une étude technique des composants du générateur PV (panneaux solaires, onduleurs, transformateur etc.), ainsi qu'une étude économique des coûts d'alimentation du système au réseau à l'aide de logiciel PVsyst des trois technologies (Polycristallin, monocristallin et CdTe).

Le dernier chapitre est une analyse et discussion du cette central PV et une interprétation des résultats obtenus lors de la simulation avec une comparaison entre les technologies (Polycristallin, monocristallin et CdTe). Et enfin une conclusion qui dresse les perspectives du projet.

*Chapitre I : Généralité sur l'énergie solaire
photovoltaïque*

I.1. Introduction

Ce chapitre contient l'étude descriptive générale des systèmes solaire photovoltaïques. Cette étude englobe plusieurs aspects tel que : L'énergie solaire photovoltaïque, leurs historiques, leur Avenir, leur développement et les différents types de système disponibles.

I.2. Energie solaire

L'énergie solaire est parmi les plus anciennes sources d'énergie que l'humanité ait connue. Cette énergie est fournie pour 30 %, soit l'équivalent de 102 W/m^2 , à la terre par les rayonnements solaires. Le reste de ses rayonnements est utilisé principalement pour assurer les mouvements de l'eau et de l'air ; et enfin pour assurer l'équilibre thermique du sol.

Le Soleil est ainsi la source d'énergie la plus puissante sur la planète. L'énergie reçue par ce dernier en une heure est égale à celle dont la Terre a besoin pendant environ un an.

L'énergie solaire peut être convertie en électricité, soit directement par effet photovoltaïque, soit indirectement après conversion en chaleur puis en énergie mécanique dans les centrales thermiques solaires. [4]

I.2.1. Energie solaire thermique

L'énergie solaire thermique est une forme d'énergie solaire. Elle désigne l'utilisation de l'énergie thermique du rayonnement solaire dans le but d'échauffer un fluide.

L'énergie reçue par le fluide peut être ensuite utilisée directement (eau chaude sanitaire, chauffage, etc.) ou indirectement (production de vapeur d'eau pour entraîner des alternateurs et ainsi obtenir de l'énergie électrique, production de froid, etc.). [5]

Le capteur solaire est l'instrument utilisé pour transformer le rayonnement solaire en chaleur. Les principes physiques fondamentaux sur lesquels se basent cette production d'énergie sont notamment l'absorption, et la conduction thermique. Dans le cas particulier des systèmes à concentration (centrale solaire thermodynamique, four solaire, etc.), la réflexion joue aussi un rôle important.

Le solaire thermique se développe, malgré un net ralentissement depuis 2009 ; la Chine représente à elle seule 71% de la puissance installée des capteurs, mais en puissance par habitant elle est dépassée par sept pays, dont l'Autriche, la Grèce et l'Australie. [5]



Figure (I.1): Un champ de capteurs solaires au sein d'une centrale de chauffage solaire.

[5]

I.2.2. Energie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la conversion de la lumière du soleil en électricité au sein de matériaux semi-conducteurs comme le silicium ou recouverts d'une couche mince métallique. Ces matériaux photosensibles ont la propriété de libérer leurs électrons sous l'influence d'une énergie extérieure. C'est l'effet photovoltaïque. L'énergie est apportée par les photons, (composants de la lumière) qui heurtent les électrons et les libèrent, induisant un courant électrique. Ce courant continu de micro puissance calculé en Wc. [5]

L'électricité produite est disponible sous forme d'électricité directe ou stockée en batteries ou en électricité injectée dans le réseau. [5]



Figure(I.2): L'énergie solaire photovoltaïque. [5]

I.3. Electricité photovoltaïque dans le monde

Quatre pays dominent le marché mondial du photovoltaïque, avec 78% de la production d'électricité. La Chine, qui tire depuis plus de dix ans la croissance mondiale, reste le premier marché avec 30 % du total de la production mondiale d'électricité photovoltaïque. L'Europe, grâce à l'Allemagne, avait été pionnière en énergie photovoltaïque, Elle représente 20 % de la production mondiale, l'Allemagne assurant la moitié de cet apport, devant l'Italie, l'Espagne et nettement plus loin la France. Les États-Unis quant à eux développent également fortement les renouvelables avec 16 % de la production mondiale dédiée au photovoltaïque. [6]

I.4. Historique d'énergie photovoltaïque dans le monde

Quelques dates importantes dans l'histoire du photovoltaïque :

1839 : Le physicien Edmond Becquerel découvre l'effet photovoltaïque.

1954 : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à rendement acceptable au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.

1959 : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

1973 : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.

1983 : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie.

En 2001, Schmidt-Mende réalisèrent une cellule solaire auto-assemblée à base de cristaux liquides de hexabenzocoronene et pérylène, et quelques années plus tard, les avancées scientifiques et technologiques sont telles **2008**, l'entreprise Fuji Kura (fabriquant de composés électroniques) est parvenue à faire fonctionner une cellule photovoltaïque organique de type DSSC, en continu à une température et à un taux d'humidité de 85% pendant 1000 heures. [7]

I.5. Electricité photovoltaïque en Algérie

En raison de sa situation géographique, l'Algérie est classée comme étant l'un des pays les mieux dotés en ressources solaires au monde et au bassin méditerranéen par 13,9 TWh/an du solaire photovoltaïque. [4]

Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards GW/h par an avec une durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépassant les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures dans les hauts plateaux et au Sahara. [4]

L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700KWh/m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an au sud du pays. [4]

Tableau (I.1): Potentiel solaire en Algérie par région.[8]

Région	Côtière	H-Plateaux	Sahara
Superficies %	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement [H/an]	2650	3000	3500
Energie moyenne reçues [KWh/m ² /an]	1700	1900	2650

À travers le tableau ci-dessus, on constate que le potentiel solaire le plus important et qui couvre 86 % de la superficie du territoire est situé dans le sud du pays. Des études sont déjà confirmées la grande capacité du désert à recevoir de l'énergie, notamment l'étude menée par le physicien allemand Gérard Knies qui démontre que six heures d'ensoleillement du Sahara permettraient de stocker de l'électricité pour l'ensemble du genre humain pendant une année entière. Par ailleurs, une autre étude évoquée par un économiste algérien, Bachir Messaitfa, dans son livre Algérie 2030-vision prospective, assure la capacité du Sud algérien à satisfaire la demande mondiale en énergie électrique en moyenne de (4) quatre fois, tout en respectant la norme de la sécurité énergétique.

Ce gigantesque gisement solaire a donc permis à l'Algérie d'y aller en avant vers une transition énergétique qui va assurer, à long terme, une transformation profonde de la consommation énergétique du pays en devenant de moins en moins dépendant des énergies fossiles, et cela en raison du contexte international qui engage les pays à renforcer leurs

politiques environnementales et lutter contre le réchauffement climatique. Et aussi pour faire face à la demande énergétique croissante du pays. [4]

I.6. Historique d'énergie photovoltaïque en Algérie

Depuis le projet de construction de l'Héliodyne entre 1952 et 1954, une entité située à Bouzaréah sur les hauteurs d'Alger, actuellement le "Centre de Développement des Energies Renouvelables", assure jusqu'à aujourd'hui la continuité des activités scientifiques dans le domaine des Energies Renouvelables.

Néanmoins, cette entité a subi plusieurs changements de statuts et de tutelle. Sommairement, elle a suivi l'évolution ci-après :

1959-1962 : Institut de l'énergie solaire de l'Université d'Alger (IESUA).

1962-1972 : Institut de l'Energie Solaire (IES).

1972-1981 : Station de l'Energie Solaire (SES).

1981-1982 : Centre de Recherche des Energies Nouvelles (CRENO).

1982-1988 : Station d'Expérimentation des Equipements Solaires (SEES).

1988 : Création du CDER qu'est placé sous la tutelle du Haut-Commissariat à la Recherche à Bouzaréah.

1988 : Rattachement de l'UDES qu'est située à Tipaza, au CDER.

2002 : Création de l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables à Ghardaïa, rattachée au CDER.

2003 : Le CDER devient un Etablissement Public à Caractère Scientifique et Technologique (EPST) à vocation intersectorielle. Il est placé sous la tutelle du MESRS.

2004 : Création de l'Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (URERMS) à Adrar, rattachée au CDER.

2007 : Création de la filiale commerciale d'ER2 à Bouzaréah Alger. Rattachée au CDER. [9]

I.7. Développement d'énergie photovoltaïque en Algérie

L'Algérie est en effet l'un des plus importants gisements d'énergie solaire au monde avec une durée d'insolation de 2.000 à 3.900 heures par an, et une irradiation journalière de 3.000 à 6.000 Wh/m², soit l'équivalent de 10 fois la consommation mondiale.

Le gouvernement Algérie a décidé de lancer un programme destiné à la production d'électricités à partir d'énergie renouvelables en 2011 mais ce programme a débuté réellement en 2015 sa capacité de productions de 10.575 MW d'énergie photovoltaïques. Ce programme a été accompagné d'un cadre juridique favorable à la promotion d'énergie renouvelables et d'un industriel des équipements de production y afférents Entre 2015 et 2017 Il a été réalisé une capacité 354 MW d'énergie photovoltaïques

En 2018 le programme commencé à la faveur d'un appel d'offre portant réalisation durant les deux prochaines années d'une première tranche de 4050 MW. La composante énergétique du programme prévoit la création d'un partenariat destiné à financer, construire et exploiter plusieurs centrales photovoltaïques. Pour ce faire, Sonatrach tout comme Sonelgaz, privilégient la formule du partenariat avec des sociétés nationales et étrangères qui maîtrisent le mieux la fabrication des équipements et les métiers divers des énergies renouvelables. [6]

I.8. Avenir du photovoltaïque

Dans le monde, des projets de centrales électriques voient le jour presque partout. Selon Patrick Jourde et Jean-Claude Muller, chercheurs au CEA et au CNRS, 5% de la surface des déserts permettraient de produire toute l'électricité dont a besoin la planète. L'électricité d'origine solaire (solaire photovoltaïque et thermodynamique confondus) pourrait représenter jusqu'à 20% à 25% de la production mondiale d'électricité d'ici 2050, estimait l'AIE en mai 2010 lors de la Conférence plan solaire méditerranéen organisée par la présidence espagnole de l'UE. [6]

I.9. Les systèmes solaires photovoltaïques

Les installations solaires photovoltaïques sont capables de produire de l'électricité renouvelable grâce au rayonnement solaire. Les composants sont très importants car ils mettent en marche son système d'exploitation.

I.9.1. Système solaire photovoltaïques autonomes

Certaines structures où habitats sont difficiles d'accès et donc onéreux à raccorder au réseau électrique, ce qui est le cas en montagne ou dans les îles. Dans ces cas-là, il est plus avantageux d'opter pour une **installation solaire autonome**, dite *Stand-Alone System*.

L'utilisation d'une installation solaire autonome consiste à utiliser l'électricité produite directement ou en la stockant dans des batteries.

Cette installation est constituée des éléments suivants :

- un ou plusieurs panneau(s) photovoltaïque(s).
- un régulateur solaire.
- une ou plusieurs batteries d'accumulation.
- un onduleur (seulement pour obtenir du courant alternatif). [14]



Figure(I.3): Schéma typique d'une installation photovoltaïque autonome. [14]

I.9.2. Système solaire photovoltaïque direct (pompage solaire)

Les systèmes de pompage solaire permettent un approvisionnement en eau à partir d'une source à n'importe quel endroit même si aucune source d'énergie n'est présente sur le site. Le pompage photovoltaïque se présente fondamentalement de deux façons selon qu'elle fonctionne avec ou sans batterie :

- **Pompage au fil du soleil :**

Comme on va le constater, la méthode de pompage « au fil du soleil » permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système utilisant des batteries pour stocker de l'énergie d'abord. [11]

- **Pompage avec batteries :**

Ici c'est l'énergie électrique qui sera stockée dans des batteries. Le pompage sera possible même en absence du soleil. Un tel système est plus coûteux que le précédent, vu la nécessité de changer les batteries, car elles ont une courte durée de vie. En effet, il est plus facile et moins onéreux de stocker de l'eau que de l'énergie. [11]

I.9.3. Système solaire photovoltaïques hybride

Un système hybride d'énergie renouvelable est un système électrique, comprenant plus d'une source d'énergie, dont au moins un est renouvelable. Le système hybride peut comprendre un dispositif de stockage. D'un point de vue plus global, le système énergétique d'un pays donné peut être considéré comme un système hybride. [12]

Selon le mode de fonctionnement, les SH peuvent être divisés en deux catégories :

Systèmes hybrides fonctionnant en parallèle avec le réseau (connectés au réseau). Ce dernier permet de répondre à la charge électrique du pays.

Systèmes hybrides fonctionnant en mode autonome (régime isolé). Ils doivent répondre aux besoins des consommateurs d'une part. D'autre part ils doivent satisfaire la demande des consommateurs dans des lieux hors réseau : refuges de montagne, îles, villages reculés, etc.

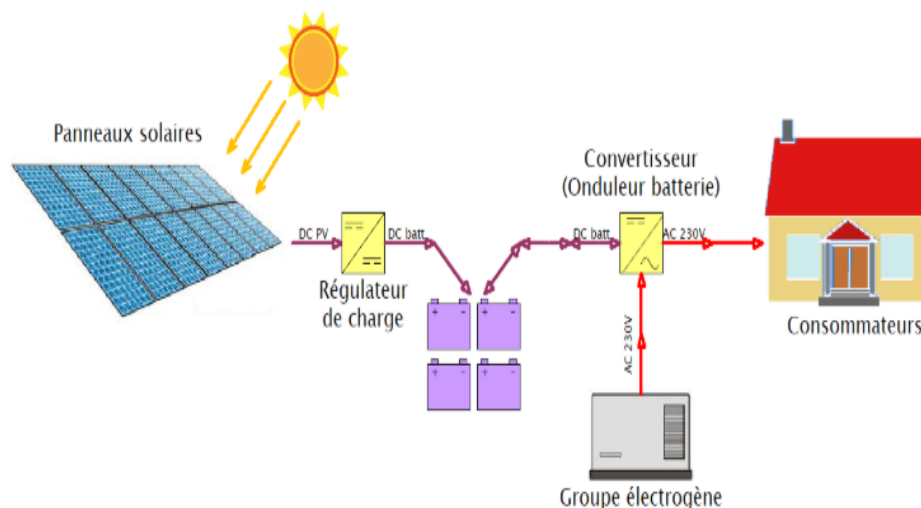


Figure (I.4): Installations photovoltaïques hybride. [12]

I.9.4. Système solaire photovoltaïques connectées au réseau

Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau (Sonelgaz en Algérie).

L'énorme avantage de cette solution est l'absence de batterie. On ne stocke plus l'énergie, on l'injecte directement dans le réseau local ou national. Et ceci sans limite quantitative, donc toute l'énergie est récupérée. Il y a un compteur qui tourne dans un sens pour la consommation, et un autre dans l'autre sens pour la production. Mais il faut tout de même convertir le courant continu des panneaux en alternatif au travers d'un onduleur et celui-ci doit être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir ce courant. Car il doit respecter des normes sur sa qualité de signal «sinusoïdale ». [13]

Ces installations offrent l'avantage de fournir une génération répartie et non centralisée : en effet, la valeur de l'énergie produite près de la zone de consommation est supérieure à celle de l'énergie produite dans les grandes centrales traditionnelles, car les pertes par transmission sont limitées et les dépenses liées au transport et aux systèmes électriques de répartition sont réduites. En outre, la production d'énergie lors des heures d'ensoleillement permet de réduire le recours au réseau pendant la journée, autrement dit lorsque la demande est supérieure. [13]

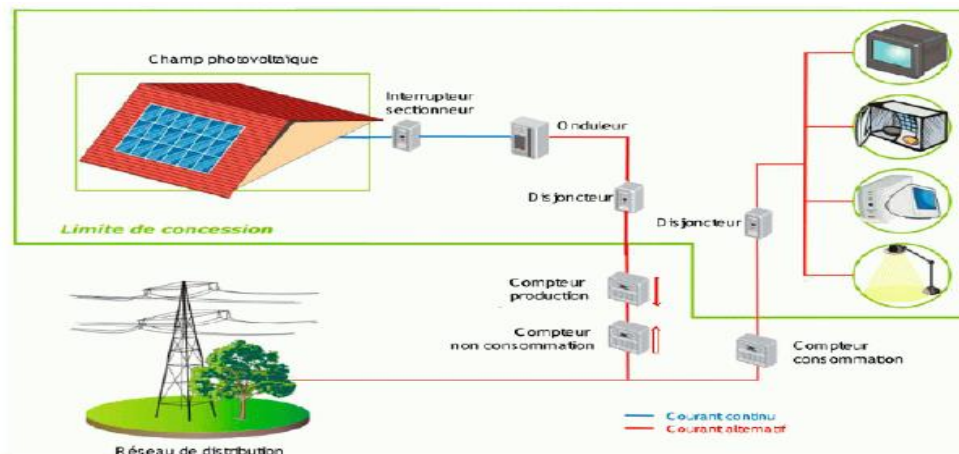


Figure (I.5): Installation photovoltaïque raccordée au réseau.[10]

I.10.Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons pu définir la conversion photovoltaïque en présentant un aperçu de l'histoire de l'énergie solaire à l'échelle mondiale et en Algérie. Nous avons également mentionné les différents types de systèmes d'installation photovoltaïque.

Dans le chapitre suivant, nous donnerons un aperçu des centrales photovoltaïque connecté au réseau.

*Chapitre II : Les centrales photovoltaïques
connectées au réseau.*

II.1. Introduction

En Algérie, actuellement, le réseau électrique est connecté à un total de 23 centrales photovoltaïques. Ces installations sont principalement situées dans les régions du Sud et des Hauts plateaux, en raison des conditions solaires favorables ainsi que de la disponibilité des terrains appropriés. La capacité totale installée de ces centrales atteint 343 MW_C, et l'électricité qu'elles produisent est directement injectée dans le réseau électrique.

II.2. Sites des centrales photovoltaïques en Algérie

Voici les sites des centrales photovoltaïques en Algérie.

Tableau (II.1): Projets réalisés en énergie solaire en Algérie. [4]

Projets	Capacité installée	Région	Année	Maitre d'ouvrage
Centrale solaire composée de 109 systèmes PV	0.453 MW _C	Wilayas du SUD : d'Adrar, Tindouf, Tamanrasset, Illizi.	1998	Sonelgaz
Centrale Solaire PV	0.5 MW _C	Wilayas du SUD : Msila, El Oued, Tamanrasset, Illizi, Ghardaïa.	2006/2010	Sonelgaz
Centrale hybride solaire gaz (CSP)	150 MW _C Dont l'apport solaire et de 30 MW _C (solaire thermique)	Hassi Rmel (Laghouat)	2011	ABENER/ NEAL/ COFIDES/ SONATRACH
Centrale PV pilote	1.1 MW _C	Ghardaïa.	2014	Sonelgaz
22 Centrales PV	343 MW _C	Hauts plateaux et grand sud.	2015/2018	Sonelgaz

II.3. Problèmes de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau

Les principaux problèmes auxquelles est confronté le réseau électrique sont les perturbations qui affectent la qualité des grandeurs électriques.

L'énergie électrique est fournie sous forme de tension constituant un système triphasé dont les paramètres caractéristiques sont les suivants :

- La fréquence.
- L'amplitude des trois tensions.
- La forme d'onde qui doit être la plus proche possible d'une sinusoïde.
- La symétrie du système triphasé (égalité des modules des trois tensions, leur déphasage et l'ordre de succession des phases). [14]

Ces perturbations sont caractérisées par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et fréquences associées à des injections de plusieurs centrales électriques de déférente source d'énergie.

La variation de fréquence et tension peut résulter :

- D'un court-circuit proche ou loin d'une source, dû à la foudre ou aux manœuvres internes.
 - D'une très grosse variation de puissance de la source due à un appel fort de courant par la charge du passage sur une source de remplacement ou de secours.
 - Le débrogage de système photovoltaïque si le réseau présente une défaillance (le problème d'ilotage).
 - La protection contre la foudre.
 - La qualité de puissance fournie au réseau.
 - Le dosage fiable des flux de puissance.
 - Problématique du stockage associé aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau.
- [14]

II.4. Centrale photovoltaïque connectée au réseau

Une installation photovoltaïque raccordée au réseau est généralement composée d'un générateur photovoltaïque, d'un système de pose au sol ou sur toiture, d'un ou plusieurs onduleurs, d'un système de protection électrique, de câbles électriques et d'un compteur réseau. Parfois, l'installation est dotée d'un système de supervision local ou à distance. Dans le cas de l'autoconsommation, des batteries peuvent être ajoutées pour permettre le stockage de l'électricité. Ce type d'installation permet de produire de l'électricité qui sera envoyée directement sur le réseau électrique national avec les caractéristiques adéquates (fréquences, voltage,...). [14]

II.4.1. Générateur photovoltaïque

Pour satisfaire aux besoins de la plupart des applications domestique ou industriels, il faut produire une puissance, alors plusieurs cellules doivent être assemblées afin de crée un module photovoltaïque complet et plusieurs modules forme une centrale photovoltaïque (générateur d'énergie ou générateur photovoltaïque). [15]

II.4.1.1. Cellule solaire

C'est le seul moyen connu actuellement pour convertir directement la lumière en électricité. La cellule photovoltaïque constitue l'élément de base des panneaux solaires photovoltaïques. Il s'agit d'un dispositif semi-conducteur à base de silicium délivrant une tension de l'ordre de 0,5 à 0,6 V. [16]

La cellule photovoltaïque est fabriquée à partir de deux couches de silicium (matériau semi-conducteur) :

- une couche dopée avec du bore qui possède moins d'électrons que le silicium, cette zone est donc dopée positivement (zone P),
- une couche dopée avec du phosphore qui possède plus d'électrons que le silicium, cette zone est donc dopée négativement (zone N). [16]

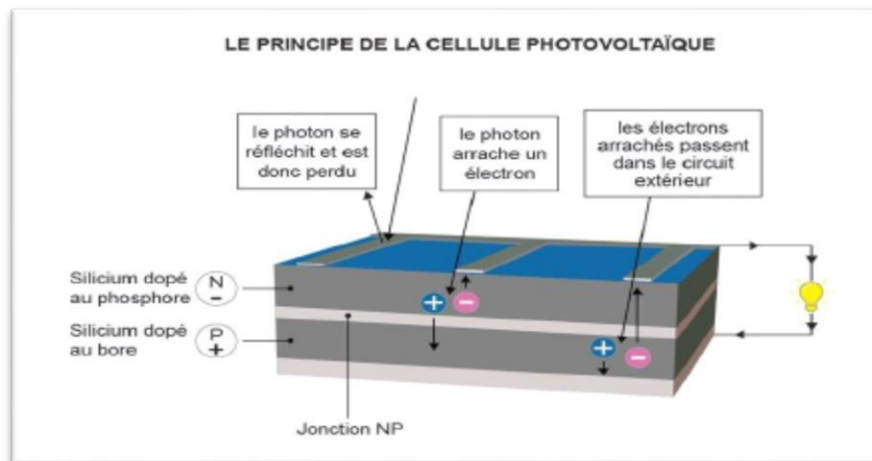


Figure (II.1): Le principe de la cellule photovoltaïque. [16]

Lorsqu'un photon de la lumière arrive, son énergie crée une rupture entre un atome de silicium et un électron, modifiant les charges électriques. Les atomes chargés positivement, vont alors dans la zone P et les électrons chargés négativement, dans la zone N. Une différence de potentiel électrique, c'est-à-dire une tension électrique, est ainsi créée. C'est ce qu'on appelle **l'effet photovoltaïque** à la surface, le contact électrique (électrode négative) est établi par la grille afin de permettre à la lumière du soleil de passer à travers les contacts et de pénétrer dans le silicium.

Les cellules solaires sont recouvertes d'une couche antireflet qui protège et réduit les pertes par réflexion. C'est une couche qui donne solaires leur aspect bleu foncé. [16]

II.4.1.2.Regroupement des cellules

II.4.1.2.1. Mise en série

Dans un groupement de N_s cellules en série, la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, alors que le courant traversant des cellules reste le même. **La figure(II.2)** montre la caractéristique résultante (I_{sc} , V_{sco}). [5]

Avec :

$$I_{sc}=I_{cc} \text{ et } V_{sco}=n_s \cdot V_{co}. [5]$$

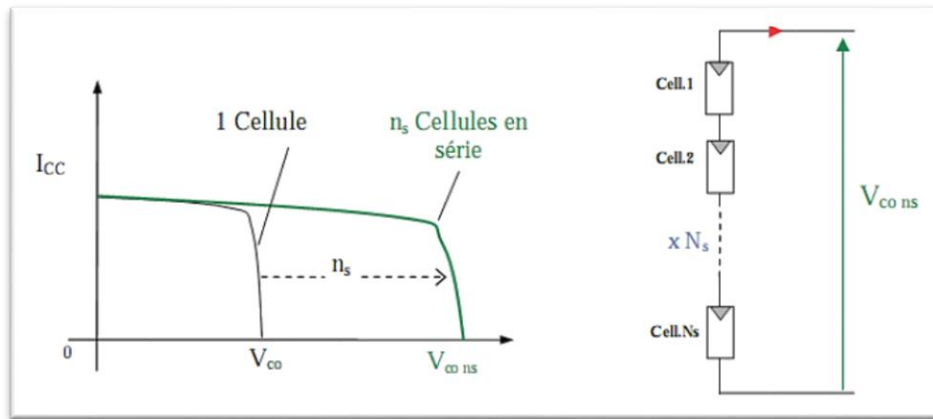


Figure (II.2): Caractéristique d'un groupement de Ns cellules identiques en série. [5]

II.4.1.2.2. Mise en parallèle

Dans un groupement de N_p cellules en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par l'addition des courant .la figure montre la caractéristique résultante (I_{pcc} , V_{pco}). [5]

Avec : $I_{pcc} = n_p \cdot I_{cc}$ et $V_{pco} = V_{co}$. [5]

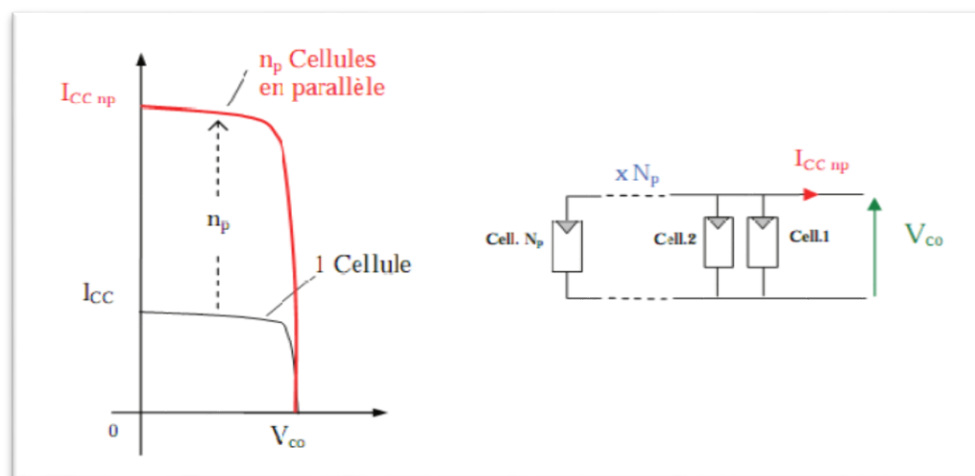


Figure (II.3): Caractéristique d'un groupement de Np cellules en parallèle. [5]

II.4.1.2.3. Mise (série et parallèle)

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces cellules, les valeurs du courant de court-circuit total et de la tension à vide totale sont données par les relations :

$$I_{cct} = n_p \times I_{cc}$$

$$V_{Oct} = n_s \times V_{oc}$$

Le passage d'un module à un panneau se fait par l'ajout de diodes de protection, en une série pour éviter les courants inverses et en parallèle, dit diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de protection associée. [17]

La diode by-pass, lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du panneau comme indique la figure, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses. La dégradation d'une seule cellule condamne donc le groupe de cellules associées à la cellule défectueuse et protégée par la diode by-pass à ne pas produire de puissance. Ce phénomène de perte partielle de puissance est à comparer à la perte totale d'un panneau entier en cas de problème sur une cellule avec un panneau fonctionnant sans protection. [17]

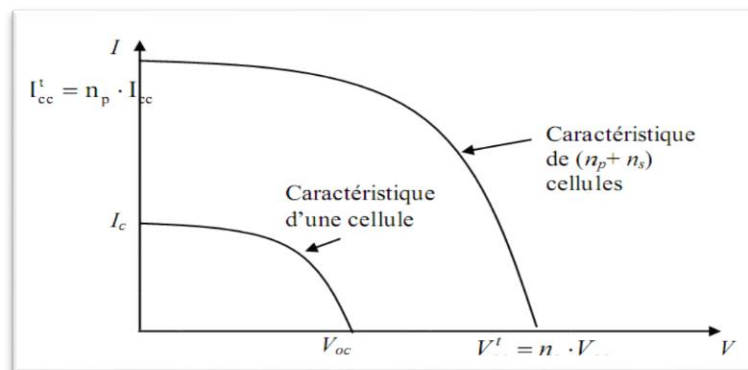


Figure (II.4): Caractéristique résultante d'un groupement des cellules identiques. [17]

II.4.1.3. Branchement des modules photovoltaïques

En effet, le branchement des modules en série permet d'augmenter la tension du champ PV tandis que le branchement en parallèle sert à augmenter son courant. Ainsi, pour augmenter la puissance, la tension et le courant du champ PV, le branchement série-parallèle des modules est nécessaire. [18]

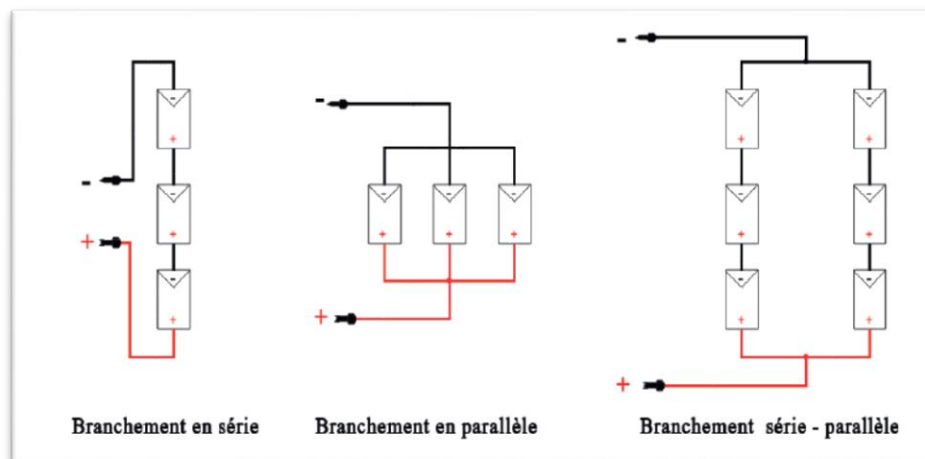


Figure (II.5): Branchements des modules PV. [18]

II.4.2. Protection du module PV

L'installation d'un système photovoltaïque est régie par des normes françaises et européennes en termes de sécurité électrique. La norme européenne EN 50160 et la norme française C15-100 relatives aux installations électriques basse tension imposent l'installation de système de protection en courant continu et en courant alternatif. [14]

II.4.2.1. Protection courant continu

Une protection courant continu est exigée en amont de l'onduleur. Il est donc placé entre les modules photovoltaïques et l'onduleur. Il comporte au minimum **un dispositif de coupure et de sectionnement général DC** sur la liaison principale. [14]



Figure (II.6): Intérieur d'un coffret de protection courant continu. [14]

- Dans la pratique ces deux fonctions sont assurées par un interrupteur-sectionneur.
- Dans le cas d'un générateur photovoltaïque comportant plusieurs groupes en parallèle, un système de protection des courants inverse est ajouté.
- La protection des biens et des personnes notamment contre les surtensions atmosphériques (la foudre) exigent également l'installation de parafoudres DC. [14]

II.4.2.2. Protection courant alternatif

Une protection courant alternatif est exigée en aval de l'onduleur. Il est donc placé entre l'onduleur et le réseau de distribution. Il comporte au minimum **un dispositif de coupure et de sectionnement général AC** sur la liaison principale. [14]



Figure (II.7): Intérieur d'un coffret de protection courant alternatif. [14]

- Chaque onduleur nécessite l'installation d'un disjoncteur différentiel.
- La protection des biens et des personnes notamment contre les surtensions atmosphériques (la foudre) exigent également l'installation de parafoudres AC. [14]

II.4.3. Organes de sécurité et de raccordement

Les organes de sécurité et de raccordement remplissent diverses fonctions de protection pour les installations photovoltaïques et les réseaux. Ils se présentent sous trois formes distinctes :

- **La protection de découplage** : En cas de problème technique sur le réseau, cette fonction permet la coupure automatique de la tension produite par le système photovoltaïque, évitant ainsi tout impact sur le réseau.
- **La protection contre la foudre** : Son objectif principal est de maximiser la protection du générateur photovoltaïque contre les effets directs de la foudre (tels que ceux liés au bâtiment) ainsi que contre les effets induits (impacts au sol et surtensions transmises par le réseau électrique).
- **La mise à la terre** : Son objectif est de garantir la sécurité des personnes et de préserver la fiabilité des équipements en réduisant les risques de détérioration en cas de foudre.

II.4.4. Coffret de raccordement

Une boîte de jonction électrique est une boîte de raccordement pour les modules solaires photovoltaïques en série et en parallèle les connexions électriques, généralement conçues pour les dissimuler et les altérer. Un petit boîtier en métal ou en plastic connexion peut faire partie d'un système de câblage de conduit électrique dans un bâtiment, ou peut être recouvert de plâtre d'un mur, caché derrière un panneau d'accès ou étendu dans le béton avec seulement le couvercle montrant. Il comprend également des bornes pour combiner des câbles. [19]

La boîte de raccordement contient :

- les bornes de chaque chaîne du sous-champ
- un fusible pour chaque série de modules photovoltaïques et pour chaque polarité
- un interrupteur-sectionneur
- un parafoudre
- des points de test pour chaque branche
- un transducteur pour la mesure du courant et la tension des chaînes de panneaux.

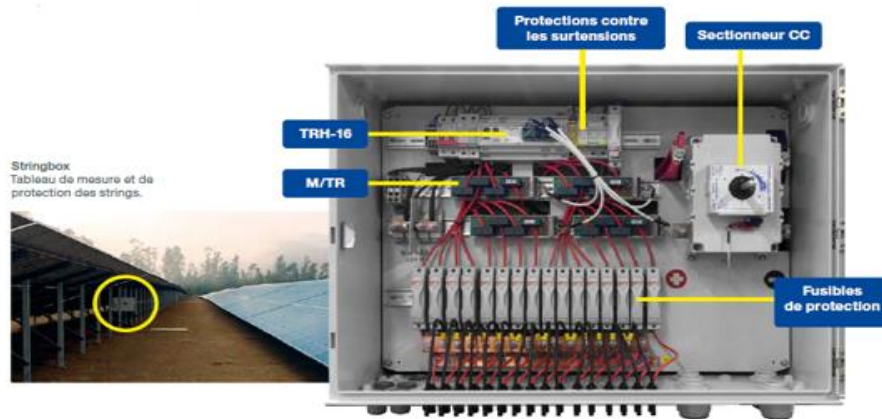


Figure (II.8): Coffret de raccordement avec coupe-circuit DC, fusibles et surveillance de chaîne. [20]

II.4.5. Câblage électrique

Une installation photovoltaïque comprend plusieurs types de câble en fonction des contraintes électriques ou extérieure. Le câblage entre les modules photovoltaïques et l'onduleur intègre une connectique particulière pour éviter les risques de chocs électriques pendant l'installation. Enfin toutes les parties métalliques d'une installation photovoltaïque sont interconnectées et reliées à la même prise de terre. [14]

II.4.5.1. Mise à la terre

L'ensemble des parties métalliques d'une installation photovoltaïque doit être mis à la terre en respectant le principe d'équipotentialité et en évitant les boucles d'induction. Le câble de terre est de couleur vert/jaune de type H07V. Le conducteur est en cuivre et l'isolation en PVC (polychlorure de vinyle). La section minimale des câbles de terre reliant les modules photovoltaïques est de 6mm^2 . La section minimale du câble de terre reliant la prise de terre unique est de 16mm^2 . [14]

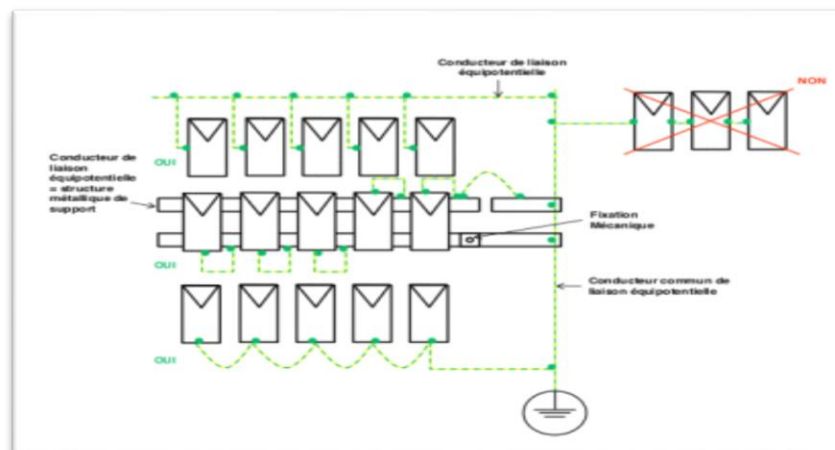


Figure (II.9): Principe de mise en œuvre de l'équipotentialité des modules photovoltaïques. [14]

II.4.6. Compteur d'énergie

II.4.6.1. Injection totale

Toute l'énergie électrique produite par les capteurs photovoltaïques est envoyée pour être vendue sur le réseau électrique.

Cette solution est réalisée avec le raccordement au réseau public en deux points :

- Le raccordement du consommateur qui reste identique avec son compteur de consommation (on ne peut pas utiliser sa propre production).
- Le nouveau branchement permettant d'injecter l'intégralité de la production dans le réseau, dispose de deux compteurs :
 - L'un pour la production ;
 - L'autre pour la non-consommation (permet de vérifier qu'aucun soutirage frauduleux n'est réalisé). [5]

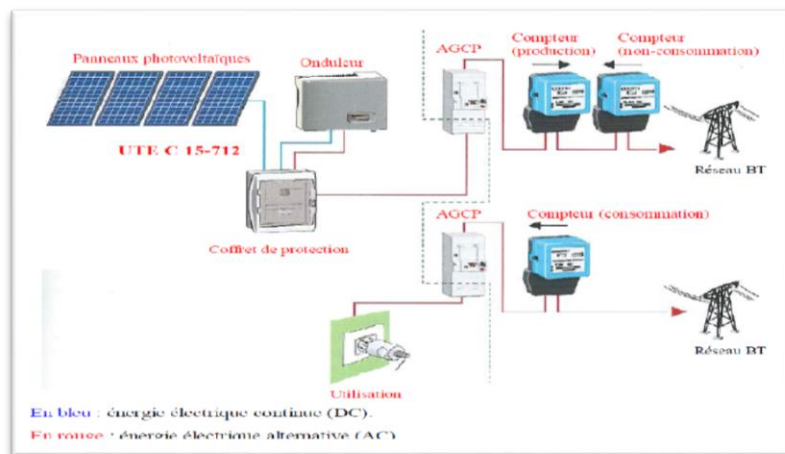


Figure (II.10): Installation avec injection totale de la production photovoltaïque. [14]

II.4.6.2. Injection de surplus

Cette solution est réalisée avec le raccordement au réseau public en un point, l'utilisateur consomme l'énergie qu'il produit avec le système solaire et l'excédent est injecté dans le réseau. [5]

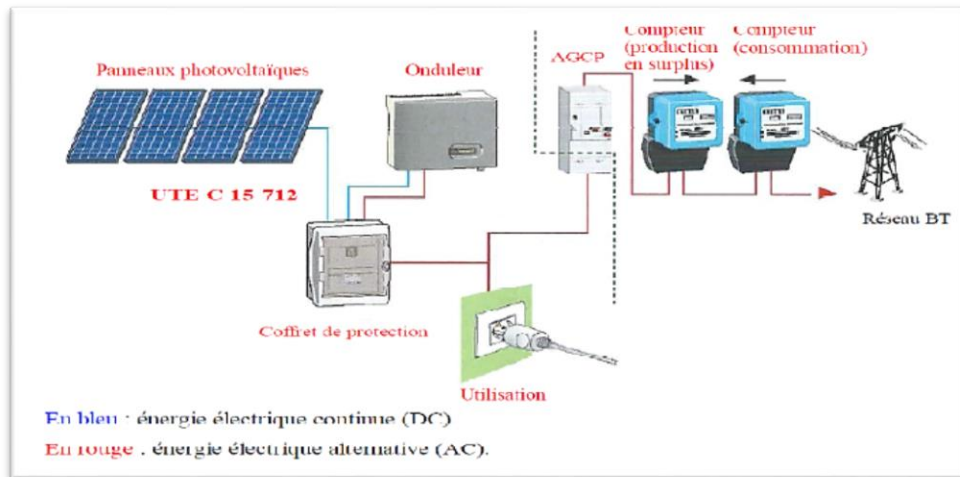


Figure (II.11): Installation avec injection du surplus de la production photovoltaïque.

[14]

Quand la production photovoltaïque est insuffisante, le réseau fournit l'énergie nécessaire. Un seul compteur supplémentaire est ajouté au compteur existant.

Dans ce cas un compteur qui s'appelle smart mètre qui fait les deux opérations.

- **Smart meter:**

Le compteur intelligent est l'un des dispositifs les plus importants utilisés dans le réseau intelligent (SG). Il s'agit d'un compteur d'énergie avancé qui recueille des informations à partir des appareils de charge des utilisateurs finaux, mesure la consommation d'énergie des consommateurs, puis fournit des informations supplémentaires à la société de services publics et/ou à l'opérateur du système. Plusieurs capteurs et dispositifs de contrôle, soutenus par une infrastructure de communication dédiée, sont utilisés dans un compteur intelligent. [21]



Figure (II.12) : Un modèle réel d'un compteur intelligent (smart meter). [21]

II.4.7.Onduleur

Un onduleur est un convertisseur de tension continue /alternative. Il est utilisé pour convertir l'énergie électrique photovoltaïque en énergie électrique alternative soit pour faire fonctionner des charges, soit pour débiter de l'énergie au réseau. Généralement à base de thyristors, selon l'exploitation de cet onduleur peut être monophasé ou triphasé. [22]

II.4.7.1. Classification des onduleurs

Les onduleurs sont classés :

- selon le mode de commutation :

Les onduleurs autonomes qui génèrent leur propre fréquence et leur propre tension alternative. Dans ces onduleurs la commutation est forcée.

Les onduleurs non autonomes dont la fréquence et la tension alternative sont imposées par le réseau qu'ils alimentent. Dans ces onduleurs la commutation est naturelle. Elle est naturelle en ce sens que ce sont les tensions alternatives du réseau qui effectuent le transfert du courant d'un thyristor à l'autre.

- Selon la nature de la source continue :

Onduleur de tension : la source DC impose la tension, la charge AC impose le courant sinusoïdal.

Onduleur de courant : la source DC impose le courant, la charge AC impose la tension sinusoïdale. [22]

II.4.7.2. Technologies des onduleurs couplés au réseau

II.4.7.2.1. Onduleurs modulaires (module inverter)

Ce sont les modèles les plus petits (100-200 W). Ils se fixent derrière le panneau solaire qui produit directement du 230 VAC.

Ses avantages sont un câblage réduit uniquement en alternatif, une liaison simplifiée au bâtiment et une moins grande sensibilité aux ombrages.

Ses inconvénients : remplacement de l'onduleur jusqu'à en cas de défaut pas facile, Durée de vie des composants électroniques réduite à cause des thermiques additionnelle. [22]

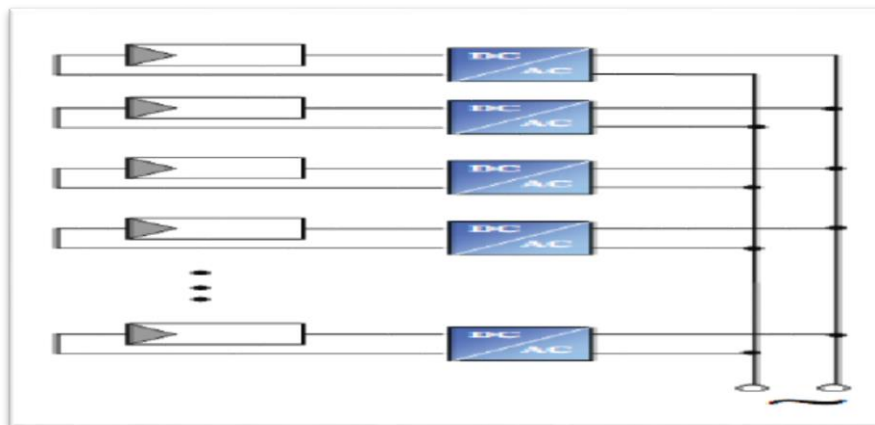


Figure (II.13): Typologie des systèmes Onduleur Module. [22]

II.4.7.2.2. Onduleurs centralisés (central inverter)

C'est le modèle de taille intermédiaire (1 à 5 kW). En général monophasé et destiné aux villas et petits bâtiments, il a l'avantage de séparer de façon claire la partie DC de la partie AC. Il présente aussi une maintenance simplifiée. Les inconvénients sont la grande complexité du câblage et une sensibilité accrue aux ombrages. Les modèles type « centrale solaire » sont en triphasés pour des puissances pouvant dépasser plusieurs centaines de kW. Ils sont réservés à des installations de production installées en pleine nature. [22]

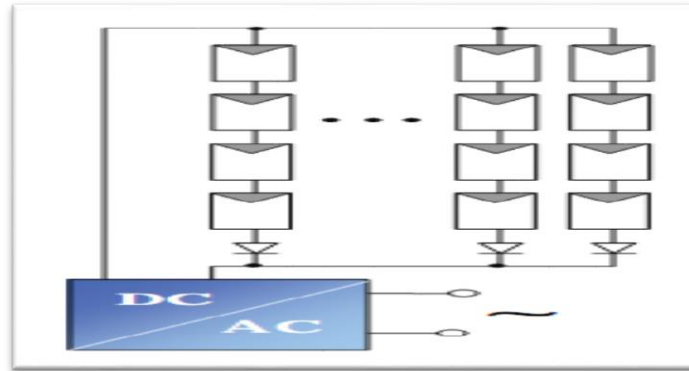


Figure (II.14): Typologie des systèmes Onduleur centralisé. [22]

II.4.7.2.3. Onduleurs "String" ou "de Rangée"

L'onduleur string se connecte à un ensemble de modules branchés en série appelé string (en général par série d'une dizaine). L'onduleur peut avoir plusieurs entrées et donc se connecter à plusieurs dizaines de modules. Il permet la gestion indépendante de la puissance de chaque string. Chaque générateur photovoltaïque peut comporter plusieurs onduleurs strings. Ainsi, Il est généralement utilisé pour les installations de 1kWc à 100kWc. [14]

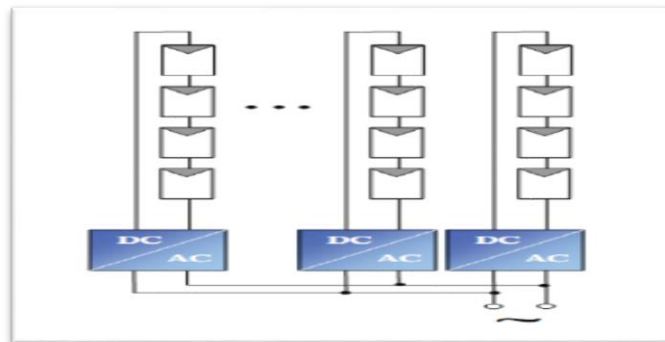


Figure (II.15): Typologie des systèmes Onduleur string. [22]

II.4.8. Transformateurs élévateurs

Un transformateur est un appareil statique basé sur le phénomène de l'induction électromagnétique. Il permet de convertir l'énergie électrique alternative en une énergie de même nature, ce transfert d'énergie peut se faire avec des niveaux de tensions ou de courants différents. Usuellement, nous parlons d'appareil avec séparation galvanique, ce qui signifie : sans aucune liaison électrique entre les 2 circuits (primaire et secondaire).

L'utilisation du transformateur dans les réseaux électrique dont le bus de transférer de l'énergie électrique avec le moins de pertes possibles entre la centrale et le consommateur.

Les transformateurs élévateurs seront installés dans le bâtiment technique, près des onduleurs, tandis que le transformateur auxiliaire sera dans le bâtiment contrôle commande. On trouve des transformateur MT/BT et aussi MT/MT au niveau de la central PV.

Le transformateur TSA est un transformateur MT/BT, avec le but d'alimenter tous les services auxiliaires de la centrale photovoltaïque. [23]

II.4.9. Système auxiliaire

II.4.9.1. Système des auxiliaires en courant alternatif

C'est l'ensemble de :

- Transformateur des services auxiliaires «TSA».
- Tableau général BT à courant alternatif «TGBT».
- Tableaux de distribution BT.
- Groupe diesel de secours.
- Câbles BT.

C'est-à-dire les équipements nécessaires à délivrer la tension auxiliaire aux équipements de la centrale photovoltaïque. [24]

II.4.9.2. Système des auxiliaires en courant continu

C'est l'ensemble de :

- Batteries.
- Redresseurs.
- Tableau général courant continu TGCC.
- Tableaux auxiliaires courant continu.
- Câbles BT. [24]

II.5.Options de raccordement

Les systèmes photovoltaïques couplés au réseau injectent l'énergie issue des modules sur le réseau de distribution. [14]

II.5.1. Injection de la totalité de la production

L'énergie produite par les modules est directement injectée sur le réseau électrique. Les périodes d'injections sur le réseau correspondent aux périodes de production photovoltaïque. [14]

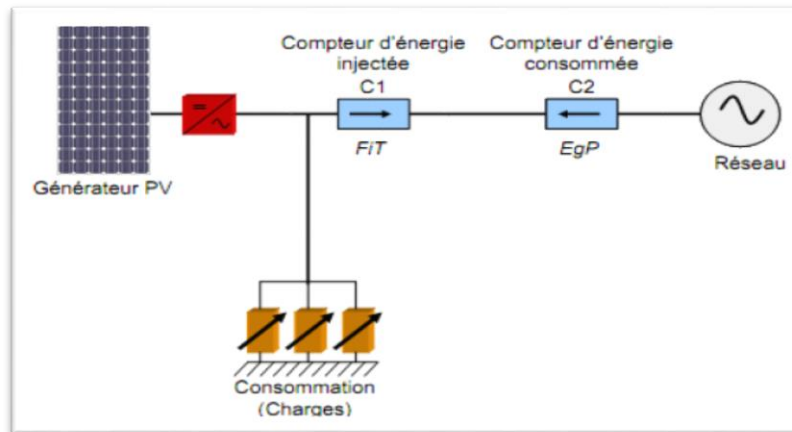


Figure (II.16): Injection de la totalité de production sur le réseau. [14]

II.5.2. Injection du surplus de production

L'énergie produite par les modules est directement consommée sur place par les charges. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation. [14]

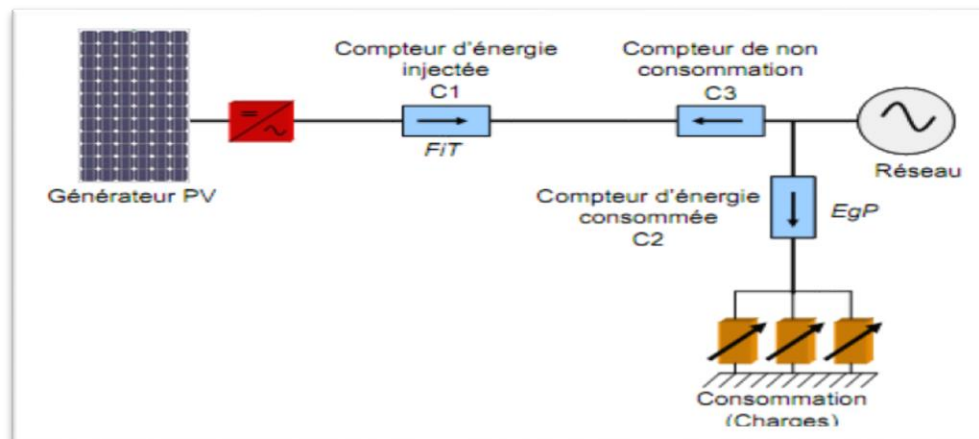


Figure (II.17): Injection du surplus de production sur le réseau. [14]

Le compteur C3 permet de vérifier qu'il n'y pas de consommation d'énergie par le système PV pour éviter les fraudes par l'ajout d'un élément de stockage. En effet, sans ce compteur il serait possible de mettre un élément de stockage que l'on chargerait au prix « EgP » et que l'on chargerait sur le réseau au tarif «Fit».

Le compteur C3 doit donc toujours être égal à zéro. [14]

II.6. Conclusion

Le chapitre actuel a été axé particulièrement sur le déploiement des centrales photovoltaïques connectées au réseau. Cela nous conduit au cœur du sujet, en commençant par la présentation de la centrale photovoltaïque d'El kheneg la wilaya de Laghouat dans le prochain chapitre.

*Chapitre III : la centrale photovoltaïque d'El
Kheneg de LAGHOUAT.*

III.1. Introduction

Dans ce chapitre on va présenter la centrale photovoltaïque d'El Kheneg de LAGHOUAT : sa situation géographique, son développement, sa composition (les champs solaires, les boîtes de jonctions, les onduleurs, la salle de contrôle, l'armoire de communication des charges et le dispositif de mesures environnementales) et le fonctionnement de cette centrale. Notant qu'une partie sur l'étude économique a été également effectuée.

III.2. Situation géographique de la centrale PV d'El Kheneg

La centrale photovoltaïque d'El Kheneg 60 MWc illustrée sur la **Figure (III.1)** est située dans la Willaya de Laghouat. Ce mégaprojet couvre une superficie de 120 hectares.



Figure (III.1): Image satellitaire de la centrale photovoltaïque.[25]

III.3. Description de la centrale PV d'El Kheneg (Laghouat)

La construction de la centrale solaire photovoltaïque d'El Kheneg a été réalisée en seulement 19 mois, et sa mise en service a eu lieu mai 2016. Cette centrale s'inscrit dans le cadre du programme national des énergies renouvelables et fait partie d'un ensemble de 23 stations similaires construites à travers les hauts plateaux et le sud-ouest du pays, visant à produire 343 mégawatts au total. Les principaux composants de cette centrale sont les suivants :

III.3.1. Les champs solaires PV






Le champ solaire de la centrale d'EL Kheneg occupe une superficie de 120 Hectares avec 240240 panneaux photovoltaïques (Yingli Solar 250Wc, Polycristallin) installés comme illustré sur la **Figure (III.2)**.



Figure(III.2) : Les champs solaires PV de la centrale d'El Kheneg (Laghouat). [26]

Cette centrale se compose de 60 sous champs, 5460 matrices, 44 modules dans chaque matrice, 10920 sont raccordées en parallèle. Chaque rangée est composée de 22 modules en série. Tous les sous-champs sont identiques chacun avec une puissance crête de 1MW. Les sous champs PV sont dirigés vers l'est et inclinés de 33°. Le courant produit par chaque matrice est collecté par les boîtes de jonction.

Les caractéristiques des panneaux photovoltaïques sont résumées dans la figure suivante **Figure(III.3)**

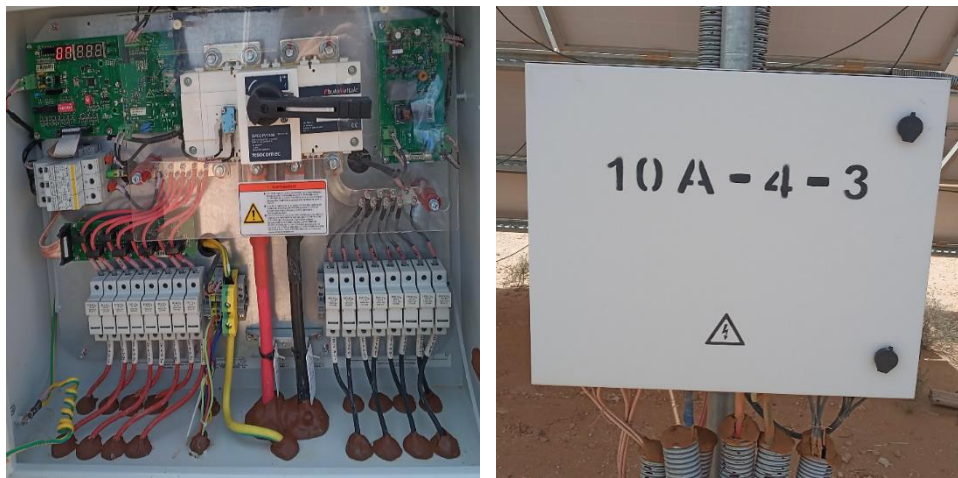
		YINGLI ENERGY (CHINA) CO., LTD NO. 3399 CHAOYANG NORTH ROAD BAODING, HEBEI 071051 CHINA TEL : +86 (312) 892 9801 FAX : +86 (312) 892 9800 yinglisolar.com	
Le module Photovoltaïque est mesuré à un spectre solaire AM1.5G, Une irradiance 1000W/m ² et une température cellule de 25°C			
Type de module :	YL250P-29b	Classe d'application :	A
Puissance mesurée :	250.0 W(0/+5W)	Tension à circuit ouvert :	37.6 V
Tension mesurée :	29.8 V	Courant de court-circuit :	8.92 A
Courant mesuré :	8.39 A	Fusible série Max. :	15 A
Veuillez trouver le numéro de série sur la face avant du module Classe de résistance au feu : Classe C			
 Attention ! Danger électrique Ne pas connecter ou déconnecter quand le module est en service Veuillez lire le Manuel d'Installation et de l'utilisateur avant installation, utilisation ou mise en service.			
			
Fabriqué en Chine			
 شركة كهرباء وطاقات متجددة Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida			

Figure(III.3) : Caractéristiques électriques des modules PV de la centrale d'El Kheneg (Laghouat). [26]

III.3.2. Les boîtes de jonctions et parallèles

La centrale est équipée de 1440 boîtiers de jonction qui est positionnés en amont de l'onduleur photovoltaïque. Ces boîtiers permettent de connecter en parallèle les chaînes photovoltaïques. Chaque boîtier de jonction est composé d'un disjoncteur. Le nombre de disjoncteurs est lié au nombre de chaînes, avec un disjoncteur principal en sortie. Ces disjoncteurs, également appelés inter-sectionneurs, ont la capacité de couper et d'isoler les circuits.

Les boîtiers de jonction sont également équipés de parafoudres pour assurer la protection contre les surtensions. Les bornes positives et négatives des boîtiers de jonction sont respectivement connectées aux bornes positives et négatives des modules photovoltaïques en série. Toujours au niveau de rangée, des boîtes de raccordement (les boîtes de jonction et les boîtes parallèles) intègrent les protections (fusibles, parafoudres, diodes anti-retour).



Figure(III.4) : la boîte de jonction. [26]



Figure(III.5) : La boîte parallèle. [26]

III.3.3. Les onduleurs

Dans chaque sous-champ, on trouve des armoires d'onduleurs 60 (Sungrow) qui sont responsables de la conversion du courant continu fourni par les panneaux solaires photovoltaïques en courant alternatif. Cette transformation est illustrée dans la figure et le tableau de la caractéristique.



Figure(III.6) : L'onduleur de la centrale PV d'El Kheneg (Laghouat). [26]

III.3.4. Les transformateurs (élevateur)

On élève la tension alternative de **315V** à **30KV**



Figure(III.7) : transformateur élévateur de la marque SUNTEN. [26]

Puis de 30KV à 60KV :

Figure(III.8): Transformateur de la centrale d'El Kheneg (Laghouat). [26]

III.3.5. Salle d'évacuation

Le poste d'évacuation est situé dans un bâtiment à la limite du site, près de la clôture.



Figure(III.9): Le poste d'évacuation de la centrale de 30KV. [26]

Le rôle du poste d'évacuation :

- Convertir la tension de niveau moyen en tension élevée.
- Assurer la sécurité des circuits de distribution en courant alternatif (AC) et des personnes travaillant sur ces circuits face aux dangers électriques et aux conditions atmosphériques

III.3.6. Stockage

En cas de panne du réseau électrique, afin d'éviter toute interruption d'alimentation, la centrale a mis en place un groupe électrogène diesel. Ce groupe assure l'éclairage du poste de garde ainsi que l'alimentation de la salle de commande et des batteries en cas de défaillance du groupe diesel principal.

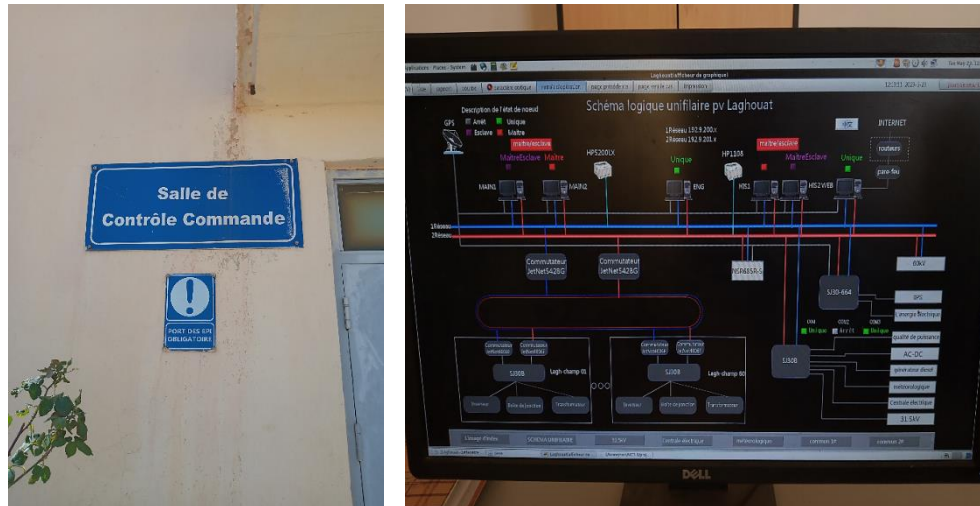


Figure(III.10): Groupe diesel et batteries utilisés. [26]

III.3.7. La salle de contrôle

Dans la salle de contrôle tous les paramètres sont surveillés pour la gestion correcte de l'installation photovoltaïque.

C'est dans cette salle où se trouve le serveur dédié à la gestion du logiciel SCADA local et le router VPN (électronique de réseau gérable) qui sert de liaison avec tous les équipements de l'installation photovoltaïque moyennant l'anneau de fibre optique. En outre, le routeur VPN donne une sortie vers un système de supervision supérieure situé hors de l'installation, pour la supervision externe du système.



Figure(III.11): La salle de contrôle de la centrale d'El Kheneg (Laghouat). [26]

III.3.8. Système de surveillance et de commande

La solution SCADA de CIRCUTOR pour la supervision et la gestion de parcs photovoltaïques permet l'obtention d'une information détaillée de l'installation, outre d'alarmes en temps réel, qu'elles soient critiques ou non, pour l'interaction avec le système en assurant et en améliorant le rendement d'une ou plusieurs installations dans un même système d'acquisition de données.

III.3.9. Dispositif de mesures environnementales

La centrale d'El Kheneg à Laghouat dispose d'une mini station météorologique, comme le montre la figure (III.12). Cette station est équipée d'instruments de mesure pour évaluer les rayonnements solaires, la température, l'humidité, ainsi que d'un anémomètre pour mesurer la vitesse du vent.



Figure(III.12): Dispositif de mesures environnementales. [26]

III.4. Fonctionnement de la centrale PV d'El Kheneg (Laghouat)

La centrale fonctionne par le mode connecté au réseau. Dès le lever du soleil, les panneaux commencent à produire de l'électricité qui sera convertie le courant continue au courant alternatif à l'aide des onduleurs. Envoyé vers la poste d'évacuation puis vers le réseau. On élève la tension alternative de **315V** à **30KV** puis de **30KV** à **60KV** à l'aide des transformateurs. On fait la synchronisation de tension alternative avec le réseau en les trois paramètres (amplitude, déphasage et fréquence) de l'onduleur. En général, le système fonctionne sur ce mode, l'énergie produite est injecté totale au réseau de distribution de l'GRTE (Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité). Pendant le ciel était nuageux, la puissance fournit de système est diminué, jusqu'à l'apparition du soleil. Et quand on apparaitre un problème en le réseau, on fait le détachement automatique entre le système PV et le réseau pour protéger le système de ce problème (les harmoniques, le creux de tension...etc.)

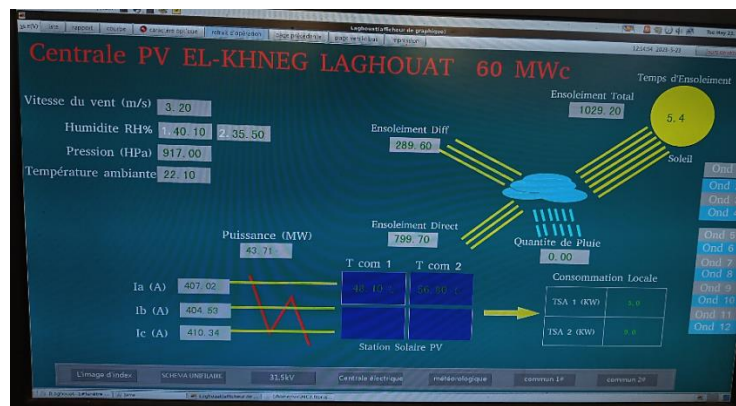


Figure (III.13): La centrale d'El Kheneg. [26]

III.5. Etude de cas technique

L'étude technique consiste au dimensionnement d'une installation photovoltaïque c'est-à-dire à déterminer la configuration champ photovoltaïque-onduleur qui peut satisfaire le but de l'installation en utilisant le logiciel PVsyst.

III.6. Etude de cas économique

Pour calculer le prix de revient de l'installation, il faut calculer la somme des prix équipements ou accessoires utilisés, lorsque la mise à l'échelle du système est terminée, connaître le nombre d'unités, ainsi que les différents appareils utilisés participation à la préparation de l'installation, tout en utilisant le logiciel PVsyst.

III.7. Logiciel PVsyst

III.7.1. Présentation de logiciel PVsyst

PVSYST est un logiciel d'étude, de simulation de systèmes photovoltaïques et de dimensionnement de panneaux solaires permettant d'obtenir diverse informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire, ou la production annuelle d'énergie. Un mode avancé permet d'obtenir beaucoup plus d'informations pour une étude très complète. Il est conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs, mais c'est aussi un outil pédagogique très utile. [24]

III.7.2. Histoire de logiciel PVsyst

La nécessité d'un outil de dimensionnement d'installation photovoltaïque s'est fait sentir dès les premières réalisations à la fin des années 1980. Devant la croissance continue de cette branche ainsi que l'intérêt accru des architectes pour les possibilités d'intégrer des éléments photovoltaïques au bâtiment, une équipe du Groupe de Physique Appliquée de l'Université de Genève a proposé le développement d'un logiciel de dimensionnement d'installations photovoltaïques. Avec le soutien financier de l'Office fédéral de l'Énergie, le logiciel PVSYST, programmé en TURBO PASCAL (Langage) vit ainsi le jour. Ce logiciel fut ensuite constamment complété et amélioré jusque dans sa version 2.2, encore en circulation en 1998.

En 1997, une étude anglaise sur les différents logiciels européens de simulation de systèmes photovoltaïques a relevé la grande qualité scientifique de PVSYST 2.2 tout en soulignant son manque de convivialité et d'ergonomie ce qui le pénalisait fortement vis à vis de ses concurrents. Au vu de ces résultats, le Laboratoire d'Énergie Solaire et de Physique du Bâtiment de l'EPFL initia le projet d'amélioration de PVSYST, en collaboration avec l'Université de Genève. [21]

III.7.3. Le but de l'utilisation de ce logiciel

Pour les ingénieurs (EPC) :

- Etude et optimisation d'un système PV – Rapport complet.
- Soit pour un appel d'offre.
- Soit pour l'étude de la réalisation du système.

Pour les financeurs (banques) :

- Analyse des propositions d'ingénieurs / fournisseurs.
- Maintenance : analyse du comportement réel des installations.

Pour les chercheurs et enseignants :

- Outils pédagogiques (visuels et interactifs), Analyse et compréhension de comportements spécifiques.
- Outils pour l'étude de systèmes particuliers ou innovants.
- Etudes paramétriques.

Pour les fabricants de matériels :

- Conseil aux clients.
- Présentation des produits dans la base de données.

- Analyse des performances réelles de matériels et d'innovations.

Pays en voie de développement :

- Formation aux techniques PV.
- Optimisation – faisabilité de systèmes autonomes.
- Evaluation de systèmes de pompage. [23]

III.7.4. Les étapes de la simulation d'un système PV connecté au réseau sous Pvsyst

Pour notre étude on a choisi un système raccordé au réseau, la simulation d'un système sous Pvsyst nécessite plusieurs étapes qui se succèdent l'une après l'autre.

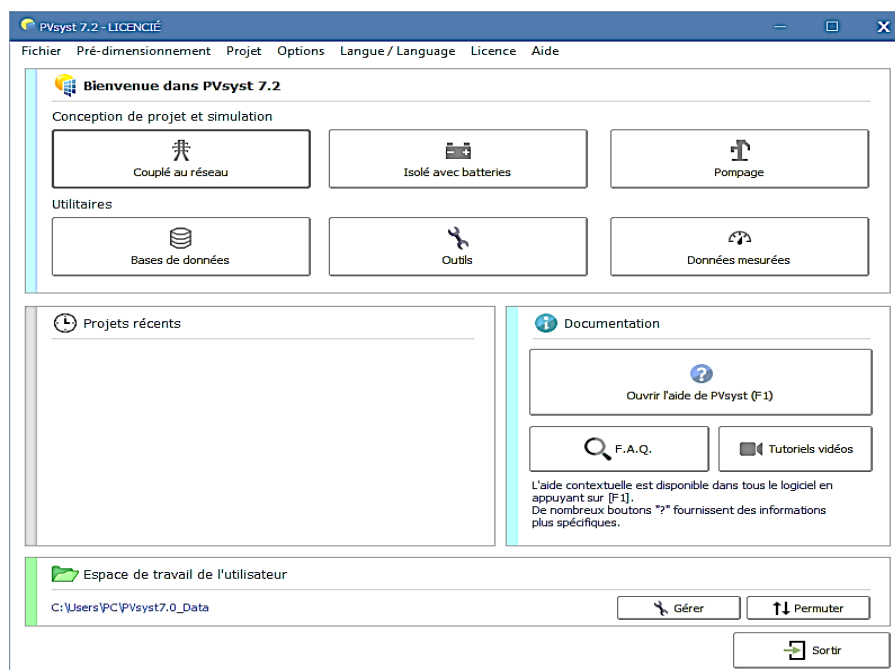


Figure (III.14): Présentation de projet.

III.7.4.1. Désignation du projet

Le projet se concentre principalement sur la définition du site géographique et l'utilisation d'un fichier météo horaire. De plus, il est possible de créer plusieurs variantes du système à étudier.

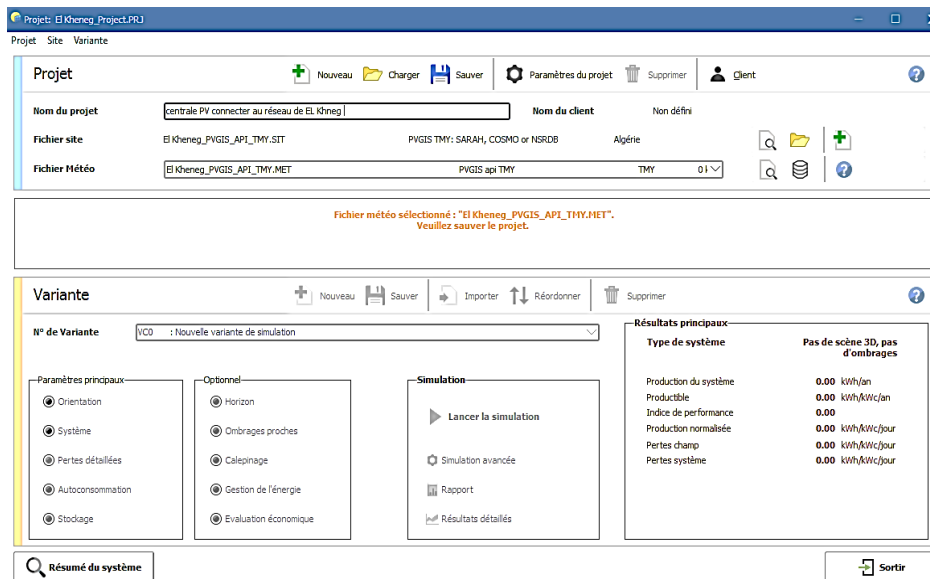


Figure (III.15): Désignation du projet dans PVsyst.

III.7.4.2. Les Coordonnées géographiques et Météorologiques du site d'El kheneg

Premièrement nous avons utilisé le PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) pour obtenir les coordonnées géographiques et météorologiques de la zone d'El Kheneg, wilaya de Laghouat. La figure (III.16) présente une carte interactive du site. Le PVGIS est un système d'information géographique photovoltaïque qui permet d'accéder en ligne aux données sur le rayonnement solaire, la température et les outils d'évaluation des performances des installations solaires pour des emplacements en Europe, en Afrique et dans une grande partie de l'Asie.

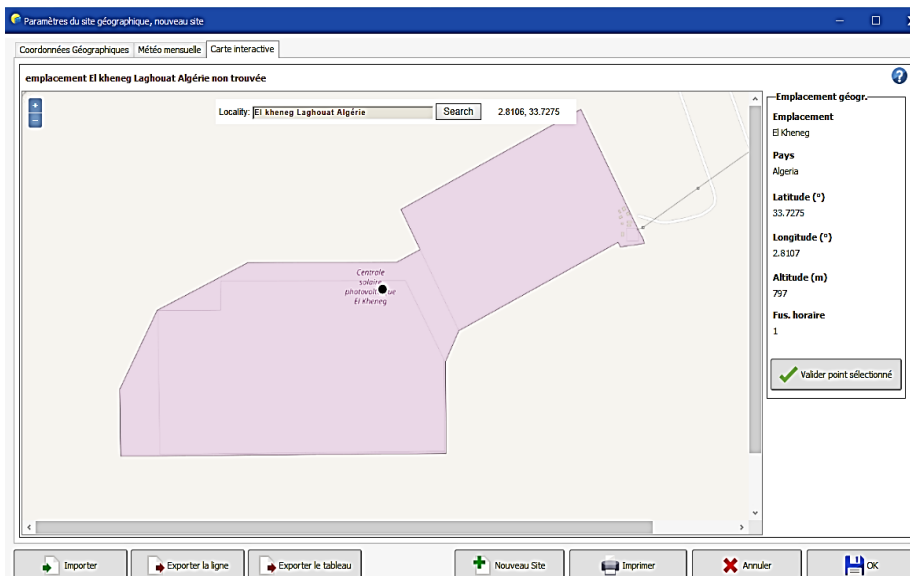


Figure (III.16): Site de la centrale d'El kheneg.

Lorsque la simulation du système étudié est lancée, une fenêtre, comme illustrée sur la **Figure(III.17)** s'affiche. L'utilisateur est alors invité à saisir les coordonnées géographiques spécifiques au site concerné. Cette étape permet d'obtenir toutes les informations nécessaires sur le potentiel solaire de la zone.

Figure (III.17): Les Coordonnées géographiques du site d'El Kheneg.

La **figure(III.18)** dessous nous donne les moyennes mensuelles des irradiations globales et diffuses ainsi que celles des températures.

	Irradiation globale horizontale kWh/m ² /mois	Irradiation diffuse horizontale kWh/m ² /mois	Température °C	Vitesse du vent m/s	Humidité relative %
Janvier	109.1	33.0	8.8	3.25	57.4
Février	111.7	41.2	6.8	5.52	64.1
Mars	183.5	51.2	13.1	4.75	43.9
Avril	200.7	65.0	15.8	5.03	50.6
Mai	228.9	74.0	22.1	5.42	34.6
Juin	235.8	64.6	28.0	3.74	27.5
Juillet	255.6	69.0	31.0	3.15	21.0
Août	222.5	65.6	31.3	3.41	26.7
Septembre	168.2	60.4	26.8	3.91	38.7
Octobre	148.2	47.6	19.7	3.61	51.3
Novembre	112.4	32.2	12.1	3.01	61.9
Décembre	97.8	31.1	6.3	4.32	74.6
Année	2074.5	634.8	18.5	4.1	46.0

Figure (III.18): Données Météorologiques mensuelles d'El Kheneg.

D'après la **figure (III.18)** on peut déduire que la moyenne de l'irradiation solaire globale annuel d'El kheneg est 2074.5 Kwh/m²/mois, avec des températures ambiantes 18.5° C'est la valeur de l'irradiation diffus 634.8 Kwh/m²/mois ce sont des paramètres qui influencent la production du panneau et du système photovoltaïque.

III.7.4.3. Trajectoire du soleil

De plus, la **Figure (III.19)** présente la trajectoire du soleil à chaque heure de la journée pendant les mois de l'année selon les deux coordonnées : l'azimut (angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'Est) et la hauteur du soleil (angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu).

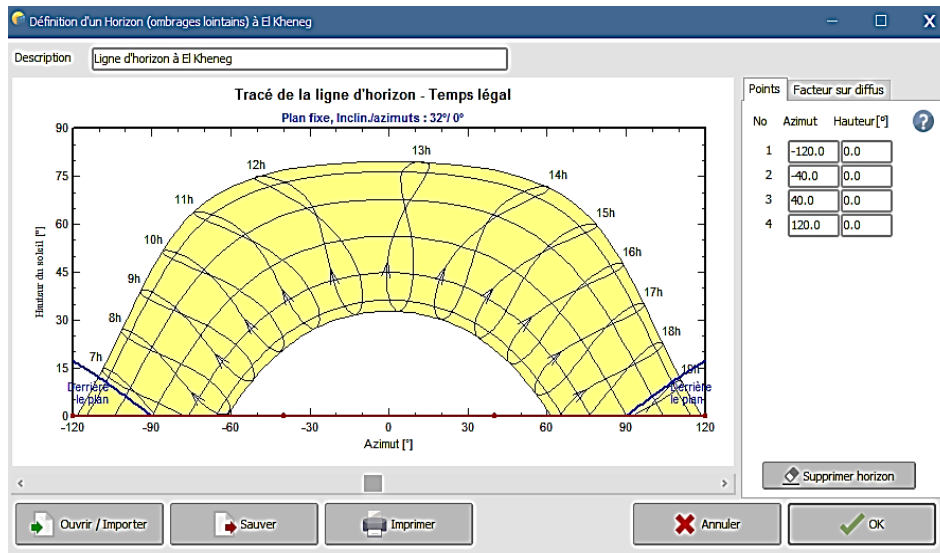


Figure (III.19): Diagramme de la trajectoire du soleil.

IV.7.4.4. Orientation des panneaux

D'après les informations présentées dans la **Figure (III.20)**, l'utilisation de l'énergie solaire sur le site d'El Kheneg est encouragée. Pour maximiser le gain énergétique, il est recommandé d'ajuster l'inclinaison des modules photovoltaïques. Dans cette région, nous avons choisi une inclinaison de 33° , qui offre une amélioration significative des performances énergétiques.

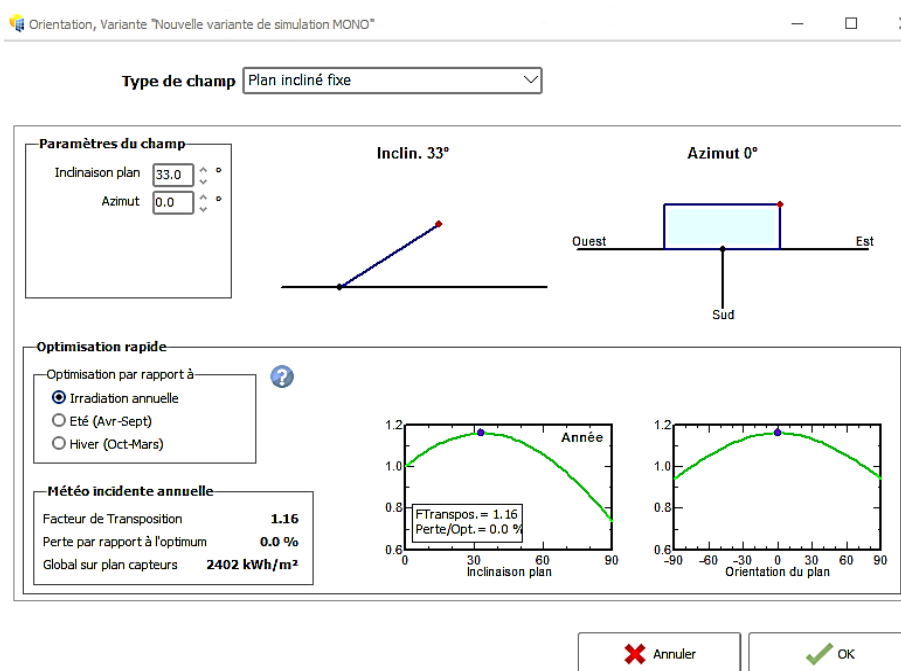


Figure (III.20): Orientation des panneaux.

III.7.4.5. Dimensionnement du champ PV et l'onduleur de la centrale

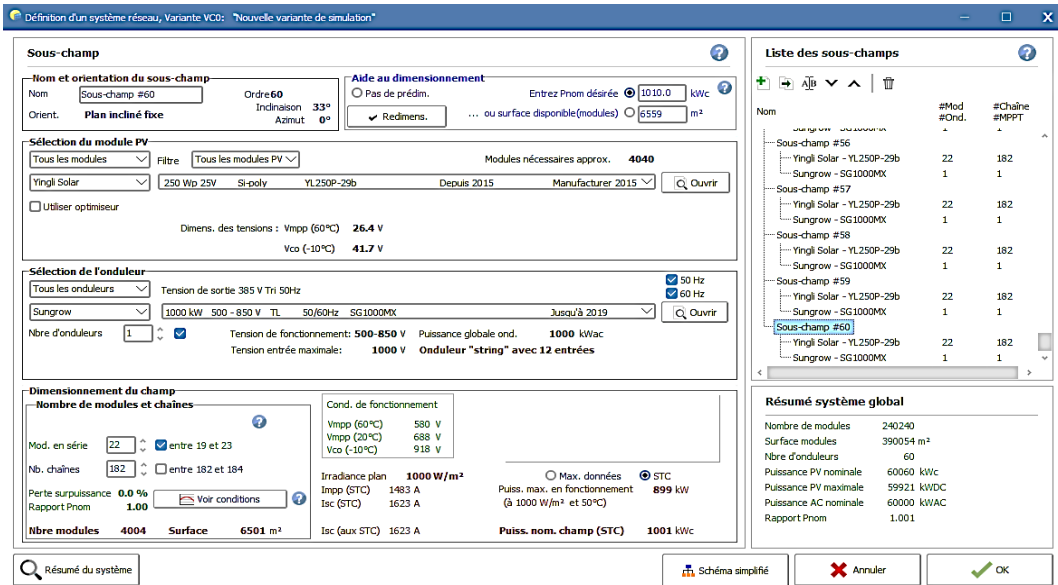


Figure (III.21): Choix des composants du système.

La Figure (III.21) représente le choix des composants du système de la centrale.

A partir de la figure on voit que les sous champs (1MW) contient 91 matrices, chaque matrice constituée de 44panneaux devisée en 2string, chaque string est constitué de 22 panneaux raccordée en série, le nombre total de sous champs est 60 sous champs, le nombre totale des panneaux dans la centrale est 240240 panneaux avec une surface de 338521m².

III.7.4.6. Dimensionnement du champ PV et de l'onduleur pour chaque technologie

III.7.4.6.1. Pour la technologie Polycristallin (350 W_c)

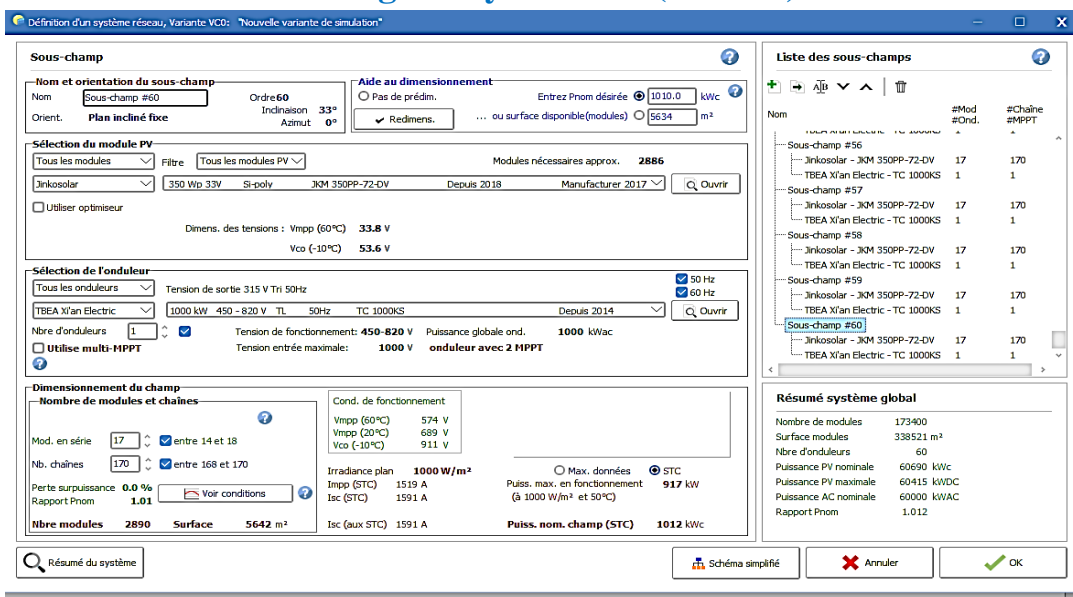


Figure (III.22): Choix des composants du système avec la technologie Polycristallin.

La **Figure (III.22)** représente le choix des composants du système de la centrale par la technologie Polycristallin.

III.7.4.6.2. Pour la technologie monocristallin (400W_c)

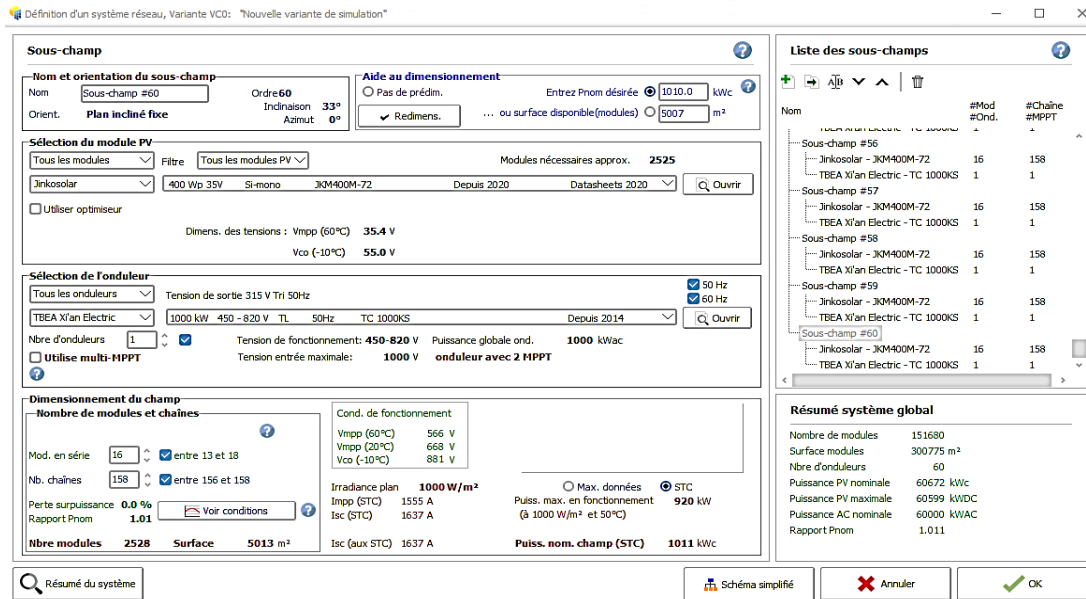


Figure (III.23): Choix des composants du système avec la technologie monocristallin (400 W_c).

La **Figure (III.23)** représente le choix des composants du système de la centrale par la technologie monocristallin.

III.7.4.6.3. Pour la technologie CdTe (400 W_c)

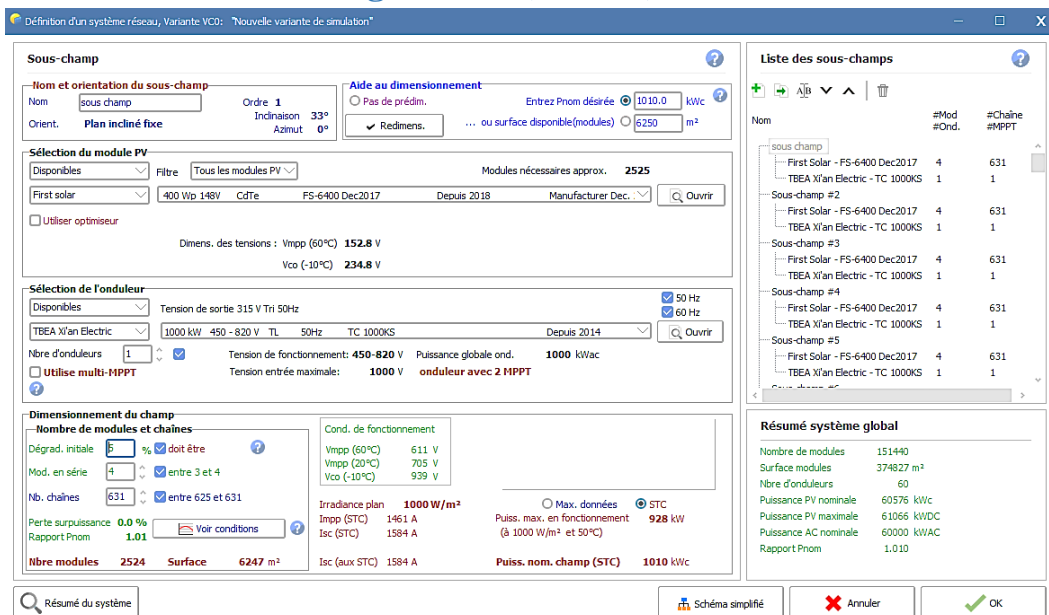


Figure (III.24): Choix des composants du système avec la technologie CdTe (400 W_c).

La **Figure (III.24)** représente le choix des composants du système de la centrale par la technologie CdTe.

III.8. Conclusion :

Ce chapitre est consacré sur la description de la centrale photovoltaïque connecté au réseau d'El kheneg avec des données réelles obtenues pendant le stage, et on a fait une étude météorologique du site ainsi qu'une étude technique des composants du générateur PV (panneaux solaires, onduleurs) pour les trois technologies (Polycristallin, monocristallin et CdTe) à l'aide de logiciel PVsyst.

Chapitres IV : Résultats et discussion.

IV.1. Introduction

Ce chapitre sera le lieu pour nous de présenter les résultats obtenus lors de notre travail.

Tout d'abord, on va faire une comparaison entre les trois technologies (Monocristallin, Polycristallin et CdTe) afin de déterminer le meilleur choix d'un point de vue technique et économique.

IV.2. Présentation de Projet

Nous avons utilisé le logiciel PVSYST pour simuler un système PV raccordé au réseau. PVSYST permet de déterminer la meilleure configuration en spécifiant la puissance nominale installée, le type d'onduleur et les technologies de modules PV utilisés. Les données météorologiques utilisées dans la simulation sont fournies par PVSYST, qui utilise un modèle mathématique basé sur les valeurs moyennes mensuelles de la radiation solaire pour synthétiser ces données. Nous avons extrait les données de base de PVSYST afin d'analyser le comportement du système PV en utilisant des données géographiques et les paramètres techniques des différents composants, dans le but de dimensionner l'installation raccordée au réseau.

IV.3. Résultats de la simulation et discussions

Une fois ces étapes réalisées, il est possible de générer un rapport détaillé de quatre pages qui comprend les informations suivantes :

- L'indice de performance (PR [%]) qui évalue la qualité du système lui-même.
- Les productions normalisées, qui permettent de comparer les performances du système dans des conditions standardisées.
- La production d'énergie totale (Wh/an), qui est essentielle pour évaluer la rentabilité du système PV.
- La distribution de la puissance de sortie du système, qui indique comment la puissance est répartie à différents moments de la journée.
- Le diagramme des pertes, qui met en évidence les pertes énergétiques à chaque étape du système, permettant d'évaluer leur impact global.

Il convient de noter que ce rapport fournira des informations approfondies sur les performances et l'efficacité du système PV étudié.

Les figures présentées ci-dessous illustrent ces détails.

IV.3.1. Principaux résultats pour la centrale d'El Kheneg

Tableau (IV.1): Bilan et résultat principaux.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	109.1	32.96	8.78	174.5	172.5	8927	8544	0.815
February	111.7	41.25	6.80	154.1	151.7	7895	7491	0.810
March	183.5	51.20	13.15	225.0	221.0	11057	10587	0.783
April	200.7	64.97	15.79	210.3	205.5	10179	9693	0.767
May	228.9	74.03	22.06	218.0	213.4	10330	9802	0.749
June	235.8	64.56	27.99	211.5	206.1	9670	9140	0.719
July	255.6	68.99	31.03	235.1	229.3	10568	10042	0.711
August	222.5	65.60	31.30	225.6	221.2	10153	9661	0.713
September	168.2	60.42	26.85	190.2	186.9	8778	8315	0.728
October	148.2	47.61	19.69	196.6	194.1	9518	9099	0.771
November	112.4	32.17	12.09	177.4	174.8	8930	8538	0.801
December	97.8	31.05	6.33	164.5	162.3	8554	8147	0.825
Year	2074.5	634.82	18.56	2382.8	2338.9	114560	109060	0.762

D'après les résultats **tableau (IV.1)**, on voit bien que l'énergie produite par le champ photovoltaïque (E Array illustrée sur la **figure (IV.1)**) est proportionnelle aux valeurs d'énergie incidente (GlobInc).

La production du système (à la sortie d'onduleur : Yf) est représentée sur la **figure (IV.1)**.

IV.3.2. Énergie utile produite par la centrale PV

La **Figure (IV.1)** montre l'énergie produite par l'installation photovoltaïque durant une année pour chaque mois.

Le chiffre principal qui suscite l'intérêt de l'investisseur et de l'exploitant de la centrale est la valeur absolue, qui doit être analysée en fonction des composants installés afin d'estimer une sorte de rapport qualité-prix.

Sur cette figure on remarque que l'énergie maximale est produite durant le mois de juillet. L'énergie minimale est produite durant les 2 mois de Février et de décembre. Les pertes Lc (perte de collection), Ls (perte du système) sont les pertes correspondantes au champ PV on remarque que ces valeurs des pertes égales à 1.3 (KWh/kWp/jr) et 0.25 (KWh/ kWp/jr).

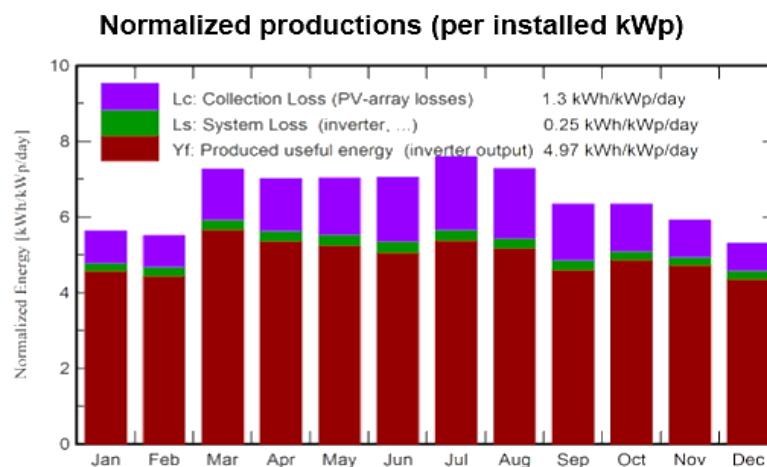


Figure (IV.1): Énergie utile produite par la centrale PV (à la sortie de l'onduleur).

IV.3.3. L'indice de performance

L'indice de performance (PR) est exprimé en pourcentage et représente le rapport entre le rendement réel et le rendement théorique d'une installation photovoltaïque. Il permet d'évaluer la quantité d'énergie effectivement disponible après avoir pris en compte les pertes énergétiques.

Dans ce cas la **Figure (IV.2)** indique que l'indice de performance est : 76.2%

La valeur typique de est 0,74 à 0,86 Alors Le système qui a été installé fonctionne très bien.

En pratique, il est impossible d'atteindre une valeur de 100% pour l'indice de performance, car toute installation photovoltaïque subit inévitablement des pertes lors de son fonctionnement. Les pertes de ce système sont 23,8 %.

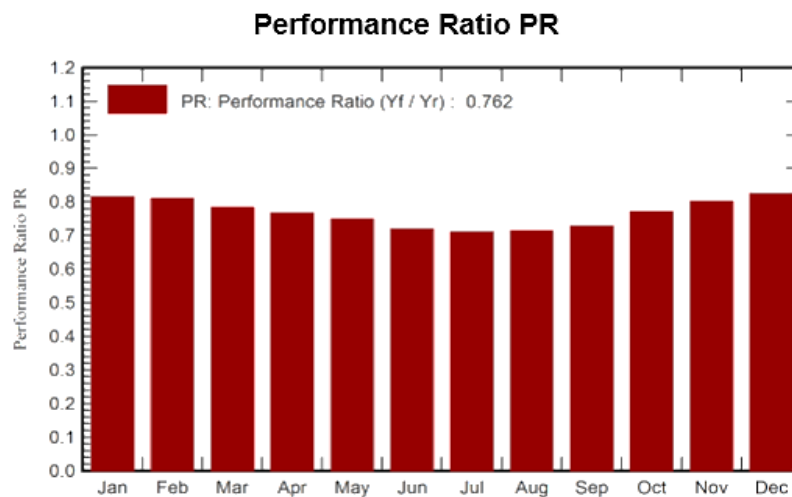


Figure (IV.2): Indice de performance de la centrale PV.

IV.3.4. Diagramme des pertes

Figure (IV.4) représente le diagramme des pertes dans PVsyst qui permet de visualiser les différentes sources de pertes dans un système photovoltaïque, ce qui aide les utilisateurs à comprendre les facteurs qui influencent la performance globale du système.

- **Pertes par réflexion et ombres** : Cette partie du diagramme représente les pertes dues à la réflexion de la lumière incidente sur les surfaces non absorbantes du système et à l'ombrage causé par des éléments tels que des bâtiments, des arbres ou des structures environnantes. Ces pertes réduisent la quantité de lumière solaire atteignant les panneaux solaires.
- **Pertes par température** : Cette section du diagramme montre les pertes de performance causées par l'augmentation de la température des panneaux solaires. Les panneaux solaires fonctionnent moins efficacement à des températures élevées, ce qui entraîne une réduction de la production d'électricité.
- **Pertes par module** : Cette partie du diagramme représente les pertes spécifiques aux modules solaires, telles que les pertes liées aux caractéristiques électriques des cellules, aux connexions électriques et aux câbles utilisés. Ces pertes sont associées aux caractéristiques internes des modules solaires eux-mêmes.

- **Pertes par câbles** : Cette section du diagramme indique les pertes de performance causées par la résistance électrique des câbles utilisés pour relier les modules solaires à l'onduleur et au système de distribution électrique. Les pertes par câbles augmentent avec la longueur des câbles et le courant électrique transporté.
- **Pertes par onduleur** : Cette partie du diagramme représente les pertes de performance associées à l'onduleur, qui convertit le courant continu produit par les panneaux solaires en courant alternatif utilisable. Les onduleurs peuvent présenter des pertes internes liées à l'efficacité de conversion, à la gestion de la puissance et aux pertes par transformation.
- **Pertes par suivi** : Cette section du diagramme montre les pertes spécifiques aux systèmes de suivi solaire, qui ajustent l'orientation des panneaux solaires pour suivre le mouvement du soleil. Les systèmes de suivi peuvent présenter des pertes liées à la mécanique, à la consommation d'énergie pour le mouvement et à l'imprécision dans le suivi du soleil.

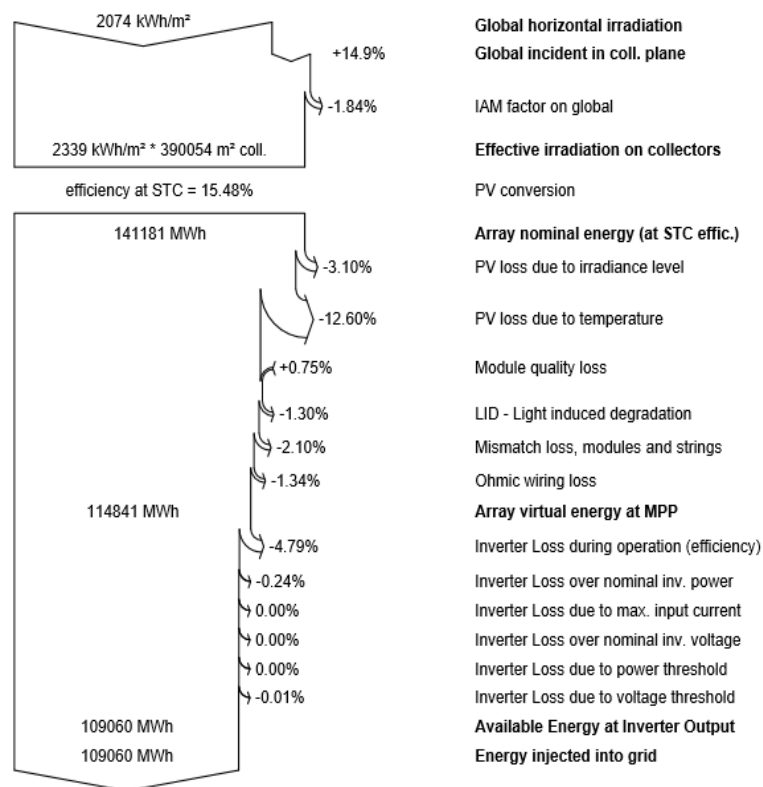


Figure (IV.4): Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière.

IV.4. Comparaison entre les paramètres de simulation Avec les technologies polycristallin (350W_C), Monocristallin (400W_C), CdTe (400W_C)

IV.4.1. Principaux résultats

IV.4.1.1. Technologie polycristallin (350 Wc)

Tableau (IV.3): Bilan et résultat principaux pour la technologie polycristallin.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	109.1	32.96	8.78	174.5	171.4	9515	9327	0.881
February	111.7	41.25	6.80	154.1	151.0	8496	8320	0.890
March	183.5	51.20	13.15	225.0	220.4	11824	11600	0.849
April	200.7	64.97	15.79	210.3	205.0	10906	10700	0.838
May	228.9	74.03	22.06	218.0	212.5	11078	10867	0.821
June	235.8	64.56	27.99	211.5	205.3	10435	10245	0.798
July	255.6	68.99	31.03	235.1	228.4	11353	11155	0.782
August	222.5	65.60	31.30	225.6	220.3	10875	10688	0.781
September	168.2	60.42	26.85	190.2	186.2	9432	9263	0.802
October	148.2	47.61	19.69	196.6	193.2	10148	9960	0.835
November	112.4	32.17	12.09	177.4	173.8	9526	9340	0.868
December	97.8	31.05	6.33	164.5	161.2	9127	8938	0.895
Year	2074.5	634.82	18.56	2382.8	2328.7	122716	120404	0.833

IV.4.1.2. Technologie monocristallin (400 Wc)

Tableau (IV.4): Bilan et résultat principaux pour la technologie monocristallin.

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Janvier	109.1	32.96	8.80	174.4	172.4	9617	9431	0.891
Février	111.7	41.25	6.83	154.0	151.8	8562	8389	0.898
Mars	183.5	51.20	13.17	225.0	221.2	11989	11745	0.861
Avril	200.7	64.97	15.82	210.2	205.6	11041	10835	0.849
Mai	228.9	74.03	22.09	218.0	213.5	11260	11048	0.835
Juin	235.8	64.56	28.02	211.5	206.3	10636	10444	0.814
Juillet	255.6	68.99	31.06	235.1	229.5	11610	11409	0.800
Août	222.5	65.60	31.33	225.5	221.4	11135	10943	0.800
Septembre	168.2	60.42	26.87	190.2	187.0	9618	9446	0.819
Octobre	148.2	47.61	19.71	196.5	194.2	10312	10124	0.849
Novembre	112.4	32.17	12.11	177.3	174.8	9639	9455	0.879
Décembre	97.8	31.05	6.35	164.4	162.3	9205	9020	0.904
Année	2074.5	634.82	18.58	2382.2	2339.9	124604	122288	0.846

IV.4.1.3. Technologie CdTe (400 Wc)

Tableau (IV.5): Bilan et résultat principaux pour la technologie CdTe.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	109.1	32.96	8.78	174.5	172.7	9622	9420	0.891
February	111.7	41.25	6.80	154.1	151.9	8537	8350	0.895
March	183.5	51.20	13.15	225.0	221.4	12008	11763	0.863
April	200.7	64.97	15.79	210.3	205.8	11075	10851	0.852
May	228.9	74.03	22.06	218.0	213.7	11308	11075	0.839
June	235.8	64.56	27.99	211.5	206.5	10710	10497	0.819
July	255.6	68.99	31.03	235.1	229.7	11737	11513	0.808
August	222.5	65.60	31.30	225.6	221.6	11267	11054	0.809
September	168.2	60.42	26.85	190.2	187.1	9694	9504	0.825
October	148.2	47.61	19.69	196.6	194.3	10389	10162	0.853
November	112.4	32.17	12.09	177.4	175.0	9652	9453	0.880
December	97.8	31.05	6.33	164.5	162.5	9183	8983	0.902
Year	2074.5	634.82	18.56	2382.8	2342.3	125162	122625	0.850

IV.4.1.4. Comparaison :

Dans les tableaux (IV.3) (IV.4) (IV.5) nous avons concentré sur l'énergie produite par le champ (E_{Array}) et l'énergie injectée dans le réseau (E_{Grid}) :

- Pour la technologie polycristallin : E_{Array} est estimée à 122716MWh/an et E_{Grid} est estimée à 120404 MWh/an.
- Pour la technologie monocristallin : E_{Array} est estimée à 142472MWh/an et E_{Grid} est estimée à 122288 MWh/an.
- Pour la technologie CdTe : E_{Array} est estimée à 125625MWh/an et E_{Grid} est estimée à 122625 MWh/an.

IV.4.2. Energie utile produite

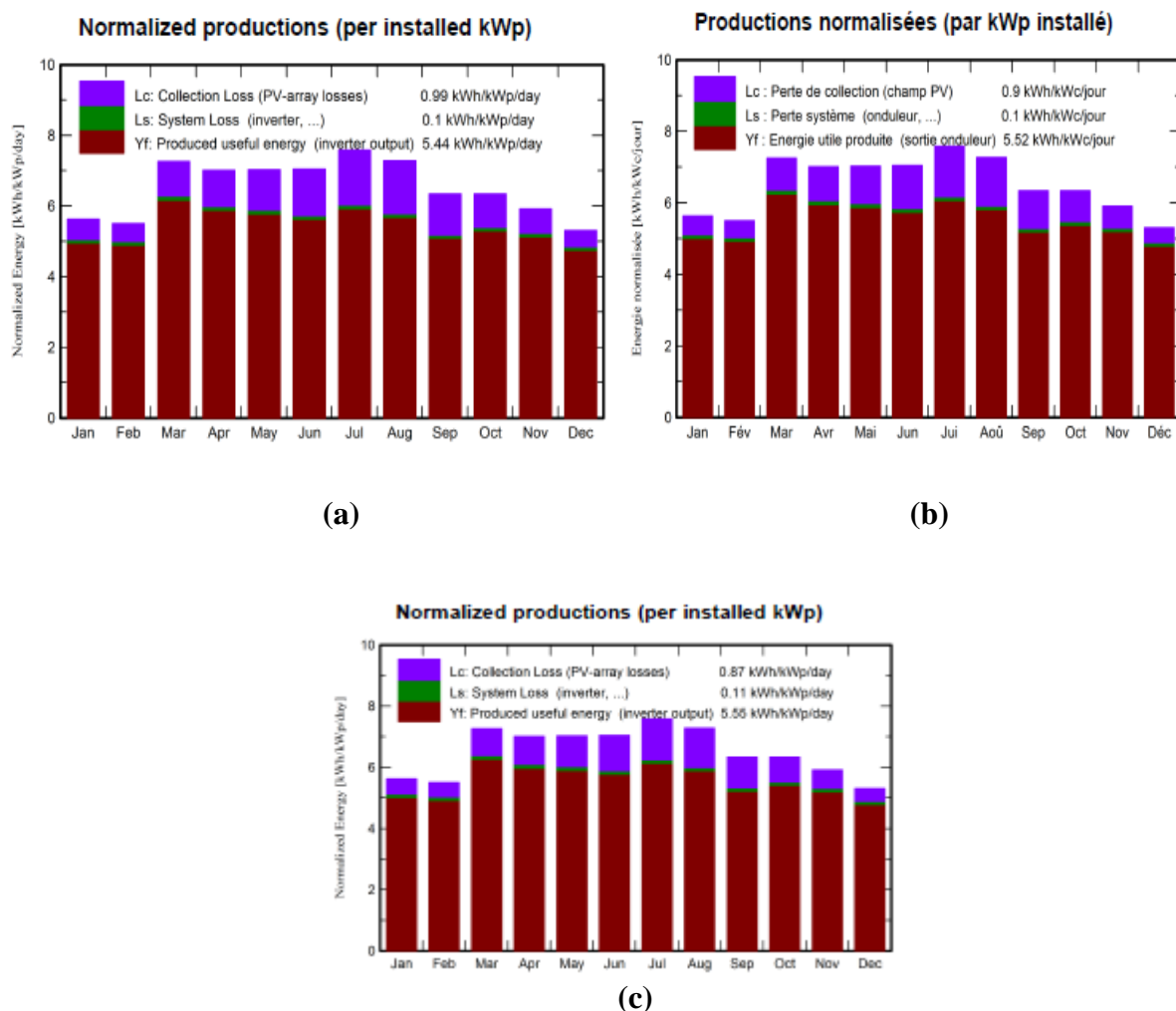


Figure (IV.4): Productions normalisées (a : poly) (b : mono) (c : CdTe).

- **Comparaison :**

En analysant les résultats de la **Figure (IV.4)** on constate que le CdTe est le plus efficace en termes de production d'énergie utile par jour (5,55 kWh/kW_c), suivi du monocristallin par (5,52kWh/kW_c), puis le polycristallin a la production d'énergie utile la plus basse parmi les trois technologies par (5,44kWh/kW_c).

Les cellules solaires CdTe ont la particularité d'avoir un bon rendement même dans des conditions de faible luminosité, telles que les jours nuageux ou les environnements ombragés. Elles sont donc capables de produire de l'énergie même lorsque l'ensoleillement est moins intense.

Elle a de l'endurance la chaleur par rapport à certaines autres technologies photovoltaïques, telles que les cellules solaires en silicium. Cela signifie qu'elles conservent leur efficacité énergétique même à des températures élevées, ce qui est particulièrement avantageux dans les régions chaudes ou les climats ensoleillés.

IV.4.3. L'indice de performance(PR)

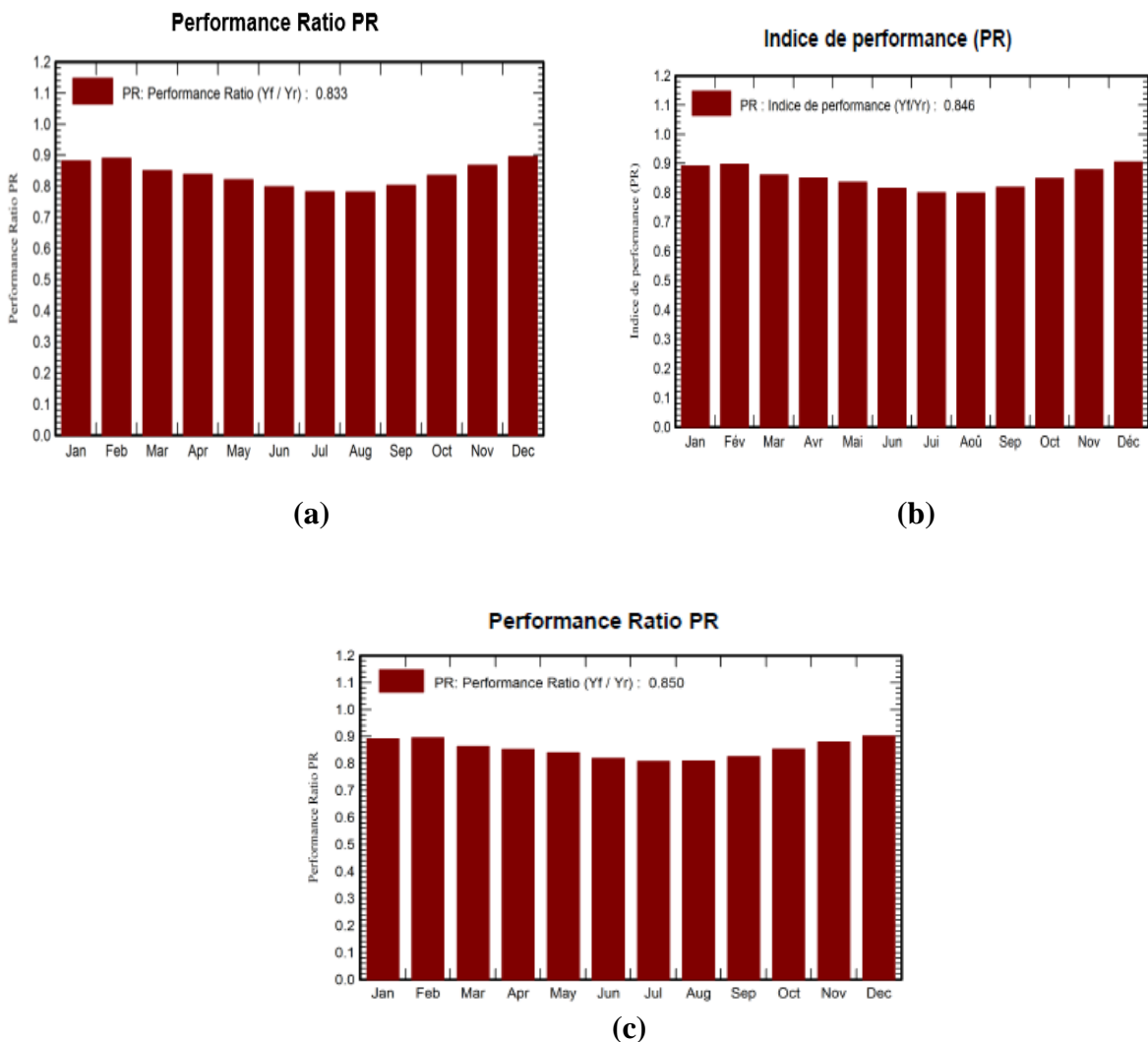


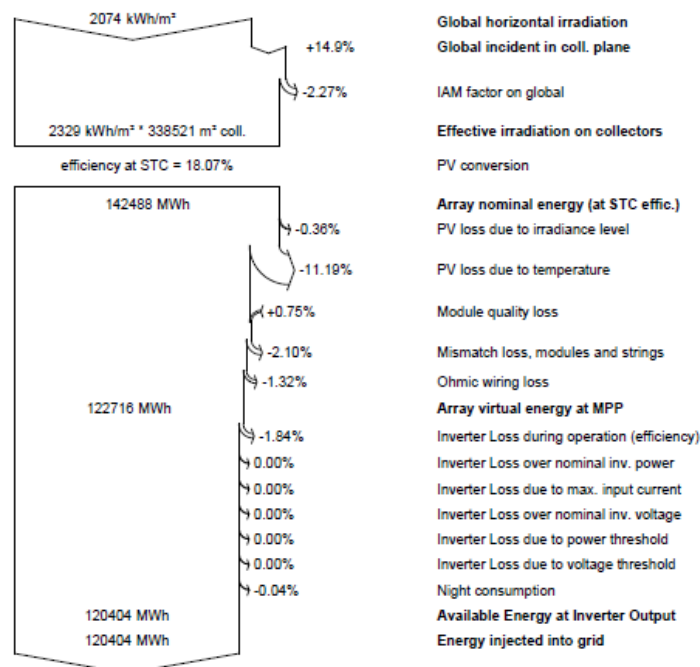
Figure (IV.5): L'indice de performance (a : poly) (b : mono) (c : CdTe).

• **Comparaison :**

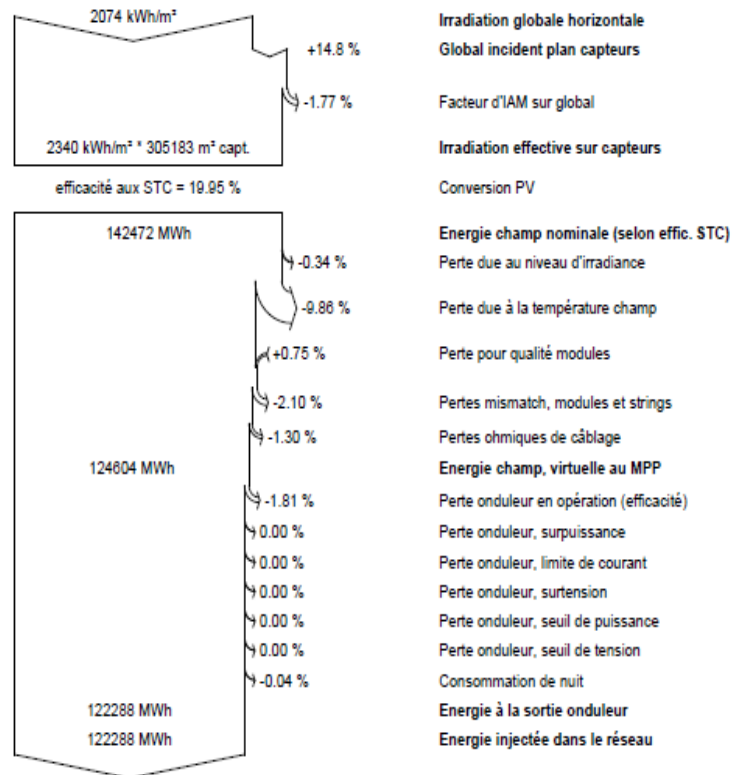
La **Figure(IV.5)** présente l'évolution du coefficient de performance pour les trois (03) technologies. En comparant ces indices de performance, on peut conclure que le CdTe a la performance la plus élevée parmi les trois technologies (0,85). Le monocristallin se situe légèrement en dessous du CdTe (0,84), tandis que le polycristallin a l'indice de performance le plus bas (0,83).

On voit bien que Cette température ambiante a un impact négatif sur les performances des centrales photovoltaïque et ce, quelle que soit la technologie adoptée. Cet impact est plus important pour les technologies cristallines qui possèdent un coefficient de température plus élevé que ceux des couches minces. Toutefois, cet effet pénalisant n'affecte pas beaucoup la production car il est compensé par une irradiation très importante.

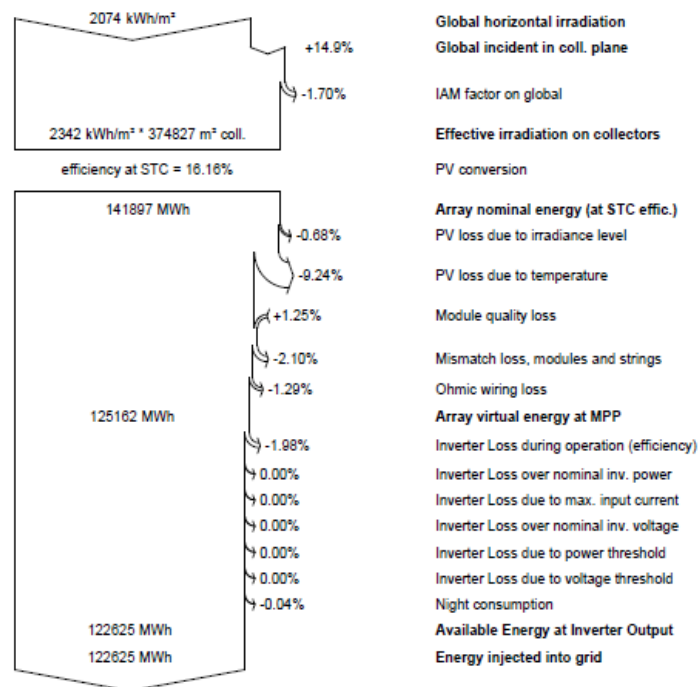
IV.4.4. Diagramme de pertes



(a)



(b)



(c)

Figure (IV.6): Diagramme de pertes (a : poly) (b : mono) (c : CdTe).

- **Comparaison :**

La **figure (IV.6)** démontre la quantité des pertes à chaque niveau de la production jusqu'à l'injection au réseau.

- **Pour la technologie Polycristallin :** l'énergie produite par le champ (E_{Array}) estimée à 122716MWh et réduite à 120404MWh à la sortie de l'onduleur.
- **Pour la technologie monocristallin :** elle estimée à 142472MWh et réduite à 124604MWh à la sortie de l'onduleur.
- **Pour la technologie CdTe :** elle estimée à 125625MWh et réduite à 122625MWh à la sortie de l'onduleur.

IV.5. Evaluation économique

Dans cette étape, nous avons réalisé une analyse économique de notre système, en prenant en compte les coûts et les budgets du projet sur une période d'exploitation estimée de 25 ans pour le Monocristallin et le Polycristallin et 10 ans pour le CdTe. L'objectif était de comparer équitablement les trois technologies.

Coût du système			
Coûts d'installation			
Élément	Quantité unités	Coût DZD	Total DZD
Modules PV			
JKM400M-72H	151680	15'000.00	2'275'200'000.00
Supports des modules	4740	4'000.00	18'960'000.00
Onduleurs			
TC 1000KS	60	15'000'000.00	900'000'000.00
Autres composants			
Accessoires, fixation, visserie	1	63'883'200.00	63'883'200.00
Câblage	1	159'708'000.00	159'708'000.00
Bolte de jonction	1185	40'000.00	47'400'000.00
Système de surveillance, écran	1	40'000.00	40'000.00
Transformateur	2	40'000'000.00	80'000'000.00
Parafoudre	1	40'000.00	40'000.00
Etudes et analyses			
Ingénierie	1	177'261'560.00	177'261'560.00
Installation			
Coût d'installation globale	1	3'545'231'200.00	3'545'231'200.00
Remplacement	1	35'452'312.00	35'452'312.00
Taxes			
TVA	1	0.00	716'918'958.72
Total			8'020'095'230.72
Dont amortissable			3'258'043'200.00
Coûts d'exploitation			
Élément			Total DZD/an
Location du terrain			12'000'000.00
Total (OPEX)			12'000'000.00
Inflation incluse (6.00 %)			26'334'965.76
Résumé du système			
Coût total d'installation	8'020'095'230.72 DZD		
Coûts d'exploitation (Inflation incl. 6.00 %/an)	26'334'965.76 DZD/an		
Energie produite	122288 MWh/an		
Coût de l'énergie produite (LCOE)	6.293 DZD/kWh		

Figure (IV.7): Résumé d'évaluation économique du PVsyst pour le Monocristallin.

Coût du système			
Coûts d'installation			
Elément	Quantité unités	Coût DZD	Total DZD
Modules PV			
JKM 350PP-72-DV	173400	13'000.00	2'254'200'000.00
Supports des modules	5100	4'000.00	20'400'000.00
Onduleurs			
TC 1000KS	60	15'000'000.00	900'000'000.00
Autres composants			
Accessoires, fixation, visserie	1	63'492'000.00	63'492'000.00
Câblage	1	1'587'300'000.00	1'587'300'000.00
Boîte de jonction	1275	40'000.00	51'000'000.00
Système de surveillance, écran	1	40'000.00	40'000.00
Transformateur	2	40'000'000.00	80'000'000.00
Parafoudre	1	40'000.00	40'000.00
Etudes et analyses			
Ingénierie	1	247'823'600.00	247'823'600.00
Installation			
Coût d'installation globale	1	247'823'600.00	247'823'600.00
Remplacement	1	49'564'720.00	49'564'720.00
Taxes			
TVA	1	0.00	495'151'552.80
Total			5'996'835'472.80
Dont amortissable			3'238'092'000.00
 Coûts d'exploitation			
Elément	Total DZD/an		
Location du terrain	12'000'000.00		
Total (OPEX)	12'000'000.00		
Inflation incluse (6.00 %)	26'334'965.76		
 Résumé du système			
Coût total d'installation	5'996'835'472.80 DZD		
Coûts d'exploitation (Inflation incl. 6.00 %/an)	26'334'965.76 DZD/an		
Energie produite	120361 MWh/an		
Coût de l'énergie produite (LCOE)	4.823 DZD/kWh		

Figure (IV.8): Résumé d'évaluation économique du PVsyst pour le Polycristallin.

Coût du système			
Coûts d'installation			
Elément	Quantité unités	Coût DZD	Total DZD
Modules PV			
FS-6400 Dec2017	151440	11'000.00	1'665'840'000.00
Supports des modules	4210	4'000.00	16'840'000.00
Onduleurs			
TC 1000KS	60	15'000'000.00	900'000'000.00
Autres composants			
Accessoires, fixation, visserie	1	51'653'600.00	51'653'600.00
Câblage	1	129'134'000.00	129'134'000.00
Boîte de jonction	1052	40'000.00	42'080'000.00
Système de surveillance, écran	1	40'000.00	40'000.00
Transformateur	2	40'000'000.00	80'000'000.00
Parafoudre	1	40'000.00	40'000.00
Etudes et analyses			
Ingénierie	1	144'281'380.00	144'281'380.00
Installation			
Remplacement	1	28'856'276.00	28'856'276.00
Taxes			
TVA	1	0.00	275'288'873.04
Total			3'334'054'129.04
Dont amortissable			2'634'333'600.00
Coûts d'exploitation			
Elément			Total DZD/an
Location du terrain			12'000'000.00
Total (OPEX)			12'000'000.00
Inflation incluse (6.00 %)			15'816'953.93
Résumé du système			
Coût total d'installation			3'334'054'129.04 DZD
Coûts d'exploitation (Inflation incl. 6.00 %/an)			15'816'953.93 DZD/an
Energie produite			122584 MWh/an
Coût de l'énergie produite (LCOE)			4.012 DZD/kWh

Figure (IV.9): Résumé d'évaluation économique du PVSYST pour le CdTe.

Avec :

- Le coût lié aux câblages est de 5% du cout des composants (module, structure, onduleurs).
- Le coût lié aux Accessoires est de 2% du cout des composants (module, structure, onduleurs).
- Coût d'Exploitation et maintenance et remplacement = 1% de l'investissement initial.
- Le coût lié aux études d'ingénierie est de 5% de l'investissement initial.
- Le coût lié à l'installation est de 5% de l'investissement initial.

Les scénarios économiques proposés pour notre projet ont été analysés afin de déterminer les choix les plus adaptés. Les résultats obtenus permettent de visualiser l'évolution économique du projet, comme illustré dans les figures suivantes :

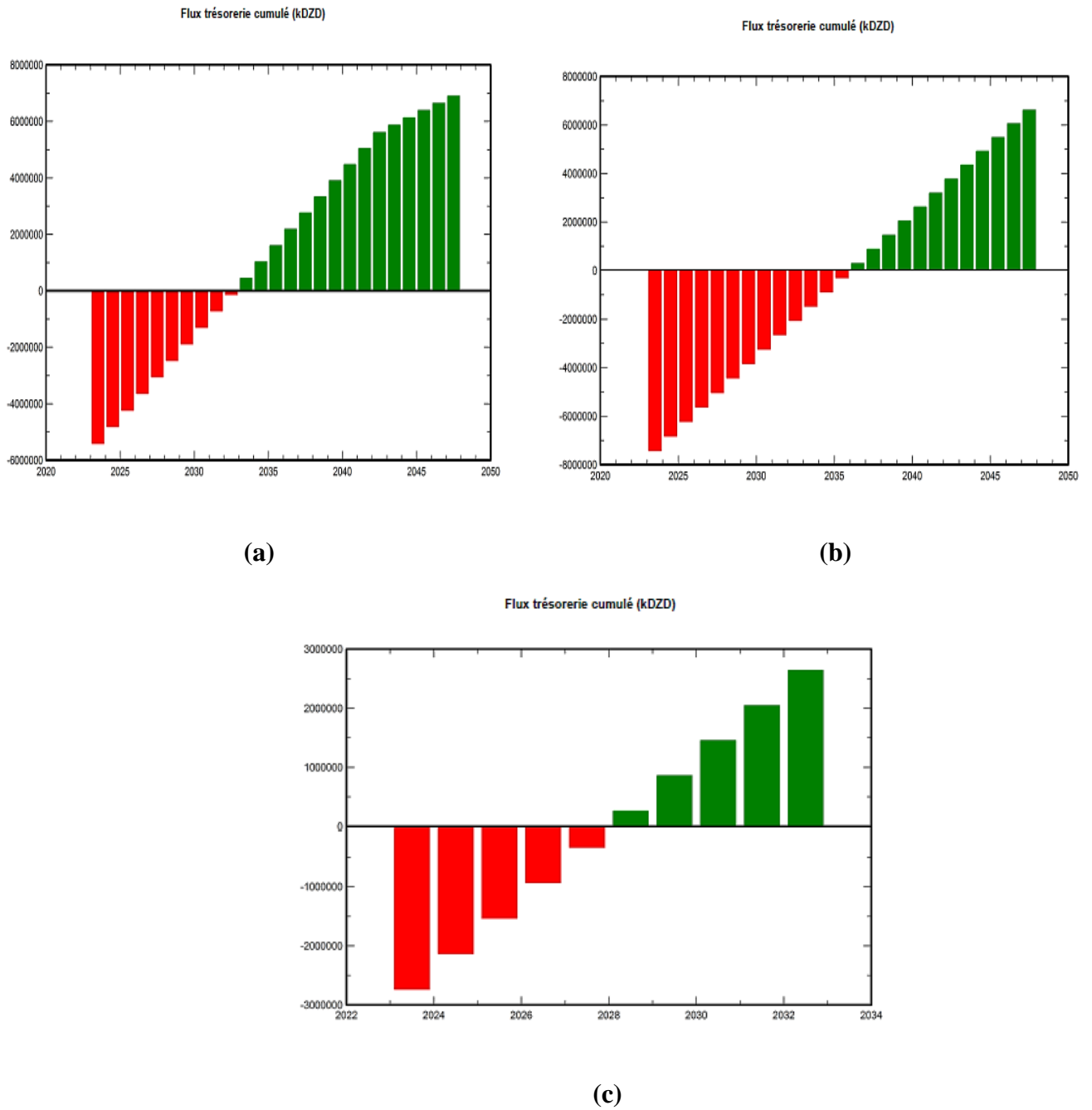
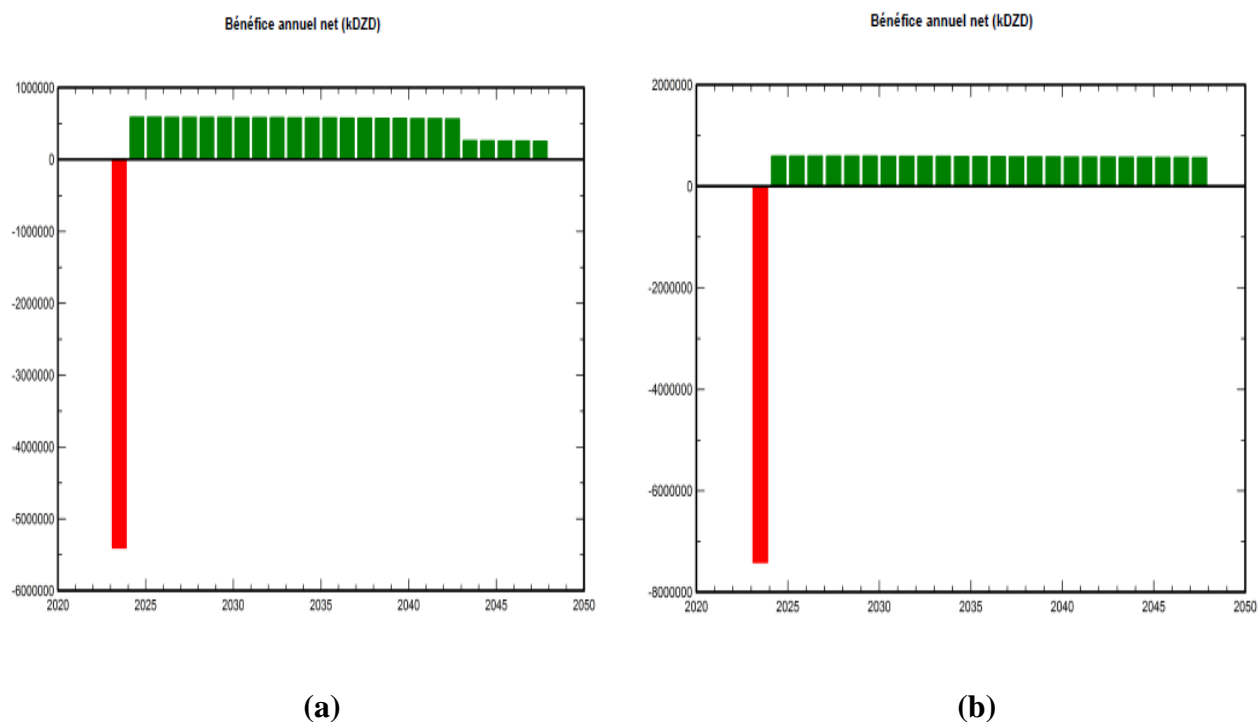


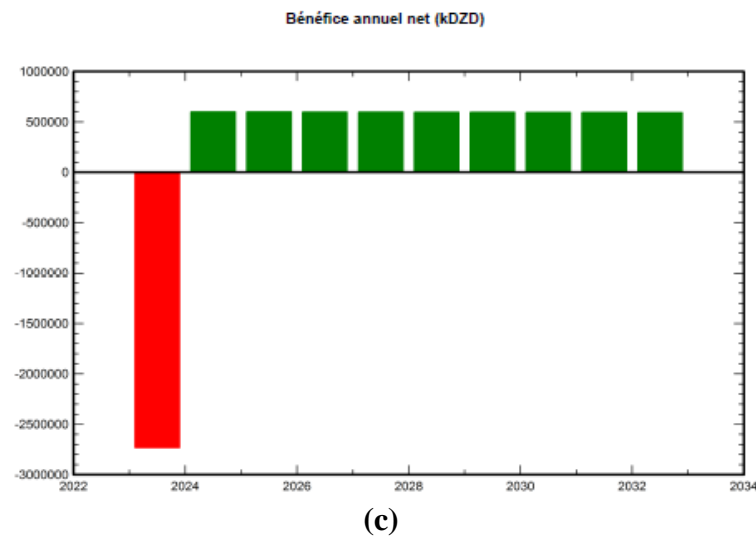
Figure (IV.10): La variation annuelle des valeurs des flux monétaires cumulatifs de la centrale photovoltaïque de 60MW (a : poly) (b : mono) (c : CdTe).

La figure (IV.10) illustre clairement que les flux monétaires cumulatifs sont négatifs au cours des premières années, mais ils deviennent positifs à partir de la fin de la période de récupération du système, qui est de 13ans pour le monocristallin, 10ans pour le polycristallin dans les 25ans de projet et 5 ans pour CdTe dans les 10ans de projet.

D'après les données présentées dans la figure, les flux monétaires cumulatifs montrent une tendance positive à long terme, ce qui indique que le projet commence à générer des revenus après la période initiale de récupération des coûts. Cela signifie que le projet devient rentable et génère un excédent financier au-delà de ses dépenses, contribuant ainsi à l'accumulation de flux monétaires cumulatifs de positifs au fil du temps.

Ces résultats financiers positifs illustrent la viabilité économique du projet à long terme et fournissent une indication favorable quant à sa rentabilité potentielle. Cela peut être un facteur important à prendre en compte lors de l'évaluation globale du projet et dans la prise de décisions stratégiques.





Figure(IV.11): La variation annuelle du flux monétaire annuel pour la centrale photovoltaïque de 60MW(a : poly) (b : mono) (c : CdTe).

Nous observons que le coût d'investissement initial est représenté par le flux monétaire de l'année 2023, marquant le début de l'exploitation de la centrale. Ensuite, à partir de la première année, les flux de augmentent au cours des années.

Les résultats économiques indiquent que les premières années du projet sont principalement consacrées au remboursement des dettes et aux dépenses opérationnelles, ce qui peut entraîner des flux monétaire annuels relativement faibles. Cependant, une fois que les dettes sont remboursées et que le projet atteint une phase de fonctionnement stable, les revenus commencent à s'accroître de manière significative.

Cela peut être dû à plusieurs facteurs, tels que l'amortissement des coûts initiaux, l'augmentation de la production d'électricité et la possibilité de vendre l'électricité à un prix compétitif sur le marché. Cette amélioration notable des revenus dans ces années témoigne de la rentabilité croissante du projet à mesure qu'il progresse dans le temps.

Les résultats économiques suggèrent donc que le projet présente un potentiel de rentabilité et de génération de revenus significatifs à moyen et à long terme.

IV.6. Résumé d'évaluation technico-économique

- Ce tableau résume l'évaluation technique des trois technologies :

Tableau (IV.6): Résumé d'évaluation technique du PVsyst pour les trois technologies.

	Monocristallin	Polycristallin	CdTe
Puissance de module PV (W_c)	400	350	400
Nombre des modules PV par sous champ	2528	2890	2524
Surface de sous champs (m²)	5013	5642	6274
Nombre des modules PV total	151680	173400	151440
Surface totale (m²)	300775	338521	374827
Nombre des modules en série	16	17	4
Nombre des modules en parallèle	158	170	631
L'énergie produite par le champ (MWh/an)	122716	142472	125625

- Ce tableau résume l'évaluation économique des trois technologies :

Tableau (IV.7): Résumé d'évaluation économique du PVsyst pour les trois technologies.

	Monocristallin	Polycristallin	CdTe
L'investissement global (DZD)	8'020'095'230.72	5'996'835'472.80	3'334'054'129.04
Le cout de la production annuelle du système (DZD/an)	26'334'965.76	26'334'965.76	15'816'953.93
Durée de projet (Ans)	25	25	10
Le retour d'investissement (Ans)	13.5	10.2	5.6
le coût de l'énergie produite (DZD/KWh)	6.293	4.823	4.012

IV.7. Comparaison :

- On voit bien que le monocristallin occupe moins d'espace en comparaison avec les autres technologies.
- On précise également, le CdTe occupe la plus grande surface, suivi du polycristallin, puis du monocristallin. Si l'espace est un facteur limitant, cela peut être pris en compte dans notre étude.
- Le CdTe nécessite un investissement global moins couteux par rapport aux autres technologies mais la durée de vie du projet est estimée à 10 ans, tandis que le monocristallin nécessite un investissement important mais sur une durée de projet de 25 ans.
- Donc, le polycristallin présente un retour sur investissement plus court, suivi du monocristallin, puis le CdTe. Le temps de retour sur l'investissement est un indicateur clé pour évaluer la rentabilité du projet à long terme.
- Le monocristallin affiche la plus grande production d'énergie annuelle, suivi du CdTe, puis le polycristallin avec une production d'énergie proche d'eux.
- l'amorphe a une bonne performance dans les conditions où la température est élevée mais son rendement est faible par rapport aux autres technologies.

En analysant ces différents aspects, nous pouvons identifier les avantages et les inconvénients de chaque technologie. Par exemple : le monocristallin offre une production d'énergie élevée, mais il nécessite un investissement plus important. Le polycristallin présente un retour sur investissement plus court, tandis que le CdTe occupe et nécessite plus d'espace.

IV.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons fait une étude de faisabilité technique et économique de la centrale d'El Kheneg d'une capacité de 60 MW en utilisant le logiciel PVsyst, qui est un outil de calcul et de gestion des énergies propres. Nous avons examiné les performances de trois technologies différentes : le silicium polycristallin, le silicium monocristallin et le tellure de cadmium (CdTe). Ensuite, nous avons effectué une comparaison approfondie entre ces technologies afin de déterminer la plus adaptée pour le cas de la centrale d'El Kheneg.

Il ne faut pas perdre de vue que les résultats trouvés étaient bien prévisibles. Le polycristallin est le meilleur choix à faire, vu sa rentabilité économique et ce, grâce à son faible coût, malgré sa performance modérée. Donc d'un point de vue économique, le polycristallin a pu dépasser de loin les autres technologies.

Conclusion Générale

Les énergies renouvelables présentent des caractéristiques intrinsèques qui offrent des réponses aux différents défis énergétiques auxquels l'humanité est confrontée aujourd'hui. Contrairement aux ressources fossiles qui s'épuisent rapidement, les sources d'énergie renouvelables sont intrinsèquement infinies. De plus, tandis que l'utilisation des combustibles fossiles et fissiles engendre des problèmes de pollution et a un impact sur l'environnement en raison des émissions de gaz à effet de serre et de la gestion des déchets radioactifs, les énergies renouvelables requièrent au maximum des systèmes de conversion qui présentent un faible niveau de pollution en comparaison.

L'objectif principal de notre projet est d'Analyser la composition et le fonctionnement du générateur photovoltaïque qui implique une étude technique détaillée des composants tels que les panneaux solaires, les onduleurs, les dispositifs de montage, les câbles, etc. afin de comprendre leur efficacité, leur fiabilité et leur durabilité et évaluer les coûts d'alimentation du système au réseau qui comprend l'analyse des coûts initiaux d'installation, des coûts de maintenance, des coûts d'exploitation et de la rentabilité financière de la centrale photovoltaïque. Il s'agit également d'examiner les incitations financières, les tarifs d'achat de l'électricité solaire et les politiques de soutien disponibles. Estimer les avantages environnementaux qui' Il s'agit d'évaluer l'impact environnemental de la centrale photovoltaïque en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de pollution par rapport aux méthodes traditionnelles de production d'électricité

Afin de mener ce travail, en premier lieu, nous avons fait une étude globale sur l'énergie solaire photovoltaïque, d'après cette étude, nous avons décrit le fonctionnement des centrales photovoltaïques en s'étalant sur chaque composant du système Au cours du troisième chapitre, notre stage sur le terrain nous a donné l'opportunité de focaliser notre attention sur la centrale solaire d'El Kheneg, située à Laghouat, qui est connectée au réseau électrique. Enfin, nous avons abouti au dimensionnement et à la simulation de notre centrale de puissance 60 MW, avec le logiciel PVSYST, en choisissant différentes technologies des panneaux. Puis pour analyser notre travail, nous avons fait une comparaison entre les différentes technologies qui existent déjà (polycristallin, monocristallin et CdTe).

Nous avons constaté que l'installation de la centrale PV connectée au réseau est intéressante du point de vue énergétique, mais elle reste chère du point de vue économique et à cet effet le développement du marché photovoltaïque nécessite de connaître parfaitement la production électrique de ces systèmes sur différents sites en particulier et en prenant en compte les pertes dans le système, des données météorologiques et aussi de l'état de l'art des composants afin d'estimer sa rentabilité économique et améliorer son rendement.

Références bibliographique :

[1] : LAGGOUNE. Mohamed laid, SERRAYE. Meftah, «Etude technico-économique d'une installation photovoltaïque», mémoire de master, Université de KASDI MERBAH-OUARGLA, 2022.

[2] : MOKHTARI. Nassira, «Etude technico-économique d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau», mémoire de master, Université de SAAD DAHLAB BLIDA 1, 2018.

[3] : BOUKHARI. Mbarek, HALLAL. Ahmed, «Etude et analyse de fonctionnement d'une centrale photovoltaïque », mémoire de master, Université de SAAD DAHLAB BLIDA 1, 2021.

[4] : CHERIFI. Sara, HADDAD. Mohamed, «L'ÉNERGIE SOLAIRE : UN MOTEUR DU DÉVELOPPEMENT DURABLE EN ALGÉRIE», Les Cahiers du Cread, 2019, vol. 35, n° 03, pp. 95-125.

[5]: KALKOUL. Haitem, RIGHI. Salah, Étude d'une Cellule Photovoltaïques Connectée au Réseau, 2021, Université de BADJI MOKHTAR ANNABA.

[6] : CHENAFI. Safa, LAABED. Azza, «Analyses de la performance de système PV connecté à réseau étude de cas, la centrale PV 9MW à Timimoune», Mémoire de magister, Université d'Ahmed Draya d'ADRAR, 2021.

[7]: BELMADI. Mohamed, ABID. Taha Yacine, «Etude technico-économique d'une installation photovoltaïque autonome», mémoire de master, centre universitaire Bel Hadj Bouchaib d'Ain T'émouchent, 2017.

[8] : BERRACHED, Lyes, «Etude prospective de la demande énergétique finale pour l'Algérie à l'horizon 2030», mémoire de Magister, Université de M'Hamed BOUGUARA, p. 17, (2011).

[9] : <https://www.cder.dz>

[10] : BOUKLI-HACENE. Omar, «Conception et réalisation d'un générateur photovoltaïque muni d'un convertisseur MPPT pour une meilleure gestion énergétique», Mémoire de magister, Université d'ABOU BAKR BELKAID de Tlemcen, 2011.

[11]: BAHCENE. Mohammed Amine, «Etude comparative entre le pompage solaire et le pompage par le réseau Sonelgaz », mémoire de master, Université de Blida, 2022.

[12]: FERDJI. Amina, KADRI. Nour El Houda, «Etude D'une Installation Hybride (Photovoltaïque-Réseau) : Application L'aire de repos les Zianides», mémoire de master, Université de Tlemcen, 2022.

[13] : REYNAUD. Jean-François, « Recherches d'optimums d'énergies pour charge/décharge d'une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques », Thèse En vue de l'obtention du DOCTORAT, Université Toulouse III – Paul Sabatier, 2011.

[14] : <https://fr.solarpedia.net>

[15]: W. Hoffmann, «PV on the way from a few lead markets to a world market», in Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC-4, 2007, vol. 2, pp. 2454–2456.

[16]: Ministry of energy <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=potentiels>

[17] : M. PETIBON Stéphane, «Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques», Thèse de doctorat, Université Paul Sabatier Toulouse, 2009.

[18] : Guide PV Par Sonelgaz

[19] : KIM. Min-Soo, KIM. Dou-Hyun, KIM. Hee-Je, PRABACAR. Kandasamy, « A Novel Strategy for Monitoring a PV Junction Box Based on LoRa in a 3 kW Residential PV System», Electronics 2022, Vol. 11, n°05, pp.709.

[20] : Solutions SCADA pour la supervision d'installations photovoltaïques, www.circutor.fr

[21]: ZHENG. Jixuan, WENZHONG GAO. David, LIN. Li, «Smart Meters in Smart Grid: An Overview», 2013, IEEE Green Technologies Conference.

[22] : XUEYANG. Jiang, « étude comparative de structures de convertisseurs pour les systèmes photovoltaïques connectées à un réseau électrique moyen tension», Université du QUÉBEC, 2019.

[23] : ALI SLIMANE. Mohand, TIGRINE. Bachir, «Etude Théorique et simulation de la centrale photovoltaïque de GHARDAÏA», mémoire de master académique, UNIVERSITE MOULOUDE MAMMERI DE TIZI-OUZOU, 2017.

[24] : HELLILOU.Ahmed, MAATALLAH. Souhaib, «centrale photovoltaïque injecté au réseau», mémoire de master, Université Mohamed Khider de Biskra, 2022.

[25] : <https://mapcarta.com/fr/N552386351/Carte>

[26] : Photo prise durant notre stage dans la centrale d'El kheneg (Laghout).