

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

**UNIVERSITE d'ADRAR**  
**FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE**  
**DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA MATIERE**



**MEMOIRE DE FIN D'ETUDE en vue de l'obtention du diplôme de**  
**MASTER en Physique Energétique**

**Thème**

**Hybridation d'une Centrale Diesel en Energie Photovoltaïque :**  
**Faisabilité techniques et Rentabilité économique.**

Soutenu le : 24/10/2013

**Présenté par :**

*Ahmed IDDA*

**Membres de jury :**

**Président :**

Dr Salim .MAKHLOUFI      Univ.d'ADRAR

**Encadré par :**

Dr Said.BENTOUBA      Univ.d'ADRAR

**Examineurs**

Mr. Djilali Chouguer      Univ.d'ADRAR

## Sommaire

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

### **Chapitre I : Technologies du production d'électricité au sud algérien : État de l'art, Contraintes et Perspectives**

1.1. Utilité de l'électrification rurale .....	11
1.2. Besoins énergétiques des zones rurales non électrifiées .....	11
1.3. Différentes technologies de production d'électricité au sud d'algérien.....	12
1.3.1. Pourquoi une centrale diesel ? .....	12
1.3.2. Petites centrales Photovoltaïque (de 3KWc jusqu'à 50KWc).....	12
1.3.3. Potentiel du marché photovoltaïque en Algérie [36].....	13
1.4. Problématiques de production d'électricité par des centrales diesel au sud algérien.	13
1.4.1. Générateur Diesel :.....	14
1.4.2. Les contraintes de production d'électricité par les générateurs diesel.....	15
1.5. Les réseaux isolés : .....	17
1.6. L'énergie solaire photovoltaïque « solution alternative » .....	17
1.6.1. Inconvénients des sources photovoltaïques .....	18
1.6.2. Exemples projets d'électrification rurale photovoltaïque dans le monde .....	19
1.7. Micros réseaux (Microgrids) « nouvelle technologie ».....	21
1.8. Hybridation des centrales diésel: un atout pour les réseaux isolés:.....	22
1.9. Objectifs de ce mémoire .....	22

### **Chapitre II : Energie Photovoltaïques : Principes de fonctionnement, Technologies et Applications**

2.1. Système photovoltaïque.....	25
2.2. Les applications des systèmes photovoltaïques : .....	26
2.2.1. Les systèmes PV autonome : Ceux-ci alimentent des appareils d'utilisation :.....	26
2.2.2. Les systèmes connectés au réseau .....	26
2.2.3. Les systèmes photovoltaïques hybrides .....	26
2.3. Le système hybride PV/Diésel.....	27
2.4. Les principaux composants d'un système PV/Diésel. ....	27
2.4.1. Générateur photovoltaïque .....	27
2.4.1.1. Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque .....	28
2.4.1.2. Technologie de cellules photovoltaïque [26] .....	28

2.4.1.3. Montage des cellules photovoltaïques.....	30
2.4.1.4. Montages des modules photovoltaïques.....	31
2.4.1.5. Caractéristique des panneaux photovoltaïques.....	31
2.4.1.6. Avantages et inconvénients des sources photovoltaïques :.....	32
2.4.2. Système de stockage : .....	32
2.4.2.1. Batteries électrochimiques .....	33
2.4.2.2. Supercondensateur .....	37
2.4.2.3. Comparaison entre supercondensateurs et batteries dans un système de stockage d'énergie. ....	39
2.4.3. Convertisseurs .....	39
2.4.4. Protection de systèmes photovoltaïques .....	42
2.4.5. Les générateurs diesel .....	42
2.4.6. Système de supervision.....	43
2.5. Classifications des systèmes hybrides PV/Diésel.....	45
2.6. Les différentes structures du système hybride PV/Diésel : .....	45
2.6.1. Configuration de bus CC : .....	46
2.6.2. Configuration de bus mixte AC/CC.....	47
2.6.3. Configuration de bus CA .....	49
2.6.4. L'aspect pratique de la configuration de bus exclusivement CA.....	49

### **Chapitre III : Centrale hybrides PV/diésel:**

#### **Modélisation, Dimensionnement et Stratégie de Gestion.**

3.1. Principaux composants systèmes hybride PV/Diésel.....	52
3.2. Modélisation d'un système hybride PV/diésel.....	53
3.2.1. Modélisation du générateur photovoltaïque.....	53
3.2.2. Modélisation du système de stockage : .....	59
3.2.3. Modalisation des convertisseurs : .....	60
3.2.3. Modélisation du générateur Diesel .....	62
3.2.3. Modélisation de la charge.....	67
3.2.3. Modélisation d'une centrale hybride PV/diesel.....	68
3.3. Dimensionnement d'un système hybride PV/Diésel : .....	68
3.3.1. Dimensionnement le système solaire PV : .....	69
3.3.2. Dimensionnement des convertisseurs .....	70
3.3.3. Dimensionnement des générateurs Diésel.....	71

3.3.4.	Dimensionnement de systèmes de stockage .....	71
3.3.5.	Principes d'optimisation énergétique d'une centrale hybride PV/Diésel.....	71
3.3.6.	Outils pour optimisation d'une centrale hybride PV/Diésel.....	74
3.4.	Stratégie de gestion d'une centrale hybride PV/Diésel.....	75
3.4.1.	Problèmes rencontrés dans le fonctionnement des centrales hybrides.....	75
3.4.2.	Modes de fonctionnement d'une centrale PV/Diésel (consignes).....	77
3.4.3.	Système de supervision et commande d'une centrale PV/Diésel (décision) .....	78
3.4.4.	Solution pour la gestion de la réserve de puissance (surplus de puissance) .....	79

## **Chapitre IV : Hybridation d'une centrale diesel en Photovoltaïque: « étude de pré faisabilité ».**

4.1.	Rappel des contraintes .....	81
4.1.1.	Enjeux majeurs du projet .....	81
4.1.2.	Contrainte de parc diesel & réseau isolé au sud.....	82
4.1.3.	Contraintes Naturelles .....	82
4.1.4.	Contrainte de prestation Client .....	82
4.1.5.	Contrainte de fiabilité .....	82
4.1.6.	Problèmes de pollution de plus en plus mal vécus par la population .....	82
4.2.	L'analyse de l'état actuel d'une centrale diesel de la courbe de charge .....	82
4.2.1.	Audit Énergétique du parc Diesel au grand sud algérien: .....	82
4.2.2.	La crise d'électricité de l'été 2011/2012 .....	83
4.2.3.	Les leçons de la crise énergétique d'été 2011/2012 .....	83
4.2.4.	Principe du fonctionnement.....	84
4.2.5.	Principales caractéristiques de gestion d'une centrale Diésel.....	85
4.2.6.	L'étude de courbe de charge et des besoins en énergie pour les réseaux isolés.....	86
4.3.	Le potentiel solaire en Algérie.....	87
4.3.1.	Potentiel solaire des différentes régions d'Algérie .....	87
4.3.2.	Évaluation du Gisement Solaire .....	88
4.4.	Configuration d'un système PV et les méthodes de l'intégration dans une centrale diesel.....	90
4.4.1.	Dimensionnement d'une centrale solaire PV pour hybridation d'une centrale diesel.....	90
4.4.1.1.	La puissance de centrale diesel et réseau isolé à hybrider .....	90
4.4.1.2.	Le Taux de Pénétration en Puissance (TPP) .....	91
4.4.1.3.	Les conditions environnementales du site .....	91

4.4.1.4. Le profil de charge et taux évolution de charge annuelle .....	91
4.4.1.5. Présence de stockage d'énergie .....	91
4.4.2. Optimisation d'une centrale solaire PV pour hybridation d'une centrale diésel.....	92
4.4.3. Les différents scénarios pour hybridation d'une centrale Diésel. ....	92
4.4.3.1. Scénarios 01 .....	92
4.4.3.2. Scénarios 02 .....	93
4.4.3.3. Problématique d'insertion des centrales solaire PV au réseau isolé.....	93
4.4.3.4. Choix de scénarios approprié.....	93
4.4.4. Techniques d'insertion d'une centrale PV au centrale Diésel .....	94
4.5. Le concept d'une stratégie de gestion et de supervision de centrale hybride PV/Diésel.....	94
4.5.1. Problèmes rencontrés dans le fonctionnement d'une centrale hybride.....	94
4.5.2. Principes de fonctionnement d'une centrale hybride PV/Diésel.....	94
4.5.3. Supervision d'un ensemble d'une centrale hybride PV/Diésel .....	96
4.6. Etude de préfaisabilité.....	97
4.6.1. Description de cas étudié.....	97
4.6.3. Simulation.....	99
4.6.3.1. Présentation de l'outil de simulation. ....	100
4.6.3.2. Construire le schéma de conception de la centrale hybride PV/Diésel.....	100
4.6.4. Résultats de la simulation du centrale hybride PV/Diésel .....	101
4.6.5. Evaluation des performances d'hybridation d'une centrale Diésel en énergie PV...	102
4.6.5.1. Evaluation énergétique: .....	102
4.6.5.2. Evaluation environnemental (Emissions des gaz polluants) .....	103
4.6.5.3. Evaluation économique .....	104
4.6.6. Les sources de financements. ....	104
4.6.6.1. Cadre juridique .....	104
4.6.7. Consignes proposée pour la gestion d'énergie dans d'une centrale Diesel/PV. ....	106
Conclusion générale .....	108

## DEDICACES

A mémoire de mon père.

A ma mère pour leur soutien inconditionnel tout au long de cette aventure.

## REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je tiens à remercier fortement mon encadreur Dr BENTOUBA Saïd pour sa direction attentive et sa disponibilité pour résoudre tous les problèmes techniques et administratifs que j'ai rencontrés. Et qui m'a permis de travailler sur ce sujet passionnant. Vous avez été de modèle pour moi dans la recherche et avez fait grandir en moi la rigueur dans le travail. Au delà de vos qualités scientifiques, vos qualités humaines m'ont aidé à garder le cap pendant ce période de travail.

Je remercie messieurs les rapporteurs et tous les membres de mon jury qui ont bien voulu accepté d'examiner ce travail.

Que toutes les personnes qui ont contribué à l'élaboration de ce projet, trouvent ici l'expression de ma profonde gratitude.

## Résumé/ abstract / ملخص

حتى الآن إنتاج الكهرباء في الجنوب الجزائري يعتمد بشكل رئيسي على محطات توليد الكهرباء الديزل مع الشبكات المعزولة. إدارة هذه المحطات لديها عدة عقبات من ضمنها إيصال الوقود إلى موقع التشغيل ونقص الجودة لهذه الشبكات المعزولة. ولذلك فقد أصبح من ضمن البدائل المتوفرة هو تهجين هذه المحطات المتواجدة في الجنوب الكبير بالطاقة الشمسية، نظرا لإمكانية الشمسية المتوفرة بهذه المناطق.

وفقا لذلك، نحن بصدد دراسة الجدوى من التهجين محطة تعمل بالطاقة الديزل بشبكة كهربائية معزولة مع مصدر الطاقة المتجددة (الطاقة الشمسية)، والذي يعد في كثير من الأحيان أكثر ربحية و الخيار أكثر موثوقية، كما انه الحل المعتمد من أجل حل المشكلة إنتاج الطاقة الكهربائية وحل مشكلة العجز المسجل. في الواقع، ونحن نعتبر نظام هجين ديزل بالطاقة الشمسية استنادا إلى بيانات والمعلومات الكهربائية والمناخية في منطقتنا من أجل اختبار والتحقق من صحة نماذج المدروسة ومن المعدات الكهربائية المختلفة، والنهج هو تبني النموذج الأكثر ملائمة مع خصوصية الجنوب الجزائري وجعل الإسقاط على المحطات الديزل المقرر تهجينها.

**كلمات البحث:** تهجين محطات الكهربائية الديزل – الطاقة الشمسية - شبكة معزولة.

La production d'électricité au grand sud du pays est jusque là basée essentiellement sur les centrales diesel avec réseaux isolés. La gestion de ces dernières présente d'énormes contraintes liées à l'acheminement du combustible sur les lieux d'exploitation et la qualité d'énergie aux ces réseaux isolé. La solution alternative de l'hybridation à l'énergie photovoltaïque de ces centrales diesel installées au sud du pays a été donc préconisée, vu le potentiel solaire existant.

En conséquence, nous avons envisagé d'étudier la faisabilité de l'Hybridation d'une centrale diesel alimenté un réseau isolé avec une source d'énergie renouvelable (photovoltaïque), qui représente alors souvent l'option la plus fiable, plus rentable et très adoptée pour résoudre ce problème en produisant l'énergie électrique à l'endroit du déficit. En effet, nous avons étudié un installation hybride PV/Diesel en fonction des données et des paramètres électriques et climatiques de notre région afin de tester et valider les modèles électriques des différents équipements, l'approche étant d'adopter les modèles qui répondent au mieux à la spécificité de sud d'algerien et de faire une projection sur les centrales diesel à hybrider.

**Mots clés:** Hybridation les centrales diesel - Photovoltaïque - Réseau isolé.

Electricity production in south of Algeria is based on diesel plants with isolated networks. Management of these has enormous constraints as the delivery of fuel to the site of operation and power quality to these isolated networks. The alternative to the hybridization of the diesel plants installed in south Algeria with photovoltaic energy was therefore recommended, given the existing solar potential.

Accordingly, we studied the feasibility of the hybridization of diesel plant and off-grid with a renewable energy source (photovoltaic), Hybrid plants, which are composed of combinations of diesel generators, renewable energy resources such as photovoltaic is the more reliable option, and much adopted to solve this problem by producing electrical energy. We consider a hybrid plant Diesel / PV based on electrical and climatic parameters of region south Algeria as option for have better performance of the diesel generators and less cost of energy, the approach is to adopt the model that best meet the specificity of southern Algeria and make a projection on diesel plants a hybridizing.

**Keywords:** Hybridization the diesel power plants - Photovoltaic – off-grid.

## Introduction générale

Actuellement, Les centrales diésel est la technique la plus utilisée pour électrification rural dans le sud d'algérien. L'accès à ces sites éloignés s'exige des réseaux distribution de grandes longueurs pour acheminer l'énergie électriques à partir des centrale diésel jusqu'à ces sites, ce la s'étant généralement long et difficile.

Ces dernières années, la courbe de consommation d'électricité, dans les régions isolées du grand sud, est en permanente croissance. Cette ascension souvent vertigineuse, dépasse de très loin les prévisions moyen terme arrêtées pour ces localités. D'où la prise de dispositions particulières et urgentes pour assurer la couverture de la charge prévisionnelle notamment durant la période festival et pour faire face à l'évolution de cette charge de plus en plus imprévisible deviennent nécessaires. En effet la Société Algérienne de Production de l'Electricité (SPE), a lancé un plan d'urgence, consiste de:

1. Réhabilitation d'anciens groupes diésel et la mise en service de nouveaux moyens de production (nouveaux groupe diésel) comme une solution d'urgence.
2. Hybridation des centrales Diesel existantes, à l'énergie renouvelable (photovoltaïque et éoliennes) comme une solution alternative au moyen et long terme.

D'ailleurs, La gestion de ces centrales diésel présente d'énormes contraintes liées à l'acheminement du combustible sur les lieux d'exploitation et la qualité de la tension électrique aux ces réseaux isolé. La solution alternative de l'hybridation à l'énergie photovoltaïque de ces centrales diésel installées au sud du pays a été donc préconisée, vu le potentiel solaire existant.

En conséquence, nous avons envisagé d'étudier la faisabilité de l'hybridation d'une centrale diésel avec une source d'énergie renouvelable (**photovoltaïque**) qui représente alors souvent l'option la plus fiable, plus rentable et très adoptée pour résoudre ce problème en produisant l'énergie électrique à l'endroit du déficit.

Dans ce mémoire, nous essayons étudier deux problématiques :

1. Modélisation, dimensionnement et simulation d'une installation hybride pilote, photovoltaïque/diésel, et étudier les impacts techniques, économiques et environnementaux de d'hybridation des centrales existantes à l'énergie photovoltaïque.
2. établir une fiche techniques et un cahier de charge pour hybridation une centrale diesel en énergie photovoltaïque.

Par conséquence, L'objectif assigné par cette étude est d'étudier les performances de l'hybridation d'une centrale diesel existantes au sud d'Algérie en fonction des données, des paramètres électriques et climatiques de cette région afin de tester et valider les modèles électriques des différents équipements, d'élaborer une approche qui répond au mieux à la spécificité de sud d'algérien et de faire une projection sur les centrale diésel des réseaux isolés à hybrider.

Le présent mémoire consiste de quatre principaux chapitres en plus de l'introduction générale et de la conclusion générale.

Dans le premier chapitre, des généralités sur les moyens de production (parc diésel) et la politique l'électrification engagé dans le grand sud algérien. Nous nous intéressons aux différentes



contraintes et problèmes rencontrés dans l'exploitation des centrales et réseaux isolés existants dans les sites éloignés et isolés au grand sud.

Dans le second chapitre, nous présentons dans premier lieu les principaux dispositifs et composants utilisés dans les systèmes hybrides, notamment les photovoltaïques. Après avoir justifié l'intérêt de source photovoltaïque pour les systèmes hybrides.

En troisième chapitre, nous introduisons la modélisation du système hybride PV/Diesel et stratégies de commande utilisée pour gérer les flux d'énergie dans les systèmes hybrides. Nous décrivons aussi les paramètres du système hybride et les caractéristiques du site.

Dans le quatrième chapitre, nous allons étudier les méthodes d'hybridation d'une centrale diesel en énergie photovoltaïques et leurs applications à la centrale existante au grand sud (on prend comme application la centrale diesel Talmine). Les simulations sous HOMER nous permettent de valider et choisir le modèle le plus fiable, rentable et optimisé.

Enfin, nous exposons l'ensemble des résultats obtenus numériquement que nous interprétons. À partir des résultats obtenus, nous essayons d'établir une fiche techniques et un cahier de charge pour hybridation une centrale diesel en photovoltaïque situé au grand sud algérien.

Nous clôturons cette étude par une conclusion générale, en mettant en avant la rentabilité de l'hybridation des centrales diesel en énergie photovoltaïques et la nécessité de la poursuite des études pour concevoir un système hybride typique qui assure une rentabilité techniques et économique meilleures que les centrales diesel seuls, ainsi que les perspectives d'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux isolés alimentés par une centrale Diesel que nous envisageons.

# Chapitre I : Technologies de production d'électricité au sud algérien : État de l'art, Contraintes et Perspectives

## **Introduction**

Actuellement la majorité de la population au sud algérien d'une manière ou d'autre est électrifiée, mais le défi de la compagnie d'électricité est de mettre en œuvre les technologies les plus performantes énergétiquement pour produire de l'électricité en prenant compte la problématique environnementale notamment au regard des limites pour les émissions de gaz à effet de serre. La plupart des ingénieurs craignent à tort l'utilisation de générateurs fonctionnant au diesel qui reste utilisés dans nombreuses centrales électriques et qui produisent une part non négligeable de l'électricité, notamment dans le grand sud pour l'électrification des zones rurales. L'électrification rurale est un processus qui consiste à fournir l'énergie électrique aux zones rurales et éloignées. L'électricité est utilisée non seulement pour l'éclairage et l'électroménager, mais elle permet aussi la mécanisation de nombreuses exploitations agricoles, telles que le battage, la traite et le stockage de céréales, par conséquent une plus grande productivité à un coût réduit.

### **1.1. Utilité de l'électrification rurale**

Dans le monde rural, l'électrification est considérée comme un puissant facteur de développement socio-économique. En effet, l'électricité contribue à l'amélioration de la qualité de vie. Les impacts sont positifs et nombreux :

- Meilleur accès à l'éducation : éclairage et audiovisuel dans les maisons et les écoles
- Amélioration des conditions sanitaires :
- Mise en place de réfrigérateurs pour conserver les vaccins ou certains médicaments
- Utilisation des pompes et des purificateurs d'eau.
- Accroissement de l'activité économique des villages concernés permettant de limiter l'exode rural et la désertification.
- Amélioration des problèmes liés au manque de nourriture et à la malnutrition grâce à une augmentation des rendements de l'agriculture apportée par la possibilité d'irriguer (petites pompes).

L'électrification dans le grand sud est donc un facteur indispensable au bon développement de cette région. Il est cependant nécessaire de trouver des solutions économiquement viables pour consolider les moyens d'électrification ; ces solutions seront certainement très lointaines de ce qui existe actuellement dans le grand sud. Nous allons maintenant analyser quelles sont les sources d'énergies adaptées aux conditions climatiques saharien du grand sud ?

En vue, le coût de la fourniture d'électricité est plus élevé dans les zones rurales, notamment les coûts de production (centrales ou microcentrales diesel) et les coûts d'extension du réseau électrique. L'électrification rurale doit être conçue et optimisée en termes de coûts et production d'électricité. Cela implique la prise en compte les nouvelles moyennes de production d'énergie renouvelable comme l'énergie photovoltaïques par exemple.

### **1.2. Besoins énergétiques des zones rurales non électrifiées**

Dans le sud algérien, on distingue en zone rurale deux types d'utilisateurs ; les ménages agricoles et les utilisateurs relevant du secteur des services (le petit commerce, l'artisanat, l'éducation, les centres de santé, etc.).

Les ménages agricoles sont en volume global les plus gros demandeurs d'énergie. Leurs besoins énergétiques correspondent au pompage de l'eau, à l'éclairage, à la cuisson, au froid et à

L'utilisation d'appareils électriques tels que l'audiovisuel. L'éclairage correspond bien évidemment au principal besoin énergétique. Cependant l'utilisation de moyens traditionnels tels que les lampes à pétrole, les bougies ou les lampes torches y répond très mal. L'audiovisuel (radio ou télévision) représente également une demande très forte du monde rural. En effet, il permet un lien avec le monde extérieur et une limitation de l'exode rural. De plus, l'irrigation semble avoir une importance de plus en plus croissante dans les besoins énergétiques puisque celle-ci permet d'une certaine manière l'augmentation des rendements de la production agricole [I.2] et donc une certaine autosuffisance alimentaire. Par contre, le besoin d'un réfrigérateur n'est pas ressenti comme prioritaire même si il peut et doit très souvent être utilisé pour la conservation des médicaments. Ces besoins énergétiques peuvent être classifiés en fonction des revenus disponibles des utilisateurs domestiques.

### 1.3. Différentes technologies de production d'électricité au sud d'algerien.

On peut distinguer trois technologies de production de l'électricité utilisé au sud algérien :

➤ **Centrales de turbine à gaz ( $\geq 32$ MVA):** elles sont raccordées au réseau interconnectées ou faiblement interconnectées (centrale Adrar, Timimoune In Saleh....etc.) pour alimenter les grands sites urbains (Ghardaïa, Bechar, Adrar, Timimoune.....etc.).

➤ **Centrales ou microcentrales Diésel (100KVA jusqu'à quelle que MVA):** elles sont raccordées au réseau isolé (centrales : Bordj Badj Moukhetar, Talmine, Ain Belbal M'guidan....etc.) pour alimenter les commune et les villages isolés.

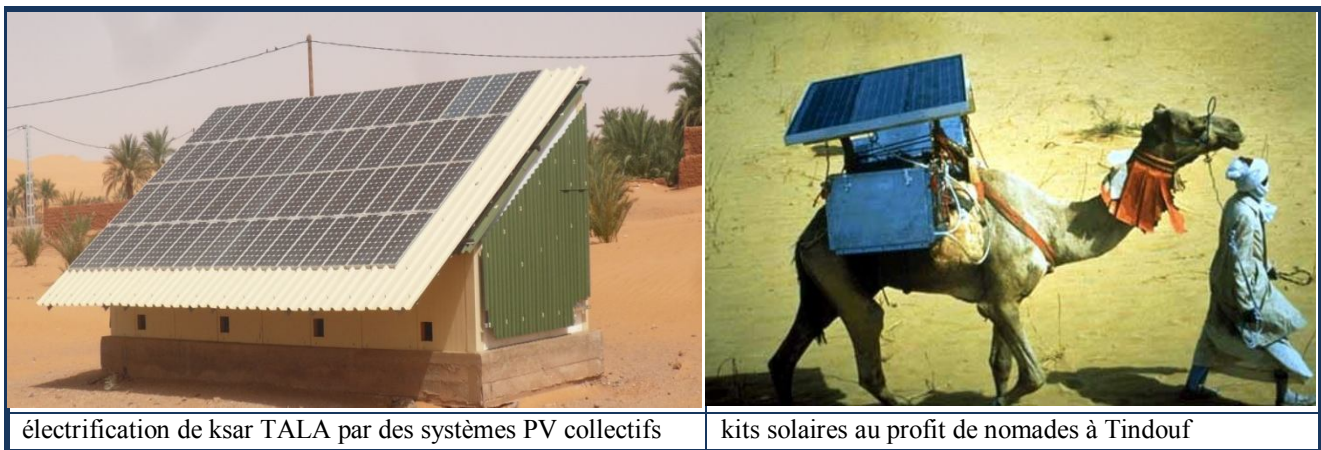
#### 1.3.1. Pourquoi une centrale diesel ?

Pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain national, et pour la production de base, on retient les solutions «centrale diesel ou microcentrale diésel».

Dans le cadre de ce projet, la solution technique retenue est une centrale diesel. Ce moyen de production d'électricité est plus souple d'utilisation que les autres solutions, et présente les avantages suivants :

- **La modulation de la puissance**, qui permet de s'adapter rapidement aux variations de la demande en électricité,
- **Le temps de démarrage rapide**, qui permet de pallier rapidement la défaillance d'un autre moyen de production,
- Un niveau faible d'émission de **dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>)**,
- Un bon **rendement énergétique**,
- **Fiabilité** : il s'agit d'une technologie éprouvée et peu sensible aux conditions climatiques de le grande sud.

**1.3.2. Petites centrales Photovoltaïque (de 3KWc jusqu'à 50KWc) :** elles alimentent les petites communautés ou d'individuels éloignés non électrifié comme les nomades dans les wilayas de grand sud. Les premières installations ont répondu aux besoins primaires des petites communautés ou d'individuels, de nombreux projets d'électrification rurale utilisant le photovoltaïque bénéficie des progrès de la technologie.



**Figure 1.1: exemples d'électrification par des systèmes PV**

En Algérie, Particulièrement les villages et ksour isolés et éloignés dans le grand sud sont électrifiés en énergie photovoltaïques (ksar TALA commune Timimoune Wilaya d'Adrar par exemple), ces expériences ont montré que le photovoltaïque est globalement moins cher qu'un groupe diesel (acquisition, installation, exploitation, maintenance). Depuis, avec la diminution des coûts des panneaux photovoltaïques et l'augmentation du prix du carburant, ce gain est certainement plus important. L'éolien est relativement peu répandu à cause de la difficulté d'évaluation de son potentiel de production : les campagnes de mesures longues et chères. Les contraintes climatiques et logistiques sont deux facteurs qui pénalisent l'éolien pour l'électrification rurale dans le grand sud.

Le photovoltaïque est une solution intéressante pour les lieux où les ressources sont disponibles comme le sud Algérie, ou le climat saharien est chaud.

### **1.3.3. Potentiel du marché photovoltaïque en Algérie [36].**

L'électricité en Algérie peut être produite à partir du photovoltaïque à travers les applications suivantes :

- les systèmes connectés au réseau,
- l'hybridation des centrales diesel,
- l'électrification rurale.

En réalité, ces applications sont mutuellement exclusives, le recours à l'une d'entre elles dépend principalement du lieu d'utilisation [36]. :

Les solutions hybrides associant une source diesel avec le photovoltaïque sont un compromis. D'où le générateur sert à pallier le manque de soleil. Cependant, les principaux inconvénients de ces hybridations sont la complexité de l'installation et de la maintenance, ainsi que des coûts d'investissements élevés.

Dans ce chapitre, nous recherchons les contraintes de fonctionnement normal d'un système d'électrification dans une zone éloignée et isolés qui est actuellement fréquemment rencontré ; il s'agit d'une microcentrale ou centrale diesel couplé à un réseau isolé qui est actuellement particulièrement utilisé pour les sites isolés au grand sud.

### **1.4. Problématiques de production d'électricité au sud algérien.**

La production d'électricité au sud du pays est jusque-là basée essentiellement sur les sources dites conventionnelles, en particulier les générateurs fonctionnant en diesel. La gestion de ces

dernières présente d'énormes contraintes liées à l'acheminement du combustible sur les lieux d'exploitation.

Les centrales diesel couplées aux réseaux isolés sont la technologie la plus répandue pour électrification dans le grand sud. Leurs plus gros avantages sont la flexibilité, la gamme étendue de puissance possible et la simplicité de mise en œuvre pour l'électrification rurale. Leurs inconvénients majeurs sont le prix du carburant, la maintenance et aussi l'émission de CO<sub>2</sub>. On constate qu'une grande partie des groupes diesel installés deviennent en mauvais état et subissent des pannes fréquentes.

#### 1.4.1. Générateur Diesel :

Les générateurs de type diesel sont équipés d'un moteur diesel qui transforme la combustion interne ou l'énergie du combustible (fuel) en énergie mécanique et d'un générateur synchrone (à rotor bobiné) qui transforme cette énergie mécanique en énergie électrique [7].

La mission d'un générateur Diesel est de fournir de l'énergie électrique au système avec une onde sinusoïdale d'amplitude et fréquence constante. De ce fait ils doivent s'adapter à la charge considérée comme une véritable perturbation vis à vis leurs fonctionnements à travers les différentes boucles de contrôle. Ils existent différents types de machines diesel qui vont de quelques KVA jusqu'à quelques dizaines de MVA. Leur rendement électrique avoisine le 35-40%. Ce rendement diminue largement si le taux de charge diminue en dessous de 40%. Par conséquent, il n'est pas convenable qu'ils travaillent au-dessous de cette charge minimale. Les générateurs diesel présentent des dynamiques élevées et sont bien adaptés aux applications où des demandes soudaines de puissance sont prévues [16]. De plus, ils peuvent assurer des transitions sans interruptions entre le mode îloté et le mode parallèle, ces générateurs sont ainsi adaptés aux applications de micro réseaux considérés.

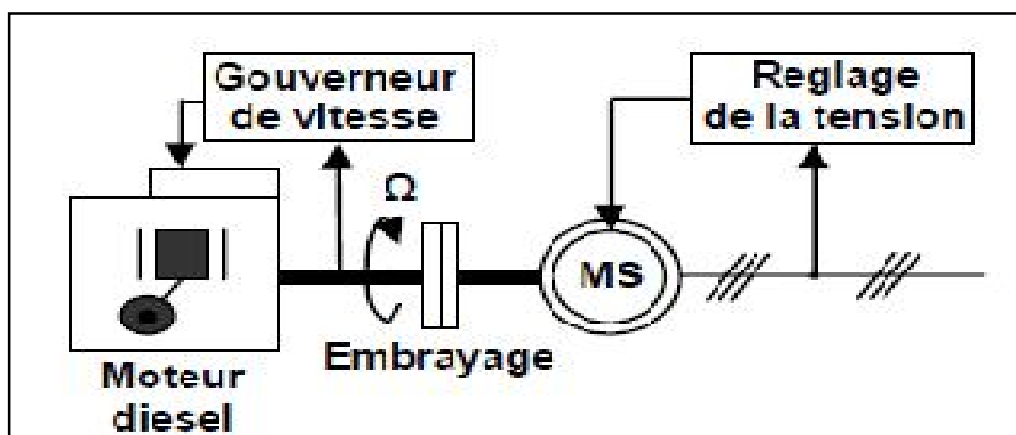


Figure 1.2: Constituions de groupe Diésel [16].

Le générateur diesel est constitué par :

**Le moteur diesel :** c'est le générateur de puissance mécanique ; la vitesse et le couple sont asservis par un régulateur de vitesse en jouant sur le débit de fuel ce qui permet le réglage de la puissance active fournie au système,

**L'alternateur :** il s'agit d'une machine synchrone (MS) ; il est la source d'énergie électrique et est asservi par un système d'excitation qui s'occupe de maintenir constante la tension de sortie de l'alternateur en jouant sur la puissance réactive fournie au réseau. Cette puissance réactive fournie est limitée ( $\cos \varphi = 0,8$  ; donnée constructeur).

#### 1.4.2. Les contraintes de production d'électricité par les générateurs diesel

Les conditions énergétiques, économiques et environnementales de fonctionnement des générateurs diesel approvisionnant les réseaux autonomes ne sont pas optimaux et devraient être améliorées.

##### A. Contraintes Techniques

Les générateurs diesel convertissent le combustible en électricité. On obtient sur de tel générateur, un rendement électrique de l'ordre de 45%, 30 % restent dans la chaleur latente des fumées, 12 % sont dissipés dans le refroidissement du bloc moteur, et 6% pour le refroidissement du circuit d'huile. Le solde, soit 7%, n'étant que peu exploitable (radiation du groupe) [33].

En effet, On peut résumer les Contraintes Techniques des générateurs diesel comme suivant :

- La dure de vie d'un générateur diesel s'estime de 05ans parfois moins.
- L'entretien et maintenance sont très compliqués.
- Les pannes répétitives et vieillissement rapide.
- La viscosité inadéquate de l'huile de lubrification se porte directement sur la consommation de carburant qui augmente lors du fonctionnement chargé du moteur.
- le facteur d'utilisation supérieur à 30%, L'utilisation du générateur diesel sous faibles facteurs d'utilisation (faible charge ou charge partielle) est très néfaste au niveau de l'usure et entraîne des consommations élevées de carburant.

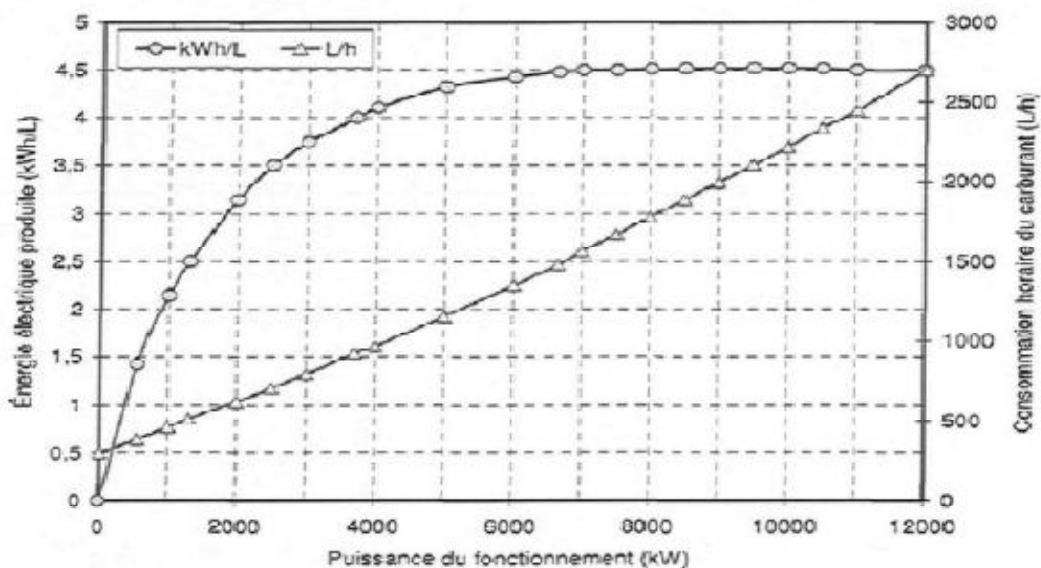


Figure 1.3: Consommations des groupes diesel ZA40S à Cap-aux-Meules [15]

- L'insonorisation, La réglementation française impose un maximum de 85 dB à un (1) mètre 17 Le niveau de sonorisation a été mesuré par un sonomètre.

En effet, l'exploitation des centrales diesel est non optimale et très dispendieuse.

##### B. Contraintes économiques.

Les générateurs diesel, tout en étant relativement peu chers à l'achat, ils sont généralement chers à exploiter et maintenir, particulièrement au niveau de la charge partielle, en raison du prix élevé du carburant livré aux sites isolés [16]. Ainsi, puisque le prix du combustible diesel est très dépendant du mode de transport employé, ce sont les difficultés de transport et les particularités de livraison qui font varier ce coût et augmenter davantage le coût d'exploitation des générateurs

diesels [14]. Les coûts de production de l'électricité à partir du diesel sont plus chers que les coûts moyens des autres moyens de production (turbine à gaz par exemple). Alors que le prix moyen de vente de l'électricité s'établit pour l'ensemble du Algérie c.-à-d. un prix uniforme de l'électricité, ce qu'il subit des pertes économiques supplémentaires chaque année.

An revanche, Dans le cas de l'extension de centrale, l'exploitation de cette augmentation de puissance crée un surcoût dû aux adjonctions et aux modifications

### C. Contraintes environnementales

La plupart des générateurs Diésel ont un taux élevé du gaz d'échappement par kilowatt généré variant de 10 à plus de 15 kg/kW [33]. Alors ils ont un impact significatif sur le plan environnemental en contaminant l'air local et le sol (générateurs vieilles et rouillées) et contribuant grandement à l'effet de serre (favorisant l'émission d'importantes quantités de GES). Au total, les émissions de gaz à effet de serre (GES) résultant de l'utilisation des générateurs sont estimées à 140000 tonnes pour les abonnés des réseaux isolés. Cette quantité d'émissions équivaut à la quantité de GES émise par 35 000 automobiles durant une année [9].

Les rejets industriels sous leurs différentes formes, constituent aujourd'hui une préoccupation aussi bien au niveau national qu'international en raison des impacts négatifs que ces derniers entraînent sur l'environnement. Cependant, la production d'électricité est une source appréciable d'émission de gaz à effet de serre en raison des consommations volumineuses de combustibles fossiles.

**Les impacts émissions de gaz à effet de serre sur notre planète :** Les experts climatiques internationaux s'accordent à penser qu'un lien étroit existe entre l'accroissement des émissions de CO<sub>2</sub> et la variabilité du climat. Il y'a cependant, encore beaucoup d'incertitudes sur l'évolution des changements du climat. Les experts parlent d'un grand chambardement climatique, auquel se rattacheraient la plupart des phénomènes constatés ces derniers temps : la sécheresse, la désertification, les cyclones, les pluies torrentielles, les canicules et les écarts de températures. Ceci affecterait grandement les glaces polaires, et fera monter le niveau des mers menaçant ainsi la vie de plusieurs millions d'habitants. Il est donc urgent de lutter par tous les moyens contre le réchauffement climatique qui menacerait notre planète.



Figure 1.4: les gaz à effet de serre



L'algérien comme 178 pays dans cette planète engagée dans le **Protocole de Kyoto** doivent donc multiplier leurs actions dans le secteur de la production d'énergie propre. Des sources renouvelables, propres et inépuisables d'énergie, telle que l'énergie éolienne, attirent plus que jamais l'attention d'ingénieurs, des écologistes et des financiers.

Le développement et l'intégration de systèmes de production d'électricité propres (photovoltaïque par exemple) contribueront à la réduction de ces émissions atmosphériques. En effet, l'hybridation des centrales diesel de (6MVA) pour prendre en charge 20% de la puissance maximale appelée permettront d'éviter l'émission de 1,2 million de tonnes de CO<sub>2</sub> et 5 mille tonnes de NO<sub>x</sub> [36].

### **1.5. Les réseaux isolés :**

Pour véhiculer la puissance produite par une source de production diesel vers les différents types de charges (village et forage d'eau ...etc.), on a besoin de lignes électriques, ce type de ligne généralement il s'appelle des réseaux isolés (réseaux autonomes).

On regroupe sous l'appellation réseau isolé tout réseau électrique de distribution moyenne ou haute tension, alimenté par une centrale diesel ou turbine à gaz, pouvant fonctionner de façon autonome ou bien connecté à un réseau faiblement interconnecté. La configuration de ce type de réseau ont plusieurs inconvénients techniques et économiques tels que :

- Les perturbations du réseau : les défauts, tels que les courts-circuits, peuvent non seulement arrêter le système, mais aussi, détruire certains composants.
- réseau instable, Les variations de la charge à court et à long terme,
- chute de tension, issue de la longueur importante des réseaux.
- perte d'énergie (énergie non vendue, charge faible et fonctionnement des générateurs Diesel dans une plage défavorable moins de 30%).

L'architecture de réseau de distribution permet d'alimenter facilement et à un moindre coût des points de consommation de faible charge (environ 10 kVa) et largement répartis géographiquement (environ 100 km<sup>2</sup>). Cependant, les lignes doivent être bien dimensionnées : il faudra tenir compte de différentes contraintes liées à la puissance maximale ; l'intensité conduisant à l'échauffement maximal admissible des conducteurs, la chute de tension (contraignant sur un réseau rural), et les pertes Joule [16].

### **1.6. L'énergie solaire photovoltaïque « solution alternative »**

L'Algérie, possède d'un gisement du solaire excellent, ce qui le place en bonne position pour l'exploitation d'une source d'énergie comme photovoltaïque propre et durable. En effet, le grand sud algérien se situe dans les secteurs où la densité moyenne d'énergie photovoltaïque est élevée. Alors le photovoltaïque est appelé à jouer un rôle plus important sur le marché de la production d'électricité au grand sud. La question du coût et de la rentabilité de l'énergie photovoltaïque devient donc capitale. Dans des conditions climatiques normales, une photovoltaïque produit en trois années l'équivalent qui a été consommé pour sa fabrication, son installation, sa maintenance et son démantèlement.

Le développement de la filière photovoltaïque participe aussi à la création d'emplois directs et indirects liés à la fabrication des photovoltaïques, à la maintenance, etc. En Allemagne par

exemple, les 6000 mégawatts des éoliennes installées entre 1990 et 2000 ont permis de créer 30000 emplois directs et indirects.

En Algérie, le photovoltaïque est prévu à court terme de créer autant d'emplois. L'installation de 10000 mégawatts d'ici 2013 à 2030 permettra d'en créer plusieurs milliers et certains emplois profiteront notamment à l'économie régionale du grand sud, aux petites et moyennes entreprises. Ils concernent principalement l'installation, l'exploitation, la recherche et le développement [03].

L'énergie solaire photovoltaïque est un moyen intéressant pour réduire les coûts de production de l'électricité dans le grand sud, particulièrement le soleil est disponible en toute l'année, c'est une source d'une fiabilité remarquable qui présente un bilan énergétique et environnemental favorable.

Dès lors, l'installation de centrales ou de mini centrales photovoltaïques peut produire l'électricité à partir des sources gratuites et propres. Donc c'est là l'atout essentiel de l'électricité solaire ; elle permet d'éviter les coûts de fuel de production d'électricité (diesel, essence ou gaz), ou l'extension des centrales diesel électrique existant.

L'absence de tout mouvement mécanique ou de circulation de fluide confère à l'électricité photovoltaïque une fiabilité exceptionnelle : les modules les plus vendus, à base de silicium cristallin, font maintenant couramment l'objet de garanties de l'ordre de vingt ans, pour des durées de vie escomptées largement supérieures. Le bilan énergétique est favorable, puisqu'un module photovoltaïque rend l'énergie nécessaire à sa fabrication en deux à quatre ans d'exposition au soleil, selon sa technologie [18].

Le principal facteur limitant la faisabilité d'un système photovoltaïque est la quantité d'énergie souhaitée, qui doit correspondre aux possibilités de la ressource. Pour donner quelques ordres de grandeur, des besoins d'éclairage se montant à quelques heures par jour nécessiteront un « productible » quotidien de quelques dizaines de Wh. Il correspond à une surface de modules photovoltaïques nettement inférieure à un niveau de confort moderne incluant : télévision, hifi, et électroménager, ou une installation de pompage pour une distribution d'eau qui demandera plusieurs kWh, voire, dans certains cas, une dizaine de kWh par jour. Dans tous ces cas des installations de l'ordre du m<sup>2</sup> ou de la dizaine de m<sup>2</sup> sont suffisantes, et celles-ci posent rarement des difficultés d'intégration. En revanche, l'utilisation de l'électricité solaire reste largement à étendre pour des besoins supérieurs, associés aux activités économiques : c'est le défi en cours.

Un état de l'art des méthodes et outils de planification est réalisé. Il s'agit d'une analyse typologique des méthodologies actuellement utilisées dans le domaine de la planification de l'électrification rurale, ainsi que d'un recensement d'outils disponibles, le tout sous le prisme des questions clés soulevées dans la première partie :

### **1.6.1. Inconvénients des sources photovoltaïques**

Dans ce paragraphe, nous présentons les points forts et faibles des technologies de production d'électricité en photovoltaïque. Une source d'énergie propre et inépuisable, d'ailleurs le soleil est fondamentalement insaisissable et incontrôlable.

Les sérieux problèmes de cette technologie sont le rendement et l'instabilité. Ainsi on peut présenter aussi quelques inconvénients :

- **variation d'énergie solaire**, les sources photovoltaïques ne fonctionnent pas quand l'énergie solaire n'est pas disponible.
- **densité énergétique et rendement**, la densité énergétique des sources photovoltaïques est faible et le rendement réel de conversion est faible.
- **taille des installations**, les surfaces d'installation des sources photovoltaïques sont toujours importantes.
- **Chute de rendement à cause de la température.**

D'ailleurs, Il est impossible d'obtenir une autonomie énergétique complète par le biais de panneaux solaires seulement ; alors Le jumelage des sources photovoltaïque aux sources traditionnelles (Diésel) présente alors une alternative qui est mieux acceptée.

### 1.6.2. Exemples projets d'électrification rurale photovoltaïque dans le monde

La Chine a lancé le «China Township Electrification Program» en 2001 pour fournir de l'électricité d'origine renouvelable à 1000 communes, l'un des plus importants programmes dans le monde. Celui-ci est suivi par le «China Village Electrification Program», en utilisant également des énergies renouvelables, qui vise à électrifier 3,5 millions de foyers dans 10 000 villages en 2010, qui sera suivie par de nombreux autres projets d'électrification rurale jusqu'en 2015.

Bien que la grande majorité des pays développés soient couverts par un réseau électrique, il reste toujours des régions non connectées, car trop distantes de ces réseaux. En France, avec l'aide du gouvernement et des organisations comme l'ADEM, les projets d'électrification avec PV (photovoltaïque) bénéficient d'un budget important. La puissance PV installée est plus importante pour couvrir presque tous les besoins de l'électroménager.

Dans les pays en voie de développement, ces projets sont souvent supportés par des coopérations internationales. Le « Solar Home System » (SHS) représente une grande partie de ces projets. Il existe quelques projets où les maisons sont connectées entre elles. Dans ce cas, le système se compose habituellement de générateurs PV centralisés, d'un onduleur, d'une batterie et d'un réseau local qui fournit l'électricité à chaque maison. La puissance crête totale est typiquement inférieure à 20 kW.

En Algérie, le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets d'une capacité totale d'environ 800 MWc d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MWc par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030. Ces chiffres sont énormes, et lèvent donc un grand défi pour les secteurs industriel et économique, mais aussi pour le secteur de la recherche et développement qui aura pour missions entre autres l'identification des moyens techniques pour palier au caractère intermittent des sources renouvelables.

Dans cette étude, nous nous intéressons à l'énergie photovoltaïque et les différents types d'application, dans le but d'une meilleure pénétration de cette forme d'énergie dans le bilan énergétique national.

En effet la société Sonelgaz a lancé un projet très ambitieux visé à l'Hybridation toutes les centrales Diesel existant au sud au Photovoltaïque. En prévision de cette opération et en l'absence de données fiables, le département EnR du CREDEG a conçu et a réalisé une installation hybride dotée d'un système d'acquisition de données et d'un ensemble de capteurs permettant l'enregistrement de tous les paramètres électriques et climatiques nécessaires à l'étude,. Ceci afin de tester et valider les modèles électriques des différents équipements, l'approche étant d'adopter

les modèles qui répondent au mieux à la spécificité algérienne et de faire une projection sur les installations diesel à hybrider [1].

Cet objectif ambitieux devrait être atteint grâce à la réalisation d'une usine de fabrication de modules photovoltaïques d'une capacité équivalente à 120 MWc/an par le Groupe Sonelgaz à travers sa filiale Rouïba-Eclairage et dont la mise en service est prévue fin 2013. Ainsi il est prévu la construction d'une usine de fabrication de silicium [01]. Par ailleurs, il est attendu qu'un réseau de sous-traitance national soit mis en place pour la fabrication des onduleurs, des batteries, des transformateurs, des câbles et autres équipements entrant dans la construction d'une centrale photovoltaïque.

Les réalisations en matière d'installations photovoltaïques concernent en plus grande partie les applications liées à l'électrification rurale avec près de 60%. En effet, avec un taux d'électrification au niveau national avoisinant les 99%, les foyers restants à électrifier sont très épars et éloignés du réseau. La solution la plus adéquate techniquement et la plus compétitive financièrement est l'électrification à l'énergie photovoltaïque. Un premier programme d'électrification a été réalisé durant la période 1995-2002 et qui a été destiné à l'alimentation de 18 villages du sud de l'Algérie en énergie électrique, soit l'électrification de près de 1000 foyers. Pour faire bénéficier ces foyers d'un minimum de confort, une quantité d'énergie de 02 kWh par jour et par foyer a été mise à leur disposition, ce qui correspond à la consommation de 05 réglettes d'éclairage, un réfrigérateur, une télévision avec récepteur numérique, un poste radio et un ventilateur. Les villages touchés par ce programme apparaissent sur la [figure 1.5](#)

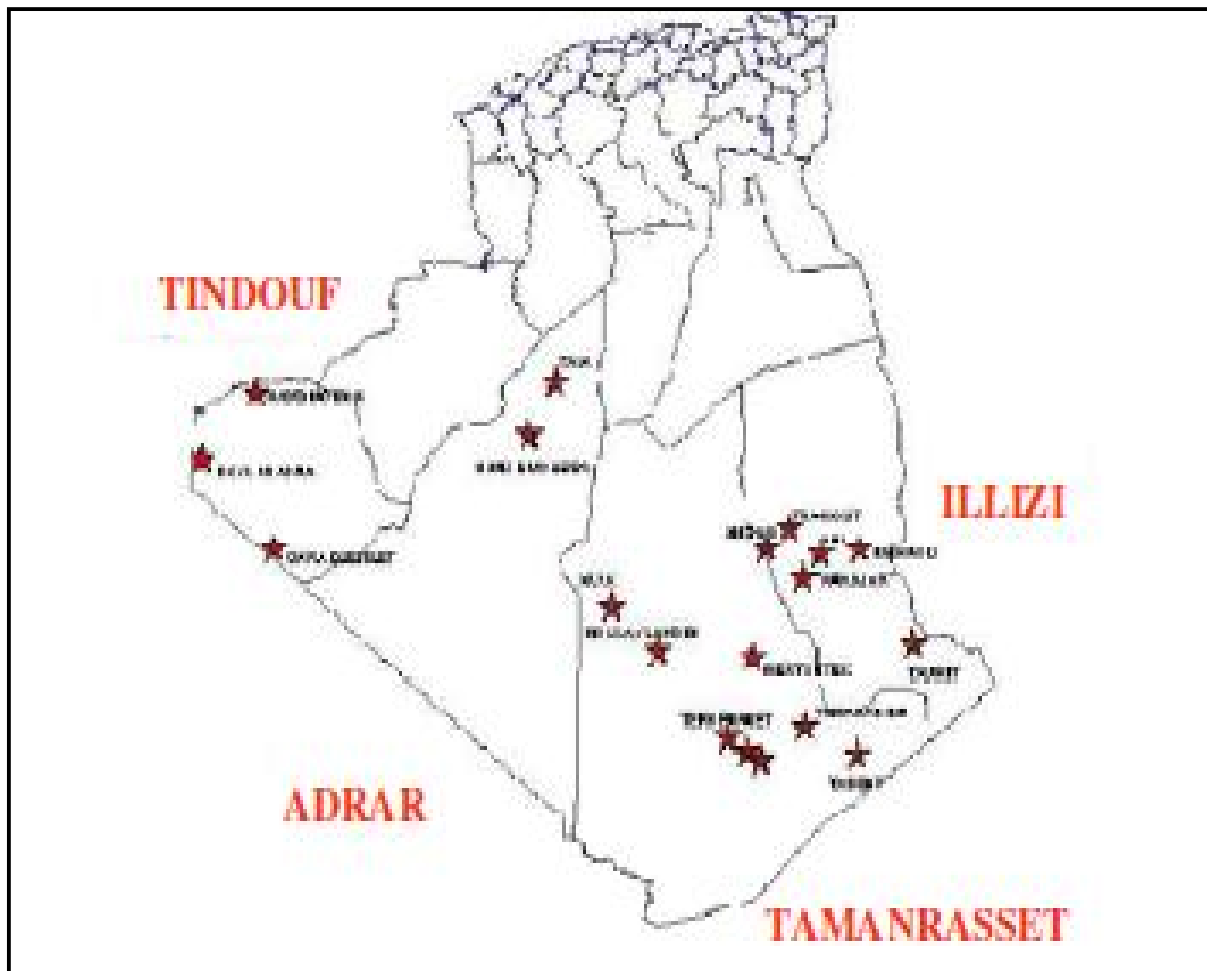


Figure 1.5: programme d'électrification des 18 villages en énergie solaire photovoltaïque

Dans ce sens, plusieurs applications ont été réalisées comme les installations pour les systèmes de télécommunication, l'éclairage public, le pompage d'eau, les protections cathodiques et l'alimentation des systèmes de télémétrie au niveau des gisements d'hydrocarbures.

### 1.7. Micros réseaux (Microgrids) « nouvelle technologie »

Depuis quelques années, le secteur de l'énergie s'intéresse de près aux micros réseaux (Microgrids). Versions réduites des systèmes centralisés, ces micros réseaux (Microgrids) peuvent se connecter au réseau principal, ou fonctionner de manière autonome, en îlotage.

Les chercheurs se tournent vers ces nouveaux modèles pour trouver une réponse à l'évolution de la demande des consommateurs et à la nécessité d'accroître la fiabilité. Prenons l'exemple du Japon. Les ressources énergétiques y sont limitées et les chercheurs accordent une attention particulière aux énergies renouvelables, en se focalisant notamment sur la commande et le stockage de l'électricité issue des micros réseaux. En effet, les micros réseaux intéressent également pour l'électrification les zones rurales et isolés. Mais pourquoi s'intéresser autant à ces réseaux d'un nouveau type ? Il est clair qu'un système basé sur l'énergie décentralisée peut améliorer la fiabilité et offrir une différenciation en termes de service. Pour autant, relier des ressources énergétiques décentralisées aux réseaux existants ne permet pas d'assurer les avantages promis comme par magie, et peut même avoir des effets indésirables sur la qualité du courant avec, par exemple, des fluctuations de puissance associées aux sources d'énergie renouvelables.

Alors les micros réseaux sont définis comme des systèmes qui comportent des systèmes de distribution de basse tension et parfois moyen tension avec des sources d'énergie distribuée, tels que les microcentrales diesel, les piles à combustibles, les systèmes photovoltaïques, etc.

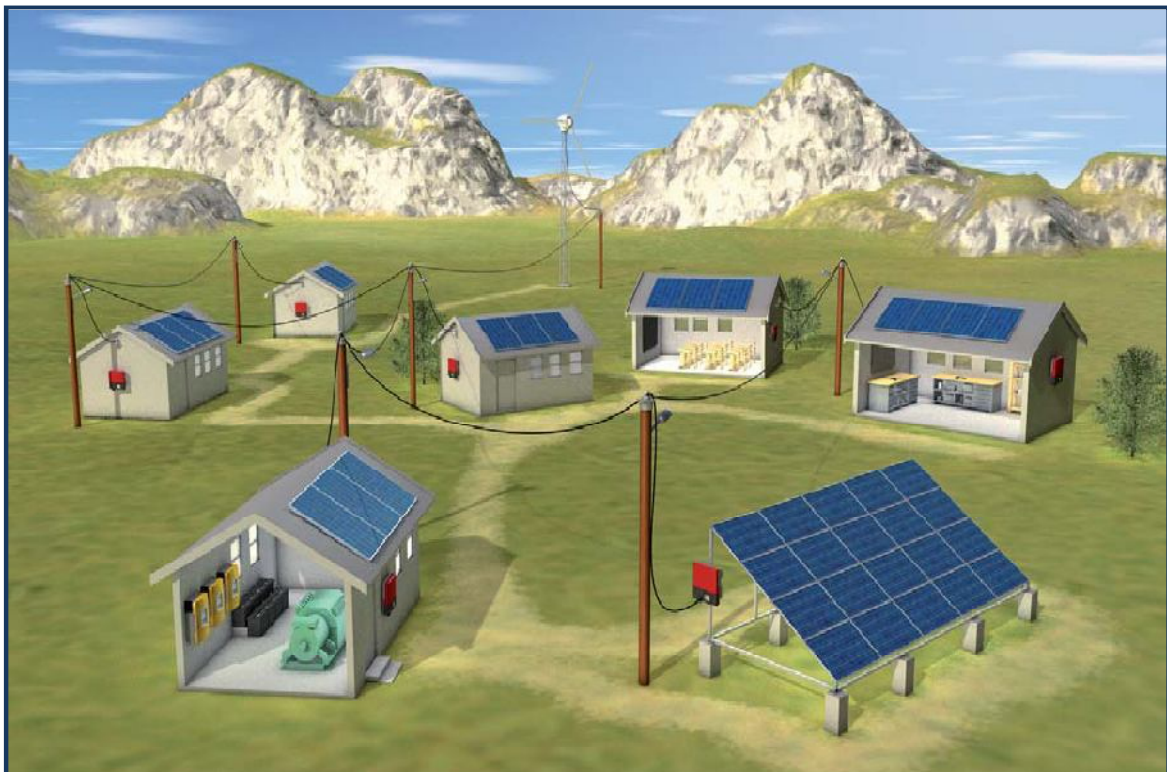


Figure 1.6: Exemple Microréseau BT

La nouveauté provient de la diversité des sources que l'on peut mettre sur ce micro réseau qui peuvent avoir des comportements tout à fait différents liés, entre autre, à la nature de la

connexion de ces sources au réseau. Ces nouvelles solution micros réseau sont très intéressant pour les réseaux isolés au grand sud qui sont composées d'unités de production d'électricité (principalement des générateurs diesel) dont la puissance est comprise entre quelques centaines de kW et quelques dizaines de MW. Cependant, l'intégration de générateurs photovoltaïques au ce reseau s'est fortement répandue. Les charges desservies sont en général peu consommatrices d'énergie (petites agricoles, foyer ....etc.) ce qui permet de réaliser des économies substantielles sur le dimensionnement du système de production en limitant la puissance de pointe.

Alors l'hybridation d'une centrale diesel alimentée un réseau isolé en énergie photovoltaïques peut être par l'insertion de mini centrales photovoltaïques dans ce réseau isolé, ce qu'il se compose d'un micro réseau (Microgrid) isolé.

Malheureusement la pénétration des sources renouvelables (photovoltaïques) est limitée pour éviter tout risque de déséquilibre dû à l'intermittence de la source. Ainsi l'insertion des sources renouvelables (photovoltaïques) dans un réseau isolé modifient les plans de protection de réseau et des sources.

### **1.8. Hybridation des centrales diésel en énergie PV un atout pour les réseaux isolés:**

Compte-tenu des contraintes économiques, environnementales et techniques de générateurs Diésel, ainsi les inconvénients de l'intermittence de générateurs photovoltaïques, les systèmes électriques hybrides présentent un atout intéressant en vue d'une meilleure maîtrise de l'énergie, en particulier lors de l'usage de sources d'énergies renouvelables comme le photovoltaïques. Ces systèmes permettent de diversifier les sources afin de bénéficier de chacune d'entre elles en respectant leurs propres caractéristiques. Bien entendu, une stratégie de contrôle appropriée doit être mise en œuvre afin de gérer efficacement l'énergie tout en respectant les caractéristiques et contraintes de chacun des composants (sources, charges) du système. De plus, pour des centrales diésel alimentées des réseaux isolés dans milieu saharien, les systèmes photovoltaïques permettent de récupérer l'énergie durant certaines phases de fonctionnement, évitant ainsi de réduire la consommation de carburants et émission de CO<sub>2</sub>. La présente étude a été appliquée à une centrale diésel hybridée par un ou plusieurs systèmes photovoltaïques.

### **1.9. Objectifs de ce mémoire**

Nous nous sommes fixés plusieurs objectifs à atteindre avec ce mémoire :

1. Le premier objectif est de lister et comparer les différentes applications des systèmes photovoltaïques.
2. Le deuxième objectif est de démontrer par modélisation, l'économie de carburant apportée par le système hybride PV/Diésel.
3. Le troisième objectif est de mettre en avant les différentes autres voies potentielles pour obtenir des gains en termes d'économie de carburant et qui ne seront pas forcément démontrés par modélisation dans ce mémoire, mais qui peuvent faire l'objet d'une étude menée ultérieurement.
4. Le dernier objectif est de tracer les grandes lignes pour le projet de SONELGAZ à l'hybridation des centrales Diésel en énergie photovoltaïques au grand sud.

## Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons défini les différentes sources de production d'électricité utilisée au sud de pays. Nous avons également explicité les principes contraintes du fonctionnement de système électrique ainsi que la problématique de production d'électricité en diesel dans les réseaux isolés au grand sud. Dans ce mémoire, nous allons mettre au point les bases d'un cahier des charges pour hybridation les moyens de production diesel existants au grand sud, adapté au réseau isolé et aux conditions atmosphériques spécifiques de cette région. L'objectif visé, est la conception et optimisation d'une installation hybride PV/Diesel dotée d'un système de supervision et gestion d'énergie dans l'ensemble de l'installation, et valider les modèles électriques des différents équipements qui répondent au mieux à la spécificité de sud algérienne et de faire une projection sur les installations diesel à hybrider pour création d'une plateforme pour hybridation les centrales diesel existantes par l'énergie photovoltaïque. Le développement du photovoltaïque en Algérie a connu ces dernières années un nouvel essor dû à l'importance accordée par les pouvoirs publics aux énergies renouvelables. L'adoption d'un cadre juridique favorable, la création d'une multitude d'organismes œuvrant dans ce secteur et le lancement d'importants projets témoignent de cette volonté. Il n'en demeure pas qu'il reste beaucoup à faire dans ce domaine et pour lequel une synergie entre les différents intervenants est plus que nécessaire. L'expansion du photovoltaïque dans notre pays passera impérativement par le développement des applications connectées au réseau tel qu'il se fait ailleurs à travers le monde.

Le potentiel solaire dont dispose l'Algérie, l'ouverture du marché de l'électricité et le cadre juridique favorable en font que le marché photovoltaïque Algérien s'annonce parmi les plus importants de la région.

# Chapitre II : Energie Photovoltaïques :

## Principes de fonctionnement, Technologies et Applications



## Introduction

Compte tenu de l'importance accrue des énergies dites propres, les méthodes d'intégration des générateurs d'énergie renouvelable dans les systèmes de production hybrides présentent un intérêt croissant. Dans ce chapitre, nous avons étudié les systèmes photovoltaïques et leurs applications, en particulier les installations hybrides qui tirent une partie de leur puissance électrique d'une source d'énergie solaire **photovoltaïque**.

L'objectif visé étant un meilleur rendement et plus de fiabilité, l'étude des paramètres de dimensionnement de ce type d'application et leur avantage permettra de mettre en évidence les stratégies de contrôle disponibles et d'évaluer les techniques d'optimisation.

### 2.1. Système photovoltaïque

Les systèmes les plus simples sont composés d'un module solaire, d'une batterie et d'un régulateur. Le module capte l'énergie solaire et la transforme en électricité (courant continu). La batterie accumule l'énergie pendant la journée et la rend aux utilisateurs la nuit. Le régulateur est un appareil électronique qui contrôle la charge et la décharge de la batterie, l'onduleur transforme le courant continu en courant alternatif et alimente les diverses charges.

. Alors Un système photovoltaïque autonome se compose de quatre éléments:

- un champ de panneaux photovoltaïques
- un système de stockage de l'électricité
- un régulateur
- un onduleur.

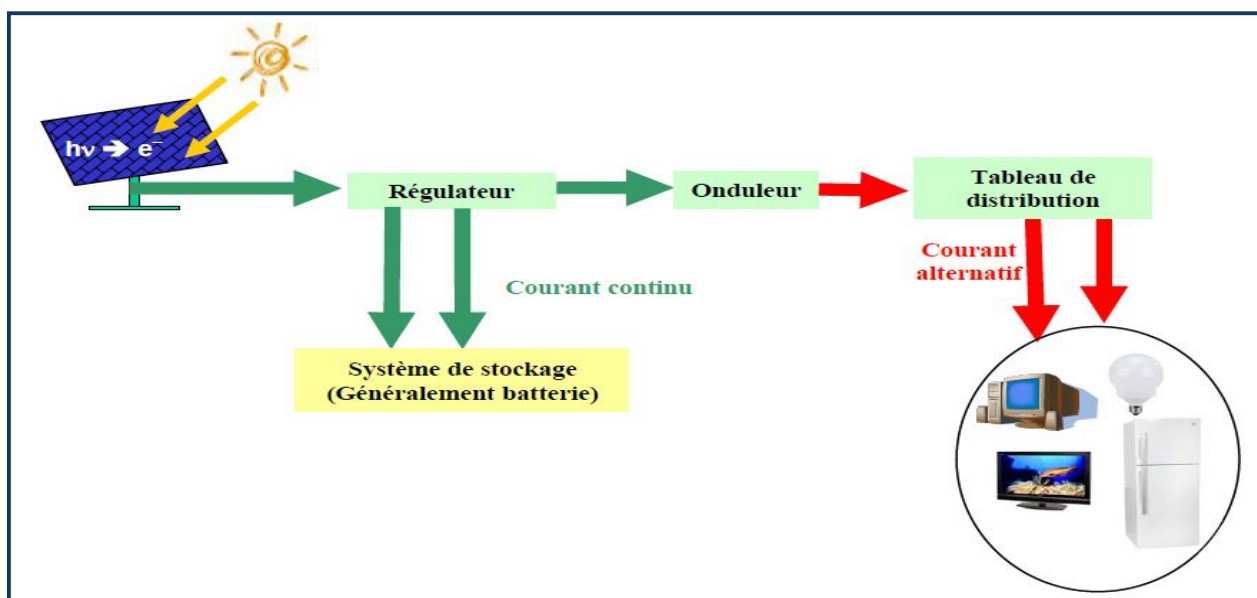
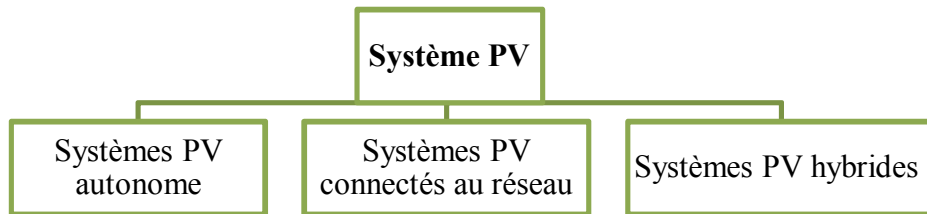


Figure 2.1 : Représentation schématique d'un système photovoltaïque

L'étude de systèmes photovoltaïques se ramène à l'étude de l'adaptation de la charge. On recherchera à optimiser le système pour avoir le meilleur rendement d'adaptation du système (rapport de l'énergie électrique fournie à l'utilisation à l'énergie électrique qu'aurait pu fournir le générateur fonctionnant toujours à son point de puissance maximum).

## 2.2. Les applications des systèmes photovoltaïques :



Les systèmes PV les plus couramment utilisés sont de quatre types :

**2.2.1. Les systèmes PV autonome :** Ceux-ci alimentent des appareils d'utilisation :

- ⚡ soit avec stockage électrique (batterie d'accumulateurs électrochimiques).
- ⚡ soit sans batterie (fonctionnement dit aussi "au fil du soleil").

Les appareils d'utilisation sont branchés soit directement sur le générateur solaire, soit, éventuellement, par l'intermédiaire d'un convertisseur continu - continu (adaptateur d'impédance). Pour les systèmes sans batterie, il y a possibilité d'avoir recours à une forme de stockage qui ne soit pas de nature électrochimique.

**2.2.2. Les systèmes connectés au réseau :** par l'intermédiaire d'un onduleur piloté à la fréquence du réseau, le réseau servant de stockage.

**2.2.3. Les systèmes photovoltaïques hybrides :** Le terme système hybride s'applique à tout système de production d'énergie utilisant des sources de natures différentes ; soient une source passive ou renouvelable (hydraulique, solaire ou éolienne) et une source active (générateur thermique diesel par exemple).

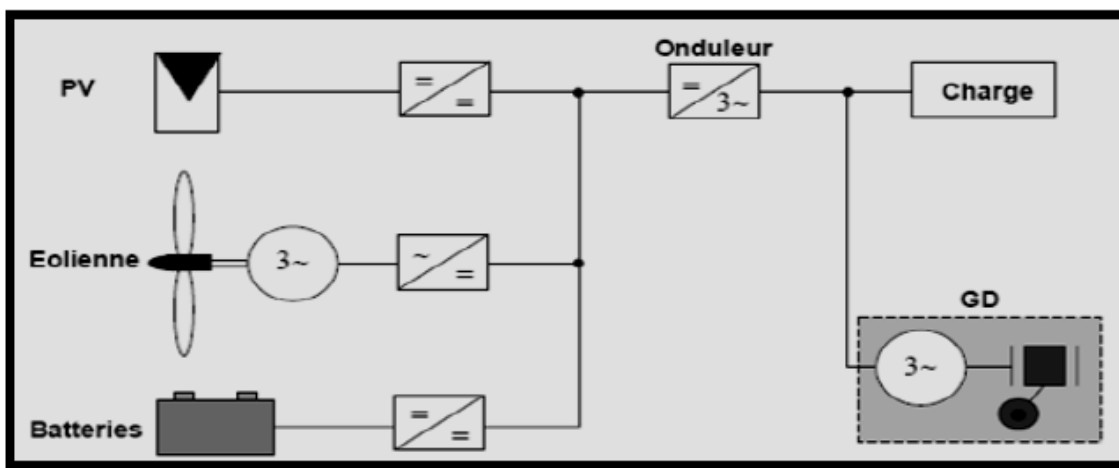


Figure 2.2 : Schéma de principe d'un système hybride [16].

En générale, les systèmes d'énergie hybrides associent au moins deux technologies complémentaires : une ou plusieurs sources d'énergie classiques, généralement des générateurs diesels, et au moins une source d'énergie renouvelable. Les sources d'énergie renouvelable, comme photovoltaïque, qui est les plus utilisés parmi les différents types des technologies des ressources renouvelables, ne délivrent pas une puissance constante. Leur association avec des sources classiques permet d'obtenir une production électrique continue. Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées et rurales.

### 2.3. Le système hybride PV/Diésel.

La nature intermittente de la ressource solaire et pour assurer une fiabilité de la production électrique, il est nécessaire d'associer cette source d'énergie à un système contrôlable. L'intégration de l'énergie solaire aux systèmes diesels se présente ainsi comme une solution technologique appropriée pour la production efficace d'électricité et à coût réduit. Aussi, cette technologie est particulièrement bien adaptée pour les zones rurales dans le grand sud algérien où la fourniture en électricité est majoritairement assurée pour l'instant par les centrale et microcentrale diesels.

Le système hybride PV/Diésel est utilise le plus souvent dans des sites qui se caractérisent par un climat chaud comme par exemple l'Arabie saoudite, le Maroc, les Maldives, la Corse et bien que l'Algérie. Ou le potentiel solaire est important [4].

Les batteries aussi sont habituellement utilisées pour le stockage (électrochimique) d'énergie, mais il existe d'autres options telles que le stockage inertiel (volant d'inertie) et le stockage d'hydrogène. Les systèmes de stockage électrochimique peuvent en effet constituer une solution envisageable pour le système hybride PV/Diésel.

Alors, le système hybride visé dans ce chapitre est une combinaison des éléments suivants :

- 1) un ou plusieurs systèmes photovoltaïques.
- 2) une ou plusieurs générateurs thermiques (Diésel).
- 3) un banc de batteries pour stocker l'énergie produite.
- 4) une unité de contrôle et gestion de système
- 5) un ou plusieurs onduleurs pour adapter l'alimentation DC aux charges AC.
- 6) et parfois une station de monitoring pour mesurer les paramètres (courant, tension, insolation, température).

Pour chacune de ces différents composants, nous présentons leurs caractéristiques physiques, leurs limitations et les modèles que l'on peut utiliser pour les contrôler.

### 2.4. Les principaux composants d'un système PV/Diésel.

#### 2.4.1. Générateur photovoltaïque

Un système photovoltaïque utilisant des cellules solaires, l'énergie disponible dépend des conditions d'éclairement (conditions atmosphériques, angle du rayonnement, propreté des surfaces...) et de la température de fonctionnement des cellules. Le rendement des cellules étant de plus assez faible (de 10 à 20 % selon la technologie utilisée), le réglage du point de fonctionnement sur la caractéristique I-V du dispositif est assuré par un convertisseur à l'aide d'algorithmes de contrôle de type MPPT (Maximum Power Point Tracking), [11].

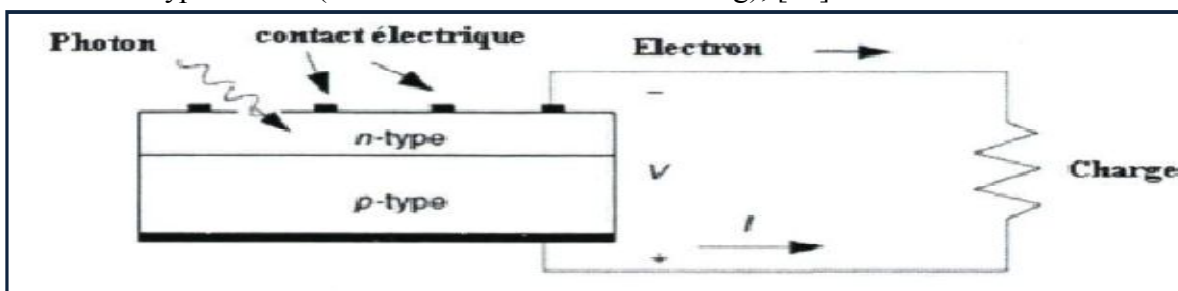


Figure2.3: principe de fonctionnement d'un générateur PV

Une cellule solaire se compose d'une jonction **p-n** qui lorsqu'elle n'est pas éclairée présente une caractéristique I-V identique à celle d'une diode. Lorsqu'elle est exposée à la lumière, les photons dont l'énergie est supérieure à la largeur de bande interdite du matériau participent à la génération de courant photoélectrique. L'énergie des photons sert à briser une liaison de valence créant une paire électron-trou pouvant participer à la conduction électrique. Le courant ainsi créé est proportionnel au rayonnement incident. Ce courant peut alimenter un circuit extérieur où circuler dans la diode intrinsèque de la jonction p-n quand la cellule est en circuit ouvert [11].

### 2.4.1.1. Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque

La caractéristique I-V typique d'une cellule photovoltaïque est illustrée dans la figure 2.4. Sur cette courbe, on peut définir différents points remarquables.  $V_{OC}$  et  $I_{SC}$  représentent la tension de circuit ouvert et le courant de court-circuit de la cellule photovoltaïque. La puissance maximale  $P_{max}$  permet de définir les valeurs maximales  $V_{max}$  et  $I_{max}$  correspondant au point recherché par les algorithmes de type **MPPT**.

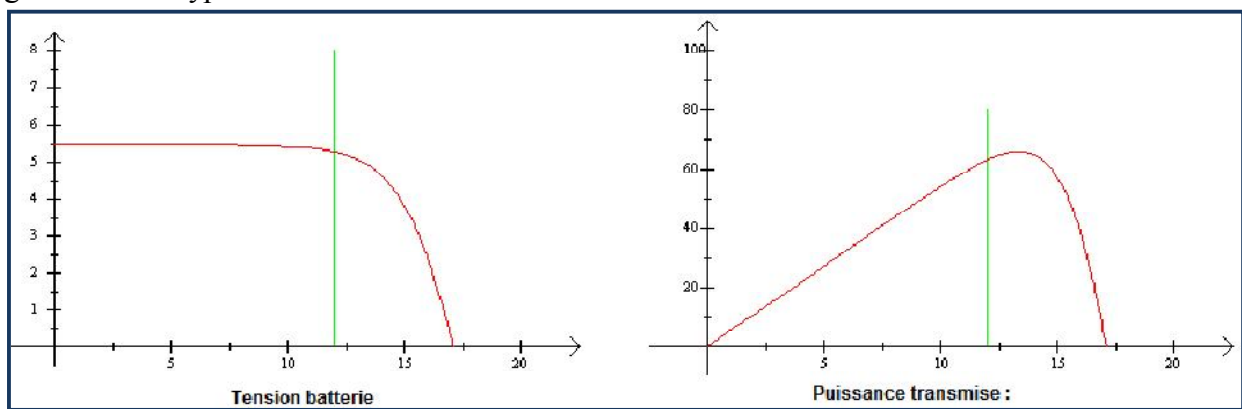


Figure 2.4: Relevé des caractéristiques I=f(U) et P=f(U)

Les conditions d'éclairement et la température de la cellule modifient cette caractéristique, et ainsi que les termes  $V_{OC}$ ,  $I_{SC}$ ,  $V_{MAX}$  et  $I_{max}$  précédemment définis. Ces paramètres ne sont en particulier pas fournis par les fabricants de cellules qui se limitent généralement à donner une caractéristique I-V pour un éclairement de  $1000W/m^2$  à  $25^\circ C$

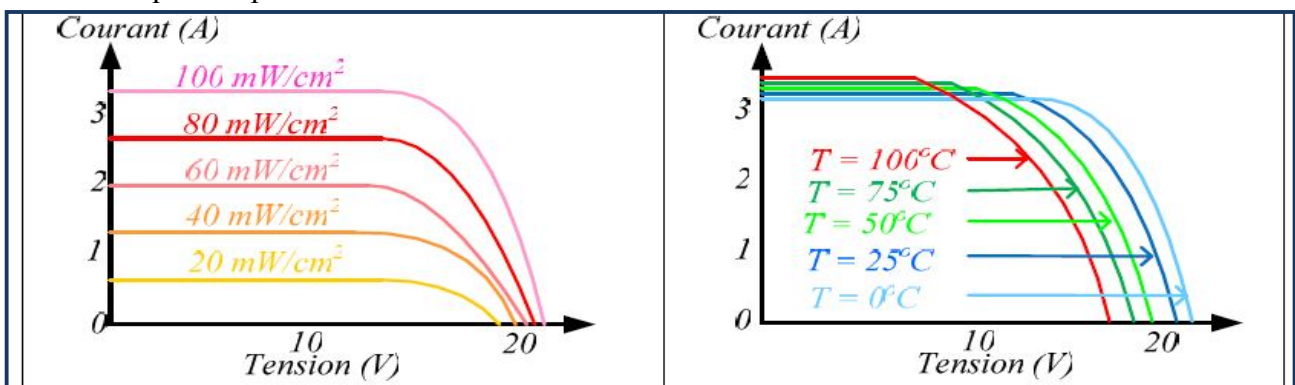


Figure 2.5: évolution de la caractéristique I-V en fonction de l'éclairement (à gauche) et de la température (à droite).

### 2.4.1.2. Technologie de cellules photovoltaïque [26]

Il existe différentes technologies constituant les cellules photovoltaïques illustrées par la Figure 2.6 :

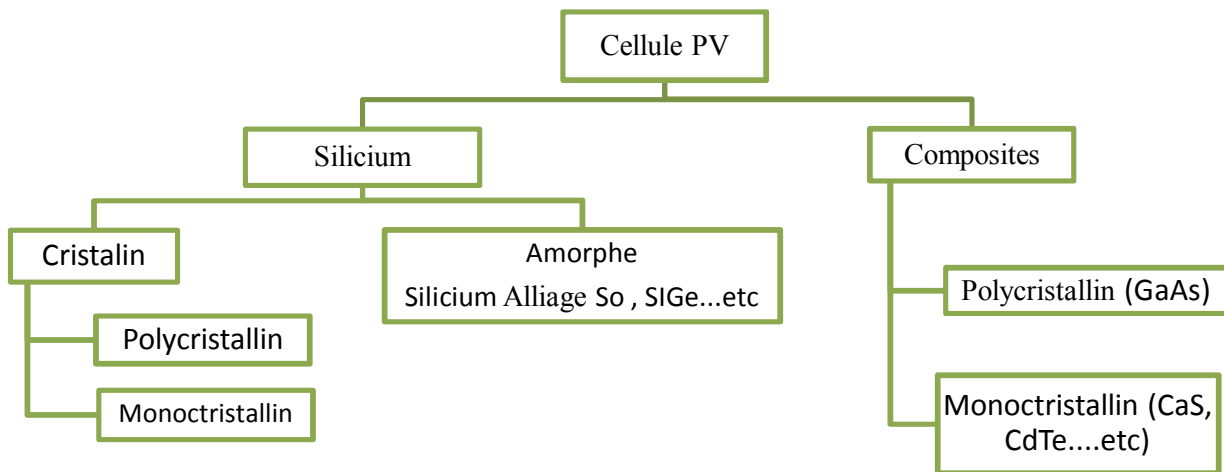


Figure 2.6: Différentes technologies des cellules photovoltaïques

Les matériaux les plus utilisés sont à base de silicium à cause de sa disponibilité et son faible coût de production. Les cellules PV au silicium cristallin (mono ou multi) représentent la majorité de la production mondiale (respectivement 29 % et 51% de la production mondiale). On distingue les trois catégories principales qui se disputent le marché. Ils ont des caractéristiques, des durées de vie, et des sensibilités différentes.

#### A. Silicium polycristallin

Il est constitué de plusieurs monocristaux juxtaposés dans différentes orientations donnant à la cellule un aspect mosaïque.

Le silicium poly cristallin est la technologie la plus répandue sur le marché mondial en raison de son bon rendement (environ 15 %) pour des coûts de fabrication maîtrisés. Il offre actuellement un bon rapport qualité/prix.

#### B. Silicium monocristallin

Il est constitué d'un seul cristal offrant à la cellule un arrangement parfait des atomes. Il présente un rendement légèrement supérieur au silicium poly cristallin (environ 19 %). Néanmoins, il reste assez onéreux en raison de son exigence de grande pureté et de l'importante quantité d'énergie nécessaire à sa fabrication.

#### C. Silicium amorphe en couche mince

Le silicium est déposé en couche mince sur une plaque de verre ou un autre support souple. L'organisation irrégulière de ses atomes lui confère en partie une mauvaise semi-conduction. Les cellules amorphes sont utilisées partout où une solution économique est recherchée ou lorsque très peu d'électricité est nécessaire, par exemple pour l'alimentation des montres, des calculatrices, ou des luminaires de secours. Elles se caractérisent par un fort coefficient d'absorption, ce qui autorise de très faibles épaisseurs, de l'ordre du micron. Par contre son rendement de conversion est faible (de 7 à 10 %) et les cellules ont tendance à se dégrader plus rapidement sous la lumière [26].

#### D. Comparaison entre les différentes technologies de cellules photovoltaïque :

Le tableau ci-après illustre les avantages et inconvénients des différentes technologies de cellules photovoltaïque.

Type	Silicium monocristallin	Silicium poly cristallin	Silicium amorphe
<b>Rendement</b>	De 15% à 19%		7% à 10%
<b>Durée de vie</b>	35ans		<10ans
<b>Avantages</b>	Bon rendement en soleil direct	Bon rendement en soleil direct (moins que le monocristallin mais plus que le amorphe)	Souplesse, prix moins chère que le cristallin bon rendement en diffus.
<b>Inconvénients</b>	Mauvais rendement en soleil diffus et prix élevé.	Mauvais rendement en soleil diffus et prix élevé.	Mauvais rendement en plein soleil et une durée de vie limitée.

Tableau 2.1 : Classification de différents types de cellules photovoltaïques au silicium.

Le plus connu d'entre eux est le silicium cristallin qui est utilisé aujourd'hui dans 90% des panneaux solaires produits dans le monde. Il existe de nombreuses autres technologies déjà industrialisées, (comme les couches minces) ou en phase de recherche.

Le silicium amorphe semble adapté à des dispositifs nécessitant peu d'énergie, tels que les montres ou les calculatrices ou à des systèmes connectés au réseau. En revanche, les cellules au silicium cristallin sont utilisées et adaptées à un très large panel d'applications autonomes, malgré leur coût plus élevé.

### 2.4.1.3. Montage des cellules photovoltaïques

#### a) Câblage séries des cellules

Les cellules photovoltaïques peuvent se connecter en série. Les tensions de toutes les cellules s'ajoutent et le courant est le même que celui d'une seule cellule. C'est pourquoi il faut toujours des cellules de même courant pour les mettre en séries. En fabrication, on appelle cela l'appairage : on trie les cellules selon leur courant pour les câbler en série. Si l'une d'elles était plus faible en courant, elle imposerait son courant à toute la série ce qui pénaliserait le module complet.

#### b) Câblage parallèles des cellules

Lorsque les cellules sont connectées en parallèles, ce sont les courants qui s'ajoutent et la tension qui restera constante. Il faudra donc appairer les tensions et non les courants, lors de la mise en parallèle des modules photovoltaïques pour constituer un générateur plus puissant.

#### c) Hot-spots et diodes by-pass

Il arrive qu'un module au silicium cristallin ne soit pas exposé uniformément à la lumière, à cause des taches d'ombre. Puisque les cellules étant câblées en série, le courant total est nivelé par le bas (La cellule la plus faible impose son courant aux autres). Alors lorsqu'une cellule ne débite plus parce qu'elle n'est plus exposée au rayonnement, le courant de l'ensemble de la chaîne tend vers zéro. La cellule ainsi masquée devient réceptrice de toutes les autres de la série et reçoit en tension inverse la somme de toutes leurs tensions. Elle se met donc à chauffer d'où le nom bien connu de hot-spot ou point chaud.

Il est indispensable de protéger le module contre ce phénomène en plaçant une diode by-pass en parallèle par groupe de cellules (par séries de 18 cellules, soit 2 par panneau 36 cellules).

Ces diodes sont généralement placées dans la boîte de jonction en sortie de panneau.

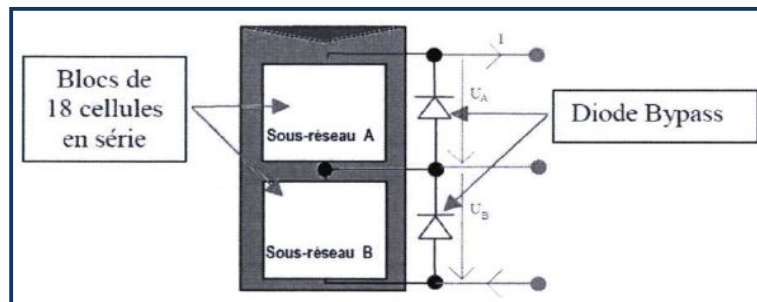


Figure 2.7: Emplacement des diodes By-pass [].

#### d) Les modules photovoltaïques

Un module photovoltaïque (PV) est un système complexe composé de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement, d'un verre trempé de protection sur la face avant, et/ou d'un verre trempé ou d'un film en Tedlar en face arrière.

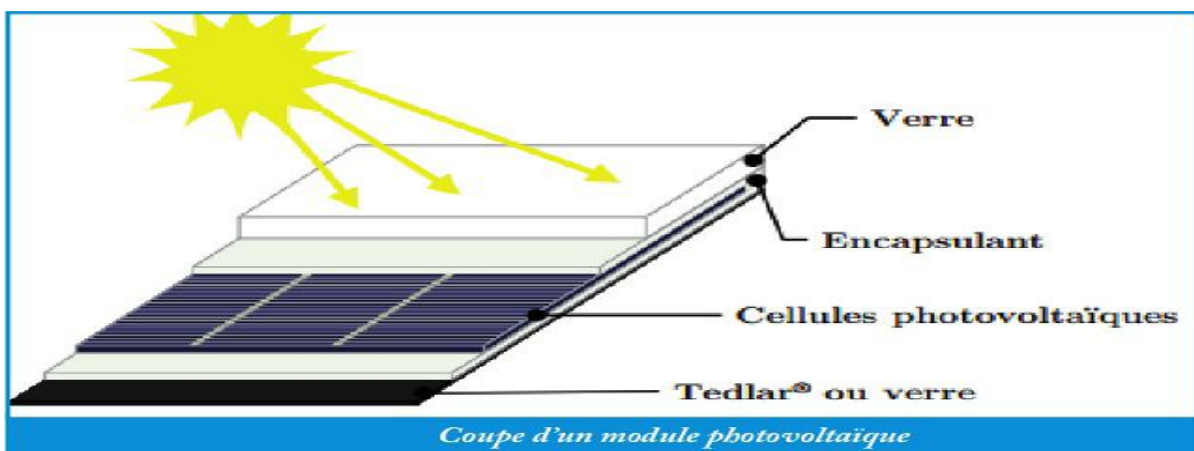


Figure 2.7: coupe d'un module photovoltaïque [30]

Des modules de plus en plus puissants sont disponibles sur le marché, mais il y'a tout de même une limite liée au poids et à la manipulation. Donc pour constituer un générateur de puissance élevée, on réunit systématiquement plusieurs modules photovoltaïques et on les câble entre eux avant de les relier au reste du système.

##### 2.4.1.4. Montages des modules photovoltaïques

Le câblage a pour but de regrouper électriquement les modules solaires. Généralement, les modules sont câblés tout d'abord en série (Les tensions s'additionnent et le courant traversant les modules reste identique) pour réaliser des branches qui comportent chacune leur diode en série. La mise en parallèle (Les courants des différents modules s'additionnent et la tension reste identique) de branches est réalisée, pratiquement, à l'aide de boîtes de jonction fixées sur les châssis. Il est indispensable d'apporter un soin particulier au serrage des cosses et au câblage de l'installation.

On monte les modules en série pour les installations sans ombre : c'est la solution la plus simple, mais il convient de calculer la tension maximale par rapport à celle demandée. On monte les modules en parallèle pour les installations qui ont une partie à l'ombre, ou lorsque les modules de tension importante dépassent la tension demandée.

##### 2.4.1.5. Caractéristique des panneaux photovoltaïques

Voici la description des paramètres d'un panneau photovoltaïque [12] :

- ❖ **La puissance crête  $P_c$**  : la puissance maximale produite par un module photovoltaïque dans les conditions standards : ensoleillement de  $1000 \text{ W/m}^2$  à l'horizontale, température ambiante de  $25^\circ\text{C}$ , masse d'air optique (AM) égale à 1,5.
- ❖ **La caractéristique  $I(V)$** : Courbe représentant le courant  $I$  débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- ❖ **Tension à vide  $V_{co}$**  : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".
- ❖ **Courant de court-circuit  $I_{cc}$**  : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".
- ❖ **Point de fonctionnement optimum ( $U_m, I_m$ )** : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil,  $P_m = U_m \cdot I_m$
- ❖ **Rendement maximal** : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- ❖ **Facteur de forme** : Rapport entre la puissance optimale  $P_m$  et la puissance maximale que peut avoir la cellule :  $V_{CO} \cdot I_{CC}$ .

#### 2.4.1.6. Avantages et inconvénients des sources photovoltaïques :

- ✚ **Avantage** : Les sources photovoltaïques présentent de nombreux avantages :
  - ❖ **source inépuisable**, l'énergie solaire est une énergie inépuisable et renouvelable.
  - ❖ **aucune pollution**, les sources photovoltaïques peuvent convertir l'énergie solaire en énergie électrique sans aucune pollution.
  - ❖ **coût de fonctionnement faible**, le coût de fonctionnement est très faible par rapport aux autres sources d'énergie conventionnelles.
  - ❖ **coût d'investissement en diminution**, le prix des panneaux solaires a déjà beaucoup diminué. Il est vrai que les prix diminuent moins rapidement actuellement.
  - ❖ **caractère modulaire**, le caractère modulaire des sources photovoltaïques permet un montage simple et flexible et des installations décentralisées.
  - ❖ **faible entretien**, les sources photovoltaïques n'ont pas besoin de beaucoup d'entretien.
  - ❖ **pas de risques électriques** pour les usagers.
- ✚ **Inconvénients** : Les sources photovoltaïques présentent aussi quelques inconvénients :
  - ❖ **variation d'énergie solaire**, les sources photovoltaïques ne fonctionnent pas quand l'énergie solaire n'est pas disponible.
  - ❖ **densité énergétique et rendement**, la densité énergétique des sources photovoltaïques est faible et le rendement réel de conversion est faible.
  - ❖ **taille des installations**, les surfaces d'installation des sources photovoltaïques sont toujours importantes.

#### 2.4.2. Système de stockage :

Le stockage de l'énergie est l'action qui consiste à placer une quantité d'énergie en un lieu donné pour permettre son utilisation ultérieure. L'opération de stockage d'énergie est toujours associée à l'opération inverse consistant à récupérer l'énergie stockée (le déstockage)



On peut distinguer deux principales familles de stockages, les Batteries électrochimiques et les supercondensateurs.

#### 2.4.2.1. Batteries électrochimiques [11].

Les batteries sont des sources électrochimiques qui convertissent l'énergie électrique en énergie chimique pendant le chargement, et l'énergie chimique en énergie électrique au cours du déchargement. Ces batteries (accumulateurs nous intéressent pour les systèmes photovoltaïques et hybrides, sont réutilisables. Dans ces batteries, les réactions chimiques qui fournissent le courant électrique et ils sont réversibles [11].

Les batteries sont généralement composées de plusieurs cellules empilées ensemble, la tension d'une cellule élémentaire étant faible (de l'ordre au maximum de quelques volts). Une cellule est une unité complète qui possède toutes les propriétés électrochimiques, généralement elle est constituée de trois éléments : deux électrodes (positive et négative) immergées dans un électrolyte.

Les caractéristiques des batteries sont normalement spécifiées par une

- ❖ **La capacité exprimée en ampères-heures ( $Ah$ )** est définie comme l'énergie délivrée lorsque la batterie passe d'un état de charge à un état où la tension à ses bornes chute brutalement, tension dite de « *cut-off* ».

- ❖ **L'état de charge (state of charge, en anglais,  $SOC$ )**. Une batterie entièrement chargée a un  $SOC$  de 100% et une batterie complètement déchargée à un  $SOC$  de 0% [11].

- ❖ **L'énergie massique** est définie comme la capacité d'énergie par rapport au poids de la batterie ( $Wh/kg$ )

- ❖ **La puissance massique** est définie comme la puissance maximale que peut produire la batterie sur une période courte par rapport au poids de batterie.

#### 🚦 Différentes technologies

Les technologies de batteries sont variées et nous présentons ci-après les familles les plus utilisées dans les systèmes photovoltaïques à savoir celles basées sur le plomb, le lithium et le nickel.

Pour chacune de ces familles, nous donnons leur principe, les technologies utilisées et nous comparons leurs principales propriétés.

##### a) Accumulateur au Plomb

C'est en 1859 que Gaston Planté réalisa l'accumulateur au Plomb en plaçant des feuilles de plomb dans de l'acide sulfurique [11]. C'est le moins cher des accumulateurs, c'est encore le plus vendu dans le monde et il est presque entièrement recyclable.

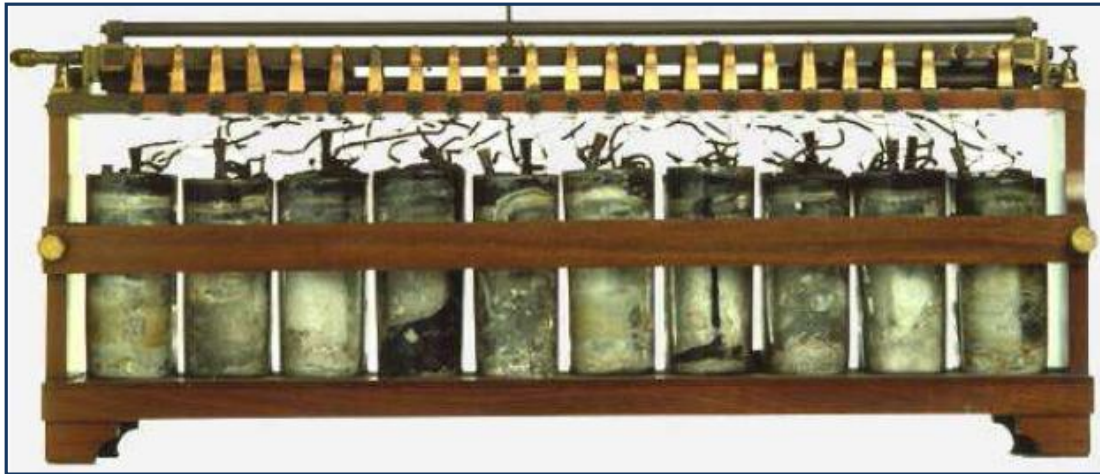


Figure 2.9 : Première batterie accumulateur conçu par Gaston Planté [11].

**Principe :** Le principe de cet accumulateur est inchangé depuis Gaston Planté et on retrouve toujours dans un accumulateur actuel, les deux électrodes en plomb plongeant dans un électrolyte acide sulfurique. Cet accumulateur exploite une oxydoréduction du plomb, chacune des électrodes est constituée d'un élément apparaissant sous sa forme réduite et sous sa forme oxydée : une cathode oxydée en  $PbO_2$  et réduite en  $PbSO_4$  et une anode oxydée en  $PbSO_4$  et réduite en  $Pb$  [11].

### b) Technologie de l'accumulateur au Plomb

Actuellement deux grandes familles sont commercialisées : les batteries ouvertes et les batteries à recombinaison de gaz.

**Les batteries ouvertes,** La recharge provoque l'électrolyse de l'eau, dont le niveau doit être complété régulièrement ce qui nécessite une maintenance contraignante. En effet, si cette maintenance n'est pas effectuée, une partie de la matière active peut perdre le contact avec la grille et engendrer une diminution de la durée de vie. Par ailleurs, lors de la charge se manifeste la stratification de l'électrolyte, l'acide concentré plus lourd se situant au bas de l'accumulateur. On y remédie en prolongeant la charge de l'accumulateur. Enfin, ces batteries doivent se trouver dans un emplacement suffisamment ventilé car l'espace situé au-dessus de l'électrolyte est alors rempli d'un mélange d'hydrogène et d'oxygène qui peut être explosif. Ce type de batterie, utilisé par exemple dans les installations photovoltaïques pour le stockage, en constitue aujourd'hui le maillon le plus contraignant.

**Les batteries à recombinaison de gaz :** sont aussi appelées batteries "sans entretien" ou "étanches" car la cellule est fermée. L'électrolyte de ces batteries est immobilisé sous forme de gel (ajout de silice à haute surface spécifique), ou encore retenu dans un séparateur en fibre de verre à haut pouvoir capillaire (*AGM, Absorptive Glass Mat*). Les gaz produits restent donc "prisonniers" dans le gel et sont recombinés durant la décharge. La consommation d'eau et l'émission de gaz sont donc extrêmement faibles et ces batteries sont beaucoup moins sensibles à la stratification. Ces batteries sont aujourd'hui les plus utilisées en raison des avantages qu'elles procurent en termes de maintenance et de sécurité. Par contre, ce n'est pas encore le cas pour la capacité ou la durée de vie. Actuellement plusieurs travaux recherche tendent à améliorer cette technologie pour augmenter l'énergie spécifique, réaliser 1000 cycles et réduire leur prix inférieur.

Les accumulateurs au Plomb resteront les plus utilisés si ces résultats sont atteints rapidement et si la durée de charge de ces accumulateurs peut être réduite [11].

**c) Batteries Lithium-Ion :** Ces batteries font partie des nouveaux types de batteries apparus depuis une vingtaine d'année et qui se sont avérés fort prometteurs. Leurs énergies et puissance massiques sont élevées par comparaison aux batteries au plomb, respectivement  $150 \text{ Wh.kg}^{-1}$  et  $300 \text{ W.kg}^{-1}$ .

Le lithium est en effet le plus léger des métaux et possède un potentiel électrochimique élevé, ce qui en fait le métal le plus attractif pour constituer l'électrode négative d'un accumulateur [11].

Il existe deux types de batterie au lithium. Les batteries Lithium-Carbone ou Lithium-Ion et les batteries Lithium-Métal. Dans ces batteries c'est l'électrode négative qui diffère selon que l'on utilise une électrode de lithium métallique ou de carbone.

Le principe de la décharge est légèrement différent à l'anode selon le type de batterie. Dans un cas, c'est le matériau lithium qui libère les électrons et les ions qui pour les premiers vont à la cathode par le circuit extérieur et pour les seconds à travers l'électrolyte. Dans l'autre cas, le matériau d'insertion libère les ions et les électrons.

Par contre, à la cathode, les réactions sont identiques. Lors de la décharge de la batterie, le lithium relâché par la cathode sous forme ionique  $\text{Li}^+$  migre à travers l'électrolyte conducteur ionique et vient s'intercaler dans le réseau cristallin du matériau actif de l'électrode positive.

**Avantages et inconvénients des batteries Li-Ion :** Grâce aux propriétés physiques du lithium, les batteries Li-Ion ont une haute densité d'énergie ( $> 120 \text{ Wh.kg}^{-1}$ ). Ce type de batteries est donc très utilisé dans le domaine des systèmes électriques hybrides. Les batteries Li-Ion ont les autres avantages suivants :

- ❖ **tension de fonctionnement élevée** ( $> 3,5 \text{ V}$ ) permettant la réduction du nombre d'éléments pour une tension donnée ;
- ❖ **énergie volumique élevée** ( $> 250 \text{ Wh.l}^{-1}$ ) conduisant à une réduction du poids pour une puissance donnée ;
- ❖ **faible autodécharge**, les batteries Li-Ion ont une aptitude au stockage bien meilleure grâce à leur très faible autodécharge ;
- ❖ **large plage d'utilisation en température**, ce type de batterie a une plage de température de fonctionnement importante (de  $-30 \text{ }^\circ\text{C}$  à  $60 \text{ }^\circ\text{C}$ ) ;
- ❖ **pas de maintenance**, les batteries Li-Ion n'ont pas d'entretien à la différence d'autres sources d'énergie ;
- ❖ **longue durée de vie en cyclage** : la durée de vie de ce type de batterie est élevée ( $> 1000 \text{ cycles}$ ).

L'inconvénient majeur des batteries Li-Ion apparaît lors de leur fabrication. La réactivité du lithium, de l'oxygène et de l'azote en présence d'eau est telle qu'il est nécessaire de les fabriquer dans des conditions adaptées afin d'obtenir les performances voulues. Notamment, leur fabrication en salle sèche est presque obligatoire. Cette contrainte conduit à des investissements bien supérieurs à ceux effectués pour des batteries au plomb. Par contre, l'accroissement des volumes fabriqués tend à réduire les coûts.

#### **d) Batteries au Nickel :**

Il existe plusieurs types de batteries au Nickel, avec chaque fois un type d'électrode différent, l'autre étant réalisée en nickel. L'électrolyte est constitué d'une base forte (soude ou potasse caustique,  $\text{NaOH}$  ou  $\text{KOH}$ ). Nous introduisons brièvement quatre types de batteries au

Nickel, les deux premiers, le Nickel-Cadmium et le Nickel-Hydrure métallique, étant actuellement les plus utilisés.

e) **Comparaison des différents types de batteries au Nickel et au Plomb** : Le tableau ci-après compare les différents types de batteries au plomb et au Nickel et reprend certaines indications déjà données au cours de ce chapitre. On peut remarquer qu'aucune batterie ne l'emporte sur tous les paramètres et qu'en termes de coût, la batterie au plomb est encore la meilleure.

Système	Energie Spécifique (Wh/kg)	Puissance maximale	Rendement Energétique (%)	Cycle de vie	Autodécharge (%) par 48 h
Plomb/Acide	35 ~ 50	150 ~ 400	>80	500 ~ 1000	0,6
Nickel/Cadmium	50 ~ 60	80 ~ 150	75	800	1
Nickel/Fer	50 ~ 60	80 ~ 150	75	1500 ~ 2000	3
Nickel/Zinc	55 ~ 75	170 ~ 260	65	300	1.6
Nickel/Métallique	70 ~ 95	200 ~ 300	70	750 ~ 1200+	6

Tableau 2.2: Caractéristiques des batteries au Nickel et au Plomb [11].

f) **Les batteries Na-S (Sodium-soufre)** peuvent présenter des puissances très élevées, ce qui les classe parmi les batteries à flow, par exemple au Japon une installation comportant 40 unités de 2 MW est installée en janvier 2012 permettant de stocker en six heures jusqu'à 480 MWh en heures creuses pour les revendre en heures de pointe.

g) **Les batteries Redox-flow ou batterie à circulation d'électrolyte** sont différentes des autres batteries du fait qu'elles permettent de contourner la limitation des accumulateurs électrochimiques classiques dans lesquels les réactions électrochimiques créent des composés solides qui sont stockés sur les électrodes où ils se sont formés. La masse qu'il est possible d'accumuler localement est limitée, ce qui fixe un maximum à la capacité.

h) **Comparaison entre les différentes technologies de batteries**, De plus, si on se limite aux quatre types de batteries les plus utilisés actuellement, Plomb, *Li-Ion*, *Ni-Cd* et *Ni-MH*, on a sur le tableau suivant leurs principaux avantages et inconvénients déjà évoqués.

Technologie	Avantages	Inconvénients
<b>Plomb</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Economique</li> <li>- Recharge facile</li> <li>- Stockage de longue durée (autodécharge faible)</li> <li>- Recyclage simple</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sensible aux décharges trop profondes</li> <li>- Capacité massique faible</li> <li>- Risque de sulfatation irréversible</li> <li>- Durée de vie faible</li> <li>- Pollution par le plomb en cas de destruction</li> </ul>
<b>Li-Ion</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pas d'effet mémoire</li> <li>- Faible autodécharge (1 % par mois, quelques pourcents par an)</li> <li>- Ne nécessite pas de maintenance</li> <li>- Possède une haute densité d'énergie pour un poids faible</li> <li>- Accepte une charge rapide</li> <li>- Peu de pollution et recyclable</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Coût élevé de production</li> <li>- Problèmes de densité thermique</li> <li>- Sensible aux chocs</li> <li>- Recharge sous haute surveillance, risque d'explosion</li> <li>- Recyclage très technique</li> </ul>
<b>Ni-Cd</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Charge simple et rapide même après une longue période de stockage</li> <li>- Recharge facile même à basse température</li> <li>- Grande durée de vie</li> <li>- Bonnes performances à basse température</li> <li>- Résistance interne très faible et faible coût</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Faible densité énergétique.</li> <li>- Autodécharge assez rapide (20% par mois)</li> <li>- Sensibilité à l'effet mémoire</li> <li>- Assez polluant à cause du cadmium</li> </ul>
<b>Ni-MH</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Contient beaucoup plus d'énergie que le Nickel-Cadmium</li> <li>- Peu d'effet mémoire</li> <li>- Simple à stocker et à transporter</li> <li>- Ne pollue pas comme le Ni-Cd</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ne supporte pas le dépassement de charge</li> <li>- Détection de fin de charge difficile</li> <li>- Durée de vie plus faible que le Ni-Cd en nombre de cycles</li> <li>- Coût élevé</li> <li>- Tension faible</li> </ul>
<b>Na-S</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Longue durée de vie en cyclage</li> <li>-Faible Coût</li> <li>-Mature industriellement</li> <li>-Faible emprise au sol</li> <li>-Fort rendement énergétique</li> <li>-Estimation aisée du SOC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Consommation des auxiliaires</li> <li>-Classement ICPE en France</li> <li>-Pas de flexibilité du ratio puissance/énergie</li> </ul>
<b>Redox-flow</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-flexibles et polyvalentes, peuvent se décliner en plusieurs tailles</li> <li>-long temps de vie (plus de 10 ans)</li> <li>-coût par kW relativement bas comparé à d'autres batteries</li> <li>-bonne réactivité (temps de réaction en ms)</li> <li>-un long temps de décharge (entre 1 et 20 h).</li> <li>-grande de capacité</li> <li>-résistantes face aux microcycles</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-densité d'énergie (énergie disponible par unité de volume ou de masse) faible</li> <li>- nécessitent de ce fait de grands espaces pour leur installation à grande échelle</li> <li>-manque d'expérience à long terme sur le terrain (prototypes).</li> <li>-chère</li> </ul>

Tableau 2.3: Comparaison entre les différentes technologies de batteries [11]

#### 2.4.2.2. Supercondensateurs [11].

Le principe de la double couche électrique est découvert par le physicien Hermann von Helmholtz dans l'année 1853. Il remarque que l'application d'une différence de potentiel sur des

électrodes mises en contact avec un électrolyte provoque un regroupement des ions de cet électrolyte à la surface de cette interface. Pour des raisons technologiques, il a fallu attendre 100 ans pour que les condensateurs à double couche électrique voient le jour, soit vers la fin des années 1950.

Un Supercondensateurs se présente sous la même forme qu'un condensateur électrochimique classique à la seule différence qu'il ne possède pas de couche diélectrique dans sa partie électrolytique liquide.

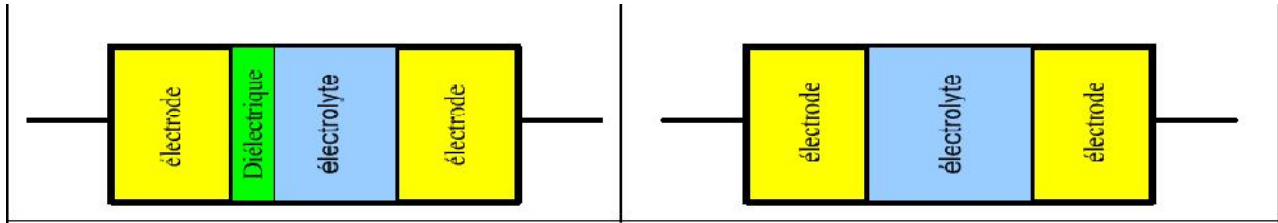


Figure 2.10 : Différence entre un condensateur classique et un Supercondensateur [11]

Dans ces composants, l'énergie emmagasinée est liée à la valeur de la capacité  $C$  et de la tension imposée à ses bornes :

$$\begin{cases} E = 0,5CV^2 \\ \text{où } C = \epsilon_0 \epsilon_r S/D \end{cases}$$

Avec  $S$  : surface de l'électrode,  $D$  : épaisseur diélectrique.

Si on veut accroître la capacité de stockage, il faut augmenter la permittivité relative ou accroître la valeur du rapport ( $S/D$ ). Le principe général de fonctionnement des supercondensateurs repose sur la formation d'une double couche électrochimique à l'interface d'un électrolyte et d'une électrode polarisable de grande surface spécifique. L'application d'une différence de potentiel aux bornes du dispositif complet entraîne le stockage électrostatique de charges aux deux interfaces électrode-électrolyte [11].

### 🚦 Différents types de supercondensateurs.

Nous distinguerons d'abord deux familles principales, les supercondensateurs de type électrostatique, dans lesquels le stockage de l'électricité s'effectue par un simple déplacement de charges électroniques et ioniques; et les supercondensateurs de type électrochimique, dans lesquels interviennent des processus faradiques réversibles, semblables à ceux des accumulateurs électrochimiques.

**Les supercondensateurs électrostatiques** stockent les charges électriques en exploitant d'une part, le concept fondamental en électrochimie, de double couche électrochimique à l'interface entre un conducteur électronique (électrode) et un conducteur ionique (électrolyte), d'autre part, l'aptitude de certains matériaux à conduction électronique, tels que le carbone activé, à développer des surfaces spécifiques extrêmement élevées (jusqu'à 2 000 à 3 000 m<sup>2</sup>/g) [11].

La tension d'utilisation est impérativement de 1,2 V dans le cas d'un électrolyte aqueux et de 2,3 à 2,85 V dans le cas d'un électrolyte organique. Les supercondensateurs peuvent avoir des valeurs de capacité comprise entre 0,1 et 5000 F. De plus ils ont une fiabilité élevée (plus de 20 ans) et une efficacité de 95%.

**L'application :** dans 30 dernières années, le rôle supercondensateurs s'impose de plus en plus dans les systèmes de forte puissance comme un élément potentiel de stockage d'appoint, mais généralement associés à une autre source principale (des accumulateurs électrochimiques).

### 2.4.2.3. Comparaison entre supercondensateurs et batteries dans un système de stockage d'énergie :

#### A. Avantage des supercondensateurs par rapport aux batteries

Par rapport aux batteries, les super condensateurs présentent les avantages et inconvénients suivants :

- **durée de vie pratiquement illimitée** : la durée de vie des super condensateurs est considérée 1000 fois plus importante que celle des batteries.
- **faible résistance série** : grâce à cette propriété, les pertes pendant la charge et la décharge sont plus faibles que pour les batteries.
- **dynamique rapide** : les super condensateurs peuvent supporter en charge ou en décharge des variations rapides de régime de fonctionnement.
- **densité de puissance élevée** : correspondant à plusieurs fois celles des batteries.

#### B. Inconvénients des supercondensateurs par rapport aux batteries

En contrepartie, l'utilisation d'un Supercondensateurs induit les inconvénients suivants :

- **faible densité d'énergie** : la densité d'énergie est plus faible que les batteries (10 % à 20 % de celle d'une batterie).
- **nécessité d'un équilibrage de tension** : cet équilibrage de tension est exigé si plus de trois supercondensateurs sont reliés en série.
- **composants basses tensions** : des mises en série sont nécessaires pour obtenir des tensions plus élevées que les quelques volts d'une cellule élémentaires.
- **prix** : le prix des supercondensateurs est plus élevé que celui des batteries.

Les termes densité d'énergie et densité de puissance doivent être utilisés pour comparer les batteries et les supercondensateurs. En effet, les batteries ont en général une densité énergétique élevée et une faible densité de puissance. Par contre, les supercondensateurs ont une haute densité de puissance et une faible densité énergétique. En d'autres termes, le Supercondensateur ne peuvent pas stocker autant d'énergie que les batteries, mais la dynamique avec laquelle le transfert d'énergie se fait du Supercondensateur vers le circuit auquel il est connecté, est beaucoup plus élevée que pour des batteries. Par conséquent, les temps de charge et de décharge dans le cas d'un Supercondensateur sont toujours plus faibles que dans les cas des batteries [11].

### 2.4.3. Convertisseurs

Dans un système hybride, les convertisseurs sont utilisés pour charger des batteries de stockage et pour transformer le courant continu (CC) en à courant alternatif (CA) et vice-versa. En effet, Trois types de convertisseurs sont souvent rencontrés dans les systèmes hybrides :

**A. Les redresseurs** réalisent la conversion CA/CC. Dans le SEH, ils sont souvent utilisés pour charger des batteries à partir d'une source à CA. Ce sont des appareils relativement simples, pas chers et à bon rendement ils sont généralement monophasés ou triphasés.

**B. Les onduleurs** est un dispositif de l'électronique de puissance, qui permet de transformer la tension continue fournie par les panneaux pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant soit, à une tension continue différente, soit à une tension alternative de fréquence et d'amplitude standard. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec des sources à CA. Les onduleurs sont autonomes lorsqu'ils imposent leur propre fréquence à la charge. Ainsi

L'onduleur couplé au réseau est utilisé pour les installations photovoltaïques. Il permet de transformer le courant continu, produit par les modules solaires, en un courant ondulé conforme à celui du réseau.

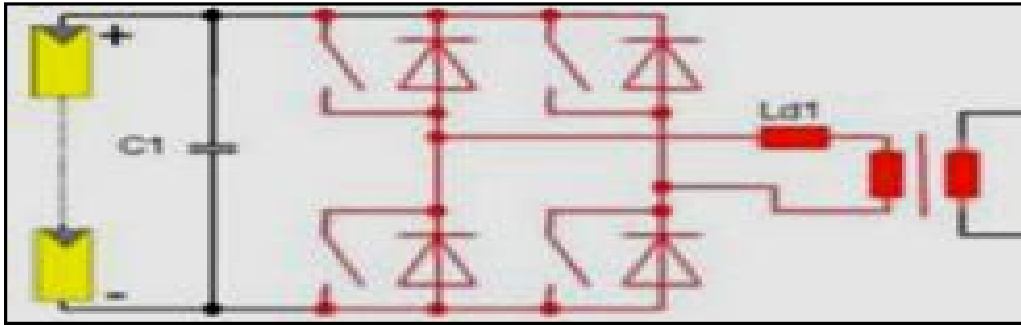


Figure 2.11: schéma d'un onduleur.

Les onduleurs destinés aux systèmes photovoltaïques diffèrent quelque peu des onduleurs classiques en électrotechnique, mais l'objectif de conversion DC/AC est le même. La principale caractéristique de l'onduleur PV réside dans la recherche du point de fonctionnement maximal ou MPPT en anglais (« Maximum Power Point Tracking ») car le générateur PV a une caractéristique courant/tension non-linéaire.

### C. Méthode de recherche du point de puissance maximale MPPT :

L'onduleur est composé d'un régulateur, qui recherche en permanence le point de fonctionnement optimal permettant de soutirer du champ de capteurs sa puissance maximale. Ce point de puissance maximale se situe dans le coude de la caractéristique courant/tension, là où le produit de la tension et du courant est maximal. Ce paramètre est très important pour un système PV car l'onduleur pilote directement le rendement du système. Il existe une vingtaine de méthodes de recherche du point MPPT, mais les 2 méthodes les plus utilisées sont le Hill-Climbing et le Perturb and Observe.

### D. Principaux types d'onduleurs :

On distingue plusieurs types d'onduleurs :

- Les onduleurs composés de thyristors, onduleurs de première génération, qui ont l'avantage d'être simples et peu chers mais qui ont l'inconvénient d'introduire des distorsions harmoniques importantes qui perturbent le réseau.
- Les onduleurs avec circuit à pont de transistors avec transformateur qui sont les onduleurs standards les plus utilisés et qui ont supplantés les onduleurs à thyristors.
- Les onduleurs avec circuit à pont de transistors avec convertisseur élévateur (« boost ») qui permettent d'avoir une gamme de tensions d'entrée plus large.
- Les onduleurs avec un circuit à 3 étages et un transformateur « push-pull » composé d'un abaisseur de tension, d'un redresseur et d'un pont de sortie. L'abaisseur et un transformateur permettent d'adapter la tension d'entrée. Le redresseur lisse la tension et le pont adapte la fréquence à celle du réseau.
- Les onduleurs sans transformateurs présentent un rendement élevé mais ont des distorsions harmoniques élevés.

### E. Rôle du condensateur d'entrée :

Les circuits de tous les onduleurs photovoltaïques présentés ci-dessus disposent en entrée d'un condensateur de forte capacité, qui a un rôle très important dans le maintien d'un point de



fonctionnement stable. Il a une fonction d'accumulateur d'énergie et une fonction de filtrage des fluctuations de tension dues aux commutations. Il assure ainsi un écoulement homogène du courant du générateur PV vers le réseau en maintenant la tension constante.

### **Caractéristiques:**

- **le rendement maximal** : La norme est aujourd'hui un rendement maximal de 95,2%, mais de performants onduleurs atteignent des pics de 98%.

- **la gamme de tension d'entrée** : Après le rendement, le paramètre que les fabricants d'onduleurs ont amélioré est la gamme de tension d'entrée de l'onduleur. L'élargissement de cette gamme permet plus de souplesse dans le choix de l'onduleur lors du dimensionnement du système PV. Le rajout d'un ou plusieurs panneaux en plus à un système PV déjà en place ne nécessite plus forcément le changement de l'onduleur mais le point MPPT ne sera pas toujours atteint. Un élévateur (« boost ») est utilisé pour élever des petites tensions.

- **durée de vie des onduleurs** : En général, la garantie des constructeurs est de 4 ans extensible à 10 ou 20 ans.

- **gestion du système hybride et du réseau** : Le développement des systèmes PV hybride et systèmes PV raccordés au réseau posera le problème de l'instabilité du système hybride et du réseau de distribution. Le contrôle et la gestion des onduleurs d'un système hybride est simple, en cas de panne du système hybride et du réseau tous les onduleurs sont déconnectés. Après stabilisation du système hybride ou réseau, les onduleurs sont reconnectés.

L'axe de la technologie développée est l'amélioration des algorithmes de surveillance du système hybride, de la connexion et déconnexion au système hybride. Le but est de diagnostiquer avec précision et très rapidement (<110 ms) les défaillances du système hybride et de déconnecter l'onduleur le plus tard possible, pour qu'il puisse continuer à participer à la système hybride et pour que le système PV puisse continuer à injecter son électricité sans coupures inutiles.

- **sécurité incendie** : La norme impose un interrupteur DC qui stoppe le générateur PV en cas d'incendie. L'onduleur doit être séparé du générateur. L'interrupteur pose un autre problème de sécurité : il ne contrôle pas la tension en circuit ouvert du générateur PV en cas d'ensoleillement (risque de court-circuit et d'électrocution)

- **mesures de courbes caractéristiques** : Un appareil d'enregistrement de la caractéristique courant/tension est intégré à l'onduleur. Ces données seront ensuite exploitables via PC.

- **-mémoire de stockage** : Les nouvelles générations d'onduleurs intègrent plus de mémoire de stockage de données de l'onduleur en fonctionnement au fil des années (puissance produite, courant,...).

**F. Les hacheurs** : le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC pour adapter la tension entre deux sources [9].

### **G. Les filtres LC – (L ou LCL)**

Le filtre LC élimine les harmoniques de découpage presque parfaitement et son comportement est quasiment idéal lorsqu'on travaille à vide (courant de sortie nul) et avec des signaux de fréquences voisines de la fréquence fondamentale [31]. Pour pouvoir connecter l'onduleur de tension en parallèle avec le réseau et le faire travailler comme une source de courant,

il est nécessaire d'utiliser un filtre de raccordement de nature inductive ( $L$  ou  $LCL$ ). La fonction de ce filtre permet d'une part de convertir le compensateur en un dipôle de courant du point de vue du réseau, et d'autre part de réduire la dynamique du courant, de façon à le rendre plus facile à contrôler. Le filtre de type ( $L$ ) permet de diminuer les harmoniques autour de la fréquence de commutation. Pour obtenir cela, la valeur de cette inductance doit être relativement élevée, cependant cette augmentation peut mettre en risque la capacité de compensation du système. Le filtre ( $LCL$ ) est l'autre alternative de raccordement.

Pour des fréquences plus petites que la fréquence de coupure, le comportement de ces deux filtres est similaire, et la principale différence est la meilleure atténuation en haute fréquence du filtre ( $LCL$ ) et le déphasage supplémentaire qu'il introduit [31].

#### **2.4.4. Protection de systèmes photovoltaïques**

Tout défaut apparaissant sur le système hybride ou réseau doit être détecté rapidement et éliminé par le plan de protection coordonné du système afin de préserver la sécurité des personnes et l'intégrité des matériels électriques.

**A. Protection de découplage :** Objet de la protection de découplage : Pour satisfaire à son objet général qui est :

- éviter d'alimenter un défaut ou de laisser sous tension un ouvrage en défaut,
- ne pas alimenter les autres installations raccordées à une tension ou à une fréquence anormale,
- permettre les ré enclenchements automatiques des system hybride et du réseau, Cette protection doit détecter :
- les défauts affectant le système hybride et raccordement au réseau, défauts d'isolement polyphasés ou monophasés dans le réseau,

**B. Constitution de la protection de découplage :** Les protections de découplage utilisent les critères suivants :

- maximum de tension homopolaire,
- minimum de tensions composées,
- maximum de tension composée,
- maximum et minimum de fréquence.

#### **2.4.5. Les générateurs diesel**

Le générateur diesel est généralement composé d'un moteur diésel couplé au générateur synchrone (alternateur) (Figure). La fréquence du courant alternatif à la sortie est maintenue par un régulateur de vitesse.

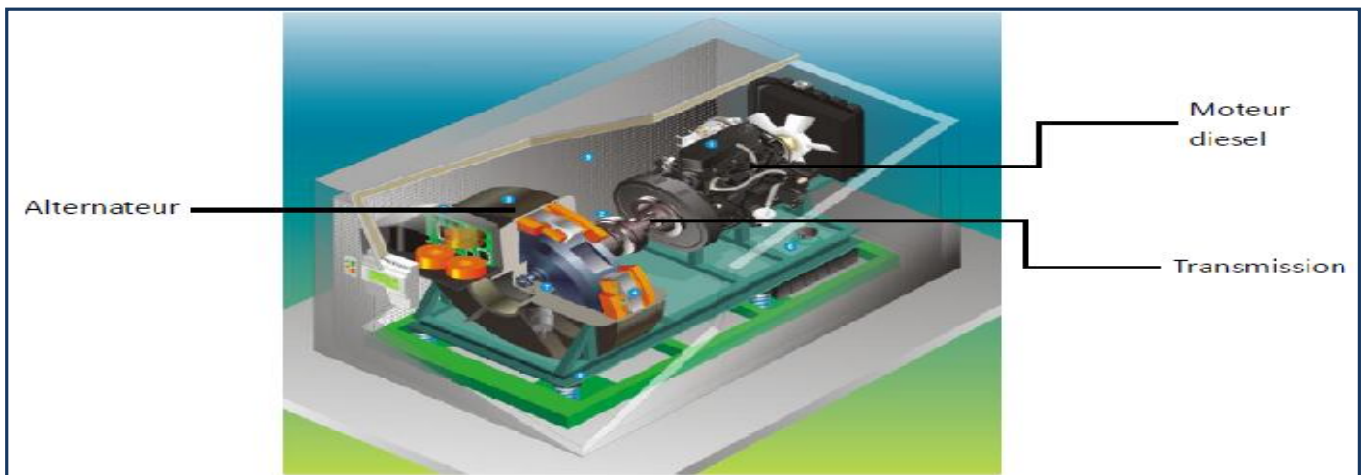


Figure 2.12: composants d'un générateur diésel [33]

Ils convertissent le combustible en électricité. On obtient sur de tel générateur, un rendement électrique de l'ordre de 45%, 30 % restent dans la chaleur latente des fumées, 12 % sont dissipés dans le refroidissement du bloc moteur, et 6% pour le refroidissement du circuit d'huile. Le solde, soit 7%, n'étant que peu exploitable (radiation du groupe). Dans un système hybride PV/diesel, le générateur classique est généralement le moteur diesel directement couplé au générateur synchrone (voir figure ci-dessous). La fréquence du courant alternatif à la sortir est maintenue par un gouverneur de vitesse sur le moteur diesel [12]. Le gouverneur fonctionne en ajustant le flux de carburant au diesel, pour garder les vitesses du moteur du générateur constantes. La fréquence du réseau est directement liée à la vitesse de rotation du générateur et elle est donc maintenue au niveau désiré.

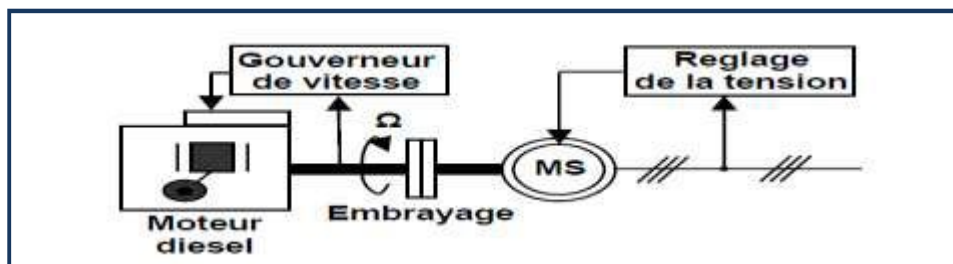


Figure 2.13: Configuration du générateur diesel [16]

Pour assurer la continuité de production d'énergie électrique dans un réseau autonome il est nécessaire de recourir au stockage d'énergie ou d'ajouter un ou plusieurs générateurs diesel. Alors Généralement les systèmes hybrides PV/Diésel ont plusieurs générateurs diesels, on doit avoir au moins un générateur diesel connecté au réseau isolé, pour fixer la fréquence, stabiliser la tension et fournir la puissance réactive.

#### 2.4.6. Système de supervision

La plupart des systèmes hybrides comportent une certaine forme de commande. Parfois, la commande est intégrée individuellement dans chaque composant du système. Un autre type de commande plus global permet la surveillance de certains ou de tous les composants. Les fonctions spécifiques peuvent inclure la commande de démarrage et d'arrêt des générateurs diesels, l'ajustement de leurs points de fonctionnement, le chargement des batteries et la répartition de la puissance pour les différents types de charges [9].

Le concept de centrale hybride PV/Diésel a pour objectif de mutualiser la gestion de sources renouvelable (PV) et stockage afin qu'ils soient économiquement plus rentables et mieux

contrôlables. Ce type de centrale peut être constitué de différentes catégories de générateurs (photovoltaïque, générateurs Diésel) pouvant être associés à différents systèmes de stockage (par exemple : batterie ou supercondensateur). Les générateurs et les systèmes de stockage peuvent être localisés en différents points du réseau isolé, mais sont gérés par un opérateur industriel unique. Du point de vue des gestionnaires des réseaux de distribution isolé, une centrale hybride doit pouvoir se comporter comme une centrale classique. Elle doit donc participer pleinement aux services système et le gestionnaire de la centrale doit pouvoir s'engager 24h à l'avance sur la quantité d'énergie électrique qu'il pourra produire. L'objectif de système de supervision est l'augmentation du taux de pénétration de la production photovoltaïque en vue de diminuer la consommation du carburant. Les principaux problèmes posés par ces systèmes sont le choix et le dimensionnement du système de stockage, ainsi que la détermination des stratégies de supervision afin d'optimiser la consommation énergétique tout en assurant la stabilité du réseau isolé.

La supervision d'une centrale hybride PV/Diésel peut être généralement divisée en plusieurs niveaux selon l'échelle de temps considérée, voir le Tableau [23].

Niveau de supervision	Supervision très long terme	Supervision long terme	Supervision moyen terme	Supervision temps réel
Echelle de temps	Annuel	journalier	Heurs	instantanés

Tableau 2.4: Les différents types de supervision des centrale hybride diésel/PV.

La supervision à long terme permet de planifier la production journalière voire hebdomadaire en fonction des technologies considérées pour la centrale hybride.

La planification de la production sera alors basée sur la :

- la prévision de la charge / prix du marché,
- la prévision météorologique (à 24 h cas de l'ensoleillement),
- la capacité à jouer sur la demande.

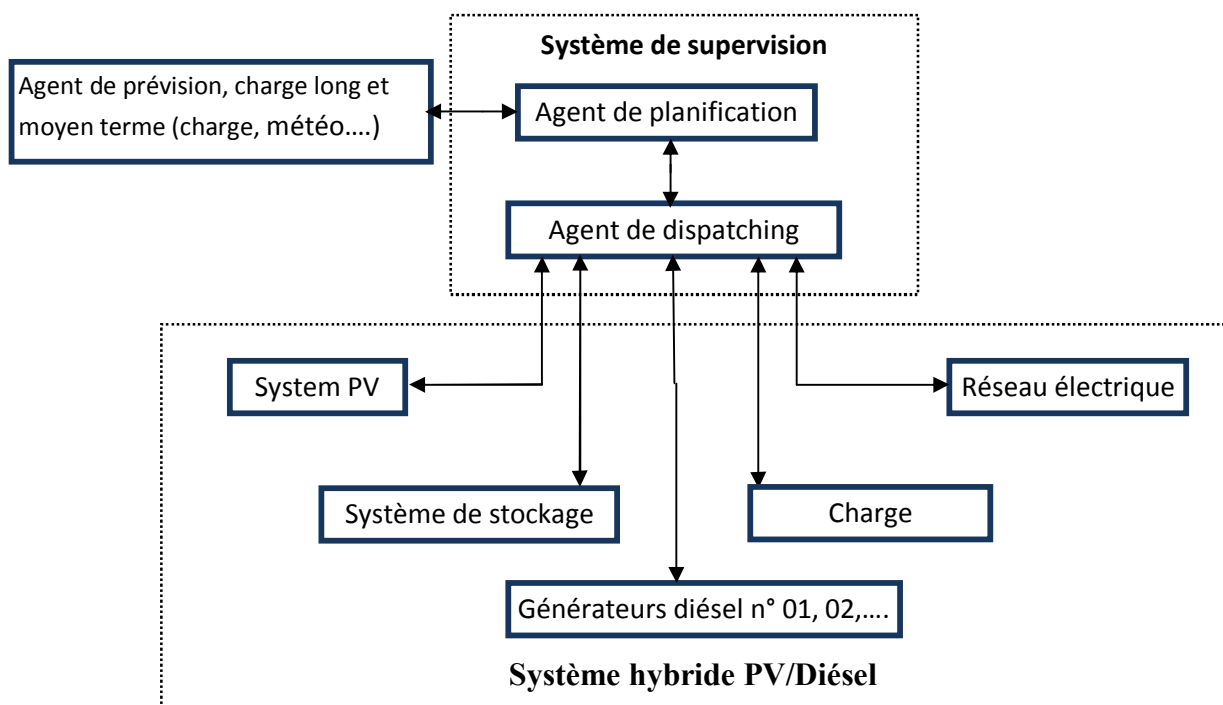


Figure 2.13 : schéma d'un système de supervision d'un système hybride PV/Diesel

A partir des propositions obtenues par la supervision à long terme, des prévisions réactualisées à plus court terme, par exemple poursuivre la puissance générée par le système PV heure par heure et démarrer un groupe Diésel pour couvrir le manque de puissance.

Cependant, l'objectif de la supervision temps réel est de déterminer en temps réel la puissance de référence de chaque unité constituant la centrale hybride afin de tenir les engagements en termes de puissance délivrée, et de garantir les services système pour lesquels la centrale hybride s'est engagée (perspectives). La supervision temps réel implique de limiter les temps de calcul des algorithmes de supervision et de limiter au maximum le nombre de grandeurs à mesurer.

## 2.5. Classifications des systèmes hybrides PV/Diésel

Une première classification des systèmes hybrides PV/Diésel en fonction de leur taille peut être faite de la manière suivante :

**1. Centrales de petite taille ( $P_w=1$  à  $10$  KW)** Pour des applications sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings,... Elles se connectent au réseau basse tension [30].

**2. Centrales de taille moyenne ( $P_w=10$  à  $100$  KW)** Ce type de système peut se trouver installé et intégré sur un édifice, sur un toit ou une façade. Il peut être connecté à la basse ou à la moyenne tension du réseau de distribution électrique selon sa taille [30].

**3. Centrales de grande taille ( $P_w=500$  KW)** Ce sont des systèmes centralisés et sont des propriétés de compagnies d'électricité. On peut également classer ces systèmes selon qu'ils soient munis de batteries de stockage ou non [30].

## 2.6. Les différentes structures du système hybride PV/Diésel :

Trois critères peuvent être pris en compte dans le classement en fonction de la structure du système photovoltaïque hybride.

1. Le premier critère est le nombre générateur diesel.

2. la présence ou non d'un dispositif de stockage. La présence d'un stockage permet d'assurer une meilleure satisfaction des charges électriques pendant les périodes d'absence d'une ressource primaire à convertir en électricité. Les dispositifs de stockage sont des batteries rechargeables.

3. les points de placement de systèmes photovoltaïques sur les réseaux par rapport à les générateurs Diésel, c'est-à-dire centralisé ou décentralisé.

Un critère important est le potentiel énergétique disponible qui dépend de l'endroit d'installation du système hybride. Un autre facteur déterminant est le consommateur électrique alimenté.

En revanche, Le générateur photovoltaïque génère du courant continu, mais la consommation exige le plus souvent du courant alternatif, c'est pourquoi il est souvent nécessaire d'adjoindre au système un onduleur. De cette façon, le générateur photovoltaïque travaille en parallèle ou en alternance avec le générateur diesel [32]. On distingue plusieurs configurations selon:

### Selon le type couplage :

- Système hybride PV/Diesel série
- Système hybride PV/Diesel commuté
- Système hybride PV/Diesel parallèle.

### Selon le bus couplage :

- Configuration de bus CC.
- Configuration de bus mixte CC/AC.
- Configuration de bus AC.

Alors, les structures de système PV/Diésel ont été décrites et classifiées selon le bus et type de couplage du système :

#### 2.6.1. Configuration de bus CC :

Dans ce cas, le générateur diesel est connecté sur le bus courant continu. La connexion peut être directe (dans le cas d'un générateur de courant continu) ou à travers un redresseur. L'installation photovoltaïque et la batterie sont aussi liées à ce bus. Le consommateur est alimenté par un onduleur. Le schéma de principe d'un système hybride avec une telle configuration est présent sur la Figure 1.3. Dans cette configuration, le générateur diesel peut alimenter la charge à travers les convertisseurs électroniques ou charger la batterie. D'après la stratégie de gestion du système hybride, l'énergie produite par l'installation photovoltaïque peut directement alimenter la charge ou passer par la batterie.

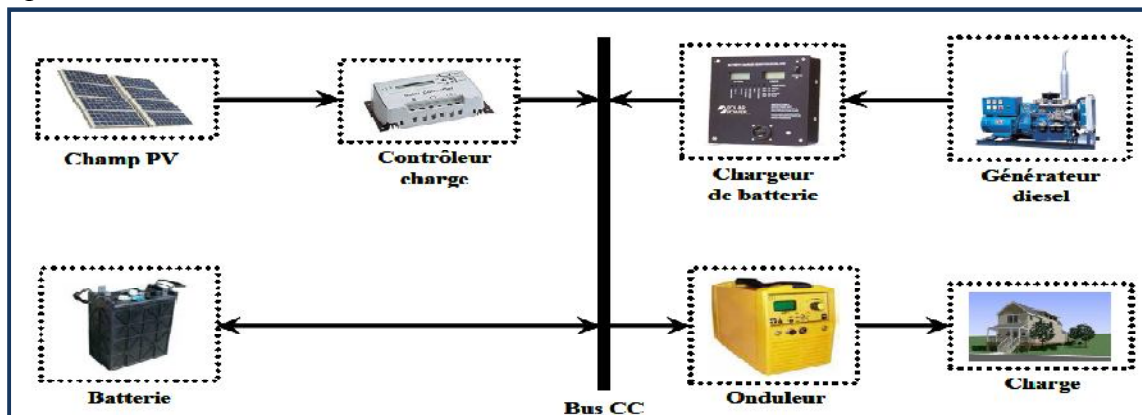


Figure 2.14 : Système hybride avec connexion série[].

#### Avantages

- Un dimensionnement facile du générateur diesel ;
- Un schéma électrique simplifié à cause d'une absence de commutation des sources d'énergie en courant alternatif ;
- La mise en marche du générateur diesel n'est pas liée avec une interruption de l'alimentation électrique ;
- Grâce à l'onduleur, le consommateur peut être alimenté avec une tension, dont la forme du signal, la valeur et la fréquence sont convenables.

#### Inconvénients

- L'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le générateur diesel. C'est pourquoi il doit être dimensionné de manière à ce qu'il puisse couvrir la charge maximale possible ;
- La batterie doit avoir une grande capacité ;
- Un rendement relativement faible dans le cas d'un générateur diesel à courant alternatif, parce que la puissance fournie est convertie deux fois avant d'arriver au consommateur ;
- Une avarie éventuelle de l'onduleur provoque une coupure totale de l'alimentation électrique.

## Application

Typique pour les petits systèmes incluant un générateur diesel qui est rarement utilisé.

### 2.6.2. Configuration de bus mixte AC/CC

La configuration à deux bus, à CC et à CA a des performances supérieures par rapport à la configuration antérieure (un couplage CC). Dans cette configuration, les sources d'énergie renouvelable et les générateurs diesels peuvent alimenter une partie de la charge à CA directement, ce qui permet d'augmenter le rendement du système et de réduire la puissance nominale du GD et de l'onduleur. Le ou les générateur(s) diesel(s) et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle en synchronisant leurs tensions en sortie. Les convertisseurs situés entre les deux bus (le redresseur et l'onduleur) peuvent être remplacés par un convertisseur bidirectionnel, qui, en fonctionnement normal, réalise la conversion CC/CA (fonctionnement onduleur) [9]. Quand il y a un surplus d'énergie de la part du générateur diesel, il peut aussi charger les batteries (fonctionner en redresseur). L'onduleur bidirectionnel peut alimenter les pics de charge quand le générateur diesel est surchargé. Dans ce structure, les sources peut connecter avec commutation ou en parallèle.

#### a) Connexion à bus mixte AC/CC avec Commutation.

Elle est souvent utilisée malgré quelques désavantages. Le consommateur peut être alimenté soit par la source conventionnelle, soit par l'installation photovoltaïque et la batterie via l'onduleur. L'alimentation par les deux simultanément n'est pas possible. Le générateur diesel peut charger la batterie par l'intermédiaire d'un redresseur. La gestion du système doit être automatique à cause de la complexité du système hybride.

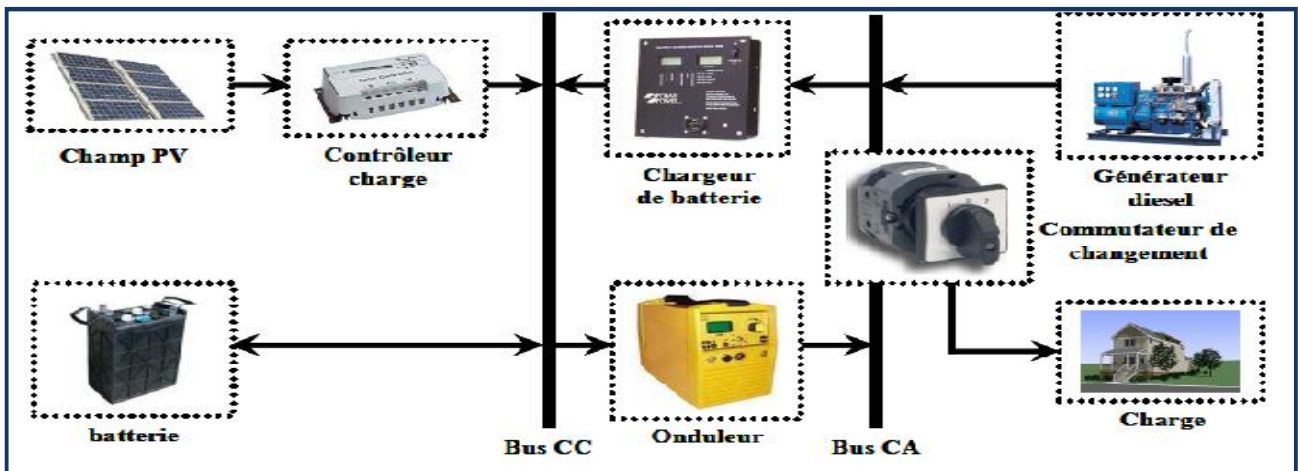


Figure 2.15 : Système hybride à commutation [9]

### Avantages

- Le système possède un rendement plus haut, parce que le générateur diesel peut alimenter directement la charge, d'où une baisse de la consommation de fuel ;
- L'onduleur peut assurer au consommateur la tension demandée en forme et valeur ;
- Une avarie de l'onduleur n'engendrera pas l'arrêt complet de l'alimentation électrique, parce que la charge peut être satisfaite par le générateur diesel.

### Inconvénients

- L'apparition d'une coupure instantanée de l'alimentation lors de la commutation des sources.

## Application

Généralement, cette configuration utilise pour les systèmes autonomes, avec des batteries de stockage, pour alimenter un site isolé (une station ou une antenne de télécommunication par exemple).

### b) Connexion en parallèle :

Le générateur diesel est interconnecté sur le bus de courant alternatif CA et l'installation photovoltaïque et la batterie sont liées sur un autre bus de courant continu CC. Les deux bus se sont connectés à l'aide d'un convertisseur électronique bidirectionnel. Il peut travailler soit comme redresseur, lorsque le générateur diesel couvre la consommation électrique et participe dans le chargement de la batterie, soit comme onduleur, quand la charge (ou une part d'elle) est satisfaite par les panneaux photovoltaïques et/ou la batterie.

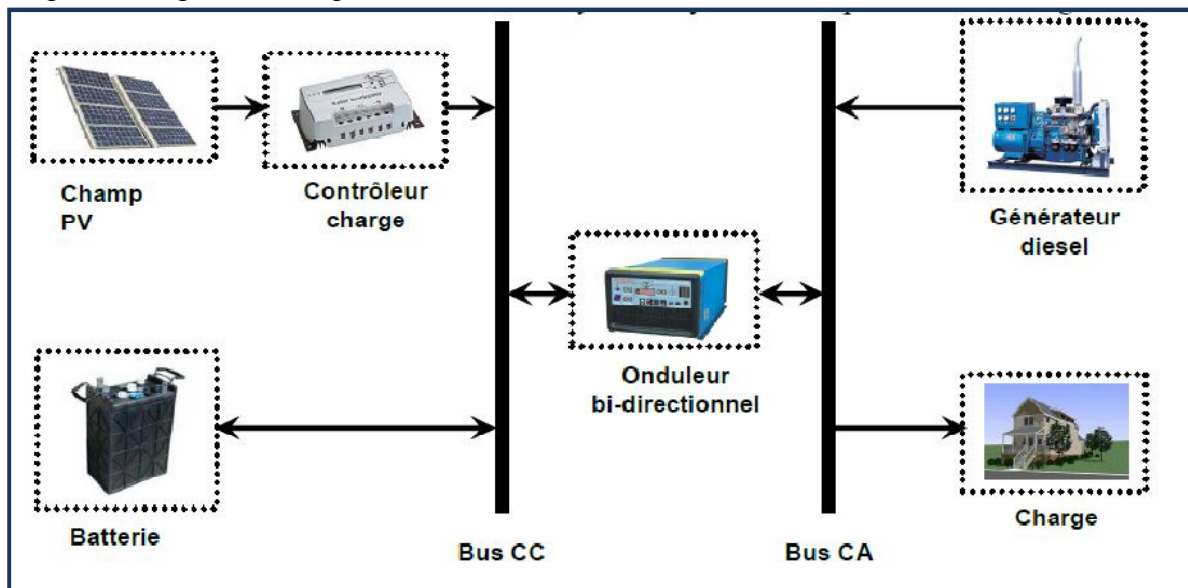


Figure 2.16 : Système hybride à connexion parallèle [9].

## Avantages

- Les composants du système ne doivent pas être dimensionnés pour la charge totale, parce que le consommateur peut être alimenté par les deux sources en même temps ;
- Un meilleur rendement, parce que les sources fonctionnent avec une puissance plus proche de leur puissance nominale. De plus il n'y a pas une conversion de l'énergie produite par le générateur diesel ;
- Diminution du nombre des convertisseurs électroniques, ce qui diminue le câblage nécessaire et l'investissement initial pour la construction du système hybride ;
- Une avarie du convertisseur électronique ne provoque pas de coupure de l'alimentation de la charge.

## Inconvénients

- Le contrôle automatique est obligatoire pour le fonctionnement correct du système ;
- Le convertisseur électronique doit fournir une tension sinusoïdale, pour que la synchronisation avec le générateur diesel soit possible ;
- Le personnel, qui s'occupe du fonctionnement correct du système, doit être qualifié ;
- Les batteries vieillissent rapidement (pas de chargeur) ;
- Le bus continu est plus difficile à contrôler.



## Application

Pour les systèmes hybrides ayant une puissance en-dessous de 100 kW, la connexion mixte, bus à CA et bus à CC, avec des batteries de stockage, est très répandue. De cette façon, la charge peut être alimentée par les deux bus simultanément.

### 2.6.3. Configuration de bus CA

De nouvelles approches sont proposées pour améliorer la modularité par un couplage CA (toute l'énergie converge vers un même bus CA). Toutes les sources de productions sont reliées au bus AC via des convertisseurs sauf le générateur diesel qui peut fixer la fréquence de bus [9].

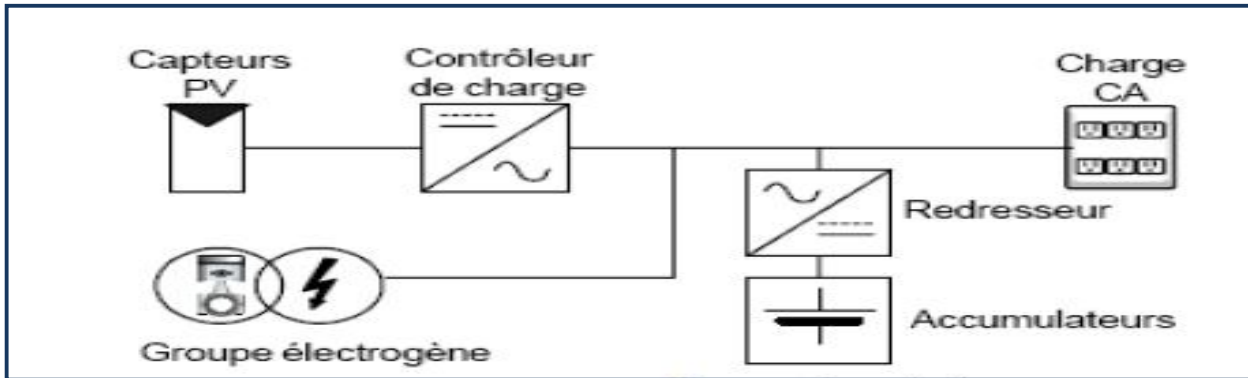


Figure 2.17 : Configuration à bus AC.

### 2.6.4. L'aspect pratique de la configuration de bus exclusivement CA.

Le couplage tous les composants (charges, générateurs et stockage) au bus CA nous permet de réalisation des systèmes flexibles constitués de composants modulaires en fonction de l'application et des sources d'énergie disponibles, il est possible d'intégrer les différentes sources énergétiques, renouvelables et conventionnelles.

Le système peut en outre être élargi en toute simplicité par ajout de composants ou de générateurs électriques pour répondre à des besoins en énergie croissants.

Ces structures peuvent être utilisées pour hybridation une centrale existant en énergie renouvelable, ainsi que, c'est la structure le plus approprié pour l'intégration les énergies renouvelables dans les réseaux électriques.

Généralement les études abordé aux systèmes hybrides PV/Diesel présentent des résultats issus de systèmes existants et installes (en Algérie par exemple Une installation hybride pilote, PV/diesel, a été conçue et réalisée par le Centre de Recherches et de Développement en Electricité et Gaz (CREDEG), au niveau de son siège sis à Ouled Fayet, pour servir de plate forme d'essai pour l'étude de l'impact de l'opération d'hybridation des centrales diesel existantes, à l'énergie photovoltaïque [1]).

L'utilisation du courant alternatif présente plusieurs avantages et inconvénients :

#### Avantages

- Un découplage des différentes sources de production, ce qui permet d'agir de façon assez indépendante les unes sur les autres ;
- Le générateur diesel peut fixer la tension et la fréquence de bus (AC).
- Capacité d'augmenter et de réduire la tension à l'aide d'un simple dispositif passif (transformateur);

- Structure 100 % compatible avec le réseau public.
- Appareillage de connexion bon marché et disponible facilement;
- Les circuits triphasés produisent un champ magnétique rotatif permettant des moteurs compacts et efficaces;
- Évolutif à souhait, même pour les systèmes plus imposants (de 1 kW jusqu'au mégawatt).
- Combinable avec des générateurs en réseau parallèle et sur le même réseau.
- La fréquence peut être utilisée comme moyen de contrôle (dérive de fréquence) [9].

### **Inconvénients**

- Le rendement de l'ensemble du système est faible, parce qu'une certaine quantité d'énergie est perdue à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs ;
- La connexion de toutes les sources sur un bus à CA complique le système de commande.

### **Application**

Configuration typique pour les grands systèmes (hybridation des centrales diesel en énergie PV par exemple). Au moins un générateur diesel produit et contrôle la tension du réseau.

### **Conclusion**

La définition des principes de fonctionnement des sources d'énergie sont nécessaires pour évaluer le comportement d'un système de production hybride. C'est pourquoi dans ce chapitre, nous avons présenté les principaux éléments d'un système photovoltaïque et leurs utilisations (application) pour création d'un système hybride PV/Diesel. Ainsi les différentes structures de combinaisons de système photovoltaïque avec les générateurs diesel et systèmes de stockages.

Pour hybridation d'une installation diesel existante en énergie Photovoltaïques, nous pouvons adopter la structure de **configuration AC** grâce à leurs aspects pratiques et leurs compatibilités avec le réseau électrique, pour créer un système hybride permettent de fournir de l'énergie électrique sans interruption et assurer une bonne qualité d'énergie, d'où le générateur diesel peut fixer la tension et la fréquence de bus (AC). Par exemple dans un système hybride PV/Diesel alimenté un réseau électrique isole, le générateur diesel est la source principale et fixer la tension et la fréquence de réseaux électriques, le générateur photovoltaïque a l'avantage de produire de l'énergie électrique à partir de ressources naturelles gratuites (soleil). Les batteries électrochimiques et les supercondensateurs peuvent être utilisés comme sources auxiliaires dédiées au stockage de l'énergie afin d'améliorer le comportement des systèmes hybrides PV/Diesel en régime transitoire.

# Chapitre III : Centrale hybrides PV/diesel: Modélisation, Dimensionnement et Stratégie de Gestion.

## Introduction

Le but d'une centrale hybride PV/diésel est d'assurer l'énergie demandée par la charge et de produire le maximum d'énergie à partir de la source PV. Les performances d'un système hybride PV/diésel, le rendement et la durée de vie, sont influencées en partie par sa conception (dimensionnement des composants, et la stratégie de gestion) et d'autre part, par le choix de la stratégie de fonctionnement (gestion et contrôle de système) [11]. Le but de modélisation de système PV/Diésel est de démontrer par approche numérique, le gain que peut apporter par le jumelage PV/Diésel au niveau de la consommation en carburant du générateur Diesel.

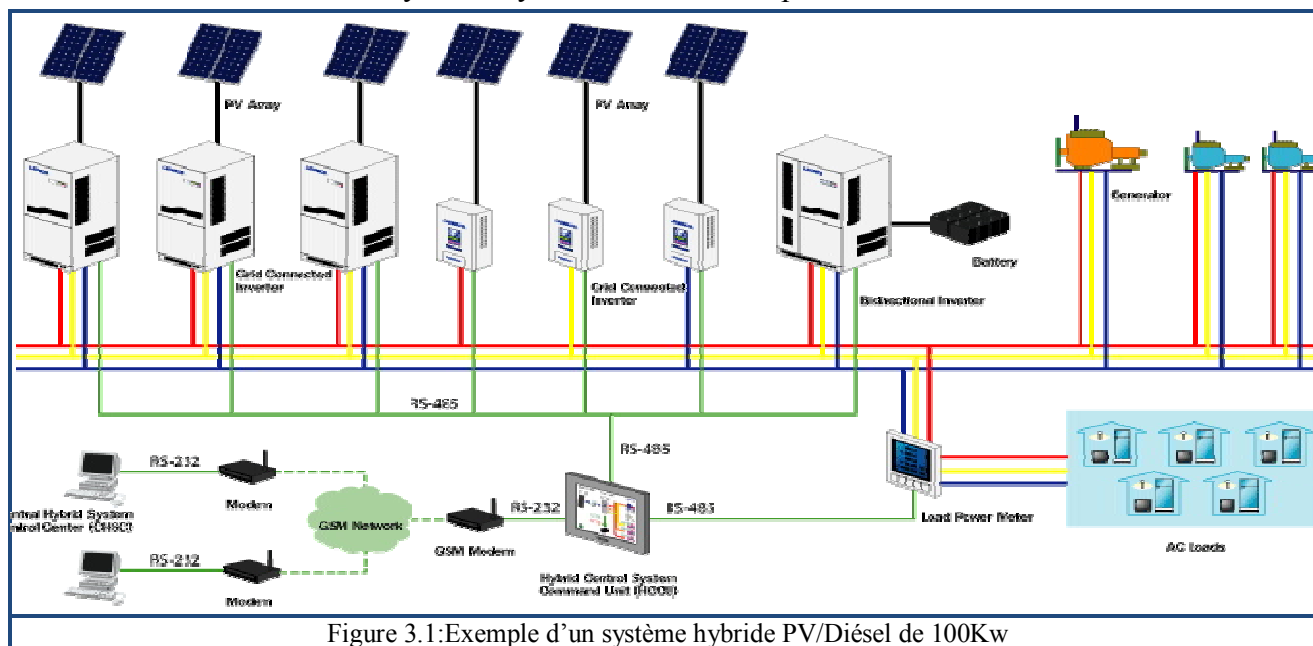
Afin d'étudier en détail le fonctionnement d'un centrale hybride PV/Diésel, nous étudions de la modélisation des composants principaux du système hybride PV/Diésel. Et ensuite nous essayons de dimensionnement et élaborer une stratégie de gestion de centrale hybride PV/Diésel. Finalement, nous présentons le modèle complet de notre système et discutons de ses performances.

### 3.1. Principaux composants systèmes hybride PV/Diésel

Un système hybride PV/Diésel est compose dans son ensemble d'un:

1. Deux sources de production ; Système photovoltaïque et un ou plusieurs Générateur Diesel.
2. Moyen de stockage : électrochimique (batteries) ou électrique (super capacités),
3. Réseau/Charge (village, foyer...)
4. Système de contrôle et supervision de composant du système hybride.

Le schéma fonctionnel d'un système hybride PV/Diésel se présente alors comme suit :



Le champ d'application de système hybride PV/Diésel est très large et par conséquent, il est difficile de classer ces systèmes. On peut néanmoins essayer de réaliser un classement par gamme de puissance dans le tableau ci-après.

Puissance	Application
<b>Faible : inférieur à 5 KW</b>	Système autonome : station de télécommunication, pompage de l'eau...
<b>Moyenne : entre 10 à 250Kw</b>	Alimentation d'un village isolé, d'un hameau, des zones rurales...
<b>Grande : supérieure à 500 KW</b>	Grands réseaux isolés comme par exemple réseaux isolés au grand sud..

Dans cette étude, nous étudions une centrale hybride PV/Diésel de moyenne ou grande puissance (de quelque centaine de KW jusqu'à quelque MW) avec un système de stockage, pour adopter un modèle qui nous permet de tenir compte des interactions entre les différents éléments tout en donnant lieu à une modélisation simple du système global.

### 3.2. Modélisation d'un système hybride PV/diésel

L'architecture complète du système hybride PV/diésel étudié dans le cadre de ce travail est illustrée dans la figure 01. Tous ses composants (les sources, les batteries et les convertisseurs) seront modélisés par la suite ;

#### 3.2.1. Modélisation du générateur photovoltaïque

Pour développer un circuit équivalent précis pour une cellule PV, il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule aussi bien que les caractéristiques électriques de chaque élément.

Dans ce travail, nous avons utilisé le modèle de Singer [6]. Ce modèle est basé sur un schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque constitué d'une diode, deux résistances et un générateur de courant. Ainsi il est représenté par la figure ci-dessous.

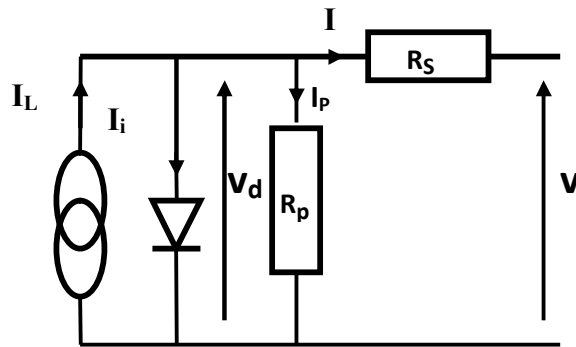


Figure 3.2. Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque

La loi de Kirchhoff nous permet d'écrire la relation suivante :

$$I_L = I_j + I_p + I \tag{3.1}$$

Le courant qui passe dans la résistance shunt est donné par l'expression :

$$I_p = \frac{V + IR_s}{R_p} \tag{3.2}$$

Le courant de jonction est donné par :

$$I_j = I_0 \left[ \exp \left[ \frac{e(v + IR_s)}{AkT} \right] - 1 \right] + I_L \tag{3.3}$$

Si on suppose que  $\exp(e/AkT) \gg 1$  ;  $I_j = I_p$  donc

$$\lambda = e / (AKT)$$

D'où

$$I_L = I_{SC} \left[ 1 - \left( \frac{I_0}{I_{SC}} \right) \exp \lambda (v + IR_s) \right] \tag{3.4}$$

La tension en circuit ouvert est donnée par :

$$V_{oc} = \frac{1}{\lambda} \ln \left[ \frac{I_{sc}}{I_0} \right] \quad (3.5)$$

Avec  $I_{sc}/I_0 = 10^{-8} - 10^{-10}$  pour un  $T=25^\circ\text{C}$  et  $G=1000 \text{ W/m}^2$ .

Généralement on prend  $I_{sc}/I_0 = 10^{-9}$ . D'où

$$I = I_{sc} \left[ 1 - 10^{-9} \exp \left( \frac{20.7}{V_{oc}} (V + IR_s) \right) \right] \quad (3.6)$$

$$V = V_{oc} \left[ 1 + \frac{1}{20.7} \ln \left( \frac{I_{sc} - I}{I_{sc}} \right) \right] - R_s I_s \quad (3.7)$$

Au point de puissance maximale la tension peut s'exprimer par :

$$V \Big|_{I = I_m} = \frac{P_m}{I_m} \quad (3.8)$$

$$\frac{\partial V}{\partial I} \Big|_{I = I_m} = \frac{\partial}{\partial I} \left( \frac{P_m}{I} \right) \Big|_{I = I_m} = \frac{P_m}{I_m^2} \quad (3.9)$$

En remplaçant ces deux valeurs respectivement dans l'équation (3.7) nous aurons les équations suivantes :

$$\frac{P_m}{I_m} = V_{oc} \left[ 1 + \frac{1}{20.7} \ln \left[ \frac{I_{sc} - I_m}{I_{sc}} \right] \right] - R_s I_m \quad (3.10)$$

$$\frac{P_m}{I_m} = \left[ \frac{V_{oc}}{20.7} \left[ \frac{1}{I_{sc} - I_m} \right] \right] + R_s \quad (3.11)$$

$$I_m = \left[ 1 + \frac{1}{20.7} \left( \frac{I_m}{I_{sc} - I_m} + \ln \frac{I_{sc} - I_m}{I_{sc}} \right) \right] - \frac{2P_m}{V_{oc}} \quad (3.12)$$

La courbe de l'équation (3.1) est une référence arbitraire. Le modèle référence peut être utilisé pour déplacer la courbe pour différents éclairagements et température. Alors la nouvelle valeur du courant de court circuit  $I_{sc}$  et de la tension de circuit ouvert  $V_{oc}$  sous les conditions considérées (G, T) seront :

$$I_{sc}(G, T) = I_{sc}^{st} G (1 + \alpha \Delta T) \quad (3.13)$$

$$V_{oc}(G, T) = V_{oc}^{st} (1 - \gamma \Delta T) \ln (1 + \beta \Delta G) \quad (3.14)$$

$$P_m = P^{st} \frac{I_{sc}(G, T) V_{oc}(G, T)}{I_{sc}^{st} V_{oc}^{st}} \quad (3.15)$$

Où :

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

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

A: facteur d'idéalité de la jonction.

I: courant fourni par le groupe de panneaux (A);

V: tension bornes du groupe de panneaux (V);

$T$  : température de jonction de la cellule photovoltaïque ;  
 $I_p$  : courant photo généré dû à la génération de porteurs par l'illumination ;  
 $I_0$  : le courant de saturation ;  
 $R_s$  : résistance série ;  
 $R_p$  : résistance shunt.

La puissance produite du Module PV peut être calculé d'après l'équation suivante [16]:

$$P = \eta \cdot S \cdot G_{inc} \quad (3.16)$$

Où

$S$ , représente la surface totale du générateur PV (m<sup>2</sup>);  
 $\eta$ , le rendement instantané du générateur photovoltaïque.  
 $G_{inc}$ , l'irradiation solaire sur un plan incliné (W/m<sup>2</sup>).

Le rendement du générateur PV instantané est représenté par l'équation suivante:

$$\eta = \eta_r (1 - \gamma (T_c - T_0)) \quad (3.17)$$

$\gamma$ , est le coefficient de température (°C) déterminé expérimentalement, il définit comme étant la variation du rendement du module pour une variation de 1°C de la température de la cellule. Ces valeurs typiques de ce coefficient se situent entre 0.004 et 0.006 (°C) [2,3] et  $\eta_r$  est le rendement de référence de module sous conditions standards ( $T=25^\circ\text{C}$ ,  $G=1000\text{W/m}^2$  et AM1.5).

**A. Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT) :** il existe différents types d'algorithmes effectuant la recherche du point de puissance maximale (PPM) [15]. Les trois méthodes les plus utilisées sont : **Hill Climbing**, **Perturb & Observ (P&O)** et **l'incrément de conductance (IncCond)**.

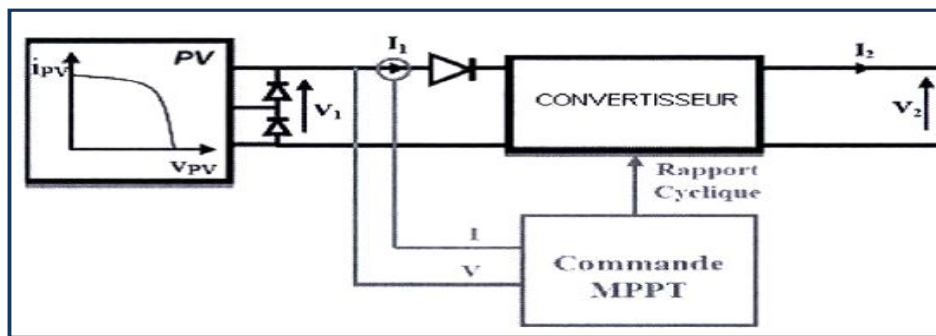


Figure 3.3 : Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT)[15].

La puissance du générateur PV au MPP est calculée avec l'équation (3.18). La température de fonctionnement des cellules «  $T_{cell}$  », calculée avec l'équation (3.19), est obtenue à partir de la NOCT (°C), de la température ambiante «  $T_{amb}$  », et de l'irradiation «  $G_{inc}$  ».

$$P_{mpp} = \left[ P_{STC} \times \frac{G_{inc}}{G_{STC}} \times \left[ 1 - \gamma \frac{\gamma}{100} \times (T_{cell} - T_{cell.STC}) \right] \right] \times N_s \times N_p \quad (3.18)$$

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{G_{inc}}{G_{STC}} \times (NOCT - T_{amb.NOCT}) \quad (3.19)$$

**B. Influence du gisement solaire sur le générateur photovoltaïque :** La quantité d'énergie produite par un système photovoltaïque dépend fortement, des caractéristiques

électromécaniques de chacun des éléments du système, de la surface des champs capteur, de la quantité d'énergie solaire incidente sur la surface de la partie captation de ce système, de la température ambiante qui influe aussi sur la réponse de ce type de système.

$$P_{PV(i)} = P_{PVc} \times \frac{G_{inc(i)}}{G_{nPV}} \quad (3.20)$$

Avec

$P_{PV(i)}$  : La puissance délivrée par le panneau solaire à l'instant (i) ;

$P_{PVc}$ : La puissance de crête de panneau solaire;

$G_{inc(i)}$  : L'irradiation globale reçue par le panneau solaire à l'instant (i) ;

$G_{nPV}$  : L'irradiation nominale du panneau solaire;

Généralement les différentes composantes du rayonnement solaire sont mesurées sur un plan horizontal et normal respectivement pour la composante globale, Diffuse et directe. Pour reconstituer cette composante sur un plan ayant une inclinaison et orientation quelconque il suffit de reporter chacune de ces composantes sur le plan considéré.

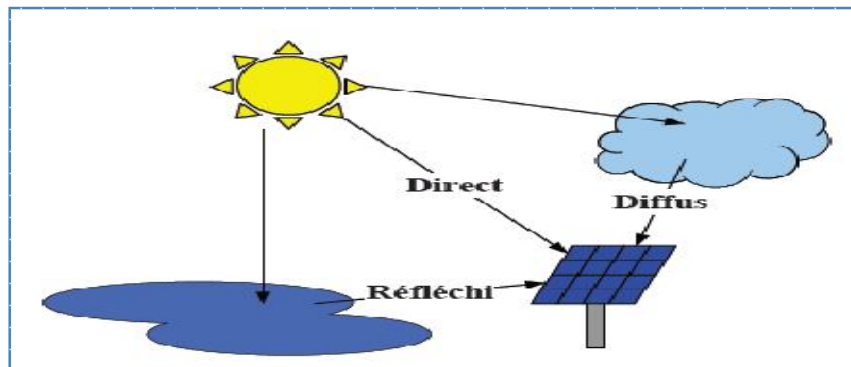


Figure 3.4: les différents types de l'irradiation solaire [27]

L'irradiation globale sur un plan incliné est calculée par la relation suivante [35] :

$$G_{inc} = B_{in} + D_i + R_i \quad (3.21)$$

Avec

$B_{in}$  : irradiation directe sur un plan incliné ;

$D_i$  : irradiation diffuse sur un plan incliné ;

$R_i$  : irradiation réfléchis sur un plan incliné ;

Dans le cas de la disponibilité de l'éclairement du au rayonnement direct, il suffit de multiplier l'éclairement du au rayonnement direct sur un plan normal par le cosinus de l'angle d'incidence sur plan considéré. Pour cela la relation proposée est donnée comme suit :

$$B_{in} = B_N \cos(\theta_i) \quad (3.22)$$

Dans le cas où il n'est disponible que l'éclairement global et diffus cette composante sera calculer comme suit

$$B_{in} = R_b * (GH - DH) \quad (3.23)$$

Avec  $B_N$ ,  $B_{in}$ ,  $GH$ ,  $DH$ ,  $R_b$  et  $\theta_i$  sont respectivement les valeurs des éclairements du au rayonnement direct sur un plan normal, sur un plan incliné, global sur un plan horizontal, diffus sur un plan horizontal, le facteur de forme. Ce dernier est donné par la relation suivante :



$$R_b = \frac{\cos(\theta_i)}{\sin(h)} \quad (3.24)$$

Avec

$\theta_i$  est l'angle d'incidence donné par :

$h$  , est la hauteur du soleil donnée comme suit :

$$\sin(h) = \sin(\varphi)\sin(\delta) + \cos(\varphi)\cos(\delta)\cos(\omega) \quad (3.25)$$

$h$ ,  $\varphi$ ,  $\delta$  et  $\omega$  sont respectivement la hauteur du soleil, la latitude du lieu, la déclinaison du soleil et l'angle horaire.

Par définition l'éclairement du au rayonnement diffus est l'éclairement qui nous provient de toute la voûte céleste à l'exception de celui qui nous provient du disque solaire. La distribution complexe et la variété de cette composante qui est bien sûre due à la diffusion par les différents constituants de l'atmosphère, une hypothèse commune a été prise par les différents scientifiques pour pouvoir quantifier cette composante. On suppose alors que la distribution de cette dernière est une distribution isotrope [2]. Sous cette hypothèse, Liu et Jordan [3] a donné une expression permettant de reporter la composante diffuse disponible pour une surface horizontale, sur un plan ayant une inclinaison  $\beta$ . Cette relation est donnée par:

$$D_{in} = D_h \left( \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \quad (3.26)$$

Avec

$\beta$  Angle d'inclinaison de la surface de captation ;

$D_h$ : irradiation diffuse sur un plan horizontal.

Par ailleurs, il a été montré que la distribution du rayonnement solaire dans la voûte céleste est anisotrope et l'hypothèse qui considère la distribution anisotrope du rayonnement diffus conduit à des erreurs considérables dans la reconstitution de la composante diffuse sur un plan incliné [4].

Temps et Coulson [5] ont développé un nouveau modèle dans lequel ils considèrent que la distribution de l'éclairement du au rayonnement diffus suit une distribution anisotrope. Dans leur relation, une simple correction a été apportée pour tenir compte de ce phénomène. Ils proposèrent alors la relation suivante :

$$D(\beta, \gamma) = D_h \left( \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \left[ 1 + \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right] \left[ 1 + \cos^2(\theta_i) \sin^3(90 - h) \right] \quad (3.27)$$

Dans leur formulation (3.27), Coulson a supposé que la distribution diffuse dans l'atmosphère est composée de trois parties, une partie isotrope caractérisée par le premier facteur de forme, le second facteur de forme représente l'effet de l'horizon durant les périodes où l'état du ciel est clair et le troisième facteur caractérise la quantité de l'éclairement du au rayonnement diffus provenant de la zone circum solaire. Ainsi la quantité d'énergie collectée par n'importe quel capteur plan qu'il soit de conversion photovoltaïque ou thermodynamique de l'énergie solaire dépend d'une part des caractéristiques thermomécaniques ou électromécaniques. Et d'autre part, de leurs configurations géométriques.

En supposant que l'irradiation réfléchiée par le sol et incident sur un plan incliné est isotrope, Liu et Jordan [3] a proposé l'équation suivante :

$$R_{in} = G H \rho \left( \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (3.28)$$

Avec

$\rho$  : Albédo du sol.

$B_n$  : irradiation directe sur un plan normal

### C. Impact de la température et de l'irradiation solaire sur la courbe I-V

La température  $T$  et l'irradiation  $G$  ont un impact direct sur les performances d'une cellule photovoltaïque comme illustre la figure 3. Quand la température des cellules augmente la tension de circuit ouvert diminue sensiblement tandis que le courant de court circuit augmente légèrement. Pour les cellules en silicium cristallin,  $V_{oc}$  baisse d'environ 0.37% pour chaque degré Celsius de plus,  $I_{sc}$  augmente de 0.05% pour les mêmes conditions.

La température du GPV dépend non seulement de la température ambiante mais aussi des effets de l'irradiation de la cellule. Puisque seule une petite fraction de l'insolation qui touche le module est convertie en électricité, la plupart de l'énergie incidente est absorbée et convertie en chaleur. Pour aider les concepteurs de systèmes à tenir compte des variations de performances de la cellule avec la température, les fabricants fournissent souvent un indicateur appelé NOCT. La température de la cellule NOCT est dans un module lorsque la température ambiante est de 20 °C, rayonnement solaire égal à 0,8 kW/m<sup>2</sup>, et vitesse du vent à 1 m/s. Pour tenir compte des autres conditions ambiantes, l'expression suivante peut être utilisée :

$$T_{cell} = T_{amb} + \left( \frac{NOCT - 20}{0.8} \right) G \quad (3.29)$$

$T_{cell}$ ,  $T_{amb}$  température de la cellule et température ambiante,

$G$  : irradiation solaire (kW/m<sup>2</sup>).

Pour vérifier la validité de notre modèle, Nous donnons sur les figures (3.5-a et 3.5-b) l'évolution des deux principales caractéristiques ( $I$ ,  $V$ ) et ( $P$ ,  $V$ ) pour différents éclairagements dus au rayonnement global. De même nous donnons sur les figures (3.6-a et 3.6-b) Les mêmes caractéristiques sur l'effet de différentes températures.

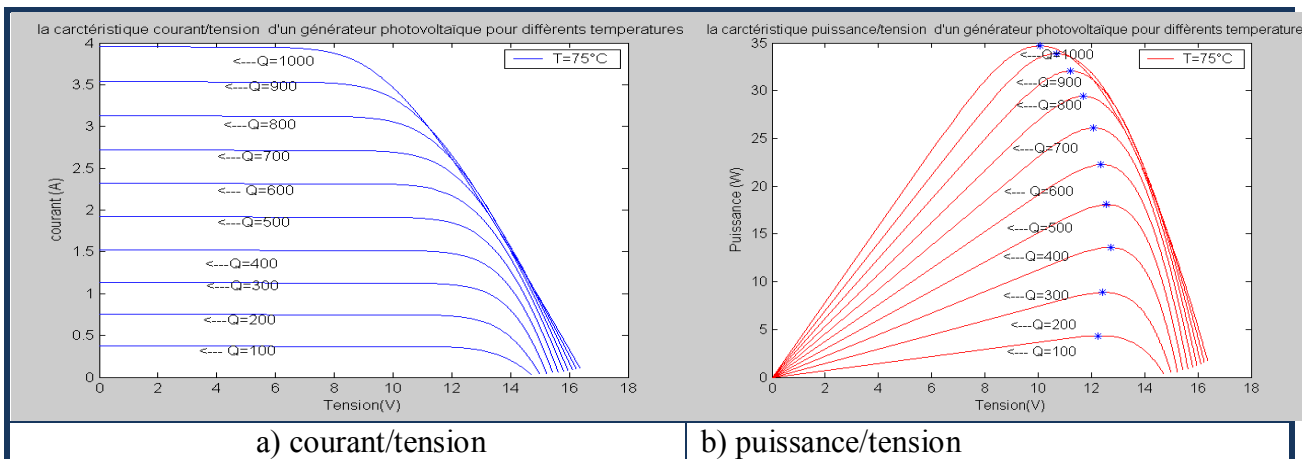


Figure 3.5. Caractéristique du panneau photovoltaïque pour différents éclairagements [35]

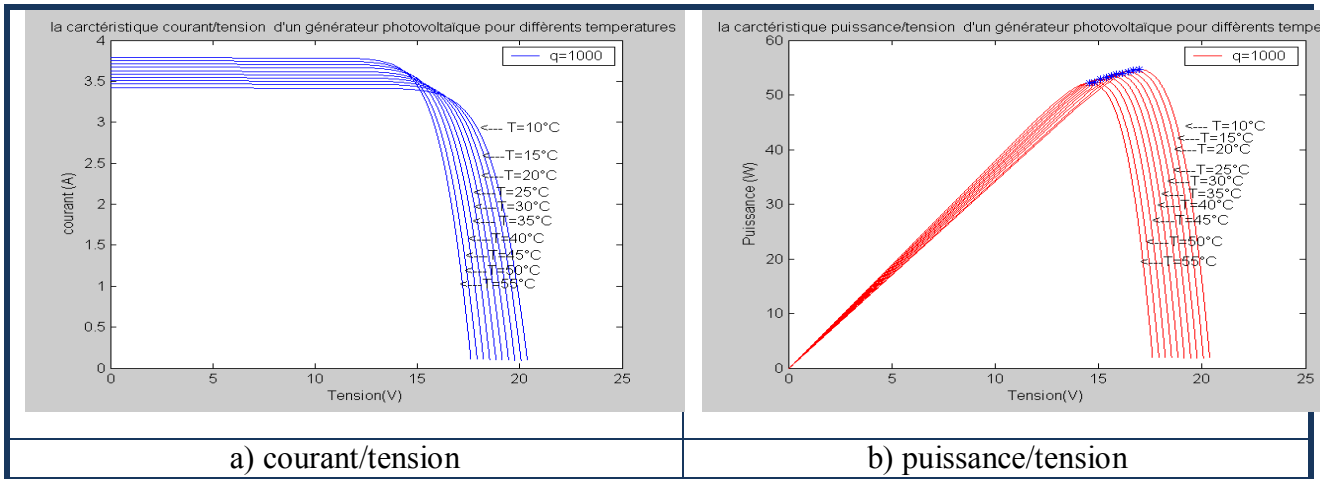


Figure 3.6 : Caractéristique du panneau photovoltaïque pour différentes températures [35]

#### D. Impact de Phénomène de l'ombrage sur la courbe I-V

Considérons qui représente un module photovoltaïque avec une cellule séparée des autres. Alors, toutes les cellules sont exposées au soleil et le même courant traverse chacune d'elles. Cependant, la cellule en haut est touchée par l'ombre et son courant  $I_{sc}$  est réduit à zéro, ce qui signifie que le courant total qui circule dans le module doit passer à travers les deux résistances  $R_p$  et  $R_s$  de la cellule touchée par l'ombre. Ceci provoque une chute de la tension de sortie  $\Delta V$  qui est donnée par la relation suivante :

$$\Delta V = \frac{V}{n} + IxR_p \tag{3.30}$$

$n$  : Nombre de cellules et  $I$ : courant total dans le module.

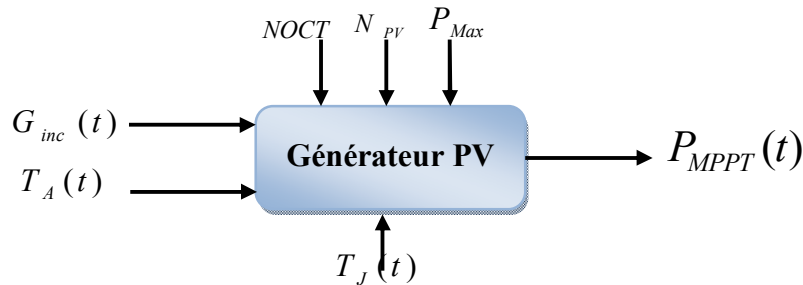


Figure 3.7: résumé la modélisation du champ photovoltaïque.

#### 3.2.2. Modélisation du système de stockage :

Les systèmes de stockage d'électricité peuvent se décomposer en deux grandes familles, les systèmes de stockage à long terme (batteries) et les systèmes de stockage à court terme (Super capacités).

##### A. Le système de stockage à long terme (batteries) :

Le modèle le plus simple d'une batterie est représenté sur la figure 3. Il est constitué d'une source de tension correspondant à la tension de circuit ouvert  $V_o$  en série avec une résistance ( $r_s = R_{ohm} + R_{int}$ ) constituée de deux termes.  $R_{int}$  (résistance interne) terme variable représente la réaction chimique et correspond aux chutes de tension dues à une réaction d'activation et à la concentration d'électrolytes.  $R_{ohm}$  (résistance ohmique) est constante et correspond à la résistance des conducteurs

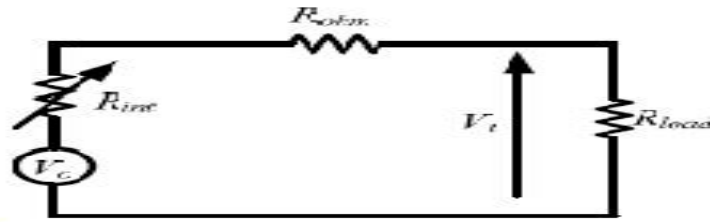


Figure 3.8: Le modèle le plus simple d'une batterie [35]

La tension de sortie ( $V_t = V_o - r_s$ ) est régie par la loi classique des générateurs de tension non idéaux. En effet avec ce modèle, la puissance maximale qui peut être délivrée a pour valeur :

$$P_{\max} = \frac{V_o^2}{4 (R_{ohm} + R_{int})} \quad (3.31)$$

### B. Le système Stockage à court terme (Super capacités)

Dans un super condensateur, l'énergie emmagasinée est liée à la valeur  $C$  de la capacité et à la tension  $V$  aux bornes du dispositif via la relation :

$$E_{sc} = \frac{1}{2} \times C \times V^2 - \frac{1}{2} \times C \times V_{\min}^2 \quad (3.32)$$

D'où :  $V_{\min}$  est la tension minimale du super condensateur.

### 3.2.3. Modalisation des convertisseurs :

Les convertisseurs statiques sont utilisés pour l'adaptation des sources. D'un part, un hacheur réalisant la conversion DC-DC est couramment utilisé pour maximiser l'énergie pouvant être soutirée des panneaux photovoltaïques grâce à un contrôle MPPT, mais également pour adapter le niveau de tension du générateur PV à celui du bus continu. D'autre part, pour l'alimentation des charges électriques alternatives, il est nécessaire des convertisseurs DC-AC ou « **onduleur** ».

#### A. Convertisseur DC/DC

De façon à maximiser l'énergie photovoltaïque produite, il faut en permanence se trouver sur le point de puissance maximale correspondant aux coudes des courbes présentées dans les figures (3,6.b). Sachant que la tension du bus continu est celle de l'accumulateur et qu'elle fluctue en fonction de son état de charge et de sa puissance, un convertisseur DC/DC connecté entre les générateurs photovoltaïques et ce bus permet de remplir cette fonction en ajustant en permanence la tension aux bornes des panneaux photovoltaïques.

La méthode la plus simple consiste à modifier en continu la tension imposée au générateur PV, de mesurer la puissance fournie et d'ainsi, toujours tenter de s'approcher le plus possible de la puissance maximale. Cela peut même se traduire par des pertes (ou plutôt "un manque de gain") apportées par cette recherche. Alors le rendement total est le produit du rendement énergétique du convertisseur par le rendement de la recherche du MPP :

$$\eta_{Tot} = \eta_{Chop} \cdot \eta_{MPPT} \quad (3.33)$$

Ce rendement de "tracking" du point de puissance maximale est intimement lié à la dynamique de la recherche mais il est globalement très bon (autour de 99%). Les pertes énergétiques du hacheur à commande MPPT sont en fonction de la puissance fournie côté bus continu, elles ont été approchées par un polynôme du second degré :

$$P_{lossChop} = \alpha_{Chop} + \beta_{Chop} \cdot P_{PV} + \gamma_{Chop} \cdot P_{PV}^2 \quad (3.34)$$

Par exemple, les hacheurs à commande MPPT (MSTE 1000 K) de puissance nominale de 1 kW. Les paramètres du modèle sont rappelés:

Paramètre	Valeur	Unité
$\alpha_{Chop}$	1,4	[SI]
$\beta_{Chop}$	$4,14 \cdot 10^{-5}$	[SI]
$\gamma_{Chop}$	$19,843 \cdot 10^{-3}$	[SI]

Tableau 3.1: paramètres de modélisation des pertes du hacheur à commande MPPT [37]

La puissance, issue de la production PV, injectée sur le bus continu peut donc être calculée en fonction de la puissance produite, grâce à ce modèle de pertes.

### B. Convertisseur DC/AC

Différentes technologies sont présentes sur le marché. Il est possible de différencier les onduleurs à commande MLI (Haute Fréquence (HF)) des onduleurs à commande pleine onde (Basse Fréquence (BF)). De même, ces onduleurs peuvent être munis d'un transformateur ou non.

L'équation générale de rendement énergétique d'un onduleur est s'exprimé comme suite :

$$\eta_{Onduleur} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (3.35)$$

Généralement, le rendement énergétique d'un onduleur n'est pas constant. Les pertes au sein de ces convertisseurs dépendent de leur point de fonctionnement. De façon à favoriser de bons rendements sur cycle plutôt qu'un unique rendement maximal élevé et pour harmoniser les données de constructeurs, les constructeurs sont contraints de quantifier les performances de leurs onduleurs avec le rendement européen  $\eta_{EU}$ . Celui-ci correspond à une pondération des rendements à divers pourcentages de la puissance nominale de l'onduleur :

$$\eta_{EU} = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.1\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.2\eta_{100\%} \quad (3.36)$$

Dans notre cas, de façon à quantifier de la manière la plus précise possible les pertes du convertisseur à chaque instant, celles-ci ont été calculées à l'aide d'un polynôme du second ordre validé expérimentalement :

$$P_{loss_{Inv}} = \alpha_{Inv} + \beta_{Inv} \cdot P_{load} + \gamma_{Inv} \cdot P_{load}^2 \quad (3.37)$$

Avec  $\alpha_{Inv}$ ,  $\beta_{Inv}$ ,  $\gamma_{Inv}$ , 3 paramètres constants pour l'onduleur considéré et  $P_{load}$  la puissance électrique appelée côté AC par le consommateur. Par exemple, un onduleur de puissance nominale 4,5 kVa (Trace Engineering SW 4548 E, 48 V - 230 V 50 Hz). La valeur des 3 paramètres trouvés expérimentalement [37] pour cet onduleur sont récapitulés.

Paramètre	Valeur	Unité
$\alpha_{Inv}$	43.9	[SI]
$\beta_{Inv}$	$3,34 \cdot 10^{-5}$	[SI]
$\gamma_{Inv}$	$4,6 \cdot 10^{-3}$	[SI]

Tableau 3.2: paramètres de modélisation des pertes de l'onduleur T race Engineering [37]

Le paramètre  $\alpha_{Inv}$  rend compte des pertes à vide de l'onduleur, celles-ci sont loin d'être négligeables. Ce modèle de pertes a été normalisé de façon à pouvoir être utilisé pour différents dimensionnements de l'onduleur. En ce sens, les effets d'échelle ont pour cela été négligés. Il est donc possible de tracer l'évolution du rendement de l'onduleur en fonction de la puissance appelée côté AC pour plusieurs dimensionnements.

Le rendement d'un convertisseur statique est aussi intimement lié à l'évolution de la tension côté DC. La puissance AC demandée par le consommateur permet de déterminer les pertes énergétiques de l'onduleur et donc de déduire la puissance côté DC.

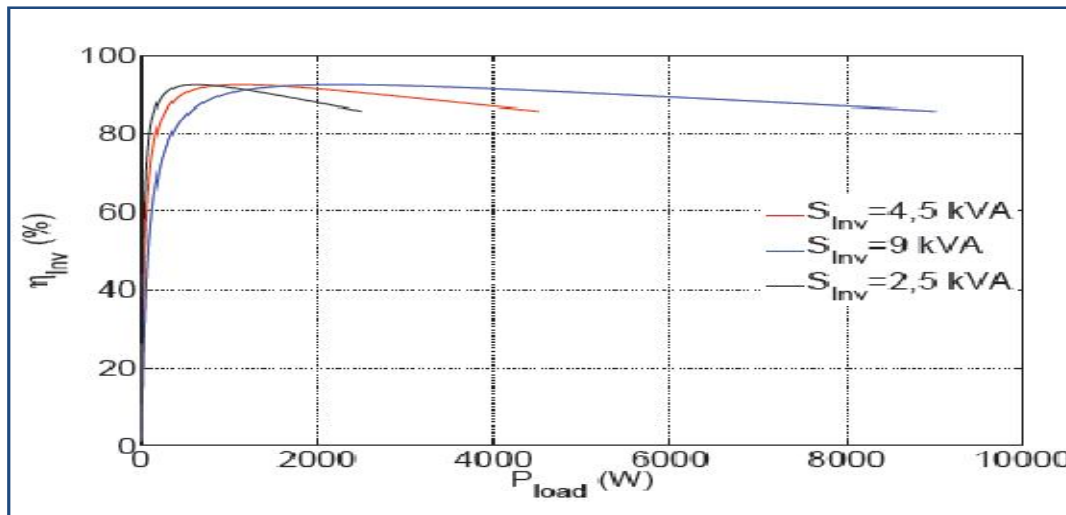
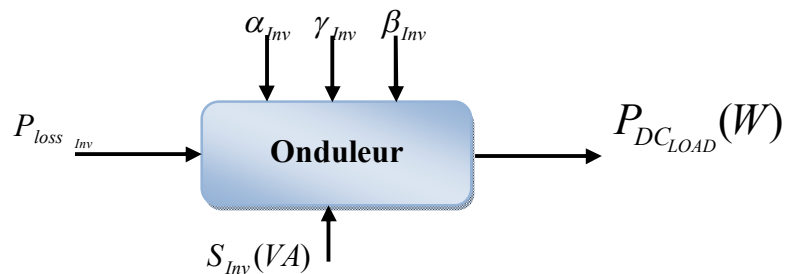


Figure 3.9: le rendement de l'onduleur en fonction de la puissance appelée côté AC pour trois valeurs de puissance [37].



### C. Modélisation de la partie puissance de l'onduleur triphasé

Le schéma électrique de l'onduleur dans l'environnement système hybride est un onduleur triphasé bidirectionnel basé sur un pont de transistors IGBT. Pour ce type de convertisseurs, les stratégies de commutation souvent utilisées sont à PWM (Pulse Width Modulation en anglais ou MLI, Modulation de Largeur d'Impulsions, en français) ou SVM (Space Vector Modulation en anglais ou MVS, Modulation du Vecteur d'Espace en français). La stratégie de commutation SVM a plusieurs avantages par rapport à la stratégie de commutation PWM classique, à cause d'une meilleure utilisation du bus à CC, moins d'harmoniques sur les courants et les tensions et moins de pertes dues aux commutations [37].

#### 3.2.3. Modélisation du générateur Diesel

Un générateur Diesel résulte de l'association d'un moteur thermique diesel et d'un alternateur électrique, le plus souvent de type synchrone. Lorsque ce moyen de production d'énergie est utilisé dans les systèmes hybrides solaires PV, il assure généralement la fonction maître du système et l'onduleur PV se synchronise sur lui.

La modélisation d'un générateur diesel est consistée sur deux caractéristiques prépondérantes, la première est consommation (horaire ou spécifique) de carburant et les paramètres électriques de générateur diesel (puissance, courant, fréquence et tension).

Rendement énergétique d'un générateur diesel est défini:

$$\eta = \frac{P_{GD}(i)}{H(i)} \quad (3.38)$$

Avec :

$P_{GD}(i)$ : puissance produit par le GD à l'instant  $i$  [KW].

$H(i)$  : Consommation horaire de chaleur [kcal/h].

$$H = \frac{P_{GD}(i)}{q_{GD}(i)} \quad (3.39)$$

$q_{GD}(i)$  : La consommation en carburant de GD à l'instant  $i$  [l/h].

Pour modélisation la consommation en carburant en fonction de la puissance électrique demandée. Il y a plusieurs modèles, parmi lesquels :

**A. Modèle linéaire** : la consommation en carburant (en litres/h) est supposée croître linéairement avec la puissance utile demandée par la charge. Cependant, il apparaît que la consommation de carburant, en approchant la puissance nominale du générateur Diesel, augmente plus rapidement que l'approximation linéaire (dégradation du rendement). le générateur diesel est généralement caractérisé par sa consommation (horaire en l/h ou spécifique en l/kWh), la consommation horaire d'un générateur diesel peut être exprimée comme suit :

$$q_{GD}(t) = \alpha \cdot P_{GD}(t) + \beta \cdot P_{GD.nom} \quad (3.40)$$

D'où :

$\alpha, \beta$  : Constants [l/kWh] sont des constantes caractéristiques du générateur diesel,  $P_{GD}(t)$  (kW) est la puissance générée par le générateur diesel à un instant  $t$  donné et  $P_{GD.nom}$  est la puissance nominale du générateur diesel. Elles sont définies :

$$P_{GD}(t) = \sqrt{3} \cdot I_{GD}(t) \cdot U_{GD.nom.AC} \cdot \cos(\varphi) \quad (3.41)$$

$$P_{GD.nom} = \sqrt{3} \cdot I_{GD.max} \cdot U_{GD.nom.AC} \cdot \cos(\varphi) \quad (3.42)$$

D'où  $U_{GD.nom.AC}, \cos(\varphi)$  sont respectivement la tension nominale et le facteur de puissance du générateur Diesel.

$I_{GD}(t)$  : Est le Courant fourni par un générateur diesel à un instant est donné par. Il défini :

$$I_{GD}(t) = I_{GD.max} \cdot x_{GD}(t) \quad (3.43)$$

$I_{GD.Max}$  Intensité maximale du générateur diesel ;

$x_{GD}$ : Taux de charge (exprimée en pourcentage de sa puissance nominale) à un instant  $t$ .

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

$$I_{GD}(t) = \sum_{i=1}^{n_{GD}} I_{GD.max} \cdot x_{GD}(t) \cdot \varepsilon_i(t) \quad (3.44)$$

$\varepsilon_i(t)$  : traduit l'état d'arrêt ou de marche de générateur  $i$  à un instant  $t$  ( $\varepsilon_i(t)=1$  si générateur est en marche et  $\varepsilon_i(t)=0$  si générateur est en arrêt). Alors, la consommation en carburant et les puissances du générateur diesel deviennent:

$$q_{GD}(t) = \sqrt{3} \cdot \cos(\varphi_i) \cdot \sum_{i=1}^{n_{GD}} [I_{GD_i \max} \cdot U_{GD_i \text{ nom AC}} \cdot (\alpha + x_{GD_i}(t) + \beta) \cdot \varepsilon_i(t)] \quad (3.45)$$

$$P_{GD}(t) = \sum_{i=1}^{n_{GD}} \sqrt{3} \cdot I_{GD_i}(t) \cdot U_{GD_i \text{ nom AC}} \cdot \cos(\varphi_i) \cdot \varepsilon_i(t) \quad (3.46)$$

$$P_{GD \text{ nom}} = \sum_{i=1}^{n_{GD}} \sqrt{3} \cdot I_{GD_i \max} \cdot U_{GD_i \text{ nom AC}} \cdot \cos(\varphi_i) \cdot \varepsilon_i(t) \quad (3.47)$$

Comme illustré par la figure 4, la relation (3.33) a été validée dans le cas du générateur diesel étudié ici. Les coefficients obtenus sont :  $a = 0.2476 \text{ l/kWh}$  et  $b = 0.0739 \text{ l/kWh}$  avec un coefficient de détermination ( $R^2$ ) égal à 0.9895. Aussi on peut observer sur la courbe ci-après, que lorsque le générateur diesel est sollicité pour une charge autour de 20 % de sa puissance nominale, sa consommation spécifique est très élevée (environ 0.64 l/kWh) ce qui correspond à un faible rendement de ce dernier. Cependant, pour les charges élevées (au-delà de 80% de la puissance nominale du générateur diesel), la consommation spécifique du générateur diesel est d'environ 0.324l/kWh ce qui signifie que des économies considérables en carburant peuvent être réalisées lorsque le générateur diesel fonctionne à ces niveaux de charge.

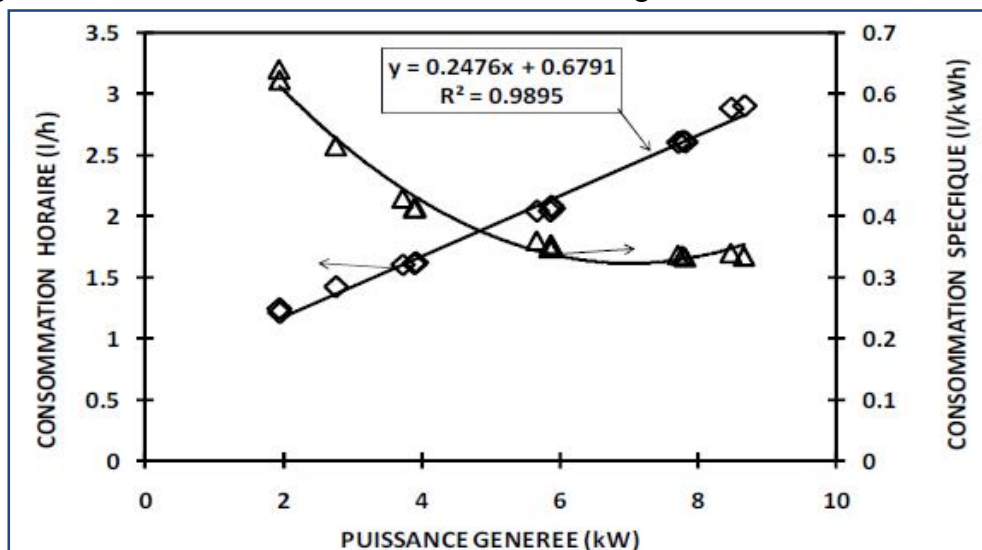


Figure 3.10: Consommation du générateur diesel en fonction de la puissance produite [7].

**B. Modèle polynomial :** un modèle polynomial d'ordre 2 apparaît comme un modèle plus précis pour décrire le comportement du groupe électrogène sur l'ensemble de sa plage de puissance. La consommation du générateur diesel s'exprime donc de la manière suivante :

$$q_{GD} = \alpha_{GD} + \beta_{GD} \cdot P_{GD} + \gamma_{GD} \cdot P_{GD}^2 \quad (3.48)$$

De façon à modéliser la consommation du générateur diesel en fonction de la puissance électrique qui lui est demandée, nous nous sommes basés sur les données constructeur fournies par la société **CATERPILLAR [CAT]** concernant 7 générateur diesel 50Hz, de puissance nominale allant de 9,5 à 40 kVA, dans la gamme GEP. Les données de consommation fournies sont exprimées en fonction du pourcentage de la puissance nominale du générateur diesel (50%, 75%,100% et 110%). De façon à obtenir un modèle générique intégrant la puissance nominale,



l'évolution des paramètres en fonction de la puissance apparente du générateur diesel a été étudiée. Des modèles d'évolution linéaires ( $\alpha_{GE}$  et  $\beta_{GE}$ ) et exponentiels ( $\gamma_{GE}$ ) ont été retenus:

$$\begin{aligned} \alpha_{GE} &= a_{GE} \cdot S_{GE} + b_{GE} \\ \beta_{GE} &= c_{GE} \cdot S_{GE} + d_{GE} \\ \gamma_{GE} &= e_{GE} \cdot \exp(f_{GE} \cdot S_{GE}) \end{aligned} \quad (349)$$

Les valeurs utilisées des différents paramètres du modèle de la consommation en carburant du groupe électrogène sont récapitulées dans le tableau suivant.

Paramètre	Valeur	Unité
$a_{GE}$	0,02	[SI]
$b_{GE}$	1,1	[SI]
$c_{GE}$	0,004	[SI]
$d_{GE}$	-0,034	[SI]
$e_{GE}$	0,028	[SI]
$f_{GE}$	-0,082	[SI]

Tableau 3.3: paramétrés du modèle polynomial de la consommation des groupes diésel marque Caterpillar (37)

A partir de ce modèle polynomial, la consommation d'un générateur diesel peut être évaluée sur l'ensemble de sa plage de puissance et pour diverses valeurs de sa puissance nominale. La modélisation de la consommation du générateur diesel est représentée sur la courbe suivant :

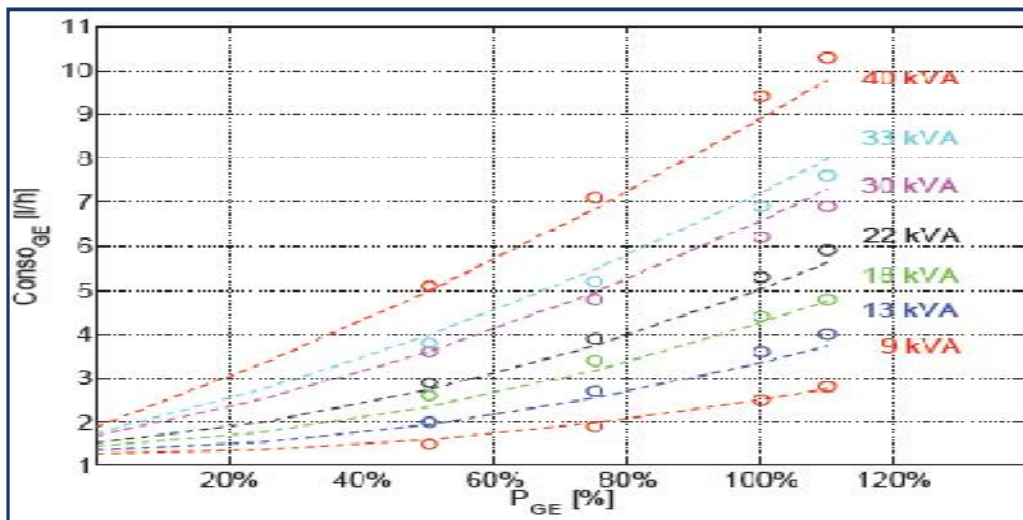
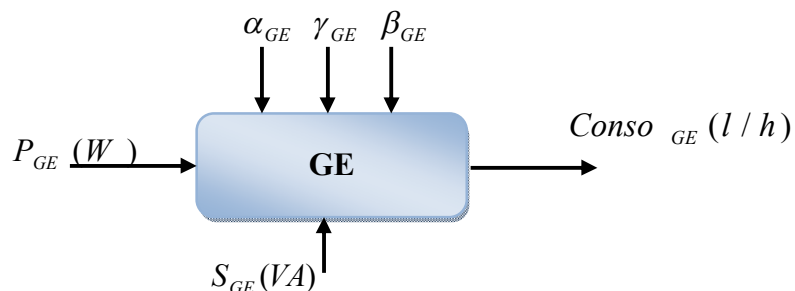


Figure 3.11: exemple de consommation du groupe Diésel en fonction de puissance nominale de GD(37).



### C. régulation de la tension et de fréquence du générateur Diesel.

Les générateurs Diesel sont contrôlés en vitesse (fréquence de l'onde de tension générée) et en tension. Le régulateur de vitesse agit sur l'actionneur qui à son tour agit sur le moteur Diesel alors que le régulateur de tension agit sur la machine synchrone pour maintenir constante la tension alternative de sortie à sa valeur de référence.

$$U_{GD_{inomatC}} = \frac{q_{GD}(t)}{\sqrt{3} \times \cos(\varphi_i) \times (I_{GD_{imax}} \times (\alpha + x_{GD}(t) + \beta))} \quad (3.50)$$

Les références de vitesse et tension du générateur Diesel dépendent du mode de fonctionnement du générateur. Si le générateur travaille en mode ilote dans système hybride un micro réseau dont il est le seul responsable pour contrôler les paramètres principaux du réseau, les références sont imposées aux valeurs nominales de la vitesse et la tension (1 p.u.). Si le générateur travaille en parallèle avec le réseau principal, les paramètres du système sont imposés par le réseau et le générateur est contrôlé en puissance. Le contrôleur de puissance active et puissance réactive calcule respectivement les références de vitesse et tension pour les régulateurs. Dans le cas de la vitesse, établie à la fréquence imposée du réseau, une erreur de vitesse transitoire apparaît entre la vitesse de référence (imposée par le contrôleur de puissance) et la vitesse réelle. Pourtant, cette erreur fait augmenter ou diminuer la quantité de combustible de façon à augmenter ou diminuer la puissance générée jusqu'à arriver à injecter la puissance de référence [7].

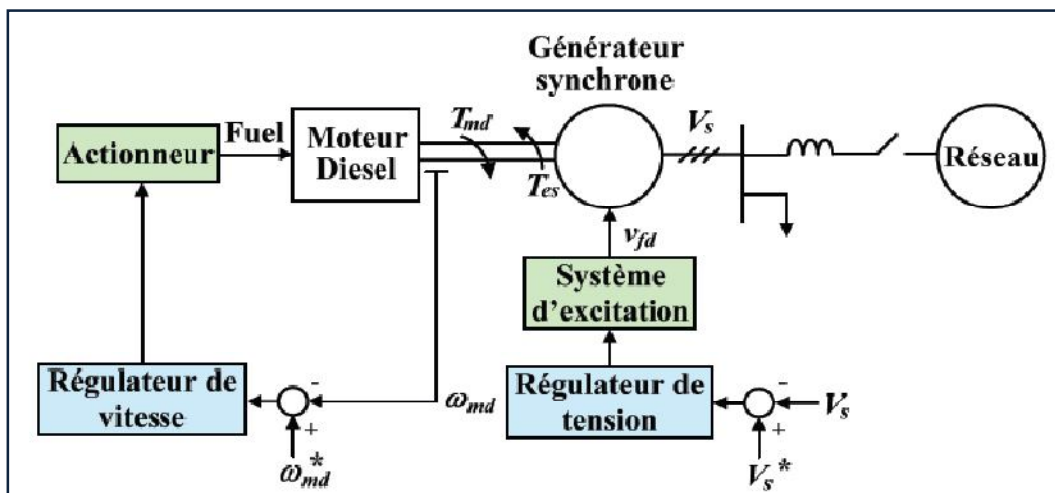


Figure 3.12: Schéma bloc d'un générateur Diesel avec ses contrôleurs [7]

La régulation de la vitesse du moteur Diesel est réalisée par un régulateur de vitesse et l'actionneur. Le régulateur de vitesse mesure la vitesse réelle du moteur Diesel et il la compare avec la vitesse de référence. En fonction de l'erreur existante il agit sur l'actionneur pour qu'il injecte plus ou moins de combustible. Si le régulateur de vitesse est de type proportionnel, la régulation de vitesse est réalisée avec des courbes de statisme. Dans ce type de régulation, la vitesse du générateur Diesel diminue avec le pourcentage de charge (Figure 7 gauches). Si le régulateur est de type proportionnel intégral (PI), l'erreur de vitesse est annulée en régime permanent et la régulation de vitesse est réalisée en mode isochronique, c'est-à-dire que la vitesse de la machine est maintenue constante indépendamment du pourcentage de charge (Figure 7 droite). La pratique actuelle est d'utiliser des contrôles en mode isochronique [7].

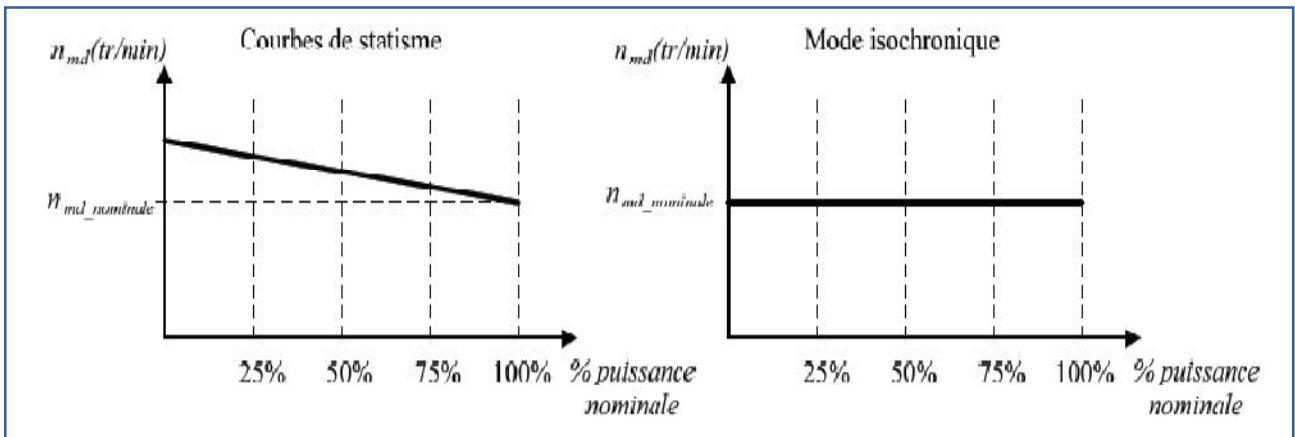


Figure 3.13: Régulation de vitesse d'un générateur Diesel avec de courbes de statisme (gauche) et en mode isochrone (droite).

#### D. Modélisation du coût du kWh de générateur Diesel

Nous modéliserons de façon simplifiée les coûts du kWh thermique à l'année N de la façon suivante :

$$Cout (N) = Cf \times \frac{P(N)}{Q(N)} + q \times HC (N) \quad (3.51)$$

Avec les coefficients suivants :

- Cf : est le ratio coût / puissance installée, calculé pour la moyenne des années précédent et considéré constant.

P(N) : est la puissance installée à l'année N.

Q(N) : est la quantité d'énergie produite à l'année N.

q : est la consommation spécifique moyenne pour le générateur diésel considérée, calculé pour années précédent et considéré constant.

HC : est le prix du gazole ou du fioul pour le site considéré, en année N.

#### 3.2.3. Modélisation de la charge

Les charges sont les éléments consommateurs de puissance électrique d'un système. La consommation de cette puissance électrique dépend des caractéristiques de la charge. Une modélisation correcte de ses caractéristiques est indispensable pour représenter finement le comportement de la charge.

Les profils de consommations considérés seront déterministes. On cherchera tout d'abord à évaluer l'impact de ces profils sur le dimensionnement du système puis dans un deuxième temps à les optimiser. Cependant, chaque profil de consommation considéré ne prendra en compte que la puissance active appelée par le consommateur. La puissance réactive ainsi que les harmoniques ont été négligés dans un but de simplification des modèles nécessaire à une approche d'optimisation du dimensionnement. Alors, il existe deux types de charge, des charges linéaires à caractère résistif et inductif, comme, les ampoules à incandescence, les chauffe-eaux etc. Le deuxième type de charges est représenté par les charges non linéaires qui détériorent la qualité d'énergie.

Les charges ou les groupes de charges peuvent être représentés par des modèles statiques ou dynamiques. Un modèle statique et dynamique exprime la puissance active et la puissance réactive à tout instant en fonction de l'amplitude et la fréquence de la tension pour ces mêmes instants [7].

Dans l'analyse des systèmes classiques, la demande de la charge en puissance est représentée par l'équation suivant:

$$S_{Ch \text{ arg } e} = P_{Ch \text{ arg } e} + j \cdot Q_{Ch \text{ arg } e} = Y_{Ch \text{ arg } e} \cdot |V_{Ch \text{ arg } e}|^2 \quad (3.52)$$

Avec :

$S_L$  : Puissance apparente demandée par la charge.

$P_L$  : Puissance active demandé par la charge.

$Q_L$  : Puissance réactive demandé par la charge.

$Y_L$  : Admittance de la charge.

La réponse de la plupart de charges aux changements de la tension et fréquence est rapide et le régime permanent de la réponse est atteint très rapidement. Cela reste valable pour des variations peu importantes de la tension et la fréquence. Dans ces cas, l'utilisation des modèles statiques est justifiée [7].

### 3.2.3. Modélisation d'une centrale hybride PV/diesel

Ici les trois modèles précédemment développés respectivement pour le gisement solaire, le générateur PV et les générateurs diesels sont combinés et la configuration adoptée du système est une configuration parallèle c.à.d. que le générateur PV et les générateurs diesels sont sollicités en même temps pour satisfaire une charge donnée. Il faut que la puissance active produite par les deux sources d'énergies soit égale à celle consommée par la charge  $P_{charge}$ .

$$P_{Source} = P_{Ch \text{ arg } e} \quad (3.53)$$

$$P_{Source} = P_{PV} + P_{GD} \quad (3.54)$$

D'où

$P_{GD}$  : Puissance électrique produite par les générateurs diesel.

$P_{PV}$  : Puissance électrique produite par la générateur PV.

En réalité le taux de pénétration PV dans un réseau fluctue continuellement en fonction de la puissance PV générée et de la demande sur le réseau à chaque instant. Ainsi tel que définit à l'équation (3.57), le ratio de la puissance PV générée  $P_{PV}$  sur la demande à un instant donné  $P_L$  traduit nettement mieux le taux de pénétration PV dynamique dans un système [2].

$$T_{PV} = \frac{P_{PV}}{P_{Ch \text{ arg } e}} \quad (3.55)$$

Ainsi que la capacité du système à satisfaire la charge à chaque instant :

$$C = \frac{P_{Source} - P_{Ch \text{ arg } e}}{P_{Ch \text{ arg } e}} \quad (3.56)$$

L'objectif ici est de trouver la configuration optimale (en terme : du taux de pénétration solaire et donc du nombre de module PV) qui couplée à la meilleure stratégie de gestion permettra d'avoir un coût minimal de production de l'électricité pour un profil de charge donné. L'analyse du système est ainsi basée sur une "fonction coût" ou "fonction objective" du système à minimiser.

### 3.3. Dimensionnement d'un système hybride PV/Diesel :

Dans les systèmes hybrides PV/Diesel, la conception de système doit associer les deux générateurs et les moyens de stockage de manière à satisfaire deux objectifs :

- Assurer une production suffisante pour couvrir l'ensemble de la charge chaque instant.
- Garantir le coût minimum de l'énergie produite.

Cette phase de conception s'appelle le dimensionnement. Il s'agit notamment de déterminer quelle sera la puissance et la capacité des différents éléments. Cependant, à cause de la nature intermittente de la source photovoltaïque, le dimensionnement du système s'avère difficile et doit en toute rigueur, dépendre à la fois des caractéristiques météorologiques et le profil de charge.

La conception de la centrale hybride PV/Diesel exige aussi la sélection de la combinaison la plus appropriée des sources d'énergie, des convertisseurs et du système de stockage, ainsi que l'implémentation d'une stratégie de fonctionnement efficace.

En effet, comment dimensionner chacun des éléments en termes de puissance et de capacité afin d'assurer une alimentation permanente de la charge, tout en obtenant une énergie au moindre coût?

### 3.3.1. Dimensionnement le système solaire PV :

Un paramètre important à prendre en compte dans l'étude du dimensionnement un système hybride PV/Diesel est le degré ou le taux de pénétration de l'énergie solaire dans la centrale Hybride.

Avant de procéder à toute analyse de l'état de l'art des technologies concernées par la réalisation d'une centrale photovoltaïque, il apparaît nécessaire de fixer des hypothèses pour les comparaisons, c'est à dire de définir une procédure de dimensionnement de la surface de captation. Ce dimensionnement peut se faire selon deux grandeurs complémentaires [37] :

- L'énergie,
- La puissance

Le caractère fluctuant et aléatoire du rayonnement solaire, le fait qu'en utilisation finale ce soit des kWh qui soient vendus, conduisent à concevoir un dimensionnement du captage dont la grandeur "**ENERGIE**" soit parfaitement évaluée.

Néanmoins, on conçoit bien que pour le dimensionnement d'autres sous-systèmes (câblage, stockage, convertisseurs, etc.,...) il soit nécessaire de bien connaître l'amplitude des fluctuations du courant, donc de connaître la grandeur "**PUISSANCE**".

**A. Le dimensionnement en "puissance installée" :** Avec une irradiation conventionnée à 1 kW/m à 25°C, la surface de panneaux à installer est inversement proportionnelle à leur rendement. Le dimensionnement n'est alors fonction que des modules.

(Surface de modules installée), = 10 000 m<sup>2</sup>

Ce dimensionnement a le mérite d'être simple mais assez trompeur car d'une part, la puissance annoncée d'un (1MW) ne sera atteinte que très exceptionnellement et d'autre part, il ne donnera aucune information sur l'énergie disponible à la sortie des modules [37].

**B. Le dimensionnement en "énergie annuelle" :** Nous entendons par « énergie récupérable » l'énergie incidente arrivant sur toute la surface des panneaux plans, et par « énergie récupéré », l'énergie qui est effectivement convertie en électricité avec un rendement donné (actuellement varie entre 12 et 20% selon la technologie utilisé). L'énergie récupérable annuellement est maximum pour un angle d'inclinaison optimal, c.-à-d. le rendement énergétique de la centrale solaire PV est maximum.

Par exemple pour fournir en moyenne 1MW en sortie panneau tout au long de l'année, l'énergie récupérée doit être 8760MWh soit  $31.53610^{12}$  j.

Il faut donc  $\frac{31,536.10^{12}j}{5,9.10^8j/m^2}$  soit (**surface de module installée**)<sub>2</sub>= **53450 m<sup>2</sup>**.

Ce dimensionnement est quelque sorte, plus honnête que le précédent, mais d'un part, il suppose un stockage de capacité infinie (ce qui équivaut à la combinaison avec une autre source), d'autre part, il implique une puissance crête de 5.3MW, laquelle serait atteinte l'été à midi, s'il n'y avait pas de pertes dues à la température, à l'adaptation de la charge.

Entre les deux cas limites précédentes, il existe toute une pléiade de méthodologie du dimensionnement parmi les quelles la méthode suivant.

**C. Le dimensionnement "intermédiaire" ou "hybride" :** Cette méthode de dimensionnement englobe les deux grandeurs « **énergie** » et « **puissance** ». Les mois les plus ensoleillés sont pris comme mois de référence. Le dimensionnement de la captation est défini de façon normative pour le jeu des quatre paramètres suivants :

**G :** l'irradiation quotidienne globale horizontale moyenne divisée par la durée d'insolation quotidienne moyenne au site choisi et pour les mois de référence.

**η:** Le rendement énergétique moyen d'un module PV choisi, pendant les heures d'insolation, au site donné et pour les mois de référence.

**x :** pourcentage d'amélioration ou dégradation du rendement apporté par un type choisi d'orientation, par rapport au plan horizontale au site donné et pour les mois de référence

**S :** L'aire (surface) de panneaux à installer.

La norme « P » est la valeur moyenne de la puissance recueillie pendant les périodes d'insolation des mois de référence.

Pour prendre en compte les pertes de rendement en aval de la captation, « P » est surdimensionné d'un pourcentage arbitraire par rapport à la valeur de 1MW spécifiée.

Ainsi le dimensionnement est défini par la relation :

$$(1 \pm x) \cdot \eta \cdot G \cdot S = P \quad (3.57)$$

On souligne qu'il y'a insolation quand le rayonnement direct I, est supérieur à 100W/m<sup>2</sup>. C'est la définition la plus généralement acceptée.

**Remarque ;**

En pratique, les valeurs médianes d'irradiation sont plus significatives que les valeurs moyennes pour ce qu'on peut attendre d'un captage PV procédant d'une Intégration à l'échelle de la journée [37].

Actuellement dans de l'Algérie, les seules données météorologiques disponibles sont fournies sous forme d'heures d'insolation et sous forme d'irradiation globale mensuelle sur un plan horizontal mesurée par un pyranomètre. Ceci permet d'atteindre la valeur moyenne de G mais non la valeur médiane. Le dimensionnement se fera donc à l'aide de la valeur moyenne de "G". Si le besoin de travailler avec un ensoleillement réel se fait sentir, on prendra pour G sa valeur correspondante à l'année réelle qui s'approche le plus de l'année moyenne statistique.

**3.3.2. Dimensionnement des convertisseurs :** Le dimensionnement des convertisseurs (DC/DC ou DC/AC) dépend à la puissance crête du champ PV. Alors La puissance nominale totale du convertisseur installé est définie.

$$P_{Nom, Conver} = \eta_{Conver} \cdot P_{Max, PV} \quad (3.58)$$

Avec :

$\eta_{Conver}$  : Le rendement de convertisseur.

$P_{Max,PV}$  : La puissance crête du champ PV

**3.3.3. Dimensionnement des générateurs Diésel :** La puissance nominale totale des générateurs Diesel installés doit satisfaire le pic de charge (car le système doit pouvoir à tout moment satisfaire la demande). Il est préférable d'avoir plusieurs générateurs Diesel (GD) opèrent en parallèle avec même puissance nominale et même durée de vie et un même taux de charge est fixé pour tous les générateurs Diesel en fonctionnement. Ainsi la puissance PV installée (puissance crête) est inférieure à la puissance totale des générateurs Diesel [38].

L'activation et désactivation des générateurs diesel dépend à la variation de charge et au niveau de charge des batteries recommandé par système de supervision ou choisi par le concepteur en fonction de taux de la charge des générateurs diesel en marche.

**3.3.4. Dimensionnement de systèmes de stockage :** Dans les petits systèmes hybrides la puissance nominale de systèmes de stockage doit satisfaire le pic de charge afin de pouvoir alimenter la charge pour une durée relativement longue (des heures ou même des jours). Dans les centrales hybrides de grandes échelles, il est utilisé pour éliminer les fluctuations de puissance à court terme [15] alors le dimensionnement de système de stockage dans ce cas est dépend aux :

- La Stratégie de gestion/fonctionnement et le système de supervision/commande de la centrale hybride PV/Diésel.
- Nombres des générateurs Diesel.

La puissance nominale des batteries est exprimé toujours à partir des puissances des autre éléments, tout en tenant compte les rendements des convertisseurs associés les générateurs PV et les batteries.

$$P_{BAT(i)} = \eta_{convPV(i)} \times P_{PV(i)} + P_{GD(i)} - P_{Charge(i)} \quad (3.59)$$

Le stockage d'énergie est généralement réalisé grâce aux batteries du type plomb-acide. Les batteries nickel-cadmium sont rarement utilisées.

### 3.3.5. Principes d'optimisation énergétique d'un centrale hybride PV/Diésel

Le terme optimisation est plutôt vague, d'où la question : que faut-il optimiser? Les coûts, les impacts environnementaux, ou le rendement énergétique? Voila la première question à laquelle il faut répondre, car elle permet de définir les témoins et les variables d'essai du système à optimiser.

**A. Optimisation énergétique d'un centrale hybride PV/Diésel :** L'optimisation énergétique d'une centrale hybride PV/Diésel a pour objectif de satisfaire trois exigences importantes dans le système, soit:

1. La somme des puissances de sortie de chaque générateur en fonctionnement, doit être égale à une puissance demandée (référence).
2. d'extraire le maximum de puissance du système PV, tant que la matière primaire de ce source (solaire) est gratuit;
3. De maintenir la tension du bus AC stable (réseau électrique).

En effet la puissance fournie par le système PV est considérée comme une source non contrôlable (une perturbation) et la puissance fournie par les générateurs Diésel est considérée comme source contrôlable.

La somme des puissances de sortie de chaque générateur en fonctionnement, doit être égale à une puissance de référence que l'on s'est engagé à fournir à un réseau pour chaque période. Alors L'optimisation énergétique recherchée du système se résume à la résolution du système suivant :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{i,t} U_{i,t} = PD_t \Rightarrow P_{PV,t} + P_{GD,t} = PD_t \quad (3.60)$$

Avec les contraintes  $P_{PV,t} = P_{PV,Max}$

$t$  (Temps en heures)  $\in [1 ; 24]$ .

$P_{i,t} U_{i,t}$  : Puissance fournie par l'unité  $i$  à l'heure  $t$ .

$PD_t$  : représente la demande prévue des charges à une heure quelconque  $t$ .

$P_{GD,t}$  : Puissance électrique produite par les générateurs diesel à l'heure  $t$ .

$P_{PV,t}$  : Puissance électrique produite par la générateur PV à l'heure  $t$ .

**B. Optimisation économique d'un centrale hybride PV/Diésel :** Elle regroupe les coûts initiaux, les coûts actualisés d'opération et de maintenance du système sur une période donnée ou sur toute la durée de vie du système. L'actualisation de ces coûts est faite selon qu'il s'agisse des opérations courantes (coût d'opération et de maintenance des groupes diesels et coût de maintenance des modules PV) ou non courantes (coûts de remplacement des générateurs diesels, des onduleurs,...). On peut donc écrire [31]

$$C_{syst} = n_{mod.PV} \cdot C_{u.mod.PV} + BOS_{PV} + CA_{m.PV} + \sum_{i=1}^{n_{GD}} C_{u.GDi} + BOS_{GD} + CA_{OS} + CA_{vr} \quad (3.61)$$

$n_{mod.PV}, n_{GD}$  ; Respectivement le nombre de module PV et le nombre de générateurs diésel du système.

$C_{u.mod.PV}$  : Cout unitaire de module PV.

$BOS_{PV}$  : Balance de système PV (englobe les couts : de structure de soutien des modules, de la fondation, du câblage, des équipements de contrôle et des onduleurs).

$BOS_{GD}$  : Balance de générateurs diésel.

$C_{u.GD}$  : Cout unitaire de générateurs diésel.

$CA_{m.PV}$  : Cout actualisé de maintenance de générateurs PV et exprimé par :

$$CA_{m.GPV} = PW_c \cdot C_{m.GPV} \quad (3.62)$$

$C_{m.GPV}$  : Cout annuel de maintenance du générateurs PV.

$CA_{os}$  : est la fonction qui regroupe tous les coûts actualisés dépendant de la stratégie de gestion :

$$CA_{os} = CA_{remGD} + CA_{remOnd} + CA_{m.GD} + CA_{O.GD} \quad (3.63)$$

$CA_{remGD}$  : Coût actualisé de remplacement des générateurs diesel donné par :

$$CA_{remGD} = PW_{nc} \cdot C_{remGD} \quad (3.64)$$



$C_{rem.GD}$  : est le coût annualisé de remplacement des générateurs diesels (il correspond au coût annualisé d'acquisition).

$CA_{rem.Ond}$  : Coût actualisé de remplacement des onduleurs donné par :

$$CA_{remOnd} = PW_{nc} \cdot C_{remOnd} \quad (3.65)$$

$C_{remOnd}$  : est le coût annualisé de remplacement des onduleurs (il correspond au coût annualisé d'acquisition).

$CA_{m.GD}$  : Coût actualisé de maintenance des générateurs diesels. Il est donné par :

$$CA_{m.GD} = PW_c \cdot C_{m.GD} \quad (3.66)$$

$C_{m.GD}$  : est le coût annuel de maintenance des générateurs diesels fonctionnant à 1500 tr/mn donné par la relation suivante :

$$C_{m.GD} = \sum_{i=0}^{nGD} \left\{ \frac{[(0.242 + 0.3505 \cdot P_{GD.i.nom}) \cdot 15,2 + 120,2]}{600} \cdot 1,18.500 \cdot T_i \right\} \quad (3.67)$$

Avec

$T_i$  : la durée annuelle de fonctionnement du générateur (en heure).

$CA_{O.GD}$  Coût actualisé d'opération des générateurs diesel et est donné par :

$$CA_{O.GD} = PW_c \cdot C_{O.GD} \quad (3.68)$$

Où,  $C_{O.GD}$  le coût annuel d'opération des générateurs diesels, s'exprime comme suit :

$$C_{O.GD} = C_{u.f} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos(\varphi) \cdot 365 \cdot \sum_{t=1}^{25} \sum_{i=0}^{nGD} [I_{GD.i.max} \cdot U_{GD.i.max} \cdot (\alpha \cdot x_{GD.i}(t) + \beta) \cdot \varepsilon_i(t)] \quad (3.69)$$

Avec

$C_{u.f}$  : Comme coût actuel d'un litre de combustible.

$PW_c$ ,  $PW_{nc}$  sont respectivement les facteurs d'actualisation des dépenses courantes et non courantes et sont exprimés comme suit :

$$PW_c = \frac{\left( \frac{1+e}{1+i} \right) \left[ \left( \frac{1+e}{1+i} \right)^{na} - 1 \right]}{\left( \frac{1+e}{1+i} \right) - 1} \quad (3.70)$$

$$PW_{nc} = \frac{\left( \frac{1+e}{1+i_{adj}} \right) \left[ \left( \frac{1+e}{1+i_{adj}} \right)^{na} - 1 \right]}{\left( \frac{1+e}{1+i_{adj}} \right) - 1} \quad (3.71)$$

$e$  : Taux d'inflation.

$i$  : Taux d'intérêt ou Taux d'actualisation ;

$na$  : Durée de vie du système (Durée de vie de l'analyse) ;

$i_{adj}$  : est le taux d'intérêt ajusté pour les dépenses non courantes et est donné par :

$$i_{adj} = \frac{(1+e)^p}{(1+e)^{p-1}} - 1 \quad (3.72)$$

$P$  : est le temps entre deux dépenses non courantes

$CA_{vr}$  : Valeur de récupération actualisée du système. Elle est donnée par :

$$CA_{vr} = PW_r \cdot C_{vr} \quad (3.73)$$

D'où

$C_{vr}$  : Valeur résiduelle actualisée d'un composant du système après un certain temps de fonctionnement. Elle est donnée par :

$$C_{vr} = PW_r \cdot \sum_{comp} C_{comp} \cdot \frac{T_r}{T_t} \quad (3.74)$$

$C_{comp}$  : est le coût d'achat du composant,  $T_r$  durée de vie restante,  $T_t$  sa durée de vie totale et

$PW_r$  : Le facteur d'actualisation des valeurs résiduelles donné par :

$$PW_r = \frac{1}{(1-i)^{na}} \quad (3.75)$$

Finalement la "fonction objective " se déduit de tout ce qui précède.

L'optimisation recherchée du système se résume à la résolution du système (très complexe à résoudre) suivant :

$$\text{Min}[C_{syst} = f(n_{\text{modu.PV}}, P_{GD_i, \text{nom}})] \quad (3.76)$$

$$\text{Avec les contraintes } E_{GD}(t) + E_{PV}(t) = D_p(t) \quad (3.77)$$

Avec  $t$  (temps en heures)  $\in [1 ; 24]$  et  $x_{GD_i}(t) \in [0,7 ; 0,9]$ .

Avec,  $E_{GD}(t)$ ,  $E_{PV}(t)$  et  $D_p(t)$  et respectivement la production horaire du parc des générateurs diesels, la production horaire du générateur PV et la demande horaire en puissance.

Par exemple, le coût de carburant des générateurs diesel peut être utilisé aussi comme critère d'optimisation, sous forme de durée de fonctionnement des générateurs diesel (coût de carburant proportionnel au fonctionnement des générateurs diesel).

### 3.3.6. Outils pour optimisation d'une centrale hybride PV/Diésel

Les logiciels de dimensionnement sont des outils indispensables pour l'analyse et la combinaison des différentes combinaisons possibles des sources utilisées dans les centrales hybrides. Les principaux facteurs du dimensionnement sont : les conditions environnementales du site (vitesse du vent, éclairage énergétique, température, humidité), le profil de charge, les préférences et les demandes du client, les ressources financières, la disponibilité de la technologie et le support technique. Il existe plusieurs logiciels de dimensionnement et de simulation de SEH: HOMER, SOMES, RAPSIM, SOLSIM, INSEL, etc. [1].

Le logiciel HOMER [6] a été utilisé pour dimensionner le centrales hybrides étudié dans le cadre de ce travail. HOMER c'est un outil développé par « National Renewable Energy Laboratory » (NREL), capable de dimensionner et d'optimiser une centrale hybride contenant différents composants : éolienne, PV, micro-hydrocentrale, diesel, réseau, pile à combustible et batteries. Cet outil exécute des simulations pour toutes les configurations possibles du système dans le but de vérifier si elles sont réalisables. HOMER estime ensuite le cout d'installation et de fonctionnement du système et propose une liste de configuration.

Le dimensionnement et le fonctionnement des composantes de la centrale hybride PV/Diésel doivent tenir compte des variations de la charge et de l'irradiation solaire disponible pour maximiser l'utilisation des ressources renouvelables. Les sources du de la centrale hybride PV/Diésel étudié sont dimensionnées avec HOMER. Toutes données nécessaires sont disponibles dans la base de données fournie avec le logiciel HOMER.

Le logiciel HOMER permet de dimensionner de la centrale hybride PV/Diésel, à travers une méthode de calcul basée sur des modèles mathématiques purement numériques assurant [1]:

- ✚ L'estimation du rayonnement solaire journalier et annuelle reçu au niveau du site d'implantation;
- ✚ L'estimation du besoin énergétique de l'installation (charge DC ou AC);
- ✚ Le calcul de la taille du générateur photovoltaïque (GPV) nécessaire, basant sur le calcul du rendement de module PV, ainsi que mode de leurs branchements (séries/parallèles);
- ✚ Le calcul de la capacité du champ de stockage d'énergie électrique (les batteries) et leurs modes de branchement (séries/parallèles);
- ✚ Le calcul de la puissance et nombre des générateurs diésel, basant sur le taux de charge optimale de chaque générateurs Diesel et nombre de démarrage des générateurs Diésel, ainsi que prix de carburant.
- ✚ Le calcul du coût global de l'installation.

### **3.4. Stratégie de gestion d'un centrale hybride PV/Diésel.**

L'objectif de cette partie est de mettre au point une stratégie de contrôle du transfert énergétique entre les différents équipements de la centrale hybride PV/Diésel.

#### **3.4.1. Problèmes rencontrés dans le fonctionnement des centrales hybrides**

Compte tenu de la nature aléatoire de l'énergie solaire, la difficulté principale des centrales hybrides PV/Diésel est de pouvoir produire à chaque instant l'énergie demandée par la charge. Le moyen le plus simple d'éviter une augmentation du risque de ne pas satisfaire complètement la charge est de faire fonctionner de la source solaire PV et les générateurs diesels en parallèle, de façon continue (au moins un générateur diesel doit fonctionner sans arrêt) [17]. Dans ce type de fonctionnement, la source solaires PV agissent comme une charge négative, en réduisant la charge moyenne des générateurs diesels. Ces derniers peuvent fonctionner à une puissance très basse, mais l'économie de carburant est modeste à cause du rendement très faible (en fonctionnement à vide, la consommation de carburant s'estime à 25-30% de la consommation à pleine charge) [18]. Ainsi, garder un moteur diesel au régime de ralenti pour une demande de puissance nulle suppose une consommation de carburant non négligeable si l'énergie solaire PV est suffisante pour alimenter la plupart de la charge, la quantité de carburant économisé peut alors être augmentée en faisant fonctionner les générateurs diesels par intermittence [5]. En fonctionnement intermittent, les générateurs diesels démarrent et s'arrêtent en fonction de la variation de l'énergie solaire PV et de la charge. Le nombre de cycles démarrage/arrêt des générateurs diesels peut, par conséquent, être élevé. Le problème dans ce cas est l'usure prématurée des générateurs diesels et de leurs démarreurs [20]. Un autre problème devant être pris en compte quand le générateur diesel fonctionne par intermittence est le temps nécessaire pour le démarrage et l'arrêt. Le système peut, par exemple, s'effondrer subitement pendant le démarrage du générateur diesel, si l'énergie solaire PV diminue plus vite que le temps nécessaire pour la phase de démarrage.

Il arrive parfois que la production d'énergie solaire PV soit plus importante que la consommation de la charge. Si l'excès d'énergie dans le réseau ne peut pas être éliminé, la production d'énergie renouvelable doit alors être limitée ou même arrêtée. En général, les systèmes sans stockage utilisent une charge de délestage (ballast) pour maintenir l'équilibre énergétique et la stabilité de la fréquence. D'autres applications nécessitent des systèmes de commande supplémentaires pour maintenir la qualité de la tension. Tous ces dispositifs, tels que les charges de délestage et les systèmes de commande, augmentent le coût d'investissement qui peut ne pas être justifié par les avantages du système hybride PV/Diésel. Seule une stratégie de commande adéquate peut permettre d'intégrer de manière optimale différents composants et donc de rendre le système rentable. Une autre perturbation qui peut poser des problèmes est la surtension. Une surtension peut être causée par un court circuit, l'arrêt d'une charge importante ou la connexion d'un banc de condensateurs.

Donc, les facteurs peuvent affecter le fonctionnement d'un centrales hybrides PV/Diésel sont résumés comme suit :

- **Les variations de la charge à long terme** : les régions isolées avec des petits réseaux électriques peuvent subir des changements rapides dans leurs besoins en électricité (généralement, la demande augmente).
- **Les variations de la charge à court terme** : en général, la demande en électricité varie beaucoup sur des intervalles de temps assez courts, de l'ordre de quelques minutes. Des valeurs minimales sont suivies par des pics.
- **La nature intermittente de l'énergie solaire.**
- **Les perturbations du réseau** : les défauts, tels que les courts circuits, peuvent non seulement arrêter les systèmes, mais aussi, au pire des cas, détruire certains composants.

La stratégie de gestion doit donc gérer les modes de compensation de puissance à court terme ou à long terme. Elle permet de contrôler le démarrage des générateurs diesel, de contrôler les cycles de charge/décharge des batteries et d'exploiter le charge de délestage (ballast) pour dissiper les excédents de puissance et pour améliorer la qualité de la puissance transmise au réseau, en terme de fluctuation et d'harmoniques.

L'utilisation de plusieurs générateurs diesel permet ici de limiter le dimensionnement du système de stockage et donc son coût. Durant la journée, l'énergie produite par le parc PV alimente les charges avec un seul générateur diesel et permet de recharger les batteries. Les autres générateurs diesel se mettent en route automatiquement et successivement en fonction de l'augmentation de charge (demande), de la variation des conditions atmosphériques (ensoleillement) et de la puissance fournie par le parc solaire et les batteries. Les générateurs sont ainsi utilisés au maximum de ces possibilités et la consommation de fuel est minimale.

La mise en place de la stratégie de commande passe par deux étapes:

Dans un premier temps, on réalise une répartition initiale, basée sur les constantes de temps de chacune des charges et sources, pour donner les consignes primaires (**mode de fonctionnement et exploitation**) qui sont utilisées par le module de décision.

Dans un deuxième temps, on établit l'ordre de priorité pour chaque élément (**système de supervision**). Cette partie permet d'exprimer les consignes finales pour les générateurs diesel, batteries et le charge de délestage (ballast). La connaissance du comportement énergétique de

chacune des sources et charges est nécessaire pour la mise au point de la stratégie de gestion d'énergie.

Production	Consommation
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Système PV</li> <li>• Générateurs Diésel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réseau/charge</li> <li>• Charge de délestage (ballast)</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Batteries</li> </ul>	

Tableau 3.4: classification des sources et charge dans un système PV/Diésel

Dans l'équation (3.78), La convention de signes utilisée est comptée positive pour les éléments qui fournissent de l'énergie et négative pour ceux qui en absorbent. Les générateurs Diésel doit toujours recevoir des consignes positives, les charge de délestage (ballast) ne reçoit que des consignes négatives. Quant à la batterie, elle agit de manière bidirectionnelle et elle est considérée comme une source/charge.

$$\begin{aligned}
 P_{PV} + P_{GD} + P_{batt} + P_{Ballast} - P_{DC} - P_{res} &= 0 \\
 \Delta P_{ref} = P_{PV} - P_{res} &= -P_{GD} - P_{batt} + P_{DC} - P_{Ballast} \\
 \Rightarrow -\Delta P_{ref} &= P_{GD} + P_{batt} + P_{Ballast} - P_{DC}
 \end{aligned}
 \tag{3.78}$$

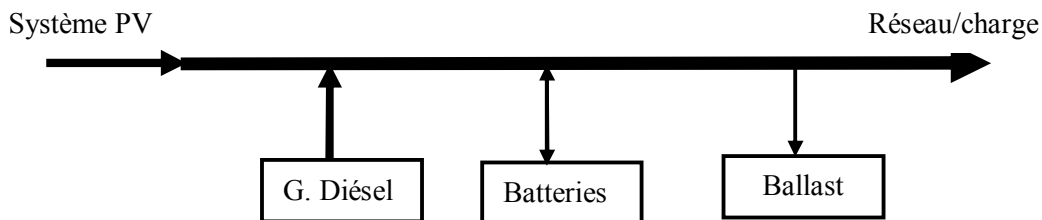


Figure 3.14 : Ecoulement de puissance dans la centrale hybride PV/Diésel.

### 3.4.2. Modes de fonctionnement d'une centrale PV/Diésel (consignes).

En fonction des besoins, la centrale hybride PV/Diésel dispose de différents modes de fonctionnement :

- Charge de base
- Prévission
- Charge maximale

**A. Fonctionnement en mode « charge de base » :** Le mode de fonctionnement « charge de base » a pour objectif de garantir une puissance électrique constante, indépendamment des conditions d'ensoleillement. Les variations du profil de l'irradiation solaire sont compensées par les générateurs Diésel et système de stockage. Pour cela l'énergie produite supérieure à la demande est stockée. Dans les phases d'ensoleillement faible, les générateurs diésel pour compensation le manque. Du point de vue du réseau d'alimentation en énergie électrique, les générateurs diesel se présentent comme une centrale de base.

#### Utilité :

- Intermittence de source solaire n'influe pas sur la puissance demandée.
- Puissance d'alimentation planifiable.
- Utilisation efficace du générateur solaire PV.

**B. Fonctionnement en mode « prévission » :** À travers le mode de fonctionnement « prévission », on cherche à suivre si possible de façon précise la prévission de rendement de la centrale hybride. Cela signifie pour l'exploitant du réseau que le rendement de l'installation est très

précisément planifiable. Sur la base des valeurs des prévisions du ensoleillement et en prenant en considération le potentiel maximal de réglage de la centrale hybride, une prévision horaire de la puissance d'alimentation de la centrale hybride est donnée huit heures à l'avance. Ensuite, la centrale suit ces valeurs prévisionnelles. La fonction se rapproche ainsi du mode de fonctionnement « charge de base », cependant la valeur de puissance d'alimentation garantie varie toutes les heures.

**Utilité :**

- Garantie pratiquement à cent pour cent de la puissance pronostiquée.
- Exploitation planifiable de la centrale.
- Avantage du modèle de charge de base.

**Caractéristiques de ce mode de fonctionnement :**

- La puissance constante prévisionnelle est maintenue dans des créneaux horaires constants.
- Le principal critère de décision est le rendement prévisionnel de l'énergie solaire.
- Une prévision horaire est donnée huit heures à l'avance.

**C. Fonctionnement en mode «charge maximale » :** Dans ce mode de fonctionnement, la puissance d'alimentation est définie par la courbe de charge du réseau. Alors le générateur solaire PV soutient la centrale diesel pour couvrir la courbe de charge du réseau durant les heures ensoleillées. Le reste du temps, La centrale diesel alimente directement le réseau.

**Utilité :**

- Bon intégration d'énergie solaire dans le système d'énergie.
- Adaptation de la production en fonction du besoin de puissance électrique sur le réseau.
- Renforcement les générateurs diesel.

**Caractéristiques de ce mode de fonctionnement :**

- La puissance constante prévisionnelle est maintenue dans des créneaux horaires constants
- Le principal critère de décision est constitué par la courbe de charge et irradiation solaire.
- Une prévision horaire (la courbe de charge et irradiation solaire) est donnée 24 heures à l'avance.

**3.4.3. Système de supervision et commande d'une centrale PV/Diesel (décision)**

Le concept de centrale hybride PV/Diesel a pour objectif de mutualiser la gestion de différents sources afin qu'ils soient économiquement plus rentables et mieux contrôlables par les gestionnaires. Alors la supervision d'une centrale hybride PV/Diesel peut être généralement divisée en plusieurs niveaux selon l'échelle de temps considérée. La supervision d'une centrale hybride peut être divisée en quatre niveaux selon l'échelle de temps comme le montre la figure 3.15. Le schéma montre les problématiques associées l'échelle de temps et les services rendus.

**A. La supervision court-terme (niveau 1)** permet de fournir la puissance de référence de chaque élément constituant la centrale hybride de manière à garantir les engagements pris sur la fourniture de puissance et les services système. La supervision temps réel nous oblige à limiter le temps de calcul des algorithmes de supervision et à limiter au maximum le nombre de grandeurs à mesurer.

**B. La supervision moyen-terme (niveau 2)** permet de fournir la puissance de référence de la source hybride, tout en maximisant et en diminuant la fluctuation de la puissance fournie au réseau.

**C. La supervision long-terme (niveau 3)** permet d'affiner la puissance de référence à partir d'une prévision réactualisée. La planification de la production sera basée sur :

- a) Prédiction de la charge;
- b) Prédiction météorologique (à 24 h dans le cas du gisement solaire);
- c) Capacité à jouer sur la demande.

La supervision pluriannuelle (niveau 4) prévoit la production de chaque élément de la source hybride en fonction des cycles annuels de demande et des programmes de maintenance.

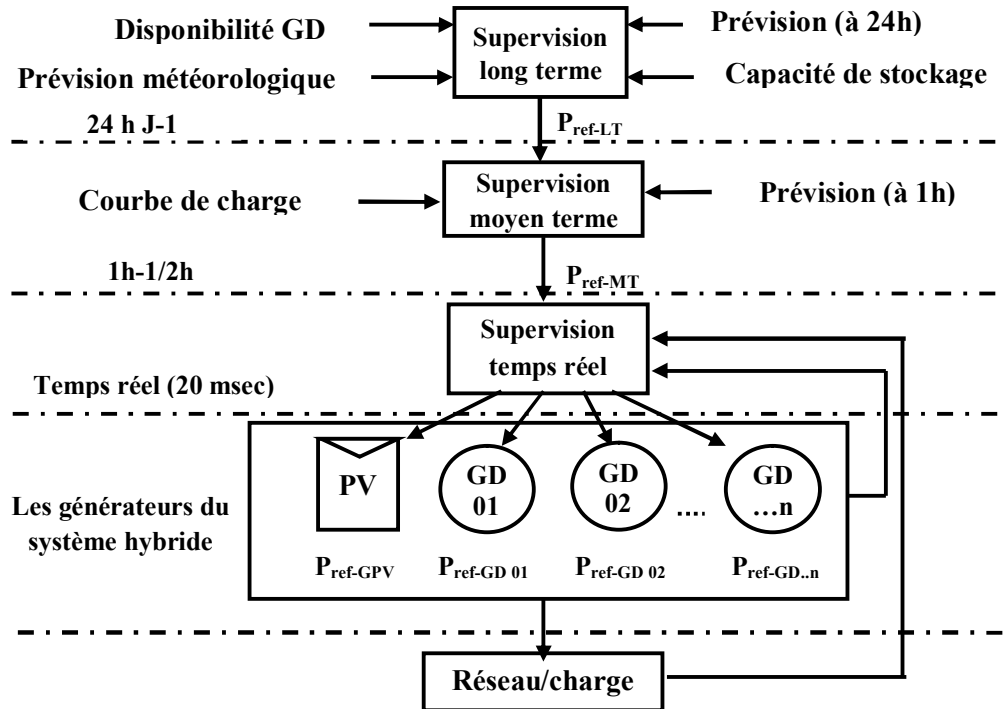


Figure 3.15 : Schéma fonctionnelle d'un système de supervision d'une centrale PV/Diésel.

### 3.4.4. Solution pour la gestion de la réserve de puissance (surplus de puissance)

Pour les centrales hybrides PV/Diésel de moyen ou grand taille, Une autre solution on peut le recourir pour la gestion le surplus de puissance, c'est les charges de délestage telles que des systèmes de pompage ou de traitement de l'eau pourraient être prévues et seraient sollicitées lorsqu'il y a un surplus de puissance ou les générateurs Diésel sont chargés en dessous de leur seuil de fonctionnement optimal.

## Conclusion

La modélisation du système hybride PV/diesel offre des pistes de solutions assez importantes pour une conception optimale de systèmes hybrides PV/Diésel, et montre que les centrales hybrides PV/Diésel pourraient fournir des solutions technologiques rentables.

Dans la centrale hybride PV/Diésel, Nous pouvons utiliser comme sources contrôlable un ou plusieurs générateur diésel et le système photovoltaïque comme une source qui permet de fournir de l'énergie électrique sans aucune pollution et à partir de ressources naturelles gratuites (soleil). Tandis que les batteries électrochimiques et les supercondensateurs peuvent être utilisés comme sources auxiliaires dédiées au stockage de l'énergie afin d'améliorer le comportement de la centrale hybride PV/Diésel électriques en régime transitoire.

Dans le chapitre suivant, nous étudions la faisabilité de l'hybridation d'une centrale Diésel alimentant un réseau isolé en énergie PV.

# Chapitre IV : Hybridation d'une centrale diesel en Photovoltaïque: « étude de pré faisabilité ».



## Introduction

Le couplage d'une centrale solaire PV au centrale Diésel existante est une nouvelle solution technologique très performante pour les centrales Diésel installé au sud algérien, même si cette solution est très complexe comparativement aux centrale diésel seule, elle présente par contre un intérêt évident considérable par leur flexibilité incomparable, leur souplesse de fonctionnement et leur prix de revient vraiment attractif.

Cependant, cette solution exige un dimensionnement préalable basé sur une connaissance approfondie du gisement solaire du site d'implantation, une gestion rigoureuse de l'énergie électrique produite et une étude de faisabilité approfondie de différents composants de la centrale diésel existante.

Dans ce chapitre, nous avons étudié et examiné techniquement et économiquement la faisabilité du d'hybridation d'une centrale diesel en énergie solaire PV avec/sans dispositif de stockage pour un zone rural saharien étant alimenté par un réseau isolé.

Les principaux points à analyser dans un cahier de charge pour hybridation une centrale diesel, sont :

1. Étudier les structures existantes (centrale diésel, réseau isolé et courbe de charge).
2. Potentiel solaire de l'Algérie (notamment au sud de pays).
3. Etude de configuration système PV et les méthodes de l'intégration d'une centrale solaire PV aux parcs diésel (centrale diésel/réseau isolé).
4. Problématique de gestion commande d'une centrale hybride PV/Diésel.
5. Le concept d'une stratégie de gestion, d'exploitation et d'entretien de centrale hybride PV/Diésel.
6. L'estimation des coûts d'investissement et d'exploitation.

La cible ici est de trouver la configuration optimale (en terme : de taux de pénétration solaire, de puissance et de nombre de groupe diesel installés) qui couplée à la meilleure stratégie de gestion permettra d'avoir un coût minimal de production de l'électricité pour un profil de charge donné.

### 4.1. Rappel des contraintes

#### 4.1.1. Enjeux majeurs du projet

Il y'avait un besoin réel d'énergie électrique supplémentaire pour résoudre le problème des interruptions de plus en plus fréquente d'approvisionnement en électricité des usagers dans la sud du pays. En l'absence des études faisable et donnés fiable pour l'utilisation des sources alternatives de production de courant propre à la protection de l'environnement, le gouvernement ne pouvait recourir qu'à une centrale thermique de type diesel ou turbine à gaz. Cependant, la réalisation de ce projet soulevait un certain nombre de problèmes et contraintes qu'il convenait de prendre en compte.

Avant de définir la stratégie qui nous semble optimale pour l'hybridation des centrales diesel en énergie solaire PV, nous rappelons brièvement les contraintes qu'il faut prendre en compte lors de la définition de cahier de charge pour hybridation une centrale diesel en photovoltaïque. Ces contraintes sont classées en trois types, à savoir :

**4.1.2. Contrainte de parc diésel & réseau isolé au sud :** La crise énergétique vécue par le pays (en particulier le sud de pays qui alimente par le parc diésel) au cours de l'été 2011/2012 a mis en lumière les limites du système électrique au grand sud et les lacunes de la politique énergétique (parc diésel et réseaux isolés) de sud de pays.

**4.1.3. Contraintes Naturelles :** Liés au ensoleillement solaire et températures ambiantes qui est très variable aussi bien sur une courte durée que sur une longue durée, d'où le besoin de stocker l'énergie quand il y en a trop et de la libérer quand il n'y en a pas assez.

**4.1.4. Contrainte de prestation Client :** Liée au besoin instantané de temps de réponse nécessaire pour répondre à une disparation brusque de la solaire et donc de l'énergie PV disponible. Cette contrainte impose de ne pas s'autoriser à éteindre complètement le groupe Diesel, quand l'énergie PV disponible n'est pas au moins 1,4 fois l'énergie demandée par la consommation.

**4.1.5. Contrainte de fiabilité :** Liée à l'usure des moteurs Diesels lorsqu'ils tournent à une charge trop faible, ce qui impose qu'à la mise en marche des moteurs Diesel, ceux-ci doivent au moins être chargés à 30% de leur puissance nominale.

**4.1.6. Problèmes de pollution de plus en plus mal vécus par la population :** Les émissions de polluants des centrales diésel de sud de pays (NO<sub>x</sub> et SO<sub>2</sub> essentiellement) sont supérieures aux valeurs limites d'émissions fixées par règlements nationale et mondiale en vigueur.

## **4.2. L'analyse de l'état actuel d'une centrale diésel de la courbe de charge**

### **4.2.1. Audit Énergétique du parc Diesel au grand sud algérien:**

Généralement, Les centrale diésel au sud de pays alimentent les communes et les villages à partir d'un réseau isolé. En effet ils sont constitué de quelques groupes diésel (de 100kw jusqu'à quelle que MW) avec une capacité suffisante pour alimenter un courbe de charge donné.

Ces dernières années, la courbe de consommation d'électricité, dans les régions isolées du grand sud, est en permanente croissance et dépasse de très loin les prévisions moyennes terme arrêtées pour ces localités. D'où la prise de dispositions particulières et urgentes, par la Société Algérienne de Production de l'Electricité, pour assurer la couverture de la charge prévisionnelle durant d'été. Dans les cinq ans derniers, le parc diesel de SONELGAZ au grand sud a été radicalement renforcé et la capacité est passée de 127 MW à 140MW [01].

On peut diviser le parc diesel de SONELGAZ au grand sud en deux types de centrales :

**A. Microcentrale diésel :** elle constitué des petits groupe diésel de quelle que centaines kW, et ses puissance varié de centaines kW jusqu'à 1 MW, généralement pour alimenter les villages isolé ou caserne militaires.

**B. Centrale diésel :** elle constitué des groupe diésel de quelle que centaines kW jusqu'à quelle que MW, ils alimentent des grands réseaux isolé.

#### **4.2.2. La crise d'électricité de l'été 2011/2012**

Avoir réalisé cet audit énergétique, c'est bien évidemment rappeler que la crise de été 2011/2012 a mis en lumière les limites du système électrique : vétusté du parc diesel et production insuffisante à la clé.

Elle souffre de pénurie en électricité et de nombreuses coupures. La construction et l'exploitation des nouvelle centrale diesel est donc nécessaire d'une part pour satisfaire la demande d'électricité et aider au développement de la région et d'autre part pour rajeunir le parc diesel existant.

Pour faire face à cette charge de plus en plus imprévisible, la Société Algérienne de Production de l'Electricité a lancé trois plans d'urgence respectivement en fin 2005, 2007 et 2009. Ces derniers totalisent 127 groupes pour une puissance installée globale avoisinant les 140 MW.

#### **4.2.3. Les leçons de la crise énergétique d'été 2011/2012**

Le constat porte à la fois sur le niveau de performance du parc diesel, caractérisé par un investissement chronique dans les moyens de production classiques (diesel et gaz naturel) et l'insuffisance manifeste des politiques engagées depuis deux décennies en sud algérien.

- **Un parc de production inadapté aux besoins du sud algérien**

En premier lieu, la crise de l'été 2011/2012 résulte de l'état du parc de production diesel de réseau isolé. Or, les besoins sont patents, d'une part le parc diesel de sud de pays est vieillissant, et obsolètes et d'autre part, les investissements dans les centrales diesel c'est-à-dire que les mêmes contraintes seront rencontré à l'avenir.

Ainsi, le parc de production diesel au sud pays est en 2012 identique à celui du début des années 2000, ce qui n'est pas tolérable à la fois du point de vue de la satisfaction des besoins que de la protection de l'environnement. Ceci est du à :

- L'échec du plan énergétique consiste sur les moyens de productions conventionnelles (diesel et gaz naturel).
- Une croissance du besoin plus élevée que prévue.

Le plan énergétique tablait sur une croissance des consommations d'électricité ne dépasse pas 8 % par an sur la période 2001 à 2012. Elle atteint en réalité 14 % par an sur la période 2008-2012. Cette différence a trois causes essentielles : l'absence de la politique de maîtrise de l'énergie efficace dans notre pays notamment dans la région de Sahara, le développement socioéconomique de la région et la subvention d'état sur la consommation d'électricité pour la région de Sahara sud de pays, qui a tiré les consommations d'électricité à la hausse. Le parc de production vieillissant n'a pu faire face à cette croissance rapide.

- **Mauvaise qualité de l'électricité en réseau isolé**

Les centrales diesel installées au sud sont conçues pour alimenter deux types de réseaux : des réseaux de moyenne tension (généralement 30kv) isolés ou des réseaux haute tension (220kv/60kv) isolé ou faiblement interconnecté.

Les réseaux isolés, structures vastes et complexes, ont le rôle d'acheminer l'électricité depuis les centres de production jusqu'aux lieux de consommation souvent sur de longues distances. Ces lieux de consommation (communes isolé, villages, casernes, espace agricultures ....etc.) sont dispersés et reparti sur longueur de réseaux.

Le poste de distribution principal élévateur se situe au niveau de la centrale et comporte d'un ou plusieurs départs pour alimenter ces réseaux, qui couvrent les localités voisines.

Bien qu'aucun indicateur ne soit à ce jour disponible, la mauvaise qualité de l'électricité en réseau isolé est de plus en plus mal ressentie par la population. Les causes de cette qualité dégradée peuvent être multiples : capacités de production insuffisantes induisant des baisses de fréquence, réseaux de distribution de l'électricité inadapés générant des chutes de tension, etc.

En tout état de cause, il est indispensable d'une part de disposer d'une connaissance précise de la qualité de l'électricité et des causes des éventuelles défaillances, et d'autre part d'engager les mesures nécessaires à son amélioration, sur la base d'un état réel de la situation partagé par chaque acteur.

Du point de vue de la continuité de la production et de la qualité de l'énergie, les facteurs pouvant affecté le fonctionnement d'un réseau isolé sont:

- Les variations de la charge à court et à long terme,
- Les perturbations du réseau: les défauts, tels que les courts-circuits, peuvent non seulement arrêter le système, mais aussi, détruire certains composants.

Le terme «qualité de l'énergie électrique» fait référence à la stabilité de la tension, à la stabilité de la fréquence du réseau et à l'absence de différents phénomènes électriques comme, par exemple, le flicker ou des distorsions, schémas ci-dessous montre une classification de ces perturbations en fonction de leurs caractéristiques.

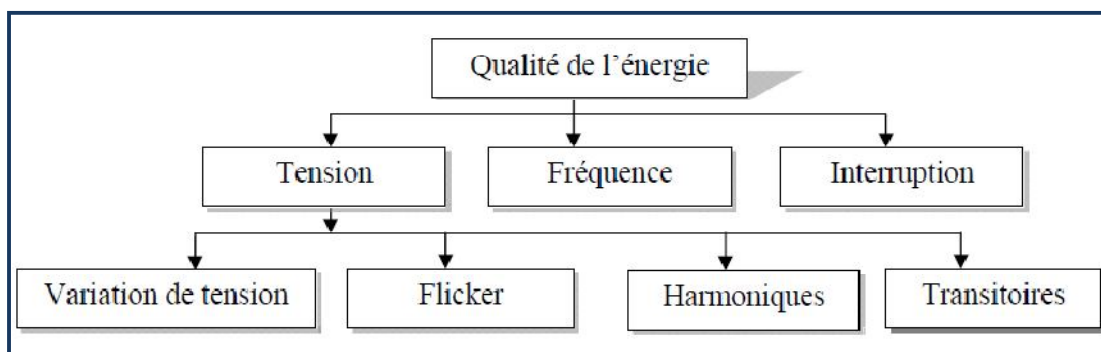


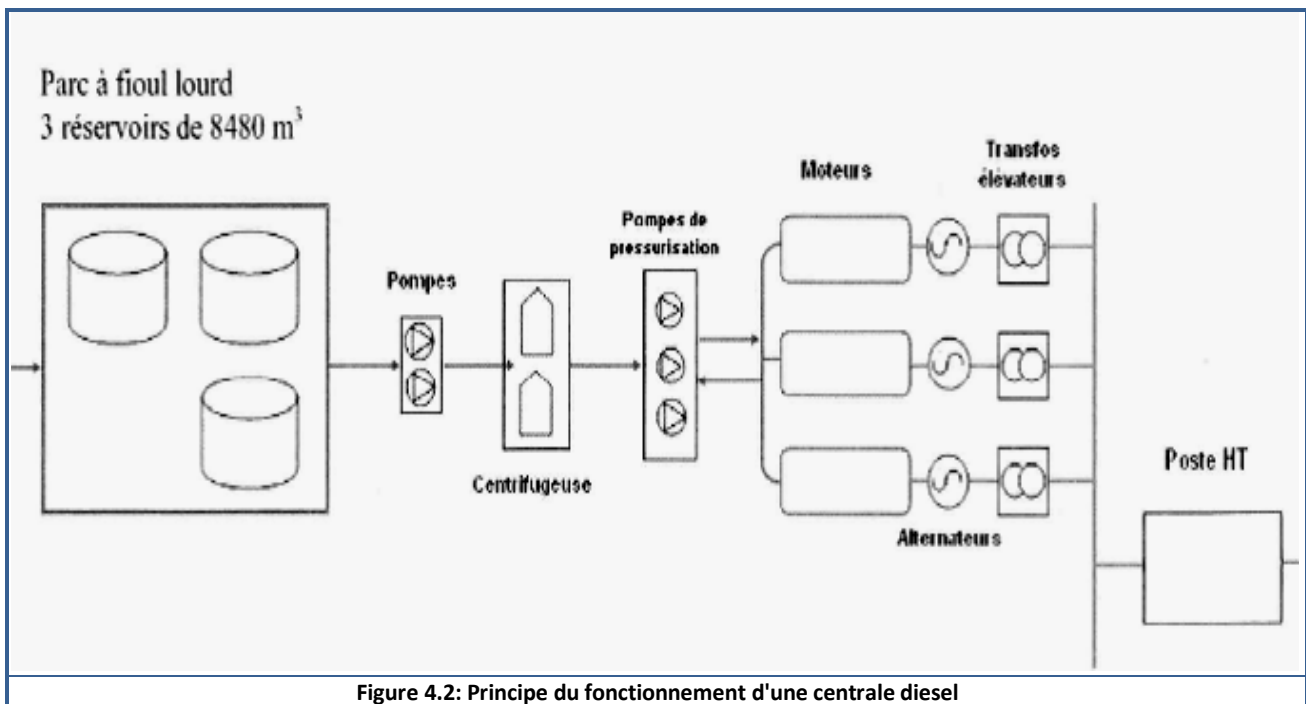
Figure 4.1: différents phénomènes électriques affectés la qualité de l'énergie électrique aux réseaux isolés

- **Problèmes de pollution de plus en plus mal vécus par la population**

Les émissions de polluants des centrales diesel de sud de pays (NOx et SO2 essentiellement) sont supérieures aux valeurs limites d'émissions fixées par règlements nationale et mondiale en vigueur.

#### 4.2.4. Principe du fonctionnement

Les centrales diesel ont produit un courant alternatif avec une fréquence et tension constant et connecté au réseau isolé à travers des transformateurs élévateurs. Elles sont équipées de plusieurs groupes Diesel, identiques comme le montre le schéma ci-après.



Chaque moteur diesel est couplé à un alternateur qui a pour fonction de produire de l'énergie électrique à partir de l'énergie calorifique dégagée par une combustion. Les gaz d'échappements issus de cette combustion sont évacués vers les cheminées. Cette énergie calorifique est transformée classiquement en énergie mécanique utilisable par l'alternateur qui lui-même va la transformer en énergie électrique.

L'énergie électrique ainsi produite est évacuée vers un transformateur puis vers un poste de distribution avant départ sur des réseaux isolés.

Chaque moteur est casematé et implanté dans une cellule individuelle du bâtiment usine ou dans l'aire libre, afin de prévenir la propagation d'incendie éventuel se déclarant sur un moteur, comme cela a été le cas dans l'ancienne centrale. De plus les équipes d'intervention pourront travailler en toute sécurité sur le moteur endommagé, ce qui n'est pas le cas actuellement.

#### 4.2.5. Principales caractéristiques de gestion d'une centrale Diésel

Les générateurs diésel produisent l'énergie électrique à partir d'un alternateur des courants triphasés par 3 bobines identiques, décalées dans l'espace de  $120^\circ$ , produisant 3 f.e.m, de même valeur, de même fréquence, mais déphasées entre elles de  $1/3$  période.

##### A. Les puissances produites par les générateurs diésel

La puissance active est la puissance utile qui est transformée par les récepteurs sous forme mécanique, calorifique, lumineuse.

La puissance réactive ne fournit pas de travail. On peut l'assimiler à une circulation élastique des électrons dont l'énergie passe constamment de la forme potentielle à la forme cinétique et inversement à chaque période, ce qui se produit aux bornes d'un condensateur ou une bobine. La puissance réactive est cependant mesurable, la connaissance de sa valeur est importante pour l'exploitation car des récepteurs consommant trop de puissance réactive demandent une intensité plus élevée et occasionnent donc plus de pertes dans lignes de transport et les générateurs.

La puissance apparente est simplement un produit arithmétique qui est utile au calcul de dimensionnement des machines. Elle caractérise en général la capacité nominale d'un appareil ou d'une machine. Le  $\cos \varphi$  est appelé facteur de puissance, c'est le facteur par lequel il faut multiplier la puissance apparente consommée par un récepteur pour obtenir la puissance active qu'il est capable de transformer.

### **B. Débit sur un ou plusieurs réseaux isolés :**

Dans ce cas de fonctionnement (dit marche ilotée)

- Le générateur règle la fréquence et la tension.
- Le récepteur impose la puissance et le déphasage, donc l'intensité.

### **C. Opérations de couplage et mise en charge de l'alternateur :**

#### **❖ Opérations de couplage**

- Mise en marche de la turbine ;
- Mise en vitesse de la turbine ;
- Mise sous tension de l'alternateur ;
- Mise en place des d.d.p ;
- Fermeture du disjoncteur de couplage lorsque les lampes de phase sont éteintes.

#### **❖ Mise en charge d'un alternateur couplé à un réseau :**

Lorsque les opérations de couplage sont terminées, l'alternateur ne débite aucune puissance (ou une puissance relativement faible).

#### **❖ Flexibilité de fonctionnement**

- Temps de démarrage
- Contribution à la réserve tournante
- Temps nécessaire pour fournir la totalité de la réserve tournante
- Vitesse maximale de variation de la charge

### **4.2.6. L'étude de courbe de charge et des besoins en énergie pour les réseaux isolés.**

Les besoins en électricité au grand sud sont essentiellement de type domestique et agricoles. La climatisation croissante des bâtiments a une grande influence sur les besoins en électricité au sud algérien notamment au période cancale. Donc l'étude de courbe de charge demandée s'appuie sur une analyse :

- des estimations du taux d'accroissement charge pour le réseau isolé ;
- des valeurs observées de la demande en électricité et celles de la charge de pointe pour l'année 2011 et 2012.

Les estimations d'évolutions de charge pour Les réseaux isolés au grand sud s'identifient de la façon suivante:

✚ L'historique de l'évolution de charge annuel des charges de pointe (été) notamment en période tendu de 2008 à 2012 (période d'application de subventions d'état de tarifs d'électricité zone Sahara), ce que on appelle « **l'évolution de charge en profondeur** ».

✚ L'extension des réseaux d'électricité isolée (électrification des nouveaux sites isolés ou création des nouveaux postes HTA/BT) ce que on appelle « **l'évolution de charge en superficiel** ».

Dans le cas optimal de l'énergie, on s'adopte un taux constant de 14%.

Alors, Pour mieux comprendre la problématique de la prévision, on peut de calculer le Taux d'accroissement selon l'historique des années précédents.

$$X = (T_n/T_0)^{1/n} - 1 \quad (4.1)$$

Avec :

X est Taux d'accroissement

T<sub>0</sub> : Taux d'accroissement de l'année initiale.

T<sub>n</sub> : Taux d'accroissement de l'année final.

Les réseaux isolés du sud Algérien connaissent une croissance annuelle de la consommation d'électricité bien supérieure à celle des réseaux interconnectés. Ainsi, pour la période 2008-2012, l'évolution de la consommation d'électricité des réseaux isolés dépasse-t-elle 14 % contre une hausse de 9,6 % pour les réseaux interconnectés. Cette évolution, évidemment différente selon les territoires est imputable à leur croissance démographique, à des changements sociétaux (décohabitation et multiplication du nombre de foyers), mais aussi à une élévation des niveaux de vie qui se traduisent par des taux d'équipement croissants et notamment par la diffusion de la climatisation dans le secteur résidentiel. La climatisation représente désormais 42 % des consommations du secteur résidentiel.

Sachant que les réalisations des puissances maximales atteintes par les centrales diésel dans ces régions isolées du sud Algérien, à ce jour, dépassent les prévisions de charge prévues initialement pour 2020 pour certaines localités, un nouveau plan de développement pour la période 2012-2022 est en cours de préparation [1]. Ce plan s'appuie sur la participation les énergies renouvelables dans les moyens de production de réseaux isolés.

Les coûts de production de l'électricité dans les réseaux isolés plus élevés que sur les réseaux interconnecté, principalement en raison de la plus petite taille des moyens de production, du coût des carburants et de leur acheminement.

### 4.3. Le potentiel solaire en Algérie

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur le quasi totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m<sup>2</sup> est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700KWh/m2/an au Nord et 2263 kWh/m2/an au Sud du pays.

#### 4.3.1. Potentiel solaire des différentes régions d'Algérie

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sud (Sahara)
Superficie (%)	4	10	<b>86</b>
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	<b>3500</b>
Energie moyenne reçue (KWh/m2/an)	1700	1900	<b>2650</b>

Le sud d'Algérie (Sahara) est le site le plus ensoleillé dans le pays et plus favorables pour la production d'énergie solaire. Le choix d'énergie solaire PV pour hybridation les centrales diésel au grand sud a été basées sur le potentiel solaire existant dans cette région. Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh.

### 4.3.2. Évaluation du Gisement Solaire

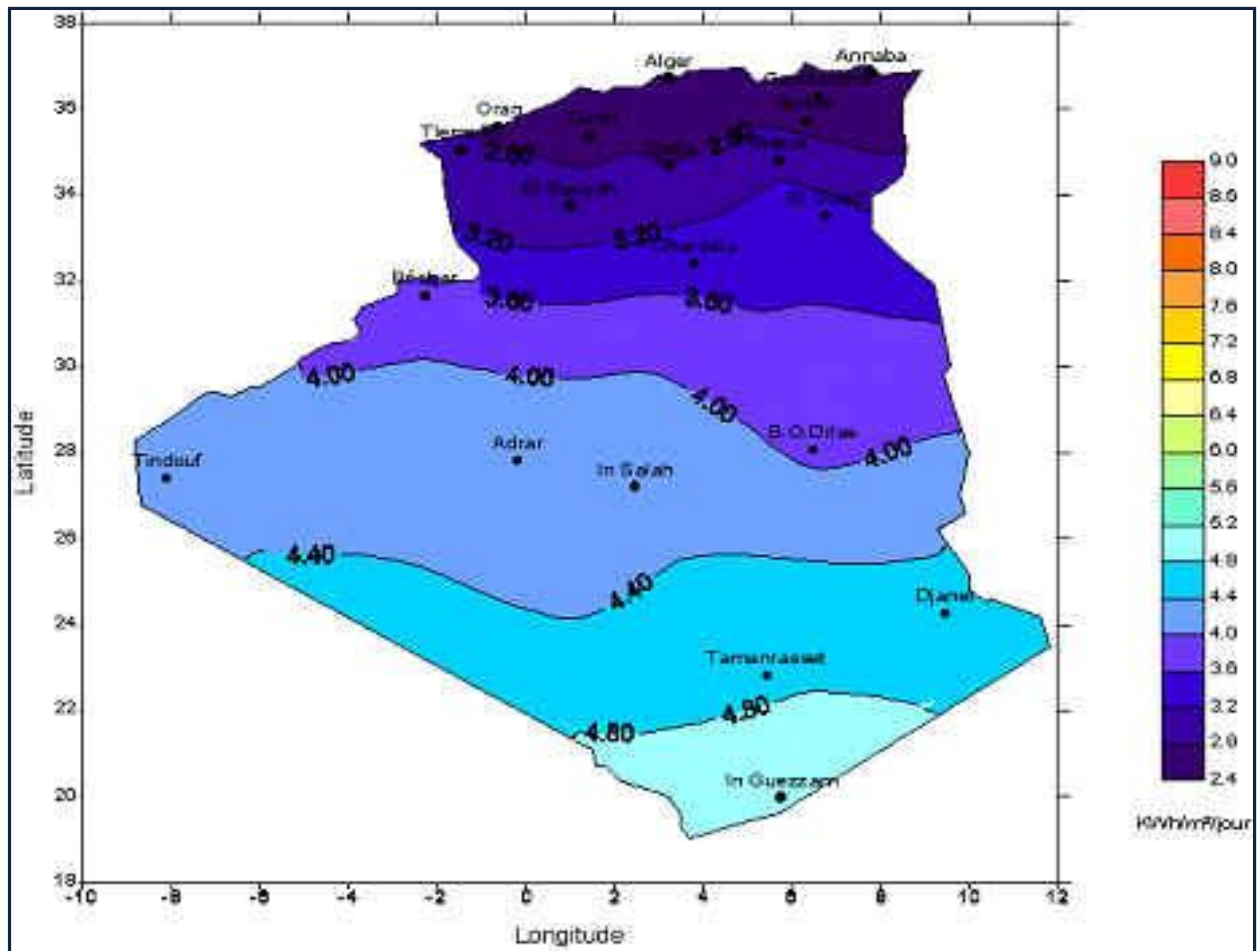


Figure 4.3: irradiation globale journalier reçu sur un plan horizontal de mois décembre

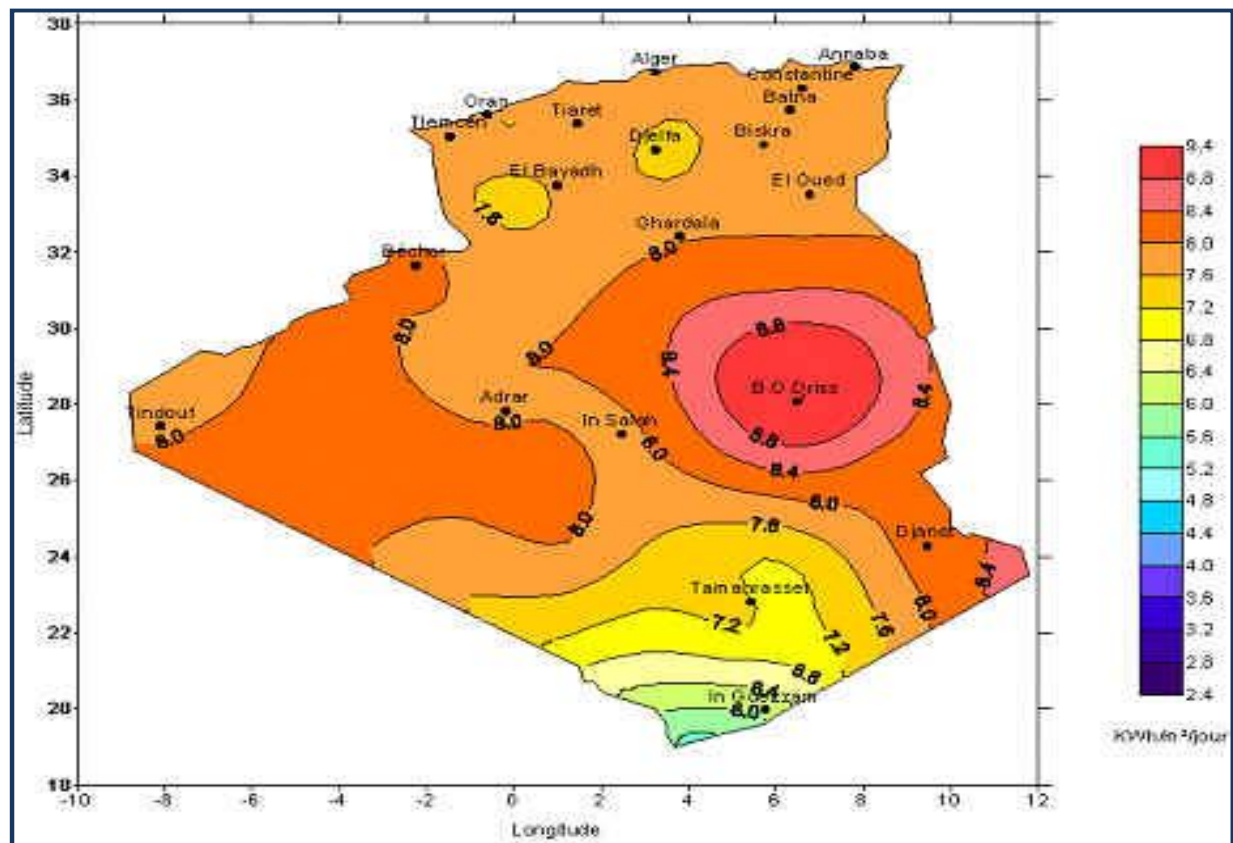


Figure 4.4: irradiation globale journalier reçu sur un plan horizontal de mois juillet [36]



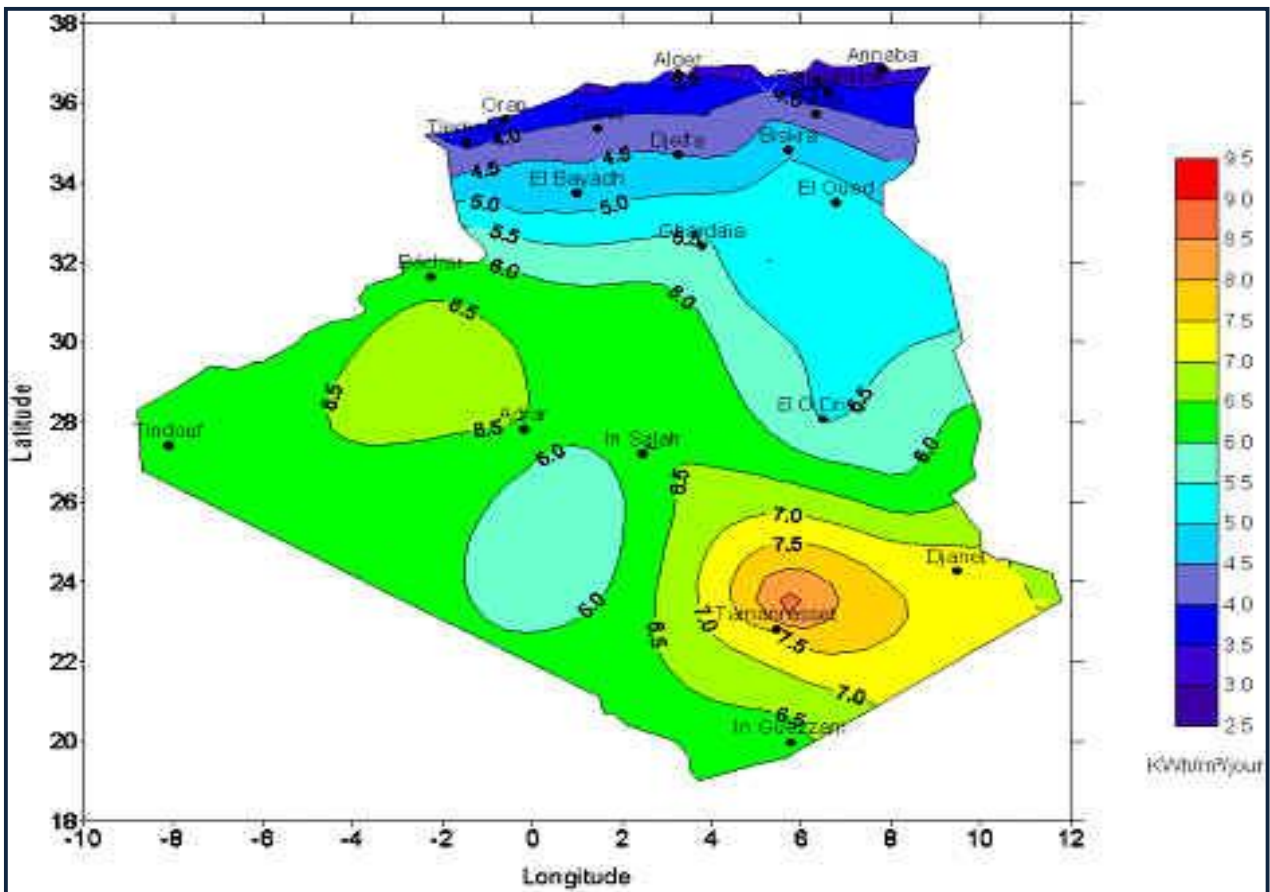


Figure 4.5: irradiation globale journalier reçu sur un plan normale de mois décembre[36]

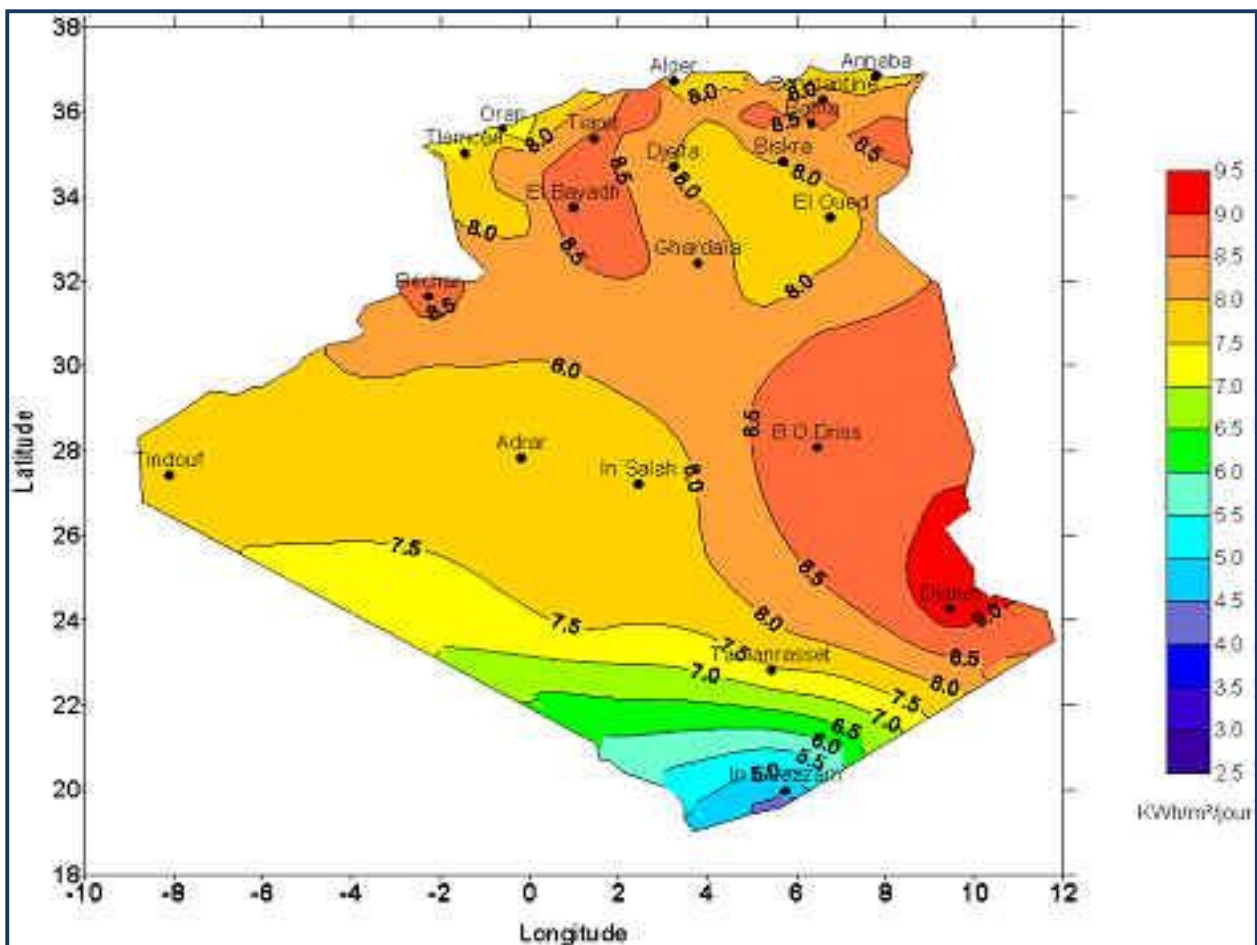


Figure 4.6: irradiation globale journalier reçu sur un plan normale de mois juillet[36]

Le choix du site dépend directement au site d'installation de centrale Diésel à hybrider, chacun jouit d'un nombre d'avantages par rapport à l'autre, en se basant sur les conditions météorologiques dominantes, Ainsi donc le site considéré dans cette étude de cas représente le site d'Adrar situé au sud ouest Algérien. Le choix de ce site a été fait sur la base de nombreuses centrales Diésel installées dans cette wilaya, d'un potentiel solaire important et sur la disponibilité de données météorologiques mesurées.

#### **4.4. Configuration d'un système PV et les méthodes de l'intégration dans une centrale diésel.**

Dans les régions isolées au sud algérien, des systèmes solaires PV peuvent être couplés à des centrales diesel existantes, de manière à constituer des centrales hybrides de production de l'électricité (PV/diesel). Les travaux s'intéressent aux installations avec l'ajout de sources d'énergie renouvelable (solaire PV), dans le but de réduire les coûts d'opération et d'améliorer le rendement.

L'objectif était de trouver une configuration optimale pour assurer une répartition de puissances entre les sources de la centrale et absorber les fluctuations de puissance dans la chaîne de conversion électrique, par l'intégration de l'un des dispositifs suivants : batteries, résistance pour dissipation d'énergie (*ballast* ou électrolyseur). En contrôlant l'erreur sur la puissance demandée, et la différence de fréquence, on contrôle la puissance électrique fournie à la charge.

L'hybridation d'une centrale Diésel en énergie solaire PV peut être avec dispositif de stockage ou bien que sans dispositif de stockage.

##### **4.4.1. Dimensionnement d'une centrale solaire PV pour hybridation d'une centrale diésel.**

Le couplage d'une centrale solaire PV avec une centrale diésel exige la sélection et le dimensionnement de la combinaison la plus appropriée des différents éléments constitutifs du système, ainsi que l'implémentation d'une stratégie de fonctionnement efficace. Les logiciels de dimensionnement sont des outils indispensables pour l'analyse et la comparaison des différentes combinaisons possibles de la centrale solaire PV et la centrale diésel existante. Les principaux facteurs tenu compte pour dimensionnement la centrale solaire PV sont :

- La puissance de centrale diésel et réseau isolé à hybrider.
- Le Taux de Pénétration en Puissance ;
- Les conditions environnementales du site (éclairage énergétique, température, humidité, vitesse du vent) ;
- Le profil de charge et taux évolution de charge annuelle ;
- Présence de stockage d'énergie ;
- Les ressources financières ;
- La disponibilité de la technologie et le support technique ;

**4.4.1.1. La puissance de centrale diésel et réseau isolé à hybrider.** Les centrales diesel à hybrider sont produit un courant alternatif avec une fréquence et tension constant et connecté au réseau isolé à travers des transformateurs élévateurs, et ses puissance varie de quelle que centaines KW jusqu'à quelle que MW. C'est-à-dire la puissance de la centrale solaire PV sera varie dans même plages de puissance en fonction de la Taux de Pénétration en Puissance.

Ainsi, la configuration adoptée pour hybridation ces centrales en énergie solaire PV est la configuration parallèle **bus AC** (voir chapitre 02) c'est à dire que le centrale PV et la centrale diesel (eux aussi en parallèle) sont sollicités en même temps pour satisfaire une charge donnée.

**4.4.1.2. Le Taux de Pénétration en Puissance (TPP)** est défini comme le rapport entre la puissance photovoltaïque installée et la puissance maximum de la charge, tandis que le Taux de Pénétration en Énergie (TPE) est définie comme le rapport entre l'énergie PV annuelle produite et l'énergie annuelle consommée par la charge. Dans cette étude, nous avons attendu à une Taux de Pénétration en Énergie (TPE) dépassé 50%.

La solution, qui peut lever les contraintes d'exploitation des centrales diesel, se base sur le Jumelage PV/Diesel à Haute Pénétration. En augmentant le taux de pénétration en énergie solaire PV, on favorise des économies d'échelle qui rendent ces projets potentiellement plus profitables. Le Jumelage PV/Diesel à Haute Pénétration, caractérisé par des valeurs de  $TPP > 1$  causées par l'augmentation de la puissance de crête de la centrale solaire, fournit une puissance plus stable et permet d'augmenter aussi les bénéfices économiques et environnementaux et la réduction la plus importante de la consommation de diesel et des émissions de centrale diesel.

**4.4.1.3. Les conditions environnementales du site :** ces conditions dépend au site d'installation de centrale diésel à hybrider, pour notre cas choisi une centrale installé dans la wilaya d'Adrar (voir Variation climatiques sur le site d'Adrar) un site très favorable pour production d'énergie solaire.

**4.4.1.4. Le profil de charge et taux évolution de charge annuelle :** est dépend au courbe de charge de la centrale à hybride et son taux d'évolution annuelle, ils varient de centrale à l'autre (le taux globale d'évolution annuelle de la demande de parc diésel au sud de pays est dépassé 14%).

**4.4.1.5. Présence de stockage d'énergie :** La demande d'énergie par les consommateurs n'a généralement pas la même répartition dans le temps et des problèmes de phasage de l'énergie produite versus de l'énergie consommée surgissent. Or, la stabilité du réseau repose sur l'équilibre entre production et consommation. L'augmentation du taux de pénétration des d'énergie solaire PV sera donc conditionnée par leur participation à ces différents services, ce qui sera favorisé par l'association à ces photovoltaïques, des systèmes de stockage de l'énergie électrique.

Le stockage représente alors la clé de la pénétration de l'énergie photovoltaïque sur la centrale et le réseau isolé. Il fournit non seulement une solution technique au gestionnaire des centrales de réseau isolé pour assurer en temps réel l'équilibre production consommation mais il permet également d'utiliser au mieux l'énergie photovoltaïque en évitant un délestage en cas de surproduction.

Dans les centrales de grand échelles, les générateurs diésel ont la priorité par rapport au les batteries pour satisfaire la demande. Quand les générateurs diésel sont indisponibles ou insuffisants, c'est les batteries qui prennent la relève pour satisfaire la demande. De cette façon, le groupe Diésel peut être opéré à un niveau de charge qui résulte en une efficacité plus élevé que dans un système sans batteries [3] : les pertes dans les batteries sont compensées le gain dû à l'opération du générateurs Diésel à un niveau de charge qui permet d'obtenir un meilleur rendement du moteur diesel.

Cependant, la multiplication des générateurs Diésel dans la centrale hybride, ont plusieurs avantages, d'une part la suppression des coûts d'achat et d'entretien des batteries et d'autre part la réduction des effets néfastes sur l'environnement que pourraient engendrer les métaux lourds

contenus dans les batteries. Il faut aussi noter que les stockages électrochimiques conventionnels sont limités techniquement en puissance et restreints en capacité.

Si nous prenons l'exemple d'une installation photovoltaïque de 1 MW, la variation maximale (dans un délai de l'ordre de la minute) à compenser par les groupes Diésel est de 900 kW (passage de « plein soleil » à « nuage épais »).

#### 4.4.2. Optimisation d'une centrale solaire PV pour hybridation d'une centrale diésel

Il existe plusieurs logiciels de simulation des centrales hybrides : HOMER, SOMES, RAPSIM, SOLSIM... Tous ces logiciels ont pour but d'optimiser les systèmes hybrides, mais les stratégies d'optimisations sont différentes. Une brève description de logiciel utilisé dans cette étude est donnée ci-après :

**HOMER** : C'est un outil, basé sur le modèle des séries chronologiques, développé par le « National Renewable Energy Laboratory », capable d'optimiser un système hybride contenant différents composants : éolienne, PV, micro-hydrocentrale, diesel, réseau, pile à combustible et batteries. Il exécute des simulations pour toutes les configurations possibles du système dans le but de vérifier si elles sont réalisables. Il estime ensuite le coût d'installation et de fonctionnement du système et propose une liste des configurations, classées par rapport au coût de leurs cycles de vie. En ce qui concerne les composants à prendre en considération, ils doivent être préalablement prévus afin de réaliser l'optimisation. Le nombre de tailles multiplié par le nombre de composants donne le nombre de configurations de systèmes simulés par le programme [16].

#### 4.4.3. Les différents scénarios pour hybridation d'une centrale Diésel.

Pour l'hybridation d'une centrale Diésel de réseau isolé en énergie solaire PV, deux scénarios ont été envisagés.

**4.4.3.1. Scénarios 01** : c'est la connexion des centrales solaires PV au jeu de barres de 30 kV de la centrale existant, ce qu'on peut appeler **hybridation centralisé**.

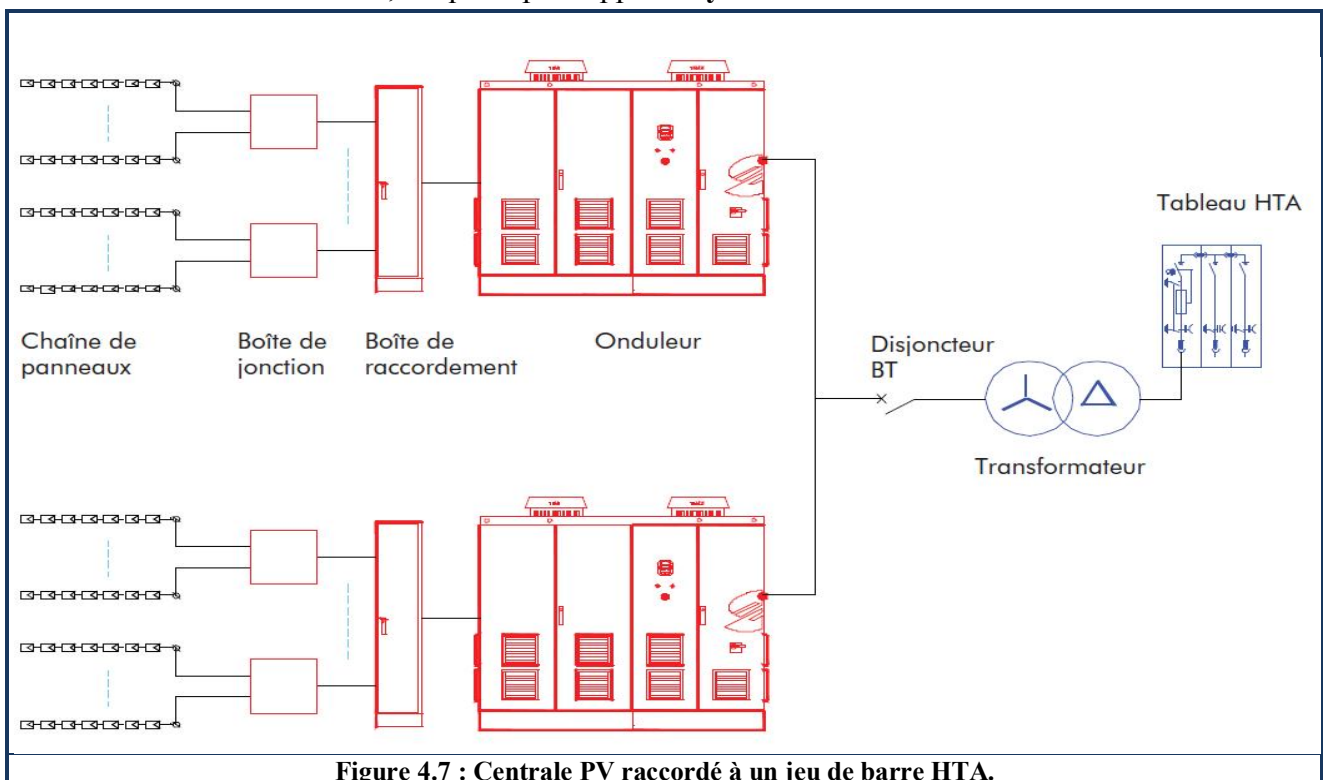


Figure 4.7 : Centrale PV raccordé à un jeu de barre HTA.

**4.4.3.2. Scénarios 02:** c'est la connexion directe des centrales solaires PV directement au réseau isolé existant et réparties sur des points différents et étudié, ce qu'on peut appeler **hybridation décentralisé**.

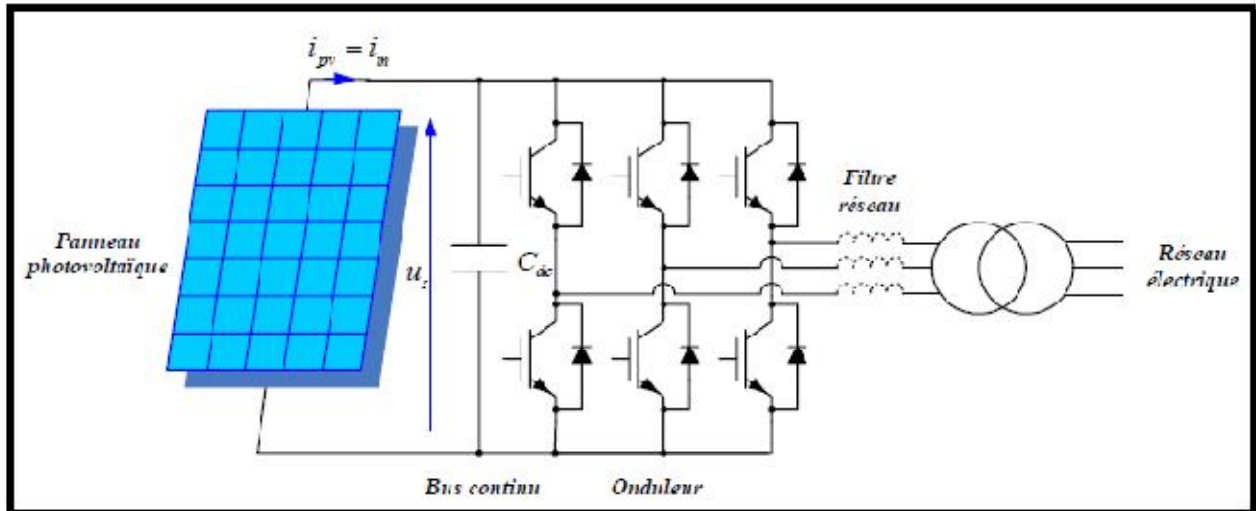


Figure 4.8: schéma simplifié d'un système PV connecté réseau isolé

Mais dans ce scénario on s'intéressera à l'impact de la production Décentralisée sur les réseaux isolé, ces impacts peuvent se diviser en deux :

**A. Impact sur le sens du transit de puissance :**

Les réseaux ont été dimensionnés pour transiter des flux de puissance du réseau de transport vers le réseau de distribution. L'injection de puissance par les systèmes PV au niveau du réseau isolé va engendrer une inversion des flux. Les appareils de protection, à l'origine unidirectionnels, vont devoir alors être bidirectionnels. De plus, des problèmes de congestion locale peuvent apparaître et nécessiter un renforcement du réseau.

**B. Impact sur le plan de tension:**

L'insertion des centrales solaire PV au réseau isolé va fatalement modifier le plan de tension près de son point de connexion. Cependant, le gestionnaire de réseau doit être capable de conserver la tension dans des plages définies. Il est demandé aux centrales d'une puissance supérieure à 1 MW de pouvoir ajuster la tension à leur point connexion à la demande du gestionnaire.

**4.4.3.3. Problématique d'insertion des centrales solaire PV au réseau isolé**

A l'heure actuelle, l'insertion des centrales solaire PV au réseau isolé pratiquement n'est pas faisable pour plusieurs raisons :

- Incapacité technique : technologies utilisé ne sont pas à priori adaptées
- Economiquement inintéressant.

**4.4.3.4. Choix de scénarios approprié.**

L'évaluation des différents scénarios exposés ci-dessus repose sur différents critères qui doivent être pris en compte. Parmi ces critères on cite principalement :

1. L'efficacité: la solution choisie doit être efficace et présenter un rendement élevé
2. La simplicité: l'installation du système choisi doit être le plus simple possible
3. L'adaptabilité : la solution choisie doit être adaptée aux installations actuelles sans qu'elle nécessite des changements majeurs dans leur architecture

4. Le coût: le coût de l'adaptation des systèmes existants à la solution choisie doit être le plus bas possible pour justifier la rentabilité du projet.
5. Le système de contrôle: le système choisi doit pouvoir être contrôlé facilement.

Alors que le scénario le plus adapté techniquement au parc diésel de réseau isolé installé au sud de pays c'est le scénario 01, c'est-à-dire la centrale solaire PV sera installé près de site de la centrale Diésel et les deux centrales seraient raccordé au même jeu de barre pour alimenter le réseau électrique isolé.

#### **4.4.4. Techniques d'insertion d'une centrale PV au centrale Diésel**

Généralement, les centrales hybrides PV/Diésel consiste en un une centrale solaire PV couplé à un centrale diésel déjà existante fournissant des niveaux de puissances adapté au besoins de réseau isolé. Les centrales diésel sont constituées de plusieurs générateurs diésel raccordés en parallèles (en cascade), ces multiples générateurs diésel sont nécessaires et très important pour couvrir le besoin de l'énergie, puisque les fluctuations de la puissance solaire PV sont réduites et que le nombre de démarrages peut être réparti entre tous les générateurs diésel. Par conséquence, le couplage d'une centrale solaire PV avec une centrale Diésel peuvent être par :

- Insertion des plusieurs mini centrales PV dans la centrale diésel et chaque générateur possède de son propre appareil de commande.
- Insertion d'une centrale solaire PV dans la centrale diésel avec un seul appareil de commande.

**NB :** Dans la centrale hybride PV/Diésel, les générateurs diésel est la source principale (contrôlable) et le système solaire PV est la source complémentaire (intermittente) et les onduleurs de système PV doivent synchroniser au générateurs Diésel.

#### **4.5. Le concept d'une stratégie de gestion et de supervision de centrale hybride PV/Diésel.**

##### **4.5.1. Problèmes rencontrés dans le fonctionnement d'une centrale hybride**

Compte tenu de la nature aléatoire des sources d'énergie solaire PV, la difficulté principale des centrales hybrides comportant ce type de sources est de pouvoir produire à chaque instant l'énergie demandée par la charge. Le moyen le plus simple d'éviter une augmentation du risque de ne pas satisfaire complètement la charge est de faire fonctionner des sources d'énergie renouvelable et les générateurs diesels en parallèle, de façon continue (le générateur diesel fonctionne sans arrêt) [17]. Dans ce type de fonctionnement, les sources d'énergie renouvelable agissent comme une charge négative, en réduisant la charge moyenne des générateurs diesels. Ces derniers peuvent fonctionner à une puissance très basse, mais l'économie de carburant est modeste à cause du rendement très faible (en fonctionnement à vide, la consommation de carburant s'estime à 25-30% de la consommation à pleine charge) [18]. Ainsi, garder un moteur diesel au régime de ralenti pour une demande de puissance nulle suppose une consommation de carburant non négligeable.

##### **4.5.2. Principes de fonctionnement d'une centrale hybride PV/Diésel.**

Le problème technique de fonctionnement des centrales hybride PV/Diésel résulte d'une forte fluctuation de la puissance produite par le générateur photovoltaïque, qui est généralement incompatible avec la puissance demandée par les utilisateurs domestiques (demande), afin d'assurer le fonctionnement normale de la centrale hybride, on a proposé ce que suite :

- Les générateurs Diésel demeure la source primaire;
- La synchronisation en fréquence s'effectue en fonction du générateur Diésel;
- Les générateurs Diésel est observé en continue afin d'être prêt à toute éventualité;

En effet, l'un des buts visés par l'insertion de l'énergie photovoltaïques à la centrale diésel est d'arrêter les générateur Diésel le plus souvent possible, idéalement dès que la puissance de système photovoltaïque égale la demande instantanée, de manière à maximiser les économies de carburant.

Cependant, en regard du temps de démarrage des diesels par rapport aux fluctuations instantanées du soleil et de la demande, la production de générateur Diésel doit être disponible (générateur Diésel à régime minimal) à partir du moment où la production excédentaire passe sous un seuil, nommé réserve de puissance, considéré comme sécuritaire par rapport à la demande instantanée. L'importance de cette réserve est qu'elle assure la fiabilité du système et elle a eu un effet direct sur la consommation de carburant et les frais d'entretien et d'exploitation des générateur Diésel. En d'autres termes, les générateurs diesels doivent régulièrement tourner simplement au cas où la puissance PV diminue brusquement sous le niveau de la demande. Ces générateurs doivent tourner à régime minimum élevé, 50% selon le critère de l'exploitant, une forte consommation de carburant non productive s'ensuit. Dans un système sans stockage, à basse pénétration photovoltaïque, cela peut même amener le système à consommer plus de carburant qu'en absence de couplages les deux sources PV et Diésel. Il est aussi à noter qu'à très bas régime, non seulement les générateurs diésel subissent une usure et un encrassement accélérés mais, de plus, leur consommation augmente beaucoup. Le cas échéant, des stratégies avancées de contrôle de performance d'exploitation de la centrale hybride PV/Diésel, doivent être mises en place afin d'optimiser le résultat global.

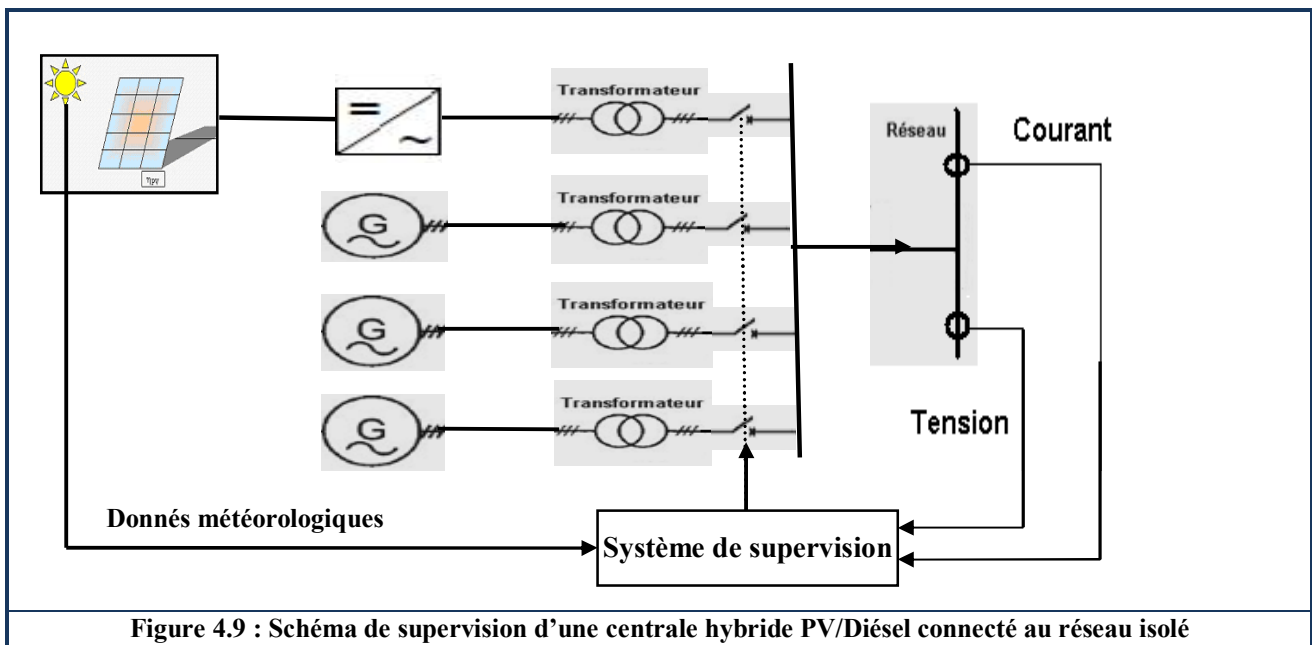


Figure 4.9 : Schéma de supervision d'une centrale hybride PV/Diésel connecté au réseau isolé

Notons que l'objectif de la configuration avec plusieurs générateurs diesel en parallèle plutôt qu'un seul est de permettre à chacun d'eux de fonctionner dans sa plage optimale pour une charge donnée.

Suivant l'intensité de l'ensoleillement, on distingue trois modes de fonctionnement pour les systèmes à haute pénétration :

- ensoleillements faibles ou nul (nuit): les générateurs diesels seuls.

➤ ensoleillements moyens (matin): un ou plusieurs générateurs diesels et le système photovoltaïques en service.

➤ ensoleillements forts (jour): le système photovoltaïque couvrit la majorité de charge et un groupe diésel pour contrôler la fréquence et la tension au réseau électrique.

Pour faire face à ce problème, il faut intégrer un système qui absorberait l'énergie excédentaire (charge de délestage).

Une autre solution consiste à incorporer un dispositif approprié de stockage d'énergie, qui cependant augmente de manière significative le coût initial de l'installation.

Afin que la centrale électrique hybride puisse adapter son fonctionnement au besoin en électricité et soutenir efficacement le réseau électrique, deux aspects sont décisifs :

A. La façon dont elle compense les chutes de rendement. Ce sont par exemple les périodes d'absence de soleil et en même temps un forte demande en électricité.

B. La façon dont elle écrête les pointes de rendement. Ce sont par exemple les périodes durant lesquelles les systèmes solaires PV produisent beaucoup d'électricité alors que la demande de courant est comparativement basse.

#### 4.5.3. Supervision d'un ensemble d'une centrale hybride PV/Diésel

La centrale hybride PV/Diésel est conçue de sorte que chacun de ses composants puisse assurer différentes tâches, en fonction de la demande en électricité. Pour cela ils sont constamment surveillés et pilotés automatique, manuel ou semi automatiques. On parle dans ce cadre du potentiel de réglage, tant positif que négatif, de la centrale hybride.

Le système de gestion	Avantages	Inconvénients
Automatique	Dans des conditions normales, optimisation des coûts du cycle de vie - Peut être facilement gérés à partir d'un emplacement distant	- Les coûts d'investissement et les besoins de perfectionnement technologique - Pas de prévision des conditions intempéries - Pas capable de gérer circonstances exceptionnel de la demande - Pas de capacité à prendre en compte des problèmes flux de trésorerie à court terme - Pas de capacité à prendre en compte de la disponibilité de diesel (et prix carburant)
Semi automatiques	Possibilité de combiner les avantages et les inconvénients des deux systèmes, tout en laissant une marge d'adaptation et imprévisibilité	Laisse une marge d'adaptation et l'imprévisibilité
Manuel	Gestion flexible, en particulier dans des circonstances exceptionnelles conditions (météorologiques, la fourniture de diesel, etc.)	- Il faut connaître effets à long terme de la prise de - La tendance à préférer à court terme gains dépassements de coûts à long terme optimisation - Nécessite disponibilité 24/7 du technicien



Le parc diésel à hybrider est déjà doté d'un système de commande semi automatiques, ainsi ces centrale ont les sources humaines nécessaires (ingénieurs et techniciens) 24/7, c'est pour ce la le système de supervision plus adaptés est Semi automatiques.

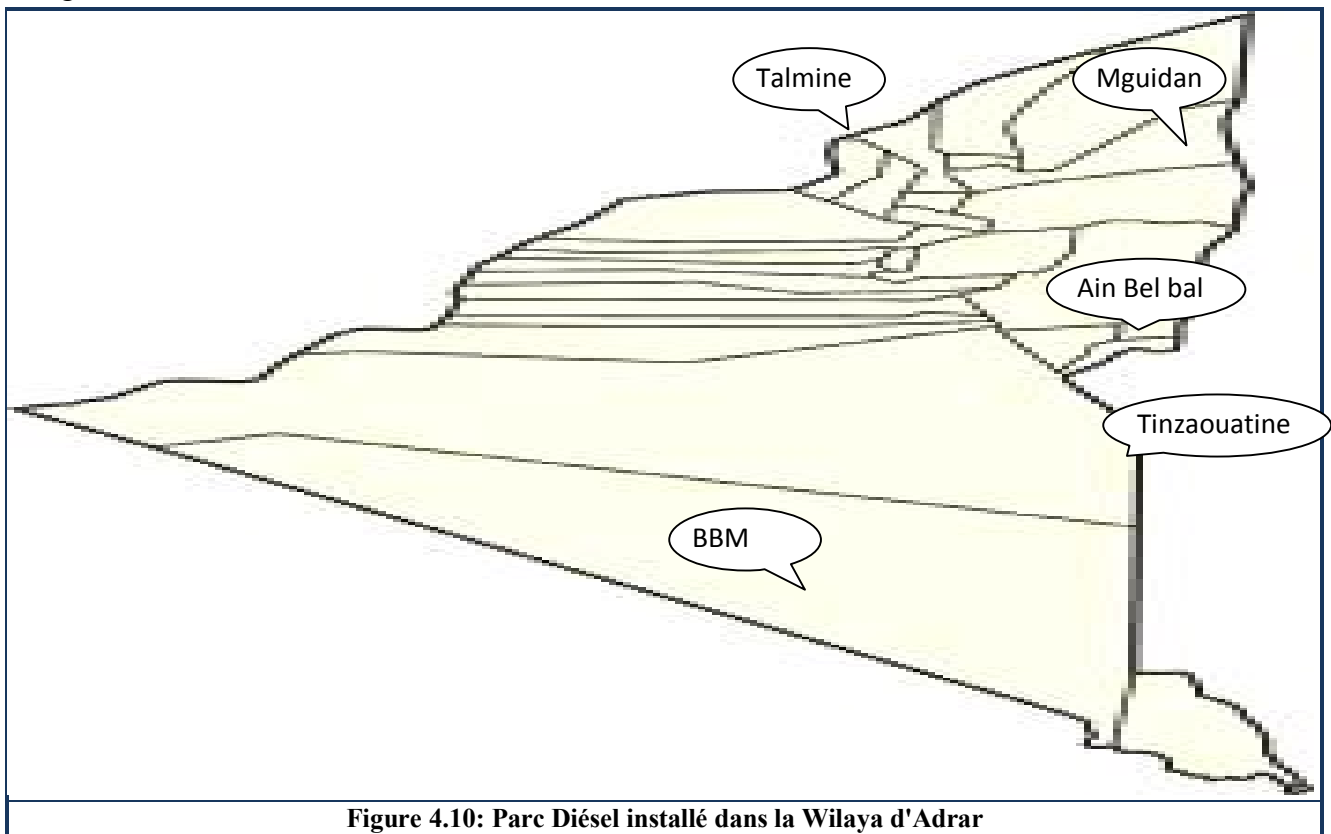
#### 4.6. Etude de pré faisabilité

L'intégration d'une centrale solaire PV dans une centrale Diésel existante a besoin généralement à les études théoriques de faisabilité technique. La simulation du fonctionnement de centrale diésel à hybrider pour valider la faisabilité technique et rentabilité économique.

Afin de répondre à des objectifs définis et de démontrer la faisabilité de la mise en œuvre de la configuration choisie, nous avons étudié des cas réel, il s'agit des centrales diésel situés dans la wilaya d'Adrar.

##### 4.6.1. Description de cas étudié

Comme illustré dans la carte, le parc diésel installé dans la wilaya d'Adrar est constitue de cinq centrales diésel installées, il s'agit des centrales diésel Talmine, Bordj Badji Mokhtar(BBM), M'guidan, Tinzaouatine et Ain Belbal.



Dans cette partie nous étudions deux cas réel, il s'agit d'une centrale Diésel de Talmine au nord-ouest de la wilaya d'Adrar, à savoir :

**La centrale Diésel de Talmine :** alimente le chef lieu de la commune de Talmine et les villages (ksour) de la commune Talmine à partir d'un réseau 30 kV isolé. Elle comprend de trois groupes de 2MW et un groupe de 2.5MW, cette capacité suffisante pour alimenter la charge locale. Dans les trois ans derniers, la centrale a été radicalement renforcée et la capacité est passée de 4 MW à 8.5 MW.

Les charges alimentées par cette centrale sont de types, domestique et petites pompes agricoles, la puissance pointe est 6.1MW, enregistré au mois aout à 15 :10.

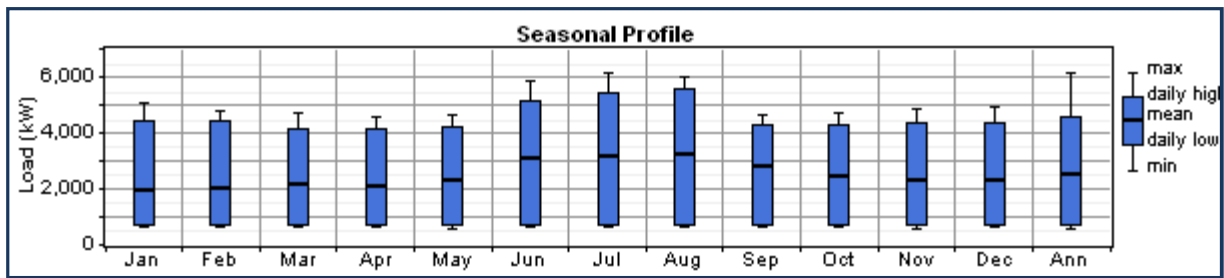


Figure 4.11: courbe de charge annuelle de la centrale Talmine.

#### 4.6.2. Variation climatiques sur le site

Nous donnons sur les diagrammes ci-dessous l'évolution annuelle et sur une semaine des principales caractéristiques climatiques du site d'Adrar choisi :

##### a) Variation d'irradiation

Pour tester l'efficacité de l'algorithme utilisé dans le système de conversion photovoltaïque nous avons utilisé un profil annuel d'irradiation solaire globale (en W/m<sup>2</sup>), par pas de temps d'une heure. La figure V-3 présente les variations de l'irradiation solaire en fonction de temps pour une année, à Adrar. Coordonnées géographiques de site Adrar : Latitude 27.82°N, Longitude 0.18°W et Altitude 263.8m

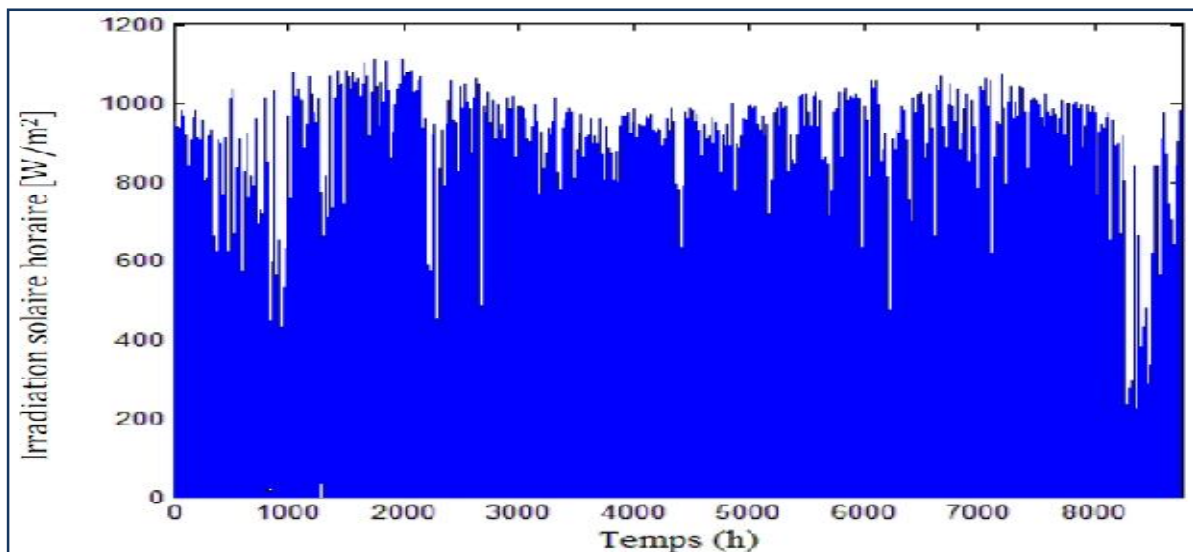


Figure 4.12: Évolution annuelle des irradiances solaires horaires pour le site d'Adrar

Remarquons qu'au niveau de l'irradiation solaire le site d'Adrar présente un profil régulier sur l'année.

##### b) Les données relatives à l'éclaircissement

Mesuré sur une surface horizontale, le rayonnement solaire quotidien varie entre 3,29 [kWh/m<sup>2</sup>/j] au mois de Décembre et 7,99 [kWh/m<sup>2</sup>/j] au mois de Juillet, avec une moyenne annuelle de 5,88[kWh/m<sup>2</sup>/j].

Sur surface inclinée à 26°, ce rayonnement varie entre 5,23 [kWh/m<sup>2</sup>/j] au mois de Décembre, à 7,11 [kWh/m<sup>2</sup>/j] au mois d'Avril, avec une moyenne annuelle de 6,4 [kWh/m<sup>2</sup>/j].

Dans le domaine de l'optimisation de l'orientation des modules solaires, on a l'équation

$$\beta_{opt} = Lat \pm 20 \quad (4.2)$$

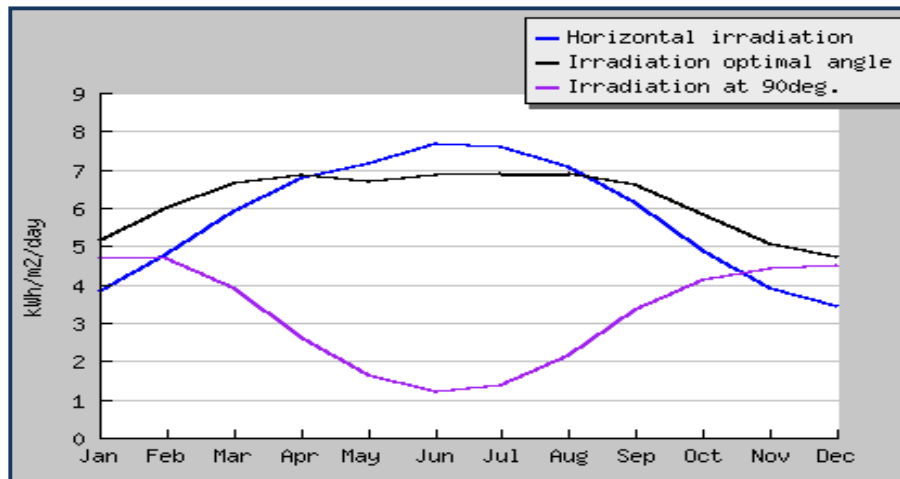


Figure 4.13: l'irradiation solaire selon l'angle d'inclinaison site Adrar

Mois	Jan	févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Aout	Sept	Oct.	Nov	Déc.	annuel
$H_h$	3810	4810	5930	6760	7150	7660	7580	7050	6120	4890	3890	3430	5760
$H_{opt}$	5150	6000	6660	6840	6680	6870	6910	6900	6590	5820	5070	4710	6180
$H_{(90)}$	4730	4680	3900	2610	1630	1200	1370	2160	3340	4110	4410	4490	3210
$\beta_{opt}$	54	46	32	16	1	-6	-3	10	26	41	52	56	27

$H_h$ : l'irradiation sur un plan horizontale (Wh/m2/j)

$H_{opt}$ : l'irradiation optimal (Wh/m2/j)

$H_{(90)}$ : l'irradiation sur un plan d'angle: 90deg. (Wh/m2/j)

$\beta_{opt}$ : Angle d'inclinaison par mois optimal (deg.)

### c) Les données relatives à la température ambiante

La température moyenne mensuelle maximale est de 45,3 [°C] au mois de Juillet, tandis que la température moyenne minimale est de 22,3 [°C] au mois de décembre, ce qui fait une moyenne annuelle de 31,9 [°C].

On donne sur la **figure- (III.6)** qui suit, le profil de la température ambiante annuelle ;

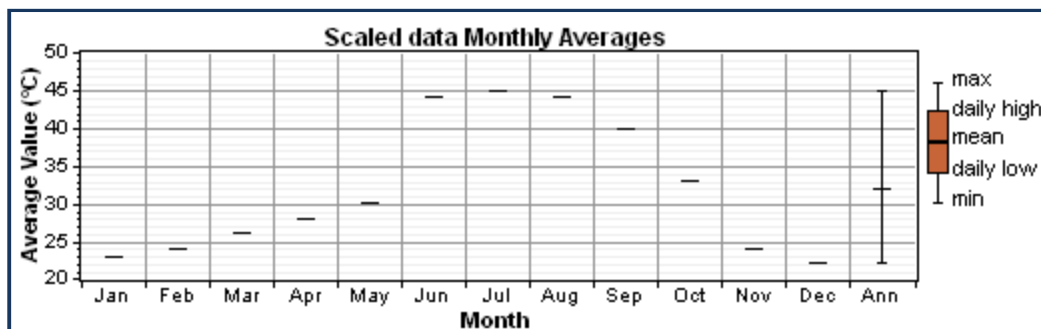


Figure4.14: Évolution mensuel de la température au cours de l'année -Adrar-

### 4.6.3. Simulation

La mise en place de systèmes réels est généralement précédée d'un ensemble d'études théoriques de faisabilité technique. Pour notre cas il s'agit des centrales diésel déjà existe alors la

création d'outils de modélisation rend possible la simulation du fonctionnement de ces systèmes pour l'application envisagée.

#### 4.6.3.1. Présentation de l'outil de simulation.

Étant donné que les performances d'un SEH, le rendement et la durée de vie, sont influencées en partie par sa conception, c'est-à-dire le dimensionnement des composants, le type de composants, l'architecture etc., et d'autre part, par le choix de la stratégie de fonctionnement. Quelques paramètres permettant d'évaluer ses performances sont : l'économie de carburant, le coût du kW, le nombre et la durée des pannes, le nombre d'arrêts pour l'entretien etc.

Le logiciel **HOMER** (**H**ybrid **O**ptimization **M**odel for **E**lectric **R**enewables) développé par **NREL** (**N**ational **R**enewable **E**nergy **L**aboratory) aux Etats-Unis [14], simplifie la tâche d'évaluer les conceptions des différents systèmes d'alimentation électrique, hors-réseau et reliés au réseau, pour une variété d'applications. Il permet d'analyser et de combiner divers sources d'énergie afin d'arriver à afficher une configuration optimale, différents cas de configurations ont été évalués afin de déterminer selon un certain nombre de critères techniques, quelles sont les applications réellement envisageables pour ce type de système dans ce cas diverse opérations de transformation d'énergie ont lieu du moment que diverse sources contribuent à la génération d'énergie et sa conversion en énergie électrique.

Pour simuler une installation donnée, il faut définir tous les éléments de cette dernière, en utilisant les composants définis dans la bibliothèque du logiciel (générateurs Diésel, générateurs solaire PV, les batteries, ...) par la commande Add/Remove. Si un composant donné ne figure pas dans cette bibliothèque, il faut le rajouter en introduisant toutes ces caractéristiques techniques ainsi que son coût, il faut aussi spécifier le nombre de chaque composant dans l'installation à simuler. On peut aussi modifier les caractéristiques d'un composant déjà existant dans la bibliothèque. Les potentiels renouvelables (éolien, solaire, biomasse...) sont introduis soit manuellement, soit importés via internet ou d'un fichier texte. Les charges sont définies par leur nature (CA ou CC) et leur distribution horaire.

#### 4.6.3.2. Construire le schéma de conception de la centrale hybride PV/Diésel

Sur l'environnement HOMER, d'abord nous avons défini les éléments de la centrale diésel existante et rajout les éléments de la centrale solaire PV. En amont de la centrale, on définit les potentiels renouvelables (solaire) et le combustible. A l'aval de la centrale, on a défini aussi la courbe de charges à satisfaire. D'autres données sont notamment nécessaires tel que :

- Les caractéristiques de centrale diésel existantes (puissance, nombre de groupes, ...etc.)
- Les coordonnées du site (longitude, latitude, le temps),
- Les durés de vie des composants, ainsi que leurs coûts,
- La durée de vie du projet,
- Le maximum manque annuel admis sur la demande : 0 % (Il faut fournir les 100 % de la charge demandée durant toute l'année, car le site est autonome).

A noter aussi que nous avons fixé comme contrainte, avant de lancer la simulation, la fraction de l'énergie à produire par la centrale solaire PV, qui est de 30% au minimum de l'énergie totale produite. Nous présentons sur cette figure le diagramme relatif au programme HOMER, de la centrale hybride étudié.

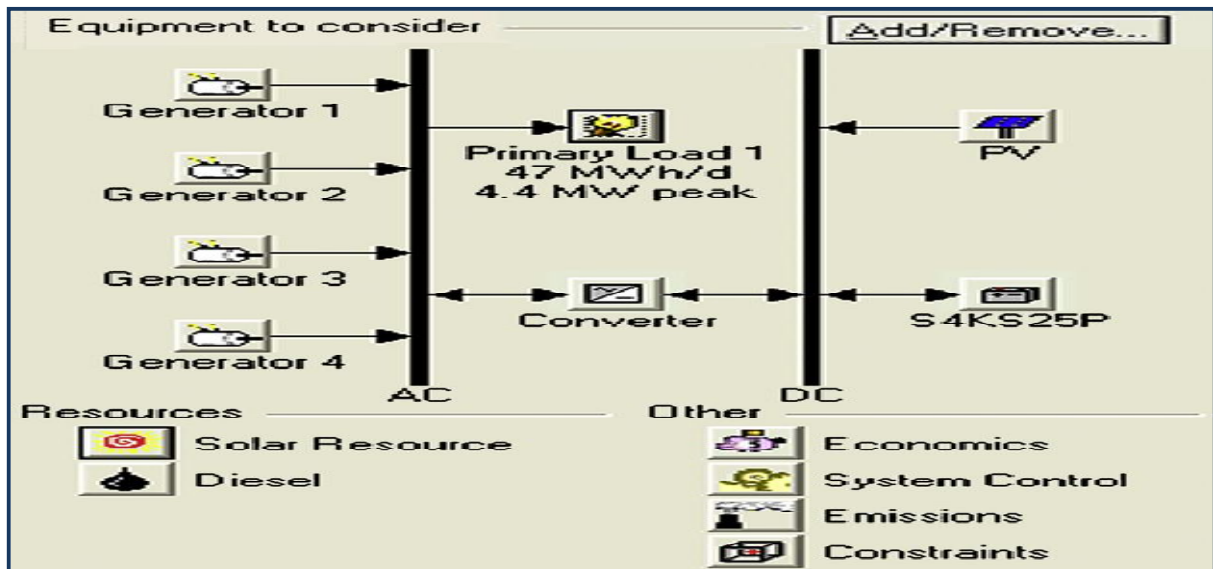


Figure 4.15:schéma de conception de la centrale hybride PV/Diésel sur HOMER

### Les paramètres de simulation

Nombre de générateurs Diésel	Valeur moyenne charge	Fraction de l'énergie à solaire PV minimum	Eclairement, valeur moyenne	Diesel Prix du carburant
04	61MWh/jour	30%	6.18 kWh/m <sup>2</sup> /j	0.6&1,24\$/L

#### 4.6.4. Résultats de la simulation du centrale hybride PV/Diésel

Le modèle de la centrale hybride est introduit dans le logiciel avec les options de disponibilité technologique, le coût des composants et la disponibilité des ressources, calculs d'équilibre énergétique sont exécutés pour chaque configuration considérée. Les configurations obtenues sont sélectionnées en fonction de leur faisabilité, du coût d'installation. La rentabilité du fonctionnement est évaluée sur la vie du projet, estimée a priori à 25 ans. Les calculs du coût de la centrale hybride PV/Diésel prennent en compte des coûts tels que le capital et l'intérêt, l'amortissement, les frais de fonctionnement, l'entretien et le carburant.

Les résultats de simulation par HOMER sont donnés sous forme de combinaisons (configurations) réalisables (techniquement et économiquement) des éléments définis dans l'installation, ses configurations sont classées par ordre croissant de la (NPC) Valeur Actuel Nette. Pour chacune de ces solutions possibles, HOMER fournit tous les paramètres de fonctionnement des composants et de l'ensemble de l'installation (la fraction de l'énergie renouvelable, les émissions de gaz, le coût spécifique de l'énergie, l'énergie totale produite, consommée et l'excès de l'énergie...).

L'espace de recherche est listé par HOMER suivant les tailles des composantes de tout le système avec les différentes contraintes et HOMER propose plusieurs configurations. Dans notre cas, HOMER a considéré deux taux de pénétration de PV 30% et 60% :

Les résultats de simulation sont fournis sous la forme d'une liste des configurations, classées par le coût net actuel (appelé le coût du cycle de vie). Ce coût permet de comparer les différentes options pour la conception du système. Les résultats fournissent aussi une évaluation de la centrale hybride du point de vue énergétique.

On présente de nombreux détails techniques et économiques pour la conception la plus rentable pour la centrale étudiée.

#### 4.6.5. Evaluation des performances d'hybridation d'une centrale Diésel en PV.

Pour bien comprendre les performances et l'utilité de l'hybridation d'une centrale ou microcentrale Diésel, il faut analyser et comparer les paramètres (rendement énergétique, les émissions des gaz polluants et économique) de la centrale avant l'hybridation (Diésel seul) et après de l'hybridation (centrale hybride PV/Diésel), à savoir :

##### 4.6.5.1. Evaluation énergétique:

##### ❖ Centrale Diésel seul (Avant l'hybridation):

###### A. Production

Paramètres	GD 01	GD 02	GD 03	Centrale	Obs.
Puissance produit kWh/an	13967271	6656739	1635414	22259424	GD 01 marche sans arrêt pour fixer la fréquence et la tension du système
Fraction %	63	30	7	100	
Heures de fonctionnement h/an	8760	5905	2331	8760	
Nombre de démarrage par an	1	830	817	1648	

###### B. La charge

Variable	Consommation	Excès d'énergie	Charge non satisfait	Obs.
Puissance kWh/an	22259416	751103	4420	
Fraction %	100	0.0002	0.0005	

La production et la consommation d'énergie sur une année sont détaillées dans la courbe suivant :

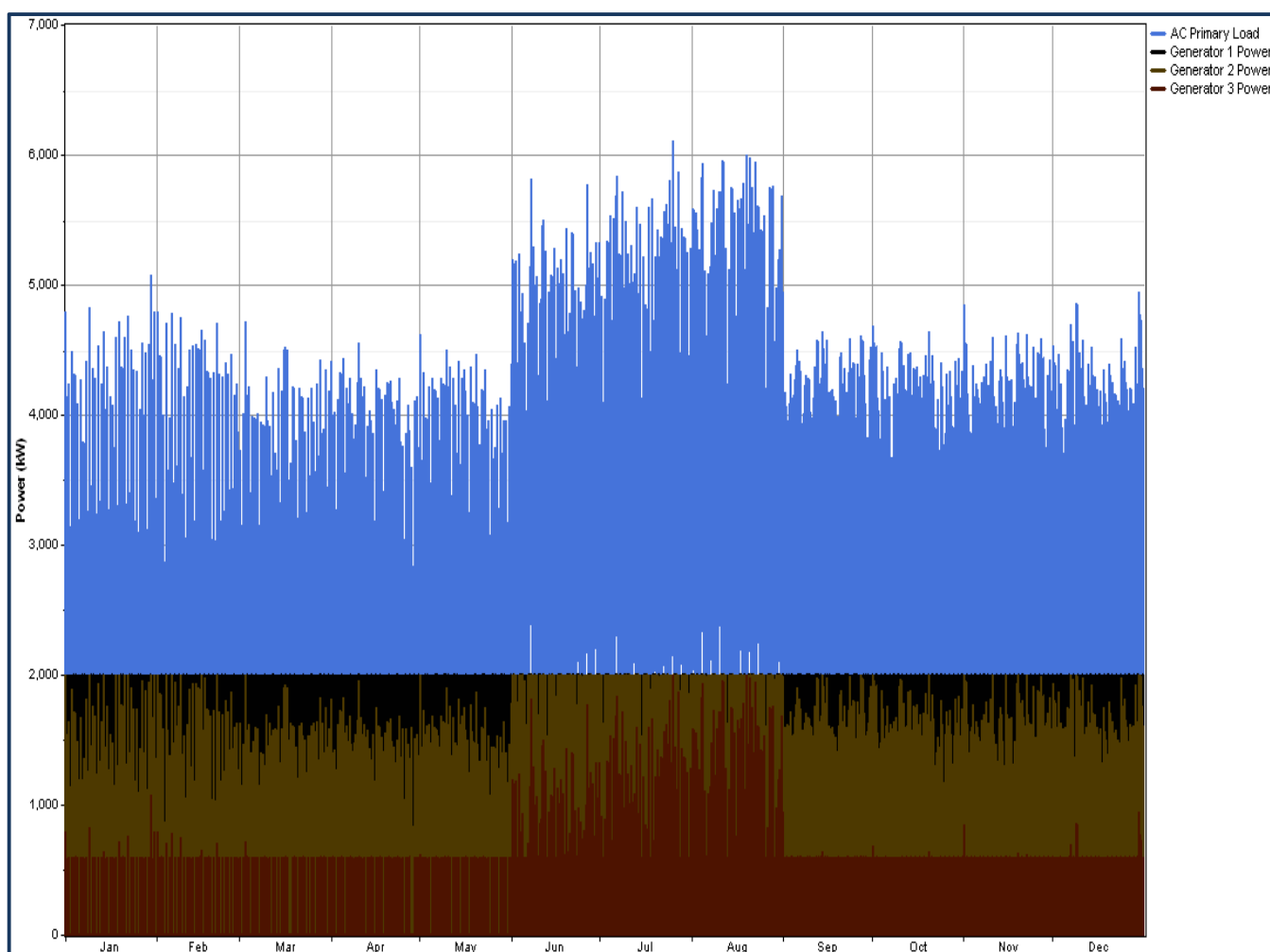


Figure 4.16: répartition de charge sur les générateurs Diésel (Avant l'hybridation)

❖ Centrale hybride PV/Diésel (après l'hybridation):

**A. Production**

Paramètres	GPV	GD 01	GD 02	Centrale	Obs.
Puissance produit kWh/an	12566674	9984713	3571823	26123210	Le GD03 a été mis en arrêt définitive.
Fraction %	48	38	14	100	
Heures de fonctionnement h/an	4354	5,539	1,809	8760	
Nombre de démarrage par an	1	172	814	1	

**B. Les variables de charge**

Variable	Consommation	Stockage	Excès d'énergie	Charge non satisfait	Obs.
Puissance kWh/an	22259416	8337416	53532	0.0528	
Fraction %	100		0.277	0.084	

La production et la consommation d'énergie sur une année sont détaillées :

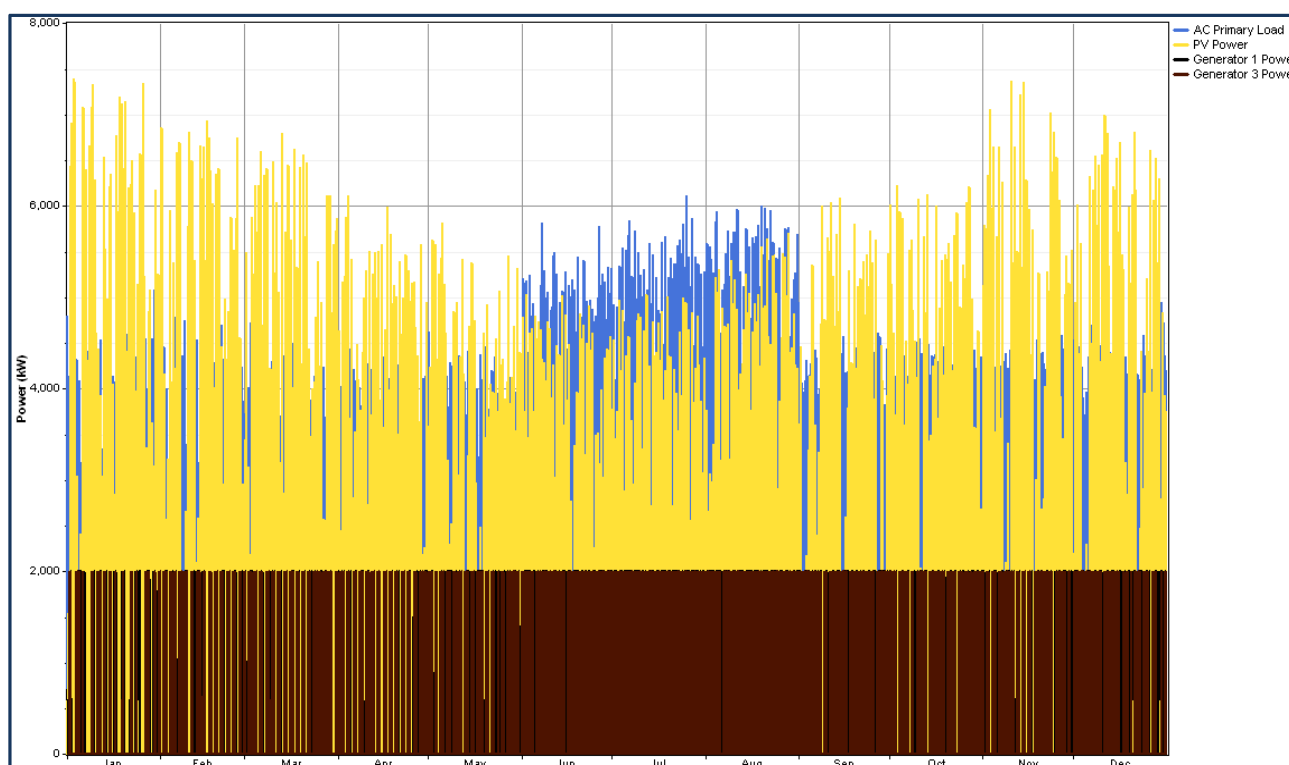


Figure 4.18: répartition de charge sur les générateurs Diésel et PV (Après l'hybridation)

**4.6.5.2. Evaluation environnemental (Emissions des gaz polluants)**

L'hybridation de la centrale diésel avec 48% Pénétration PV pourrait réduire 50% des missions de CO2 et des gaz à de serre dans l'atmosphère de zone en question. La réduction de la quantité de polluants atmosphériques différents pour PV pénétration 21% par rapport à celui diesel seule centrale électrique est donnée dans le tableau ci-après. La réduction des émissions totales de gaz à effet de serre est proportionnelle avec le taux pénétration d'énergie PV.

Gaz polluants	Emissions (kg/an)	
	Avant l'hybridation	Après l'hybridation
Dioxyde de carbone	21815070	12020660
Monoxyde de carbone	53847	29671
Hydrocarbonés imbrûlés	5965	3287
Matières particulaires	4059	2237
Oxydes d'azote	43808	24140

### 4.6.5.3. Evaluation économique

Le coût total de chaque composante des systèmes d'alimentation hybrides, dont principalement les panneaux photovoltaïques, quatre générateurs Diésel, batteries et Convertisseur de puissance, et l'éclatement du capital, les coûts de remplacement, de carburant et de sauvetage est donnée dans le tableau ci-dessous est évident que majeure partie du coût total actualisée nette (APN) est représenté pour générateurs diesel et le moins pour les batteries. Par ailleurs, le coût du carburant pour les générateurs diesel était très important avant l'hybridation. Les couts de diésel est augmente avec l'augmentation du prix de baril de pétrole. Ainsi Le taxe sur l'utilisation de source énergies polluantes dont le diésel est connu également une augmentation pour encourage les établissements et les sociétés de réduire leurs utilisation de ces types de sources.

En outre, chaque un MWh de l'électricité produite par centrale Diésel (avant l'hybridation) consomme d'environ 1,7 baril de carburant signifie un chiffre d'affaires gagnant de 136 \$. Après l'hybridation, la centrale hybride PV/Diésel contribue 3694,6 MWh d'électricité qui représente une économie de 6281 barils de carburant et donc gagner de l'argent de 502.470 \$ chaque année. Dans 20 ans (la durée de vie de l'installation), de l'hybridation de la centrale diesel, on peut d'économiser de plus d'un millions de dollars sur le carburant. En outre, l'utilisation d'énergie renouvelable entraînera également obtenir des subventions et des crédits de l'état et éviter taxes imposé sur l'utilisation de source énergies polluantes dont le diésel.

Au cours de la durée de vie de la centrale électrique hybride plus de 1,3 millions de dollars pourraient être recueillies dans le cadre de subventions et des crédits d'état pour encouragement les énergies renouvelables.

#### A. Centrale diésel seul (avant l'hybridation)

Paramètres	GD 01	GD 02	GD 03	Centrale	Obs.
Investissement totale \$	76477496	44618596	15468618	137910240	
Consommation en fuel L/An	4893414	2608990	781813	8284217	
Consommation spécifique fuel L/kWh	0.350	0.392	0.478	0.406	
Prix \$/kWh	0.314	0.314	0.314	0.631	

#### B. Centrale hybride PV/Diésel (après l'hybridation):

Paramètres	G PV	GD 01	GD 02	Centrale	Obs.
Investissement totale \$	43927256	52355176	19357448	141570432	Réduction de consommation de carburant environ 50%
Consommation en fuel L/An	0	3382419	1182396	4564815	
Consommation spécifique fuel L/kWh	0	0.339	0.331	0.335	
Prix \$/kwh	0.356	0.314	0.314	0.648	

### 4.6.6. Les sources de financements.

#### 4.6.6.1. Cadre juridique :

Consciente de l'intérêt grandissant des énergies renouvelables et de leurs enjeux, l'Algérie a intégré leur développement dans sa politique énergétique par l'adoption d'un cadre juridique favorable à leur promotion et à la réalisation d'infrastructures y afférentes.

Le développement des énergies renouvelables est encadré par un ensemble de textes législatifs :

- la loi n°99-09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie ;
- la loi n°02-01 du 5 février 2002, relative à l'électricité et la distribution publique du gaz par canalisations ;



- la loi n° 04-09 du 14 août 2004, relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.

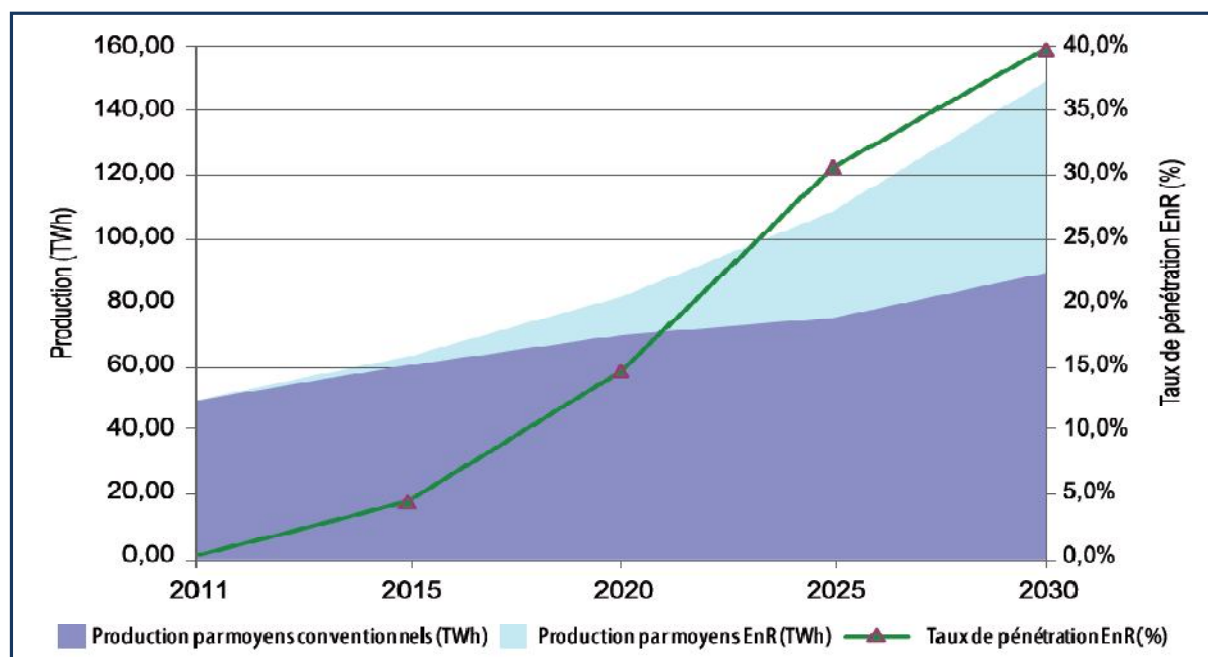


Figure 4.19: pénénétration des EnR dans la production nationale en TWh [36]

#### 4.6.6.2. Mécanismes de financiers et fiscales

Pour mieux répondre aux priorités d'actions énoncées dans le programme EnR et encourager les initiatives des particuliers et des entreprises, des modifications législatives et réglementaires seront apportées. Il s'agit de s'assurer que les utilisateurs, les intervenants et les différents investisseurs profitent d'un cadre législatif et réglementaire permettant de répondre efficacement aux défis à relever en matière d'énergies renouvelables.

Outre le cadre général régissant le développement de l'investissement dont le régime spécifique de la convention peut être ouvert à la promotion des énergies renouvelables, le cadre juridique en vigueur prévoit des soutiens directs et indirects aux énergies renouvelables.

Des mesures d'incitation et d'encouragement sont notamment prévues par la loi relative à la maîtrise de l'énergie (des avantages financiers, fiscaux et de droits de douane) pour les actions et projets qui concourent à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la promotion des énergies.

Dans le cadre de la prise en charge des projets EnR en cours et ceux inscrits dans le programme national des énergies renouvelables.

- Programme Grand Sud –CDER
- Programme des 18 villages –**Sonelgaz**
- Programme du HCDS.

Dans le cadre du développement, de la construction et de l'exploitation future de la centrale électrique hybride, en février 2013 Création d'une nouvelle filiale de production d'électricité en charge des réseaux isolés du sud et des Energies Renouvelables, Shariket **Kahraba** oua **Takat Moutadjadida**, par abréviation **SKTM**, est une nouvelle société par actions avec un capital souscrit en totalité par **Sonelgaz**, le rôle majeur de cette nouvelle filiale dans la mise en œuvre du programme national des EnR.

#### 4.6.7. Consignes proposée pour la gestion d'énergie dans d'une centrale Diesel/PV.

La gestion et l'exploitation d'une centrale hybride PV/Diesel doit assurer trois grandes fonctions :

- Préserver en permanence la sécurité de fonctionnement du système, afin d'assurer une alimentation électrique fiable des consommateurs ;
- Réduire au minimum les frais de combustible et d'entretien ;
- Optimiser la durée de vie des batteries et des générateurs diesel.

Compte tenu de toutes les contraintes citées ci-dessus et des gains potentiels obtenus, nous proposons une stratégie de gestion du flux d'énergie en fonction de l'état de l'énergie du système PV, de la consommation et du système de stockage. Cette stratégie est définie de façon à maximiser le gain ou minimiser les pertes. On note les cas suivants :

##### ❖ Cas où la puissance du système PV est nulle (nuit):

Dans ce cas, c'est évidemment les groupe Diesel qui doit fournir tout seul la puissance demandée sachant que le moteur en marche ne doit pas tourner à moins que 30% de sa charge nominale. On distingue donc deux cas :

**A.** Cas où la puissance des consommateurs est inférieure à 30% de la puissance nominale du Diesel, Dans ce cas, le Diesel doit de toute façon fonctionner à 30% de sa charge nominale. Le surplus d'énergie peut être utilisé pour charger les systèmes stockage quand celui-ci n'est pas plein. Dans le cas où les systèmes stockage est plein, l'énergie excédentaire est malheureusement perdue.

**B.** Cas où la puissance des consommateurs est supérieure à 30% de la puissance nominale du générateur Diesel : Dans ce cas, il n'y a pas d'excès d'énergie fournie par le moteur Diesel qui doit fonctionner pour assurer ni plus ni moins que la demande de la consommation.

❖ **Cas où la puissance du système PV est non nulle mais inférieure à 1,4 fois la demande des consommateurs ;** (matin, heures de couche de soleil ou passage de neige): Malgré l'existence d'une puissance de système PV qui peut couvrir les besoins des consommateurs, il n'est pas autorisé d'arrêter tous les groupes Diesel comme nous l'avons déjà précisé. Au moins un groupes Diesel doit rester en marche, et doit tourner à au moins 30% de sa charge nominale. On distingue aussi deux cas :

**A.** Cas où la puissance des consommateurs est inférieure à 30% de la puissance nominale du Diesel : Le moteur Diesel doit de toute façon tourner à 30% de sa charge nominale, malgré l'existence de l'énergie du système PV et le faible demande des consommateurs. L'énergie du système PV et l'énergie excédentaire du groupe Diesel sont utilisées pour charger les systèmes stockage quand celui-ci n'est pas chargé.

**B.** Cas où la puissance des consommateurs est supérieure à 30% de la puissance nominale du Diesel : Dans ce cas, le groupe Diesel en marche tourne seulement à 30% de sa puissance nominale si la puissance du système PV peut couvrir le reste de la demande des consommateurs. Sinon, la puissance du système PV alimente en entier les consommateurs et le reste est assuré par le groupe Diesel qui tourne dans ce cas à une charge supérieure à 30% de sa charge nominale. Suite à ce bilan, si un excès d'énergie du système PV existe, cet excès est utilisé pour charger le système stockage.

❖ **Cas où la puissance photovoltaïque est supérieure à 1,4 fois la demande des consommateurs** : C'est le seul cas où le groupe Diesel peut être éteint complètement.

Le système PV alimente seule le réseau des consommateurs et le surplus de l'énergie du système PV est utilisé pour charger le système stockage. En pratique, malgré la puissance photovoltaïque est supérieure à 1,4 fois la demande des consommateurs, au moins un groupe Diesel doit rester en marche, d'un part pour faire face toutes éventualité (fluctuation de puissance solaire), et d'autre part pour contrôler la tension et fréquence au réseau isolé.

## **Conclusion**

Nous avons démontré par cette étude que l'hybridation des centrales Diesel en énergie solaire PV présente un potentiel économique et énergétique très prometteur. En effet, dans ce chapitre, nous avons listé et comparé qualitativement, les différentes techniques de couplage d'une centrale solaire PV avec une centrale diesel et choisi le meilleur moyen en tenant compte des critères de simplicité, de rentabilité et d'efficacité énergétique.

Nous avons aussi, par des modèles simple, chiffré les gains potentiels qui peuvent s'élever à 50% d'économie de carburant dans certains points de fonctionnement du centrale grâce au système de gestion et commande semi automatique qui permet de faire fonctionner le moteur Diesel avec un rapport optimal. Carburant Ce n'est pas la seule voie pour l'obtention des gains. En effet nous avons décrit plusieurs autres voies potentielles permettant d'incrémenter davantage l'économie de carburant : Tout d'abord, l'utilisation de plusieurs groupes Diesels de dimensions choisies pour optimiser le fonctionnement.

Nous avons rappelé dans ce chapitre d'un côté les avantages économiques environnementaux (de minimiser la consommation du carburant et les émissions toxiques), par l'insertion d'un système PV dans le système de production d'électrique diésel et de l'autre côté les principaux impacts de cette insertion sur les composants de système classiques (les générateurs Diésel, appareillage de protection et les réseaux isolé). Ensuite, un une stratégie de supervision et de gestion de la centrale hybride PV/Diésel pour obtenir davantage de l'économie de carburant.

## Conclusion générale

Afin de répondre à la croissance rapide de la demande d'électricité, dans le contexte des réseaux isolés, aux contraintes environnementales et aux coûts d'investissement importants des moyens de production diesel. ce travail a pour but de promouvoir le concept d'utilisation des sources d'énergie renouvelables par l'hybridation des centrales Diesel en énergie solaire PV.

Les simulations dans HOMER sont vérifiées la faisabilité de l'hybridation d'une centrale Diesel suivant des profils de charge et d'ensoleillement spécifiques du sud de pays, et nous permettre de faire une évaluation techno-économique des performances de différentes configurations de l'hybridation d'une centrale diesel. Les résultats de simulation sont prometteurs, ils montrent que le système peut suivre la demande de puissance tout en contrôlant les éléments critiques.

Le carburant n'est pas la seule voie pour l'obtention des gains. En effet nous avons décrit plusieurs autres voies potentielles permettant d'incrémenter davantage l'économie de carburant. La suppression de système de stockage (batteries) permet de maintenir à un niveau relativement faible les investissements dans une centrale hybride PV/Diesel, mais cette mesure exige toutefois un maximum de savoir-faire en matière de gestion, d'exploitation et de commande du système.

En effet, Le système de gestion énergétique doit assurer un approvisionnement en énergie stable, économique et durable.

La stratégie de commande vise à déterminer les puissances de référence de chacun des éléments du système afin d'assurer un bon fonctionnement de l'ensemble, et de garantir une bonne gestion de l'énergie stockée dans la batterie, une prise en compte du temps de fonctionnement des générateurs diesel (une minimisation de la consommation du carburant), et la compensation des fluctuations à très court terme, qui résultent des variations de la charge et la puissance de champ photovoltaïque. La stratégie de commande est choisie en fonction de quatre critères: les écarts de fréquence, consommation de carburant, l'espérance de vie de la batterie et les performances des générateurs diesel.

Le résultat le plus important qu'on peut tirer en fin de ce travail, c'est que l'augmentation du taux de pénétration de la production photovoltaïque en vue de diminuer la consommation de carburant nécessiterait une détermination des stratégies de supervision des composantes de la centrale hybride afin qu'ils soient économiquement plus rentables et mieux contrôlable par les gestionnaires de la centrale.

Cependant, l'optimisation de ce gain ainsi que l'évaluation complète du potentiel et des limites physiques pour l'obtention du bénéfice maximal nécessite un travail plus long et plus poussé et qui fait l'objet d'un projet de recherche doctoral que je propose de mener.

## Recommandations pour le futur travail

Pour optimisation des gains économiques et environnementales d'insertion d'énergie solaire PV dans le système énergétique (centrale diesel & réseaux isolé) au sud pays, ainsi que l'évaluation techno-économique complète du potentiel et des limites physiques pour l'obtention du bénéfice maximal nécessite un travail plus long et plus poussé et qui peut être l'objet d'un projet de recherche doctoral que je propose de mener. Les grandes lignes de ce projet doctoral peuvent être décrites comme suit :

**1) Simulation :** Beaucoup de logiciels existent sur le marché et peuvent être utilisés pour la simulation de l'ensemble de système énergétique (centrale & réseaux électriques). En effet un travail de recherche des meilleurs logiciels adaptés à notre besoin doit être effectué dès le début du travail. Le logiciel à choisir doit avoir la possibilité de simulation l'ensemble de système énergétiques (les composants de la centrale PV/diesel et les composants réseau électrique isolé ou faiblement interconnecté), peut être utilisé comme une base pour une analyse plus approfondie avec contrôle expédition. Une simulation de l'ensemble de système énergétique (centrale & réseaux électriques) est utile d'étudier les effets de différents composants de système, notamment les effets d'insertion des énergies solaires PV dans le réseau électrique local et les stratégies de répartition sur le fonctionnement et le coût de l'installation. De plus, la simulation le réseau électrique isolé peut être utilisée pour l'élaboration une étude de l'impact des Energies Renouvelables (notamment l'énergie solaire PV) sur les réseaux et capacités d'intégration. Ainsi, pour faire une analyse technique et économique plus précise basé sur un résultat de simulation de l'ensemble de système électrique (moyen de production réseau électrique et profil de charge de la région).

**2) Système de stockage :** les systèmes de stockage (batteries) sont sensibles à la dégradation des performances en fonction de l'effet du vieillissement. La capacité et la tension continue de la diminution de la batterie par le temps, ce qui peut nuire à la performance des systèmes de stockage. Pour obtenir une simulation plus, en intégrant le modèle des systèmes de stockage avec l'effet de vieillissement peuvent fournir des résultats plus précis, qui peuvent être utilisées pour améliorer l'analyse de la durée de vie et le dimensionnement optimal des bancs de batteries, les moyens de production et réseau électrique.

**3) L'étude expérimentale :** Il faut envisager de réaliser d'un banc d'essai expérimentale par installation hybride pilote, PV / diesel, dans climat tempéré (saharien), pour servir de plate forme d'essai pour l'étude de l'impact de l'opération d'hybridation des centrales diesel existantes, à l'énergie photovoltaïque. Cette installation nous permet de l'estimation de maintenance, l'amélioration de l'analyse effectuée dans ce travail, l'entretien nécessaire des générateurs diesel devrait être analysé. L'entretien est fonction des conditions de fonctionnement, y compris le facteur de charge des générateurs diesel. L'intégration du modèle de générateur diesel avec estimation de maintenance peut donner des résultats importants, qui peuvent également être utilisés pour une analyse plus détaillée des coûts de l'opération de futures centrales.

## Bibliographie

- [1] Echo Sonelgaz Groupe N°1-2011.
- [2] <http://portail.cder.dz/spip.php?article1258> du 22 mai 2011.
- [3] ECHOS Groupe Sonelgaz N°3-2011.
- [4] Shafiqur Rehman\*, Luai M. Al-Hadhrami 'Study of a solar PV/diesel battery hybrid power system for a remotely located population near Rafha, Saudi Arabia 'Center for Engineering Research, Research Institute, King Fahd University of Petroleum and Minerals, KFUPM Box 767, Dhahran-31261, Saudi Arabia.
- [5] AMINATA SARR « SIMULATION DE SYSTÈMES HYBRIDES PHOTOVOLTAIQUES ». ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE UNIVERSITÉ DU QUÉBEC Décembre 1998.
- [6] M. Adouane « Etude et Simulation d'une topologie d'onduleur photovoltaïque connecté au réseau » Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables, B.P. 88, ZI, G. Taam, Ghardaïa Algérie.
- [7] Haizea GAZTAÑAGA ARANTZAMENDI, "ETUDE DE STRUCTURES D'INTEGRATION DES SYSTEMES DE GENERATION DECENTRALISEE : APPLICATION AUX MICRORESEAUX," *thèse doctorat. INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, Décembre 2006.*
- [8] Ludmil Stoyanov, "Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables," thèse doctorat UNIVERSITE DE CORSE PASQUALE PAOLI octobre 2011.
- [9] BAGHDADI Fazia "MODELISATION ET SIMULATION DES PERFORMANCES D'UNE INSTALLATION HYBRIDE DE CONVERSION D'ENERGIES RENOUVELABLES," mémoire magistère UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI-OUZOU septembre 2011.
- [10] Melle BRIHMAT Fouzia, " L'Etude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale hybride PV/Eolien " mémoire magistère UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI-OUZOU 2012.
- [11] Majid ZANDI, " CONTRIBUTION AU PILOTAGE DES SOURCES HYBRIDES D'ENERGIE ELECTRIQUE," thèse doctorat NANCY Université - Institut National Polytechnique de Lorraine 2010.
- [12] TAMMAM BASBOUS " ÉTUDE DE FAISABILITÉ D'UN JUMELAGE ÉOLIEN — DIESEL AVEC STOCKAGE D'ÉNERGIE SOUS FORME D'AIR COMPRIMÉ," MÉMOIRE DE RECHERCHE PRÉSENTÉ À L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI.
- [13] M. Mouhamadou BA "OPTIMISATION DE LA CONCEPTION D'UNE CENTRALE HYBRIDE PV - DIESEL POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE : Application à la centrale de Dionewar-Niodior," Projet fin d'étude d'ingénieur UNIVERSITÉ CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR 2005.
- [14] HASSINI née BELGHITRI HOUDA "MODELISATION, SIMULATION ET OPTIMISATION D'UN SYSTEME HYBRIDE EOLIEN-PHOTOVOLTAIQUE," MEMOIRE De Magister. UNIVERSITE ABOU-BAKR BELKAID DE TLEMCEN 2010.

- [15] M. Ionel VECHIU, "MODELISATION ET ANALYSE DE L'INTEGRATION DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS UN RESEAU AUTONOME," thèse doctorat L'UNIVERSITE DU HAVRE 2005.
- [16] M. Damien Thirault, " Architectures des Réseaux de Distribution pour l'Electrification rurale des Pays en Développement," thèse doctorat INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE 2004.
- [17] M. Robin ROCHE<sup>1</sup>, Lhassane IDOUMGHAR<sup>2</sup>, Benjamin BLUNIER<sup>y</sup>, Abdellatif MIRAOU<sup>1</sup>, " Algorithmes hybrides pour la gestion intelligente de l'énergie dans les smart grids," IRTES-SeT, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 13 rue Thierry Mieg 90000 Belfort France 2012.
- [18] Ricardo Ruther<sup>'</sup>, 2, Aloisio L. Schmid<sup>'</sup>, Hans-Georg Beye ,A.A.M~ntenegro<sup>'</sup>.~& Sergio H. F. Oliveira<sup>'</sup> "CUTTING ON DIESEL, BOOSTING PV: THE POTENTIAL OF HYBRID IN THE BRAZILIAN AMAZON DIESEL / PV SYSTEMS IN EXISTING MINI-GRIDS," 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion May 11-18,2003 Osaka, Japan.
- [19] Thang VU "Répartition des moyens complémentaires de production et de stockage dans les réseaux faiblement interconnectés ou isolés": thèse doctorat INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE 2006.
- [20] Basem Idlbi "DYNAMIC SIMULATION OF A PV-DIESEL-BATTERY HYBRID PLANT FOR OFF GRID ELECTRICITY SUPPLY," A Thesis Submitted To The Faculty Of Electrical Engineering And Computer Science At The University Of Kassel And Faculty Of Engineering At Cairo University 2012.
- [21] M. Peng LI, "Formalisme pour la Supervision des Systèmes Hybrides Multi-Sources de Générateurs d'Énergie Répartie : Application à la Gestion d'un Micro Réseau," *thèse doctorat ECOLE CENTRALE DE LILLE 2009*.
- [22] M.BOUKLI HECENE Omar " la conception et la réalisation d'un générateur photovoltaïque muni convertisseur MPPT pour gestion meilleur d'énergie," MEMOIRE De Magister. UNIVERSITE ABOU-BAKR BELKAID DE TLEMCEM 2011.
- [23] M. J.K. Tangka<sup>1\*</sup>, P. Tchakoua<sup>1,2</sup>, H. Fotsin<sup>2</sup> et A. Fomethé<sup>3</sup> " Conception et réalisation d'un module électronique de contrôle de charge et de gestion optimale de l'énergie pour systèmes énergétiques hybrides éolien-diesel, photovoltaïque-diesel et éolien-photovoltaïque-diesel (MECCGOPSEH)," Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°4 (2010) 591 – 602.
- [24] MA.Y. Kadri<sup>1</sup> et A. Hamidat<sup>2\*</sup>" Compensation partielle et globale du réseau électrique BT à l'aide de l'énergie solaire photovoltaïque," Revue des Energies Renouvelables Vol. 12 N°3 (2009) 433 – 447.
- [25] M Daniel YAMEGUEU<sup>1</sup>, 2\*, Yao AZOUMAH<sup>1</sup>, Xavier PY<sup>2</sup>" Étude expérimentale et économique d'un système hybride solaire photovoltaïque/diesel sans stockage pour une production décentralisée d'électricité," Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Énergie, Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement, 01 BP 594 Ouagadougou 01, Burkina Faso.
- [26] M.SOFIANE ABADA" ETUDE ET OPTIMISATION D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE POUR LA RECHARGE D'UNE BATTERIE AVEC UN CONVERTISSEUR SEPIC," Mémoire présenté à la Faculté des études supérieures et

postdoctorales de l'Université Laval dans le cadre du programme de maîtrise en génie électrique pour l'obtention du grade de Maître es Sciences (M.Sc.) UNIVERSITE LAVAL QUEBEC.

[27] Deepak Kumar Lall, Bibhuti Bhusan Dash<sup>2</sup>, and A. K. Akella<sup>3</sup> «Optimization of PV/Wind/Micro-Hydro/Diesel Hybrid Power System in HOMER for the Study Area," International Journal on Electrical Engineering and Informatics - Volume 3, Number 3, 2011.

[28] Amar KHELIF " EXPERIENCE, POTENTIEL ET MARCHE PHOTOVOLTAIQUE ALGERIEN," New Energy Algeria NEAL 15, Haouche Kaouche, Dely Ibrahim Alger - Algérie.

[29] Farid Katiraei, *Member, IEEE*, " Diesel Plant Sizing and Performance Analysis of a Remote Wind-Diesel Microgrid," ACCEPTED FOR PUBLICATION IN THE PROCEEDING OF THE IEEE-PES 2007 GENERAL MEETING.

[30].F. Bouchtouche cherfa «Etude et réalisation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau de distribution électrique BT». Mémoire de magister, Ecole National Polytechnique Elharach, 2004.

[31].I. Etxeberria-Otadui, « Les systèmes de l'électronique de puissance dédiés à la distribution électrique : application à la qualité de l'énergie ». Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, septembre 2003.

[32] L. Stoyanov <sup>1\*</sup>, G. Notton <sup>2</sup> et V. Lazarov <sup>1</sup>," Optimisation des systèmes multi-sources de production d'électricité à énergies renouvelables"Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°1 (2007) 1 – 18.

[33] " Repowering de centrales électriques avec des groupes diesel "([www.ecodev.info](http://www.ecodev.info) e-mail: [contact@ecodev.info](mailto:contact@ecodev.info)).

[34].TOMMY ANDY THEUBOU TAMEGHE «MODÉLISATION ET SIMULATION D'UN SYSTÈME DE JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL ALIMENTANT UNE CHARGE LOCALE». MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC EN ABITIBI-TEMISCAMINGUE COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA MAÎTRISE EN INGÉNIERIE aout 2012.

[35] D.Saheb-Koussa\*, M.Haddadi'Modélisation d'un générateur photovoltaïque dans l'environnement « MATLAB/SIMULINK » Centre of development of renewable energies Route de l'observatoire, BP.62 Bouzareah, Algiers, Algeria.

[36] *Amar KHELIF*'EXPERIENCE, POTENTIEL ET MARCHE PHOTOVOLTAIQUE ALGERIEN' New Energy Algeria NEAL15, HaoucheKaouche, Dely Ibrahim Alger - Algérie.

[37] L. SELLES'ETUDE DE FAISABILITE D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE DE TAILLE MOYENNE (0,5-1 MW), AVEC STOCKAGE' *Rapport EUR 8196 FRSERI RENAULT ENGINEERING Bois-d'Arcy Contrat N° 474-78-4 ESF 1982.*

[38] Daniel YAMEGUEU NGUEWO 'EXPERIMENTATION ET OPTIMISATION D'UN PROTOTYPE DE CENTRALE HYBRIDE SOLAIRE PV/DIESEL SANS BATTERIES DE STOCKAGE: VALIDATION DU CONCEPT « FLEXY ENERGY »'Thèse de doctorat Soutenue publiquement (LESEE-2iE) le 19. octobre 2012.

[39] ORMAZABAL," Poste photovoltaïque intégré – CFI–1000F, *La solution intégrée de 1 MWc*" Produits, applications, solutions CA-327-FR-1011.



# Annexe

Annexe n°01: le parc de production diesel au sud de pays:

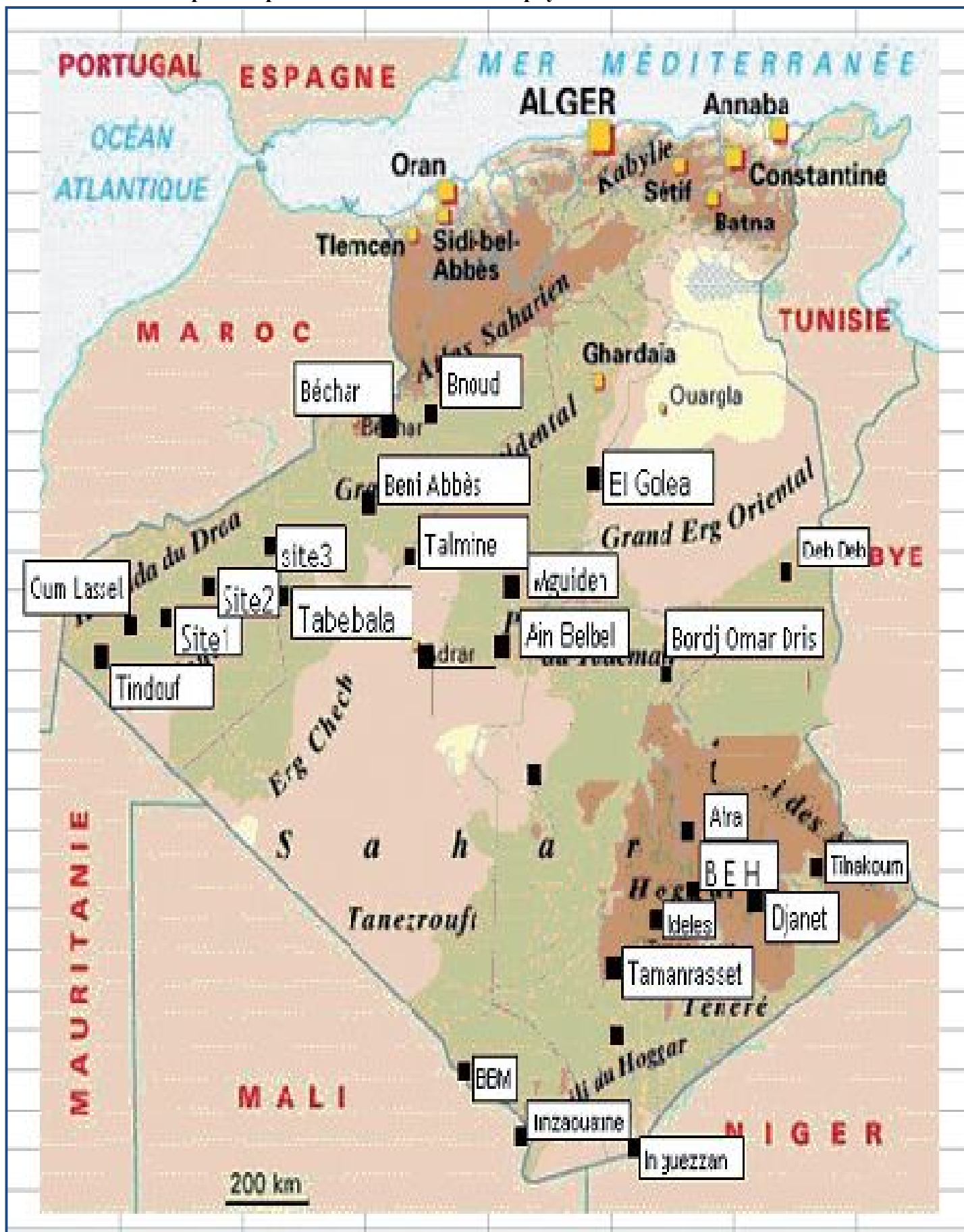


Figure 8: le parc de production diesel de SONELGAZ au sud de pays.

## Les gaz à effet de serre

Concernant l'impact environnemental des gaz à effet de serre, nous allons citer ci-après les gaz responsables de l'effet de serre :

- La vapeur d'eau
- Le dioxyde de carbone
- Le méthane
- Le protoxyde d'azote
- L'ozone troposphérique
- Les CFC (chlorofluorocarbones)

L'effet de serre engendre une hausse des températures qui mène à :

- la fonte des glaces polaires qui engendre une hausse du niveau de la mer ce qui peut entraîner des inondations
- un bouleversement des climats (davantage de régions désertiques...)

## Historique de prix du carburant Diesel en Algérie

Année	Prix (\$/L)	Obs.
1991	0,04	
1992	0,09	
1993	0,15	
1994	0,22	
1995	0.23	
1996	0.22	
1997	0.18	
1998	0.16	
1999	0.16	
2000	0.15	
2001	0.12	
2002	0.1	
2003	0.17	
2004	0.15	
2005	0.18	
2006	0.19	
2007	0.2	
2008	0.2	
2009	0.21	
2010	0.19	
2011	0.18	
2013	0.17	

## Annexe n°02: La carte de l'irradiation solaire en Algérie.

Il s'agit d'une première carte de l'Atlas solaire algérien, qui sera publié dernièrement par le CDER, comprenant une série de cartes de plusieurs types d'irradiation solaire. Ces cartes sont produites par l'équipe d'instrumentation duc CDER qui s'attèle à tracer des cartes du gisement solaire à partir de données mesurées sur un nombre limité de sites en Algérie. Le but de cette carte a pour l'estimation des irradiances solaires globales, directes et diffuses pour différents types de ciel et ses résultats obtenus sont validés par des données mesurées sur le terrain.

Cette cartes solaires possède une importance considérable dans le domaine de la conception des systèmes de production d'énergie solaire. L'utilisation des ces cartes permettra aux concepteurs de ces systèmes d'améliorer le rendement de la production d'énergie en fonction du climat local. Grâce à cette carte, les produits et matériaux de production utilisés ainsi que leurs configurations pourront être adoptés d'une manière optimale.

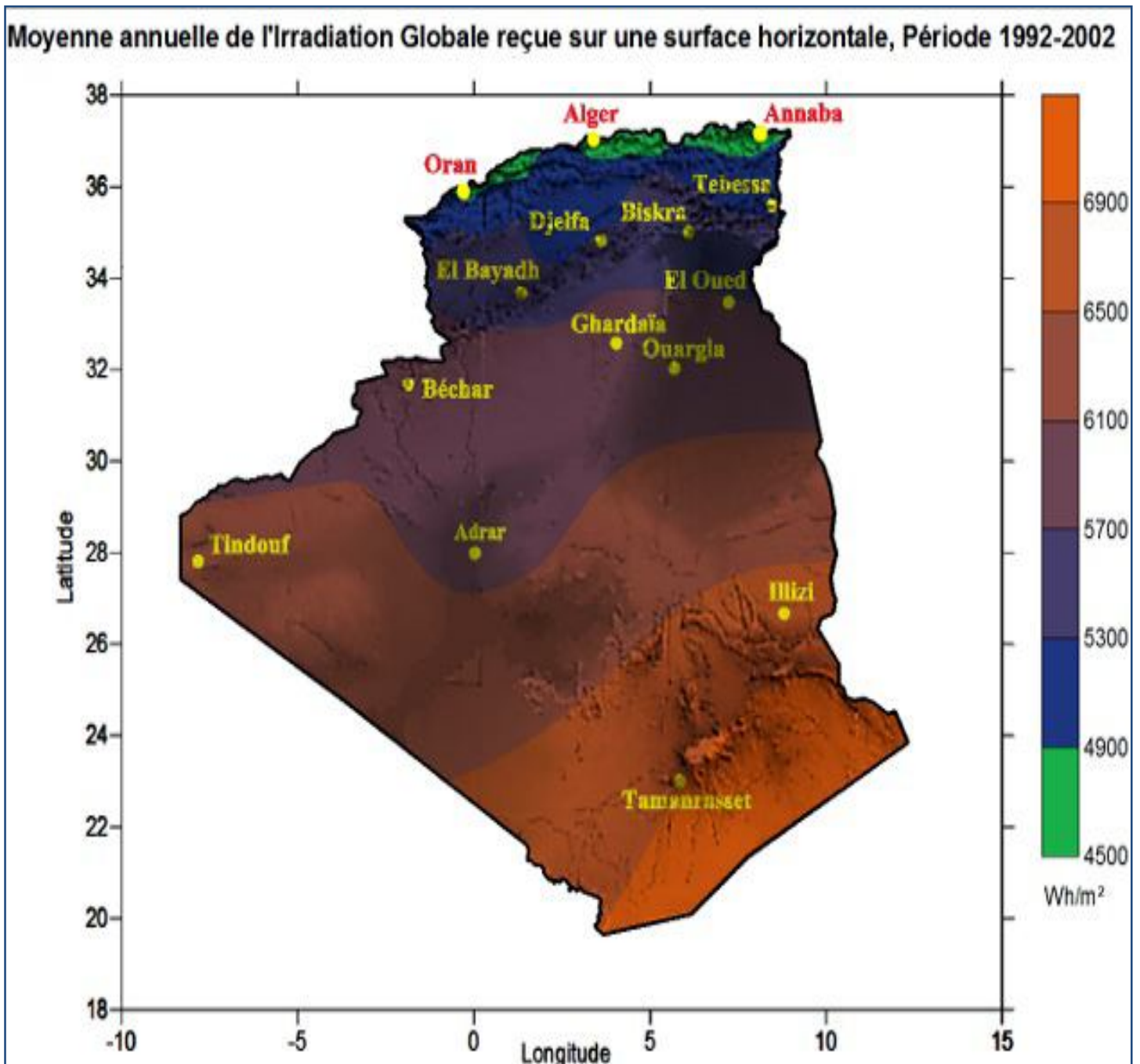


Figure 9: la première carte de l'Atlas solaire algérien.

Annexe n°03: Exemple d'une centrale Diésel.

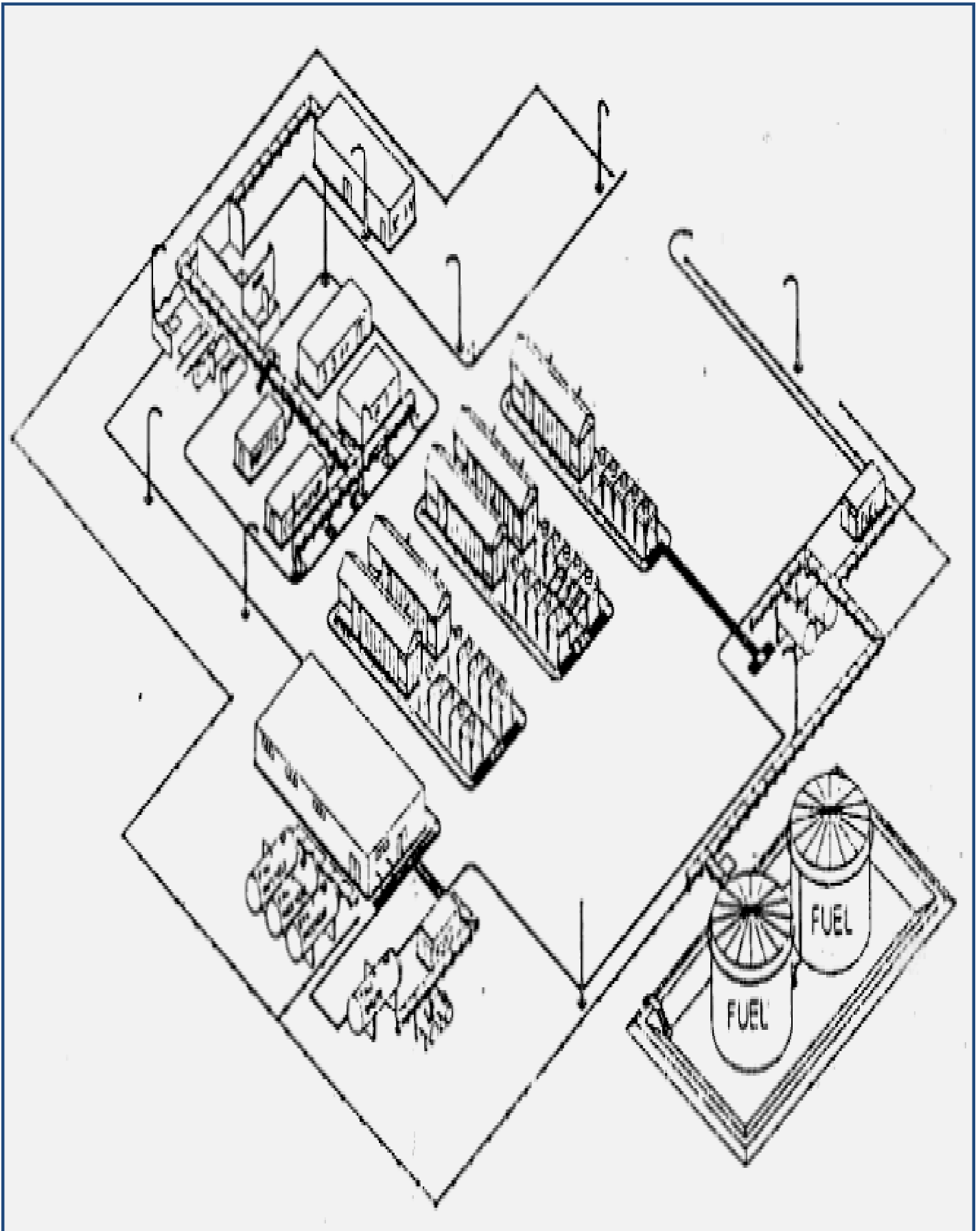


Figure 10: Exemple de plan d'une centrale Diésel.



Figure 11/: Image Google Earth de la centrale Diésel Talmine

#### Annexe n°04: Présentation du site (paramètres):

Le projet ciblé l'ensemble de parc Diesel installé de grand sud d'Algérie.

**Cas étudié :** dans cette étude, on prend comme exemple la centrale Diésel de Talmine.

##### a) Points Données du site.

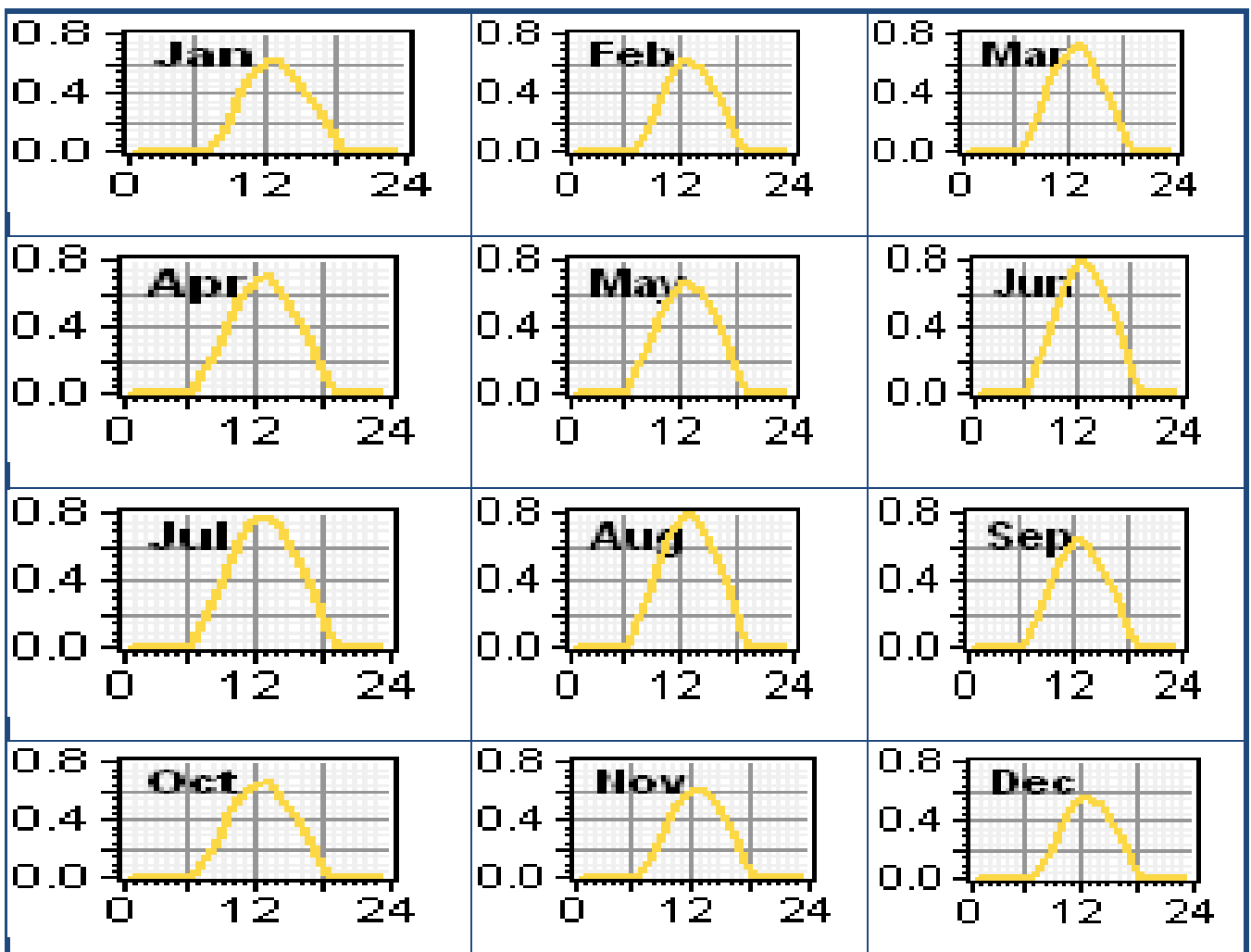
Points	Latitude	Longitude
	26°47'52" N	0°42'11" O

Les caractéristiques climatiques de la localité concernées sont approximativement les suivantes :

- Température ambiante maximale : 50 °C,
- Température ambiante moyenne journalière : 35 °C,
- Vitesse moyenne annuelle des vents de sable : 6 m/s,
- Vitesse de pointe instantanée maximale des vents de sable : 55 m/s,
- Direction des vents de sable : variable,
- Elévation : 233 m.

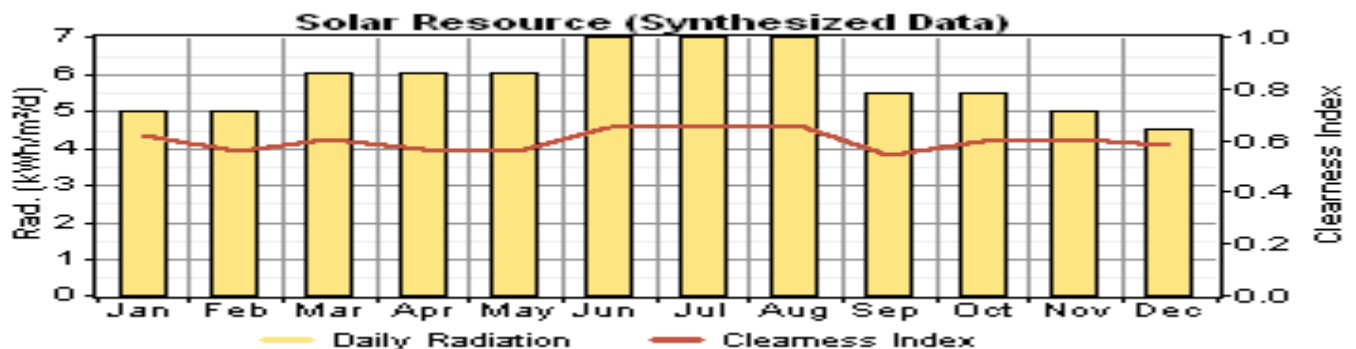
##### b) Rayonnement solaire : L'évaluation détaillée du gisement solaire en Algérie

s'appuyant sur des campagnes de mesures sur sites (voir carte de l'Atlas solaire algérien ci-dessus). Il y a aussi des données satellitaires sur l'irradiation globale horizontale de sont disponibles. En effet, l'histogramme ci-dessous donne l'évolution d'irradiation globale horizontale de la localité de Talmine.



**c) Le potentiel solaire de localité de Talmine :**

Mois	Irradiation globale (kWh/m <sup>2</sup> /jour)	Irradiation moyen (kWh/m <sup>2</sup> /jour)	l'angle d'inclinaison optimale	Irradiation avec l'angle d'inclinaison optimale (kWh/m <sup>2</sup> /jour)
Janvier	0.619	5.000	54	5.244
Février	0.559	5.000	46	6.072
Mars	0.605	6.000	32	6.771
Avril	0.568	6.000	16	6.999
Mai	0.558	6.000	1	6.780
Juin	0.653	7.000	-6	6.877
Juillet	0.654	7.000	-3	6.953
Aout	0.662	7.000	10	6.944
Sep	0.545	5.500	26	6.685
Octobre	0.598	5.500	41	5.912
Novembre	0.607	5.000	52	5.132
Décembre	0.579	4.500	56	4.736
Année		6	26	6.25



Irradiation moyen annuel : 6 kWh/m<sup>2</sup>/jour

Cet histogramme montre que l'irradiation globale horizontale varie entre un minimum le mois de février (0.559Wh /m<sup>2</sup>) et un maximum le mois de aout (7130Wh/m<sup>2</sup>) selon les données satellitaires.

L'étude de l'irradiation globale horizontale permet de dimensionner l'installation de la centrale photovoltaïque et d'avoir une vision globale sur le comportement moyen mensuel des différents éléments de la centrale solaire et d'effectuer une étude détaillée suivant les caractéristiques du mois(maximum et minimum) suivant aussi l'évolution saisonnière du climat dans la zone saharien.

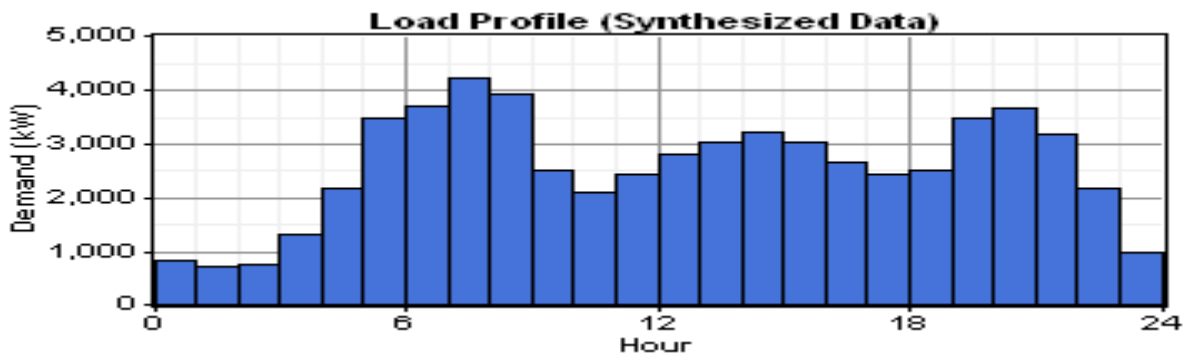
Ce climat saharien tient compte des deux saisons dominantes connues dans nos pays :

- Saison été (chaleur et harmattans) : caractérisée par un ciel clair ;
- Saison hiver subdivisée en une période de froid sec caractérisée par un ciel clair et de moyen caractérisée par des vents sable forts.

**d) Evaluation de la charge électrique de la centrale diesel :**

Le courbe charge journalier de la centrale est présentés dans le figure suivant:

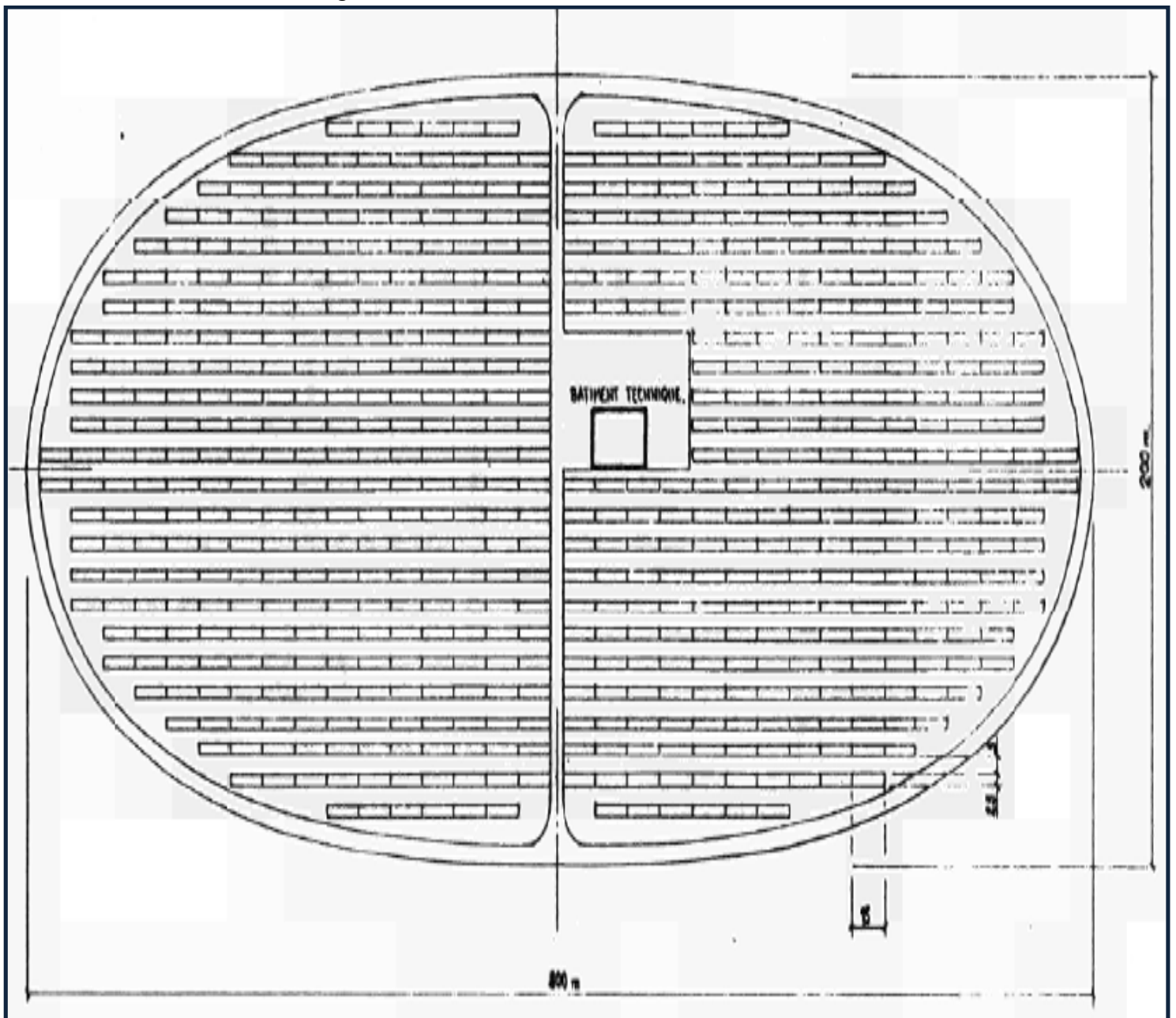




**e) Puissance totale pour le PV**

La puissance de la centrale solaire PV est déterminé en fonction de :

- Taux de pénétration d'énergie solaire PV dans la centrale diesel.
- La courbe de charge de la localité.



Exemple d'un plan de masse d'une centrale solaire PV de 1MWc.

Quelle que solutions pour implantation Les champs de panneaux photovoltaïques sur sols.

<p><b>Solution 01</b></p>	<p><b>Solution 02</b></p>
<p><b>Solution 03</b></p>	<p><b>Solution 04</b></p>

**Mise à la terre :** La réalisation des travaux de mise à la terre doit prendre les mesures de sécurité nécessaires pour réaliser la mise à la terre de toute l'installation conformément aux règles de l'art ; tout neutre d'équipement et toute masse métallique de la centrale quelle qu'elle soit seront mis à la terre.

La centrale doit avoir deux prises de terre distinctes :

- une prise de terre de neutre
- une prise de terre des masses

Ces circuits de terres doivent être exécutés avec beaucoup de soins le réseau et les prises de terre dont les résistances seront calculées en fonction des sensibilités des appareils de protection.

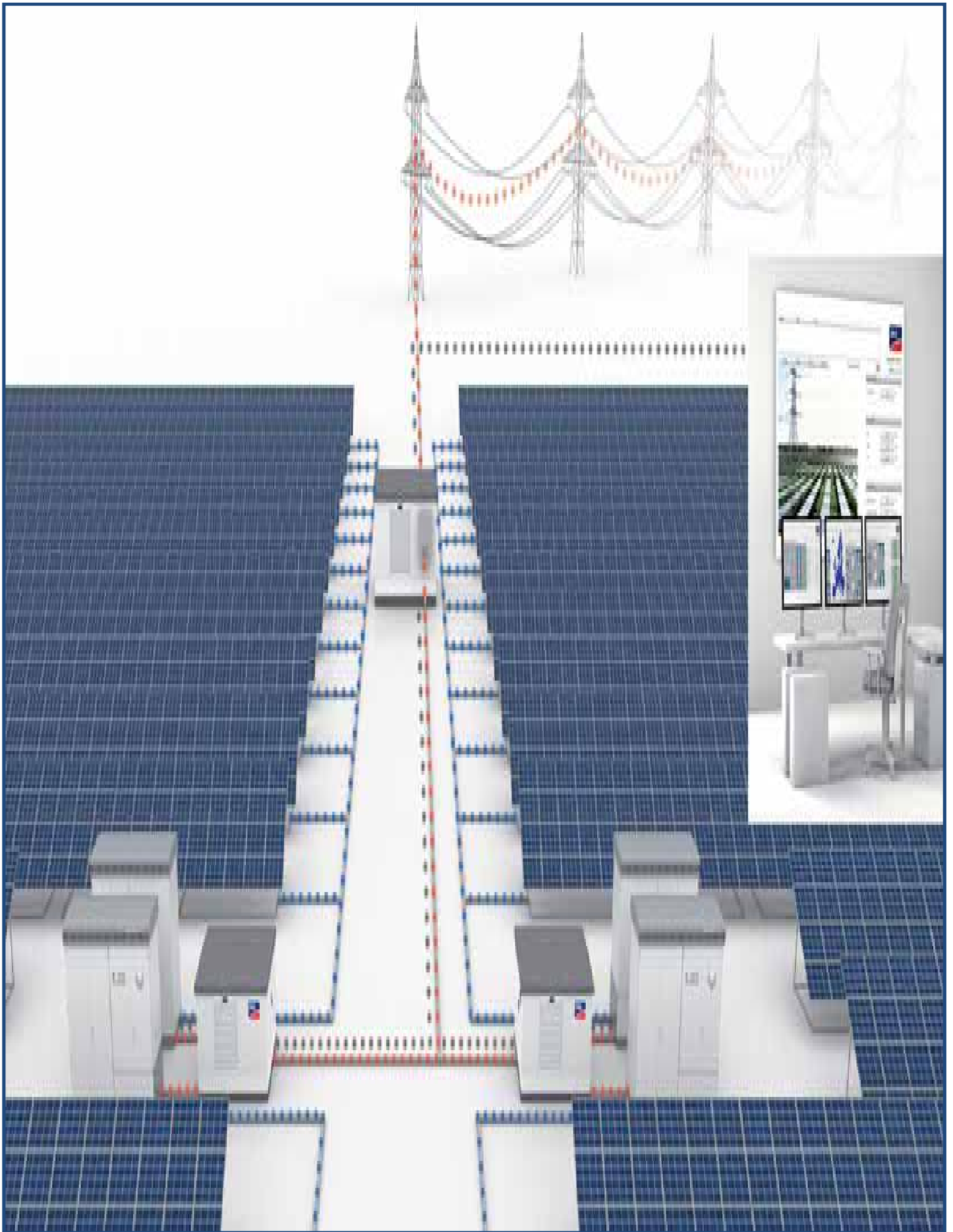


Figure illustrée schémas finale d'une centrale solaire PV.

## Annexe n°05: La nouvelle technologie « Poste photovoltaïque intégré » :

Aujourd'hui pour apporter aux centrales photovoltaïques de grandes puissances une solution intégrée en usine et répondant aux critères les plus exigeants en matière de rendement, fiabilité et sécurité. Le **CFI-1000F** est un poste de 1000 kW intégrant dans une unité préfabriquée en usine tous les équipements électriques, depuis les boîtes de raccordement DC jusqu'aux interrupteurs HTA. Il existe également en CFI-500 et CFI-1200.

Ce type de poste photovoltaïque intégré est développé par **ELETTRONICA SANTERNO** et **ORMAZABAL**.

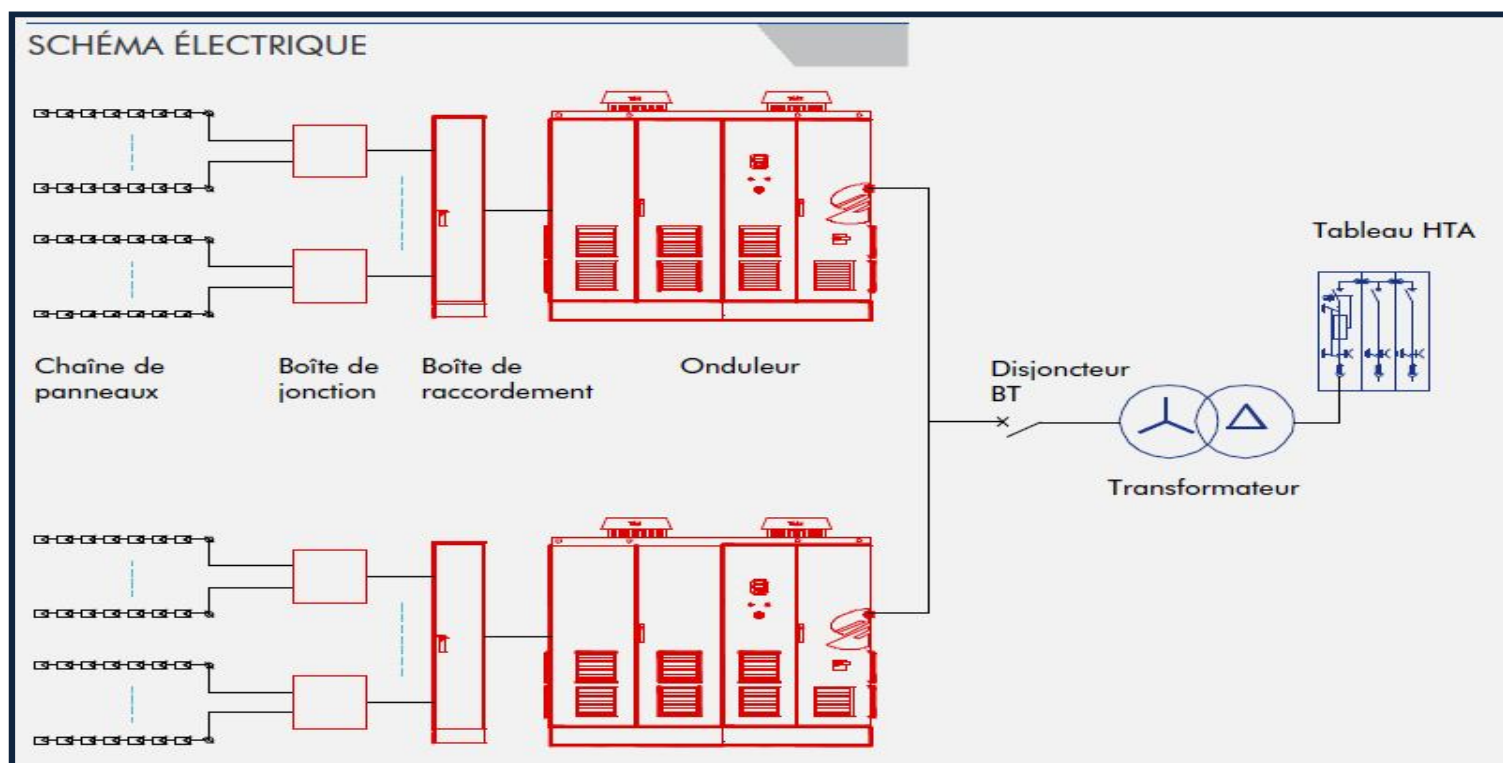


Schéma électrique du poste photovoltaïque intégré.

Ce type de poste préfabriqué consiste de :

### 1. Enveloppe béton préfabriqué

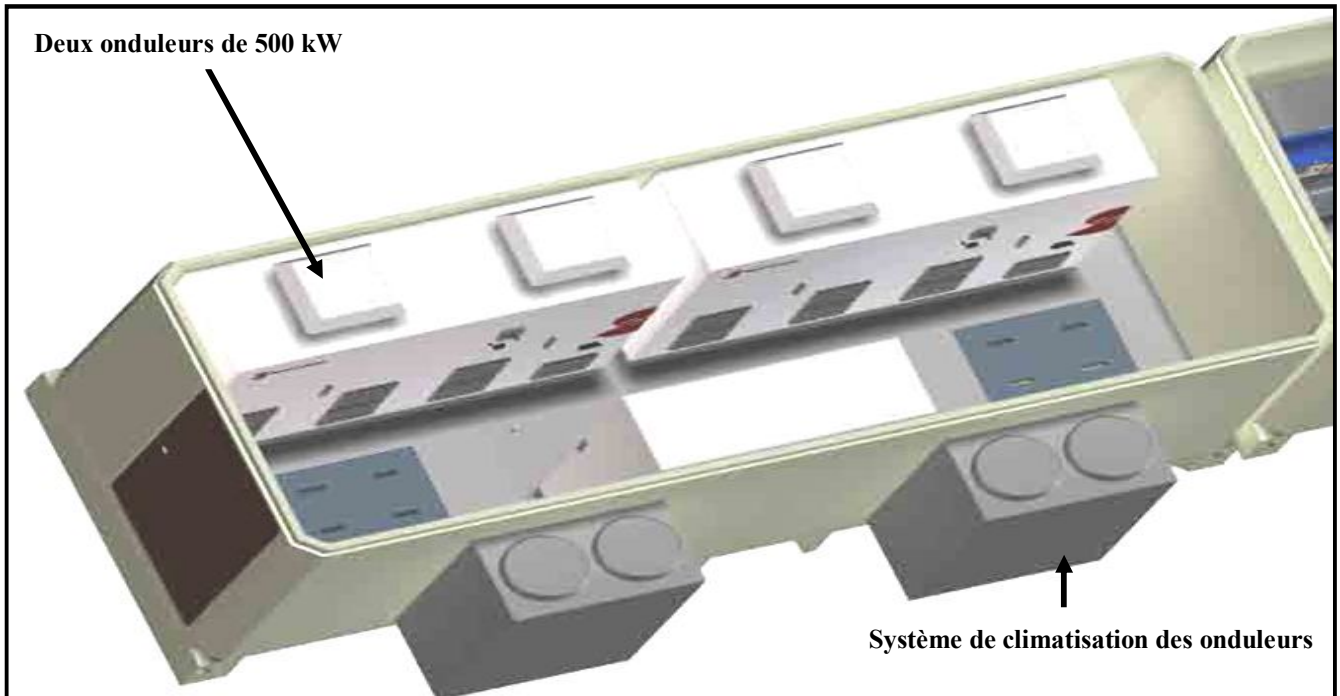
Chacun des postes CFI est constitué de deux enveloppes en béton préfabriqué raccordées ensemble, l'une contenant la partie Basse Tension (boîtes de raccordement BT, onduleurs, filtres...) l'autre contenant la partie HTA (tableau HTA, transformateur...).

Cette solution bénéficie des avantages suivants :

- Accès au local onduleur sans avoir un niveau d'habilitation HTA.
- Pas d'échanges et de perturbations thermiques entre le transfo et les onduleurs.
- Protection de l'environnement des onduleurs contre les agressions extérieures provenant de la partie HTA (incendie transfo, arc interne...).
- Utilisation d'un génie civil monobloc (fabrication de l'enveloppe en une seule pièce béton) : pas de fissurations du béton ni de défauts d'étanchéité dus au gel-dégel, mouvement de terrain... en raison de l'absence d'assemblage de panneaux en béton.
- Simplicité du transport et de la mise en place des enveloppes : transport non exceptionnel, utilisation d'une grue de 140T (portée de 12m).

## 2. Deux onduleurs de 500 kW :

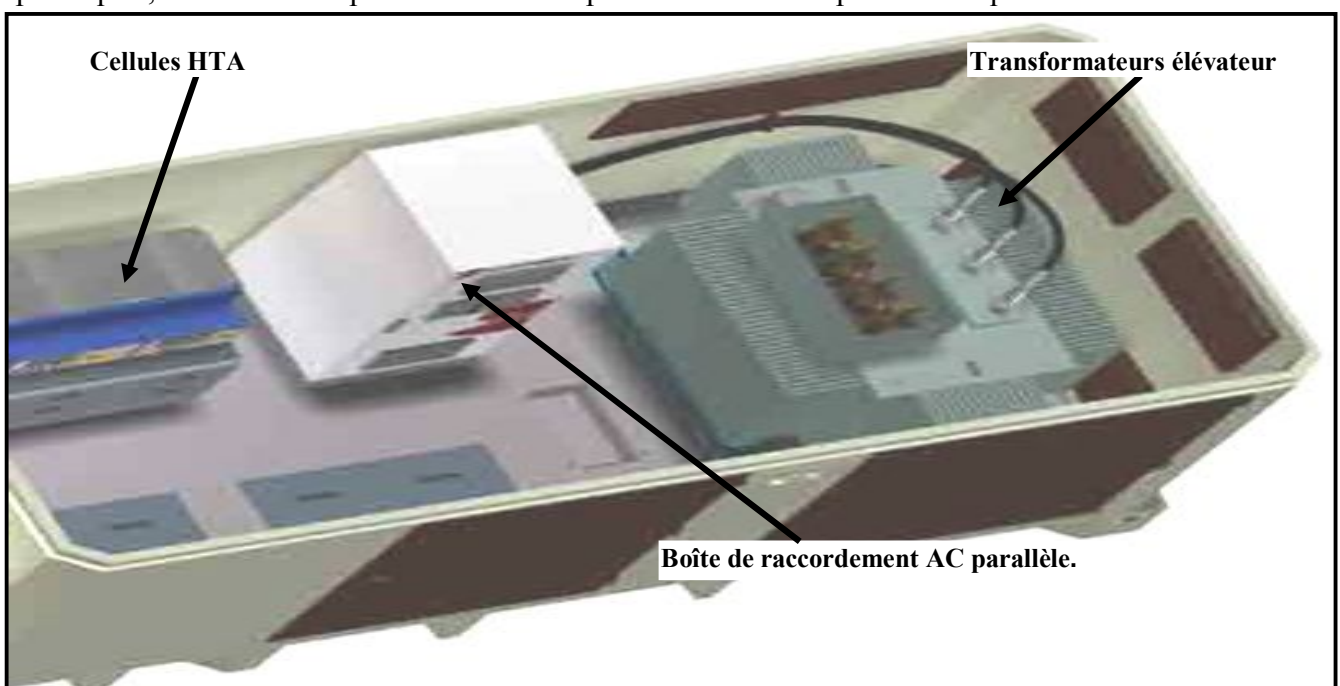
L'armoire onduleur SUNWAY TG 500 FR 800V TE possède des dispositifs numériques complets pour contrôler la conversion de l'énergie photovoltaïque. Conçu et fabriqué en Italie par les techniciens d'Eletronica Santerno S.p.A., à l'aide de la technologie électronique la plus avancée. Cet onduleur équipe déjà de nombreuses centrales photovoltaïques.



## 3. Transformateurs conformes aux normes :

- ⚡ N F EN 50464-1
- ⚡ N F C 52-112-1
- ⚡ N F EN 60076 - 1 à 10

Transformateur diélectrique liquide puissance 1250 KVA – 30 kV, avec conceptions spécifiques, dimensions et pertes réduites adaptées aux centrales photovoltaïques.



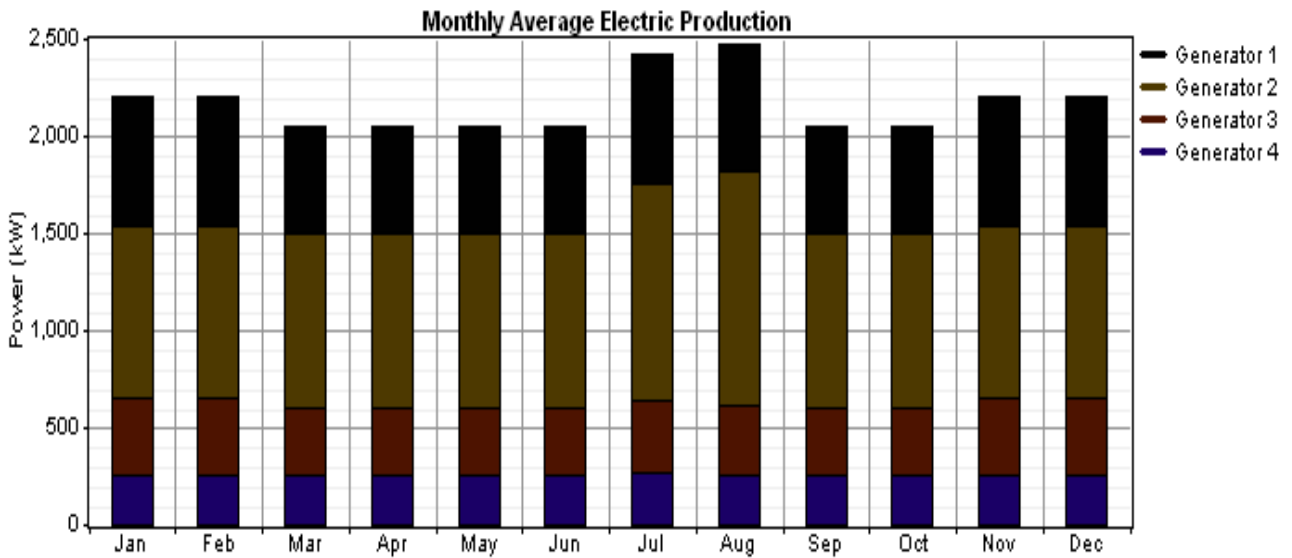
#### 4. Cellules HTA.

Principales caractéristiques des :

- ✚ Isolation intégrale dans le SF6 qui assure la protection en environnement agressif.
- ✚ Sécurité des personnes et des installations.
- ✚ Optimisation des coûts d'exploitation grâce au faible besoin d'entretien.
- ✚ Modularité et extensibilité permettant, à l'avenir, le développement sans remplacement de l'équipement complet.
- ✚ Flexibilité dans la configuration du tableau HTA.
- ✚ Possibilité de remplacement d'une seule unité fonctionnelle.

#### Annexe n°06: Simulation.

##### A. Courbe de répartition de charge de la centrale diesel Talmine



##### B. Courbe de répartition de charge de la centrale Talmine après l'hybridation

