

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



Université Saâd Dahlab, Blida-1
Faculté de Technologie
Département des Énergies Renouvelables



Mémoire de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme

MASTER en Énergies Renouvelables

Option : Énergie renouvelable et Habitat Bioclimatique

Thème

**Etude comparative de l'implantation des systèmes
PV autonomes alimentant des habitations similaires
dans trois régions climatiques en Algérie**

Présenté par :

- Belaïssa Abdessalam
- Tefiani Mohamed Aymane

Soutenu le 04/09/2021 devant le jury :

ABDELKADER Hamid	Professeur	U.S.D.B1	Président
BOUKENOUÏ Rachid	MCB	U.S.D.B1	Examineur
GUENOUNOU Abderrezak	MCB	U.S.D.B1	Promoteur

Année universitaire 2020 / 2021

Résumé

Nous avons fait une étude comparative de la faisabilité de l'implantation des systèmes photovoltaïques autonomes alimentant des habitations de consommation énergétique moyenne dans les trois régions climatiques d'Algérie. Une maison de même type a été choisie et supposée être située dans chacune des régions. Une méthode de dimensionnement simplifiée pour les deux saisons (hiver et été) a été présentée et appliquée. Ensuite, une simulation a été effectuée par le logiciel RETScreen Expert, pour les trois systèmes, afin d'évaluer leurs viabilités économiques et leurs potentiels de réduction des 'émissions de gaz à effet de serre. Les resultants obtenus ont été analyses et interprets.

Mots clés : Photovoltaïque, dimensionnement, Contexte énergétique, logiciel RETScreen, étude économique, maison solaire.

Abstract

We carried out a comparative study of the feasibility of installing autonomous photovoltaic systems supplying homes with average energy consumption in the three climatic regions of Algeria. A house of the same type was chosen and assumed to be located in each of the regions. A simplified sizing method for the two seasons (winter and summer) was presented and applied. Then, a simulation was carried out by the RETScreen Expert software, for the three systems, in order to assess their economic viability and their potential for reducing greenhouse gas emissions. The results obtained were analyzed and interpreted.

Keywords: Photovoltaic, sizing, Energy context, RETScreen software, economic study, solar house

الملخص

لقد أجرينا دراسة مقارنة لجدوى تركيب أنظمة كهروضوئية مستقلة لتزويد المنازل بمتوسط استهلاك للطاقة في المناطق المناخية الثلاث في الجزائر. تم اختيار منزل من نفس النوع وافترض أنه يقع في كل منطقة من المناطق. تم تقديم وتطبيق طريقة تحجيم مبسطة للموسمين (الشتاء والصيف). بعد ذلك ، تم إجراء محاكاة ، للأنظمة الثلاثة ، من أجل تقييم جدواها الاقتصادية وقدرتها على تقليل انبعاثات غازات الاحتباس الحراري. تم تحليل النتائج التي تم الحصول عليها وتفسيرها

الكلمات المفتاحية : الكهروضوئية ، التحجيم ، سياق الطاقة ، الدراسة الاقتصادية ، المنزل الشمسي

Remerciements

Nous tenons à remercier sincèrement et profondément en Premier lieu notre Dieu «

Allah » Qui nous donne la vie.

La meilleure expression de remerciement et de gratitude pour l'élaboration d'un projet à la hauteur des efforts fournis par notre encadreur : **Mr Guenounou Abderrezak.**

Toute personne nous ayant soutenue, encouragé et poussé pour clôturer cette recherche.

À vous tous veuillez agréer mes remerciements les plus distingués

Merci.

Sommaire

<i>Introduction générale</i>	1
------------------------------------	---

Chapitre I : Contexte énergétique mondial et national

I.1 Introduction.....	3
I.2 Contexte énergétique mondial.....	3
I.2.1 Evolution de la consommation énergétique mondiale et des émissions de CO2 associées.....	3
I.2.2 Hausse de la consommation mondiale de charbon et de pétrole en 2021.....	5
I. 2.3 Une croissance très forte de la production électrique d'origine renouvelable.....	6
I. 3 contexte énergétique national.....	7
I.3.1 PRODUCTION NATIONALE.....	7
a) Production d'énergie primaire.....	7
b) Production d'énergie dérivée.....	8
I.3.2. TRANSFORMATION D'ENERGIE.....	10
b.1. Production d'électricité.....	10
b.2. Liquéfaction.....	10
b.3. Raffinage.....	10
I.4 Part des énergies renouvelables.....	12
I.4.1 Les énergies renouvelables en Algérie.....	12
I.4.2 Energie solaire photovoltaïque.....	12
I. 4.3 L'énergie solaire thermique	13
I.4.4 Energie éolienne.....	13

I.5 Conclusion.....	13
---------------------	----

Chapitre II : L'énergie solaire photovoltaïque et habitat

II.1. Introduction.....	14
II.2. La conversion de la lumière en électricité.....	14
II.2.1. Technologie des cellules solaires.....	14
II.2.2. Fabrication des cellules photovoltaïques.....	15
II.2.3. Principe de fonctionnement d'une cellule solaire photovoltaïque.....	15
II.3. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque.....	16
II.3.1 les avantages.....	16
II.3.2 les inconvénients.....	17
II.4. Différents types de systèmes photovoltaïques.....	18
II.4.1. Les systèmes autonomes.....	18
II.4.2. Les systèmes hybrides.....	19
II.4.3. Les systèmes connectés au réseau.....	20
II.5 Modes d'intégration des capteurs solaires.....	21
II.5.1. Intégration architecturale des capteurs solaires	21
a. Comment intégrer les capteurs.....	21
b. Démarche d'intégration.....	22
II.5.2. Intégration des panneaux solaires par typologie de toiture.....	23
II.5.2.1. Les capteurs en toiture inclinée.....	23
a) Capteur suivant la pente de la toiture.....	23
b) Les capteurs dans les façades.....	25
c) Les capteurs en toiture de terrasse.....	26
II.6. Conclusion.....	27

Chapitre III ; Etude et dimensionnement de systèmes photovoltaïques autonomes dans trois régions climatiques algériennes.

III.1. Introduction	28
III.2. Choix des régions d'étude	28
III.2.1 Gisement solaire et climats	29
III.2.1.1 La région nord (Alger)	30
III.2.2. La région des hauts plateaux (Batna)	30
III.2.3. La région sud (Adrar).....	31
III.3 Choix du type de maison	32
III.3.1 Le plan de maison	32
III.3.2 Evaluation des besoins énergétiques (appareils électriques).....	33
a. La consommation moyenne journalière (Hiver)	33
b. La consommation moyenne journalière (été)	33
III.4. Dimensionnement des systèmes photovoltaïques.	36
III .4.1. La Méthode de dimensionnement.	36
III .4.1.1 Estimation des besoins journaliers de l'utilisateur en électricité (en Wh/j).	36
III .4.1.2 Estimation de l'ensoleillement sur le site de l'installation du générateur PV.....	36
III .4.1.3 Dimensionnement du champ photovoltaïque.	38
III .4.1.4 Estimation la tension et la capacité de stockage de la batterie.	41
III .4.1.5 Le dimensionnement des câbles électriques solaires.	43
III .4.1.6 Choix du régulateur et l'onduleur.	44
III .4.2. Le résultat de dimensionnement	45
III.4.2.1. Champs PV	45
III.4.2.2. Batteries de stockage	47

III.4.2.3. Interprétation des résultats du dimensionnement.	49
III.4.2.4. Sections des câbles.	53
III.4.2.5. Choix du convertisseur.	54
III .5 Conclusion.	55

Chapitre IV : Etude technico-économique des trois cas avec le logiciel (RETScreen)

Introduction	56
IV.1 Présentation de RETSCREEN	56
IV.2 Domaines d'utilisation de logiciel RETScreen	57
IV.3 Etapes de l'étude et Résultats.....	58
IV.3.1 Paramètre et condition du site	58
IV.3.2 Choix des éléments de système photovoltaïque et consommation	58
Étape 1 - Combustibles et horaires	59
Étape 2 - Configuration et consommation de maison solaire.....	59
Étape 3 - choix des éléments de système photovoltaïque	60
IV.3.3 Analyse des émissions	60
IV.3.4 Analyse financière	63
IV.4 Conclusion.....	66
Conclusion générale	67

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1 : Evolution d'émissions de gaz à effet de serre liées à énergie.....	5
Figure I.2 : Evolution de la consommation de charbon par région depuis 2000.....	6
Figure I.2 : Prévisions de L'AIE sur la production renouvelable en 2021.....	7
Figure I.4 : Structure de la production d'énergie primaire.....	8
Figure I.5 : Structure de la production d'énergie dérivée.....	9

Chapitre II

Figure II.1 : Principe de la conversion photovoltaïque.....	15
Figure II.2 : Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes.....	17
Figure II.3: Schéma d'un système de pompage au fil de soleil.....	18
Figure II.4 : Configuration du système hybride à bus continu.....	18
Figure II.5 : Systèmes photovoltaïque connectés au réseau.....	19
Figure II.6 : Installation du capteur sur une toiture de faible inclinaison.....	22
Figure II.7 : Installation du capteur sur une toiture à forte inclinaison.....	22
Figure II.8 : Installation du capteur sur un volume du bâtiment.....	23
Figure II.9 : Intégration des systèmes et accessoires du capteur sur une toiture en pente.....	24
Figure II.11 : Intégration des capteurs solaires sur les gardes corps.....	24
Figure II.12 : Intégration des capteurs solaires sur les allèges.....	25
Figure II.13 : Intégration des capteurs solaire sur la façade en homogénéité avec les ouvertures.....	25

Figure II.14 : Installation des capteurs solaires sur une toiture terrasse.....	26
---	----

Chapitre III

Figure III-1 : Division de l'Algérie en régions climatiques	29
Figure III-2 : Rayonnement horizontal globale et Température à Alger.....	30
Figure III-3 : Rayonnement horizontal globale et Température à Batna.....	31
Figure III-4 : Rayonnement horizontal globale et Température à Adrar.....	31
Figure III-5 : La distribution des pièces dans la maison.....	32
Figure III-6 : Exemple de données d'énergie solaire Journalière.....	37
Figure III.7 : Schématisation des angles pour un plan incliné.....	37
Figure III-8 : le régulateur SmartSolar (MPPT 150/60).....	46
Figure III-9 : Connexion de notre champ PV. (Adrar).....	51
Figure III-10 : Connexion de notre champ PV. (Alger et Batna).....	51
Figure III-11 : Connexion de notre parc batterie. (Adrar).....	52
Figure III-12 : Connexion de notre parc batterie. (Alger et Batna).....	52

Chapitre IV

Figure IV.1 : capture d'écran de logiciel RETscreen Expert.....	57
Figure IV.1 : capture d'écran de logiciel RETscreen Expert.....	57
Figure IV.2 : Données de la région d'Alger.....	58
Figure IV.3 : Les étapes de simuler la consommation et la production d'énergie (RETScreen).....	59
Figure IV.4 : Section de l'information sur les combustibles et les horaires.....	59
Figure IV.5 : Capture d'écran de choix du type PV pour la maison solaire.....	60
Figure IV.6 : réductions émissions GES (Alger).....	61
Figure IV.7 : réductions émissions GES (Batna).....	61

Figure IV.8 : réductions émissions GES (Adrar).....	62
Figure IV.9 : La réduction annuelle brute d'émissions de GES.....	62
Figure IV.10 : la feuille de calcul et Analyse financière (les 3 régions).....	63
Figure IV.11 : L'évolution économique de graphe du flux monétaires cumulatif (Alger).....	64
Figure IV.12 : L'évolution économique de graphe du flux monétaires cumulatif (Batna).....	64
Figure IV.13 : L'évolution économique de graphe du flux monétaires cumulatif (Adrar).....	65

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Production commerciale d'énergie primaire.....	27
Tableau I.2 : Production d'énergie dérivée.....	27
Tableau I.3 : Transformation d'énergie.....	27
Tableau III.1 : Besoins énergétiques journalière des trois régions (hiver).....	33
Tableau III.2 : Besoins énergétiques journalière des trois régions (été).....	34
Tableau III.3 : Relation entre la latitude et l'inclinaison des panneaux pour une utilisation annuelle.....	38
Tableau III.4 : Ratio de performance en fonction de la ventilation des modules PV.....	39
Tableau III.5 : Tension recommandée pour les systèmes PV en fonction de leur puissance...41	
Tableau III.6 : les nombre des jours autonomie.....	42
Tableau III.7 : caractéristique technique des panneaux PV.....	45
Tableau III.8: Caractéristiques que doit avoir le régulateur à utiliser.....	45
Tableau III.9. Résultats du dimensionnement des champs PV.....	46
Tableau III.10. Caractéristiques techniques des batteries	46
Tableau III.11. Coefficient correctif KT(C).....	48
Tableau III.12 Résultats globaux du dimensionnement du parc de batteries.....	49
Tableau III.13. Les résultats de dimensionnement pour une utilisation tout l'année.....	50
Tableau III.14. Résultats globaux du dimensionnement des câbles.....	52
Tableau III.15: Puissance de démarrage des appareils électriques et le convertisseur.....	54

Introduction
générale

Introduction générale

Les besoins en énergie de toutes sortes sont en croissance partout sur la planète. L'épuisement annoncé des énergies fossiles et les problèmes climatiques dus aux gaz à effet de serre, ont amené plusieurs pays à accorder un rang de priorité élevé à cette question. Depuis quelques dizaines d'années, les approvisionnements énergétiques sont devenus un problème de plus en plus préoccupant, non seulement en raison des difficultés croissantes liées aux produits pétroliers, mais aussi parce qu'il est aujourd'hui nécessaire d'admettre qu'à l'échelle de notre planète les ressources énergétiques, fossiles ou autres, sont limitées. L'échauffement climatique de la terre, engagé depuis quelques années, a occasionné une action à l'échelle mondiale pour atténuer les conséquences voire inverser la tendance [1].

L'Algérie, en ce qui la concerne, fait face aux impacts des changements climatiques, qui aggravent le phénomène de désertification dont elle souffre. Elle a intégré la dimension du développement durable dans ses plans de développement, y compris dans un souci de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre. De même qu'elle a adopté des mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique et une politique de promotion des énergies renouvelables. Le domaine du bâtiment, très énergivore, apparaît au premier plan de cette tendance.

A l'échelle planétaire, le secteur du bâtiment représente de 30 à 40 % de la consommation totale d'énergie et une forte part des impacts environnementaux [2].

En Algérie, les bâtiments ne font pas exception de cette règle. Le bilan énergétique national montre que le secteur du bâtiment représente une grande part dans la consommation énergétique du pays. En effet, les dernières statistiques donnent un taux supérieur à 45% par rapport à la consommation nationale et elle est en nette croissance pour plusieurs raisons [3],

Exemple : Accroissement substantiel du parc immobilier, Bas prix des énergies conventionnelles, Augmentation du nombre d'équipements électriques au sein de chaque foyer,

Utilisation des équipements électriques non économiques tels que les lampes à incandescence et climatiseurs bas de gamme et moins chères, Absence de conscience et manque de culture sur la maîtrise d'énergie, Désir grandissant des habitants vers le confort. Pour répondre à ces défis énergétiques et environnementaux, plusieurs éléments de solutions peuvent être mis en œuvre de manière complémentaire. Du point de vue environnemental, les solutions sont très nombreuses et concernent notamment la rationalisation de l'utilisation des matières premières, la réduction des émissions polluantes et des déchets et le recyclage des matériaux. Du point de vue énergétique, les mesures seront ciblées en priorité sur la baisse de la consommation d'énergie des bâtiments, l'amélioration de l'efficacité (EE) énergétique des équipements et dans le développement, même modeste, des énergies renouvelables (ER) notamment l'énergie solaire photovoltaïque. C'est dans cette perspective que l'approche bioclimatique est adoptée. Cette approche permet de réduire la consommation énergétique de l'habitat en utilisant les techniques du solaire passif et actif. La modélisation d'une maison individuelle de sources d'énergie "électricité" 100% solaire.

L'objectif de ce travail est donc l'étude technico économique d'un système photovoltaïque autonome dans trois régions climatiques en Algérie.

Ce mémoire est partagé en quatre chapitres :

Après une brève introduction, le premier chapitre présente contexte énergétique mondial et national.

Le chapitre suivant consiste à donner des généralités sur l'énergie solaire et Modes d'intégration des capteurs solaires.

Dans le troisième chapitre, on s'intéresse à l'étude et dimensionnement de systèmes photovoltaïques autonomes pour une maison solaire de consommation moyenne dans trois régions climatiques en Algérie (Alger, Batna, Adrar) La maison considérée est composée de trois chambres, un séjour et une cuisine. Le nombre d'occupants est de 4 personnes.

Au quatrième chapitre, nous allons présenter une étude technique et économique pour la maison dans trois régions climatiques en Algérie en utilisant un logiciel de simulation très puissant et reconnu au niveau mondial, à savoir RETscreen Expert.

Enfin, nous terminerons notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I

Contexte énergétique mondial et national

I.1 Introduction

Avant l'époque industrielle, les sources d'énergies étaient toutes renouvelables (bois, moulins à eau et à vent, mais aussi humaine, dont les esclaves, l'armée, les salariés). La situation que nous vivons aujourd'hui est très différente : ce sont des énergies fossiles, beaucoup mieux adaptées aux besoins de l'industrie et très peu chères qui ont permis à ces industries et aux pays d'accumuler rapidement une richesse et un pouvoir. Ces énergies, non-renouvelables, ont été consommées sans restriction aucune pour alimenter un productivisme destructeur mais très rentable. Plus récemment quelques pays ont misé sur l'énergie fissile. Or le nucléaire qui peut sembler peu chère (si on ne compte pas les externalités et le démantèlement des installations) est particulièrement dangereux (et polluant) et plus renouvelable que les énergies fossiles.

Aujourd'hui, le changement climatique et l'érosion progressive des ressources naturelles fait évoluer les mentalités. La question des énergies renouvelables devient de plus en plus préoccupante et fait naître des nouveaux modes de production et de consommation.

Le présent chapitre fournit une image de la situation énergétique actuelle, une analyse qui sert comme une donnée de base pour justifier notre choix des énergies renouvelables comme une énergie de future, une énergie de substitution aux énergies fossiles qui répond à de nos besoins essentiels.

I.2. Contexte énergétique mondial :

I.2.1 Evolution de la consommation énergétique mondiale et des émissions de CO2 associées :

La reprise de la demande mondiale d'énergie a été annoncée par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) dans son dernier rapport annuel du “ Global Energy Review “. Elle devrait augmenter de 4,6% cette année, ce qui pallierait la contraction de 4% observée en 2020. L'accroissement attendu serait dopé par les besoins des économies émergentes, faisant un rebond des émissions de CO2.

Alors qu'on s'attend à une augmentation annuelle de 6,2% en 2021, la demande mondiale de pétrole devrait rester environ 3% en-dessous des niveaux de 2019. Même en considérant les restrictions persistantes imposées au trafic aérien, la consommation de kérosène augmentera de 17% d'ici fin 2021 [4].

Cependant, elle serait inférieure de 30% comparé aux niveaux de 2019. Pour ce qui est de la demande mondiale de carburant, qui a connu un recul de 3 millions de barils par jour (b/j) en 2020 destinés au raffinage, elle progresserait de 1.8 million de b/j en 2021 [5].

Parmi les grands pays consommateurs de pétrole, la crise a été “ le plus modérément vécue “ par la Chine, où la demande, même en 2020, était plus élevée qu’en 2019, tandis qu’aux États-Unis, au terme de 2021, elle serait inférieure de 800 mille de b/j, et dans l’Union Européenne (UE) de 400 mille de b/ j [5].

Près de 70% de l’augmentation prévue de la demande mondiale d’énergie concerne les marchés émergents et les économies en développement, où elle devrait dépasser de 3,4% au-les niveaux de 2019. La consommation d’énergie dans les économies avancées devrait être inférieure de 3% par rapport aux niveaux d’avant-COVID. Bon nombre de ces marchés émergents se tournent vers l’énergie fossile du charbon. L’AIE prévu que la demande mondiale de charbon augmenterait de 4,5% en 2021, soit 1.5 milliard de tonnes [5].

Plus des quatre cinquièmes de cette amplification étant attribuables à des projets situés dans le continent asiatique. La demande de charbon à elle seule devrait augmenter de 60% de plus que toutes les énergies renouvelables combinées. Cette augmentation attendue annulerait 80% de la baisse enregistrée en 2020 [5].

Si la demande d’énergie dans les pays en développement s’accroît comme prévu en 2021, la deuxième plus grande augmentation annuelle des émissions de carbone de l’histoire aura lieu, selon le rapport de l’AIE. Elles se situeraient à seulement 1,2% en-dessous des niveaux d’émissions de 2019, à 400 milliards de tonnes. “ C’est un avertissement terrible que la reprise économique après la crise de la COVID-19 est actuellement tout sauf durable pour notre climat”.

La figure I.1 montre statistique de l’évolution des émissions de gaz à effet de serre liées à l’énergie de 1990 à 2021.

Monde Évolution des émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie



Figure I.1 : Evolution d'émissions de gaz à effet de serre liées à énergie [5].

I.2.2 Hausse de la consommation mondiale de charbon et de pétrole en 2021

Parmi les motifs d'inquiétude, l'AIE souligné que la consommation mondiale de charbon pourrait remonter de 4,5% en 2021, 80% de la hausse envisagée provenant d'Asie (en particulier de Chine). C'est une hausse supérieure « de 60% à celle de l'ensemble des énergies renouvelables cumulées », souligne l'Agence. La consommation mondiale de pétrole pourrait quant à elle augmenter de 6,2% par rapport au niveau de 2020 et celle de gaz naturel de 3,2%.

La figure I.2 montre l'évolution annuelle de la consommation mondiale de charbon par région, depuis l'an 2000.

Charbon Évolution de la consommation par région depuis 2000

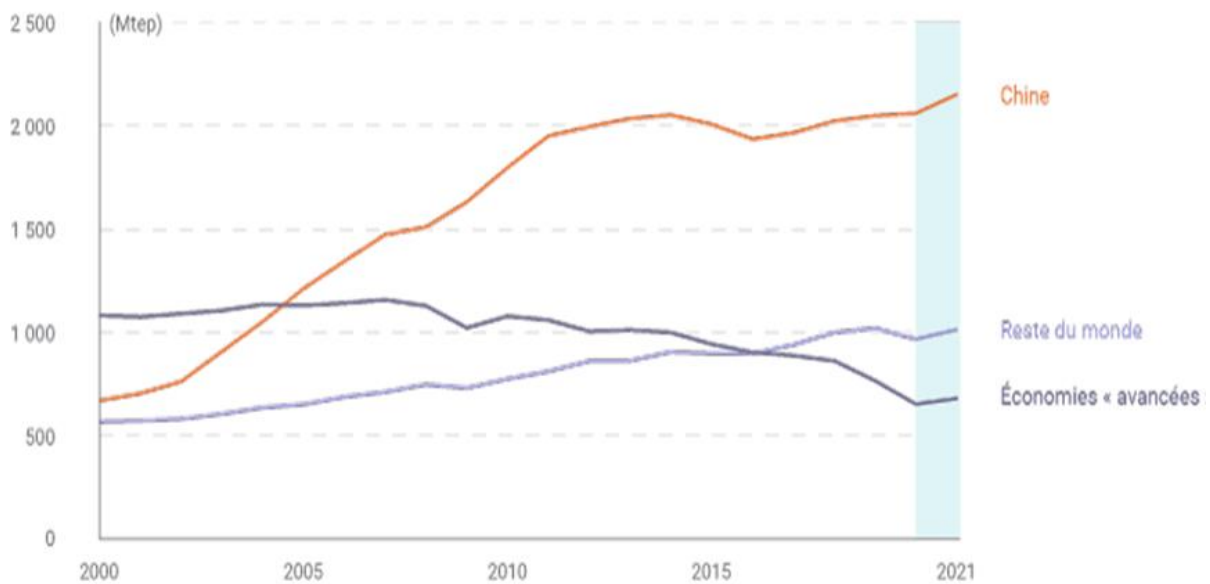


Figure I.2 : Evolution de la consommation de charbon par région depuis 2000.

En 2021, la consommation mondiale de pétrole pourrait quant à elle augmenter de 6,2% par rapport au niveau de 2020 et celle de gaz naturel de 3,2%.

I.2.3 Une croissance très forte de la production électrique d'origine renouvelable :

La consommation mondiale d'électricité pourrait augmenter de 4,5% en 2021 selon les dernières prévisions de l'AIE, soit « presque cinq fois plus que le déclin de la demande en 2020 ». La part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie se « cimenterait ainsi au-dessus de 20% » [5].

Si les énergies renouvelables devaient progresser dans tous les secteurs (production de chaleur, production d'électricité, transports, industrie), c'est bien dans le secteur électrique que la plus forte croissance est attendue pour ces filières : l'AIE envisagé en particulier, une hausse de la production éolienne et solaire photovoltaïque d'environ 17% en 2021 par rapport au niveau de 2020. La production mondiale d'électricité d'origine nucléaire pourrait quant à elle croître de 2% en 2021. La figure I.3 donne les prévisions de l'AIE concernant la production d'électricité d'origine renouvelable, par région et par filière.

Électricité Prévisions de l'AIE sur la production renouvelable en 2021



Figure I.2 : Prévisions de L'AIE sur la production renouvelable en 2021 [5].

I.3 Contexte énergétique national :

I.3.1 PRODUCTION NATIONALE D'ÉNERGIE :

a) Production d'énergie primaire :

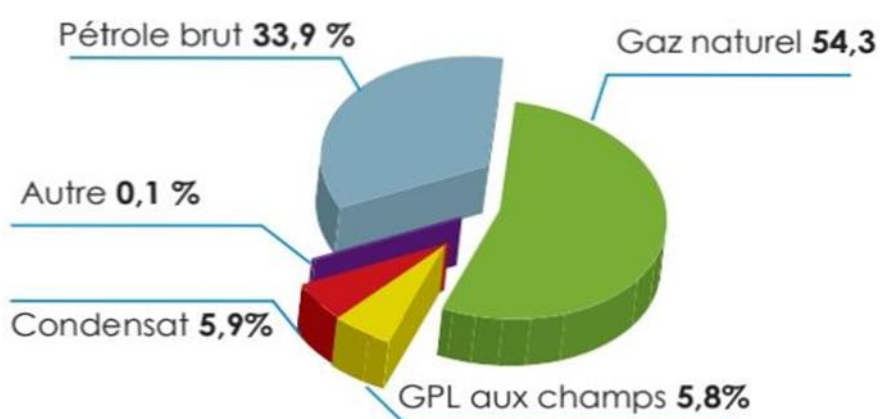
La production commerciale d'énergie primaire a connu une baisse de -4,8 par rapport aux réalisations de 2018, pour atteindre 157,4 M Tep, tirée par celle de tous les produits à l'exception de l'électricité, comme indiqué sur le tableau I.1.

Ainsi, la production d'électricité primaire est passée de 783 à 835 GWh en 2019, tirée par une hausse (+30%) de la production de la filière hydraulique à la suite d'une pluviométrie favorable en 2019, où la production totale a été de 152 GWh contre 117 GWh en 2018.

La structure de la production d'énergie primaire commerciale reste dominée par le gaz naturel à hauteur de 54%, comme illustré dans le graphe ci-après :

Tableau I.1 : Production commerciale d'énergie primaire [5]

Produit	Unités	2018	2019	Evolution	
				Quantité	(%)
Gaz naturel	K Tep	92 106	85 380	-6 726	-7,3
	10 ⁶ m ³	97 467	90 349		
Pétrole brut	K Tep	53 592	53 579	-213	-0,4
	K Tonnes	48 588	48 394		
Condensat	K Tep	9 990	9 226	-763	-7,6
	K Tonnes	8 825	8 151		
GPL aux champs	K Tep	9 343	9 186	-157	-1,7
	K Tonnes	7 918	7 785		
Electricité primaire	K Tep	188	192	5	2,4
	GWh	783	835		
Combustibles solides: Bois	K Tep	22	10	-12	-53,5
	10 ³ m ³	113	53		
TOTAL	K Tep	165 241	157 374	-7 867	-4,8



Total : 157,4 M Tep

Figure I.4 : Structure de la production d'énergie primaire [5]

b) Production d'énergie dérivée :

Comme indiqué au tableau I.2, la production nationale d'énergie dérivée a atteint 66,1 M Tep, en hausse (+2,2%) par rapport aux réalisations de 2018, tirée par celle de la production du gaz naturel liquéfié (GNL) (+21,9%) et de l'électricité thermique (+2,1%). A l'inverse, la production des produits pétroliers a enregistré une baisse comparable à la même période de l'année précédente (-5,7%), pour s'établir à 27,7 Millions de tonnes, tirées par la baisse (-7,3%) de la charge traitée de pétrole brut au niveau des raffineries après l'arrêt des opérations de traitement du pétrole à l'étranger.

Tableau I.2 : Production d'énergie dérivée [5]

Produit	Unités	2018	2019	Evolution	
				Quantité	(%)
Produits pétroliers*	K Tep	30 865	29 114	-1 751	-5,7
	K Tonnes	29 337	27 689		
Electricité thermique**	K Tep	18 171	18 555	384	2,1
	GWh	75 880	80 691		
GNL	K Tep	13 021	15 877	2 856	21,9
	10 ⁶ m ³	13 779	16 801		
GPL (Raffineries et Unités GNL)	K Tep	1 244	1 335	91	7,3
	K Tonnes	1 054	1 131		
Autres (GHF, Charbon de bois)	K Tep	1 380	1 207	-174	-12,6
	GHF	1 461	1 277		
	Bois	-	3		
TOTAL	K Tep	64 681	66 088	1 406	2,2

(*)- y c volumes rapatriés d'essences et de gasoil (2,3 MT) suite au processing de Pétrole brut à l'étranger;

(**)- y compris auto-producteurs

La structure de la production d'énergie dérivée reste déterminée par les produits Pétroliers avec 44%, comme illustré ci-dessous :

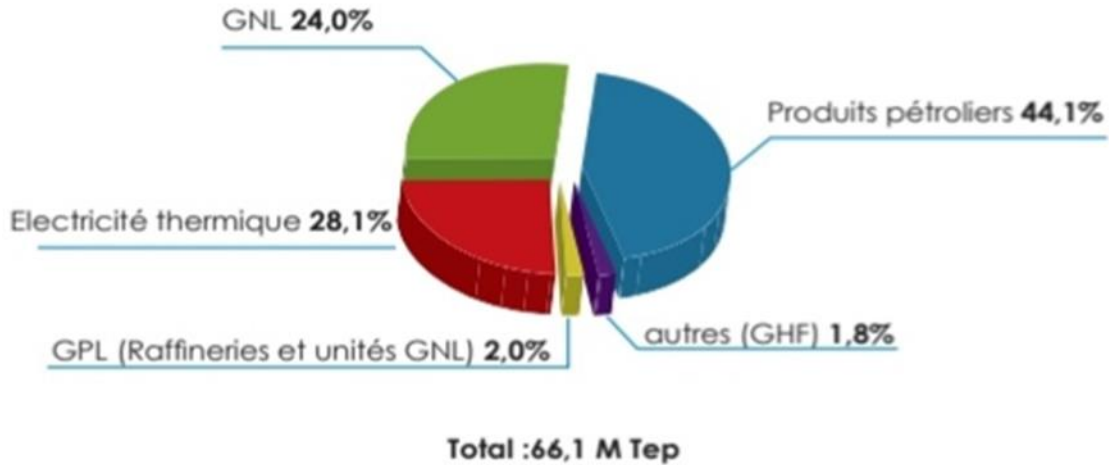


Figure I.5 : Structure de la production d'énergie dérivée [5]

I.3.2. TRANSFORMATION D'ENERGIE :

Les quantités d'énergie primaire transformées durant l'année 2019 ont connu une légère Hausse (+1,2%) par rapport à l'année précédente, pour s'établir à 67,2 M Tep [5].

Les performances de l'activité transformation sont données ci-après :

b.1. Production d'électricité :

Accroissement de 2.2% des prélèvements de gaz naturel pour les besoins des centrales électriques (Sonelgaz et auto-producteurs) à 18,3 Mtep, avec une amélioration de la Consommation spécifique des centrales électriques (SPE, IPP et SKTM) de 0,2 Point en 2019, passant de 2,48 Th/kWh en 2018 à 2,33 Th/kWh en 2019 [5].

b.2. Liquéfaction :

Forte hausse (+22%) du volume de gaz naturel traité dans les unités de liquéfaction à 17,2 Milliards m3 en 2019, induite par une demande croissante des enlèvements des clients de Sonatrach [5].

b.3. Raffinage :

Décroissance-7,3% des quantités de pétrole brut & condensat transformé au niveau Des raffineries à 31,9 M. Tep, tirées par celle de pétrole brut (-5,1%), et du condensat (-20,2) transformé au niveau de la raffinerie de Skikda [5].

La baisse du traitement de pétrole s'explique notamment par la suspension des Opérations de traitement de pétrole à l'étranger depuis le deuxième semestre de L'année 2019, passant de 4,6 millions de tonnes en 2018 à 2,1 millions de tonnes en 2019.

Le tableau ci-après donne le détail, par des quantités d'énergie transformées

Tableau I.3 : Transformation d'énergie (inputs) [5].

Produit	Unités	2018	2019	Evolution	
				Quantité	(%)
Gaz naturel, dont :	K Tep	31 260	34 575	3 315	10,6
	10 ⁶ m ³	33 079	36 587		
Unités GNL	K Tep	13 317	16 243	2 926	22,0
	10 ⁶ m ³	14 092	17 188		
Centrales électriques	K Tep	17 943	18 331	389	2,2
	10 ⁶ m ³	18 987	19 398		
Pétrole brut (*)	K Tep	29 225	27 746	-1 479	-5,1
	K Tonnes	26 484	25 141		
Condensat	K Tep	5 178	4 132	-1 046	-20,2
	K Tonnes	4 574	3 650		
Produits pétroliers (**)	K Tep	511	537	26	5,1
	K Tonnes	490	515		
Autres	K Tep	282	233	-49	-17,2
Coke sidérurgique	K Tec	394	316		
Charbon		8	18		
TOTAL	K Tep	66 456	67 222	767	1,2

(*)- y c processing Pétrole brut à l'étranger (2,1 millions de tonnes) :

(**)- Quantités utilisées comme combustible dans les raffineries et dans les centrales électriques.

I.4 Part des énergies renouvelables :

I.4.1 Les énergies renouvelables en Algérie :

L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelable afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile. Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité. Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030.

L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités de taille expérimentale afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières renouvelables. Le programme des énergies renouvelables est défini ainsi pour les différentes phases :

- A l'horizon 2015, une puissance totale de près de 650 MW serait installée ;
- En 2020, il est attendu l'installation d'une puissance totale d'environ 2600 MW pour le marché national et une possibilité d'exportation allant jusqu'à 10 000 MW.

I.4.2 Energie solaire photovoltaïque :

La stratégie énergétique en Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 MW d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MWc par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030.

I.4.3 L'énergie solaire thermique :

Deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune seront lancés sur la période 2011-2013. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel d'une puissance de 150 MW, dont 25 MW en solaire. Sur la période 2016-2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1200 MW devraient être mises en service. Le programme de la phase 2021-2030 prévoit l'installation d'une 500 MW par an jusqu'en 2023, puis 600 MW par an jusqu'en 2030.

I.4.4 Energie éolienne :

Le programme des énergies renouvelables Algérien prévoit dans un premier temps, sur la période 2011-2013, l'installation de la première ferme éolienne d'une puissance de 10 MW à Adrar. Entre 2014 et 2015, deux fermes éoliennes de 20 MW chacune devraient être réalisées. Des études seront menées pour détecter les emplacements favorables afin de réaliser d'autres projets sur la période 2016-2030 pour une puissance d'environ 1 700 MW.

I.5 Conclusion

A travers ce chapitre, il a été constaté que les pays dépendent encore des énergies traditionnelles, ce qui constitue une menace pour l'océan et l'environnement en raison des émissions de gaz polluants. Quant aux énergies renouvelables, elles sont encore sous-utilisées et rares, notamment en Algérie.

Chapitre II

Energie solaire photovoltaïque
Et habitat.

II.1. Introduction :

L'augmentation du coût des énergies classiques d'une part, et la limitation de leurs ressources d'autre part, font que l'énergie photovoltaïque devient de plus en plus une solution parmi les options énergétiques prometteuses avec des avantages comme l'abondance, l'absence de toute pollution et la disponibilité en plus ou moins grandes quantités en tout point du globe terrestre. Actuellement, on assiste à un regain d'intérêt pour les installations utilisant l'énergie solaire, notamment dans le secteur résidentiel pour de produire l'électricité sur le site même d'emplacement des habitations tout en offrant une intégration esthétique et architecturale. Dans ce chapitre, nous donnerons quelques généralités sur cette énergie solaire photovoltaïques en se focalisant sur les applications en lien avec l'habitat.

II.2. La conversion de la lumière en électricité :

Le terme « photovoltaïque » souvent abrégé par le sigle « PV », a été formé à partir des mots « photo » un mot grec signifiant lumière et « Volta » le nom du physicien italien Alessandro Volta qui a inventé la pile électrochimique en 1800. L'effet photovoltaïque est la conversion directe de l'énergie solaire en électricité.

II.2.1. Technologie des cellules solaires

Le Silicium est le semi-conducteur le plus utilisé pour la fabrication des cellules PV. est l'un des matériaux le plus courant sur terre, c'est le sable, mais un haut degré de pureté est requis pour en faire une cellule photovoltaïque et le procédé est coûteux. Selon les technologies employées, on retrouve le Silicium monocristallin avec un rendement de 16 à 18%, le Silicium Polycristallin de rendement de 13 à 15%, le silicium amorphe présente une efficacité entre 5 et 10%. D'autres matériaux tels que l'Arséniure de Galium et le Tellure de Cadmium qui sont en cours de test dans les laboratoires est présentent un rendement de (38%).

II.2.2. Fabrication des cellules photovoltaïques :

Le silicium est le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques. Est l'obtient par réduction à partir de la silice, composé le plus abondant dans la croûte terrestre et notamment dans le sable ou le quartz. La première étape est la production de silicium dit métallurgique, pur à 98 % seulement, obtenu à partir de morceaux de quartz provenant de galets. Le silicium de qualité photovoltaïque doit être purifié jusqu'à plus de 99,999 %, ce qui s'obtient en transformant le silicium en un composé chimique qui sera distillé puis retransformé en silicium. Il est produit sous forme de barres nommées « Lingots » de section ronde ou carrée. Ces lingots sont ensuite sciés en fines plaques de 200 micromètres d'épaisseur qui sont appelées wafers. Après un traitement pour enrichir en éléments dopants et ainsi obtenir du silicium semi-conducteur de type P ou N, les wafers sont métallisés : des rubans de métal sont incrustés en surface et reliés à des contacts électriques. Une fois métallisés les wafers sont devenus des cellules photovoltaïques [6].

II.2.3. Principe de fonctionnement d'une cellule solaire photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement.

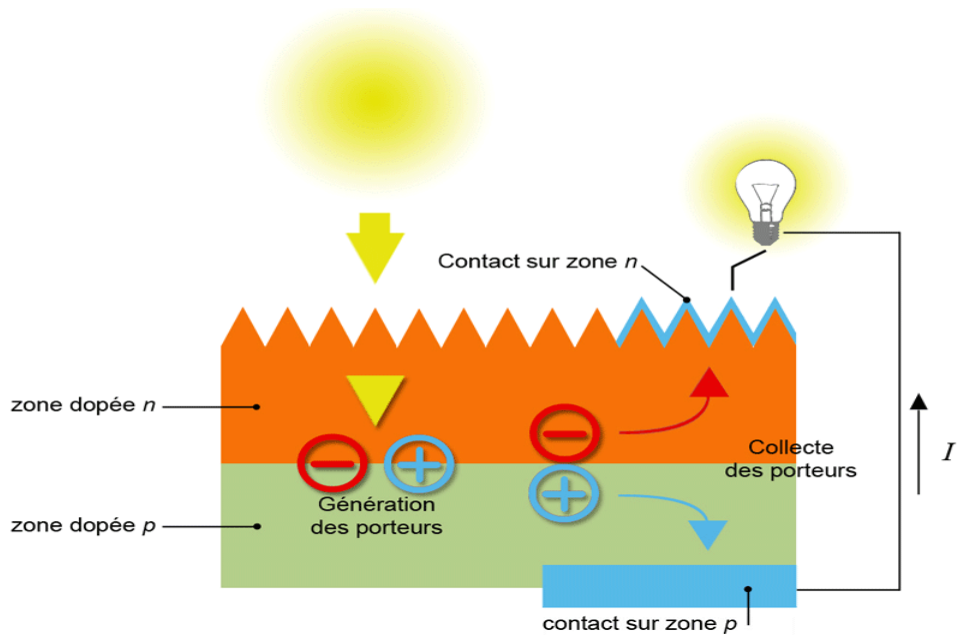


Figure II.1 : Principe de la conversion photovoltaïque.

Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel : le courant électrique circule (voir figure II. 1).

II.3. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

II.3.1 les avantages

Les avantages de l'énergie photovoltaïque les plus importants sont :

- ✓ Energie indépendante, le combustible (le rayonnement solaire) est renouvelable et gratuit.
- ✓ L'énergie photovoltaïque est une énergie propre et non-polluante qui ne dégage pas de gaz à effet de serre et ne génère pas de déchets.
- ✓ Génère l'énergie requise.

- ✓ Réduit la vulnérabilité aux pannes d'électricité.
- ✓ L'extension des systèmes est facile, la taille d'une installation peut aussi être augmentée par la suite pour suivre les besoins de la charge.
- ✓ La revente du surplus de production permet d'amortir les investissements voir de générer des revenus.
- ✓ Entretien minimal.
- ✓ Aucun bruit.

II.3.2 les inconvénients

- ✓ La fabrication des panneaux photovoltaïques relève de la haute technologie demandant énormément de recherche et développement et donc des investissements coûteux.
- ✓ Les rendements des panneaux photovoltaïques sont encore faibles.
- ✓ Nécessite un système d'appoint (batteries) pour les installations domestiques.
- ✓ Le coût d'investissement sur une installation photovoltaïque est cher.

II.4. Différents types de systèmes photovoltaïques :

On rencontre généralement trois types de systèmes photovoltaïques, les systèmes autonomes, les systèmes hybrides et les systèmes connectés à un réseau [7]. Les deux premiers sont indépendants du système de distribution d'électricité, en les retrouvant souvent dans les régions éloignées.

II.4.1. Les systèmes autonomes

Ces systèmes photovoltaïques sont installés pour assurer un fonctionnement autonome sans recours à d'autres sources d'énergie. Généralement, ces systèmes sont utilisés dans les régions isolées et éloignées du réseau. Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes sont décrits sur la figure (II.2) qui traduit les différentes possibilités offertes : couplage direct à une charge adaptée ou couplage avec adaptateur d'impédance MPPT (Maximum Power Point Tracking), fonctionnement au fil du soleil ou avec stockage d'énergie électrique.

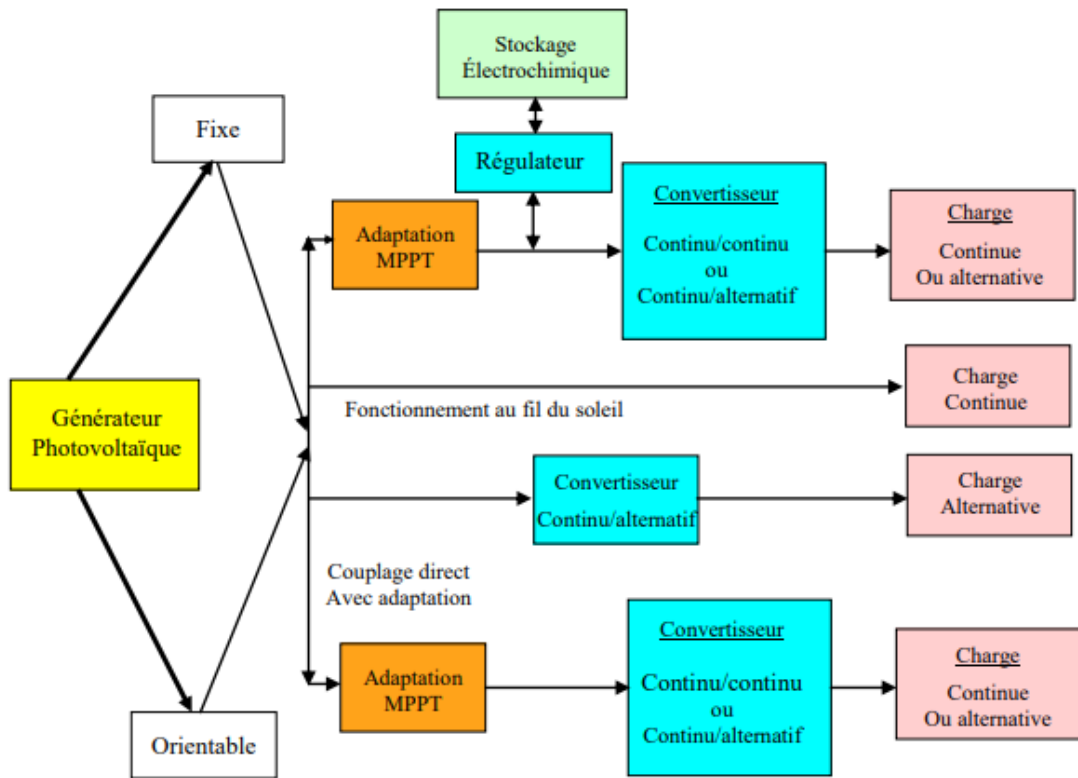


Figure II.2 : Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes.

Le couplage direct implique un fonctionnement au fil du soleil, donc à puissance essentiellement variable au cours de la journée. Les charges typiques à courant continu qui peuvent satisfaire le critère (tension constante à puissance variable) sont les accumulateurs électrochimiques. Les charges alternatives sont les pompes à eau, c'est le pompage au fil du soleil, le stockage est néanmoins présent sous la forme d'eau emmagasinée (dans un réservoir)

Dans la plupart des cas une adaptation d'impédance doit être réalisée en insérant entre le générateur et sa charge électrique un dispositif électronique qui permet de forcer le système à fonctionner à sa puissance maximale.

Exemple : Le pompage au fil du soleil.

Le pompage au fil du soleil permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple comme nous montre la figure ci-dessous. Le stockage se fait de manière hydraulique, l'eau étant pompée, lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement, dans un réservoir au-dessus du sol. Elle est ensuite distribuée par gravité au besoin (Figure II.3).



Figure II.3 : Schéma d'un système de pompage au fil de soleil.

II.4.2. Les systèmes hybrides :

Les systèmes d'énergie hybride associent au moins deux sources d'énergie renouvelable aussi une ou plusieurs sources d'énergie classiques. Les sources d'énergie renouvelable, comme le photovoltaïque et l'éolienne ne délivrent pas une puissance constante, mais vu leurs complémentarités, leur association permet d'obtenir une production électrique continue. Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées.

Les différentes sources dans un système hybride peuvent être connectées en deux configurations, architecture à bus continu et architecture à bus alternatif (Figure II.4) [8] .

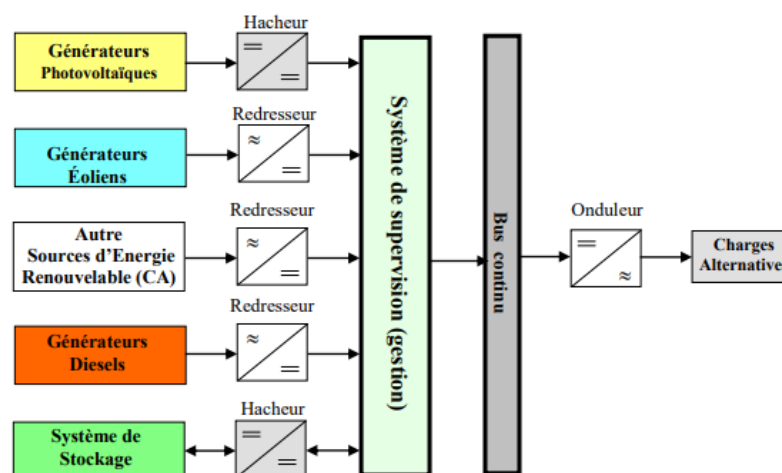


Figure II.4 : Configuration du système hybride à bus continu.

Dans la première configuration, la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus continu (voir figure II.5). Ainsi, les systèmes de conversion d'énergie à courant alternatif (CA) fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être convertie ensuite en courant continu (CC). Les générateurs sont connectés en série avec l'onduleur pour alimenter les charges alternatives. L'onduleur doit alimenter les charges alternatives à partir du bus continu et doit suivre la consigne fixée pour l'amplitude et la fréquence. La fonction spécifique du système de supervision est la commande de mise en marche et arrêt des générateurs et du système de stockage. L'avantage de cette topologie est la simplicité de commande. Dans la seconde configuration tous les composants du système hybride sont reliés à la charge alternative.

II.4.3. Les systèmes connectés au réseau :

Les systèmes de production d'énergie photovoltaïque connectés à un réseau (figure II.6) sont une résultante de la tendance à la décentralisation du réseau électrique. L'énergie est produite plus près des lieux de consommation. Les systèmes connectés à un réseau réduisent la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution. Il produit sa propre électricité et achemine son excédent d'énergie vers le réseau, auprès duquel il s'approvisionne au besoin, ces transferts éliminent le besoin d'acheter et d'entretenir une batterie. Il est toujours possible d'utiliser ceux systèmes pour servir d'alimentation d'appoint lorsque survient une panne de réseau.

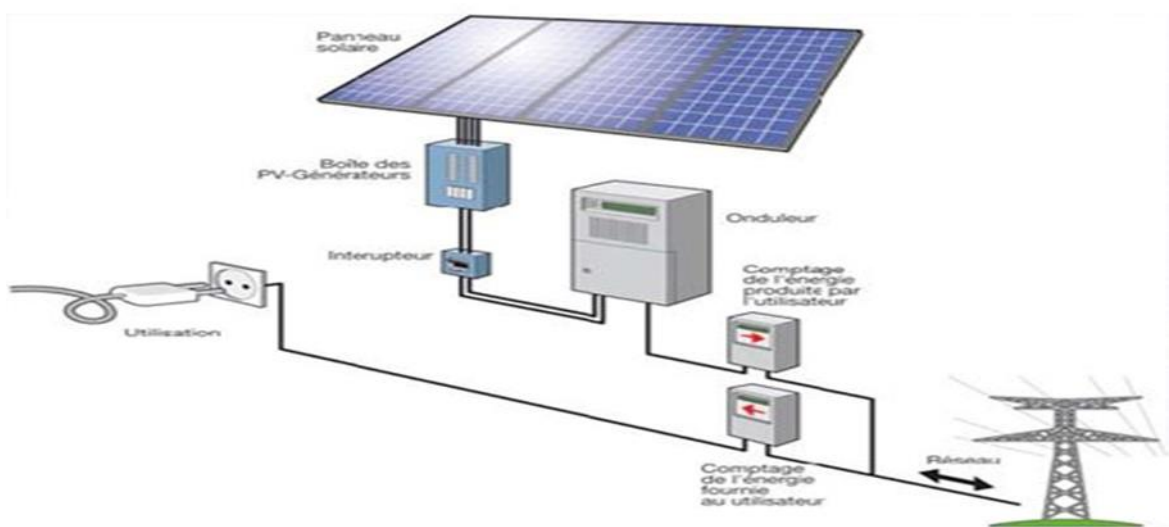


Figure II.5 : Systèmes photovoltaïque connectés au réseau.

II.5 Modes d'intégration des capteurs solaires

III.5.1. Intégration architecturale des capteurs solaires :

En bâtiment, en Europe du nord, on a commencé, depuis le début des années 90, à développer de nouvelles idées pour intégrer des panneaux photovoltaïques comme éléments de construction des maisons ou des immeubles, on a eu un double avantage, les modules photovoltaïques ont un rôle supplémentaire (comme le rôle de la tuile pour la toiture ou de pare-soleil. En intégrant les modules dans le bâtiment, on répond aux interrogations des quelques-uns sur leur occupation de la place, ainsi que leur influence sur le côté esthétique. Le capteur solaire a une fonction précise, celle de transformer le rayonnement solaire en énergie Sous forme d'électricité pour l'autoconsommation ou la vente sur le réseau.

La présence d'un capteur solaire sur un bâtiment se justifie par une nécessité fonctionnelle, répondant à certaine contrainte technique, et devra nécessairement faire l'objet d'un traitement esthétique, tout comme la fenêtre ou la porte du bâtiment, il doit être considéré comme un élément de composition architecturale.

Pour cela, l'architecte ou le concepteur doit l'intégrer dans l'ordonnancement d'une façade, d'une toiture ou d'un volume, tout en lui conservant ses spécificités formelles ou fonctionnelles : éléments vitrés de couleur sombre, orienté vers le Sud dans une zone dégagée de toute ombre. Mais la question se pose toujours sur l'intégration du capteur aux bâtiments, du point de vue esthétique et technique, de forte sensibilité patrimoniale ou dans les secteurs sauvegardés [9].

a. Comment intégrer les capteurs ?

Pour intégrer des capteurs solaires, il existe des approches différentes dans la construction neuve et dans l'existant.

• Pour la construction neuve :

Elle offre la possibilité très étendue, la forme et les contraintes techniques des capteurs peuvent être mariées au bâtiment pour créer des volumes architecturaux originaux homogènes et innovants d'une part, d'autre part permet de limiter le cout de réalisation par un concepteur en amont de l'installation.

• La rénovation d'un bâtiment existant :

L'intégration dans ce cas est plus limitée, cette possibilité est parfois plus coûteuse (perçement, fixation sur le bâti, etc.), mais ces contraintes peuvent être atténuées et on peut utiliser le capteur pour l'amélioration ou la réhabilitation du bâti existant (auvent, vérandas, réfection de toiture, etc.).

b. Démarche d'intégration :

La réussite d'une intégration solaire dépend de la conjugaison optimale des critères suivants qu'on considère primordiaux :

- Minimiser l'impact visuel des capteurs dans leur environnement proche et lointain, on doit apprendre à regarder le bâtiment dans son intégralité, et depuis plusieurs points de vue, de près ou de loin, nous permettant d'envisager les différents positionnements possibles pour le capteur et arrêter enfin notre choix.

- Adapter la forme, proportion et position du champ de capteur à la physionomie générale du bâtiment ; Veiller à respecter une certaine symétrie dans l'implantation des capteurs en alignant ce champ sur les différentes composantes du bâtiment (arches, ouvertures, etc.). Une autre alternative est envisageable, c'est de couvrir l'intégralité d'un pan de toiture.

- Privilégier le capteur double fonction : La meilleure possibilité d'intégration est celle où le capteur devient un composant du bâti et non un simple élément technique rapporté. On distingue de nombreuses possibilités : fonction couverture, brise soleil, allège, garde-corps, fenêtre, verrière, bardage, mur-rideau, etc.

- Marier performance et intégration : Une bonne intégration architecturale ne nuit pas aux performances globales du système, donc il faut veiller à bien optimiser l'inclinaison, l'orientation, éviter les ombres portées, Pour maximiser la production d'électricité d'un générateur photovoltaïque, le capteur doit avoir une pente faible pour recevoir le rayonnement solaire plus important en été, bien au contraire pour le chauffage solaire les capteurs devant avoir une pente plus importante, donc une éventuelle installation des 2 types, seul un compromis permet une intégration esthétique et rendement.

- Choisir le matériel adapté : Le marché du solaire s'est développé ces dernières années notamment en Europe, après la standardisation du matériel, on commence à proposer

des types et accessoires facilitant l'intégration du solaire dans le bâtiment, et offrant ainsi de diverses solutions pour l'usage recherché.

II.5.2. Intégration des panneaux solaires par typologie de toiture

II.5.2.1. Les capteurs en toiture inclinée

a) Capteur suivant la pente de la toiture :

- ❖ Pente faible favorise les gains entre Mars et Octobre. Solution idéale pour le Photovoltaïque

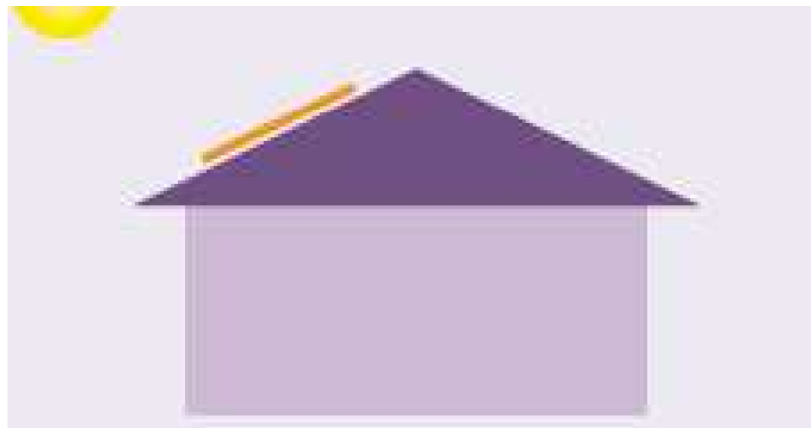


Figure II.6 : Installation du capteur sur une toiture de faible inclinaison.

- ❖ Pente forte, optimise les gains énergétiques durant tout l'année solution idéale pour le chauffage.

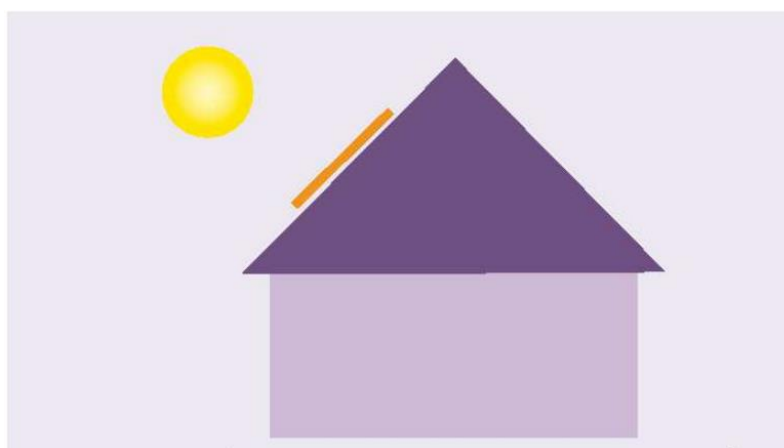


Figure II.7 : Installation du capteur sur une toiture à forte inclinaison.

- ❖ Capteurs en couverture de porche ou véranda. Une intégration naturelle dans le volume d'un élément architectural.

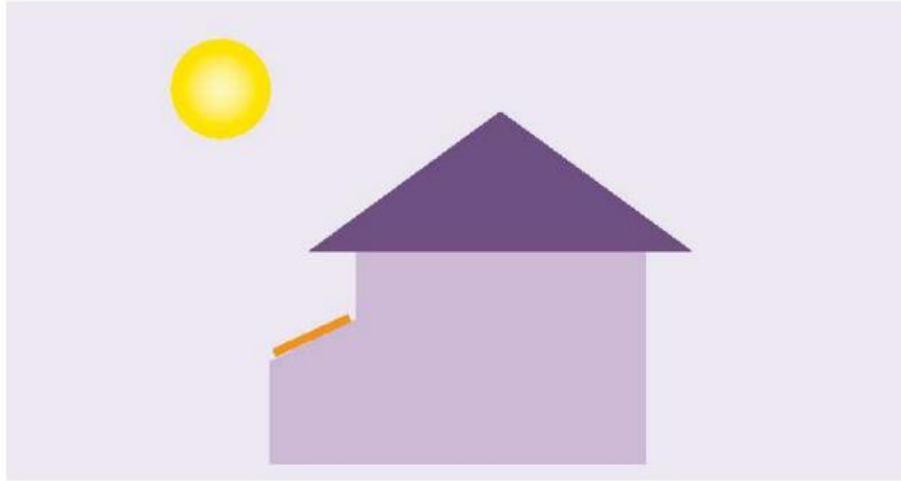


Figure II.8 : Installation du capteur sur un volume du bâtiment.

Afin de réussir une intégration, on veille à respecter quelques bases :

- Aligner le champ de capteurs avec les éléments constitutifs du bâtiment (baies vitrées, arches, etc.).
- Privilégier une incorporation des capteurs dans la toiture.
- Intégrer soigneusement les passages des câbles ou tuyauteries.



Figure II.9 : Intégration des systèmes et accessoires du capteur sur une toiture en pente.

Pour une construction neuve, si on a besoin de grandes surfaces de capteurs pour chauffage, eau chaude collective ou photovoltaïque, il est possible d'adapter le plus possible la taille du champ de capteurs pour couvrir intégralité d'un pan de toiture. Si la surface de la toiture dépasse celle des capteurs, on pourrait compléter la différence restante par l'ajout d'un bac acier, d'un complexe d'étanchéité, d'un vitrage sans absorbeur, dans l'objectif d'éviter un contraste trop marqué entre une grande surface vitrée foncée et une petite surface de tuiles.

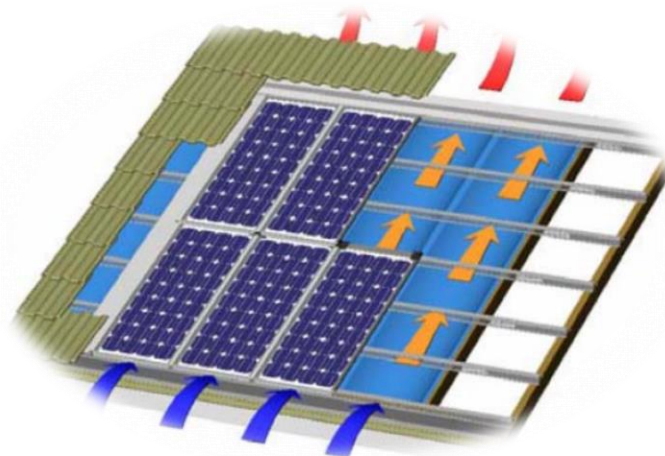


Figure II.10 : Mode d'intégration du capteur sur une partie d'une toiture en pente

Pour une construction existante, on suggère de ne pas surélever le capteur par rapport à la pente de la toiture, ou sur la terrasse, mais essayer de trouver une alternative (intégration en façade, au sol, etc.) sur le corps du bâtiment où l'impact visuel sera moindre.

b) Les capteurs dans les façades

- En gardes corps

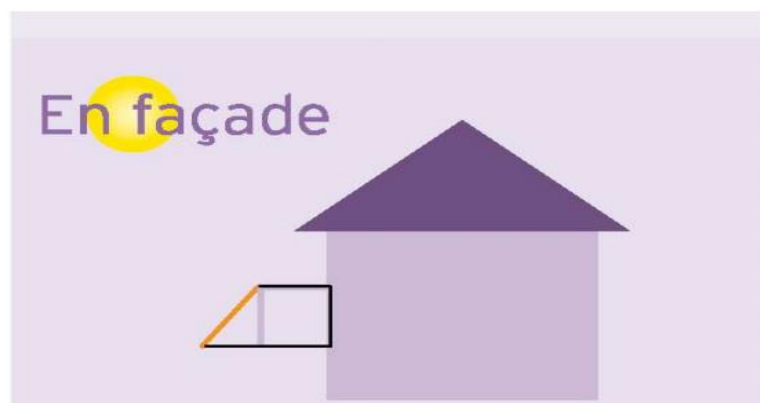


Figure II.11 : Intégration des capteurs solaires sur les gardes corps

- En allège :



Figure II.12 : Intégration des capteurs solaires sur les allèges

- Capteurs comme élément de la paroi verticale, structurant l'organisation architecturale de la façade :



Figure II.13 : Intégration des capteurs solaires sur la façade en homogénéité avec les ouvertures

c) Les capteurs en toiture de terrasse :

Généralement on utilise cette solution dans le collectif, mais peu de réussite en intégration. Les capteurs sont disposés sur un châssis dont l'orientation et l'inclinaison auront été optimisées en fonction de l'usage. Toutefois, certaines dispositions doivent être prises, entre autres :

- Reculer suffisamment les capteurs de l'acrotère afin de limiter l'impact visuel pour les passants.
- Si on n'a pas d'acrotère, on doit les implanter de telle façon à respecter la symétrie avec les composantes du bâtiment.
- L'accrochage doit être conforme avec les directives techniques, pour résister aux intempéries (neige et vent), et préserver l'étanchéité.
- Prévoir un habillage latéral pour masquer la structure métallique.

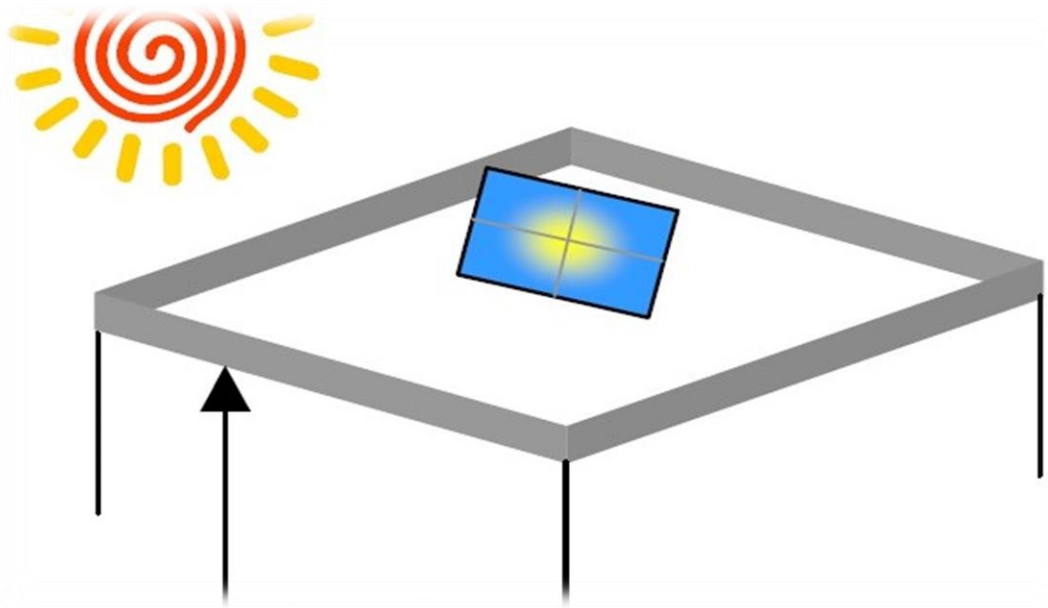


Figure II.14 : Installation des capteurs solaires sur une toiture terrasse.

II.6 Conclusion :

Tout bâtiment est apte pour recevoir des capteurs solaires qui ont plus un rôle fonctionnel, soit pour le bâtiment existant ou bien nouveau en phase de conception, les solutions sont favorables pour une liberté d'intégration. Ainsi, les bâtiments résidentiels peuvent devenir électriquement autonomes, fournisseurs d'électricité ou les deux à la fois (vente de l'excédent d'électricité).

Dans le prochain chapitre, nous présenterons une étude comparative de l'implantation d'un système solaire autonome pour assurant les besoins électriques d'une maison dans trois régions climatiques d'Algérie.

Chapitre III

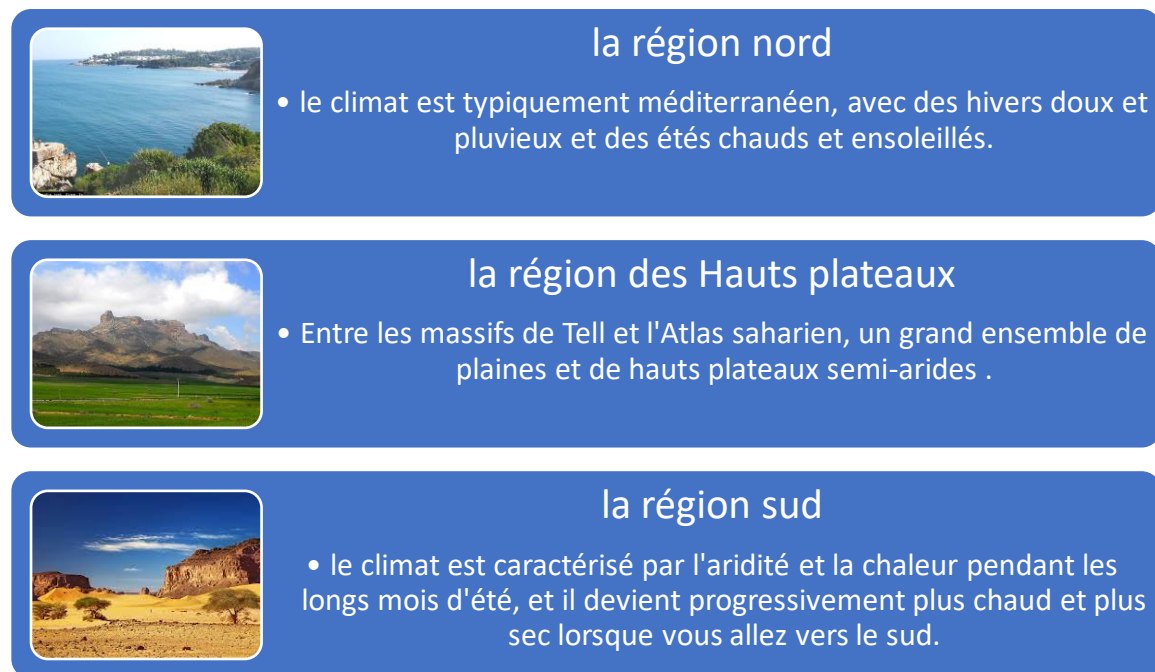
Etude et dimensionnement de
systemes photovoltaïques
autonomes dans trois régions
climatiques algériennes.

III.1. Introduction

L'étude du dimensionnement est toujours confrontée à deux critères essentiels qui sont le gisement solaire disponible et la demande de charge. Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque revient à déterminer la surface nécessaire des panneaux photovoltaïques afin de couvrir les besoins de la charge à tout instant, ainsi que la capacité nécessaire des batteries. Ces deux éléments sont les plus importants dans un système photovoltaïque autonome en raison du coût élevé qu'ils totalisent (plus de 50% du prix de l'installation) [10].

III.2. Choix des régions d'étude

Dans cette étude, nous discuterons d'une comparaison entre les trois principales régions climatiques différentes d'Algérie :



The figure consists of three blue rounded rectangular boxes, each containing a representative image of a region and a list of its climatic characteristics.

- la région nord**
 - le climat est typiquement méditerranéen, avec des hivers doux et pluvieux et des étés chauds et ensoleillés.
- la région des Hauts plateaux**
 - Entre les massifs de Tell et l'Atlas saharien, un grand ensemble de plaines et de hauts plateaux semi-arides .
- la région sud**
 - le climat est caractérisé par l'aridité et la chaleur pendant les longs mois d'été, et il devient progressivement plus chaud et plus sec lorsque vous allez vers le sud.

La figure III.1 montre la situation de ces trois régions climatiques sur le territoire algérien.

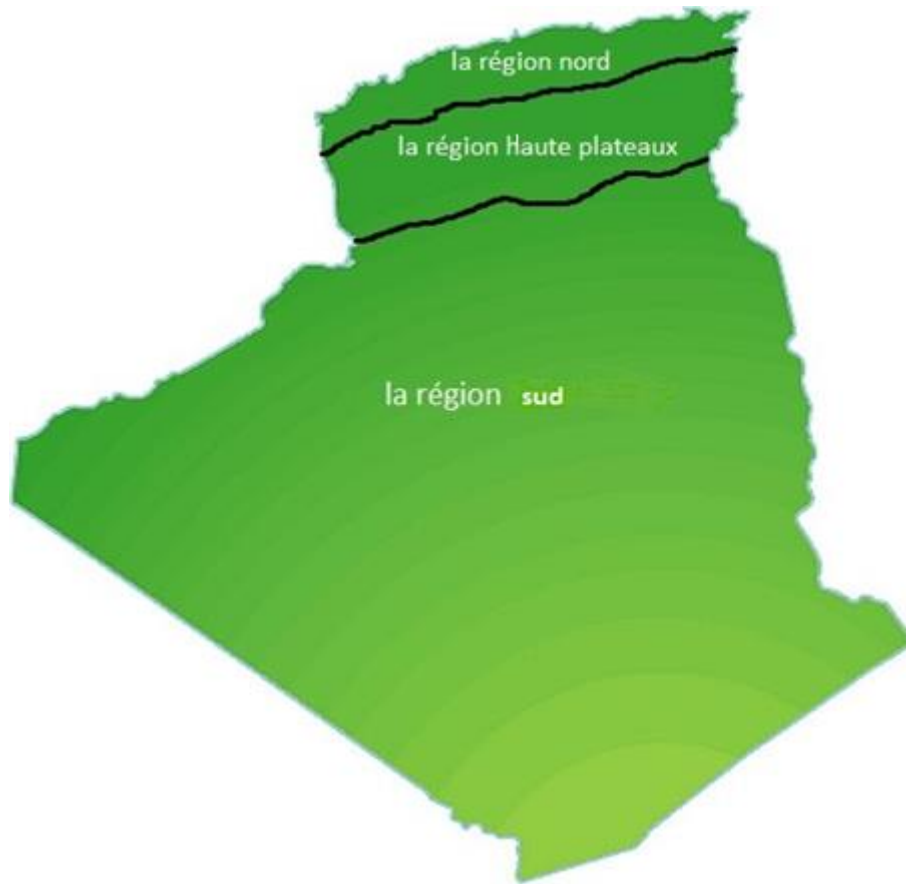


Figure III-1 : Division de l'Algérie en régions à étudier.

III.2.1 Gisement solaire et climats

Le rayonnement solaire (G) et la température ambiante (T) sont les principaux paramètres qui spécifient la production d'énergie d'un module PV.

Le courant des modules PV augmente de manière insignifiante avec l'augmentation de la température. Quant à la tension des modules PV, elle diminue avec l'augmentation de la température des cellules du module et cela entraîne une diminution de la production de modules PV [11].

Afin de mener notre étude, nous avons choisi trois villes, chacune est située dans l'une des régions climatiques. Nous avons ainsi choisi Alger pour la région Nord, Batna pour les Hauts Plateaux et Adrar pour le Sud.

III.2.1.1 La région nord (Alger)

Comme le montre la figure III.2, le climat est doux, et généralement chaud et tempéré. Avec une température moyenne mensuelle de 29 °C au mois d'août qui est le mois le plus chaud de l'année.

Janvier est le mois le plus froid de l'année. La température moyenne mensuelle est de 06 °C à cette période.

Concernant le rayonnement solaire, on remarque une grande différence entre les différentes saisons de l'année, où il est inférieur à 3 kWh /m²/j en hiver et en été sa valeur maximale est de 7 kWh /m²/j.

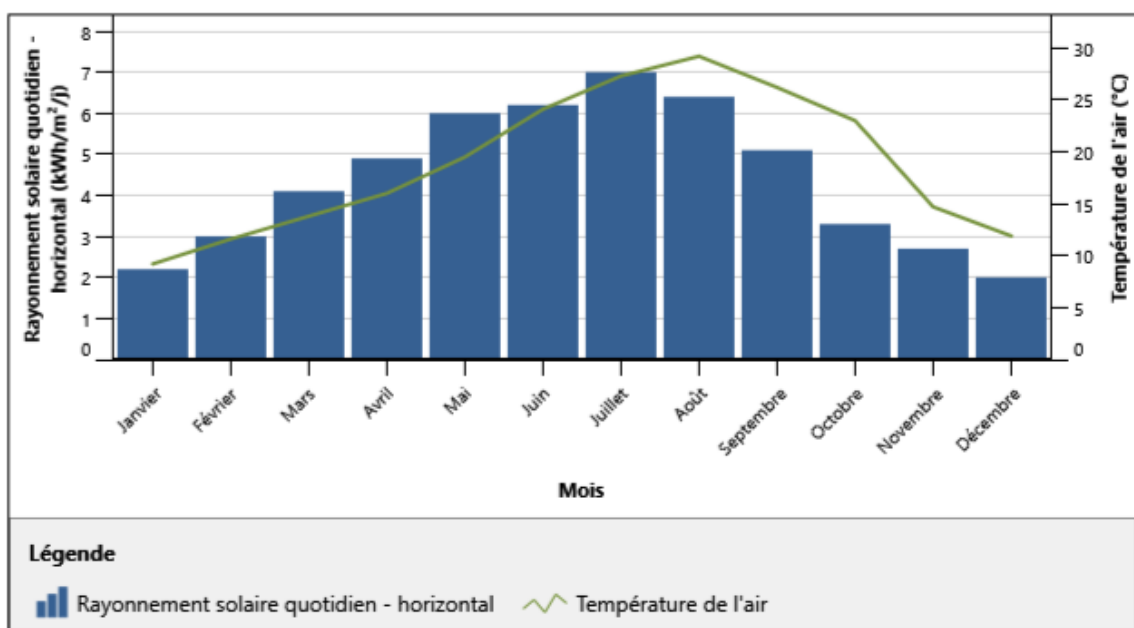


Figure III-2 : Rayonnement horizontal globale et Température (moyennes mensuelles) à Alger [12]

III.2.2. La région des hauts plateaux (Batna)

La ville de Batna bénéficie d'un climat tempéré chaud. Le mois le plus chaud de l'année est celui de Juillet avec une température moyenne mensuelle de 28.0 °C. Avec une température moyenne mensuelle de 4 °C, le mois de février est le plus froid de l'année.

On remarque la même chose pour La région nord, le plus faible pourcentage de rayonnement solaire au mois de décembre (figure III.3).

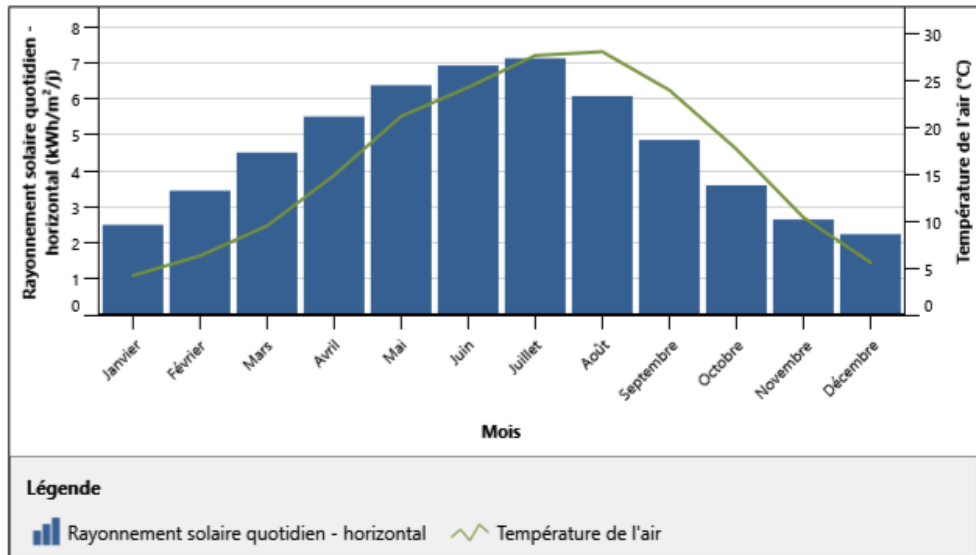


Figure III-3 : Rayonnement horizontal globale et Température (moyennes mensuelles) à Batna [12].

III.2.3. La région sud (Adrar)

D'après la figure III.4, on constate que la région de l'Adrar a une forte quantité de rayonnement solaire, ce qui explique les températures élevées dans la région.

Juillet est de ce fait le mois le plus chaud de l'année. Au mois de Janvier, la température moyenne est de 12.6 °C. Janvier est de ce fait le mois le plus froid de l'année.

Elle est parmi les sites les plus intéressants pour les applications solaires avec un gisement qui dépasse le 8 kWh /m² /j.

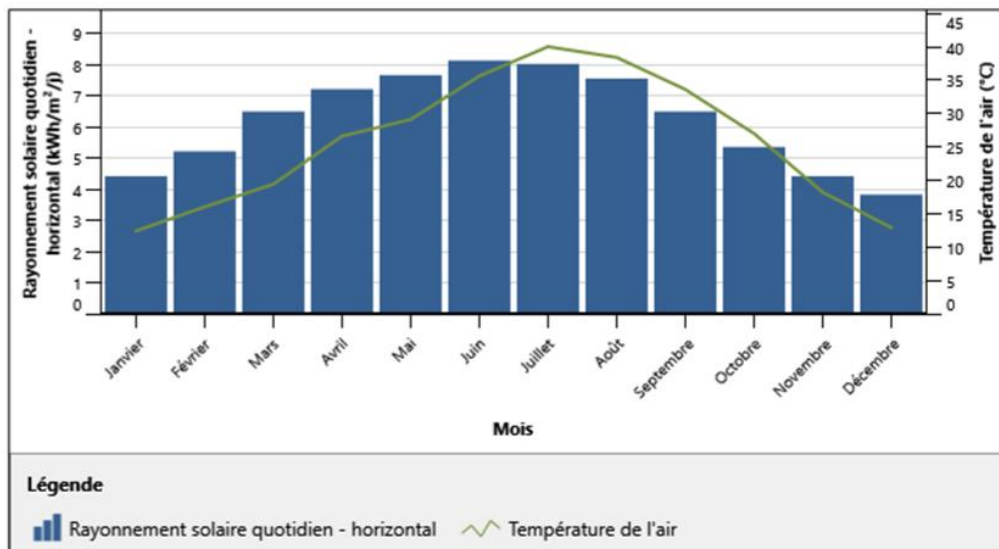


Figure III-4 : Rayonnement horizontal globale et Température (moyennes mensuelles) à Adrar [12].

III.3 Choix du type de maison

Tout d'abord, nous choisissons le même plan de maison dans les trois régions puis, nous définissons les besoins énergétiques. Contient les équipements domestiques fonctionnant sous une tension standard de 220V-50Hz.

Nous considérons que les trois maisons sont équipées avec les mêmes appareils, avec une différence d'heures de fonctionnement quotidiennes selon les spécificités de chaque région.

III.3.1 Le plan de maison

Une maison individuelle de 80 m² composée de 3 chambres, dont deux avec sanitaires privés, un séjour, une cuisine et des sanitaires collectifs est choisie pour notre étude.

Le nombre d'occupants est de 4 personnes. Une vue aérienne du plan de la maison est montrée à la figure III.5.



Figure III-5 : La distribution des pièces dans la maison.

III.3.2 Evaluation des besoins énergétiques (appareils électriques)

On parle de besoin en énergie d'une habitation pour désigner la quantité de puissance consommée par ce système (climatisation, réfrigération, ventilation, éclairage.....etc.)

Les différents appareils électriques prévus dans la maison et leurs puissances nominales sont reportés sur les tableaux ci-dessous :

a. La consommation moyenne journalière (Hiver)

Tableau III-1 : Besoins énergétiques journalière des trois régions (hiver).

Appareils	Nombre	Puissance unitaire (W)	Durée d'utilisation (h/ jour)			Consommation Journalière en (WH)		
			Alger	Batna	Adrar	Alger	Batna	adrar
Lampes des chambres	3	18	5	4	3	270	216	162
Veilleuses des chambres	6	3	2	2	1	36	36	18
Lampes du séjour	2	12	3.5	3	2.5	84	72	60
Lampe principale cuisine	1	12	3	3	3	48	48	36
Lampe (tube) cuisine	1	9	2	2	2	27	27	18
Cafetière	1	900	1/4	1/4	1/4	225	225	225
Bouilloire	1	1800	1/3	1/3	1/3	600	600	600
Hotte de cuisine	1	60	2	2	2	120	120	120
Lampes principales de salles de bain	3	9	3	3	3	81	81	81
Lampes (Tubes) de lavabo	3	10	2	2	2	60	60	60
Lampe balcon (séchoir)	1	9	1	1	1	9	9	9
Lampe d'extérieur (entrée)	1	12	3	3	2	36	36	24
Lampe (jardin)	2	9	1	1	1	18	18	18

Chargeurs de téléphones	4	15	1	1	1	60	60	60
Ordinateurs portables	2	80	2	2	2	320	320	320
Ordinateur de bureau	1	220	1.5	1.5	1.5	330	330	330
Téléviseurs	02	110	3	3	3	660	660	660
Réfrigérateurs	01	150	6	6	7	900	900	1050
Machine à laver	01	1350 Wh/cycle	3 cycle /semaine	3 cycle /semaine	3 cycle /semaine	580	580	580
Extracteur d'air	03	20	1	1	2	60	60	120
Climatiseur	01	900	0	0	0	0	0	0
Totale	P_{besoin} = 5830 W					4635	4580	4540

- Pour le climatiseur qui ne sont pas utilisés en hiver, le chauffage se fait avec un chauffe-eau solaire ou à système de chauffage centrale gaz.

b. La consommation moyenne journalière (été)

Tableau III-2 : Besoins énergétiques journalière des trois régions (été).

Appareils	Nombre	Puissance unitaire (W)	Durée d'utilisation (h / jour)			Consommation Journalière en (WH)		
			Alger	Batna	Adrar	Alger	Batna	adrar
Lampes des chambres	3	18	4	3.5	3	216	189	162
Veilleuses des chambres	6	3	2	2	1	36	36	18
Lampes du séjour	2	12	3	2	3	72	60	72
Lampe principale cuisine	1	12	3	3	3	36	36	36
Lampe (tube) cuisine	1	9	3	3	2	27	27	18

Cafetière	1	900	1/4	1/4	1/4	225	225	225
Bouilloire	1	1800	1/3	1/3	1/3	600	600	600
Hotte de cuisine	1	60	2	2	2	120	120	120
Lampes principales de salles de bain	3	9	3	3	3	81	81	81
Lampes (Tubes) de lavabo	3	10	2	2	2	60	60	60
Lampe balcon (séchoir)	1	9	1	1	1	9	9	9
Lampe d'extérieur (entrée)	1	12	2	2	1	24	24	12
Lampe (jardin)	2	9	1	1	1	18	18	18
Chargeurs de téléphones	4	15	1	1	1	60	60	60
Ordinateurs portables	2	80	2	2	2	320	320	320
Ordinateur de bureau	1	220	1.5	1.5	1.5	330	330	330
Téléviseurs	02	110	3	3	3	660	660	660
Réfrigérateurs	01	150	7	7	8	1050	1050	1200
Machine à laver	01	1350 Wh/cycle	3 cycle /semaine	3 cycle /semaine	3 cycle /semaine	580	580	580
Extracteur d'air	03	20	1	1	2	60	60	120
Climatiseur	01	900	3	2.5	5	2700	2250	4500
Totale	P_{besoin}	= 6730 W				7280	6830	9200

- Pour le climatiseur La même chose une Réfrigérateur par exemple en Adrar qui fonctionne plus de 5 heures, dans le tableau ci-dessus nous mettons l'énergie moyenne nécessaire pour alimenter. (Le compresseur ne fonctionne pas à chaque fois que le climatiseur est allumé).

III.4. Dimensionnement des systèmes photovoltaïques

Les différentes données de toutes charges à alimenter par le système, permettent de déterminer les différents éléments constitutifs de chaque système PV et le nombre de système PV qu'il faudra. L'association de ces composants selon leurs fonctions donne la configuration du système PV [13].

III .4.1. La Méthode de dimensionnement [14].

III .4.1.1 Estimation des besoins journaliers de l'utilisateur en électricité (en Wh/j).

L'énergie totale moyenne nécessaire par jour E_{Besoin} (Wh/j) est la somme des consommations énergétiques des divers équipements constituant le système à étudier, à savoir la télévision, les lampes d'éclairage, les appareils électroniques, ...etc.

Pour estimer la consommation journalière de la maison, on applique la relation suivante :

$$E_{Besoin} = \sum_{i=1}^{i=N} P_i \times t_i \quad (1.1)$$

Où,

E_{Besoin} : la consommation journalière de la maison (Wh/j)

P_i : puissance de l'appareil numéro i (W) ;

t_i : Durée d'utilisation journalière de l'appareil i (heure) ;

N : Nombre total des appareils électriques.

III .4.1.2 Estimation de l'ensoleillement sur le site de l'installation du générateur PV.

- L'estimation de l'énergie solaire reçue sur le site est simple, mais il faut tenir compte des caractéristiques propres au site de l'installation lui-même [12].

Cette énergie on peut l'avoir en valeurs mensuelles, et plusieurs sites est logiciels sont spécialisés pour ça, il suffit juste d'introduire les coordonnées géographiques du lieu à étudier, on donne un exemple par la figure suivante :

Alger	Irrad. Glob. kWh/m ² .jr	Adrar	Irrad. Glob. kWh/m ² .jr	batna	Irrad. Glob. kWh/m ² .jr
Janvier	2.62	Janvier	4.65	Janvier	2.96
Février	3.26	Février	5.24	Février	3.76
Mars	4.54	Mars	6.42	Mars	5.06
Avril	5.56	Avril	7.26	Avril	6.07
Mai	6.39	Mai	7.73	Mai	7.16
Juin	7.46	Juin	7.93	Juin	7.82
Juillet	7.70	Juillet	7.87	Juillet	8.03
Août	6.66	Août	7.19	Août	7.24
Septembre	5.24	Septembre	6.44	Septembre	5.63
Octobre	4.00	Octobre	5.41	Octobre	4.43
Novembre	2.90	Novembre	4.71	Novembre	3.31
Décembre	2.35	Décembre	4.17	Décembre	2.59
Année	4.90	Année	6.26	Année	5.35

Figure III-6 : Exemple de données d'énergie solaire Journalière

- Angle d'inclinaison optimale des modules PV

L'énergie fournie par les capteurs photovoltaïques est directement proportionnelle à l'ensoleillement. Afin d'optimiser au mieux l'installation solaire il faut donc tenir compte de ce facteur, qui dépend à son tour du lieu de l'installation, de l'orientation et de l'inclinaison de ces capteurs. Idéalement, Ils doivent être orientés en plein Sud dans l'hémisphère Nord et en plein Nord dans l'hémisphère Sud, à l'écart des zones ombragées, et inclinés d'un angle qui permet l'optimisation de l'énergie récupérée. Un plan incliné est caractérisé par son inclinaison β (par rapport à l'horizontale), et son orientation ou azimut χ par rapport au sud [15].

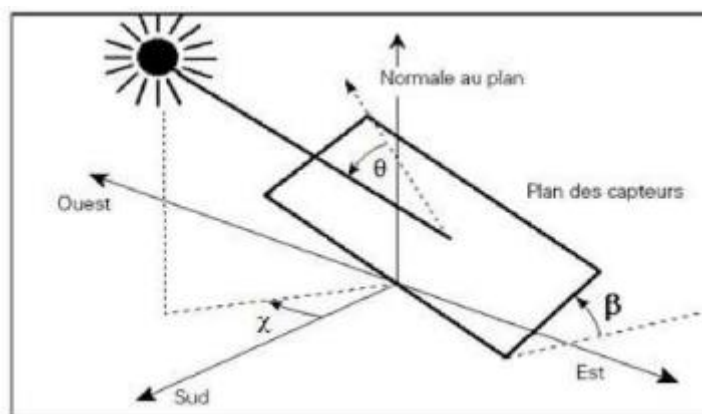


Figure III.7 : Schématisation des angles pour un plan incliné.

Plus les rayons sont proches de la perpendiculaire au plan des panneaux ($\cos \theta_1$), plus la quantité d'énergie disponible est importante.

- En moyenne, sur l'année, l'inclinaison optimale pour maximiser l'énergie annuelle produite est égale à la latitude du lieu.

-Une inclinaison plus forte que la latitude peut augmenter l'énergie récupérée en hiver (la trajectoire du soleil étant basse dans le ciel), au détriment de celle récupérée en été. L'inverse est réalisé pour une inclinaison plus faible que la latitude.

Le tableau suivant donne les valeurs de l'inclinaison recommandée de capteurs photovoltaïques pour une utilisation annuelle constante en fonction de la latitude [16].

Tableau III.3 : Relation entre la latitude et l'inclinaison des panneaux pour une utilisation annuelle.

Latitude φ ($^\circ$)	Inclinaison β ($^\circ$)
$\varphi < 10^\circ$	10°
$10^\circ < \varphi < 30^\circ$	Φ
$30^\circ < \varphi < 40^\circ$	$\varphi + 10^\circ$
$\varphi > 40^\circ$	$\varphi + 15^\circ$

III .4.1.3 Dimensionnement du champ photovoltaïque (puissance crête installée et le nombre des modules).

La puissance d'un module photovoltaïque est exprimée en Watt crête. Le nombre de Watt-crête d'un panneau solaire correspond au nombre de Watt que ce panneau fournit lorsqu'il est utilisé dans des conditions standards (STC).

Pour avoir le nombre de module à installer il faut d'abord connaître la puissance crête de notre champ photovoltaïque qui se calcule par la formule suivante :

$$P_C = \frac{E_{\text{Besoin}} \times P_i}{E_i \times P_R} \quad (1.2)$$

Avec :

P_c : la puissance crête (Wc).

P_i : puissance d'éclairage aux condition STC.

PR : Le ratio de performance.

E_i : énergie solaire journalière.

- Ratio de Performance, PR

Le ratio de performance est un coefficient qui caractérise l'ensemble des pertes du système PV. Il est donc fonction de des facteurs de pertes de chaque élément de ce dernier. Et comme les facteurs de pertes (ou les rendements) de chaque élément du système PV (batteries, régulateur, onduleur, champs PV) sont identifiables, la seule donnée variable est le degré de ventilation des modules PV. Ainsi, les valeurs normalisées du tableau suivant sont utilisées [14].

Tableau III.4 Valeurs du Ratio de performance en fonction de la ventilation des modules PV

		Modules très peu ventilés	Modules peu ventilés	Modules ventilés	Modules bien ventilés
Ratio de performance PR	Absence du MPPT	0.55	0.60	0.65	0.70
	Présence du MPPT	0.60	0.65	0.70	0.75
<i>Valeur du Ratio de Performance PR en fonction de la ventilation des modules</i>					

Comme les modules seront posés en surimposition, nous considérons que le champ photovoltaïque sera normalement ventilé.

Ainsi, nous évaluons le ratio performance $PR = 0.65$

- Le nombre des modules photovoltaïques est calculé en fonction des caractéristiques du module choisi et de la puissance crête du générateur par l'équation suivante :

$$Nm = Pc / Pmax \quad (I.3)$$

Avec :

Nm : le nombre de module à installer.

Pc : la puissance crête du champ PV (Wc).

Pmax : La puissance max d'un module (W).

- Le nombre de modules disposés en série **Ns** est le rapport entre la tension du régulateur utilisé **Uch** et la tension maximale du module **Vmax** :

$$Ns = Uch / Vmax \quad (1.4)$$

Avec :

Ns : le nombre de modules en série.

Uch : Tension PV maximale de circuit ouvert (régulateur)

Vmax: Tension à circuit ouvert. (PV)

- Et pour avoir le nombre de modules qu'il faut connecter en parallèles, on a :

$$Np = Ich / Icc \quad (1.5)$$

Avec :

Np : le nombre de modules en parallèles.

Icc : Courant de court-circuit (PV).

Ich : Courant de charge nominal. (Régulateur)

III .4.1.4 Estimation la tension et la capacité de stockage de la batterie.

Le rôle des batteries est de stocker une quantité d'énergie suffisante pour subvenir à l'absence d'ensoleillement temporaire pendant quelques heures ou quelques jours. La capacité des batteries dépend des besoins énergétiques et de l'autonomie sans apport solaire (jours d'autonomie).

Le dimensionnement de la batterie consiste à effectuer les deux choix techniques suivants :

a. Choix de la tension de la batterie.

On choisit la tension de fonctionnement en fonction de la puissance totale des besoins en Watt, de façon générale, le tableau suivant nous donne la tension adaptée pour différentes plages de puissances des besoins [17].

Tableau III-5 : Tension recommandée pour les systèmes PV en fonction de leur puissance.

La puissance	0 ➡ 500 W	500W➡ 2KW	2K ➡ 10KW	➤ 10 KW
Tension recommandée	12V	24V	48V	➤ 48V

b. Choix de la capacité de la batterie (CT_d en Ah).

La durée d'autonomie de stockage à déterminer correspond à la période au cours de laquelle les batteries doivent alimenter seules l'installation. Elle varie en fonction des conditions météorologiques du site. Généralement, la valeur retenue en pays tempérés est comprise entre 5 à 8 jours et 15 jours pour les installations plus sensibles [18].

Cette autonomie depend de la profondeur maximale de décharge à ne pas dépasser pour les batteries. Les valeurs les plus utilisées pour cette dernière sont telles qu'indiquées sur le tableau III.5

Tableau III.6 : les nombre des jours autonomie.

Autonomie de réserve, N_j	Profondeur maximale de décharge, $P_{Décharge}$
<p style="text-align: center;">Autonomie de réserve (N_j) \geq 8 jours Cela peut se produire 2 à 3 fois par an. Il n'est donc pas nécessaire d'imposer une profondeur maximale de décharge trop basse.</p>	$80\% \leq P_{Décharge} \leq 100\%$
<p style="text-align: center;">3 jours \leq Autonomie de réserve (N_j) \leq 7 jours Une succession de 3 jours sans ensoleillement est un cas relativement fréquent, à raison de 10 à 50 fois par an (selon les régions). Il convient donc de choisir une profondeur maximale de décharge inférieure à 100%.</p>	$60\% \leq P_{Décharge} \leq 80\%$
<p style="text-align: center;">Autonomie de réserve (N_j) \leq 3 jours Lorsque l'autonomie de réserve est de courte durée, il est fort probable que les batteries subissent des décharges profondes assez régulièrement au cours de l'année, il est conseillé de diminuer davantage le paramètre $P_{Décharge}$.</p>	$50\% \leq P_{Décharge} \leq 60\%$
Aide au choix du paramètre $P_{Décharge}$ (Profondeur maximale de décharge des batteries)	

Formule de calcul de la capacité nominale :

$$C_{Td} \geq \frac{N_j \times E_b}{P_d \times K_T} \quad (1.6)$$

Avec :

C_{Td} : Capacité parc des batteries, la durée de décharge Td (en heures)

N_j : Autonomie de réserve (en jours)

E_b : Energie journalière consommée (en Ampère heures, Ah)

P_d : Profondeur maximal de décharge (sans unité)

K_T : Coefficient de tempirature de la capacite (sans unité)

$$N_{batt} \text{ (en parallèle)} = C_{Td} / \text{Capacité d'une batterie} \quad (1.7)$$

III .4.1.5 Le dimensionnement des câbles électriques solaires.

Il est nécessaire de limiter la longueur des câbles électriques entre le générateur photovoltaïque et les récepteurs. Cette distance n'excède jamais quelques mètres. En effet les systèmes solaires fonctionnent généralement sous faible tension (12V, 24V, 48V), donc avec un courant élevé ($P = U \times I$), Si U est faible, I est très élevé pour la même puissance. Le transport à distance de ce courant de plusieurs ampères provoque des pertes par effet joule aux niveaux des conducteurs [19].

On calcul des sections des câbles, par les formules suivantes :

a. Entre le régulateur et les batteries :

$$S_1 = \frac{\rho \times 2 \times L \times P}{V_{batt}^2 \times \epsilon} \quad (1.8)$$

Analyse de cette formule :

- Le facteur 2 permet de prendre en compte les distances allé et retour du câble.
- Plus la longueur L est importante, plus la tension du parc de batterie ne doit être élevée. On privilégiera donc une forte proximité entre le parc de batteries et l'onduleur.
- En augmentant la section des câbles, on peut se permettre de diminuer la tension du parc de batteries.

b. Entre le régulateur et le champ PV :

$$S_2 = \frac{\rho \times L \times I}{V \times \epsilon} \quad (1.9)$$

c. Entre la batterie et l'onduleur : S3 la même formule que S1

Avec :

p : puissance journalière consommée (w).

ε : chute de tension.

L : Longueur totale du câble (m).

V_{batt} : Tension des batteries (V).

S : Section du câble (mm²).

V : Tension des panneaux (V).

I : Courant circulant dans le câble (A).

ρ : résistivité du matériau conducteur (cuivre ou aluminium) dans les conditions de température d'exploitation, exprimée en ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$).

III .4.1.6 Choix du régulateur et l'onduleur.

a. Le régulateur

Il y a 3 paramètres de dimensionnement à vérifier sur la fiche technique du régulateur :

1. Le courant débité par le champ PV ne doit pas dépasser une certaine limite imposée par le régulateur, ce qui détermine le nombre maximal de branches parallèles.
2. La tension fournie par le champ PV doit être limitée afin de pas endommager le régulateur en cas de déconnexion des batteries. Cela détermine donc le nombre maximal de modules mis en série dans une branche.
3. La tension du parc de batterie doit être conforme à la configuration du régulateur.

b. L'onduleur photovoltaïque autonome

Lorsque l'application contient d'appareils fonctionnant en alternatif (AC), il faut convertir l'électricité continue que produisent les capteurs photovoltaïques en électricité alternative utilisable par ses appareils [20].

Le dimensionnement d'un onduleur se base sur la somme des puissances maximales de chaque équipement à connecter au courant alternatif, et se fait en fonction de plusieurs critères :

- Courant de démarrage des appareils électriques
- Tension d'entrée : elle est égale à celle de la batterie ou du régulateur [21].
- Tension de sortie : En Algérie nous utilisons du 230 V AC, 50 Hz [21].

- Tension nominale : Puissance nominale de l'onduleur (VA), définie d'après les besoins exprimés [21]. Elle tient compte du nombre d'équipements, et de leurs puissances.

III .4.2. Le résultat de dimensionnement

III.4.2.1. Champs PV

On suppose qu'on utilise dans les trois installations des modules PV en silicium poly cristallins, Jinkosolar JKMS255PP –Poly, dont les principales caractéristiques sont consignées dans le tableau ci-dessous :

Tableau III.7 : caractéristique technique des panneaux PV.

Puissance maximale	$P_{max} = 255 \text{ W}$
Tension à circuit ouvert	$V_{oc} = 36.1 \text{ V}$
Tension maximale	$V_{max} = 29.3 \text{ V}$
Courant maximal	8.72 A
Courant de court-circuit	$I_{cc} = 9.39 \text{ A}$

Comme on a besoin des caractéristiques du régulateur de charge pour configurer le champs PV, on définit le régulateur choisi dès maintenant en supposant qu'on utilise le régulateur MPPT « SmartSolar (MPPT 150/60) » dont les principales caractéristiques sont données ci-dessous :

Tableau III.8: Caractéristiques que doit avoir le régulateur à utiliser.

Tension de la batterie	12 / 24 / 48 V Sélection automatique
Courant de charge nominal	60 A
Puissance nominale PV, 48V	3440 W
Tension PV maximale de circuit ouvert	150 V pour le démarrage et le fonctionnement



Figure III-8 : le régulateur SmartSolar (MPPT 150/60)

a. Exemple de calcul : la région nord en hiver

En appliquant l'équation (1.2) on va calculer la puissance crête pour les installations.

$$P_c = \frac{4.63 \times 1000}{2.35 \times 0.65} = 3030 \text{ (Wc)}$$

- La puissance crête de l'installation PV est de 3 kW.

Le nombre nécessaire de modules pour cette application est donc donné par la formule (1.3)

$$N_{\text{modules}} = \frac{3030}{255} = 11.8$$

- La puissance unitaire des panneaux solaires utilisés est de 255 Wc. Il sera donc nécessaire d'installer 12 panneaux solaires.

Alors en calculer le nombre de panneaux connecté en série relation (1.4) et le nombre de panneaux connecté en parallèle relation (1.5)

$$N_s = \frac{150}{36.1} = 4.1$$

- Le nombre de modules connectés en série pour cette application est : 4 modules au maximum.

$$N_p = \frac{60}{9.39} = 6.38$$

- Nombre max de branches parallèles : 6 branches au maximum.

Configuration choisit : $N_p = 4$ branches, $N_s = 3$ modules PV.

b. Résultats globaux

Les résultats du dimensionnement des champs PV pour les trois régions en hiver et en été sont répertoriés dans le tableau III.9. Ces résultats sont la puissance crête, P_c , le nombre total de modules PV, N_M , le nombre de modules PV en série dans une branche, N_s et le nombre branche parallèles N_p .

Tableau III.9. Résultats du dimensionnement des champs PV.

Région	P_c (Wc)		N_M		N_s (Modules PV)		N_p (Modules PV)	
	Eté	Hiver	Eté	Hiver	Eté	Hiver	Eté	Hiver
Alger	1750	2998	8	12	4	3	2	4
Batna	1385	2720	6	12	2	3	3	4
Adrar	1830	1675	8	8	2	2	4	4

III.4.2.2. Batteries de stockage

Nous supposons que le type de batteries à utiliser est (Sonnenschein_S12_230A.BTR) dont les principales caractéristiques techniques sont données dans le tableau suivant :

Tableau III.10. Caractéristiques techniques des batteries [22].

La Technologie	Pb-acide, scellée, Gel
Nombre des éléments en série	06
Voltage nominal	12V
La capacité	190 Ah en C ₁₀ , 200 Ah en C ₂₀ , 211 Ah en C ₄₈ , 220 Ah en C ₇₂ , 226 Ah en C ₁₀₀ , 236 Ah en C ₁₂₀
Efficacité	97.5%

a. Exemple de calcul : Alger en hiver

La relation (1.6) permet d'évaluer la capacité de charge. À partir des équations (1.7) on va calculer le nombre total des batteries à utiliser.

On suppose une autonomie de 5 jours : $N_j = 5$ jours Pour la Profondeur maximale de décharge utilise tableau (III.6),

Donc la profondeur maximale de décharge $P_d = 70\%$

On va donc choisir la tension de la batterie $V_{batt} = 48$ V. (Tableau III-5)

$$2000 \text{ W} \leq P_{\text{Besoin}} \leq 10000 \text{ W}$$

Nous considérons, dans cette région, que la batterie sera amenée à fonctionner à 0°C (en hiver),

Il convient d'appliquer le coefficient correctif $K_T(C) = 0.90$, d'après le tableau suivant (donnée constructeur) :

Tableau III.11. Coefficient correctif $K_T(C)$

Température de fonctionnement des batteries	-20 °C	-10 °C	0 °C	10 °C	20 °C	30 °C	40 °C	50 °C
Coefficient correctif (appliqué à C_{120})	0.80	0.85	0.90	0.95	1	1.04	1.1	1.13

$$C_{24 \times 5} \geq \frac{5 \times 4630}{0,7 \times 48 \times 0.90} = 765 \text{ Ah}$$

$$N_{batt} \text{ (en parallèle)} = C_{120}/236 = 3.24$$

Donc le nombre de batteries au total est de 16 batteries de 12 V et de 236 Ah.

connectées comme suit :

- 4 batteries en série (pour avoir les 48 V)
- 4 branches en parallèle pour avoir les 944 Ah.

Afin de stocker cette énergie, on utilise 16 batteries solaires pour l'installation.

b. Résultats globaux

Les résultats globaux concernant le dimensionnement du parc à batterie sont répertoriés sur le tableau III.12. Ils concernent le nombre de jours d'autonomie, N_j , la capacité du parc à batterie, C , le nombre de batteries en série dans une branche, N_{bs} et le nombre de branches parallèles, N_{bp} .

Tableau III.12 Résultats globaux du dimensionnement du parc de batteries.

Région	Autonomie (jours)		Tension DC (V)		Capacité (Ah)		Nombre de batteries		Batteries en série		Branches parallèles	
	Eté	Hiver	Eté	Hiver	Eté	Hiver	Eté	Hiver	Eté	Hiver	Eté	Hiver
Alger	3	5	48	48	630	765	16	16	4	4	3	4
Batna	3	5	48	48	615	743	12	16	4	4	3	4
Adrar	2	4	48	48	498	529	12	12	4	4	3	3

III.4.2.3. Interprétation des résultats du dimensionnement du champ PV et des batteries et choix de la configuration pour un fonctionnement annuel.

A partir des résultats précédents, nous sommes en mesure de choisir, pour chaque région, une configuration du champ PV et du parc à batteries. Nous remarquons, à cet effet, que pour les trois régions :

- Le gisement solaire faible en été est compensé par la non utilisation de l'une des charges les plus consommatrice d'électricité, à savoir le climatiseur.
- L'utilisation excessive de la climatisation en été peut être amortie par la réduction du nombre de jours d'autonomie mais aussi par le fort gisement solaire en cette période.
- Les valeurs trouvées concernant le dimensionnement du parc à batteries montrent qu'avec le type de batteries choisi, la configuration reste la même pour toute l'année en adrar.

Ainsi, les valeurs à prendre pour un fonctionnement à longueur d'année seront telles qu'indiquées dans le tableau suivant :

Tableau III.13. Les résultats de dimensionnement pour une utilisation tout l'année.

Région	Nombre de panneau	Panneaux en série	Panneaux parallèles	Nombre de batteries	Batteries en série	Branches parallèles
Alger	12	3	4	16	4	4
Batna	12	3	4	16	4	4
Adrar	8	2	4	12	4	3

A partir de cette étude nous avons constaté que le site d'Adrar présente un potentiel solaire très élevée avec une moyenne 7kwh/m²/j. Cela a contribué à son besoin de moins de panneaux solaires que Batna et Alger, malgré l'utilisation du climatiseur pendant plusieurs heures en été.

- Notre champ sera connecté comme suit : (Adrar)

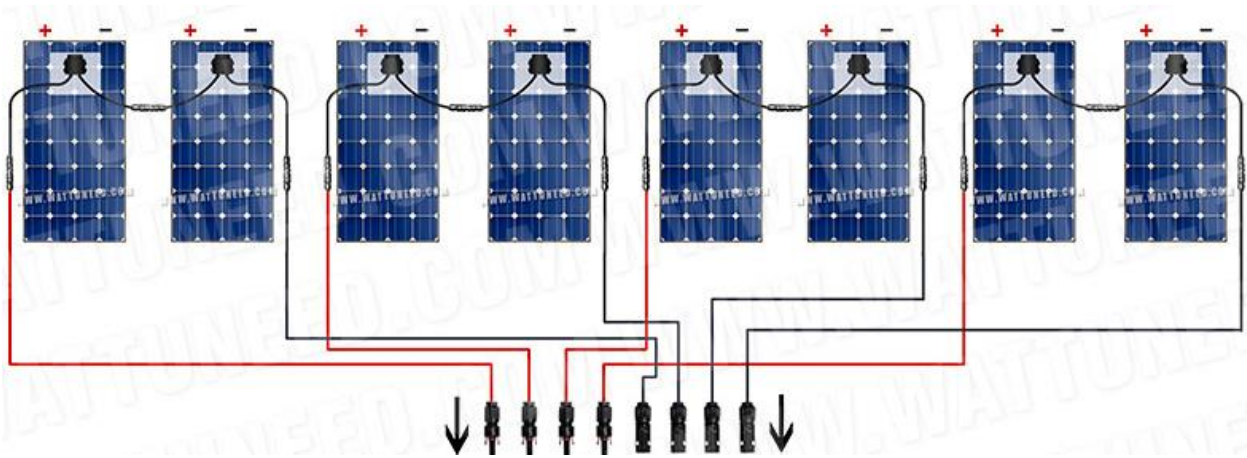


Figure III-9 : Connexion de notre champ PV. (Adrar)

- (Alger et Batna)

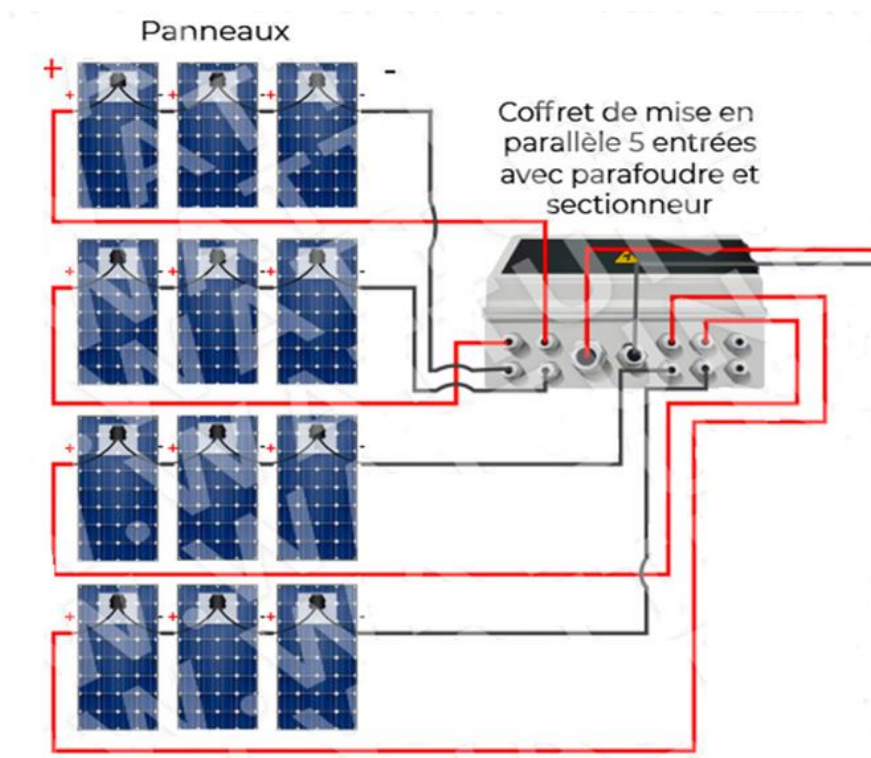


Figure III-10 : Connexion de notre champ PV. (Alger et Batna)

Pour au parc de batteries, on remarque que les branche est moindre a adrar en raison de nombre des jours autonomie (Nj) et dû à la température élevée dans cette région (KT(C)).

- Notre parc batteries sera donc connecté comme suit : (Adrar)



Figure III-11 : Connexion de notre parc batterie. (Adrar)



Figure III-12 : Connexion de notre parc batterie. (Alger et Batna)

III.4.2.4. Sections des câbles

a. Exemple de calcul : Alger

Le champ photovoltaïque est constitué de 4 chaînes de 3 modules en série, soit un total de 12 modules. Cela représentera une surface de panneaux d'environ $1.64 \times 12 = 20 \text{ m}^2$. Étant donné que la superficie de la maison est quatre fois plus grande, nous pourrions installer les panneaux à la toiture et pour les batteries et le régulateur de charge, ils peuvent être placés dans le grenier de la maison.

Tenant compte de l'équation (1.8), la section des câbles à utiliser entre le régulateur et les batteries se déduit par:

- $S1 = 1.6 \times 10^{-8} \times 2 \times 2 \times 5830 / 48^2 \times 0.01 = 15.9 \text{ mm}^2$

Considérant que la longueur du câble solaire à utiliser étant égale à 2m.

En appliquant l'équation (1.9) entre le régulateur et le champ PV :

- $S2 = 1.6 \times 10^{-8} \times 10 \times 8.72 \times 4 / 29.3 \times 0.01 \times 3 = 6.35 \text{ mm}^2$

Considérant que la longueur du câble solaire à utiliser étant égale à 10m.

Entre la batterie et l'onduleur :

- $S3 = 1.6 \times 10^{-8} \times 2 \times 1 \times 5830 / 48^2 \times 0.01 = 8.1 \text{ mm}^2$

Considérant que la longueur du câble solaire à utiliser étant égale à 1m.

En référence à ce qui existe sur le marché, la section normalisée correspond à :

$S1 = 16 \text{ mm}^2$ et $S2 = 10 \text{ mm}^2$ et $S3 = 10 \text{ mm}^2$
--

b. Résultats globaux

Les résultats concernant les sections des câbles sont répertoriés dans le tableau suivant :

Tableau III.14. Résultats globaux du dimensionnement des câbles.

Région	Entre régulateur et Batteries (S3)		Entre régulateur et champ PV (S2)		Entre la batterie et l'onduleur : (S3)	
	Longueur (m)	Section (mm ²)	Longueur (m)	Section (mm ²)	Longueur (m)	Section (mm ²)
Alger	2	20	10	10	1	10
Batna	2	20	10	20	1	10
Adrar	2	20	10	20	1	10

III.4.2.5. Choix du convertisseur

La puissance consommée des appareils étant pour le même temp est inférieure de 5830W, l'onduleur nécessaire pour alimenter la maison doit avoir une puissance supérieure à celle-ci.

- Choix : Convertisseur RS 48/6000 230V

Le convertisseur 48V - 230V Victron Energy permet de convertir votre parc batterie 48V en tension 220/230V de appareils électriques. Ce convertisseur peut fournir jusqu'à 6000W de puissance en continue.

Tension de sortie : 230 VCA ± 2 % - 50 Hz ± 0.1 %

Tableau III.15: Puissance de démarrage des appareils électriques et le convertisseur.

Convertisseur	9 kW pendant 3 secondes
Climatiseur	3600 W
Réfrigérateurs	600 W
Lave-linge	2320 W

Donc l'onduleur capables de fournir la puissance de démarrage pour les appareils électrique.

III .5 Conclusion

Les résultats obtenus après le dimensionnement nous permettent de conclure que pour les sites situés au sud, les valeurs des couples générateur / stockage sont en général plus faibles que celles obtenues pour les sites situés au Nord, présentant un potentiel énergétique solaire plus faible.

L'étude menée montre qu'il est bien possible d'installer des systèmes PV autonomes alimentant entièrement des maisons unifamiliales dans les différentes régions du pays. Toutes les charges composants ce type de maison peuvent être considérées, y compris les climatiseurs.

Le dimensionnement des systèmes PV pour les deux saisons (hiver et été) a permis de constater que les champs PV doivent être dimensionnés pour les conditions hivernales et les parcs à batteries pour celles de l'été. Cela est dû au fait que la climatisation n'est pas utilisée en hiver et que le nombre de jours d'autonomie peut être réduit en été, sans oublier l'abondance du gisement solaire en cette période.

Au prochain chapitre, nous présenterons les résultats de l'étude technico-économique, pour les trois systèmes PV des trois régions.

Chapitre IV

Etude technico-économique
des trois cas avec le logiciel
(RETScreen)

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons présenter une étude technique et économique pour les trois systèmes PV étudiés au chapitre III en utilisant un logiciel de simulation très puissant et connu aux niveaux mondiaux, à savoir RETscreen Expert, qui permet d'avoir la consommation et la production énergétique avec une estimation économique du système.

IV.2 Présentation de RETSCREEN

Le logiciel de gestion d'énergies propres RETscreen est un logiciel, lié à l'énergie propre, élaboré par le gouvernement du Canada. RETscreen Expert était présenté lors du clean Energy Ministériel, organisé à San Francisco en 2016 [23].

RETscreen Expert est la dernière version du logiciel, et son lancement en 19septembre2016, Il comprend plusieurs bases de données, y compris une base de données globale des conditions climatique provenant de 6700 stations au sol et de donnée de produits [24].

Le logiciel comprend également des trousseaux d'outils en matière de politiques et de droits liés à l'énergie propre, ainsi que du matériel de formation multimédia traduit dans plusieurs langues, dont un manuel électronique [25].

Il peut être utilisé partout à travers le monde pour évaluer la production et les économies d'énergies, le coût, les réductions des émissions de gaz à effet de serre (GES), la viabilité financière et le risque de différentes technologies d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique.

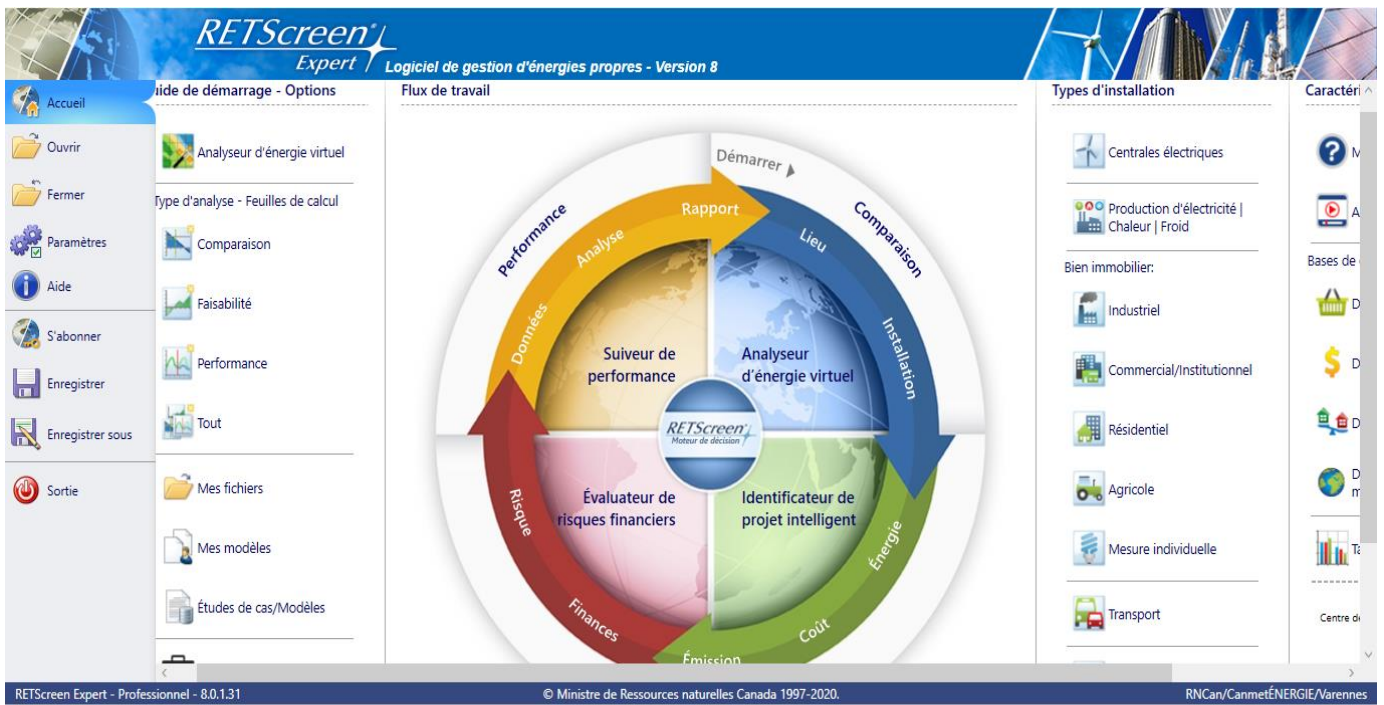


Figure IV.1 : Capture d'écran de logiciel RETscreen Expert.

IV.3 Domaines d'utilisation de logiciel RETscreen

RETScreen peut être utilisé dans le monde entier pour évaluer la production énergétique, le coût du cycle de vie et la réduction des émissions de gaz à effet de serre pour différentes technologies d'énergies renouvelables comme :

- ✓ Les systèmes photovoltaïques
- ✓ Les projets Géothermie profond
- ✓ Les projets d'énergie éolienne
- ✓ Les centrales solaires thermiques
- ✓ Les projets d'hydroélectricité
- ✓ Les systèmes Courant marins
- ✓ L'air comprimé

IV.4 Etapes de l'étude et Résultats

IV.4.1 Paramètres et condition du site

Nous choisissons le site du projet, c'est-à-dire la zone dans laquelle se situe le projet (Figure IV.2). L'application affiche donc toutes les informations climatiques de la zone sous la forme d'un tableau contenant les informations suivantes : rayonnement solaire, pression atmosphérique, vitesse du vent et température de l'air.

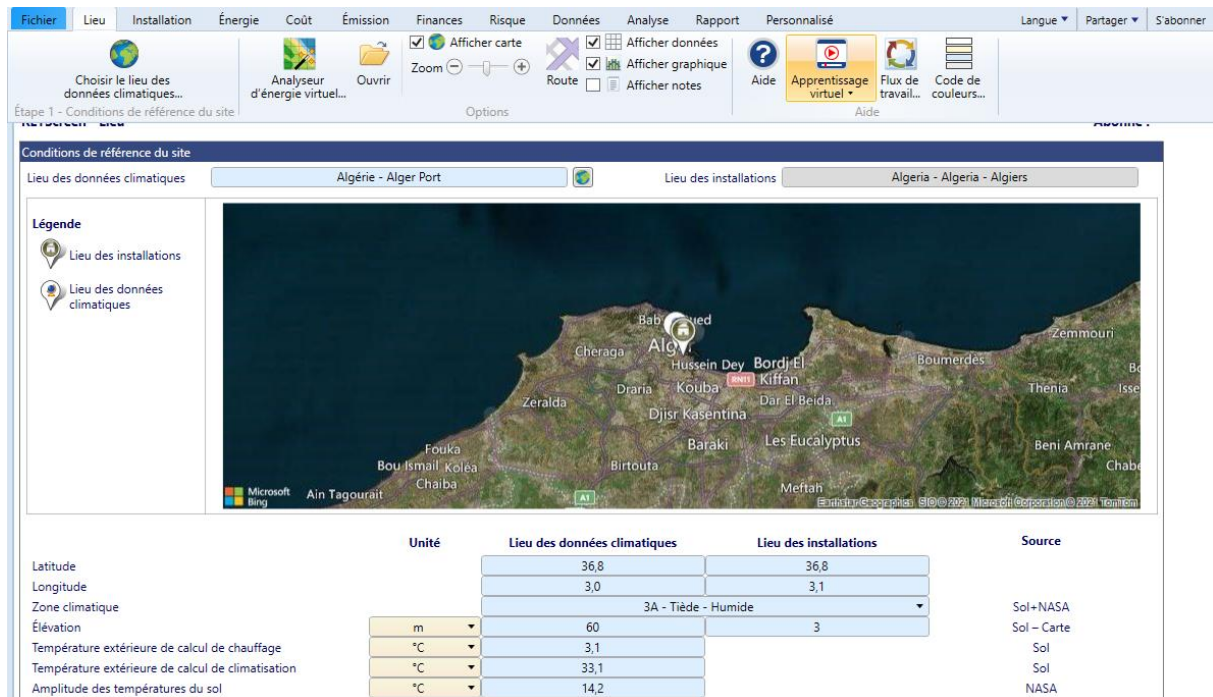


Figure IV.2 : la situe de projet région d'Alger.

IV.4.2 Choix des éléments de système photovoltaïque et consommation

Pour monter un projet d'énergies propres, il faut disposer certaines informations sur les différents usages de l'énergie.

Dans cette section du logiciel de gestion d'énergies propres RETScreen, la feuille de calcul Modèle énergétique est utilisée pour simuler la consommation et/ou la production d'énergie de divers types d'installations, y compris des systèmes et mesures individuels. En suivant les étapes comme indiqué dans l'image ci-dessous :

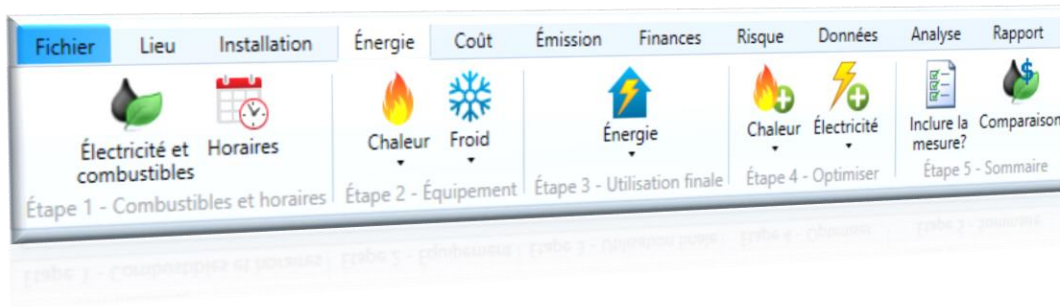


Figure IV.3 : Les étapes de simuler la consommation et la production d'énergie (RETScreen)

Étape 1 - Combustibles et horaires

Saisir le prix de l'électricité et du gaz en Algérie

Combustibles	
Type de combustible	Gaz naturel - m ³
Prix du combustible - unité	DZD/m ³
Prix du combustible	9
<input checked="" type="checkbox"/> Pouvoir calorifique et prix du combustible	

Électricité	
Type	Prix de l'électricité - annuel
Description	Électricité - kWh
Prix - unité	DZD/kWh
Prix - annuel	5

Figure IV.4 : Section de l'information sur les combustibles

Étape 2 - Configuration et consommation de maison solaire

Dans cette section du logiciel de gestion d'énergies propres RETScreen, la feuille de calcul (Analyse des coûts) aide l'utilisateur à estimer les coûts (et les crédits) relatifs au cas proposé. Le modèle considère les coûts d'investissement initiaux et les frais annuels récurrents.

Pour calculer la consommation journalière de la maison solaire, il est nécessaire de Calculer la puissance en fonction des heurs de fonction des appareils présents dans la maison. Le choix de ces appareil en fonction de besoins dans la maison.

Pour cette etude nous nous concentrons sur 3 maisons dans la meme saison la variation condition climatique et la consommation d' électricité .

Étape 3 - choix des éléments de système photovoltaïque

Au début nous choisissons les mêmes types des panneaux polycristallins pour les trois régions comme la figure IV.5.

Nous avons également déterminé les dimensionnements dans le chapitre précédent :

12 panneaux à (Alger et Batna) et 08 à Adrar.

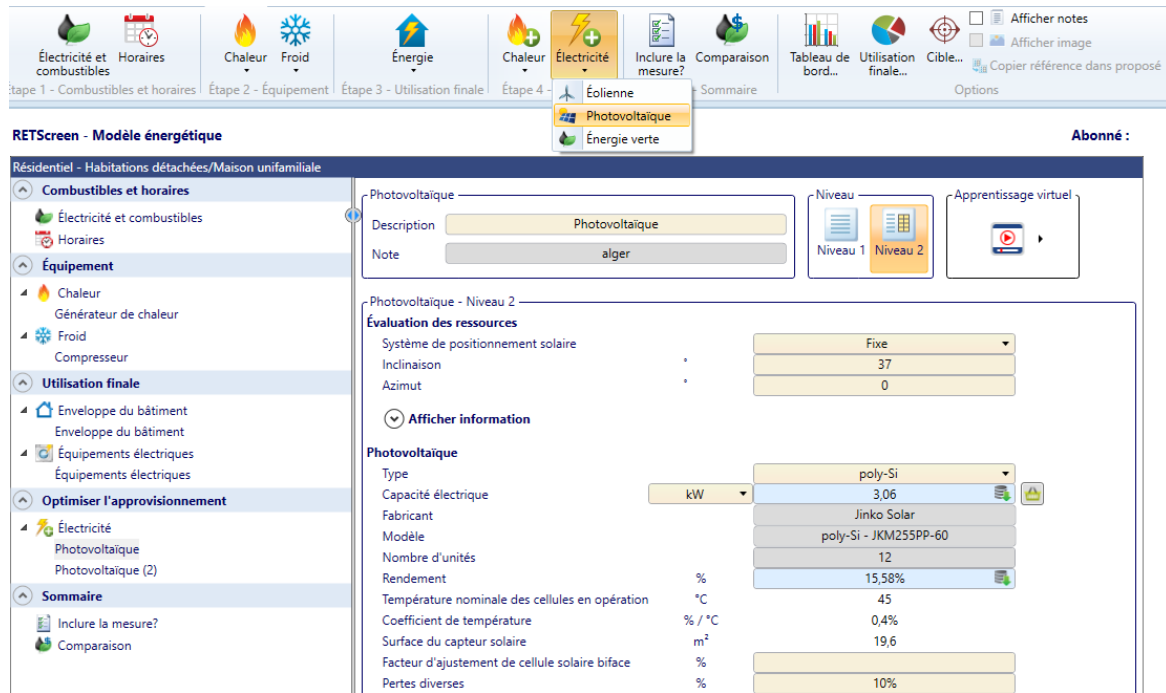


Figure IV.5 : Capture d'écran de choix du type PV pour la maison solaire.

IV.4.3 Analyse des émissions

Ce point est considéré comme l'un des objectifs essentiels des projets d'énergie propres, car le plus parts des payes et réglementation nationale se battent pour y parvenir et obtenir une énergie propre tout en préservant au maximum l'environnement en réduisant les émissions de gaz toxiques en plus de réduire la quantité de déchets générés également.

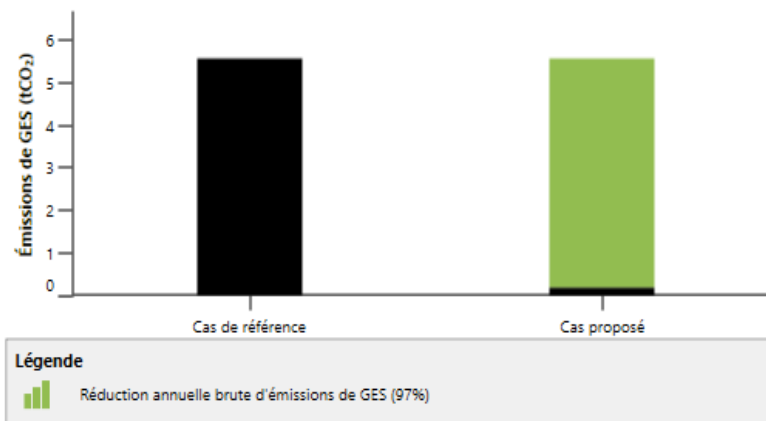
Les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) du PV se situent actuellement entre 25 et 32 g/kWh. En comparaison, une centrale à cycle combiné alimentée au gaz émet 400 g/kWh, alors qu'une centrale alimentée au charbon utilisant des techniques de capture et de stockage du carbone en émet 200 en moyenne. Aux États-Unis, l'énergie nucléaire émet 25g/kWh.

Etant donné qu'à l'échelle mondiale, le tiers des émissions de CO₂ provient du secteur de l'énergie, nous considérons que l'énergie solaire peut contribuer de façon importante.

Les figures (IV.6) (IV.7) (IV.8), montrent le potentiel de réduction d'émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'installation analysée.

Émissions de GES

Cas de référence	tCO ₂	5,6
Cas proposé	tCO ₂	0,2
Réduction annuelle brute d'émissions de GES	tCO₂	5,4



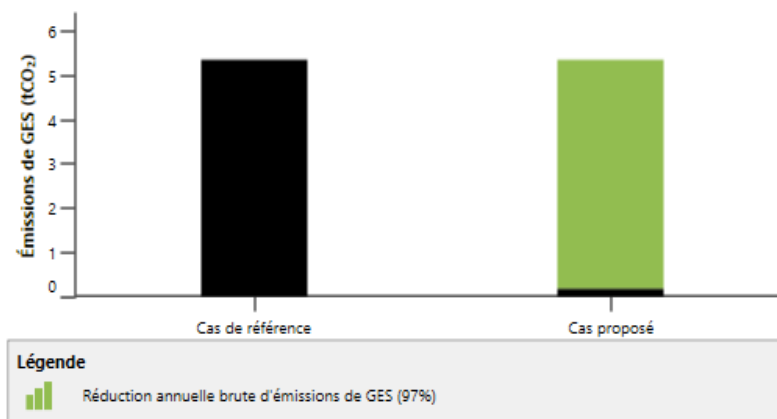
5,4 tCO₂ est équivalente à 12,5

Barils de pétrole brut non consommés

Figure IV.6 : Réductions émissions GES (Alger).

Émissions de GES

Cas de référence	tCO ₂	5,4
Cas proposé	tCO ₂	0,2
Réduction annuelle brute d'émissions de GES	tCO₂	5,2



5,2 tCO₂ est équivalente à 12,0

Barils de pétrole brut non consommés

Figure IV.7 : Réductions émissions GES (Batna).

Émissions de GES

Cas de référence	tCO ₂	6,2
Cas proposé	tCO ₂	0,2
Réduction annuelle brute d'émissions de GES	tCO ₂	6,0

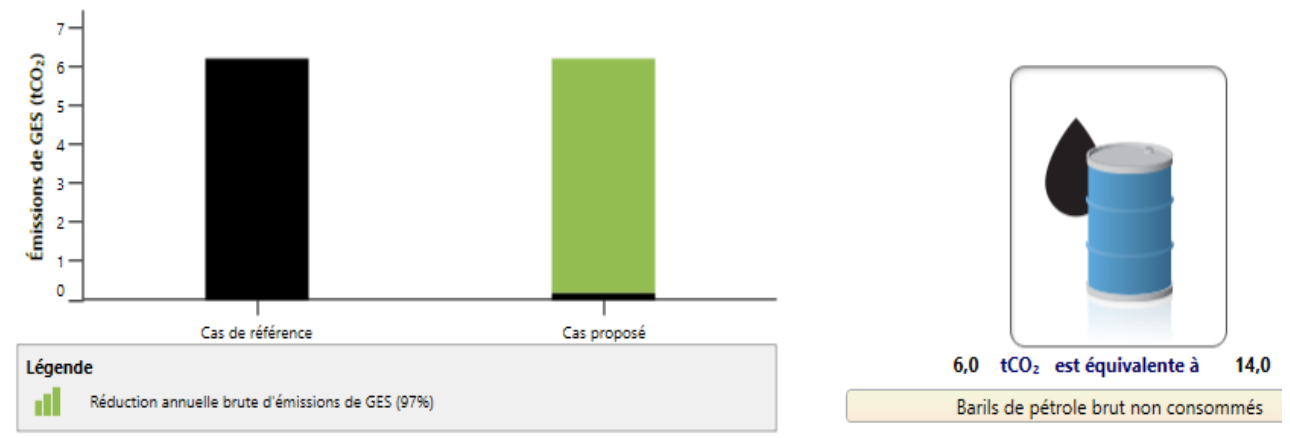


Figure IV.8 : Réductions émissions GES (Adrar).

D'après les résultats notre étude sur l'émission GES, on remarque que l'utilisation du système PV par exemple à Alger nous permet de contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) à hauteur de 5.4 tonneCO₂ par année.

La figure ci-dessous montrent la différence entre les trois régions dans la quantité d'émissions qui peuvent être réduites en utilisant le système d'énergie solaire au lieu d'utiliser du gaz ou du mazout pour produire de l'électricité.

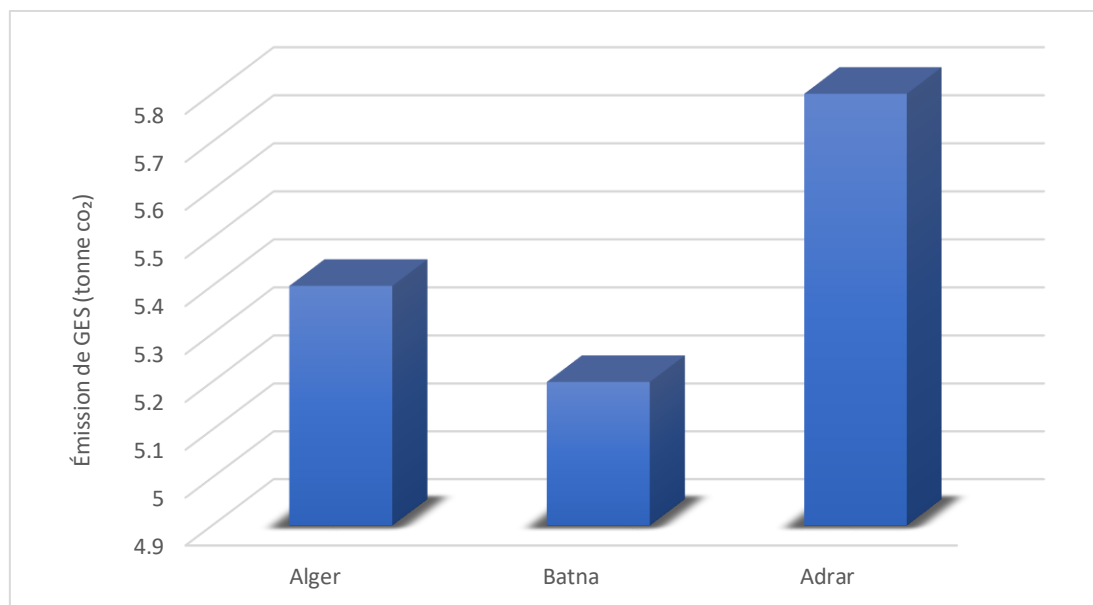


Figure IV.9 : La réduction annuelle brute d'émissions de GES.

IV.4.4 Analyse financière

Dans cette étude, nous obtenons une analyse économique de notre système. Elle contient le coût et le budget de système (30ans), ce qui permet une comparaison équitable entre trois régions climatiques en Algérie. Sur la période estimée du projet, l'étude économique, sont présentés, par la simulation pour les scénarios choisis, en considérant que le taux d'indice carburant est d'environ 3%, c'est-à-dire que le prix du carburant n'est pas fixe pour les prochaines 30 années (durée de vie du projet).

Flux monétaires annuels			Flux monétaires annuels			Flux monétaires annuels		
An	Av. impôt	Cumulatif	An	Av. impôt	Cumulatif	An	Av. impôt	Cumulatif
#	DZD	DZD	#	DZD	DZD	#	DZD	DZD
0	-919 848	-919 848	0	-899 857	-899 857	0	-746 857	-746 857
1	Ager 54 515	-865 334	1	Batna 52 936	-846 922	1	Adrar 64 431	-682 427
2	57 339	-807 995	2	55 617	-791 304	2	67 647	-614 780
3	60 308	-747 687	3	58 434	-732 871	3	71 024	-543 756
4	63 428	-684 259	4	61 391	-671 480	4	74 569	-469 187
5	66 707	-617 553	5	64 497	-606 983	5	78 292	-390 895
6	70 153	-547 400	6	67 758	-539 225	6	82 201	-308 694
7	73 775	-473 624	7	71 183	-468 042	7	86 306	-222 388
8	77 582	-396 043	8	74 779	-393 263	8	90 615	-131 773
9	81 582	-314 461	9	78 556	-314 708	9	95 140	-36 632
10	85 786	-228 675	10	82 521	-232 186	10	99 891	63 259
11	90 204	-138 471	11	86 686	-145 501	11	104 880	168 139
12	94 847	-43 624	12	91 059	-54 442	12	110 118	278 258
13	99 726	56 101	13	95 651	41 208	13	115 618	393 876
14	104 852	160 954	14	100 473	141 681	14	121 393	515 269
15	110 240	271 194	15	105 536	247 217	15	127 457	642 726
16	115 901	387 095	16	110 853	358 070	16	133 823	776 549
17	121 850	508 945	17	116 437	474 507	17	140 508	917 057
18	128 101	637 045	18	122 299	596 806	18	147 527	1 064 584
19	134 669	771 714	19	128 456	725 262	19	154 897	1 219 482
20	141 570	913 284	20	134 921	860 183	20	162 636	1 382 117
21	148 821	1 062 105	21	141 709	1 001 892	21	170 761	1 552 879
22	156 441	1 218 546	22	148 837	1 150 729	22	179 293	1 732 171
23	164 446	1 382 992	23	156 322	1 307 051	23	188 251	1 920 422
24	172 857	1 555 849	24	164 182	1 471 233	24	197 656	2 118 078
25	181 695	1 737 544	25	172 435	1 643 668	25	207 533	2 325 611
26	190 980	1 928 524	26	181 101	1 824 769	26	217 902	2 543 513
27	200 736	2 129 259	27	190 201	2 014 971	27	228 791	2 772 304

Figure IV.10 : Capture d'écran de la feuille de calcul et Analyse financière (les 3 régions).

A partir des simulations économiques proposées de nos projets, nous avons un résultat qui montre l'évolution économique des trois projets, la durée estimée (30ans) qui sont présentés dans les Figures (IV.11), (IV.12) et (IV.13).

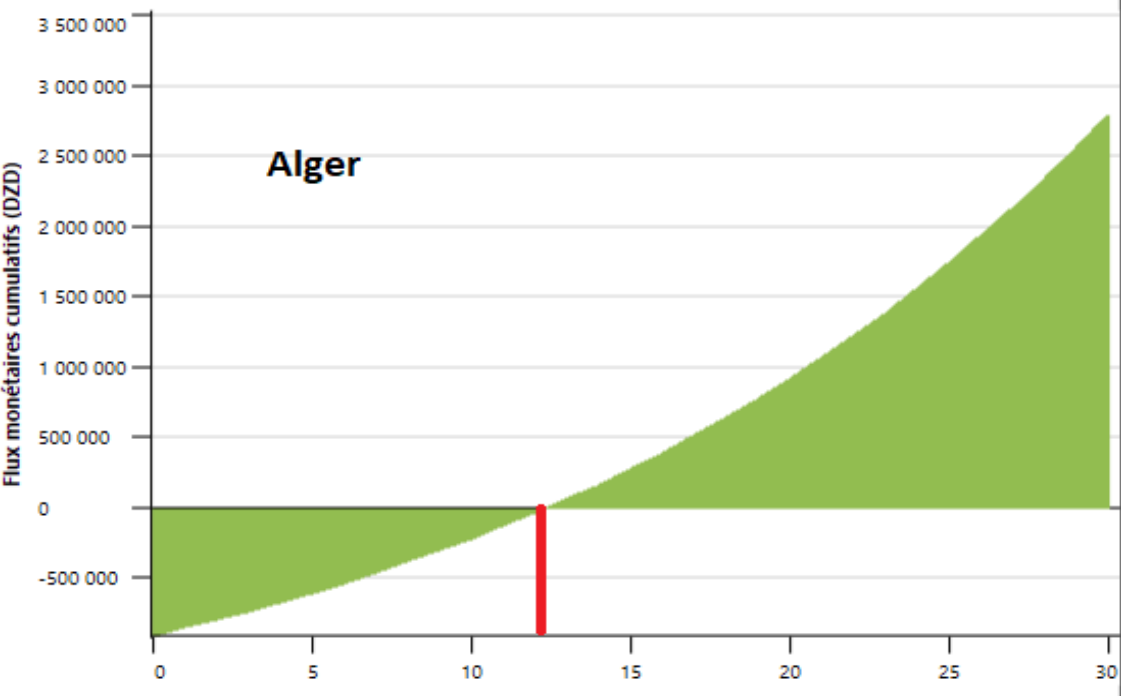


Figure IV.11 : L'évolution économique de graphe du flux monétaires cumulatif (Alger)

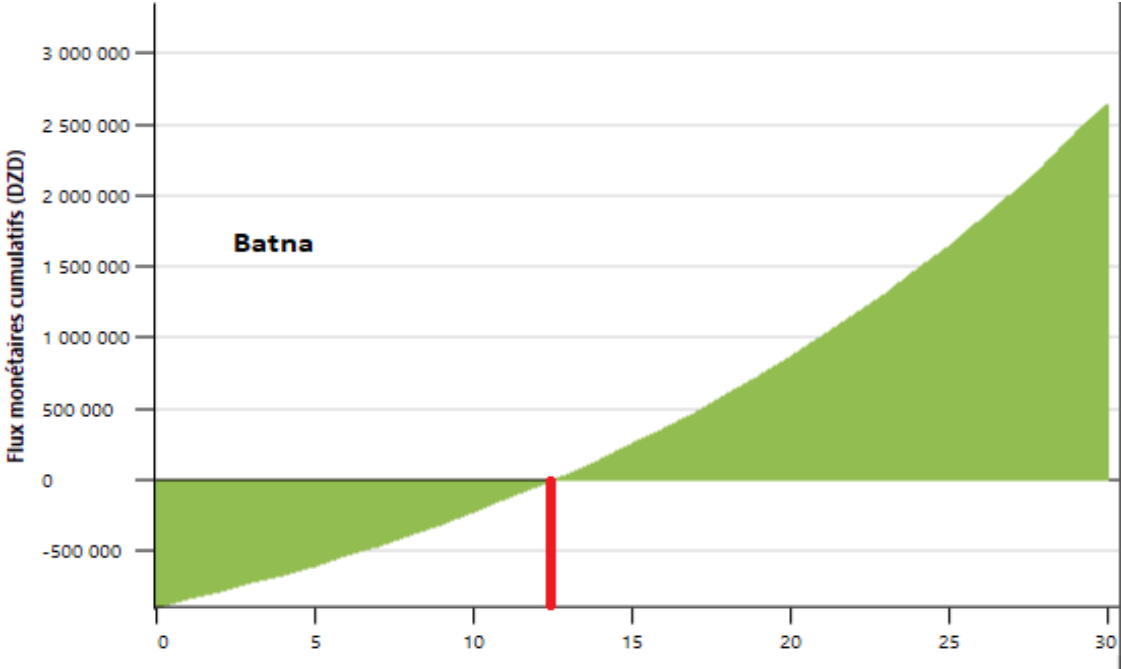


Figure IV.12 : L'évolution économique de graphe du flux monétaires cumulatif (Batna)

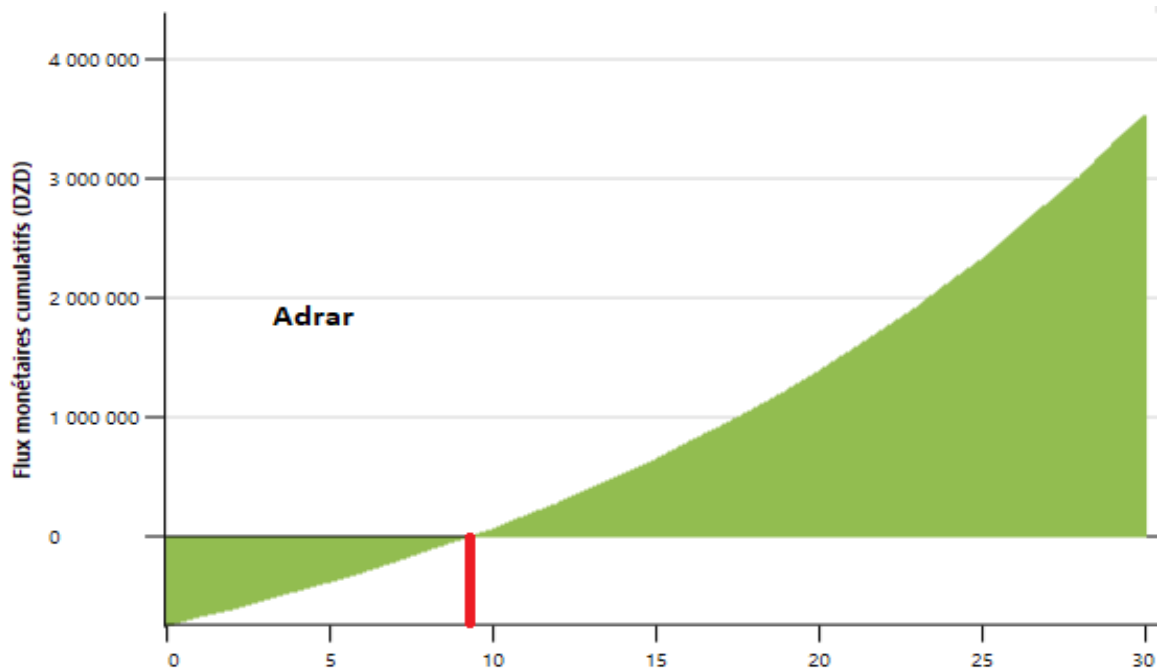


Figure IV.13 : L'évolution économique de graphe du flux monétaires cumulatif (Adrar)

Ces graphiques donnent les flux monétaires tels que présentés dans le tableau des flux monétaires pour chaque année.

Nous avons remarqué sur les graphiques, il y a un changement dans le graphe négatif à positif à partir la valeur 12 année à Alger (12.5 Batna et 9 à Adrar) qui représente la valeur pour le quelle on va avoir un retour d'investissement c'est-à-dire pour cette valeur on récupère l'argent qui a été dépensé dans le projet. Il y a quatre paramètres principaux affectant ces courbes des données,

- Le coût initial du projet.
- Taux d'indexation des combustibles et taux d'inflation
- La consommation d'électricité par an.
- Le plus important est le prix de l'électricité, qui est très bas en Algérie par rapport à d'autres pays, ce qui a conduit à une longue période de temps pour récupérer les fonds du projet.

IV.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons mené une étude technique et économique pour le fonctionnement d'une maison à l'énergie solaire photovoltaïque PV, sur les trois régions climatiques différentes en Algérie :

A partir de cette étude nous avons constaté que le site d'Adrar est le plus efficace pour préserver l'environnement, avec une réduction de 6 tonneCO₂ par an.

L'évolution économique du système montre qu'il y a un retour d'investissement à partir de la 9^{ème} année d'utilisation pour adrar et 12 ans pour Alger et Batna.

Cette différence est due au besoin de Alger et de Batna de plus de panneaux solaires et des batteries pour répondre aux besoins énergétiques de la maison, ce qui a entraîné une augmentation du coût initial du projet.

Conclusion
générale

Conclusion générale

Dans ce mémoire on a fait une étude comparative de l'implantation des systèmes PV autonomes alimentant des habitations similaires pour les trois régions climatiques en Algérie.

Nous avons présenté une maison solaire avec les appareils choisis et leurs consommations, les étapes de dimensionnement avec une méthode simple pour cette maison durant l'été et l'hiver. L'interprétation des résultats du dimensionnement du champ PV et des batteries a permis un choix de la configuration pour un fonctionnement annuel.

Du point de vue environnement, ces systèmes PV dans les trois régions permettent de fournir de l'énergie propre vue la quantité considérable d'émission CO₂ évitée dans l'atmosphère.

Nous avons fait une simulation technico économique avec un logiciel (RETScreen) pour voir les performances énergétiques de cette maison et ensuite on a présenté une analyse économique pour voir l'évolution des coûts et bénéfices du système sur une période de 30 ans.

En conclusion, on peut dire que l'étude technico-économique du système photovoltaïque a montré que la filière photovoltaïque se présente comme un investissement intéressant qui peut jouer un rôle très important pour résoudre le problème de l'électrification des sites isolés ou loin du réseau électrique. Le photovoltaïque représente donc une solution réelle de remplacement des énergies fossiles par une énergie verte, performante et lucrative.

C'est pourquoi l'Etat algérien doit manifester une réelle volonté d'une véritable transition énergétique, en soutenant et en facilitant la filière des énergies renouvelables photovoltaïques en sites isolés.

Références

- [1] Mohammed MISSOUM. Contribution de l'énergie photovoltaïque dans la performance énergétique de l'habitat à haute qualité énergétique en Algérie. Thèse de doctorat. Université de Chlef -Hassiba Ben Bouali, 2011.
- [2] FRANÇOIS, RUELL. Le standard « massive passive » en Belgique : potentialités et obstacles. Université Libre de Bruxelles, 2008.
- [3] Evaluation de l'impact économique, technologique et environnemental de la réglementation et des incitations relatives aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique : Etude documentaire – Algérie (projet), Centre Régional pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, Avril 2010.
- [4] Agence internationale de l'énergie, Rapport Énergétique mondiale 2021.
- [5] Bilan Énergétique National 2019 (Edition 2020), Rapport du Ministère algérien de l'Énergie et des Mines, 2020.
- [6] Cours Énergie Solaire Photovoltaïque Dr. BELAID LALOUNI Sofia Maître de Conférences Classe B. Université A.MIRA de BEJAIA 2014/2015.
- [7] A.Labouret, M.Villoz, Énergie solaire photovoltaïque (Le manuel du professionnel), édition DUNOD, août 2003, Paris(France).
- [8] I.Vechiu, Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome, Thèse de doctorat de l'université du Havre, 2005.
- [9] Mostefa Lamine BENAMRA, Intégration des systèmes solaires photovoltaïques dans le bâtiment : Approche architecturale. Thèse de doctorat. Université Mohamed Khider Biskra, 2013.
- [10] Manuel de formation pour l'Installation et la Maintenance de petits systèmes photovoltaïques (<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd>)
- [11] Atsu S.S. Dorvlo, Joseph A. Jervase, Ali Al-Lawati, Solar radiation estimation using artificial neural networks, Applied Energy 71 (2002) 307–319.
- [12] JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) : <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- [13] Yatokpa, A. B., Mahman, S., & Abble, K. Projet développer le Bénin à partir des sources renouvelables : Identification des potentialités et modalités d'exploitation des

- sources d'énergies renouvelables sur l'ensemble du territoire national. Rapport final, 2010.
- [14] Dr. Abderrezak GUENOUNOU, Cours Systèmes Photovoltaïques, Université de BLIDA 1, Département des Énergies Renouvelables, 2020/2021.
- [15] MOSTAHSINE Smail. Etude comparatif de panneaux solaires photovoltaïques à Ifrane. Rapport de licence, Université Sidi Mohammed Ben Abdellah, 2015.
- [16] R. Rezoug, A. Zaatri. Optimisation du rendement d'un système photovoltaïque par poursuite du soleil. Revue des Energies Renouvelables 12, 299 – 306, 2009.
- [17] UTE C15-712-2. Installations électriques à basse tension, Guide pratique Installations photovoltaïques autonomes non raccordées au réseau public de distribution avec stockage par batterie. Afnor, Juillet 2013.
- [18] M. Adouane. Etude et conception d'une stratégie de commande d'un onduleur connecté au réseau électrique. Mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, 2008.
- [19] ZIDANE Ammar. Etude et dimensionnement d'une installation photovoltaïque au niveau d'un puits de gaz. Mémoire de Master, Université Abderrahmane Mira de Bejaïa, 2012.
- [20] Systèmes solaires, l'observateur des énergies renouvelables, Ed.Observ'ER, revue d'actualité des énergies renouvelables consultable sur le site : www.energiesrenouvelables.org
- [21] Violaine Didier, Les onduleurs pour systèmes photovoltaïques- Fonctionnement, état de l'art et étude des performances, rapport pour l'association HESPUL, aout 2007.
- [22] Logiciel PVSyst : www.pvyst.com
- [23] « Le Canada, le Mexique et les États-Unis montrent les progrès de la collaboration nord-américaine dans les dossiers énergétiques ». Communiqué de presse du gouvernement de Canada, 3 juin 2016. Consultable sur : <https://www.canada.ca/fr.html>
- [24] Denise M. Stefula. NASA Collaboration Benefits International Priorities of Energy Management. NASA Langley Research Center, 12 décembre 2007.
- [25] « Analyse de projets d'énergie propres : Manuel d'ingénierie et études de cas RETscreen », Archive de publication du gouvernement du Canada, 24 Février 2016.