

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire  
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Mohamed Khider – Biskra  
Faculté des Sciences et de la technologie  
Département de : Génie Electrique



جامعة محمد خيضر بسكرة  
كلية العلوم و التكنولوجيا  
قسم : الهندسة الكهربائية

Mémoire présenté en vue de l'obtention  
du diplôme de Master 2

Option : Energies Renouvelables

**Thème :**

**Contribution à l'étude de Conception et de Dimensionnement  
de 04 centrales photovoltaïques injectées au réseau de la  
Wilaya de BISKRA avec PVSYST**

Présenté par :

Mme Harrouz Fouzia née MENADI

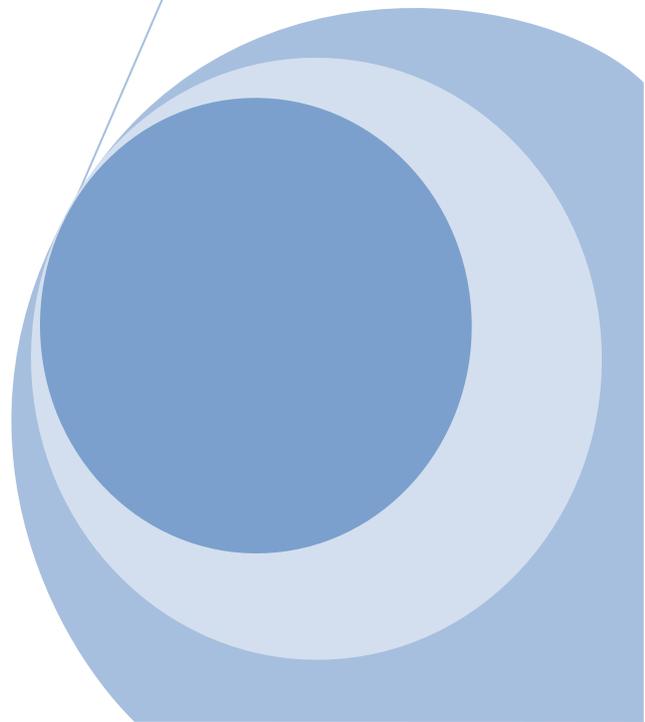
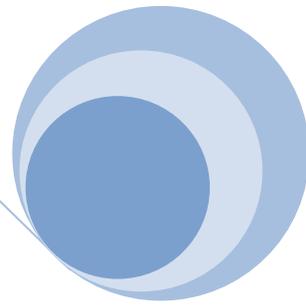
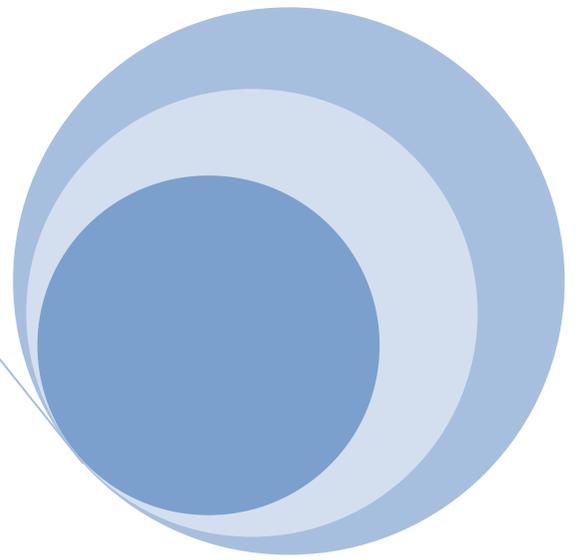
Soutenu le : 06/06/2017

**Devant le jury composé de :**

Dr. Boumaâraf Rabia	MCB	Président
Dr. Terki Amel	MCA	Encadreur
Dr. Bourek Amor	MCA	Examineur

Promotion Juin 2017

# RESUME



## المخلص:

أردت في هذه المذكرة ، المساهمة بالقيام بدراسة تقنية و اقتصادية لمحطة توليد الكهرباء بالطاقة الشمسية موصولة بالشبكة الكهربائية لولاية بسكرة وذلك باستعمال برنامج **PVSyst** ، لهذا الغرض إخترت أربعة مناطق من مختلف بلديات ولاية بسكرة مختلفة العناصر المناخية ( قيمة الإشعاع الشمسي، درجة الحرارة ... ) و ذات مساحات مختلفة و هي ( بسكرة ، الغروس ، خنقة سيدي ناجي و سطح رواغة ببلدية البساس .أختيرت هذه الارضيات بهذه المناطق من طرف وزارة الطاقة لتستوعب محطات شمسية مستقبلا بقيم متفاوتة للاستطاعة الكهربائية المرجوة منها . بعد تحليل النتائج المتحصل عليها استنتجت أن مدة استرجاع الاستثمار تكون من اليوم الأول بالنسبة لكل المناطق المختارة، بالنسبة للإنتاج الطاقوي، فهو متنازل حسب الترتيب التالي الغروس ، سطح رواغة ببلدية البساس ، خنقة سيدي ناجي و اخيرا بسكرة . وهذا ما يجعلني اؤكد صلاحية هذه المحطات الشمسية بهذه المناطق المختارة وابرر اختيار وزارة الطاقة لها.

## Abstract:

In this work, I have done technical and economical study for solar plan injected on Grid, using **PVSyst** software. For this study, I chose different sites with different meteorological values (solar irradiation, temperature .....), for different powers. I concluded the investment return is from the first day for all sites. In other hand, power productions for solar plan are decreased as following: Elghrouss , Stah Rwagha ,Khanguet Sidi Naji and finally Biskra. For this reason, we can deduct why these sites were chosen by the minister of Energy.

## Résumé :

Dans ce travail j'ai voulu faire une étude technico – économique sur des centrales photovoltaïques injectées dans le réseau électrique de la wilaya de Biskra dans différents sites de la wilaya, en utilisant le logiciel **PVSyst**. Les sites choisis ont différentes données météorologiques (rayonnement solaire , température ambiante...).Pour de différentes puissances ( de 20 à 300 MW ). D'après les résultats obtenus, il a été conclu que le retour d'investissement était meilleur pour tout les sites. Quand à la production, elle est décroissante comme suivant : Elghrouss, Stah Rwagha (Besbes) Khanguet Sidi Naji et enfin Biskra . Pour cette raison, on justifie le choix des ces sites par le Ministère de l'Énergie pour concrétiser ces centrales prochainement dans le cadre du programme de développement des ER .

# Dédicaces

*Je dédie cette thèse de Master 2*

*A L'âme de ma très chère mère, ma chère grande sœur et mon cher beau père*

*Que Dieu tout puissant bénit leurs âmes*

*A mon cher père qui a tant sacrifié pour qu'il puisse voir ses enfants*

*Atteignant le sommet de leurs études ; que dieu tout*

*Puissant le garde et le protège.*

*A mon cher mari qui a cru en moi et qui m'a soutenue durant toute cette*

*Année que dieu le garde et le protège*

*A mes chers enfants : Ahmed Chérif, Moundher et Meriem ;*

*Que dieu tout puissant les protègent de tout mal.*

*A mes chers frères, mes chères soeurs qui étaient toujours présents*

*À mes côtés.*

*A tous mes amis qui m'ont soutenue et encouragée.*

*Mme Harrouz Fouzia née Menadi*

# Remerciements

*Pour commencer Je tiens à remercier ALLAH, le tout puissant de m'avoir donnée la foi et de m'avoir permise d'en arriver là.*

*Mes remerciements vont également à mes très chers parents, à mes frères et sœurs, mes enfants et surtout mon cher mari, pour tous les sacrifices qu'il a consentis pour me permettre de poursuivre mes études dans les meilleures conditions possibles et n'avoir jamais cessé de m'encourager tout au long de cette année d'étude ;j'espère qu'ils seront fiers de moi .*

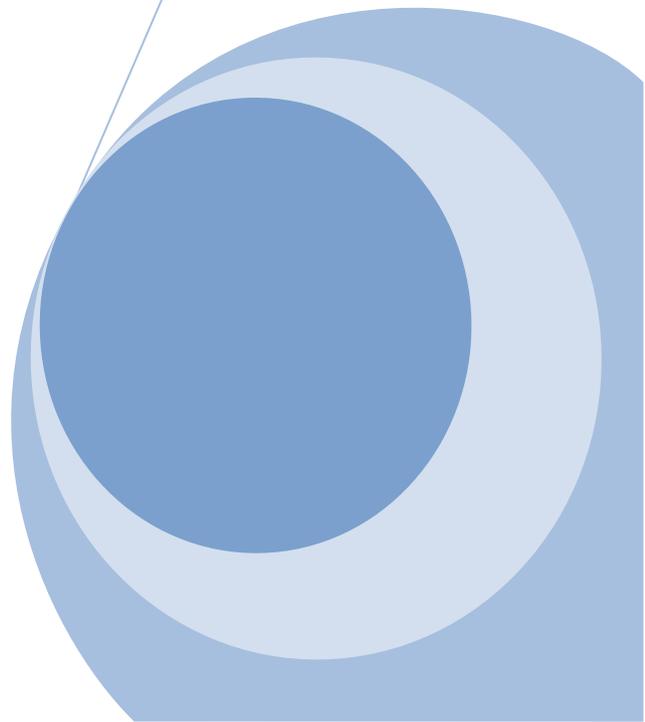
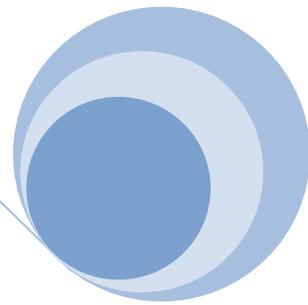
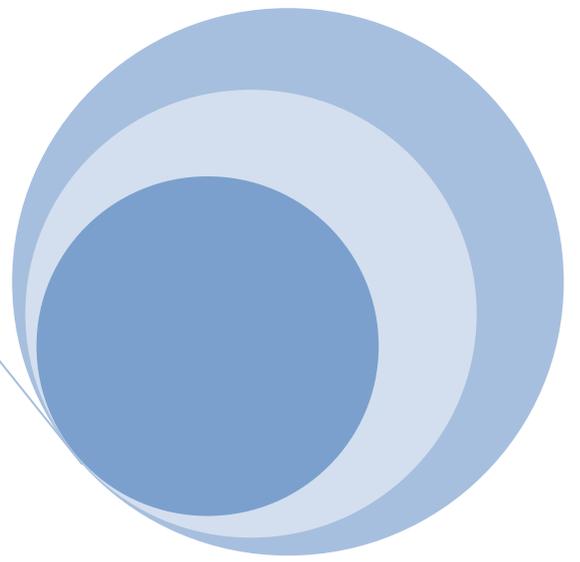
*Je remercie en particulier mon encadreur, Dr Terki Amel, qui m'a toujours amenée à pousser ma réflexion de plus en plus loin.*

*Je voudrais bien remercier aussi le jury de sa présence pour évaluer et participer à la conclusion de ce modeste travail.*

*J'adresse mes sincères remerciements au directeur de L'Energie de la wilaya de Biskra pour son soutien et à tous mes amis qui m'ont encouragée à élaborer ce modeste travail; Mr Bensalah, Melle Krouma et Melle Berhi et à tous les intervenants et toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé mes réflexions.*

*À tous ces intervenants, je présente mes remerciements, mon respect et ma gratitude.*

# **SOMMAIRE**



# Sommaire

Résumé	I
Dédicaces	II
Remerciements	III
Sommaire	IV
Liste des figures	VI
Liste des tableaux	VIII
Nomenclatures	IX
Introduction générale	1

## Chapitre I

### Politique Energétique en Algérie

<b>I.1</b>	Introduction	<b>3</b>
<b>I.2</b>	Potentiel des énergies renouvelables en Algérie	<b>4</b>
<b>I.2.1</b>	Potentiel solaire en Algérie	<b>4</b>
<b>I.2.2</b>	Potentiel éolien	<b>4</b>
<b>I.2.3</b>	Potentiel de l'énergie géothermique	<b>4</b>
<b>I.2.4</b>	Potentiel de l'hydroélectricité	<b>5</b>
<b>I.2.5</b>	Le potentiel de la biomasse	<b>5</b>
	<b>a)</b> Potentiel de la forêt	<b>5</b>
	<b>b)</b> Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles	<b>5</b>
<b>I.3</b>	Avancée dans le développement des énergies renouvelables : maîtrise de leurs technologies	<b>6</b>
<b>I.4</b>	Futurs Projets des centrales PV au niveau de l'Algérie	<b>8</b>
<b>I.4.1</b>	Objectifs du nouveau programme des Energies Renouvelables en Algérie (2015-2020- 2030)	<b>8</b>
<b>I.4.2</b>	La répartition du programme de développement des énergies renouvelables (ER) par filière technologique	<b>9</b>
<b>I.5</b>	Développement des capacités industrielles pour réussir le programme de développement des énergies nouvelles et renouvelables	<b>11</b>
<b>I.5.1</b>	Solaire photovoltaïque	<b>11</b>
<b>I.5.2</b>	Solaire thermique	<b>12</b>
<b>I.5.3</b>	Eolien	<b>13</b>
<b>I.5.4</b>	Recherche et développement pour accompagner le programme de développement des énergies nouvelles et renouvelables	<b>13</b>
<b>I.5.5</b>	Cadre juridique	<b>14</b>
<b>I.5.6</b>	Calcul des émissions	<b>15</b>
<b>I.6</b>	Énergies renouvelables à Biskra : Des conditions idéales pour développer le solaire	<b>15</b>
<b>I.7</b>	Conclusion	<b>17</b>

## **Chapitre II**

### **Simulation d'une centrale solaire photovoltaïque injectée au réseau**

<b>II.1</b>	Introduction	<b>18</b>
<b>II.2</b>	Principe de raccordement	<b>18</b>
<b>II.3</b>	Système photovoltaïque	<b>19</b>
<b>II.3.1</b>	Générateur solaire PV	<b>19</b>
<b>II.3.2</b>	Le convertisseur DC /DC	<b>20</b>
<b>II.3.3</b>	Commande MPPT	<b>20</b>
<b>II.3.4</b>	Le régulateur de charge	<b>21</b>
<b>II.3.5</b>	Le convertisseur DC/AC (L'onduleur)	<b>21</b>
<b>II.4</b>	Les pertes dans le système PV	<b>24</b>
<b>II.4.1</b>	Pertes dues à l'ombre	<b>24</b>
<b>II.4.2</b>	Pertes dues à la température	<b>25</b>
<b>II.4.3</b>	Pertes dues à l'onduleur	<b>26</b>
<b>II.5</b>	Simulation de système injecté au réseau	<b>26</b>
<b>II.5.1</b>	Données des sites	<b>28</b>
<b>II.5.2</b>	Paramètres du soleil	<b>29</b>
<b>II.5.3</b>	Simulation du système photovoltaïque injecté au réseau	<b>29</b>
<b>II.5.4.</b>	Dimensionnement du système PV injecté au réseau	<b>36</b>
<b>II.5.5</b>	Estimation de l'ombrage proche	<b>51</b>
<b>II.6</b>	Conclusion	<b>53</b>

## **Chapitre III**

### **Résultats & Interprétations**

<b>III.1</b>	Introduction	<b>54</b>
<b>III.2</b>	Diagramme d'Entrée / Sortie journalier	<b>54</b>
<b>III.3</b>	Irradiation solaire incidente	<b>55</b>
<b>III.4</b>	Energie effective à la sortie du champ PV	<b>56</b>
<b>III.5</b>	Puissance convertie à la sortie de l'onduleur	<b>58</b>
<b>III.6</b>	Puissance à la sortie du système	<b>59</b>
<b>III.7</b>	Puissance injectée dans le réseau	<b>60</b>
<b>III.8</b>	Evaluation de la production normalisée du système	<b>61</b>
<b>III.8.1</b>	Indice de performance	<b>62</b>
<b>III.9</b>	Evaluation de production de système injecté au réseau	<b>64</b>
<b>III.9.1</b>	Energie injectée dans le réseau (valeurs horaires maximales)	<b>67</b>
<b>III.10</b>	Evaluation économique	<b>68</b>
<b>III.10.1</b>	Equilibre financier à long terme ( Bilan Financier )	<b>74</b>
<b>III.10.2</b>	Tarif de rachat simple	<b>74</b>
<b>III.10.3</b>	Les calculs du PVSYST	<b>74</b>
<b>III.11</b>	Utilisation de l'outil P50-P90 dans PVsyst (Probabilité)	<b>80</b>
<b>III.12</b>	Bilan de carbone	<b>82</b>
<b>III.13</b>	Conclusion	<b>84</b>
<b>Conclusion générale</b>		<b>86</b>
<b>Annexes (A,B,C,D,E)</b>		
<b>Références et Bibliographies</b>		

## Listes des figures

<b>Figure I.1</b>	Objectifs du programme des E.R en Algérie (2015-2020-2030)- Objectifs cumulés par filière	<b>9</b>
<b>Figure I. 2</b>	les objectifs du programme algérien des Energies Renouvelables ( 22 GW à l’horizon 2030 )	<b>10</b>
<b>Figure I.3</b>	Programme Algérien des E.R Evolution des Objectifs par filière	<b>11</b>
<b>Figure II.1</b>	Panneau photovoltaïque	<b>21</b>
<b>Figure II.2</b>	Système photovoltaïque connecté au réseau électrique	<b>23</b>
<b>Figure II.3</b>	Topologies des systèmes photovoltaïques connectés à un réseau électrique	<b>24</b>
<b>Figure II.4</b>	Configurations des onduleurs photovoltaïques	<b>25</b>
<b>Figure II.5</b>	Pertes dues à la température pour différentes technologies	<b>26</b>
<b>Figure II.6</b>	Situation géographique des sites choisis.	<b>27</b>
<b>Figure II.7</b>	Ligne d’horizon en fonction de l’angle d’inclinaison des panneaux.	<b>29</b>
<b>Figure II.8</b>	Détermination de l’angle d’inclinaison de plan incliné fixe pour chaque site.	<b>30</b>
<b>Figure II.9</b>	Schéma géographique des sites choisis	<b>31</b>
<b>Figure II.10</b>	Variation mensuelle de l’énergie produite et celle journalière de l’ensoleillement des 4 sites	<b>32</b>
<b>Figure II.11</b>	Raccordement des centrales PV des sites choisis sur les postes Courbes des charges des 4 postes	<b>33</b>
<b>Figure II. 12</b>	proposés pour être injecter par les 4 futures centrales	<b>36</b>
<b>Figure II .13</b>	le dimensionnement du système PV	<b>38</b>
<b>Figure II.14</b>	Caractéristiques techniques du module PV choisi( tableau)	<b>38</b>
<b>Figure II.15</b>	Caractéristiques techniques du module PV choisi (courbes )	<b>39</b>
<b>Figure II.16</b>	Caractéristiques techniques du convertisseur d’énergie choisi.	<b>40</b>
<b>Figure II.17</b>	Schéma de branchement de système	<b>41</b>
<b>Figure II.18</b>	Dimensionnement de système PV couplé au réseau (site de K.S.N)	<b>42</b>
<b>Figure II.19</b>	Caractéristiques techniques du convertisseur d’énergie choisi.	<b>43</b>

<b>Figure II.20</b>	Schéma de branchement de système	<b>44</b>
<b>Figure II.21</b>	Dimensionnement de système PV couplé au réseau (site d'Elghrouss)	<b>45</b>
<b>Figure II. 22</b>	Caractéristiques techniques du convertisseur d'énergie choisi.	<b>46</b>
<b>Figure II.23</b>	Schéma de branchement de système	<b>47</b>
<b>Figure II.24</b>	Dimensionnement de système PV couplé au réseau site de Stah Rwagha(Besbes)	<b>48</b>
<b>Figure II.25</b>	le module PV poly cristallins Yingli choisi	<b>48</b>
<b>Figure II.26</b>	les caractéristiques du module PV choisi	<b>49</b>
<b>Figure II.27</b>	Caractéristiques techniques du convertisseur d'énergie choisi.	<b>50</b>
<b>Figure II.28</b>	Schéma de branchement de système	<b>51</b>
<b>Figure II.29</b>	Simulation en 3D de l'ombrage du site de Biskra	<b>53</b>
<b>Figure II.30</b>	Simulation en 3D de l'ombrage du site de Biskra avec Pertes	<b>53</b>
<b>Figure III.1</b>	Diagramme d'Entrée /Sortie journalier	<b>56</b>
<b>Figure III .2</b>	Distribution de l'irradiance incidente	<b>57</b>
<b>Figure III .3</b>	Distribution de la puissance du champ PV	<b>58</b>
<b>Figure III.4</b>	Distribution de la sortie de l'onduleur.	<b>59</b>
<b>Figure III.5</b>	Distribution de la puissance à la sortie du système PV	<b>60</b>
<b>Figure III.6</b>	Energie journalière injectée dans le réseau	<b>61</b>
<b>Figure III.7</b>	Paramètre de sortie de champ PV	<b>62</b>
<b>Figure III.8</b>	Indice de performance pour les sites choisis	<b>63</b>
<b>Figure III.9</b>	Production globale du système injecté au réseau à ELGHROUSS	<b>66</b>
<b>Figure III.10</b>	Production globale du système injecté au réseau à BISKRA.	<b>66</b>
<b>Figure III.11</b>	Production globale du système injecté au réseau à STAH RWAGHA(Besbes).	<b>67</b>
<b>Figure III.12</b>	Production globale du système injecté au réseau à K.S.N	<b>67</b>
<b>Figure III.13</b>	les résultats principaux du PVSYST pour les sites étudiés	<b>69</b>
<b>Figure III.14</b>	Production prévisionnelle de l'installation pour les 04 sites	<b>82</b>
<b>Figure III .15</b>	L'économie totale des émissions de CO2	<b>84</b>

## **Liste des tableaux**

<b>Tableau I.1</b>	Potentiel solaire en Algérie	<b>4</b>
<b>Tableau I.2</b>	La répartition du programme de développement des énergies Renouvelables(ER)	<b>10</b>
<b>Tableau I.3</b>	Volume des émissions de gaz NO <sub>x</sub> et CO <sub>2</sub>	<b>15</b>
<b>Tableau II.1</b>	données météorologiques des sites	<b>28</b>
<b>Tableau II.2</b>	Les sites choisis	<b>31</b>
<b>Tableau II.3</b>	Postes Haute Tension /Moyenne Tension	<b>34</b>
<b>Tableau II.4</b>	Prélèvement Poste Source (PS) Biskra (120MVA) pour le mois de juillet et Aout	<b>34</b>
<b>Tableau II.5</b>	Prélèvement PS Ouled Djellal + CM Leghrous(100MVA) pour mois de juillet	<b>34</b>
<b>Tableaux III.1</b>	Récapitulatif des résultats obtenus mensuels et annuels pour chaque site	<b>64</b>
<b>Tableau III.2</b>	valeurs horaires maximales de l'Energie injectée dans le réseau	<b>68</b>

## Définitions, Abréviations et Nomenclature

**AC** : Courant Alternatif (A).

**DC** : Courant continue (A).

**BT** : Basse tension (V).

**HT** ou **HTB** : Haute tension (V).

**MT** ou **HTA** : Moyenne tension (V).

**GPV** : générateur photovoltaïque.

**I<sub>ph</sub>** : Le photo courant (A).

**R<sub>p</sub>**: Résistances shunt. (ohm)

**R<sub>s</sub>** : Résistance série (ohm).

**I<sub>cc</sub>** : Le courant de court circuit (A).

**V<sub>co</sub>** : La tension de circuit ouvert (V).

**FF** : Facteur de forme.

**P<sub>m</sub>** : La puissance maximale produite PV (W).

**S** : Surface de générateur (m<sup>2</sup>).

**La puissance crête** : est la puissance électrique maximale que délivre une installation photovoltaïque sous un rayonnement de 1000 W/m<sup>2</sup>, à une température normalisée de 25 °C et une distribution spectrale AM 1,5 (conditions STC).

**STC** : conditions standards ou de référence (Standard Test Conditions) sont les conditions normales d'essai. Des conditions d'essai homogènes sont mises en place pour permettre de comparer la puissance de différents panneaux solaires. Rayonnement 1 000W/m<sup>2</sup>, température 25 degrés Celsius et AM 1,5 (AM = Air Mass ; cette indication chiffre l'épaisseur de l'atmosphère).

**I<sub>mp</sub>** : Le courant maximal sous conditions standards (A).

**V<sub>mp</sub>** : La tension maximale du module sous conditions standards (V).

**GN/C** : Gaz naturel carburant.

**GPL/C** : Gaz de pétrole liquéfié carburant.

**Kilowattheure (kWh)** : Unité de mesure de travail et d'énergie. Un kilowattheure correspond à la consommation d'un appareil électrique de 1 000 W fonctionnant pendant une heure.

**1 MWh** (mégawattheure) = 1 000kWh,

**1 TWh** (térawattheure) = 1 milliard de kWh.

**Mégawatt (MW)** : Le mégawatt est une unité de mesure de puissance ; cette unité décrit habituellement la capacité de production d'énergie d'une génératrice (1 mégawatt = 1 million de watts).

**CREDEG** : Centre de recherche et de développement de l'électricité et du gaz, société filiale du Groupe Sonelgaz.

**CDER** : Centre de développement des énergies renouvelables, affilié au ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique.

**Silicium** : Matériau semi conducteur, constituant essentiel de certains types de sables et de puces électroniques. Il peut être utilisé dans la fabrication de cellules solaires photovoltaïques et constitue le composant qui rend possible une efficacité énergétique élevée.

**APRUE** : une agence de promotion et de rationalisation de l'utilisation de l'énergie

**E.R** : Energie Renouvelable

**TEP** : tonnes équivalent pétrole

**UDTS** : unité de développement de la technologie du silicium

**URERMS** : une unité de développement de recherches en énergies renouvelables en milieu saharien

**NEAL** : New Energy Algeria est une société, filiale des groupes Sonelgaz et Sonatrach.

Créée en 2002, NEAL est une société spécialisée dans le développement des énergies nouvelles et renouvelables.

**CDER** : centre de développement des énergies renouvelables

Accords de Kyoto :c'est un accord qui vise à réduire les taux d'émission de gaz à effet de serre

**UMK**: l'université Mohamed Khider .

**IAER** : institut algérien des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique .

**SDC** : Société de la distribution de l'électricité et du gaz Centre ( la direction de la distribution de l'électricité et du gaz )

**K.S.N** : Khanguet Sidi Naji

**THT/HT** : Très Haute Tension / Haute Tension.

**PS** : Poste Source

**Ft** : facteur de transposition

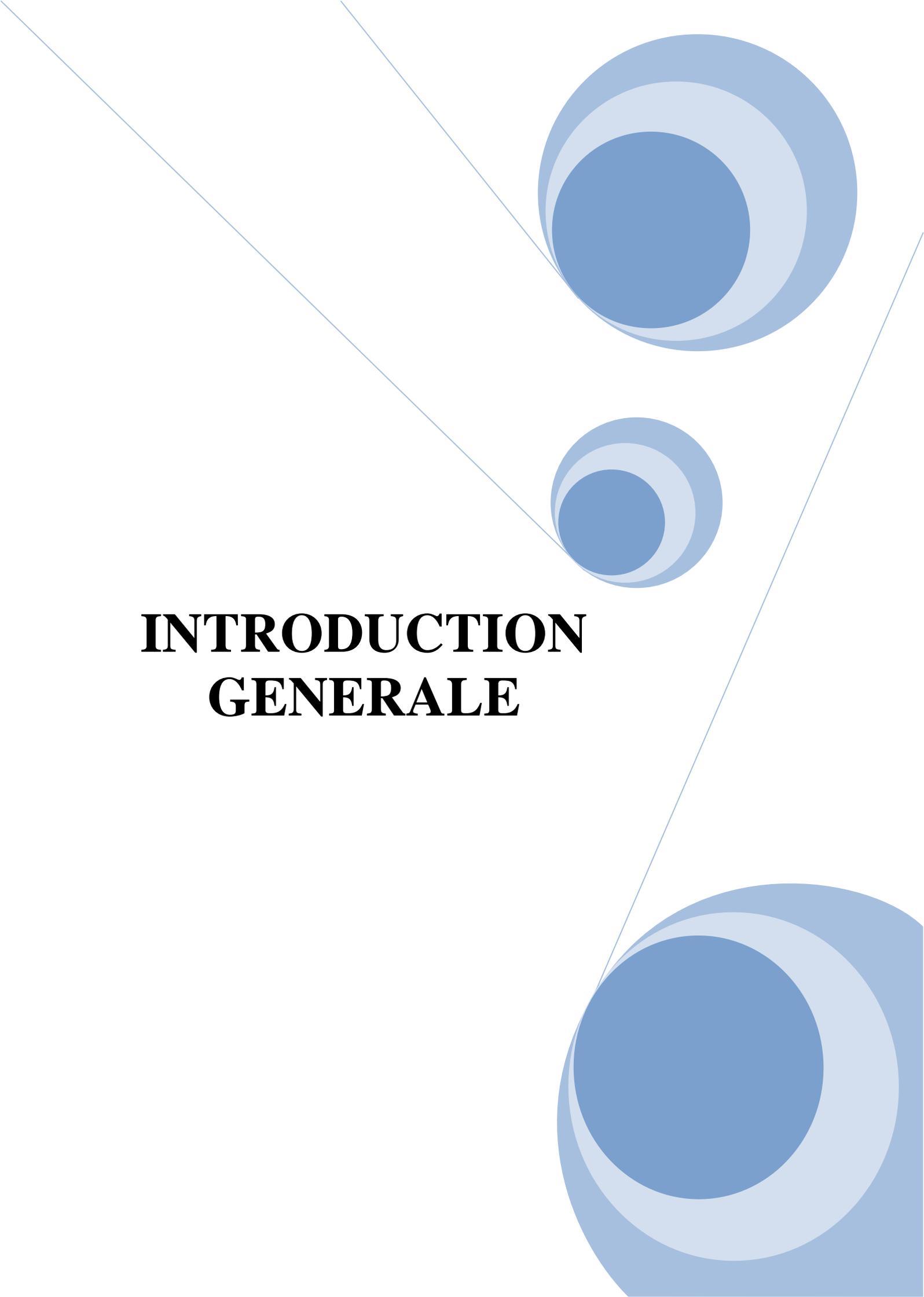
**IAM** :facteur d'indice d'air masse .

**mismatch** : la qualité d'appairage des modules selon leurs caractéristiques réelles.

**PR** : Le coefficient ( indice ) de performance

**Azimut** :(Astronomie)c'est l' angle entre le plan vertical d'un astre et le plan méridien du lieu d'observation .

**Albédo** : l'Albédo du système Terre –Atmosphère est la fraction de l'énergie solaire qui est réfléchi vers l'espace .Sa valeur est comprise entre 0 et 1 .Plus une surface est réfléchissante plus son Albédo est élevé ; les éléments qui contribuent le plus à l'Albédo de la terre sont les nuages ,les surfaces de neige et de glace et les aérosols.

The background features a decorative graphic consisting of three blue circles of varying sizes, each with a darker blue center and a lighter blue outer ring. These circles are arranged in a vertical line, with the largest at the top and bottom, and a smaller one in the middle. Two thin, light blue lines intersect at the top left, forming a large 'V' shape that frames the central text and circles.

# **INTRODUCTION GENERALE**

## Introduction générale

La demande de l'énergie électrique est toujours en croissance et afin de répondre à cette demande en conservant nos ressources épuisables pour les futures générations, nous devons exploiter les ressources naturelles renouvelables pour la production de l'énergie électrique par les grands gisements que possède notre pays comme le solaire photovoltaïque.

Les systèmes actuellement divisés en deux grandes catégories : les systèmes autonomes (non connectés au réseau) et les systèmes couplés au réseau. Afin de renforcer le réseau électrique régional sud, il est nécessaire de penser à faire des centrales photovoltaïques connectées au réseau électrique de distribution en exploitant le gisement solaire au sud de notre pays qui est gratuit et renouvelable. A cet effet, nous avons pensé à faire une étude de conception et de dimensionnement d'une centrale photovoltaïque couplé au réseau électrique de Biskra d'une puissance de 20MWc en utilisant le logiciel des données météorologiques «des systèmes photovoltaïques « PVsyst » et étant un ingénieur qui travaille dans la direction de l'énergie de la wilaya de BISKRA j'ai voulu aussi faire le dimensionnement des centrales de différentes puissances ( 300MW, 250 MW et 120 MW ) qui vont être réalisées prochainement à BISKRA dans quatres sites choisis de différentes communes de la Wilaya dans le cadre du Programme National du développement des énergies renouvelables (ER) .

La diminution du coût des centrales photovoltaïques passe nécessairement par le choix d'une technologie adéquate aux besoins de l'utilisateur. Lorsqu'on veut s'équiper en énergie renouvelable, il est important de respecter un certain nombre d'étapes. Ces dernières permettront, grâce à quelques calculs très simples, de dimensionner la source d'énergie .Une installation d'un système photovoltaïque nécessite plusieurs étapes dont la première est d'estimer la consommation d'électricité et de déterminer à quels moments on en a besoin. Puis vient le chiffrage de l'énergie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique. Avec ces données, il sera alors possible de connaître le nombre de modules PV nécessaires, le nombre de batteries (en cas d'une installation autonome), le régulateur ainsi que l'onduleur les mieux adaptés et enfin le câblage adéquat.

Le dimensionnement des centrales PV est donc nécessaire avant tout projet photovoltaïque.

Les centrales PV sont classées selon leurs puissances ; les microcentrales ayant une puissance inférieure à 1MW et les grandes centrales avec une puissance supérieure à 1MW.

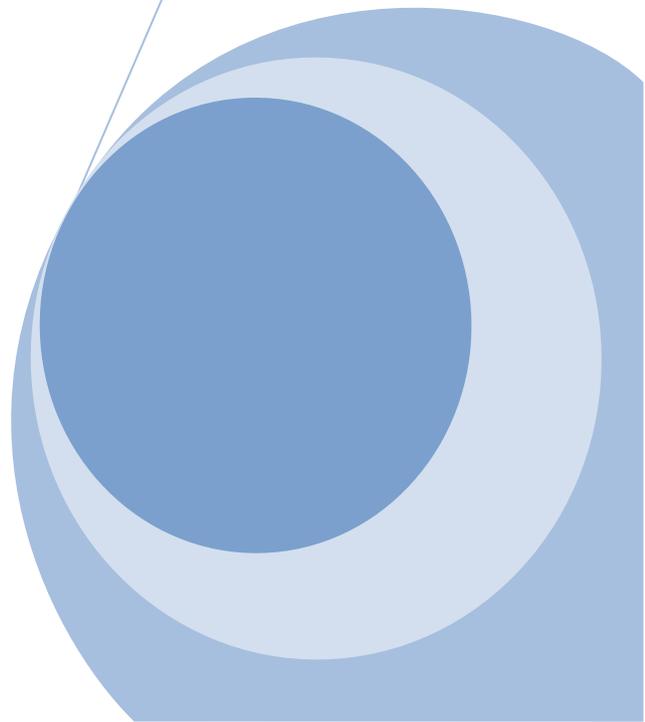
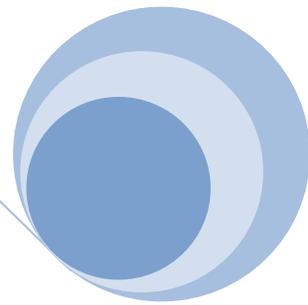
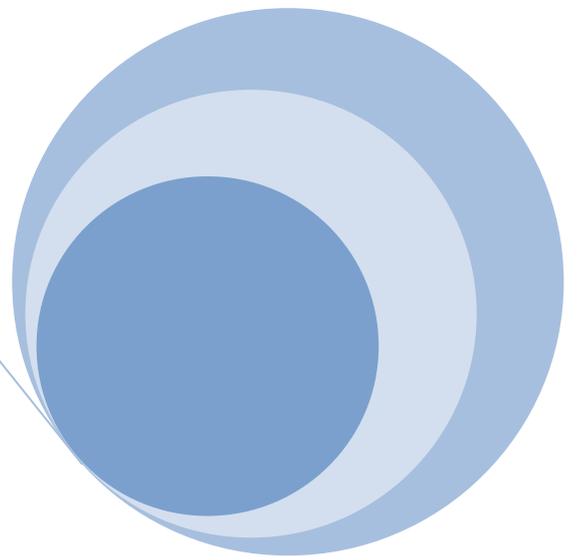
Dans ce travail nous allons effectuer le dimensionnement d'une centrale PV d'une puissance supérieure à 1MW injectée au réseau dans plusieurs sites de la wilaya de Biskra proposés par la direction de l'Energie de la wilaya de Biskra .en utilisant le logiciel PVSYS (version 5 .52 et 6.61)

développé par l'université de Genève. Pour mener à bien notre travail, notre mémoire comporte trois chapitres ; Le premier chapitre parle de la politique Energétique en Algérie, du potentiel des énergies renouvelables en Algérie et spécialement à Biskra .

Le deuxième chapitre présente la simulation d'une centrale photovoltaïque injectée au réseau électrique, le principe de son raccordement et les éléments essentiels de ce type de centrale PV C'est dans ce chapitre qu'on a posé toutes les données des sites proposés par la direction de l'Energie de la wilaya de Biskra et approuvés par son Ministère pour réaliser les futures centrales photovoltaïques et on a essayé de faire le dimensionnement de ces centrales avec un logiciel appelé PVSYST ; Le dernier chapitre expose donc les résultats de notre simulation avec PVSYST et leurs interprétations où on a présenté les courbes d'Entrée /Sortie journalier ,de la distribution de l'irradiation solaire reçue par les panneaux PV, de la puissance effective annuelle produite par le champ PV et celle de l'onduleur ainsi que celle à la sortie du système (injectée au réseau ) ; on a pu calculé la production globale du système injecté au réseau aux 04 différents sites étudiés puis on a évalué la production du système injecté au réseau suivi par l'évaluation économique enfin le bilan financier à long terme. Le travail a été clôturé par une conclusion. J'ai trouvé bon de commenter aussi les probabilités P50 et P90 de la production du système (production prévisionnelle du système) ainsi que l'économie totale des émissions de CO<sub>2</sub> ; ces derniers critères sont données par PVSYST 6.6.3 uniquement.

PVSYST est un outil pédagogique très utile qui inclut une aide contextuelle approfondie et qui explique en détail la procédure et les modèles utilisés et offre une approche ergonomique avec guide dans le développement d'un projet afin de savoir si oui ou non ces assiettes proposées seront rentables et donner au ministère de l'Energie et aux responsables de la wilaya de Biskra un outil efficace qui aidera probablement dans la réalisation pour la première fois de ce type de centrales PVs interconnectées au réseau électrique de grandes puissances.

# CHAPITRE I



# Chapitre I

## Politique énergétique en Algérie

### I.1 Introduction

L'énergie renouvelable est notre devenir énergétique. On espère qu'avec les orientations aussi claires de l'État, on va avancer dans ce domaine. D'autres pays ont investi dans le renouvelable. Il n'y a aucune raison pour l'Algérie de ne pas leur emboîter le pas. Travailler sur les énergies renouvelables c'est extrêmement bénéfique, pour la simple raison que nous disposerons de réserves infinies. Le soleil n'arrêtera jamais de briller et le vent de souffler. La politique énergétique de l'après hydrocarbures en Algérie résumée Aujourd'hui, l'énergie utilisée par les sociétés est issue à 80 % des énergies fossiles et non renouvelables (charbon, gaz naturel et pétrole). La demande et la consommation des énergies ne cessent d'augmenter et les réserves mondiales des énergies fossiles s'épuisent ; les énergies dites renouvelables sont encore du domaine de la recherche et présentent la solution alternative. L'Algérie est parmi les pays riches en énergies fossiles et renouvelables le taux d'irradiation solaire dans le Sahara est le plus élevé dans la méditerranée. L'économie algérienne se base principalement sur l'exportation des énergies fossiles épuisables et polluantes, chose qui la rend vulnérable. Pour cela les autorités publiques algériennes ont élaboré un nouveau programme énergétique qui a pour but le développement des énergies renouvelables. Il sera notamment axé sur l'énergie solaire et éolienne. Le but principal de cette nouvelle politique est de préparer le pays à l'ère post-pétrolière et permettre aux populations, en sites enclavés et hors réseau conventionnel, de bénéficier également des avantages indéniables de l'énergie électrique et calorifique à partir des sources d'énergies renouvelables localement disponibles et aisément mobilisables avec les techniques et les technologies mûres actuelles. L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (ER) et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable. Le programme des énergies renouvelables actualisé consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22 000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national, avec le maintien de l'option de l'exportation comme objectif stratégique, si les conditions du marché le permettent.

Le programme de l'efficacité énergétique actualisé vise à réaliser des économies d'énergies à l'horizon 2030 de l'ordre de **63 millions de tonnes équivalent pétrole (TEP)**, pour l'ensemble des secteurs (bâtiment et éclairage public, transport, industrie) et ce, en introduisant l'éclairage performant, l'isolation thermique et les chauffe-eau solaires, les carburants propres (GPLc et GNc), et les équipements industriels performants.

Le programme de l'efficacité énergétique permettra de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de 193 millions de tonnes.

## I.2 Potentiel des énergies renouvelables en Algérie

### I.2.1 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 la 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 1700 KWh/m<sup>2</sup>/an au Nord et 2263 KWh/m<sup>2</sup>/an au Sud du pays.[59]

Tableau I.1: Potentiel solaire en Algérie [59].

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'enseillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (Kwh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650

### I.2.2 Potentiel éolien

L'Algérie a un régime de vent modéré (2 à 6 m/s). Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau particulièrement sur les Hauts Plateaux. [59]

### I.2.3 Potentiel de l'énergie géothermique

La compilation des données géologiques, géochimiques et géophysique a permis de tracer une carte géothermique préliminaire. Plus de deux cent (200) sources chaudes ont été inventoriées dans la partie Nord du Pays. Un tiers environ (33%) d'entre elles ont des températures supérieures à 45 °C. Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre 118 °C à Biskra. [59]

### I.2.4 Potentiel de l'hydroélectricité

Les quantités globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m<sup>3</sup>, mais finalement profitent peu au pays : nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer.

Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m<sup>3</sup>, dont environ 2/3 pour les ressources en surface. 103 sites de barrages ont été recensés. Plus de 50 barrages sont actuellement en exploitation. [59]

### I.2.5 Le potentiel de la biomasse

#### a) Potentiel de la forêt :

Le potentiel actuel est évalué d'environ 37 Millions de TEP (Tonnes équivalent pétrole).

Le potentiel récupérable est de l'ordre 3,7 Millions de TEP. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10%.

#### b) Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles

5 millions de tonnes de déchets urbains et agricoles ne sont pas recyclés. Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1.33 millions de Tep/an.

Aujourd'hui, les besoins énergétiques de l'Algérie sont satisfaits, presque exclusivement, par les hydrocarbures, notamment le gaz naturel, énergie la plus disponible. Il n'est donc fait appel aux autres formes d'énergie que lorsque le gaz ne peut pas être utilisé.

A long terme, la reconduction du modèle national de consommation énergétique actuel peut rendre problématique l'équilibre offre-demande pour cette source d'énergie.

L'intégration massive du renouvelable dans le mix énergétique constitue, en ce sens, un enjeu majeur en vue de préserver les ressources fossiles, de diversifier les filières de production de l'électricité et de contribuer au développement durable.

Toutes ces considérations justifient la forte intégration, dès aujourd'hui, des énergies renouvelables dans la stratégie d'offre énergétique à long terme, tout en accordant un rôle important aux économies d'énergie et à l'efficacité énergétique. Ce dernier volet permet, à travers une bonne maîtrise du rythme de croissance de la demande, une meilleure planification des investissements nécessaires à la satisfaction des besoins énergétiques. [59]

### **I.3 Avancée dans le développement des énergies renouvelables : maîtrise de leurs technologies**

Une avancée en matière de diversification des ressources énergétiques par exploitation des énergies renouvelables a été réalisée dans les wilayas du Sud, à la faveur du programme national de développement des énergies renouvelables.

Ces efforts de développement et de diversification se traduisent notamment par la mise en service ces dernières années de centrales de production d'énergies alternatives, ainsi que par l'installation de centres de recherches et de développement des compétences et technologies en matière d'exploitation des énergies renouvelables en adéquation avec les conditions locales.

Ces installations énergétiques concrétisées, à titre d'illustration, dans les wilayas d'Adrar, Ghardaïa et de Naâma, confortent une orientation vers l'exploitation rationnelle et accélérée des technologies et innovations atteintes dans ce domaine, notamment dans l'éolien et le solaire.

Le programme national de développement des énergies renouvelables a fait de la wilaya d'Adrar un "modèle réussi" en matière d'exploitation de l'énergie solaire avec un tissu de cinq centrales de production électrique par l'énergie solaire, d'une capacité de production globale de 48 mégawatts (MW).

Il s'agit des centrales installées dans les communes d'Adrar (20 MW), Timimoune (9 MW), Zaouiet-Kounta (6MW), Reggane et d'Aoulef (5 MW chacune), et dans la zone de Kabertène (commune de Tissabit) d'une capacité de production de 3MW.

Elles viennent s'ajouter au projet de ferme éolienne d'une capacité de production d'énergie de 12 MW, fruit d'un partenariat algéro-français ayant permis le renforcement de l'approvisionnement en électricité notamment en périodes de pics de consommation.

Ajoutés aux centrales électriques solaires réalisées durant les années 80, à l'instar de celle de 30 kilowatts implantée dans la région de Ksar Melouka (commune de Timi), et le projet d'électrification publique de la route traversant le désert du Tanezrouft, entre les communes de Reggane et de Bordj Badji-Mokhtar, Ces projets ont fait d'Adrar une "terre d'expérimentation réussie et d'avenir prometteur en la matière" La wilaya de Naâma a connu, de son côté, un accroissement de sa capacité de production électrique par l'exploitation de l'énergie solaire, à la faveur de la mise en service dernièrement de la centrale solaire de 20 mégawatts, implantée dans la zone de Sedrat Leghzal, commune du chef lieu de wilaya.

D'une capacité de production de 20 MW, cette nouvelle installation énergétique, réalisée sur une superficie de 40 hectares, La centrale de Sedret Leghzal, dont le site a été choisi au regard de la moyenne annuelle d'ensoleillement estimée à 2.700 heures, soit une production électrique moyenne

d'un (1) MW pour 2 hectares et une moyenne de 32.500 mégawatheures, a été réalisée avec des équipements de technologies modernes.

Selon les explications fournies, la wilaya de Naâma devra connaître, à la faveur de ces projets, une amélioration de ses capacités de production d'électricité et le renforcement du réseau électrique conventionnel à partir des énergies renouvelables.

La wilaya de Ghardaïa a, dans le même sillage, enregistré l'inauguration d'une centrale pilote de production électrique par le solaire installée dans la région de Oued-Nechou (10 km Nord de la wilaya), pour un investissement de plus de 900 millions DA. Occupant une superficie de 10 hectares, cette centrale, qui assure avec ses 6.000 panneaux photovoltaïques une production de 1,1 MW, constitue un laboratoire naturel de recherches appelé à booster la dynamique de recherches en matière de développement des énergies renouvelables et des technologies utilisées dans le domaine, avec une perspective de les généraliser à travers le territoire national.

Outre l'impact économique de ces installations pour les régions les accueillant, ces installations génèrent des énergies renouvelables, plus sécurisantes et non-polluantes, qui permettent de consolider la production nationale en énergie électrique et de contribuer à l'impulsion des activités industrielles, agricoles et touristiques à travers différentes régions du pays.

Ces projets offrent moult avantages d'amortissement des coûts de production de l'énergie électrique par l'exploitation de l'énergie propre, de préservation de l'environnement et de lutte contre la pollution, ainsi que de la réduction du recours aux énergies fossiles.

Selon les directions de l'énergie des wilayas précitées, de nombreux opérateurs ont d'ores et déjà manifesté leur intérêt à ce segment énergétique, par le lancement d'expériences de production, de montage de panneaux solaires et d'installation d'autres équipements dans le domaine.

Une mini-centrale expérimentale, d'une capacité de production électrique de 30 kilowatts, a été mise en service en octobre dernier au niveau de la station de recherches en énergies renouvelables à Ghardaïa.

Elle constitue un espace de développement des expériences, de la mise en application de la théorie, l'échange d'informations entre les chercheurs en vue d'une meilleure prise en charge des technologies de reconversion de l'exploitation de l'énergie fossile, conventionnelle, à celle des énergies renouvelables et propres.

Dans le but de développer davantage le domaine des énergies renouvelables et d'asseoir des projets structurants, la wilaya d'Adrar s'est dotée d'une unité de développement de recherches en énergies renouvelables en milieu saharien (URERMS) relevant du Centre de Développement des

Energies Renouvelables, une des institutions ouvrant de larges perspectives de développement des énergies propres, à l'échelle nationale.

Cette unité s'est attelée, depuis sa création en 1988, à relever le défi d'orienter les opérateurs économiques vers l'exploitation des énergies renouvelables comme vecteur de développement durable respectueux de l'environnement, pour les projets liés au développement des activités agricoles et touristiques alimentés à partir de sources d'énergies renouvelables, notamment dans les zones éloignées des centres urbaines. Elle s'emploie à réaliser des projets scientifiques, dont une mini-centrale solaire de 30 kilowatts, en partenariat avec une entreprise Sud-coréenne.

#### **I.4 Futurs Projets des centrales PV au niveau de l'Algérie**

Un appel d'offres national et international pour la réalisation d'un mégaprojet solaire de type photovoltaïque de 4000 MW sera lancé prochainement. L'Algérie est partie vers la production de l'électricité à base d'énergie solaire dans les prochaines années. la transition énergétique demeure un choix stratégique pour l'Algérie qui vise à la diversification des sources énergétiques et se détacher graduellement de sa dépendance vis-à-vis des énergies fossiles, un nouveau défi à relever dont l'Algérie s'est pleinement investie durant ces dernières années. les objectifs majeurs de l'Algérie et son ambition d'orienter sa politique énergétique vers les énergies renouvelables dont le pays dispose d'un important potentiel. Pour la réalisation de ce projet, l'Algérie est à la quête de partenaires internationaux spécialisés dans le domaine à l'instar de Thermal Energy Partner et Dupont, deux entreprises américaines spécialisées dans le développement des projets d'énergie renouvelables essentiellement le photovoltaïque et la géothermie.

##### **I.4.1 Objectifs du nouveau programme des Energies Renouvelables en Algérie (2015-2020-2030) [53]**

La révision du programme national porte essentiellement sur le développement du photovoltaïque et de l'éolien à grande échelle, sur l'introduction des filières de la biomasse (valorisation des déchets), de la cogénération et de la géothermie, et également sur le report, à 2021, du développement du solaire thermique Ce programme a connu une première phase consacrée à la réalisation de projets pilotes et de tests des différentes technologies disponibles, durant laquelle des éléments pertinents concernant les évolutions technologiques des filières considérées sont apparus sur la scène énergétique et ont conduit à la révision de ce programme. Conformément à la réglementation en vigueur, la réalisation de ce programme national est ouverte aux investisseurs du secteur public et privé nationaux et étrangers.

La consistance du programme en énergies renouvelables à réaliser pour les besoins du marché national sur la période 2015-2030 est de 22 000 MW, dont plus de 4500 MW seront réalisés d'ici 2020. Ce programme consiste au développement du photovoltaïque, l'éolien à grande échelle, et les filières de la biomasse, de la cogénération et de la géothermie avec l'introduction du solaire thermique à partir de 2021. Les capacités en énergie renouvelables seront installées selon les spécificités de chaque région : Région du Sud, pour l'hybridation des centrales existantes et l'alimentation des sites éparses compte tenu de la disponibilité des espaces et de l'important potentiel solaire et éolien qui privilégie ces régions ; Région des Hauts Plateaux pour leur potentiel d'ensoleillement et de vent avec possibilité d'acquisition des terrains ; Région du littoral selon la disponibilité des assiettes de terrain avec l'exploitation de tous les espaces tels que les toitures et terrasses des bâtiments et autres espaces non utilisés. Les besoins complémentaires pour d'autres domaines d'application sont intégrés dans la capacité totale du photovoltaïque, tels que le résidentiel, l'agriculture, le pompage, les ressources en eau, l'industrie, l'éclairage public et les services (voir figure I.1).

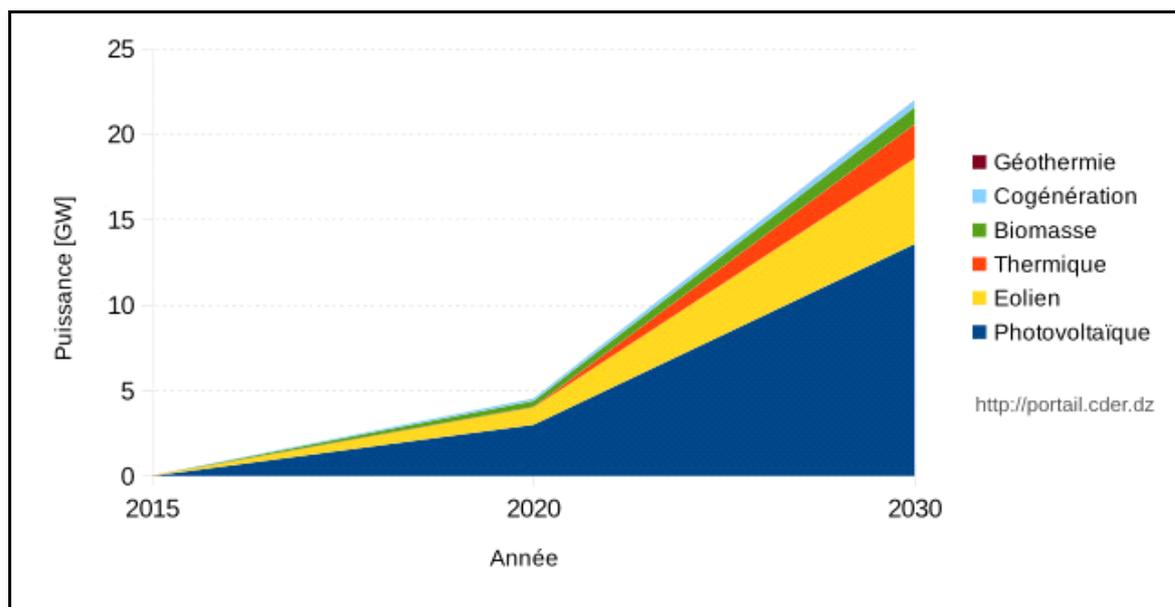


Figure I.1 : Objectifs du programme des E.R en Algérie (2015-2020-2030)  
Objectifs cumulés par filière [53].

#### I.4.2 La répartition du programme de développement des énergies renouvelables (ER) par filière technologique

La répartition de ce programme par filière technologique, se présente sur la figure I.2

La réalisation du programme permettra d'atteindre à l'horizon 2030 une part de renouvelables de près de 27% dans le bilan national de production d'électricité et 37 % de la capacité installée. Le

volume de gaz naturel épargné par les 22 000 MW en renouvelables, atteindra environ 300 milliards de m<sup>3</sup>, soit un volume équivalant à 8 fois la consommation nationale de l'année 2014.

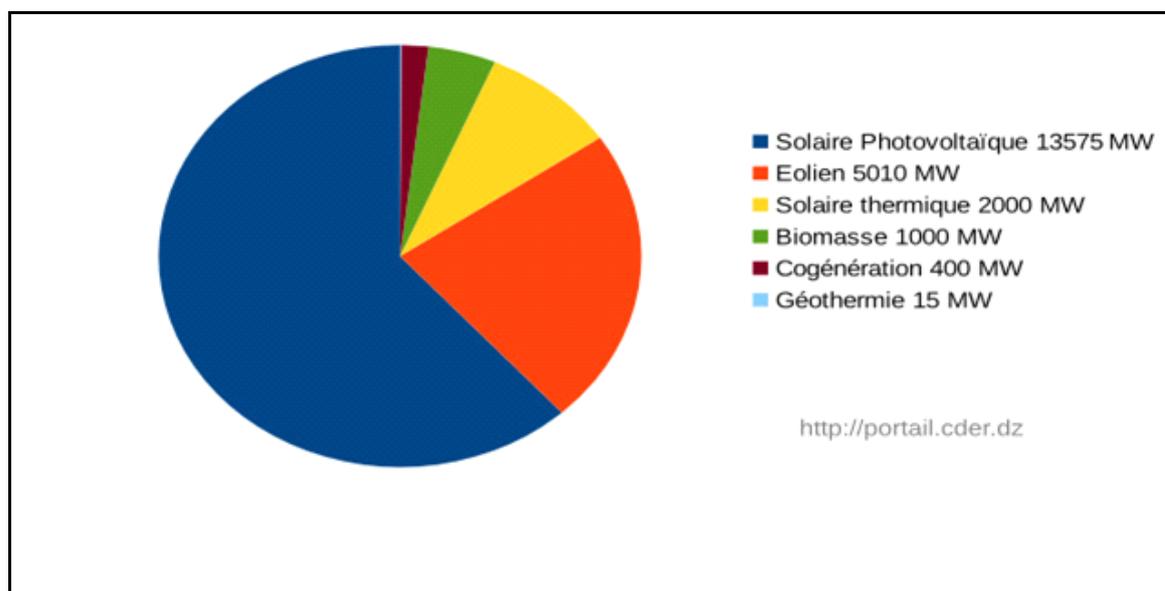


Figure I. 2 : Les objectifs du programme algérien des Energies Renouvelables (22 GW à l'horizon 2030) [53].

Le programme de développement des énergies renouvelables se présente sur le tableau I.2 et la figure I.3

Tableau I.2: La répartition du programme de développement des énergies Renouvelables (ER) par filière [53].

	1ère phase 2015-2020 [MW]	2ème phase 2021-2030 [MW]	TOTAL [MW]
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Eolien	1010	4000	5010
Solaire thermique CSP	-	2000	2000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermie	05	10	15
<b>TOTAL</b>	<b>4525</b>	<b>17475</b>	<b>22000</b>

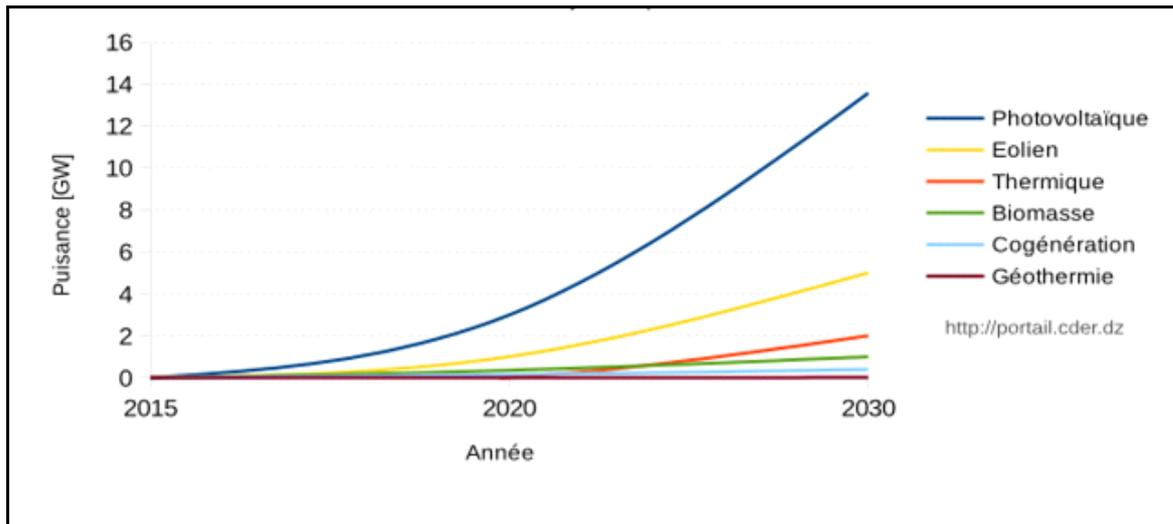


Figure I.3 Programme Algérien des E.R évolution des objectifs par filière [53].

## I.5 Développement des capacités industrielles pour réussir le programme de développement des énergies nouvelles et renouvelables

Pour accompagner et réussir le programme des énergies renouvelables, l'Algérie envisage de renforcer le tissu industriel pour être à l'avant-garde des mutations positives, aussi bien sur les plans industriels et techniques que sur les plans de l'ingénierie et de la recherche. L'Algérie est également déterminée à investir tous les segments créateurs et à les développer localement.

### I.5.1 Solaire photovoltaïque

Sur la période 2011-2013, il a été prévu d'atteindre un taux d'intégration de l'industrie algérienne de 60 %. 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 Rouiba-Eclairage et dont la mise en service est prévue fin 2013. Cette période sera également marquée par des actions de renforcement de l'activité d'engineering et d'appui au développement de l'industrie photovoltaïque à travers la constitution d'une joint-venture qui regroupera les différents acteurs (Rouiba-Eclairage, Sonelgaz, CREDEG, CDER et UDTS) en partenariat avec des centres de recherche.

Sur la période 2014-2020, l'objectif était d'atteindre un taux d'intégration des capacités algériennes de 80%. Pour ce faire, il est prévu la construction d'une usine de fabrication de silicium. Par ailleurs, il est attendu qu'un réseau de sous-traitance nationale 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.

L'Algérie devrait disposer également sur la même période de capacités de conception, de procurèrent et de réalisation capables d'atteindre un taux d'intégration de l'ordre de 60% par des entreprises algériennes.

Il est également prévu la réalisation d'un centre d'homologation des équipements destinés aux installations des ER.

Sur la période 2021-2030, l'objectif est d'atteindre un taux d'intégration supérieur à 80%. C'est pourquoi, la capacité de production des modules photovoltaïques devrait être étendue pour atteindre les 200 MWh/an. Cette période serait marquée par le développement d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements nécessaires à la construction d'une centrale photovoltaïque. Elle devrait également être marquée par la maîtrise totale des activités d'engineering, de procurèrent et de construction des centrales et des unités de dessalement des eaux saumâtres.

Il est prévu au courant de cette même période d'exporter non seulement l'électricité produite à partir des renouvelables mais aussi le savoir-faire et les équipements entrant dans la production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

### **I.5.2 Solaire thermique**

La période 2011-2013 a connu le lancement des études pour la fabrication locale des équipements de la filière solaire thermique.

Sur la période 2014-2020, il est prévu un taux d'intégration de 50% à travers la mise en œuvre de trois projets majeurs qui seront menés en parallèle à des actions de renforcement des capacités d'engineering :

- construction d'une usine de fabrication de miroirs ;
- construction d'usines de fabrication d'équipements de fluide caloporteur et de stockage d'énergie ;
- construction d'une usine pour la fabrication des équipements du bloc de puissance ;
- développement de l'activité engineering et capacités de conception, procurèrent et réalisation.

Sur la période 2021-2030, le taux d'intégration devrait être supérieur à 80% grâce à la concrétisation des projets suivants :

- extension de la capacité de fabrication des miroirs ;
- extension de la capacité de fabrication d'équipements de fluides caloporteurs et de stockage d'énergie ;
- extension de la capacité de fabrication des équipements du bloc de puissance ;

- conception, procurement et réalisation de centrales par des moyens propres.

### I.5.3 Eolien

D'ici 2013, il est prévu de lancer les études pour la mise en place de l'industrie éolienne. Sur la période 2014-2020, l'objectif est de parvenir à un taux d'intégration de 50%. Cette période sera marquée par les actions suivantes :

- construction d'une usine de fabrication de mâts et de rotors d'éoliennes ;
- création d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle ;
- montée en compétence de l'activité engineering et capacités de conception, procurement et réalisation

Capables d'atteindre un taux d'intégration d'au moins 50% par des entreprises algériennes.

Le taux d'intégration devrait être supérieur à 80% sur la période 2021-2030, grâce à l'extension des capacités de fabrication des mâts et des rotors d'éoliennes et le développement d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle. Il est prévu aussi la conception, le procurement et la réalisation d'éoliennes par des moyens propres ainsi que la maîtrise des activités d'engineering, de procurement et de construction de centrales et d'unités de dessalement des eaux saumâtres.

### I.5.4 Recherche et développement pour accompagner le programme de développement des énergies nouvelles et renouvelables

L'Algérie favorise la recherche pour faire du programme ER un véritable catalyseur du développement d'une industrie nationale qui valorisera les différentes potentialités algériennes (humaines, matérielles, scientifiques...etc.) Le rôle de la recherche est d'autant plus crucial qu'elle constitue un élément primordial dans l'acquisition des technologies, le développement des savoirs et l'amélioration des performances énergétiques. Pour l'Algérie, accélérer l'acquisition et le recours aux technologies est essentiel notamment en matière de photovoltaïque et de solaire thermique.

L'Algérie encourage également la coopération avec les centres de recherche en vue de développer les technologies et les procédés innovants en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables. Les universités, les centres de recherche, les entreprises et les différents acteurs du programme ER collaborent pour sa mise en œuvre et interviennent sur les différentes étapes de la chaîne d'innovation. Ils valorisent ainsi davantage les atouts dont dispose le pays. En effet, le développement à grande échelle des énergies renouvelables et la prise en charge de la problématique de l'efficacité énergétique exigent un encadrement de qualité en ressources humaines à la hauteur des objectifs et des ambitions du programme ER.

Outre les centres de recherche affiliés aux entreprises comme le CREDEG, filiale du Groupe Sonelgaz, le secteur de l'énergie compte une agence de promotion et de rationalisation de l'utilisation de l'énergie (APRUE) et une société spécialisée dans le développement des énergies nouvelles et renouvelables (NEAL). Ces organismes coopèrent avec des centres de recherche attachés au ministère de la recherche scientifique parmi lesquels figurent le CDER et l'UDTS.

Le CDER, centre de développement des énergies renouvelables, est chargé d'élaborer et de mettre en oeuvre les programmes de recherche et de développement, scientifiques et technologiques, des systèmes énergétiques exploitant l'énergie solaire, éolienne, géothermique et l'énergie de la biomasse.

L'UDTS, unité de développement de la technologie du silicium, a pour mission de mener des actions de recherche scientifique, d'innovation technologique, de valorisation et de formation post-graduée dans les domaines des sciences et des technologies des matériaux et dispositifs à semi conducteurs pour des applications dans plusieurs domaines : photovoltaïque, détection, optoélectronique, photonique, stockage de l'énergie...etc. L'UDTS contribue activement, en collaboration avec plusieurs universités algériennes au développement du savoir et à sa transformation en savoir-faire technologique et en produits nécessaires à l'essor économique et sociétal.

Le gouvernement algérien a créé également un institut algérien des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (IAER) qui jouera un rôle fondamental dans les efforts de formation que déploie le pays permettant ainsi d'assurer de manière qualitative le développement des énergies renouvelables en Algérie. Les formations dispensées par cet institut couvrent notamment les domaines d'engineering, de sûreté et de sécurité, d'audit énergétique et de management des projets.

La coopération scientifique étant considérée comme une part essentielle pour le développement de toutes les activités de recherche, l'Algérie encouragera les échanges entre les entreprises et les différents centres de recherches dans le monde, notamment les réseaux spécialisés dans les énergies renouvelables.

### **I.5.5 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. [53]

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° 04-09 du 14 août 2004, relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.
- Arrêté du 2 février 2014 fixant les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière éolienne.
- Arrêté du 2 février 2014 fixant les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière solaire photovoltaïque.

### I.5.6 Calcul des émissions

Les émissions des gaz toxiques comme les oxydes d'azote NO<sub>x</sub> et le dioxyde de carbone CO<sub>2</sub> issus de la production et de l'exploitation des énergies classiques sont les responsables majeurs de la pollution atmosphérique.

Le tableau I.3, donne les émissions de gaz NO<sub>x</sub> et CO<sub>2</sub>, le taux de croissance annuel moyen pour la période 2012-2021 pour les émissions NO<sub>x</sub> est de 2,9 %, il est de 3,7 % pour le CO<sub>2</sub>.

**Tableau I.3 Volume des émissions de gaz NO<sub>x</sub> et CO<sub>2</sub> [3][6][9]**

	2012	2015	2018	2021
<b>Emissions totale de NO<sub>x</sub> (%)</b>	<b>0,11</b>	<b>0,12</b>	<b>0,13</b>	<b>0,15</b>
<b>Emissions totale de CO<sub>2</sub> (%)</b>	<b>26</b>	<b>31</b>	<b>35</b>	<b>40</b>

Pour cela, le recours à l'utilisation de ressources énergétiques renouvelables tel que, le soleil, le vent, la mer et autre est devenu indispensable pour un développement durable et écologique. [3][6][9]

### I.6 Énergies renouvelables à Biskra : Des conditions idéales pour développer le solaire

Sachant que la wilaya de Biskra occupe la deuxième place en ce qui concerne la consommation d'énergie électrique à l'échelle nationale après Alger, la quantité consommée chaque année atteint plus de 1,6 million de kilowatts, et un débit de 400 mégawatts. le Ministère de l'Énergie a mis en place une politique d'intégration des Energies Renouvelables dans sa stratégie future de production d'énergie électrique. Pour cette raison l'étude des dispositions techniques, administratives et légales à mettre en œuvre le lancement des projets relatifs à l'introduction et à l'utilisation de l'énergie solaire dans la wilaya de Biskra, a fait l'objet, l'année passée d'une séance

de travail, présidée par le wali de la Wilaya en présence des responsables locaux de la direction de l'énergie, de la direction de la distribution de l'électricité et du gaz (SDC), des services agricoles, des Domaines, , des enseignants de l'université Mohamed Khider (UMK) . A Biskra, on enregistre un important potentiel solaire, avec une superficie de 86%, une durée moyenne d'ensoleillement de 3 500 h/an et une réception d'énergie reçue de 2 650 Kwh/m<sup>2</sup> /an. Un gisement solaire encore inexploité, dont l'Algérie, signataire des accords de Kyoto, visant à réduire les taux d'émission de gaz à effet de serre, doit profiter, est-il signalé. Au cours de cette rencontre, le wali de Biskra a enjoint toutes les parties présentes à travailler de concert pour la réussite de ce projet, comme il tient à ce que les chercheurs et les enseignants du département du génie électrique de l'UMK y soient associés. «Nous avons un formidable gisement solaire qui n'attend que d'être exploité. Nous ferons tous pour lever toutes les contraintes et répondre aux exigences techniques et procédurales afin de diversifier nos ressources énergétiques et entrer de plain-pied dans l'ère des énergies renouvelables», a souligné Monsieur le Wali. [60]

En guise de projets-pilotes, on procédera à la mise en place d'un réseau d'éclairage public fonctionnant à l'énergie solaire dans des communes enclavées et à l'alimentation d'un groupement d'exploitations agricoles à partir d'un site dédié au photovoltaïque, est-il projeté. Une autre réunion de travail se tiendra prochainement pour lancer cette opération, dont la réussite sera déterminante pour l'avenir de l'exploitation de l'énergie solaire à Biskra.

Alors suite aux orientations du ministère de l'Energie et aux instructions du Wali, la Direction de l'Energie a présidé une commission de la wilaya de Biskra constituée des représentants de l'Université de Biskra, des Domaines, des Daïras visitées, des APC et de la Sonelgaz pour explorer tout le territoire de la wilaya afin de repérer des terrains d'assiettes à travers plusieurs communes de la wilaya de Biskra convenables pour la réalisation des futures centrales électriques Photovoltaïques afin de renforcer le réseau électrique existant et d'aider à faire face à la demande continue de l'électricité , A la fin de ces sorties sur terrain la commission a choisi et fait la délimitation de 10 sites et ces propositions ont été transmises aux responsables concernés pour étude et avis mais vu les contraintes techniques de quelques assiettes et les superficies non convenables des autres assiettes , le Ministère de l'Energie n'a réservée que trois assiettes de terrains sur dix ( 03/10 ) dans les localités de khanguet sidi naji (200 Ha) ,Stah rwagha (commune de Besbes) (400 ha) et Leghrouss (600 ha ) dans le cadre de la mise en œuvre du programme national de développement des énergies renouvelables .

## I.7 Conclusion

L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile.

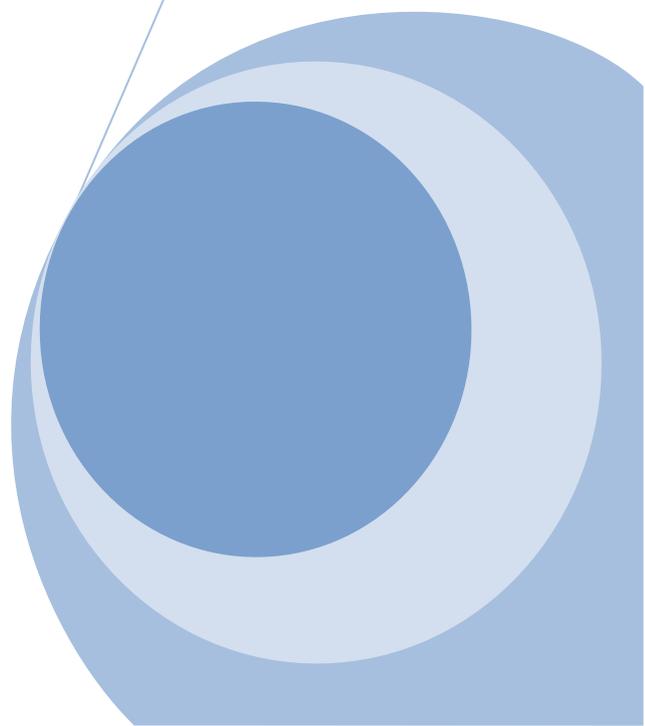
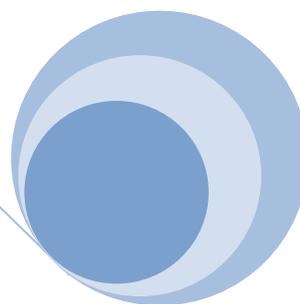
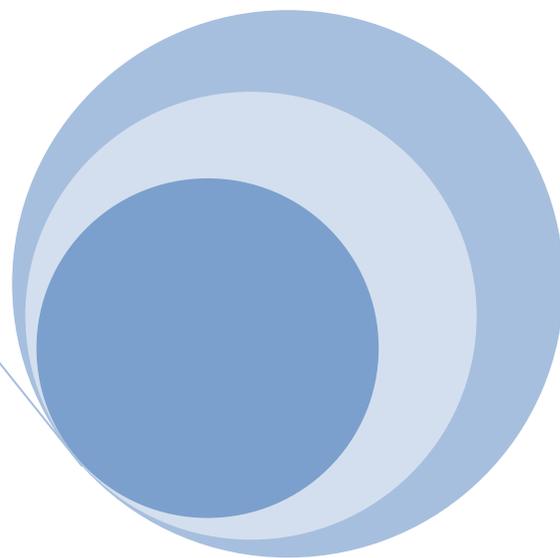
Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité.

Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030.

L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités de taille expérimentale afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergie renouvelable.

Une évaluation du potentiel énergétique solaire est donnée dans ce chapitre avec un aperçu sur l'état du photovoltaïque en Algérie et les perspectives envisagées par le programme national du développement des ER et on a choisi la wilaya de Biskra parmi les wilayas d'Algérie pour essayer de prendre en charge les sites déjà proposés par les responsables de cette wilaya et approuvés par le ministère de l'Énergie pour faire un dimensionnement des centrales PV connectées au réseau afin de subvenir au besoin énergétique de cette wilaya. Pour cela on va essayer de faire toute une étude sur les 03 centrales photovoltaïques injectées au réseau des trois sites approuvés par le ministère de l'Énergie et on va aussi faire un quatrième dimensionnement d'une centrale PV injectée au réseau sur le territoire de la commune de Biskra afin de soulager le poste de Biskra dans les périodes des pics. L'objet de la présente étude, en premier lieu, est de déterminer les sites potentiels ou le rayonnement solaire pour les différents sites, en second lieu, les possibilités de raccordement au réseau de transport et l'impact de fonctionnement statique de chaque centrale sur le réseau de transport avec une estimation financière.

# CHAPITRE II



# Chapitre II

## Simulation d'une centrale solaire photovoltaïque injectée au réseau

### II.1 Introduction

Les systèmes connectés au réseau sont aujourd'hui prisent sérieusement pour compléter la génération conventionnelle d'énergie dans plusieurs pays industrialisés. Il y a certainement plusieurs projets de démonstrations connectés aux réseaux qui étudient cette possibilité. Bien qu'ils sont devenus viables dans le développement économique, la participation des Photovoltaïques dans la génération d'énergie de grande échelle est augmentée à cause des effets environnementaux défavorables des sources conventionnelles d'énergie.

Les installations photovoltaïques peuvent être raccordées au réseau, ce qui représente une économie importante en investissement et en fonctionnement. Elles utilisent le réseau comme un stock, et transforment la totalité de l'électricité produite en courant alternatif de 220 V ou 380V, ainsi que le photovoltaïque est la seule filière qui peut être installée n'importe où.

On distingue deux types d'installations connectées au réseau :

- ✓ Installation centralisée : génération de la puissance Photovoltaïque à grande échelle centralisée dans les stations de puissance Photovoltaïque :
- ✓ Installation décentralisée : forme alternative de génération de puissance distribuée dans les unités situées directement dans le lieu du consommateur.

Le jour, les installations photovoltaïques couplées au réseau injectent de l'énergie dans le réseau à travers le convertisseur. Au contraire, pendant la nuit le propriétaire de l'installation peut "récupérer" cette énergie, dans le cas des installations décentralisées, et travaillent en cas de charges de pic avec le réseau, dans le cas des installations centralisées. Comme la consommation électrique est importante le jour, cette manière de procéder est très raisonnable.

### II.2 Principe de raccordement

Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau. Généralement sur les habitations ou les entreprises qui souhaitent recourir a une forme d'énergie renouvelable et qui bénéficient d'un bon ensoleillement. L'énorme avantage de cette solution est l'absence de batterie. On ne stocke plus l'énergie, on l'injecte directement au réseau local ou national. Il y a un compteur qui tourne dans un sens pour la consommation, et un autre dans l'autre sens pour la production. Mais il faut tout de même convertir le courant continu des panneaux en alternatif à travers un onduleur. Cet onduleur

doit être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir ce courant (il doit respecter des normes sur sa qualité sinusoïdale). Dans certains cas, on ajoute au système une batterie de secours pour les coupures de courte durée. La particularité de l'énergie photovoltaïque raccordée au réseau dans la plupart des cas, la centrale photovoltaïque peut être installée à proximité du lieu de consommation, évitant ainsi les pertes en ligne qui peuvent atteindre 15 % sur les grands réseaux électriques lorsque des centaines de kilomètres séparent les lieux de production et de consommation.

Cette énergie répond bien au concept de la décentralisation. Une centrale photovoltaïque raccordée au réseau fonctionne «au fil du jour » de manière totalement transparente pour l'utilisateur et sans intervention de sa part. Son fonctionnement est particulièrement optimisé. Étant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même, les accumulateurs ne sont pas nécessaires à moins que si nous voulions une forme autonome d'énergie pendant les pannes d'électricité [26].

L'énergie photovoltaïque raccordée au réseau est particulièrement bien adaptée à l'intégration dans la plupart des bâtiments quel que soit leur type (habitations, bureaux, entreprises, centres commerciaux,...). Elle est par ailleurs particulièrement souple d'emploi.

## II.3 Système photovoltaïque

### II.3.1 Générateur solaire PV

Le générateur solaire ou (champ solaire) (**FigureII.1**) se compose de modules Photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique. Pour chaque panneau on peut avoir autant de sorties que de modules, ce que fait qu'on aura besoin de boîte de dérivation qui regroupe le tous, Alors cette boîte de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connections entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie.

La boîte de dérivation est composée également d'un circuit imprimé sur lequel se trouvent :

- Des diodes schotcky séries, placées sur un radiateur, sur chaque entrée, qui empêchent aux batteries de se décharger dans les panneaux.
- Des fusibles de protections qui empêcheront aux batteries de se décharger dans les modules en cas de destruction des diodes antiparallèles.



Figure II.1 Panneau photovoltaïque

### II.3.2 Le convertisseur DC /DC

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal. Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT. Ce type de convertisseur est utilisé principalement, avec un certain contrôle, pour la recherche du point de puissance maximale (MPP) et peut avoir une seconde tâche qui consiste en la transformation de la tension des batteries en une tension différente pour alimenter les charges à courant continu. Il existe deux types de convertisseurs actifs ayant un bon rendement : le convertisseur DC/DC dit BOOST ou élévateur et le convertisseur DC/DC dit Back ou abaisseur.

### II.3.3 Commande MPPT

La production de cette énergie est non linéaire et elle varie en fonction de l'intensité lumineuse et de la température. Par conséquent, le point de fonctionnement du panneau photovoltaïque, PV ne coïncide pas toujours avec le point de puissance.

On utilise alors un mécanisme qui permet la recherche et la poursuite du point de puissance maximale, appelé « maximal power point tracking », (MPPT) afin que la puissance maximale soit générée en permanence. Par conséquent, plusieurs travaux ont porté sur les systèmes photovoltaïques. Ils ont essayé de développer des algorithmes permettant d'extraire le maximum d'énergie convertie par le panneau et alors qui permet un fonctionnement optimal du système photovoltaïque. Plusieurs algorithmes, basés sur des méthodes de commande diverses, ont été développés, à savoir :

- a) Algorithme Perturber et observer (P&O)
- b) Algorithme Incrément de la conductance, 'INC'
- c) Algorithme à base de la mesure d'une fraction de la tension,  $V_{oc}$  Ou (FOCV)
- d) Algorithme à base de la mesure d'une fraction du courant,  $I_{sc}$  Ou (FSCC)
- e) Algorithme à base de la logique floue

### II.3.4 Le régulateur de charge

Le régulateur de charge dans un système photovoltaïque est le composant de jonction entre le générateur solaire, la batterie de stockage et les consommateurs intervenant dans le système. Il a pour rôle de protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes et assure de ce fait et le mieux possible le bon fonctionnement de la batterie ainsi que la gestion du système autonome solaire PV. Donc, l'importance d'un régulateur de charge dans un système photovoltaïque autonome n'est plus à discuter. Il doit cependant être réalisé avec le plus grand soin pour répondre aux exigences de coût, de simplicité, de généralité et de fiabilité.

Comme son nom l'indique, le régulateur de charge/décharge régule les charges et les décharges de la batterie. Si la batterie était à pleine charge et que les modules continuaient de lui fournir de l'énergie, il y aurait alors surcharge et la batterie se détériorerait. De même, il est recommandé de ne pas vider entièrement une batterie. Ainsi, même s'il s'agit d'une batterie à décharge profonde, il vaut mieux ne pas descendre en dessous de 50% à 80% de décharge pour ne pas trop la dégrader. Le régulateur augmente donc sa durée de vie en lui évitant des états extrêmes.

### II.3.5 Le convertisseur DC/AC (L'onduleur)

Au niveau mondial, le marché des systèmes photovoltaïques connaît, depuis maintenant plus de dix années, un taux de croissance très élevé, de l'ordre de 30 à 40% par an. Cette croissance exceptionnelle, due principalement aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau de distribution d'électricité, se traduit évidemment par d'importantes innovations technologiques et une baisse de coût des modules photovoltaïques mais aussi à des efforts importants de recherche et développement dans le domaine de l'électronique de puissance. En effet, les performances techniques et la fiabilité des onduleurs utilisés pour le raccordement des systèmes photovoltaïques au réseau de distribution d'électricité, sont des paramètres qui peuvent très fortement faire varier la production d'énergie électrique annuelle et donc la rentabilité financière d'un système. Dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau (**Figure II.2**).

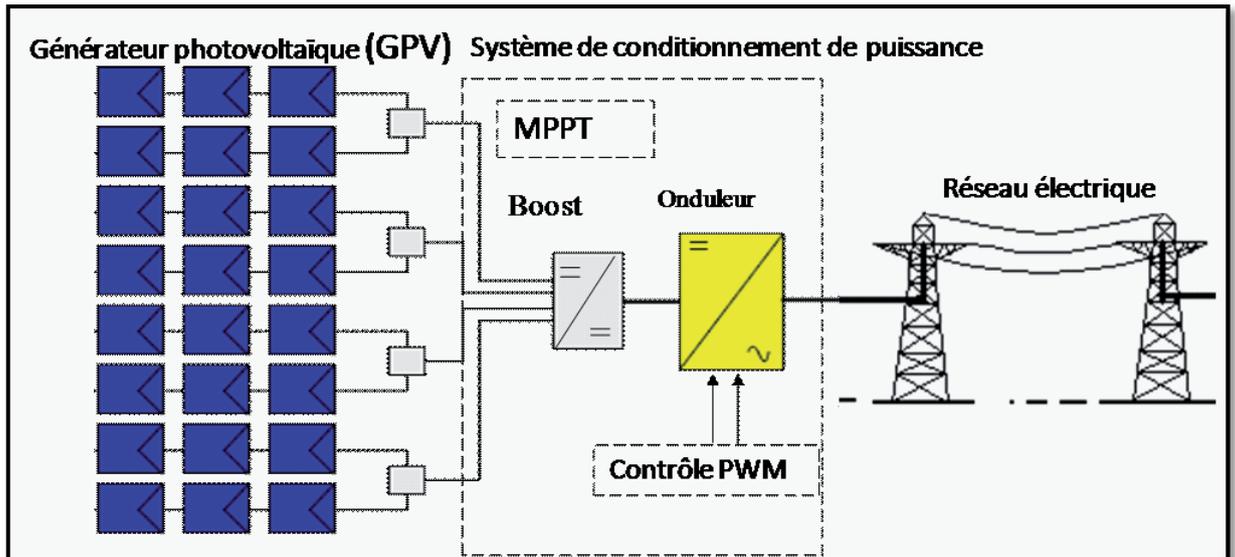


Figure II.2 Système photovoltaïque connecté au réseau électrique [49].

### II.3.5.1 Topologies des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique [52]

Il existe différentes topologies de gestion de ces systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Néanmoins, toutes ces approches reposent sur un générateur photovoltaïque 'GPV' raccordé au réseau par le biais d'onduleurs qui transfèrent et mettent en forme l'énergie solaire électrique. Les progrès réalisés dans le développement des onduleurs dédiés au photovoltaïque ont permis de faire évoluer grandement ces systèmes de gestion. Les onduleurs ne se limitent plus seulement à transformer la puissance continue (DC) générée par les modules solaires en puissance alternative sous forme d'une tension sinusoïdale de fréquence souhaitée (230 V/400V – 50Hz), mais ils exploitent également la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque en le forçant à fonctionner à son point de puissance maximum. De plus, ils assurent une surveillance fiable du réseau pour protéger ce dernier contre les pannes et interrompre, l'alimentation en cas de problèmes survenant, soit du réseau, soit de l'installation. Actuellement, il existe principalement trois architectures d'onduleurs donnant de bonnes solutions techniques: l'onduleur central, les onduleurs strings et les onduleurs intégrés aux modules (**Figure II.3**).

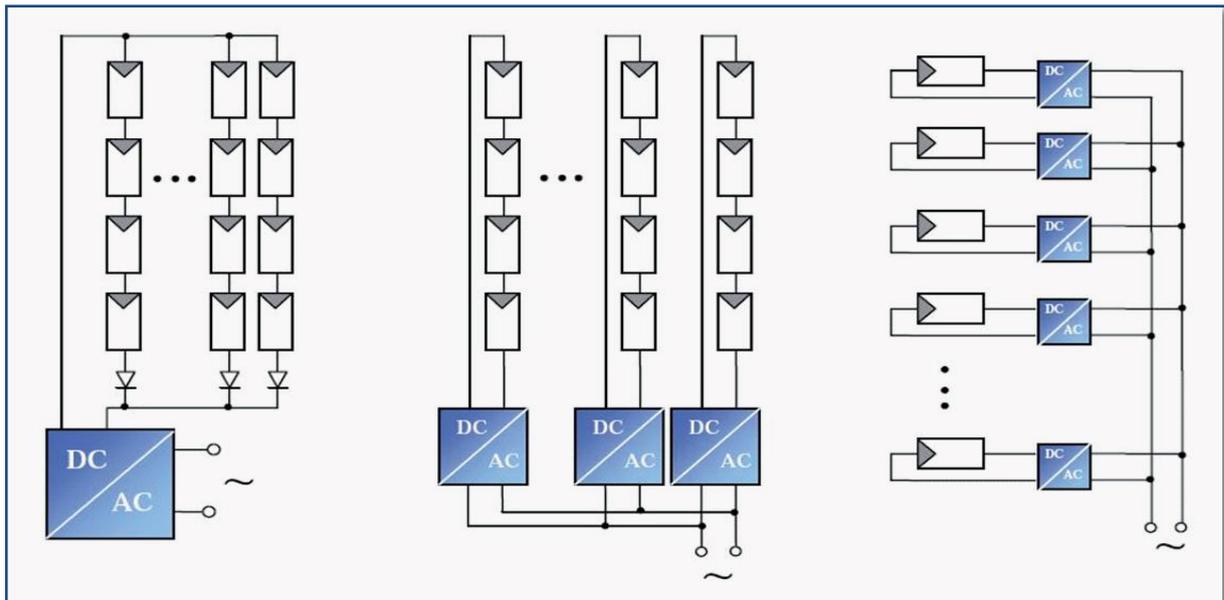


Figure II.3 Topologies des systèmes photovoltaïques connectés à un réseau électrique [49].

### II.3.5.2 Configuration des onduleurs string et multi-string

Les systèmes String et Multi string, comme il a été mentionné précédemment, sont une combinaison des différentes branches de modules photovoltaïques avec l'onduleur de connexion. L'onduleur peut être d'une étape ou de deux étapes avec transformateur ou sans transformateur.

Les différentes configurations des onduleurs photovoltaïques sont montrées sur la figure II.3. Dans le cas de la topologie string, l'onduleur n'a pas besoin d'utiliser le convertisseur DC-DC. Par contre dans la topologie multi string, l'onduleur utilise toujours le convertisseur DC-DC. L'isolement galvanique de l'onduleur connecté au réseau dépend des normes de chaque pays. Par exemple en USA, l'isolement galvanique est toujours exigé. Pour l'isolement galvanique, on utilise un transformateur de basse fréquence (Low frequency) LF (fréquence du réseau) ou un transformateur HF de haute fréquence (High frequency) (voir figure II.4). Cette dernière solution est plus compacte, mais il faut faire attention dans la conception de transformateurs afin de minimiser les pertes. Le point clé dans le design de l'onduleur reste toujours le rendement de conversion DC-AC. Les pertes de l'onduleur dépendent surtout du transformateur.

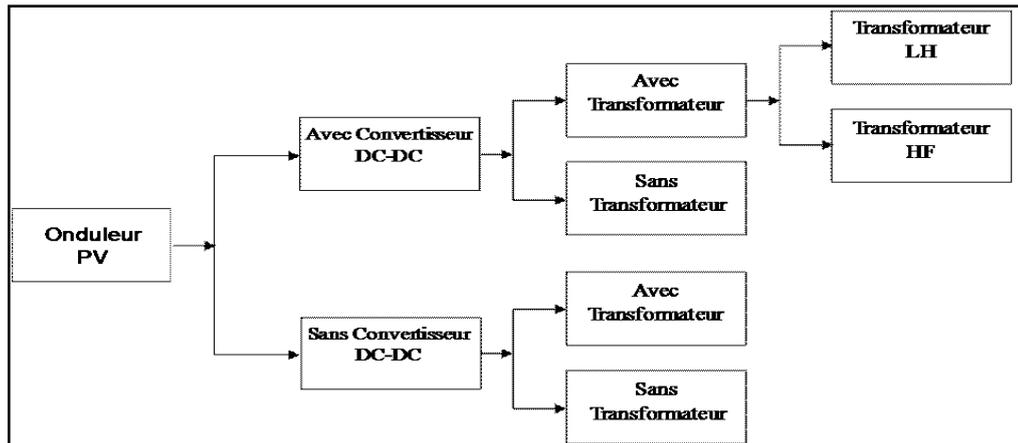


Figure II.4 Configurations des onduleurs photovoltaïques [49]

## II.4. Les pertes dans le système PV [63]

### II.4.1 Pertes dues à l'ombre

Les ombres portées par le voisinage proche et lointain peuvent influencer de manière non négligeable la productivité de l'ensemble du système photovoltaïque. Lors de la conception du système, il est indispensable que l'installateur identifie précisément les zones d'ombrages pour déterminer la dimension et la configuration optimale. Selon la technologie, l'impact d'une même ombre sera plus ou moins pénalisant. Certaines d'entre elles sont mieux adaptées aux configurations avec ombrage. L'ombrage peut également être du aux conditions météo. Par exemple, l'accumulation de neige dans le bas d'un module peut réduire sa production assez fortement. Heureusement, ces cas-là n'arrivent qu'en hiver lorsque la production potentielle est la plus faible.

### II.4.2 Pertes dues à la température

L'efficacité du module et de l'onduleur est inversement proportionnelle à la température de ce même module. En fonction de la technologie utilisée, les pertes d'efficacité seront plus ou moins importantes (**Figure II.5**). Par exemple, la technologie amorphe (a-Si) présente un coefficient de température moindre que la technologie cristalline (c-Si). Si les modules sont superposés à la toiture, une ventilation naturelle viendra refroidir les modules photovoltaïques. Dans le cas d'un système intégré, cette ventilation sera plus difficile et les pertes occasionnées par l'augmentation de la température seront plus importantes. Ces augmentations de température influencent la tension d'entrée de l'onduleur et par conséquent la productivité et le rendement de l'onduleur.

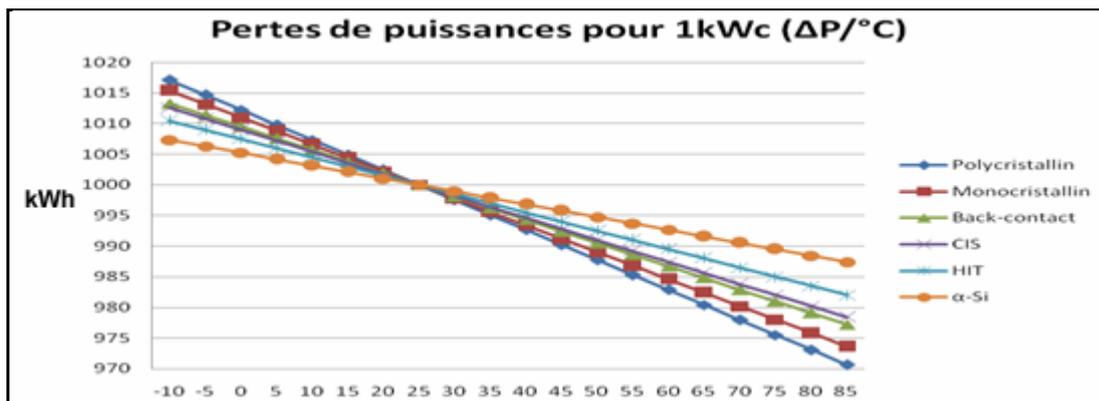


Figure II.5 Pertes dues à la température pour différentes technologies [39]

### II.4.3. Pertes dues à l'onduleur

#### II.4.3.1 Influence de l'ensoleillement

Si l'irradiation des modules n'est pas suffisante (début ou fin de journée, neige, ciel gris, ...) l'onduleur reste en attente de meilleures conditions pour commencer à produire de l'électricité solaire. La consommation interne de l'onduleur (de l'ordre de 5W) doit en effet être atteinte pour que le système soit productif. L'onduleur redémarrera automatiquement dès que les conditions extérieures redeviendront favorables.

#### II.4.3.2 Influence de la température

L'onduleur doit être installé dans un endroit sec et ventilé. Son efficacité, telle que décrite dans la fiche technique, n'est assurée que dans le cas d'une installation conforme au manuel d'installation. Un dégagement d'une vingtaine de cm est généralement nécessaire pour assurer le dégagement de chaleur, en particulier du côté des grilles de ventilation (entrée et sorties).

Dans des conditions de températures élevées (grenier non isolé), son rendement diminuera et sa durée de vie risque également de diminuer.

#### II.4.3.3 Pertes ohmiques (câblage CC)

En pratique, un système de qualité est dimensionné pour limiter les pertes ohmiques dans le câblage Courant Continu (CC) à une chute de tension de maximum 2% entre les modules et l'onduleur. Si la chute de tension est supérieure à 2% (par exemple due à une longueur de câble trop importante), il faudra augmenter la section du câblage CC pour éviter l'échauffement des câbles.

#### II.4.3.4 Pertes dues au réseau d'alimentation public

Statistiquement, le réseau électrique est assez souvent la cause d'une baisse de production d'un système photovoltaïque. Il y a plusieurs causes possibles :

- La tension du réseau est trop élevée ou trop fluctuante ;
- Des écarts d'impédance trop grands ;

- Des écarts de fréquence du réseau trop grands par rapport à la valeur standard.

Ces différentes causes vont provoquer des arrêts temporaires de l'onduleur et donc une perte de production.

## II.5 Simulation de système injecté au réseau

En vue d'étudier les performances du système photovoltaïque injecté au réseau. Une simulation de système était réalisée par le logiciel PV Syst développé par l'université de Genève en vue de déterminer le comportement de ce système suivant sa base de données avec différents sites géographiques ainsi les paramètres techniques de différents composants. Ce logiciel, étudie et dimensionne les systèmes isolés avec batteries et couplés au Réseau. De ce fait, dans le cadre de notre travail, nous avons proposé d'étudier le même système injecté au réseau pour différents sites de la wilaya de Biskra ( Biskra –Khanguet Sidi Naji – Stah Rwagha ( commune d'El Besbes) et enfin Elghrouss). Les sites choisis ont différentes données météorologiques, dans ce chapitre, on va citer les données des sites considérés et les paramètres techniques sur lesquels se basera le logiciel pour dimensionner notre système injecté au réseau.

### II.5.1 Données des sites

#### II.5.1.1 Situation géographique

Suivant la figure II.6 ci- dessous, on remarque différentes valeurs de longitudes, latitudes et altitudes pour les sites choisis, l'altitude d'Elghrouss est supérieure par rapport aux autres sites d'une valeur de 290 m au dessus du niveau de mer ; pour Stah Rwagha( Besbes) 284 m, Khanguet sidi naji : 158 m et l'altitude de Biskra est de 90 m. la latitude de Biskra est la valeur la plus inférieure de 34.51°. Elghrouss : 34° 81'et 34°79'pour Khanguet Sidi Naji et enfin 34°18' pour Stah Rwagha (Besbes).

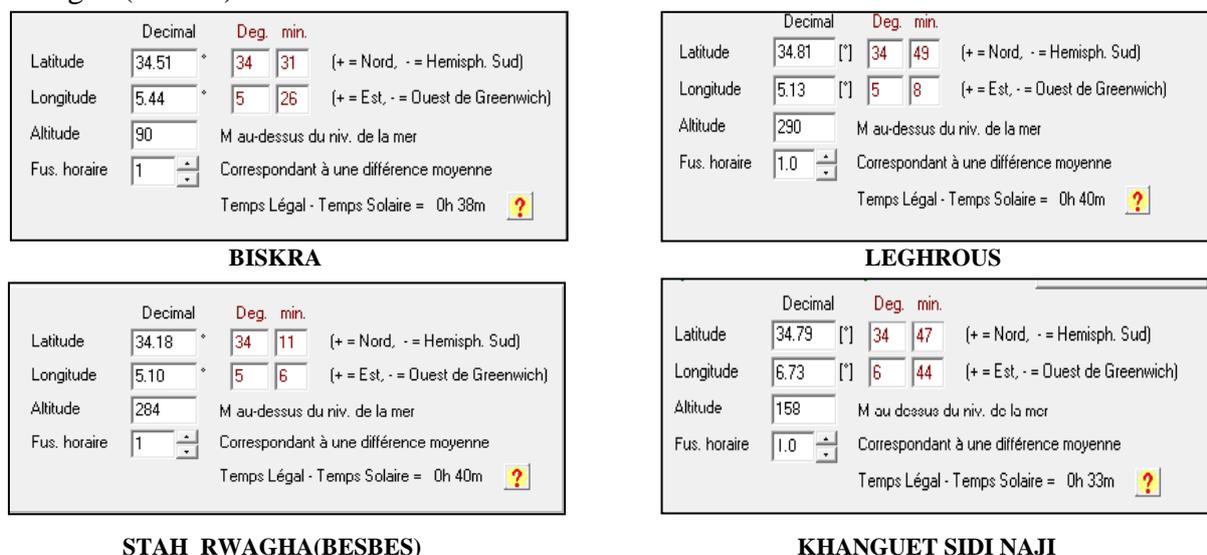


Figure II.6 Situation géographique des sites choisis.

**II.5.1.2 Données météorologiques**

D'après le tableau II.1, on peut déduire que le rayonnement solaire globale annuel de Stah Rwagha (Besbes) est le plus élevé : 237,7 W/m<sup>2</sup> ; suivi de Biskra : 234,1 W/m<sup>2</sup> ; Elghrouss 233,4W/m<sup>2</sup>, Khanguet sidi naji 229,9W/m<sup>2</sup>. Avec des températures ambiantes de 21 ,9°C pour Elghrouss comme valeur minimale et de 22.6 pour KHANGUET SIDI NAJI et 22,4° C pour Stah Rwagha (Besbes); et 22.7°C comme valeur maximale Pour Biskra, et la valeur minimale de la vitesse du vent enregistrée pour les deux sites Elghrouss et Stah Rwagha (Besbes ) est de 4.2 m/s, suivie par Khanguet Sidi Naji de 4.3 m/s. et enfin d'une valeur proche inscrite à Biskra avec 4.4 m/s. Les valeurs de rayonnement diffusé sont : 70,6 w/m<sup>2</sup> comme valeur maximale pour Khanguet sidi naji et 60,6 w/m<sup>2</sup> comme valeur minimale pour Stah Rwagha (Besbes). 65, 2 w/m<sup>2</sup> pour Biskra et 64,6 w/m<sup>2</sup> pour Leghrouss.

Notons que ces valeurs sont moyennes et prises pour l'année 1990 comme référence. Ce sont des paramètres qui influencent sur la production du panneau et du système photovoltaïque.

**Tableau II.1 Les données météorologiques des 4 sites**

	<b>Irrad. Glob.</b> W/m <sup>2</sup>	<b>Diffus</b> W/m <sup>2</sup>	<b>Tempér.</b> °C	<b>Vit. vent</b> m/s
Janvier	140.3	35.2	11.3	4.09
Février	175.4	48.9	13.4	4.19
Mars	236.9	50.6	17.9	5.00
Avril	277.6	82.1	21.2	5.90
Mai	315.6	89.4	27.0	5.60
Juin	326.4	98.1	31.5	4.30
Juillet	329.6	84.7	35.1	3.90
Août	293.9	86.7	34.2	3.80
Septembre	239.0	80.7	28.4	4.10
Octobre	188.5	62.9	24.0	3.50
Novembre	155.4	32.1	16.4	4.09
Décembre	127.2	29.9	12.3	3.89
<b>Année</b>	<b>234.1</b>	<b>65.2</b>	<b>22.7</b>	<b>4.4</b>

	<b>Irrad. Glob.</b> W/m <sup>2</sup>	<b>Diffus</b> W/m <sup>2</sup>	<b>Tempér.</b> °C	<b>Vit. vent</b> m/s
Janvier	141.7	28.5	11.0	4.00
Février	172.5	49.8	13.3	4.19
Mars	230.7	60.4	17.8	4.90
Avril	273.9	85.3	21.1	5.70
Mai	307.9	99.6	26.8	5.50
Juin	320.0	114.9	31.2	4.30
Juillet	325.8	94.7	35.0	4.00
Août	291.7	90.1	34.1	3.80
Septembre	233.7	84.3	28.4	4.00
Octobre	186.1	64.8	23.9	3.50
Novembre	147.5	42.0	16.3	3.99
Décembre	123.2	31.6	12.2	3.79
<b>Année</b>	<b>229.9</b>	<b>70.6</b>	<b>22.6</b>	<b>4.3</b>

**BISKRA**

	<b>Irrad. Glob.</b> W/m <sup>2</sup>	<b>Diffus</b> W/m <sup>2</sup>	<b>Tempér.</b> °C	<b>Vit. vent</b> m/s
Janvier	146.2	33.5	10.7	3.90
Février	178.8	46.4	13.0	4.00
Mars	242.9	46.4	17.6	4.80
Avril	281.5	75.5	21.0	5.69
Mai	319.0	86.8	26.7	5.39
Juin	319.0	88.7	31.1	4.19
Juillet	336.9	75.6	35.0	3.80
Août	299.0	79.5	34.0	3.60
Septembre	242.0	76.3	28.2	3.89
Octobre	192.8	59.3	23.7	3.29
Novembre	159.0	32.1	16.1	3.79
Décembre	131.0	26.9	12.0	3.69
<b>Année</b>	<b>237.7</b>	<b>60.6</b>	<b>22.4</b>	<b>4.2</b>

**KHANGUET SIDI NAJI**

	<b>Irrad. Glob.</b> W/m <sup>2</sup>	<b>Diffus</b> W/m <sup>2</sup>	<b>Tempér.</b> °C	<b>Vit. vent</b> m/s
Janvier	142.3	32.1	10.1	4.00
Février	166.1	53.9	12.5	4.10
Mars	236.5	55.1	17.0	4.91
Avril	275.5	84.0	20.3	5.70
Mai	313.0	92.9	26.1	5.29
Juin	329.7	93.4	30.7	4.10
Juillet	336.6	75.0	34.6	3.70
Août	296.1	82.2	33.5	3.60
Septembre	237.8	79.5	27.6	3.79
Octobre	187.9	61.0	23.1	3.29
Novembre	151.2	35.1	15.4	3.89
Décembre	124.0	30.5	11.4	3.80
<b>Année</b>	<b>233.4</b>	<b>64.6</b>	<b>21.9</b>	<b>4.2</b>

**BESBES**

**ELGHROUSS**

## II.5.2 Paramètres du soleil

### II. 5.2.1 Hauteur du soleil

La définition du jour selon le point de vue astronomique, est la période entre le lever et le coucher du soleil, durant laquelle, le soleil se lève, en parcourant un trajet jusqu' à atteindre une hauteur maximale à midi (12h00) temps solaire vrai. Dans ce point il atteint son max. Après cette phase, il descend lentement jusqu'au coucher avec une diminution de rayonnement émis dû à des valeurs positives de l'ombrage dans le ciel. Pour nos sites, on remarque suivant la figure II.7 qu' à Biskra , le soleil peut atteindre la hauteur de  $30^\circ$  pendant l'hiver et  $75^\circ$  pendant l'été; et le max d'ensoleillement s'étale entre 10h00 à 15h00, idem pour Elghrouss, Khanguet Sidi Naji et Stah Rwagha( Besbes) le soleil atteint donc la surface du panneau solaire incliné à  $30^\circ$ , de 7h00 à 18h00 et arrive à son maximum d'hauteur de  $30^\circ$  à  $75^\circ$ .

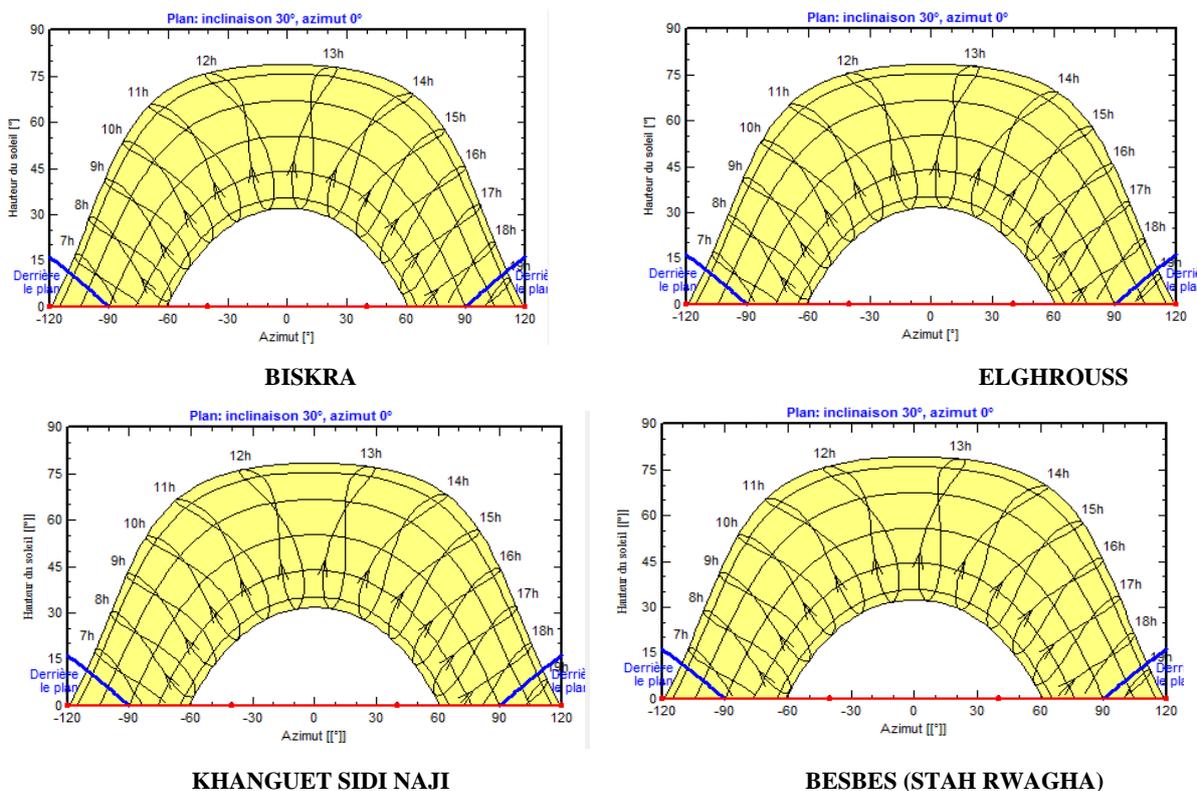


Figure II.7 Ligne d'horizon en fonction de l'angle d'inclinaison des panneaux.

### II.5.2.2 Orientation

Dans la figure II.8, on peut observer les angles d'inclinaison de nos panneaux nécessaires pour que le soleil tombe sur la surface réceptrice de façon à rester en haut plus de temps et donner en conséquence une production optimale du champ, nous permettant de tirer un profit maximal de l'ensoleillement durant le jour. Ces valeurs ont été déterminées pour une optimisation annuelle et en négligeant toutes les pertes pour le site d'Elghrouss et elles sont presque négligeantes aussi pour les

autres sites. Avec la même valeur de facteur de transposition pour les 03 sites : 1.14 pour Biskra Khanguet Sidi Naji et à Elghrouss. et pour le site de Stah Rwagha ( Besbes )  $F_t = 1,15$ . Pour notre système, on a choisi, un plan incliné fixe avec une orientation plein sud, à cause du système de poursuite solaire qui peut augmenter le rendement avec 30 à 40%.

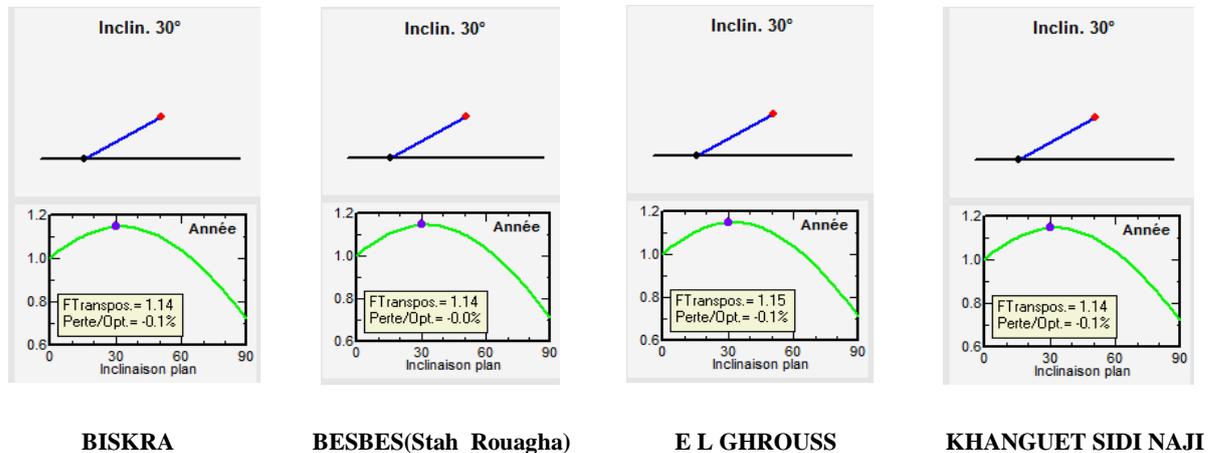


Figure II.8 Détermination de l'angle d'inclinaison de plan incliné fixe pour chaque site.

### II.5.3 Simulation du système photovoltaïque injecté au réseau

La simulation du système PV consiste à déterminer l'énergie nécessaire pour le système et le nombre de modules PV dont on a besoin pour générer cette énergie. Un système PV doit générer l'énergie suffisante pour couvrir la consommation énergétique des charges d'équipements (éclairage, application, équipement) et l'énergie consommée du système lui même. Le dimensionnement et la configuration du champ PV se fait de telle façon à optimiser le rendement de l'énergie produite par le système et celle consommée par l'utilisateur, on doit aussi minimiser les pertes du système. Le rendement du système photovoltaïque dépend des caractéristiques techniques des modules PV, du convertisseur d'énergie, de l'orientation et l'inclinaison des modules, ainsi que des conditions météorologiques.

#### II.5.3.1 Installation du système solaire PV

Pour notre étude on a quatre (04) sites appartenant aux différentes communes de la wilaya de Biskra (sud Algérien) donnés par le tableau II.2 et la figure II.9.

Tableau II.2 Les sites choisis

Wilaya	Site	Coordonnées géographiques	Superficie [Ha]	Puissance crête [MWc]	Tension [kV]	Poste au voisinage
<b>BISKRA</b>	<b>BISKRA</b>	N 34°51'00" E 5°44'00"	30	20	60	Biskra 220/60/30Kv
	<b>KHANGUET SIDI NADJI</b>	N 34°79'57.85'' E 6° 73' 09.56''	200	120	220	ZRIBET HAMED (BADES) 220/60KV
	<b>ELGHROUSS (TOLGA)</b>	N 34°81'9.58'' E 5° 13' 12.96''	600	300	220	TOLGA 60/30Kv
	<b>STAH ROUAGHA (BESBES)</b>	N 34°18'34.11'' E 5° 10' 20.8''	400	250	220	Ouled djelal 220/60KV



**KHANGUET SIDI NAJI**



**ELGHROUSS**



**BESBES(Stah Rouagha)**



**BISKRA**

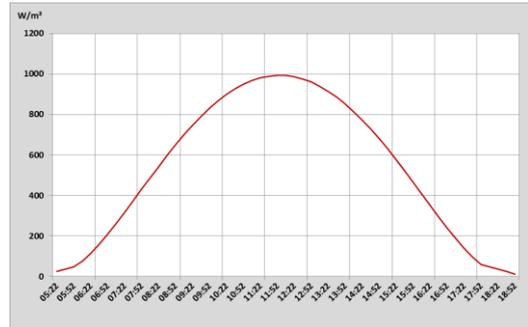
Figure II.9 Schéma géographique des sites choisis

### II.5.3.2 Energie produite

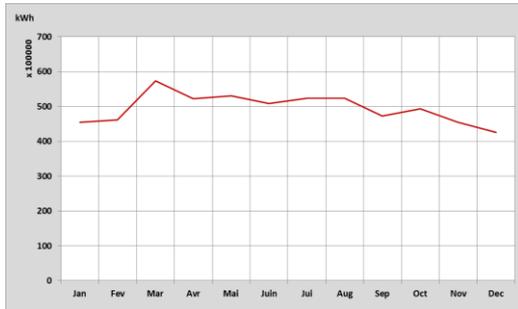
Les quantités d'énergie disponibles par mois sont obtenues en totalisant les valeurs du rayonnement solaire pour chaque mois. Les quantités d'énergie moyennes mensuelles, ainsi que l'évolution horaire du rayonnement solaire pour les différents mois de l'année sont représentées par la figure II.10



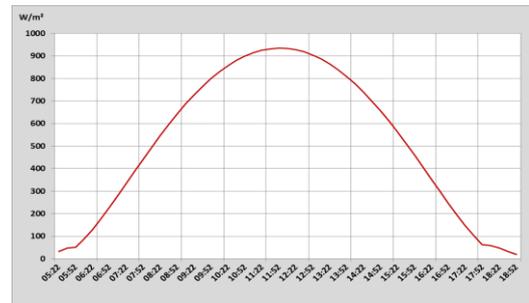
Variation mensuelle de l'énergie produite par le site de KHANGUET SIDI NAJI



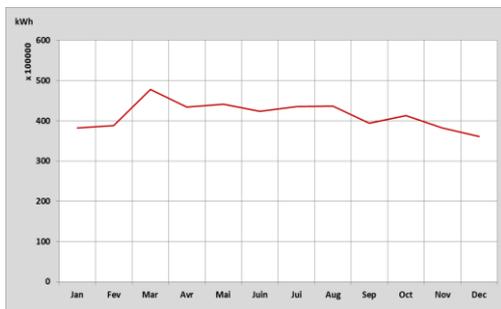
Variation journalière de l'ensoleillement capté par le site de KHANGUET SIDI NAJI -JUILLET-



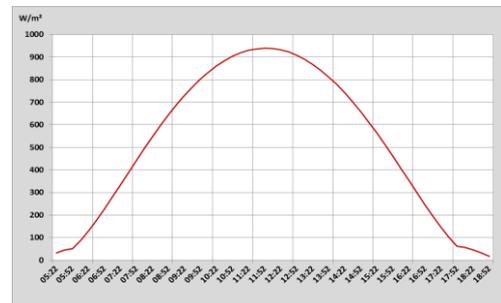
Variation mensuelle de l'énergie produite par le site d'ELGHROUSS



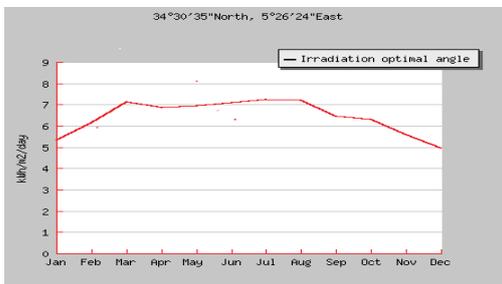
Variation journalière de l'ensoleillement capté par le site d'ELGHROUSS -JUILLET-



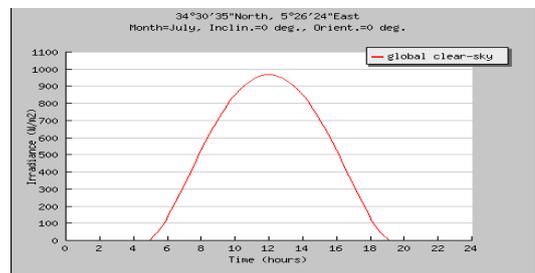
Variation mensuelle de l'énergie produite par le site de STAH RWAGHA



Variation journalière de l'ensoleillement capté par le site de STAH RWAGHA -JUILLET-



Variation mensuelle de l'énergie produite par le site de BISKRA



Variation journalière de l'ensoleillement capté par le site de BISKRA-JUILLET-

Figure II.10 Variation mensuelle de l'énergie produite et celle journalière de l'ensoleillement des 4 sites

II.5.3.3 Etude de fonctionnement

Contribution à l'étude de conception et de dimensionnement de 4 centrales PV injectées au réseau de la wilaya de Biskra par PVSYST.

- **Fonctionnement normal**

L'injection de 120MWc sur le poste 220/60kV de ZERIBET HAMED (BADES), de 300 MWc sur le poste 220/60KV de Tolga, de 20MWc sur le poste 220/60KV de BISKRA et de 250MWc sur le poste 220/60 KV d'Ouled Djellal ne causent aucune contrainte sur le fonctionnement du réseau électrique (**Figure II.11**).

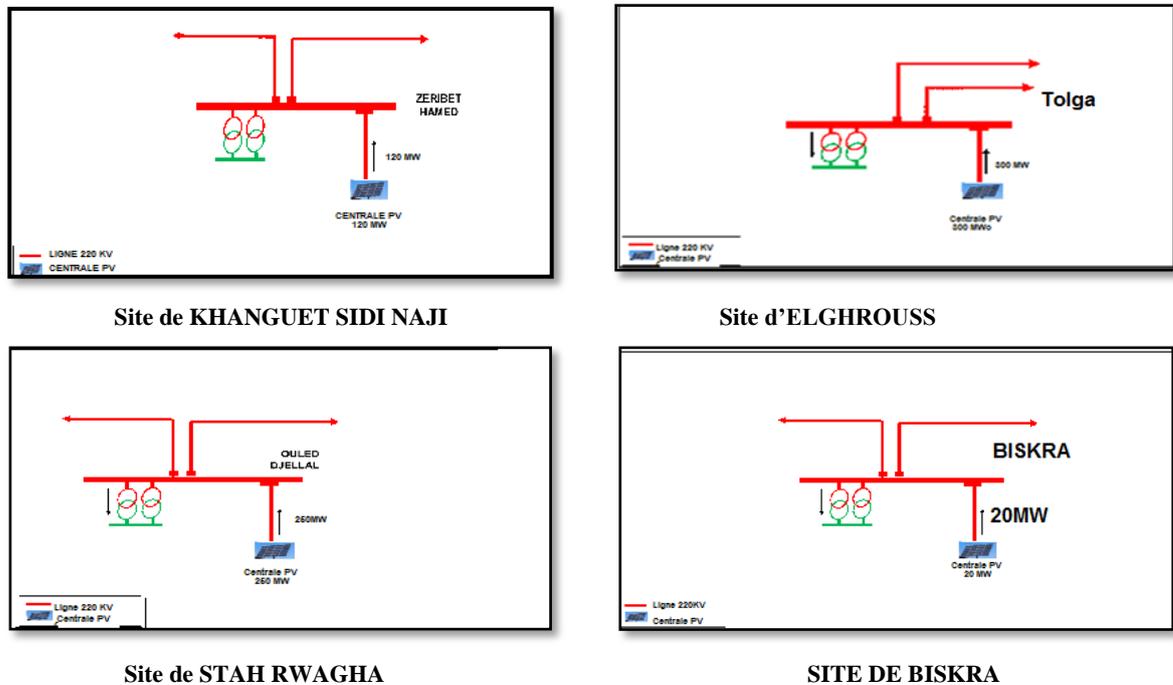


Figure II.11 Raccordement des centrales PV des sites choisis sur les postes

- **Fonctionnement perturbé**

Les résultats des simulations montrent qu'aucune contrainte de fonctionnement n'apparaît sur le réseau électrique, les niveaux de tension ainsi que les transits sur les ouvrages de transport sont dans les limites admissibles.

#### II. 5.3.4 Estimation de la consommation électrique : courbes des charges

La wilaya de Biskra est dotée de 06 postes transformateurs THT/HT et HT/MT dites postes sources remplissant la mission de support de la charge résultante (domestique/industrielle). Ces postes énumérés (**voir Tableau II.3**) évacuant à travers le réseau une puissance totale de l'ordre de 560MVA Qui sera dispatchées vers un réseau de postes de surcharge MT/BT couvrant le territoire de la wilaya.

Tableau II.3 Postes Haute Tension /Moyenne Tension

Poste (HT/MT)	Puissance Nominale (MW)	Nbre de poste de distribution MT/BT asservis	Communes alimentées
Ouled djellal + cm el ghrous	100	937	Ouled djellal-sidi khaled-doucennesbes-ras el miad-lioua-chaiba- el ghrous-foughala
Ps tolga	100	495	Tolga-bba- el ghrous-lichana-lioua-foughala
Ps biskra ville	80	243	Biskra
Z'hamed	80	210	El-feidh -zeo-ksn
Ps ain naga	80	599	Ain naga-sidi okba-m'ziraa-el-haouche-zeo-m'chouneche
Biskra 220/60 kv	120	955	Biskra

Cette étude analytique touche le mois de juillet et le mois d'Aout de l'année 2015 pour les raisons suivantes :

- ✓ Période qualifiée de grande canicule.
- ✓ Plusieurs années le mois sacré de Ramadan coïncide ces deux mois
- ✓ Elévations spectaculaires de la fréquence et de la durée d'irrigation des palmerais
- ✓ Amélioration de l'indice de qualité de vie des citoyens (deux climatiseurs par foyers au minimum).

Il a été observé clairement que les postes sources de Biskra 220/60/30Kv et d'Ouled Djellal (60/30Kv), sont les plus sursaturés par rapport aux autres (voir les courbes des charges des deux postes ; TOLGA et Zeribet Hamed).

Tableau II.4 Prélèvement Poste Source (PS) Biskra (120MVA) pour le mois de juillet et Aout

Date de Prélèvement	Prélèvement de juillet 2015						Prélèvement d'Aout 2015					
	20	27	28	29	30	31	01	05	10	19	23	31
P <sub>max</sub> (MW)	135,05	144,37	148,28	145,67	152,02	133,38	132,31	131,20	130,47	116,56	114,08	118,20
P <sub>min</sub> (MW)	125,04	133,70	128,32	130,48	122,51	131,44	122,33	123,43	128,42	70,32	74,56	72,49
T <sub>réelle</sub> °C	42	44	44	44	44	45	44	42	40	37	37	31
Taux de surcharge global (%)	12,5	20,3	23,56	21,39	26,68	11,15	10,25	9,33	8,72	-	-	-

Tableau II.5 Prélèvement PS Ouled Djellal + CM Leghrous(100MVA) pour mois de juillet et Aout

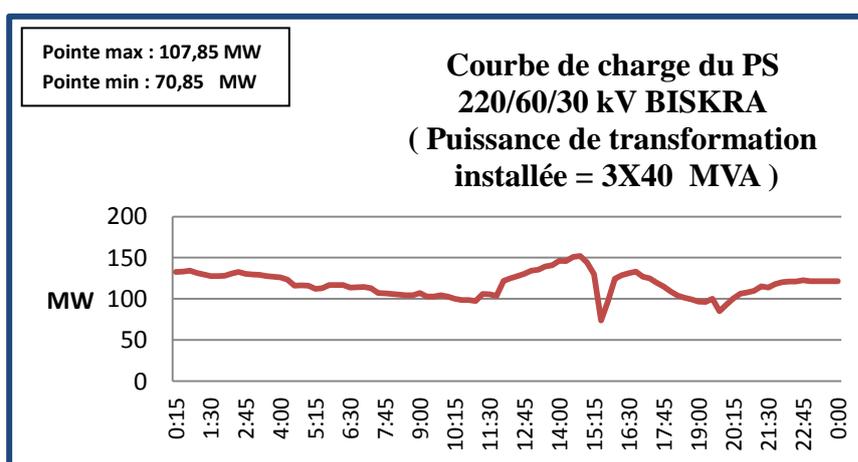
Date de Prélèvement	Prélèvement de juillet 2015						Prélèvement d'Aout 2015					
	20	27	28	29	30	31	01	05	10	19	23	31
P <sub>max</sub> (MW)	103,29	104,71	105,04	98,41	103,08	107,85	106,2	106,56	100,29	99,92	88,45	77,97
P <sub>min</sub> (MW)	78,68	92,31	93,25	97,00	90,97	93,7	94,45	91,26	87,83	48,04	50,83	48,39
T <sub>réelle</sub> °C	42	44	44	44	44	45	44	42	40	37	37	37
Taux de surcharge global (%)	3,29	4,71	5,04	/	3,08	7,85	6,2	6,56	0,29	-	-	-

Au cours de la période qui s'étant du 01/07/2015 au 31/08/2015 le PS Biskra (3\*40MVA) et le PS Ouled Djellal + CM Leghrous (2\*40+20MVA) affichent une puissance active dite PIC de 152 MW (représente 26% de surcharge) pour PS Biskra et 107 MW (représente 08% de surcharge) pour

PS Ouled Djellal (voir les tableaux II.4 et II.5 et les courbes des charges) et cela dans la journée du 30 et 31 juillet, basculant ainsi le système au régime à risque dite surcharge ou saturation.

Il a été observé une élévation en croissance de la puissance demandée à partir du 27 jusqu'au 31/07/2015 ; Ces 04 jours correspondent à la période de grande canicule en cette région (45°C à l'ombre), ajoutant à cela une forte consommation de l'Energie justifiable mais non équilibrée (région urbaine et rurale) entraînant une augmentation de la fréquence et de la durée des irrigations des oasis. Ceux là et d'autres paramètres en interface et en intervalle font que cette situation ne peut s'échapper à des résolutions non souhaitable tel que : le délestage ou carrément le Black out. En conséquence Le phénomène de surcharge des transformateurs de façon répétée et prolongée provoque certainement et directement les effets électriques suivants :

- 1- Surintensité : courant de surcharge très supérieur au courant admissible de protection.
- 2- Echauffement des enroulements.
- 3- Effet calorifique très élevé.
- 4- Pertes d'isolation.
- 5- Court-circuit et claquage des conducteurs.
- 6- Eclatement des équipements et production de flamme.
- 7- Perturbation du réseau national
- 8- Postes MT/BT en aval probablement touchés.
- 9- Endommagement des appareils électroménagers domestiques.



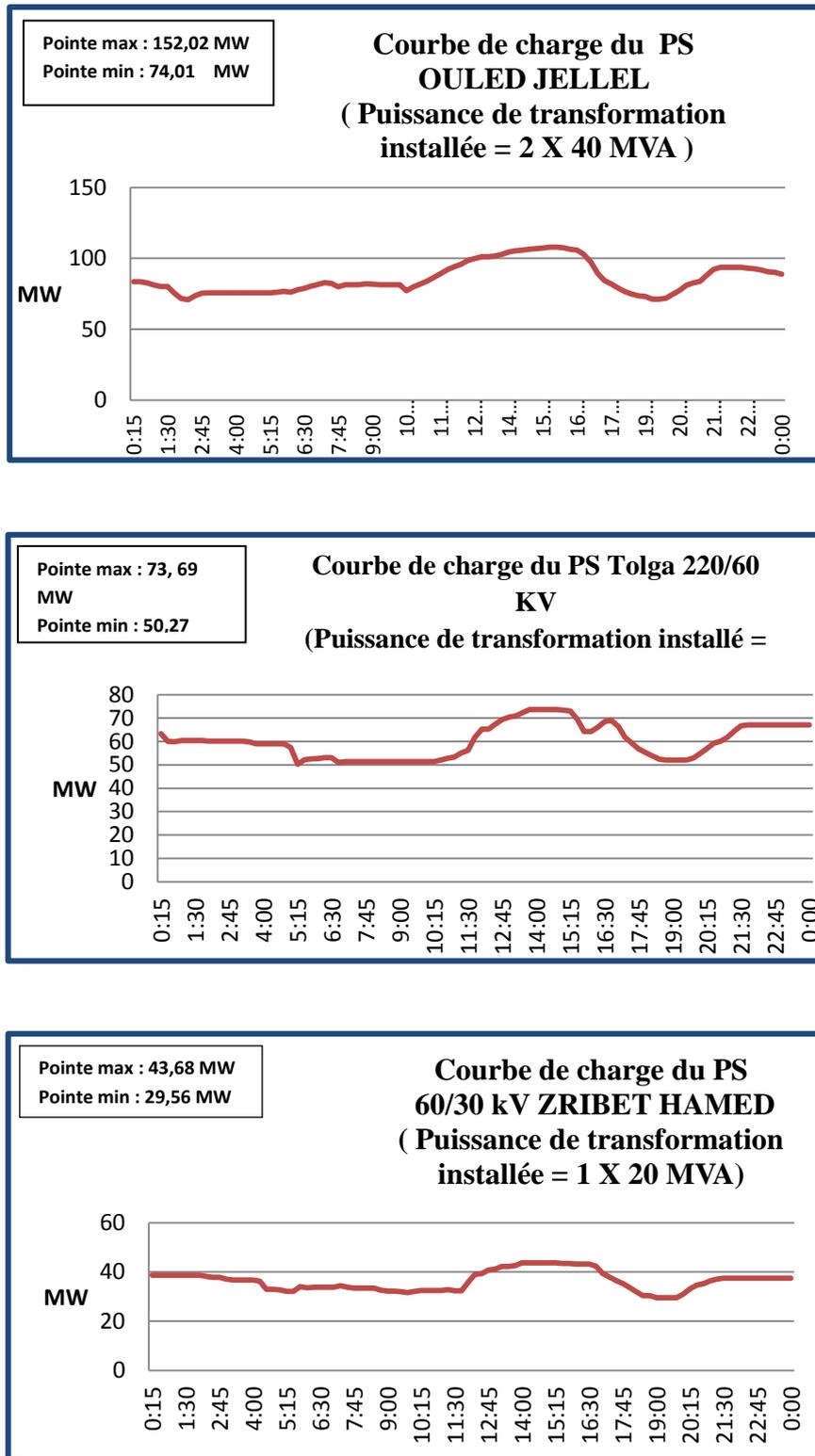


Figure II.12 Courbes des charges des 4 postes proposés pour être injecter par les 4 futures centrales.

Il est à retenir que cette présente étude reste une simple approche analytique d'une situation en réalité plus complexe. Cette étude a fait ressortir certaines défaillances énumérées :

1- Un problème d'équilibrage de répartition des charges au niveau des PS Biskra et PS Ouled Djellal .

2- Inexistence d'une étage de secours 60/30 Kv au niveau des PS Biskra et PS Ouled Djellal, comme elle est vivement recommandée et installée dans les postes complexes de France et des Etat Unit.

3- Le bilan de puissance installé au niveau des PS Biskra et PS Ouled Djellal reste nettement très loin des besoins réels de ces régions or, un simple calcul du bilan de puissance révèle une valeur 460 MVA uniquement pour Biskra et Ouled Djellal ; cependant il est à noter que plusieurs projets de postes THT/HT vont entrer en services ce qui va nettement

Enfin, il serait utile de recommander un renforcement urgent en bilan de puissance et en réseau vu que notre wilaya s'affiche comme un pôle industriel, agricole et touristique. C'est pourquoi et dans le cadre du programme national des E R une installation de plusieurs centrales photovoltaïques injectées au réseau dans le territoire de la wilaya de Biskra est devenue une des priorités du ministère de l'Energie et cette étude est venue précéder et aider dans l'étude de ces centrales et activer leur réalisation prochainement afin d'apporter un confort énergétique pour la région. Notons que le choix de ces sites potentiels de 1200 Hectares par le ministère de l'Energie a plusieurs objectif à long terme aussi et c'est ce qui justifie le choix des deux sites : K.S.N et Elghrouss.

#### **II.5.4. Dimensionnement du système PV injecté au réseau**

On a expliqué qu'il s'agit dans notre étude de faire un dimensionnement de quatre centrales PV injectées au réseau électrique public.

##### **II.5.4. 1 Dimensionnement du système PV injecté au réseau site de BISKRA**

La figure II.13 montre le dimensionnement du système PV, en tenant en compte des paramètres techniques des modules et de convertisseur. Comme cité ci-dessus, nous avons considéré un générateur PV injecté au réseau, sans batterie, pour alimenter le site de Biskra de superficie égale à 30 Hectares ; de commune de Biskra, la puissance globale est estimée à 20MWh. Nous avons choisi pour cela des modules de 27V/250W en Silicium Polycristallin; de la marque de Yingli (YL250P-32b), et un convertisseur d'énergie de 250KW, de fréquence de 50Hz, à un interval de voltage de 450 à 820 V, marque Sungrow référencié SG250K3. Ces paramètres sont différents de ceux des autres sites choisis, la puissance, les modules et le convertisseur d'énergie.

Par la suite, on va étudier le comportement de notre système en fonction des paramètres météorologiques des sites considérés, on parlera des résultats obtenus dans le chapitre suivant (idem pour tous les autres sites choisis).

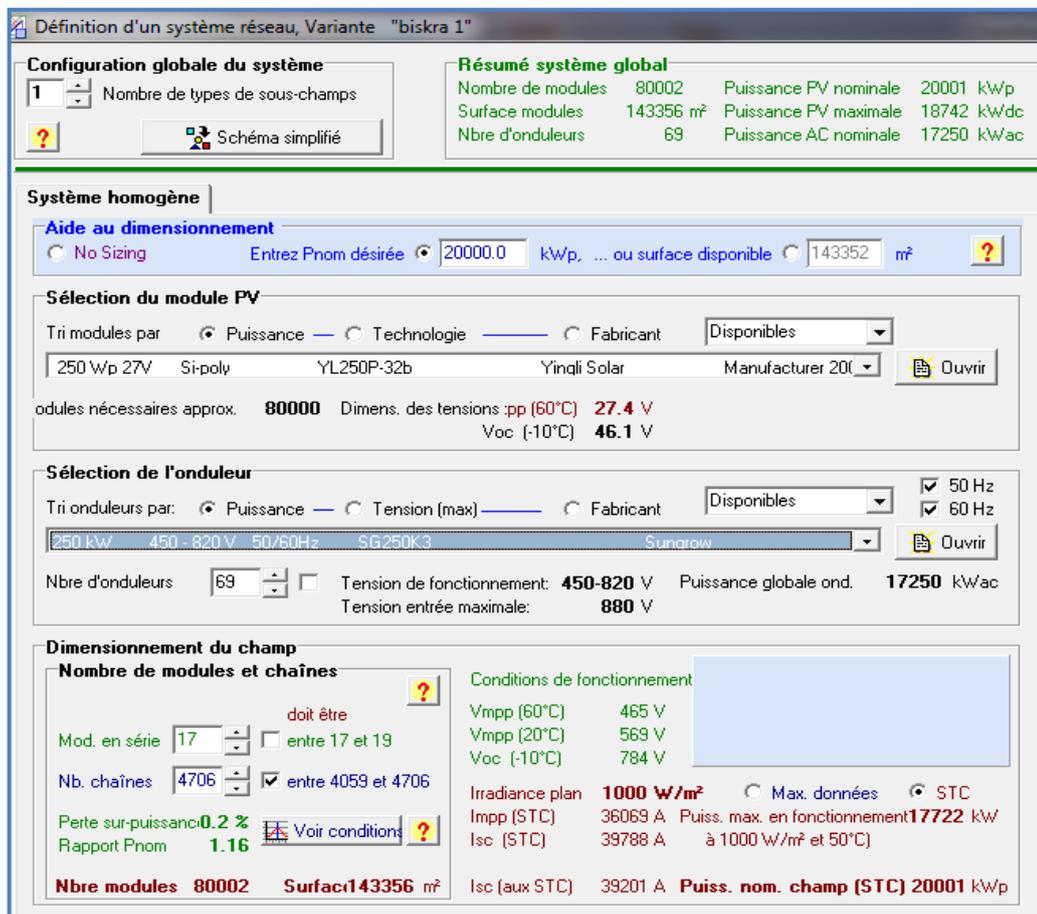


Figure II.13 le dimensionnement du système PV à BISKRA

a. Caractéristiques techniques des composants du système PV du site de Biskra

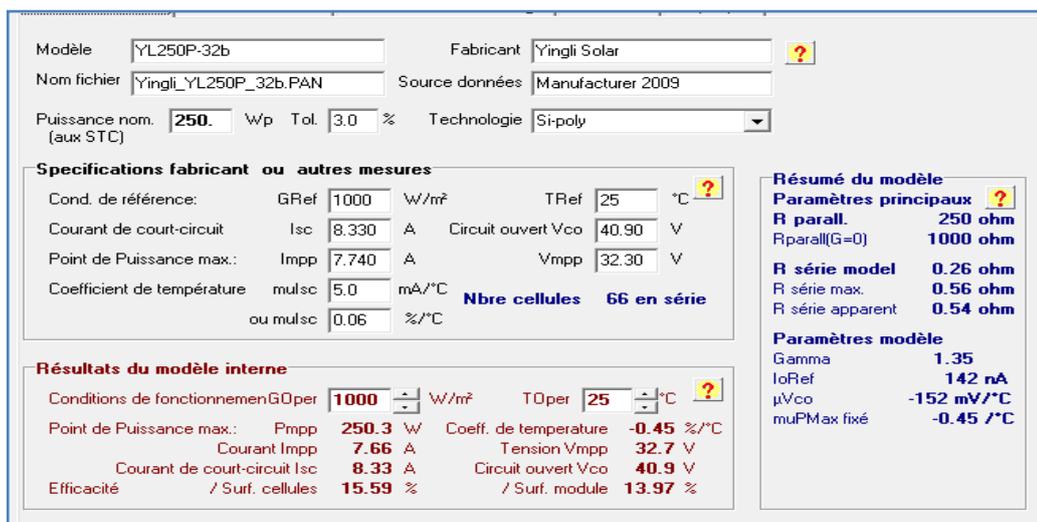


Figure II.14 Caractéristiques techniques du module PV choisi( tableau)

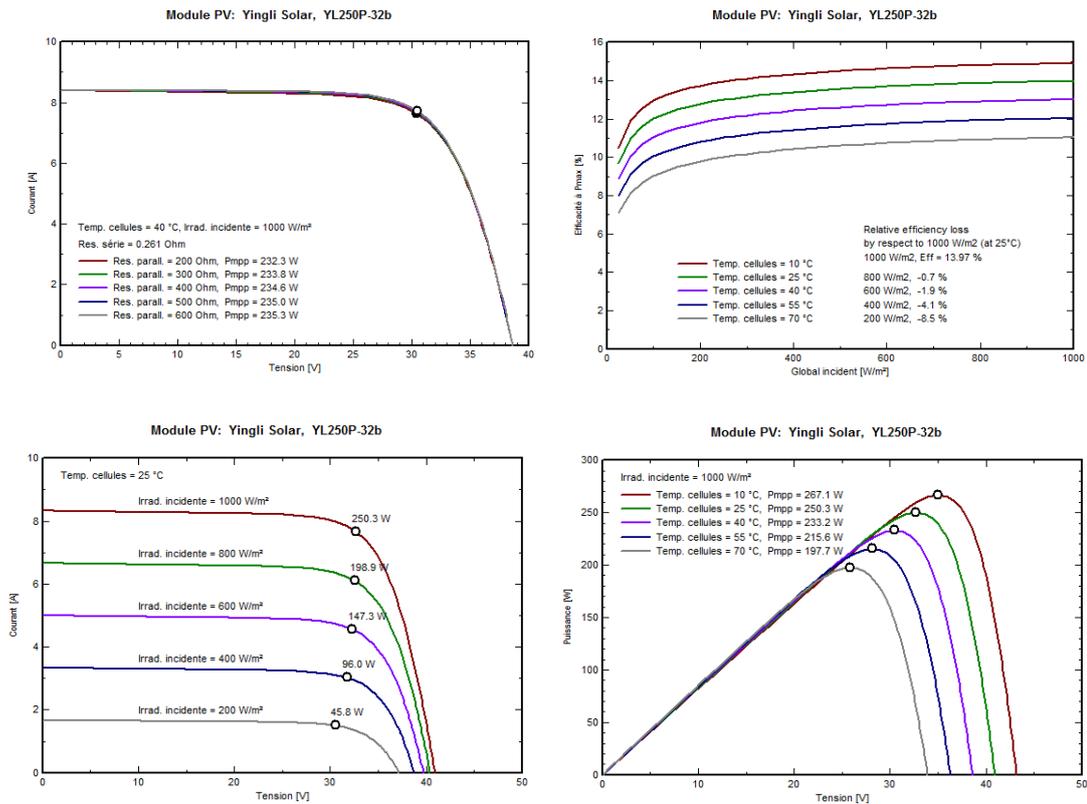


Figure II.15 Caractéristiques techniques du module PV choisi (courbes)

La figure II.15 illustre les caractéristiques du module PV en fonction des températures ambiantes et du rayonnement solaire. On remarque que la puissance développée par le module dépend proportionnellement aux valeurs de rayonnement solaire, contrairement aux valeurs des températures ambiantes du site. Il en est de même pour la tension et l'intensité du panneau, et par conséquent de l'efficacité du panneau et des champs PV.

➤ D'après la figure II.15, on déduit que pour l'onduleur choisi du site de BISKRA on a :

Les paramètres d'entrée :

Puissance d'entrée maximale : 275 KW  
 Tension d'entrée maximale : 880 V  
 Plage de tension MPPT : 450-820V  
 Courant d'entrée maximale : 36069A

Les paramètres de sortie :

Puissance de sortie maximale 250KW  
 Tension de sortie maximale 400V  
 Rendement 97.1%  
 Courant de sortie 361A

Modèle	SG250K3	Fabricant	Sungrow
Nom fichier	Sungrow_SG250K3.OND	Source des données	Manufacturer 2010
<b>Entrée (CC, Champ PV)</b>			
Tension MPP minimale	450	V	
Tension min. pour PNom	450	V	
Tension MPP nominale	N/A	V	
Tension MPP maximale	820	V	
Tension PV max. absolue	880	V	
Puissance seuil	1250.0	W	
Spécification contractuelle, sans réelle signification physique <span style="color: red;">?</span> Obligatoire			
Puissance PV nominale	275	kW	
Puissance PV maximale	N/A	kW	<input type="checkbox"/>
Courant PV maximum	600	A	<input type="checkbox"/>
<b>Sortie (Réseau AC)</b>			
Type	<input type="radio"/> Monophasé <input checked="" type="radio"/> Triphasé <input type="radio"/> Biphasé		
Fréquence	<input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz <input type="checkbox"/> 60 Hz		
Tension du réseau	400	V	
Puissance AC nominale	250	kW	
Puissance AC maximale	250	kW	
Courant AC nominal	361	A	<input checked="" type="checkbox"/>
Courant AC maximum	361	A	<input checked="" type="checkbox"/>
<b>Efficacité</b>			
Efficacité maximale	97.1	%	
Efficacité EURO	96.5	%	<span style="color: red;">?</span>
<input type="checkbox"/> Efficacité définie pour 3 tensions			

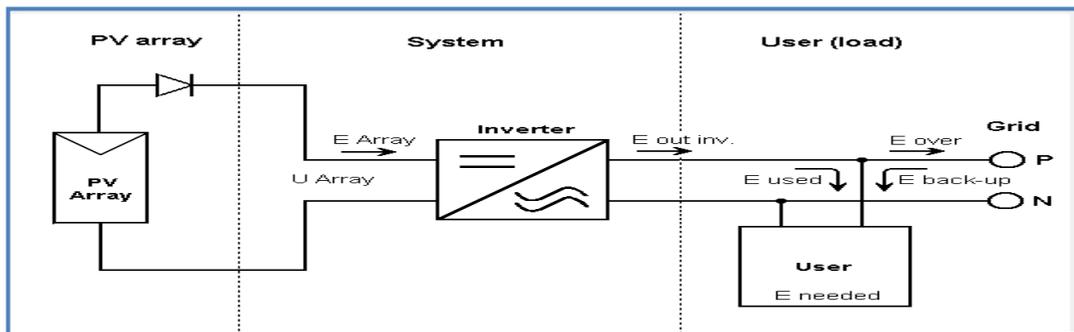
Figure II.16 Caractéristiques techniques du convertisseur d'énergie choisi.

**b. Branchement du système PV**

PSTVSY nous présente deux variantes de branchement ; chaines parallèles (parallel strings) et groupe de chaines parallèles (group of parallel strings) (Figure II.17 a, b et c) .

La figure 11.17 montre le schéma de montage de l'installation qui est composée de 80002 modules PV, distribués en 4706 branches, chacune composée de 17 modules en série, et chaque branche fait sortir le courant vers un onduleur (69 onduleurs).

Tous les onduleurs injectent l'énergie produite à partir du champ vers le réseau.



-a-

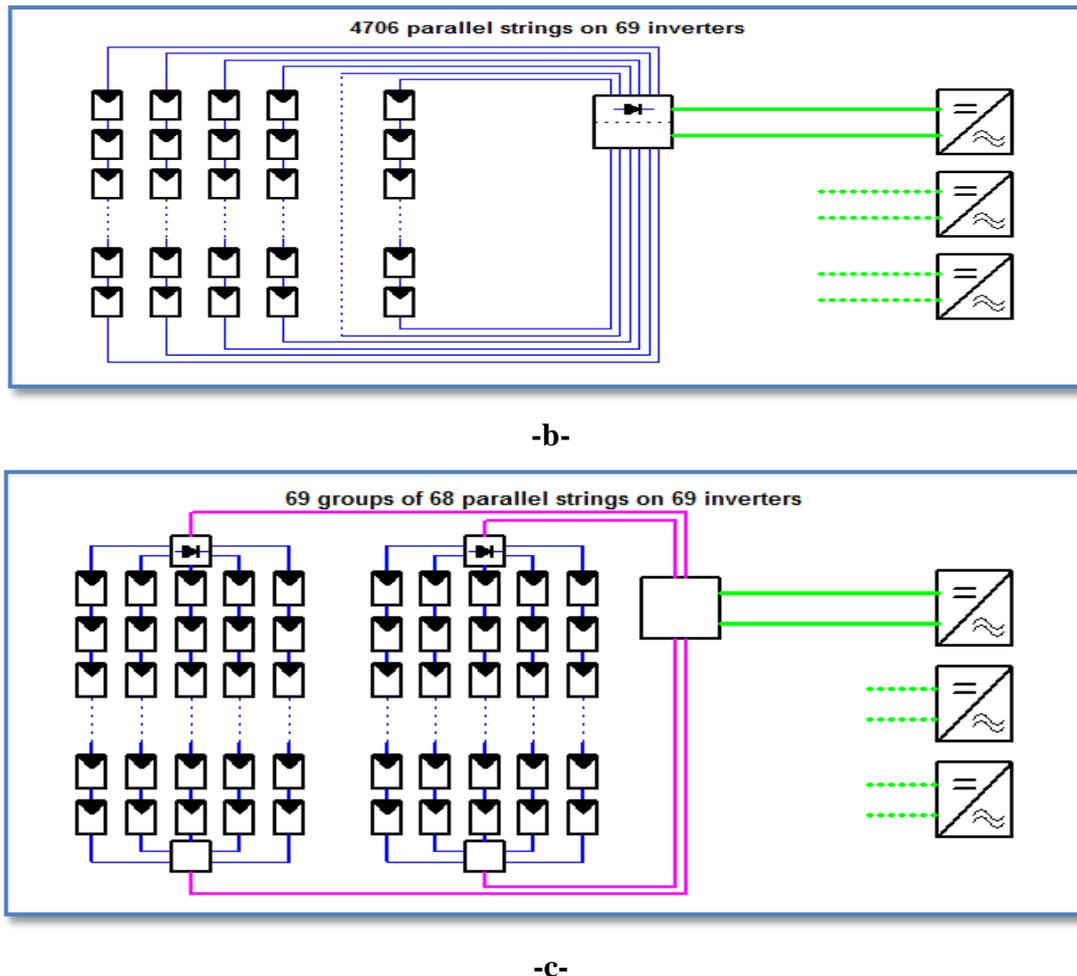


Figure II.17 Schéma de branchement de système

### c. Résultat de la simulation par PVSyst

- 17 Modules en série et 4706 chaînes en parallèle.
- Puissance globale du champ PV (STC) : 20001 KW =20.001MW
- Puissance PV ( condition de fonctionnement 50°C) : 18742 KW =18.742 MW
- Energie annuelle produite de 35100MWh/an
- $U_{mppmin} = 450 \text{ V}$     $U_{mppmax} = 820 \text{ V}$     $V$     $I_{mpp} = 38109 \text{ A}$  ( à 50°C )
- Le rendement global de l'installation est 74.7%
- Pertes du système : 0.16 KWh/KWc/jour
- Surfaces des modules :143356 m<sup>2</sup>

**II.5.4.2 Site de KHANGUET SIDI NADJI :** La figure II.18 montre le dimensionnement du système PV, nous avons considéré un générateur PV injecté au réseau , sans batterie, dans le site de Khanguet Sidi Naji de superficie de 200 Hectares; la puissance globale est estimée à 120MWh. Nous avons choisi pour cela les modules 27V/250W en Silicium Polycristallin; de marque Yingli (YL250P-32b), et le convertisseur d'énergie de 650KW, de fréquence 50Hz, intervalle de voltage de 450 à 820 V, de marque SMA (Sunny Central 630 CP) .

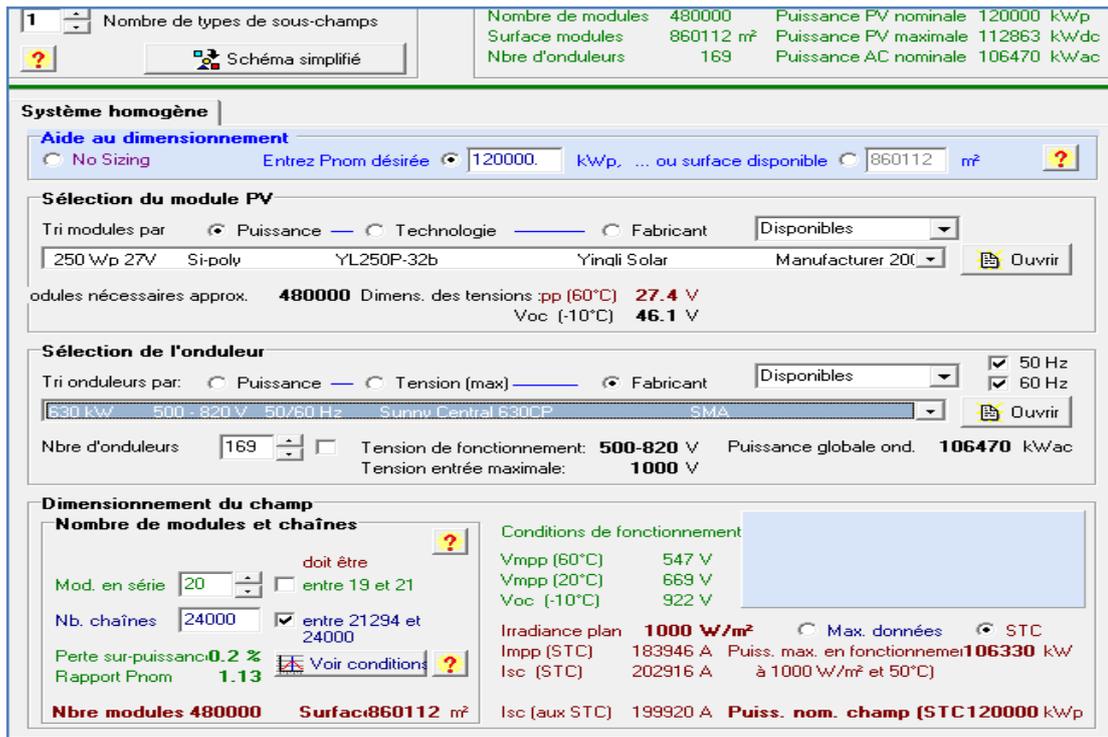


Figure II.18 Dimensionnement de système PV couplé au réseau (site de K.S.N)

**a. Caractéristiques techniques des composants de système PV :** En ce qui concerne les caractéristiques des modules PV, ce sont les mêmes que ceux du site de BISKRA parce qu'on a choisi le même module.

➤ D'après la figure II.19, on déduit que pour l'onduleur choisi du site de KSN on a :

Les paramètres d'entrée :

- Puissance d'entrée maximale : 713 KW
- Tension d'entrée maximale : 1000 V
- Plage de tension MPPT : 500-820V
- Courant d'entrée maximale : 183946A

Les paramètres de sortie :

- Puissance de sortie maximale 630KW
- Tension de sortie maximale 315V
- Rendement (efficacité) 98.7%
- Courant de sortie 1283 A

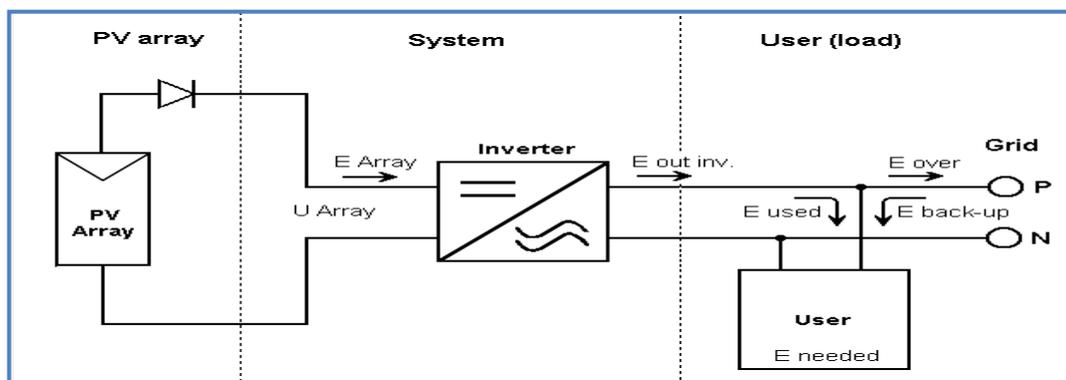
Modèle	Sunny Central 630CP	Fabricant	SMA
Nom fichier	SMA_Central630CP.OND	Source des données	Manufacturer 2010
<b>Entrée (CC, Champ PV)</b>			
Tension MPP minimale	500	V	
Tension min. pour PNom	458	V	
Tension MPP nominale	550	V	
Tension MPP maximale	820	V	
Tension PV max. absolue	1000	V	
Puissance seuil	5000.0	W	
Spécification contractuelle, sans réelle signification physique <span style="color: red;">?</span> Obligatoire			
Puissance PV nominale	642	kW	
Puissance PV maximale	713	kW	<input type="checkbox"/>
Courant PV maximum	1350	A	<input type="checkbox"/>
<b>Sortie (Réseau AC)</b>			
Type	<input type="radio"/> Monophasé <input checked="" type="radio"/> Triphasé <input type="radio"/> Biphasé		
Fréquence	<input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz <input checked="" type="checkbox"/> 60 Hz		
Tension du réseau	315	V	
Puissance AC nominale	630	kW	
Puissance AC maximale	700	kW	
Courant AC nominal	1155	A	<input checked="" type="checkbox"/>
Courant AC maximum	1283	A	<input checked="" type="checkbox"/>
<b>Efficacité</b>			
Efficacité maximale	98.7	%	
Efficacité EURO	98.5	%	<span style="color: red;">?</span>
<input type="checkbox"/> Efficacité définie pour 3 tensions			

Figure II.19 Caractéristiques techniques du convertisseur d'énergie choisi.

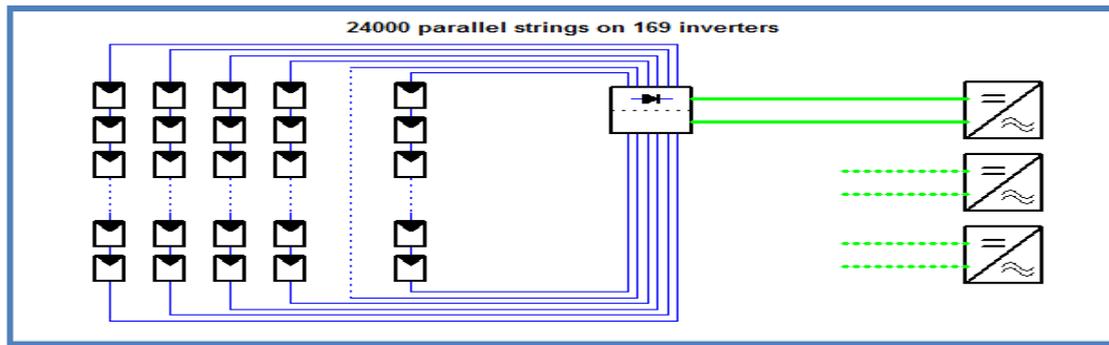
**b. Branchement du système PV**

PSTVSY nous présente deux variantes de branchement ; chaines parallèles (parallel strings) et groupe de chaines parallèles (group of parallel strings) (Figure II.20 a,b et c).

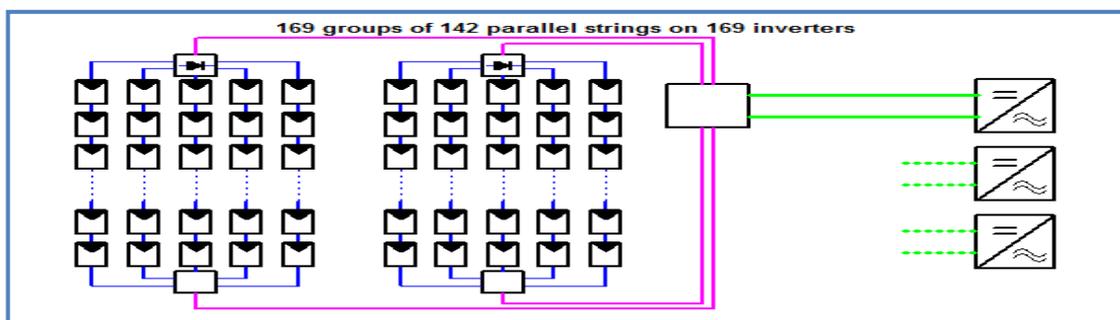
La figure II.20 montre le schéma de montage de l'installation qui est composée de 480000 modules PV, distribués en 24000 branches, chacune composée de 20 modules en série, et chaque branche fait sortir le courant vers un onduleur (169 onduleurs). Tous les onduleurs injectent l'énergie produite à partir du champ vers le réseau.



-a-



-b-



-c-

Figure II.20 Schéma de branchement de système

### c. Résultat de la simulation par PVSyst

- 20 Modules en série et 24000 chaînes en parallèle.
- Puissance globale du champ PV (STC) : 120000 KW = 120 MW
- Puissance PV (condition de fonctionnement 50°C) : 112863 KW = 112.863MW
- Energie annuelle produite de 222956MWh/an
- $U_{mppmin} = 500 \text{ V}$      $U_{mppmax} = 820 \text{ V}$      $I_{mpp} = 195052 \text{ A}$  (à 50°C)
- Le rendement global de l'installation est 80.5%
- Pertes du système : 0.08 KWh/KWc/jour
- Surfaces des modules : 860112m<sup>2</sup>

### II.5.4.3 Site d'ELGROUSS

La figure II.21, montre le dimensionnement du système PV, nous avons considéré un générateur PV injecté au réseau, sans batterie, dans le site d'ELGHROUSS de superficie de 600 Hectares ; la puissance globale est estimée à 300MWh.

The screenshot displays the 'Configuration globale du système' window. It includes a 'Résumé système global' table with the following data:

Nombre de modules	1200002	Puissance PV nominale	300001 kWp
Surface modules	2150284 m <sup>2</sup>	Puissance PV maximale	284223 kWdc
Nbre d'onduleurs	264	Puissance AC nominale	264000 kWac

The 'Système homogène' section shows 'Aide au dimensionnement' with 'No Sizing' selected and 'Entrez Pnom désirée' set to 300000 kWp. The 'Sélection du module PV' section shows 'Tri modules par' set to 'Fabricant' with '250 Wp 27V Si-poly YL250P-32b Yingli Solar' selected. The 'Sélection de l'onduleur' section shows 'Tri onduleurs par' set to 'Fabricant' with '1000 kW 420 - 850 V 50 Hz PowerGate PV-1000-265-CE2 Satcon' selected. The 'Dimensionnement du champ' section shows 'Nombre de modules et chaînes' with 'Mod. en série' set to 19 and 'Nb. chaînes' set to 63158. The 'Conditions de fonctionnement' table shows:

Vmpp (60°C)	520 V
Vmpp (20°C)	636 V
Voc (-10°C)	876 V
Irradiance plan	1000 W/m <sup>2</sup>
Imp (STC)	484070 A
Isc (STC)	533989 A
Puiss. max. en fonctionnement	265826 kW
à 1000 W/m <sup>2</sup> et 50°C	
Isc (aux STC)	526106 A
Puiss. nom. champ (STC)	300001 kWp

Figure II.21 Dimensionnement de système PV couplé au réseau (site d'Elghrouss)

a) **Caractéristiques techniques des composants de système PV :** En ce qui concerne les caractéristiques des modules PV, ce sont les mêmes que ceux du site de BISKRA parce qu'on a choisi le même module.

Module PV : Silicium poly cristallins Yingli

Puissance unitaire : 250Wc

Rendement : 15.59%

Onduleur : Onduleur Connecté au réseau : SATCON PowerGate 1000KW

Les paramètres d'entrée

Puissance d'entrée maximale : 1050 KW

Tension d'entrée maximale : 900 V

Plage de tension MPPT : 420-850V

Courant d'entrée maximale : 484070A

Les paramètres de sortie

Puissance de sortie maximale 1000KW

Tension de sortie maximale 265V

Rendement (efficacité) 96.9%

Courant de sortie 2179A

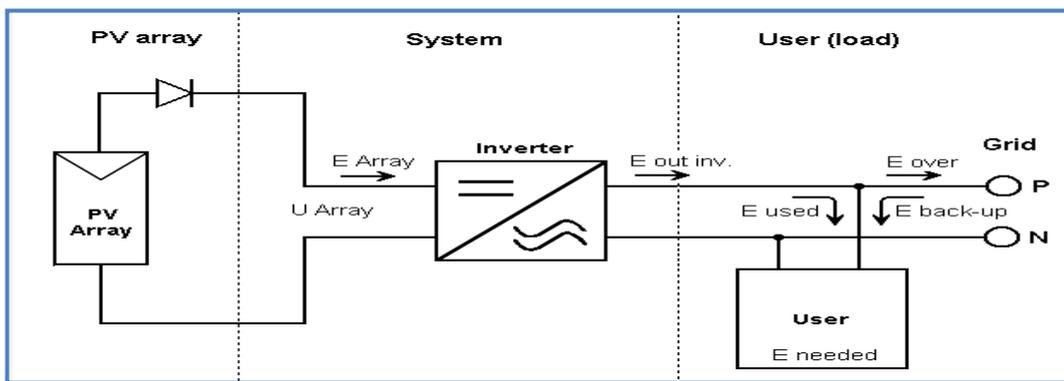
Modèle	PowerGate PV-1000-265-CE2	Fabricant	Satcon
Nom fichier	Satcon_PV_1000_265_CE2.OND	Source des données	Manufacturer 2010
<b>Entrée (CC, Champ PV)</b>			
Tension MPP minimale	420	V	
Tension min. pour PNom	N/A	V	
Tension MPP nominale	N/A	V	
Tension MPP maximale	850	V	
Tension PV max. absolue	900	V	
Puissance seuil	5000.0	W	
Spécification contractuelle, sans réelle signification physique <span style="color: red;">?</span> Obligatoire			
Puissance PV nominale	1050	kW	
Puissance PV maximale	1150	kW	<input type="checkbox"/>
Courant PV maximum	2442	A	<input type="checkbox"/>
<b>Sortie (Réseau AC)</b>			
Type	<input type="radio"/> Monophasé <input checked="" type="radio"/> Triphasé <input type="radio"/> Biphassé		
Fréquence	<input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz <input type="checkbox"/> 60 Hz		
Tension du réseau	265	V	
Puissance AC nominale	1000	kW	
Puissance AC maximale	1000	kW	
Courant AC nominal	2179	A	<input checked="" type="checkbox"/>
Courant AC maximum	2179	A	<input checked="" type="checkbox"/>
<b>Efficacité</b>			
Efficacité maximale	96.9 %		
Efficacité EURO	96.7 %		<span style="color: red;">?</span>
<input checked="" type="checkbox"/> Efficacité définie pour 3 tensions			

Figure II.22 Caractéristiques techniques du convertisseur d'énergie choisi.

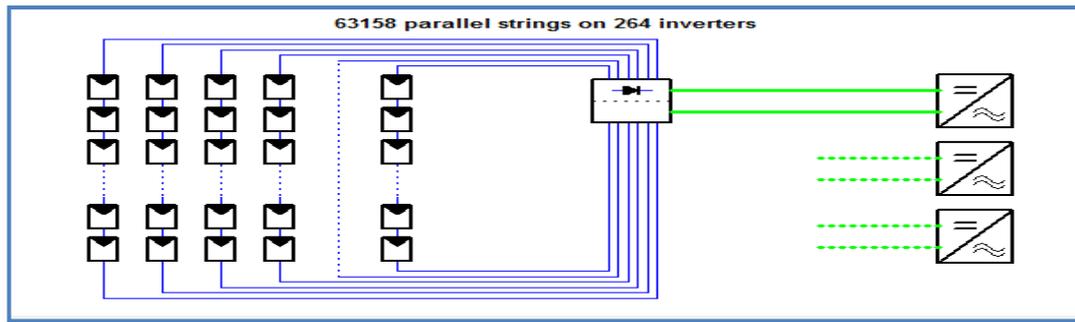
**b. Branchement du système PV**

PVSY nous présente deux variantes de branchement ; chaines parallèles (parallel strings) et groupe de chaines parallèles (group of parallel strings) figure II.23 a,b et c .

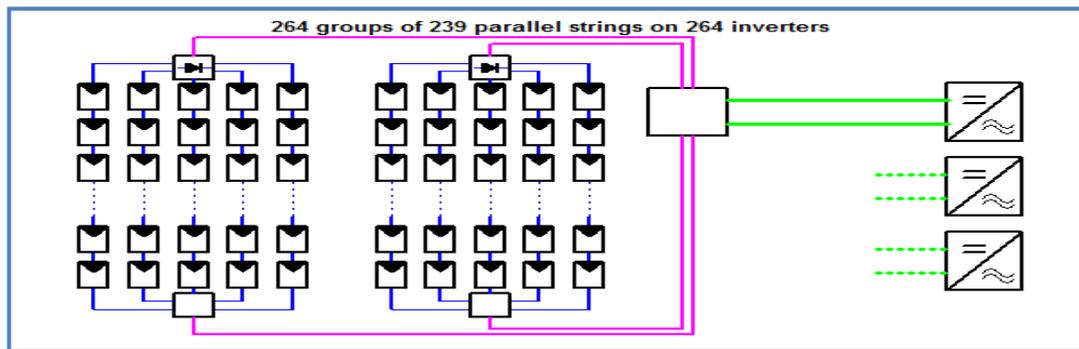
La figure II.23 montre le schéma de montage de l'installation qui est composée de 1200002 modules PV, distribués en 63158 branches, chacune composée de 19 modules en série, et chaque branche fait sortir le courant vers un onduleur (264 onduleurs). Tous les onduleurs injectent l'énergie produite à partir du champ vers le réseau.



-a-



-b-



-c-

Figure II. 23 Schéma de branchement de système

### c. Résultat de la simulation par PVSyst

- 19 Modules en série et 36158 chaînes en parallèle .
- Puissance globale du champ PV (STC) : 300001KW<sub>c</sub>=300MW<sub>c</sub>
- Puissance PV ( condition de fonctionnement 50°C ) : 284232KW<sub>c</sub>=284.232MW<sub>c</sub>
- Energie annuelle produite de 532012 MWh/an
- Umppmin =420 V Umppmax =850V      Impp = 516994 A ( à 50°C )
- Le rendement global de l'installation est 75.8 %
- Pertes du système : 0.17 KWh/KW<sub>c</sub>/jour
- Surfaces des modules :2150284 m<sup>2</sup> = 215 HECTARES

II.5.4.4 Site de STAH RWAGHA (BESBES)

le dimensionnement du système PV, nous avons considéré un générateur PV injecté au réseau, sans batterie, dans le site de StahRwagha de la commune d'Elbesbes de superficie de 400 Hectares la puissance globale est estimée à 250MWh. Voir figure II.24

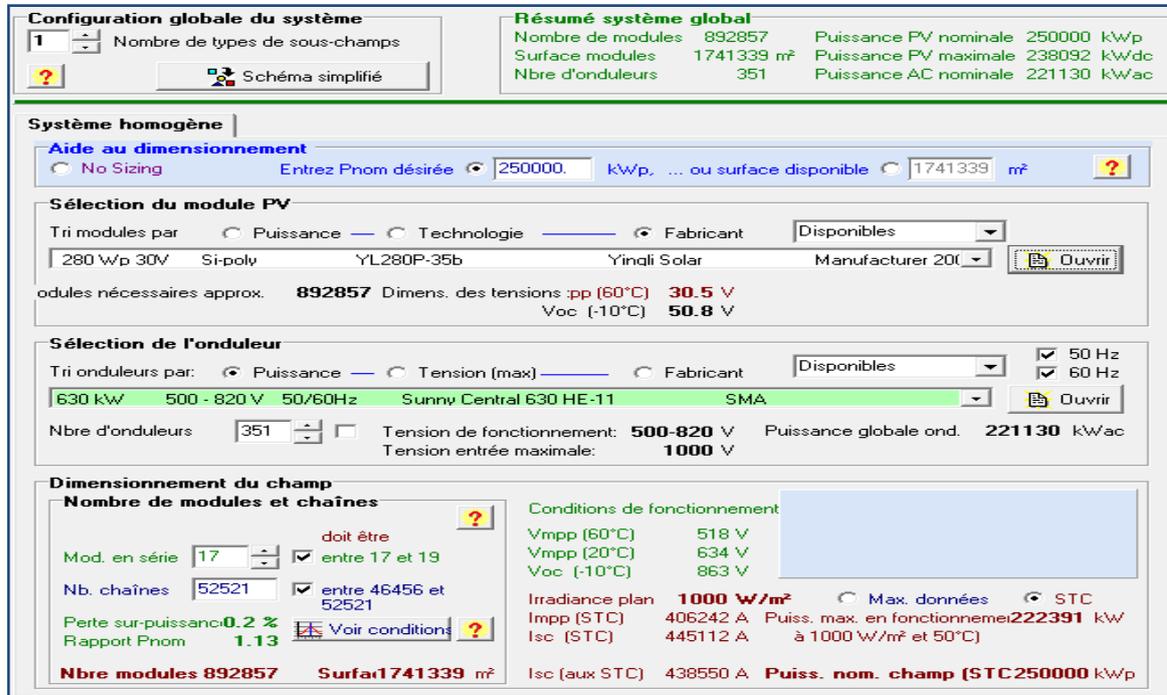


Figure II.24 : Dimensionnement de système PV couplé au réseau site de Stah Rwagha(Besbes)

a. Caractéristiques techniques des composants de système PV :

Module PV : Silicium poly cristallins Yingli  
 Puissance unitaire : 280Wc  
 Rendement : 16.07%

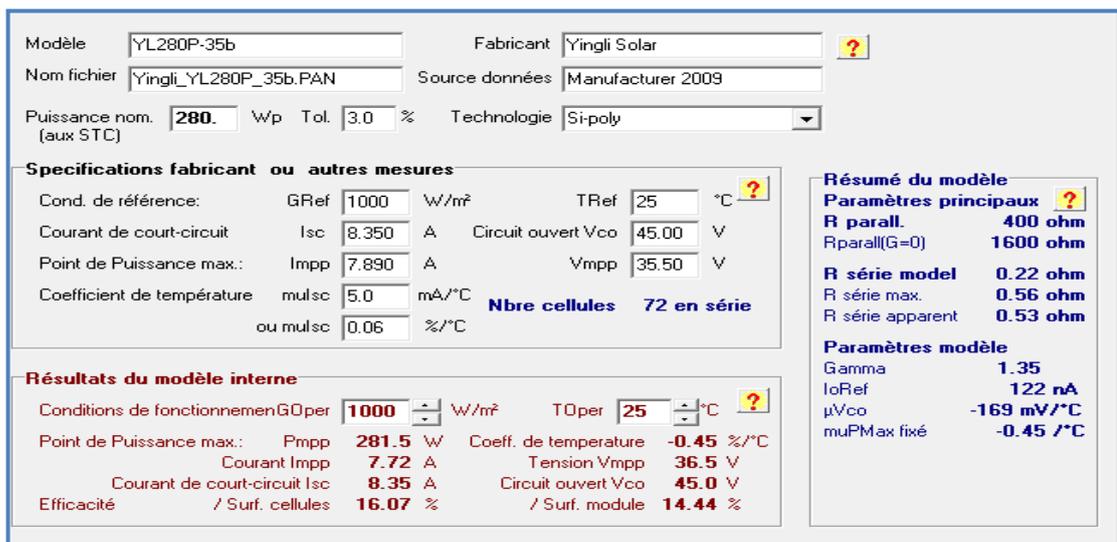


Figure II.25 le module PV poly cristallins Yingli choisi

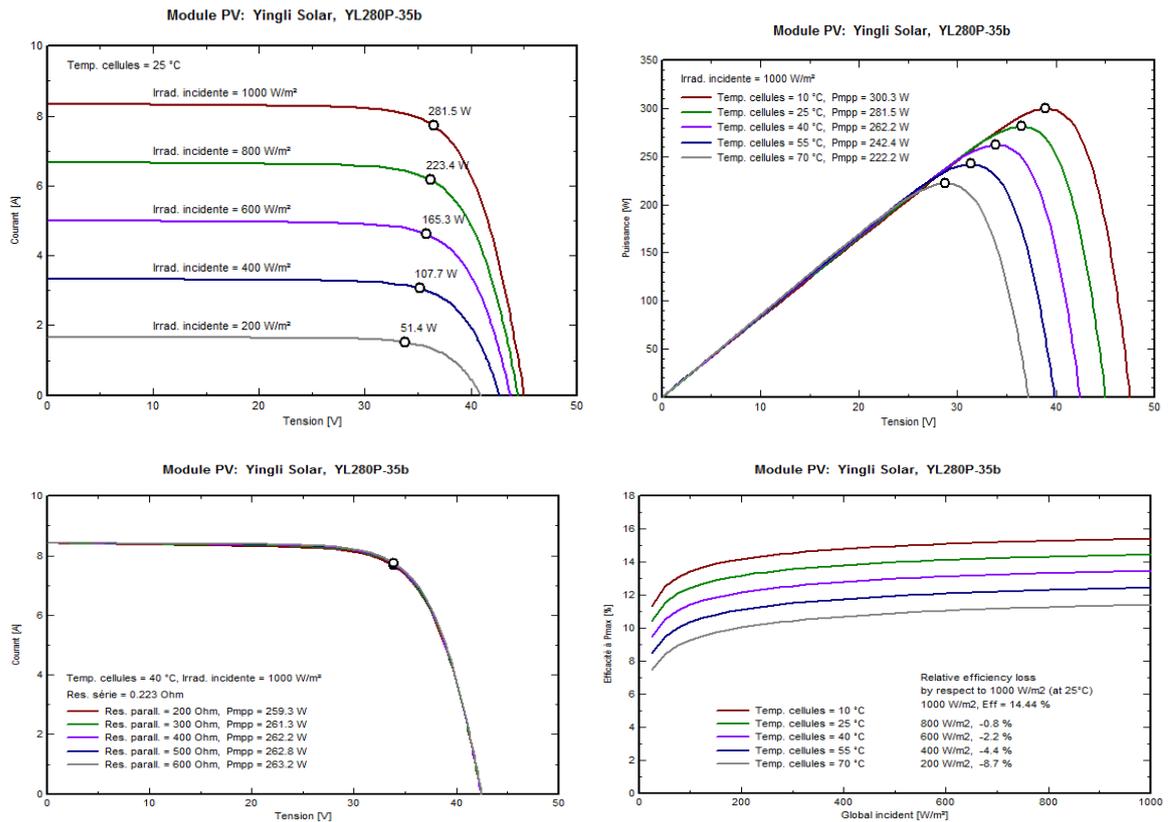


Figure II.26 les caractéristiques du module PV choisi( courbes)

La figure II.26 illustre les caractéristiques du module PV en fonction des températures ambiantes et du rayonnement solaire. On remarque que la puissance développée par le module dépend proportionnellement aux valeurs de rayonnement solaire, contrairement aux valeurs des températures ambiantes du site. Il en est de même pour la tension et l'intensité du panneau, et par conséquent de l'efficacité du panneau et des champs PV.

Figure II.27 Caractéristiques techniques du convertisseur d'énergie choisi.

Onduleur : Onduleur CENTRAL Connecté au réseau : SMA SUNNYCENTRAL 630KW

Les paramètres d'entrée

Puissance d'entrée maximale : 642KW  
 Tension d'entrée maximale : 1000 V  
 Plage de tension MPPT : 500-850V  
 Courant d'entrée maximale : 406242A

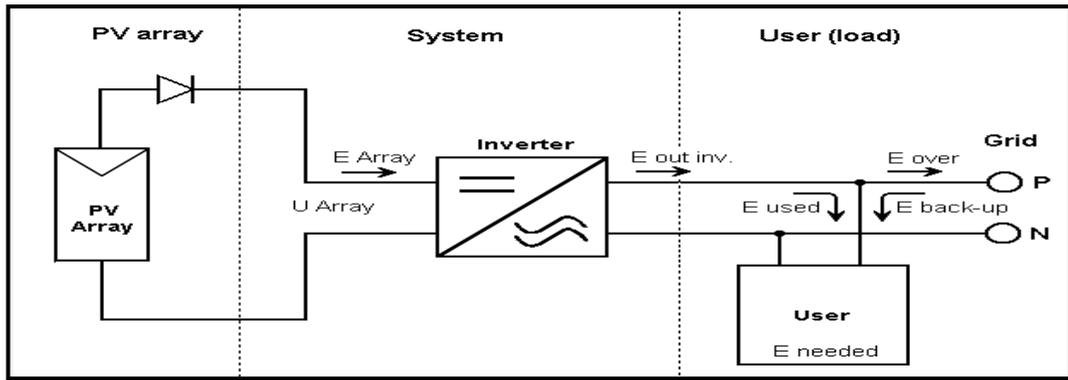
Les paramètres de sortie

Puissance de sortie maximale 630KW  
 Tension de sortie maximale 315V  
 Rendement (efficacité) 98.7%  
 Courant de sortie 1283A

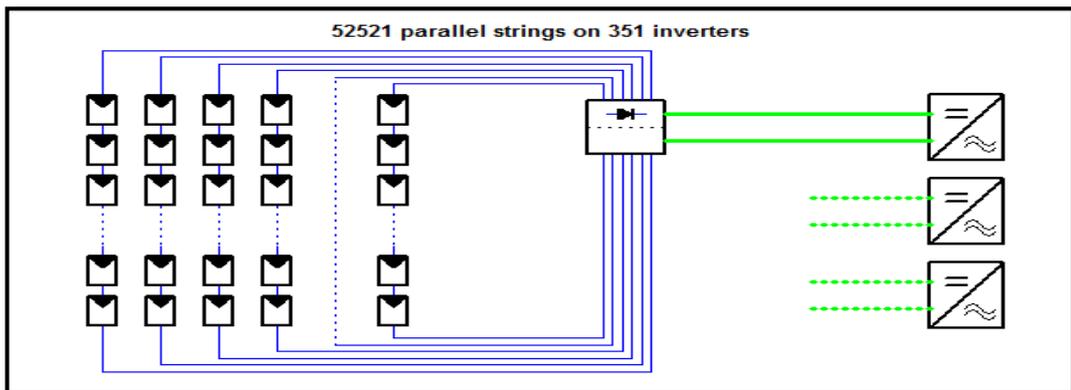
**b. Branchement du système PV**

PSTVSY nous présente deux variantes de branchement ; chaînes parallèle (parallel strings) et groupe de chaînes parallèles ( group of parallel strings ) La figure II.28 a , b et c.

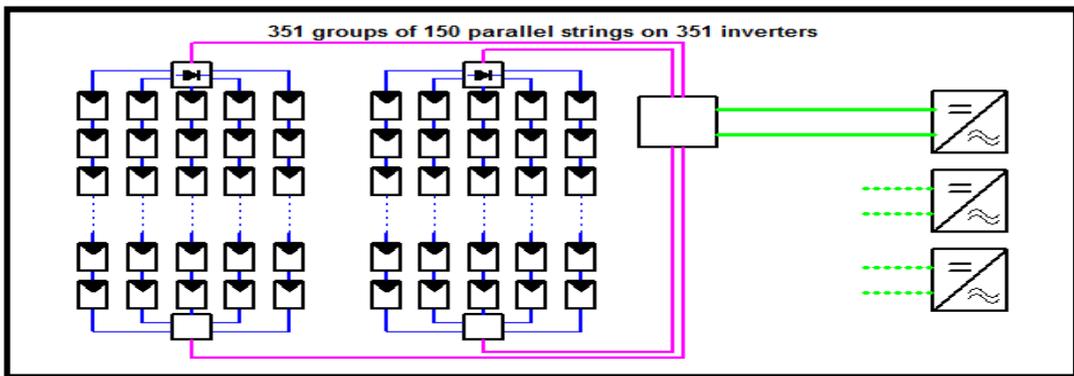
La figure II.28 montre le schéma de montage de l'installation qui est composée de 892857 modules PV, distribués en 52521 branches, chacune composée de 17 modules, et chaque branche fait sortir le courant vers un onduleur (351 onduleurs). Tous les onduleurs injectent l'énergie produite à partir du champ vers le réseau.



-a-



-b-



-c-

Figure II.28 Schéma de branchement de système

**c. Résultat de la simulation par PVsyst**

- **17 Modules en série et 52521 chaînes en parallèle .**
- **Puissance globale du champ PV (STC) : 250000KW<sub>c</sub>=250MW<sub>c</sub>**
- **Puissance PV ( condition de fonctionnement 50°C ) : 238099 KW<sub>c</sub>=238.099MW<sub>c</sub>**
- **Energie annuelle produite de 456711 MWh/an**
- **U<sub>mpmin</sub> =500V U<sub>mpmax</sub> =820V I<sub>mp</sub> = 433939A ( à 50°C )**
- **Le rendement global de l'installation est 76.5%**
- **Pertes du système : 0.08KWh/KW<sub>c</sub>/jour**
- **Surfaces des modules :1741339m<sup>2</sup>=174 HECTARES**

**II.5.5 Estimation de l'ombrage proche**

L'analyse de l'ombrage est une étape essentielle dans la phase du design et conception du système d'énergie solaire. Dans le photovoltaïque, c'est très important d'analyser la cause de l'ombre à travers les objets, les arbres, etc...Dans le but d'atteindre la puissance maximale développée par le système photovoltaïque installé. C'est nécessaire d'estimer l'effet de l'ombre, et de choisir l'emplacement optimal et utiliser un réducteur d'ombrage pour réduire les pertes en performances et prévoir les dommages de la cellule due à cet ombrage. Notre logiciel peut estimer les pertes dues à l'ombrage à travers la conception de la scène considérée, comme illustré dans la figure II.29

La représentation en 3D des sites considérés (Figure II.29) est construite avec l'aide de Google Earth et en se basant sur nos visites à ces sites. Après avoir conçu la représentation en 3D de l'installation, on doit procéder à la simulation qui prend en considération le déficit en irradiation solaire. Ceci va engendrer une estimation des pertes dues à l'effet de l'ombrage. Dans la figure II.29, on peut expliquer que l'effet de l'ombrage sur le rendement du système est très claire dans cette configuration. Dans notre cas, on a considéré qu'il n'ya pas d'ombrage parce que toutes les assiettes choisies sont désertes et loin des montagnes et des arbres et tout autre objet.

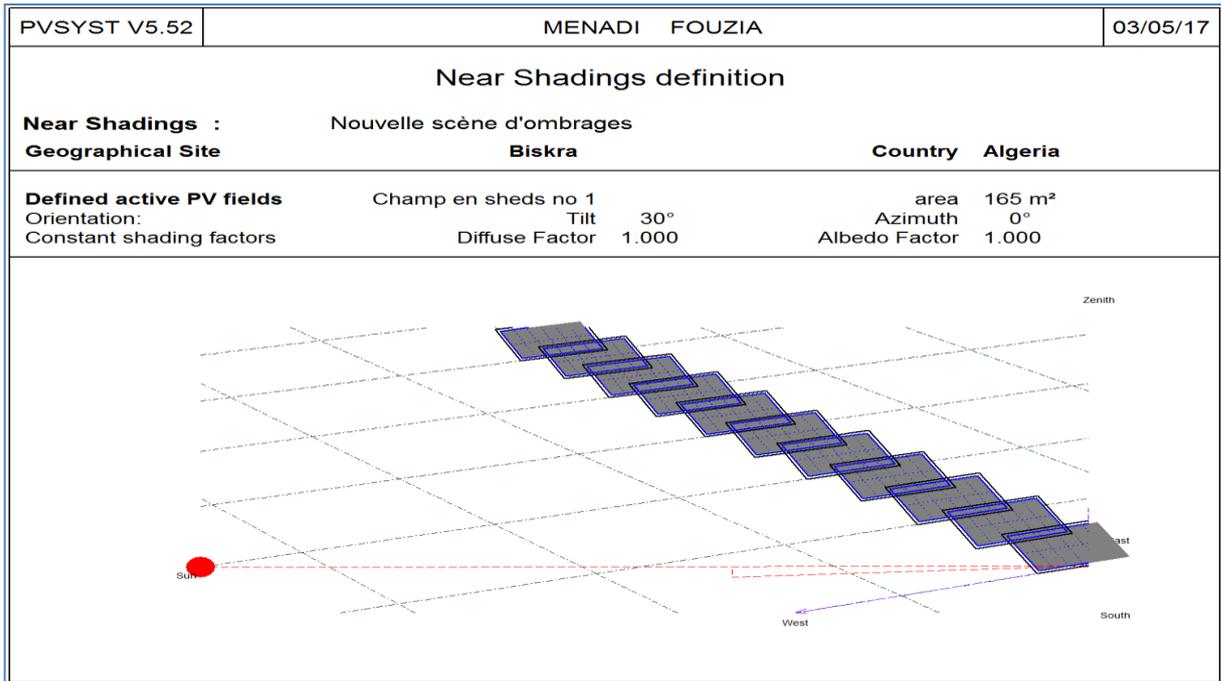


Figure II.29 Simulation en 3D de l'ombrage du site de Biskra

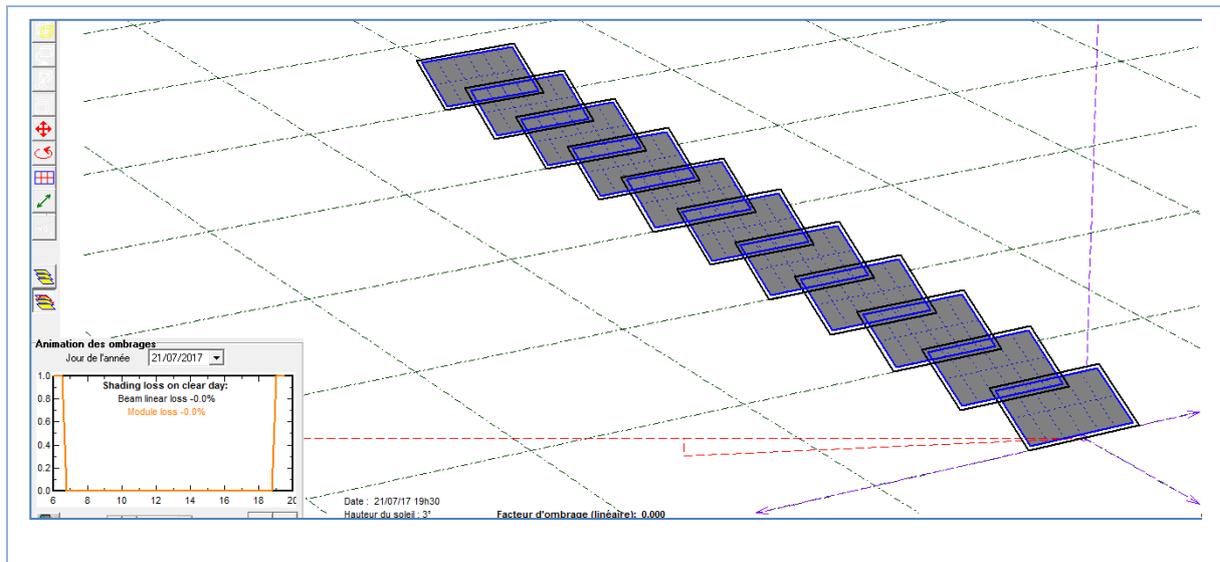


Figure II.30 Simulation en 3D de l'ombrage du site de Biskra avec Pertes

## II.6 Conclusion

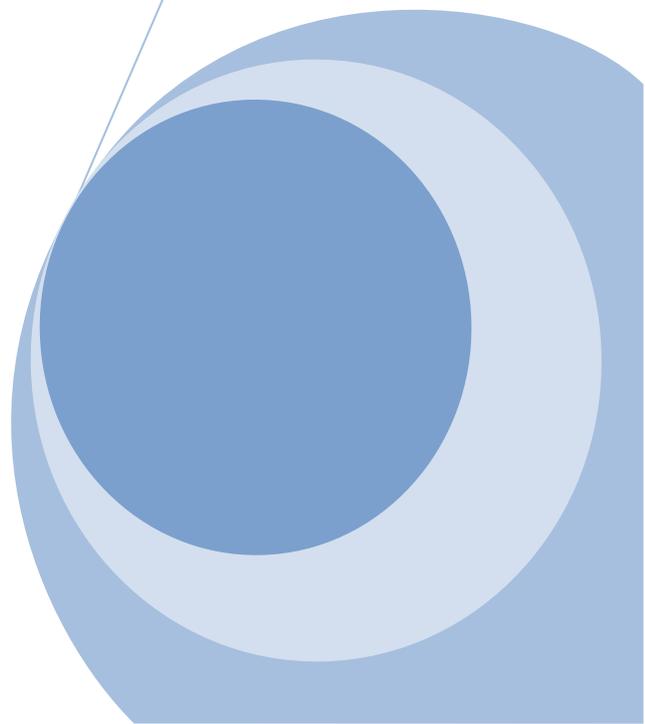
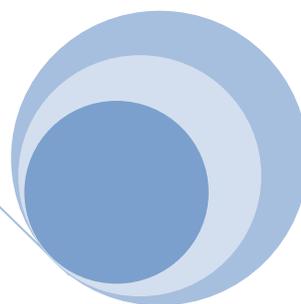
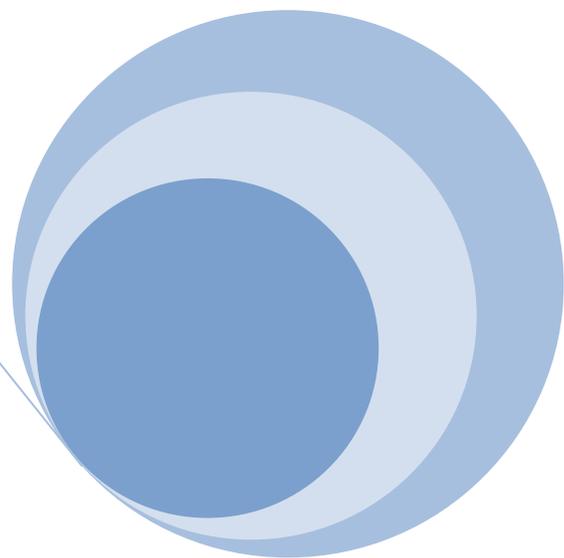
Dans ce chapitre on a essayé de définir la centrale solaire photovoltaïque injectée au réseau. En premier lieu, nous avons décrit le fonctionnement des centrales photovoltaïques en s'étalant sur chaque composant du système.

Puis on a commencé notre simulation avec le logiciel PVSYST en introduisant toutes les données des sites choisis pour étude.

A la base des résultats de simulation, nous avons conclu que la centrale PV Poly cristalline permet une production maximale d'énergie et Les pertes dues à la qualité de l'onduleur ont une influence importante sur l'énergie produite par la centrale PV, d'où la nécessité d'opter pour une technologie permettant la meilleure efficacité annuelle possible de ce composant qui représente l'élément clé et le plus délicat d'une installation PV.

Nous avons abouti au dimensionnement et à la simulation de nos futures centrales de différentes puissances avec le logiciel PVSYST, en choisissant la technologie des modules au silicium polycristallin. Dans le prochain chapitre on va essayer de poursuivre notre simulation en faisant sortir tous les résultats souhaités et en les interprétant en espérant atteindre notre but qui est de faire une étude sur ces futures centrales et avoir de meilleurs résultats du point de vue technique et économique .

# CHAPITRE III



# Chapitre III

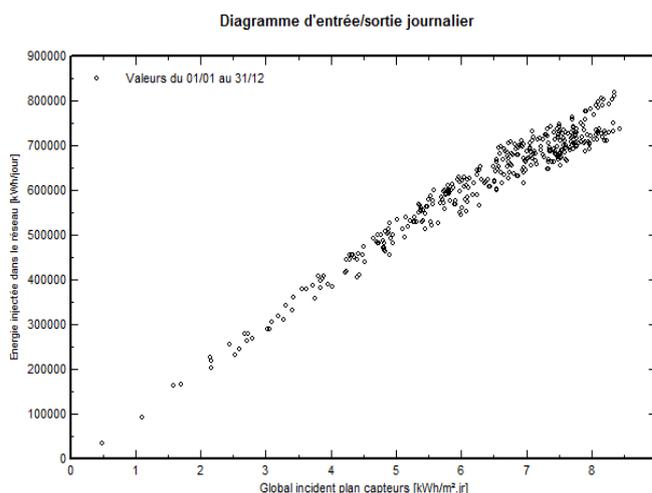
## Résultats & Interprétations

### III.1 Introduction

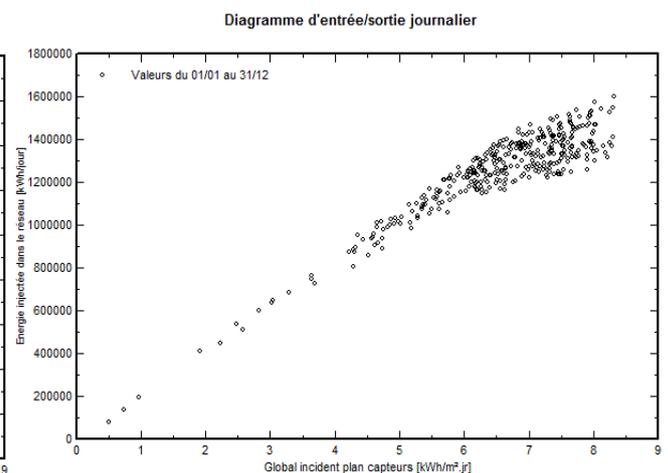
Dans ce chapitre, on présentera les résultats de simulation du logiciel PVsyst sous forme de graphes, de tableaux et d'histogrammes, et on les interprètera. On discutera aussi la faisabilité et la rentabilité de système PV injecté au réseau public pour chaque site.

### III .2 Diagramme d'Entrée / Sortie journalier

Le diagramme "Entrée / Sortie", nous donne déjà des informations plus détaillées sur le comportement général du système. Il affiche pour chaque jour qui a été simulé, l'énergie injectée dans le réseau en [kWh/jour] en fonction d'un rayonnement incident global en [kWh/m<sup>2</sup>.jr] pour chaque site, on observe que l'énergie produite injectée dans le réseau électrique est proportionnelle au rayonnement incident global sur la surface active des panneaux photovoltaïques. Pour un système bien dimensionné relié au réseau, il devrait s'agir approximativement d'une ligne droite légèrement saturée pour de grandes valeurs d'irradiation. Cette légère courbure est un effet de température. Si certains points (jours) s'écartent à des rayonnements élevés, cela indique des conditions de surcharge ; c'est le cas de système injecté au réseau dans les 4 sites choisis.



**KHANGUET SIDI NADJI**



**STAHRWAGHA (BESBES)**

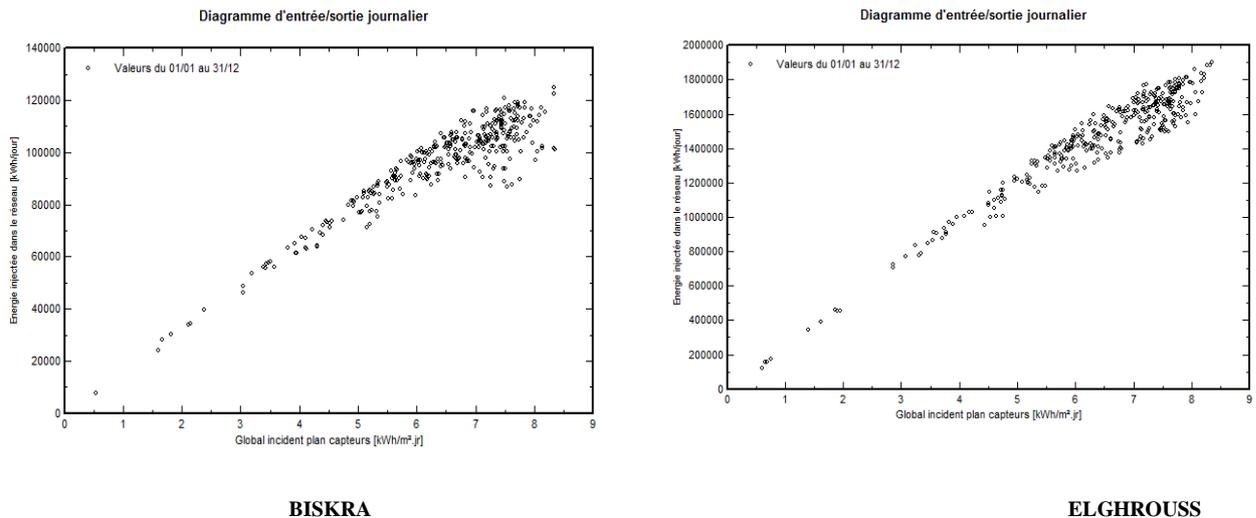


Figure III.1 : Diagramme d'Entrée /Sortie journalier

### III.3 Irradiation solaire incidente

Les graphes suivants (figure III.2) procèdent de la simulation, et nous montrent les valeurs de l'irradiation solaire reçue par les panneaux PV, pour chaque endroit, et leur production journalière ; suivant le temps d'ensoleillement et la hauteur du soleil de chaque site.

On remarque que pour Biskra l'irradiation globale horizontale est de 2051.2 KWh/m<sup>2</sup>, majorée de 14.6% pour le global incident et une perte de 2.8% dû au facteur de masse d'air qui donne l'irradiance de 2283.3 KWh/m<sup>2</sup>, d'où la valeur totale effective sur la surface de 143356 m<sup>2</sup> ; pouvant atteindre une valeur maximale proche de 120 000 kWh/m<sup>2</sup> illustrée sur le graphe comme un pic max à une valeur de rayonnement solaire de 900w/m<sup>2</sup>. Pour Elghrouss, la valeur de rayonnement solaire global est de 2045 kWh/m<sup>2</sup> et majorée avec 14.5% ainsi qu'une perte de masse d'air de 2.8% donnant la valeur de global incident de 2274.2kWh/m<sup>2</sup> et une irradiance effective proche de 100 000 kWh/m<sup>2</sup> pour un rayonnement de 900w/m<sup>2</sup>.

Pour ce qui est de Stah Rwagha de Besbes, l'irradiation globale est de 2082.1kWh/m<sup>2</sup>, le facteur dû à la masse d'air est de 2.7% ; et une majoration de 14.7%. On passe à une valeur de 2321.8 kWh/m<sup>2</sup> avec un pic proche de 120 000kWh/m<sup>2</sup> pour 9500 w/m<sup>2</sup>.

Quant à Khanguet sidi naji, un pic de 100 000 kWh/m<sup>2</sup>, à un rayonnement solaire de 1000w/m<sup>2</sup> et d'irradiation globale horizontale de 2013.7 kWh/m<sup>2</sup> majoré à 14.6% et une perte de masse d'air de 2.8% ; et effectivité de 2242 kWh/m<sup>2</sup>.

On peut conclure pour cette phase que l'irradiance effective reçue par le champ représente 11.3 % de l'irradiation globale incidente sur les capteurs(pour les sites : Biskra,khanguet sidi naji et

Elghrouss) et il représente 11.5% de celle du site de Stah Rwagha ( besbes) , on conclut aussi que les deux sites Biskra et Khanguet sidi Naji ont le même facteur d'indice d'air masse (IAM)et le même global incident plan capteurs.

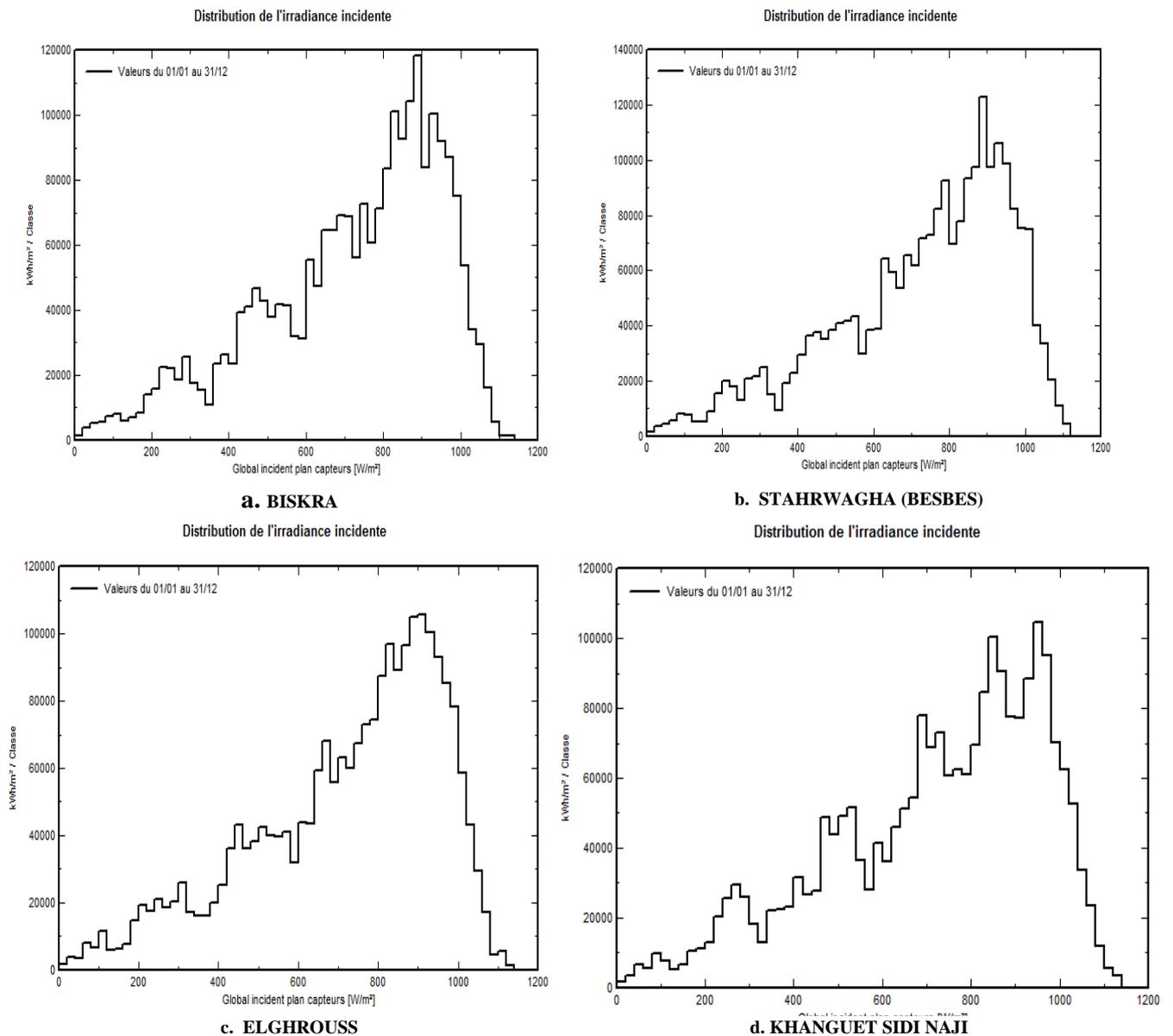


Figure III .2 Distribution de l'irradiance incidente

### III.4 Energie effective à la sortie du champ PV

Suivant la figure III.3, on peut déduire les valeurs de la puissance effective annuelle produite par le champ PV, pouvant atteindre des valeurs de 35 225.584 et de 532 033.076; de 222 956.025 et de 456 711.031 MWh, respectivement pour Biskra, Elghrouss, Khanguet Sidi Najiet Stah Rwagha (Besbes). Dans la figure III.3 , on trouve aussi des pics de puissance pouvant atteindre des valeurs de 1200 ; 14000 ; 6000 et 13000 MWh/m2 respectivement pour les sites cités ci-dessus. Cela est dû à des pertes globales variables dépendant de la qualité des modules, des pertes mismatch qui sont

les mêmes pour les 04 sites, et équivaut à 1.6 et 2.1% , alors que ceux dus aux pertes ohmiques de câblage dépendant légèrement de la température des sites, et elles sont les mêmes pour Biskra et Khanguet Sidi Naji , avec 1.1%, et un max à Elghrouss et Stah Rwagha ( Besbes) avec 1.2% ; montrant que la température de ceux derniers est importante en comparant avec celle de Biskra et Khanguet Sidi Naji. Cependant, les pertes qui sont dues à la température du site sont très claires, et influencent fortement sur la production des modules. On peut remarquer que malgré l'importance de ces pertes à Stah Rwagha 14.2%, la production reste toujours élevée. Pour ce qui est de Biskra 14.1%, 13.7 % pour Elghrouss, Khanguet Sidi Naji 9.9%. Ce qu'on peut noter aussi , ce sont les pertes dûes au niveau d'irradiance, qui varient suivant le rayonnement global reçu, et l'éclairement ; on remarque la même valeur de 1.9 % pour les 04 sites à cause de leurs irradiances très importantes.

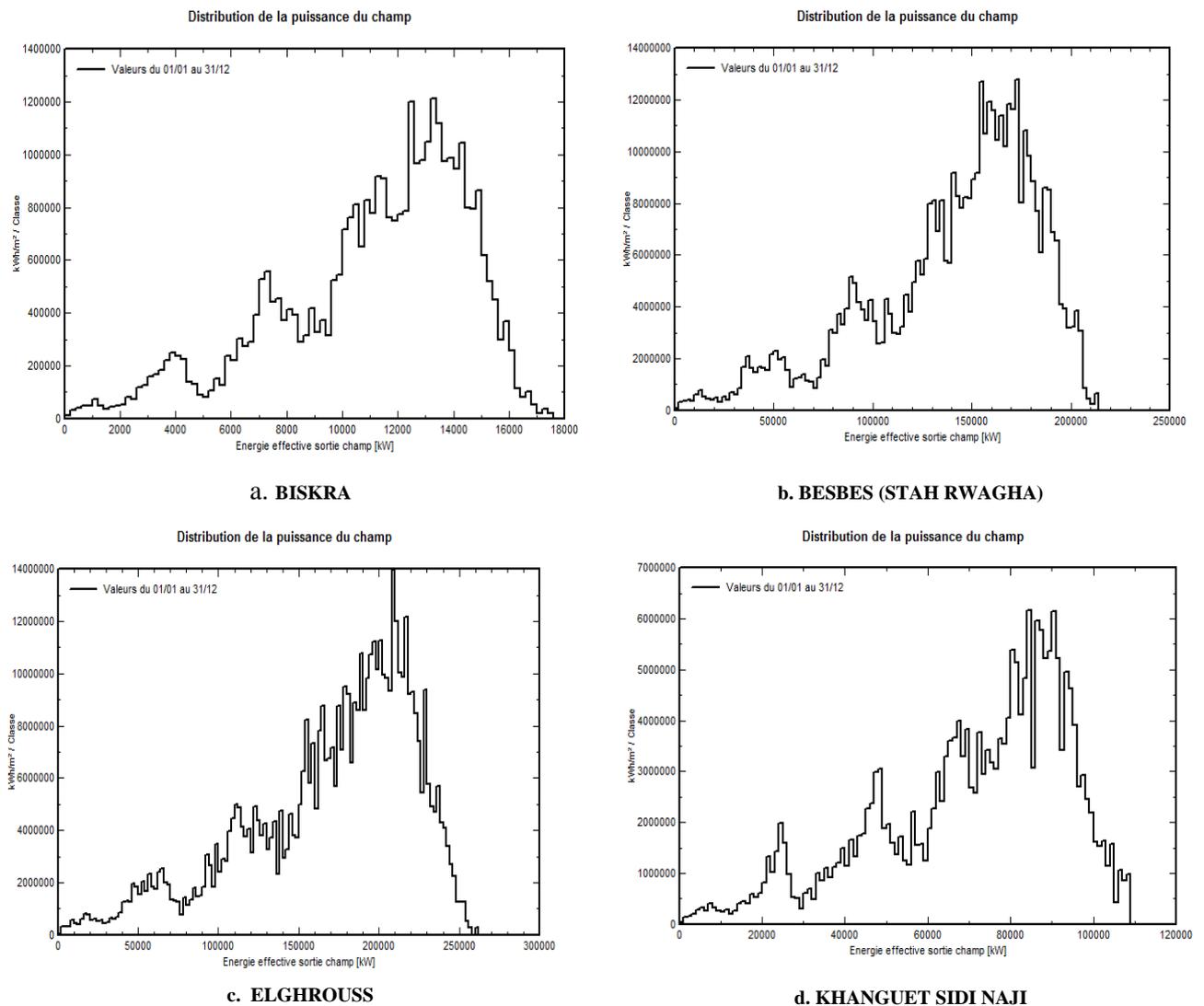


Figure III .3 Distribution de la puissance du champ PV.

**III.5. Puissance convertie à la sortie de l’onduleur**

A la sortie du champ, la puissance passe par un onduleur pour qu’elle soit convertie en courant Alternatif avec un taux de perte d’onduleur de 3.2, 3.3, 1.6 et 1.6 % passant des valeurs de 36268697, 550466890 ,226631845 et 464157471 KWh respectivement pour Biskra, Elghrouss, Khanguet Sidi Naji et Stah Rwagha vers les valeurs de 35100480,532033076,222956025 et 456711031kWh à la sortie du convertisseur. Les signaux de pertes sont illustrés dans la figure III.4 par des pics de 2000, 25400, 25600 et 11000 MWh respectivement pour Biskra, Besbes, Elghrouss et pour Khanguet sidi Naji.

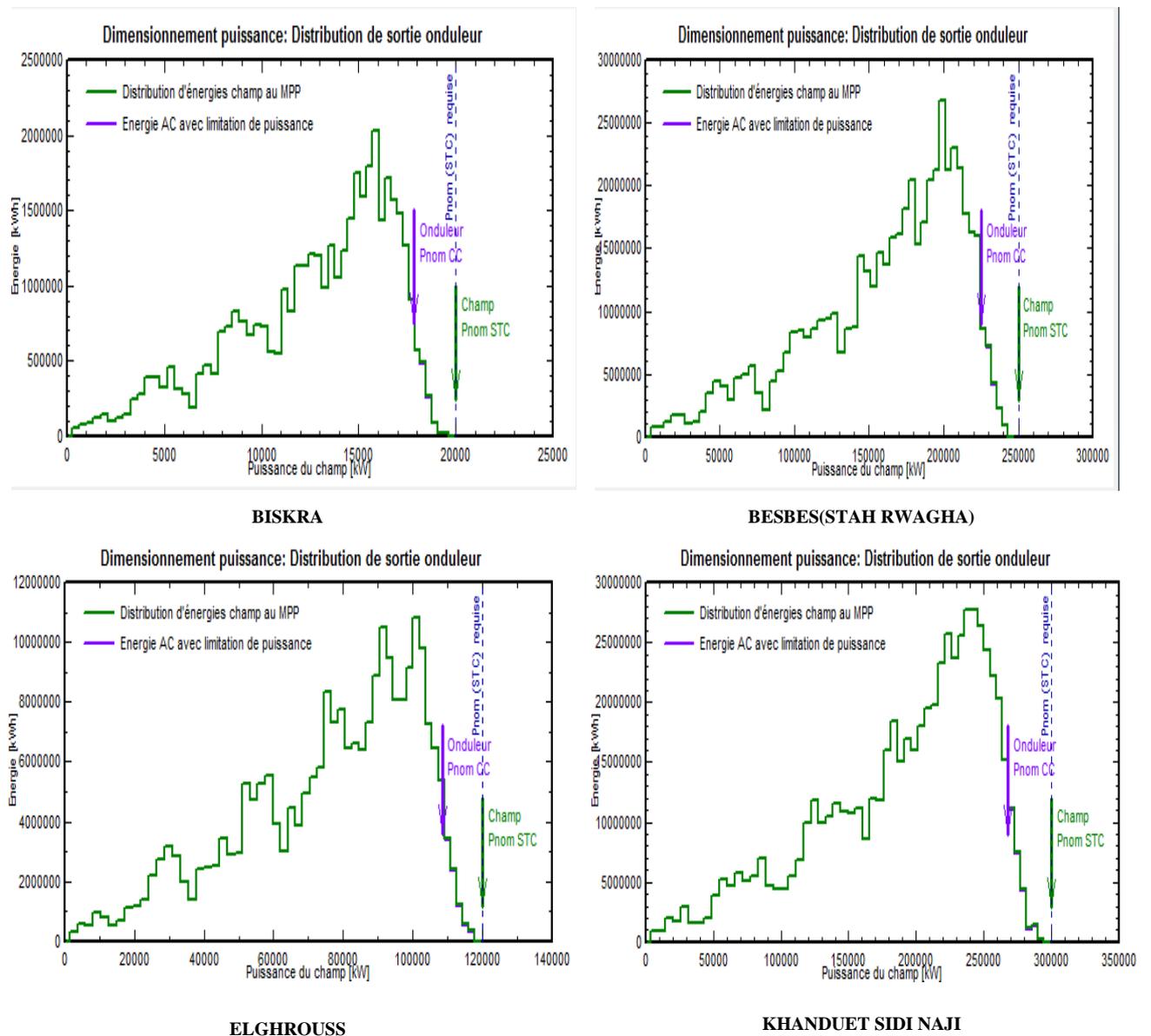


Figure III.4 Distribution de la sortie de l’oduleur.

### III.6 Puissance à la sortie du système

On peut déduire à partir de la figure III.5, que les puissances à la sortie de l'onduleur avec maximum power point MPP de courant continu produit par le champ PV, et la puissance convertie en courant alternatif sont différentes, de façon à pouvoir visualiser les pics des puissances produites comme suivants : 1200 ; 15000, 6000 et 12900 MWh/m<sup>2</sup> respectivement pour les sites Biskra; Elghrouss, Khanguet Sidi Naji Stah Rwagha (Besbes).

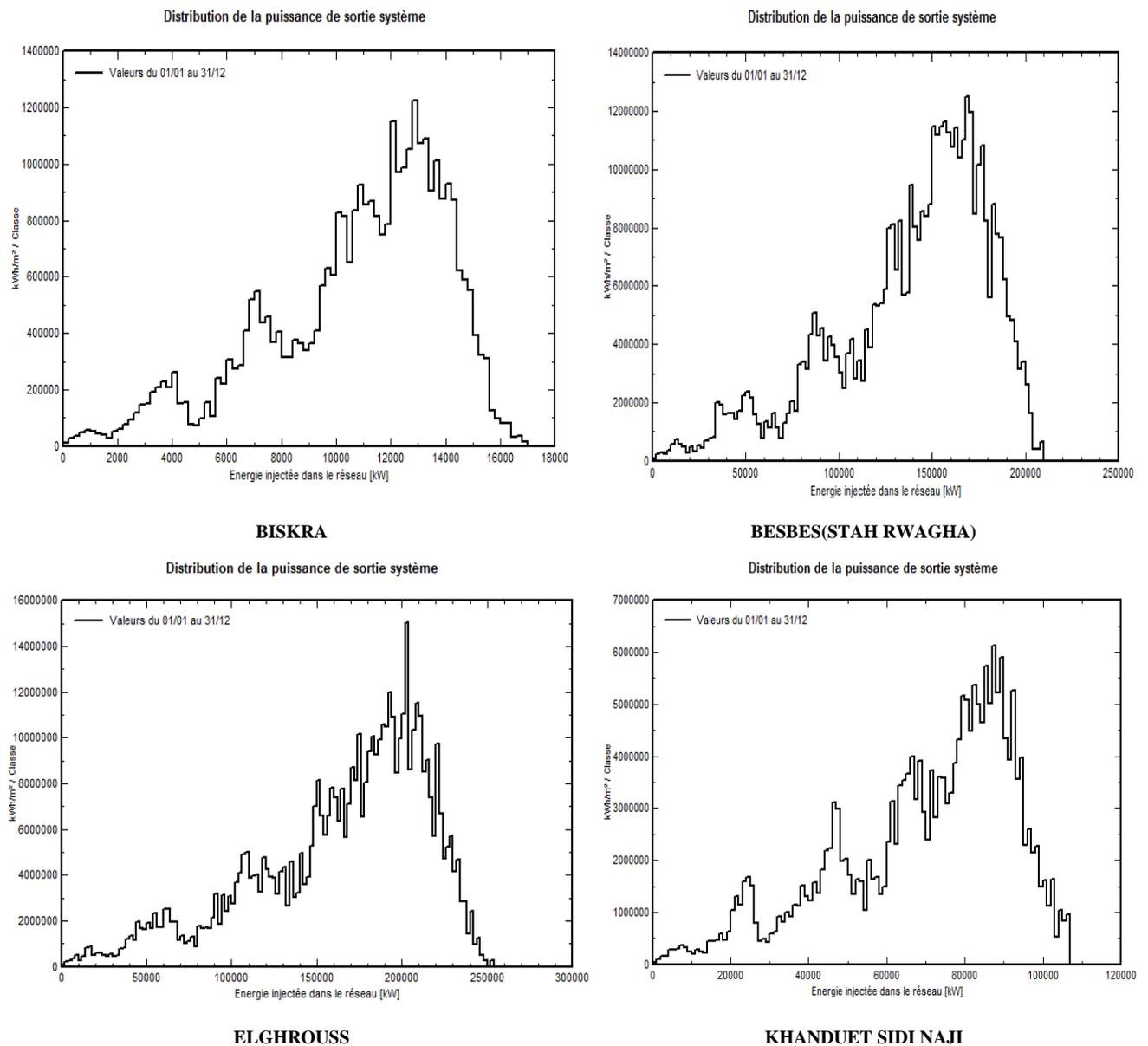
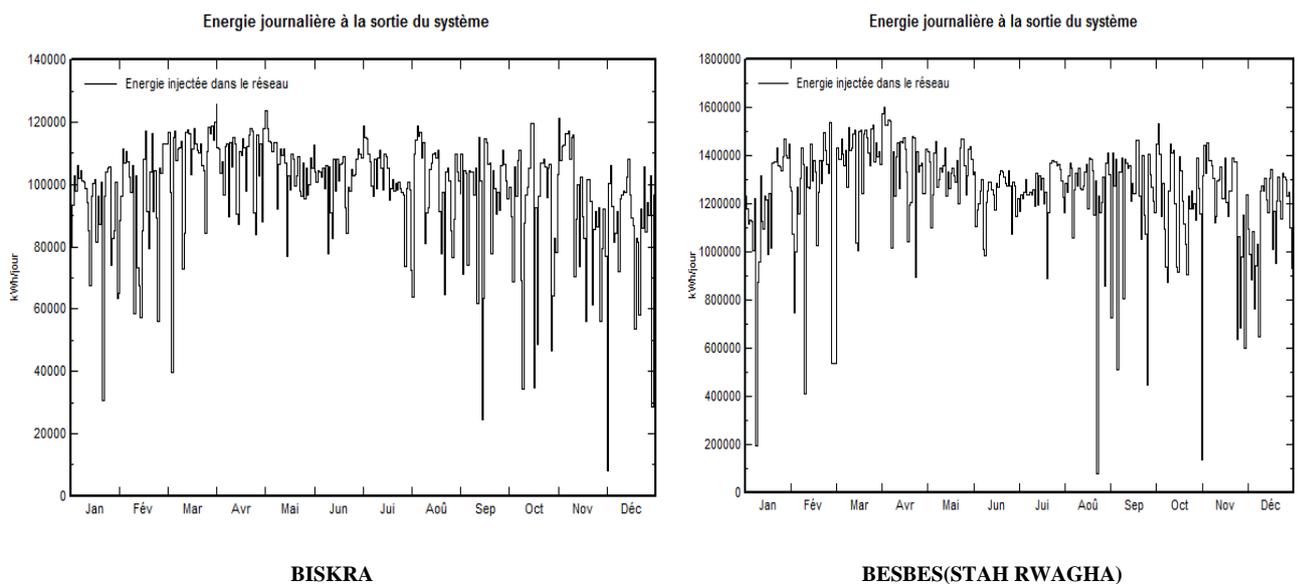


Figure III.5 Distribution de la puissance à la sortie du système PV.

### III.7. Puissance injectée dans le réseau

Notre étude s’est basée sur l’illustration de ce résultat, comme une valeur primordiale dans l’évaluation technico économique d’un système solaire photovoltaïque. Pour cette raison on a étudié les quatre (04) sites choisis avec leurs différents paramètres météorologiques influençant cette valeur, et on a pris des différents composants pour chaque système avec leurs spécifications techniques. De ce fait, les résultats obtenus dans les graphes de la figure III. 5 nous montrent cette différence avec une variation journalière constante et croissante pour BISKRA, atteignant toujours des seuils min et max pas loin de 80 à 121 MWh/j, suivie par ELGHROUSS pour une valeur min de 1400 à une valeur max de 1800 MWh/j ; à STAH RWAGHA des fluctuations très apparentes entre 1200 à 1600 MWh/j, pour KHANGUET SIDI NAJI une plage allant de 550 à 800 MWh/j.



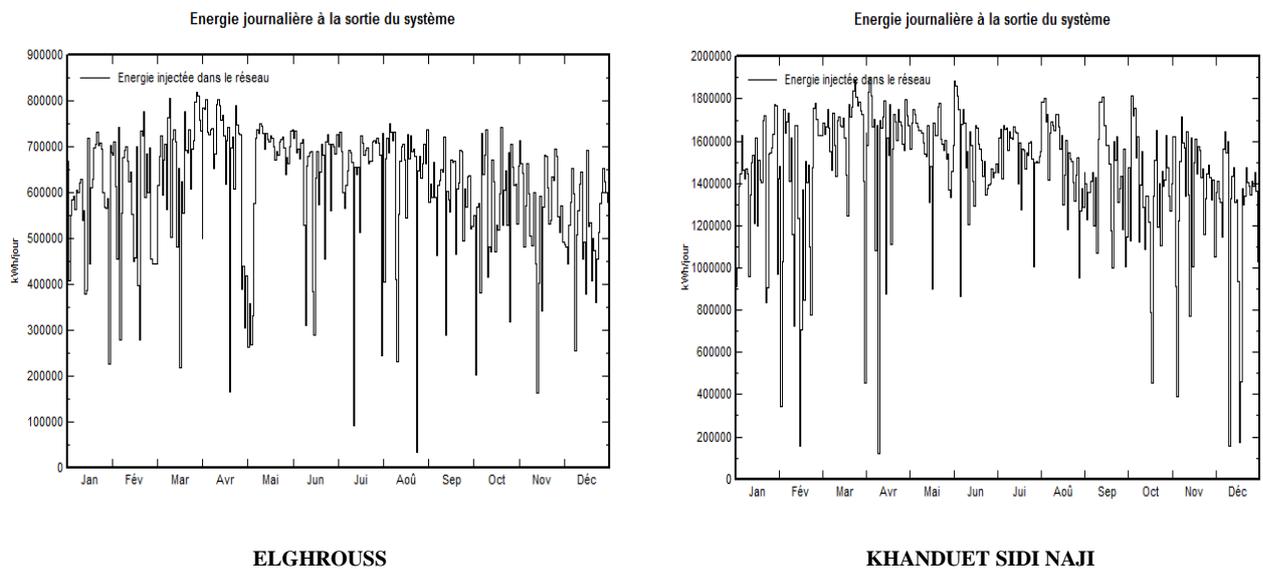


Figure III.6 Energie journalière injectée dans le réseau.

### III.8. Evaluation de la production normalisée du système

Lors de fonctionnement de notre système, il y a des pertes lors de la collection de l'irradiation solaire qui varient d'un site à l'autre : on remarque d'après la figure III.7 que ces valeurs égales à 1.46 , 1.47 , 1.39 et 1.15 kWh/kWp/jr représentant un pourcentage de ; 22.3, 22.9, 21.6 et 18.2 % respectivement pour les sites de Besbes, Biskra, Elghrouss et Khanguet Sidi Naji classé par ordre décroissant.

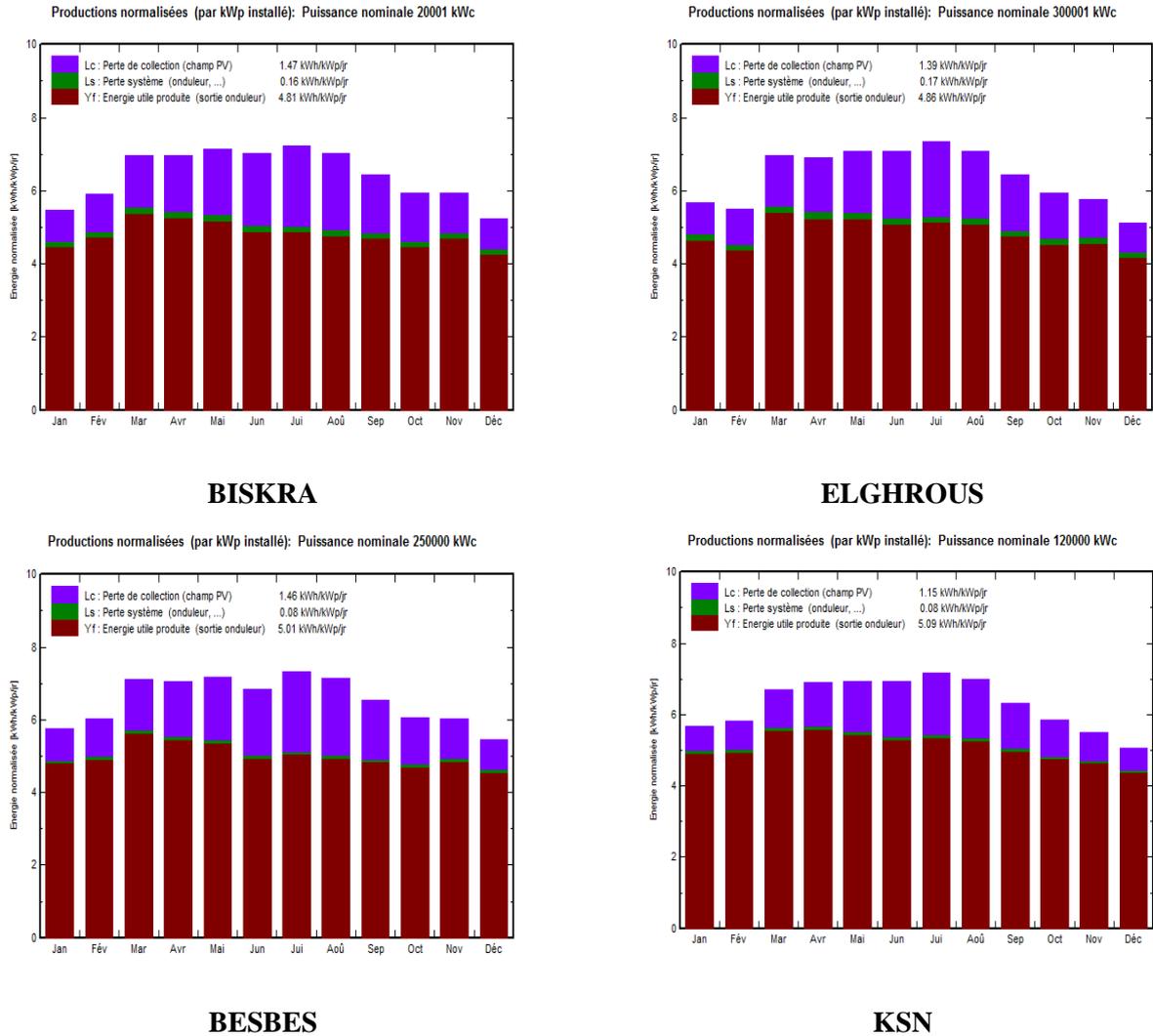


Figure III.7 Paramètre de sortie de champ PV.

### III.8.1 Indice de performance

Nous présentons sur la figure III .8 l'indice de performance en valeurs mensuelles, pour un système de référence, composé de modules poly cristallins, avec une inclinaison de 30° et orientés sud algérien. Le coefficient de performance (PR) permet d'évaluer l'énergie produite par cette puissance nominale installée, à partir de l'irradiation dans un plan d'orientation donné. Cet indice est relativement stable selon les situations, sa principale variation viendra du mode de montage. Nous avons constaté que le mode de montage a un effet important sur le PR ; une installation complètement intégrée (soit avec une isolation à l'arrière des capteurs) aura un rendement de plus de 5% inférieur à une installation libre avec circulation d'air tout autour des capteurs, comme avec le montage en sheds "nus"(notre cas).

Nous observons pour nos sites que l'indice de performance varie au cours de l'année. Il s'agit essentiellement d'un effet de la température des capteurs. Rappelons que la puissance fournie par un champ PV diminue avec la température, d'un facteur environ  $-0.45\%/^{\circ}\text{C}$  pour des modules cristallins. Quoi qu'il en soit, on constate que toutes situations confondues, le Coefficient de Performance se situe dans une fourchette comprise entre 74.7 et 80.5%. Cette stabilité est rassurante pour une utilisation générique telle que celle envisagée pour les 04 sites.

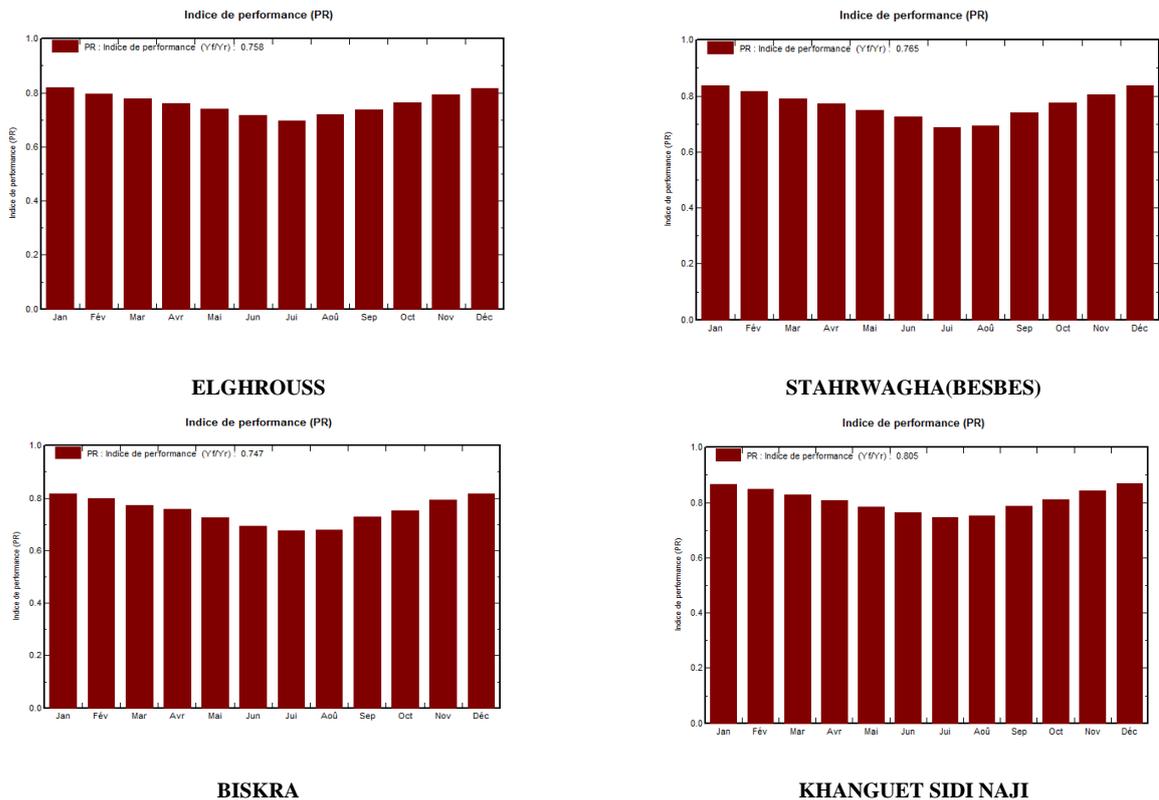


Figure III.8 Indice de performance pour les sites choisis

### III.9 Evaluation de production de système injecté au réseau

Tableaux III.1 Récapitulatif des résultats obtenus mensuels et annuels pour chaque site

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EffArrR</b> %	<b>EffSysR</b> %
<b>Janvier</b>	104.4	11.30	169.9	165.5	2867025	2775904	11.77	11.39
<b>Février</b>	117.9	13.40	165.5	161.4	2736479	2649490	11.53	11.16
<b>Mars</b>	176.2	17.90	215.6	209.8	3440839	3329382	11.13	10.77
<b>Avril</b>	199.8	21.20	208.6	202.6	3268174	3161260	10.93	10.57
<b>Mai</b>	234.8	27.00	221.0	214.3	3319782	3211492	10.48	10.14
<b>Juin</b>	235.0	31.50	210.7	203.9	3028222	2928478	10.02	9.69
<b>Juillet</b>	245.2	35.10	223.8	216.8	3124129	3021970	9.74	9.42
<b>Août</b>	218.7	34.20	217.7	211.2	3057391	2958081	9.80	9.48
<b>Septembre</b>	172.4	28.40	193.3	187.9	2911748	2818880	10.51	10.17
<b>Octobre</b>	140.3	24.00	184.2	179.3	2864749	2772349	10.85	10.50
<b>Novembre</b>	111.9	16.40	178.2	173.7	2912989	2821446	11.40	11.05
<b>Décembre</b>	94.6	12.30	162.4	158.2	2737170	2651748	11.76	11.39
Année	2051.2	22.78	2350.9	2284.6	36268697	35100480	10.76	10.42

SITE DE BISKRA

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EffArrR</b> %	<b>EffSysR</b> %
<b>Janvier</b>	108.8	10.70	178.3	173.6	37832037	37241503	12.19	12.00
<b>Février</b>	120.2	13.00	168.5	164.4	34915556	34365957	11.90	11.71
<b>Mars</b>	180.7	17.60	220.8	215.0	44307915	43581256	11.52	11.33
<b>Avril</b>	202.7	21.00	211.7	205.5	41618300	40928884	11.29	11.10
<b>Mai</b>	237.3	26.70	222.2	215.5	42273685	41596813	10.93	10.75
<b>Juin</b>	229.7	31.10	204.9	198.1	37760003	37127750	10.58	10.41
<b>Juillet</b>	250.6	35.00	227.2	220.0	39782270	39115238	10.06	9.89
<b>Août</b>	222.5	34.00	221.1	214.7	38965558	38330943	10.12	9.95
<b>Septembre</b>	174.2	28.20	196.3	190.9	36867600	36278684	10.79	10.62
<b>Octobre</b>	143.4	23.70	188.1	183.1	37007302	36438353	11.30	11.12
<b>Novembre</b>	114.5	16.10	180.9	176.4	36945179	36369342	11.73	11.55
<b>Décembre</b>	97.5	12.00	169.0	164.8	35882066	35336307	12.19	12.00
Année	2082.1	22.48	2388.9	2321.8	464157471	456711031	11.16	10.98

SITE DE STAH RWAGHA(BESBES)

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EffArrR</b> %	<b>EffSysR</b> %
<b>Janvier</b>	105.9	10.10	176.1	171.4	44778053	43248631	11.83	11.42
<b>Février</b>	111.6	12.50	154.0	150.1	38142556	36837359	11.52	11.12
<b>Mars</b>	176.0	17.00	215.4	209.6	51986380	50237601	11.22	10.84
<b>Avril</b>	198.4	20.30	207.0	201.0	48858728	47210767	10.98	10.61
<b>Mai</b>	232.9	26.10	219.4	212.6	50333510	48669307	10.67	10.32
<b>Juin</b>	237.4	30.70	212.8	205.7	47312973	45740777	10.34	10.00
<b>Juillet</b>	250.4	34.60	228.1	221.0	49354760	47730141	10.06	9.73
<b>Août</b>	220.3	31.00	219.1	212.5	48901372	47294649	10.38	10.04
<b>Septembre</b>	171.2	27.60	193.5	188.2	44306981	42834662	10.65	10.30
<b>Octobre</b>	139.8	23.10	184.0	179.1	43644558	42187995	11.03	10.66
<b>Novembre</b>	108.9	15.40	172.5	168.2	42519894	41089249	11.46	11.08
<b>Décembre</b>	92.3	11.40	158.8	154.8	40327123	38951937	11.81	11.40
Année	2045.0	21.70	2340.7	2274.2	550466890	532033076	10.94	10.57

SITE D'ELGHROUSS

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EffArrR</b> %	<b>EffSysR</b> %
<b>Janvier</b>	105.4	11.00	175.7	171.3	18569100	18274468	12.28	12.09
<b>Février</b>	115.9	13.30	162.9	158.7	16857626	16589911	12.03	11.84
<b>Mars</b>	171.6	17.80	207.7	202.2	21002898	20656814	11.76	11.56
<b>Avril</b>	197.2	21.10	207.0	201.1	20447417	20095689	11.48	11.28
<b>Mai</b>	229.1	26.80	214.8	208.0	20574653	20243890	11.14	10.96
<b>Juin</b>	230.4	31.20	208.0	201.1	19384239	19067273	10.83	10.66
<b>Juillet</b>	242.4	35.00	222.1	215.1	20220804	19878330	10.58	10.40
<b>Août</b>	217.0	34.10	216.7	210.3	19892452	19557945	10.67	10.49
<b>Septembre</b>	168.3	28.40	189.3	184.1	18174642	17878664	11.16	10.98
<b>Octobre</b>	138.5	23.90	181.7	176.7	17978173	17698281	11.51	11.33
<b>Novembre</b>	106.2	16.30	165.3	160.9	16989835	16727513	11.95	11.77
<b>Décembre</b>	91.7	12.20	156.4	152.4	16540006	16287247	12.30	12.11
Année	2013.7	22.65	2307.7	2242.0	226631845	222956025	11.42	11.23

SITE DE KHANGUET SIDI NAJI

Le récapitulatif des résultats est indiqué dans les tableaux dessus (Tableau III.1), dans les quels on enregistre une production annuelle ; la plus importante à ELGHROUSS de 532033076 kWh dont le mois de Mars donne une valeur de 50237601 kWh. On remarque aussi que le rayonnement solaire du mois de juillet est le plus important 250.4kWh/m<sup>2</sup> par rapport à celui de Mars qui est égal à 176 kWh/m<sup>2</sup> alors que les températures sont respectivement de 17°C et 34.6°C, donc ce qui influence la diminution de la production des panneaux sont les pertes de collection et les pertes du système qui sont plus importantes à des températures supérieures à 25°C.

La figure III.9 illustre un aperçu global sur la production du système installé à ELGHROUSS pour le mois de Mars.

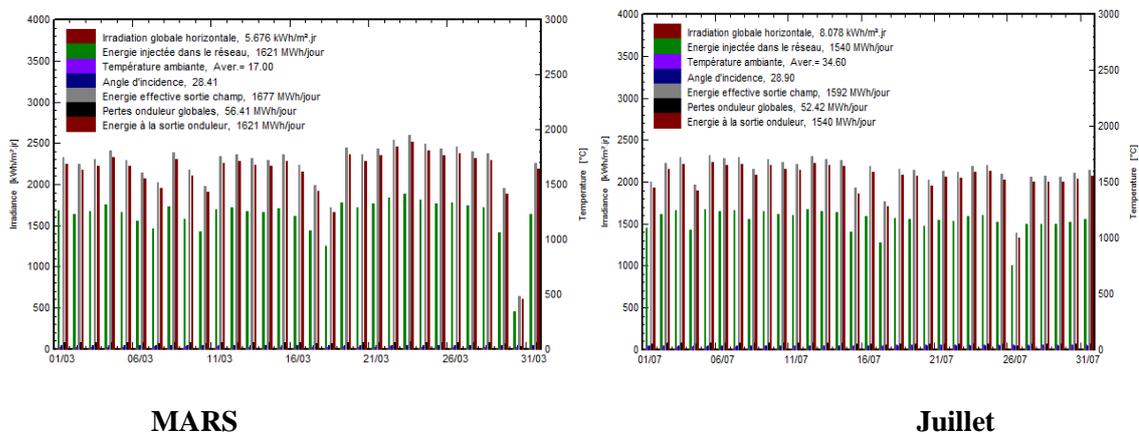


Figure III.9 Production globale du système injecté au réseau à ELGHROUSS.

A partir du premier tableau, on déduit que pour BISKRA, le mois le plus producteur est celui de mois de Mars ; avec une valeur de 3329.382MWh à 176.2 kWh/m<sup>2</sup>; alors que le mois de juillet recevait plus d'irradiation solaire égale à 245.2kWh/m<sup>2</sup>, la température du site est de 17.9 °C et 35.10° C, respectivement pour Mars et Juillet. La figure III.10 reflète les paramètres de notre système.

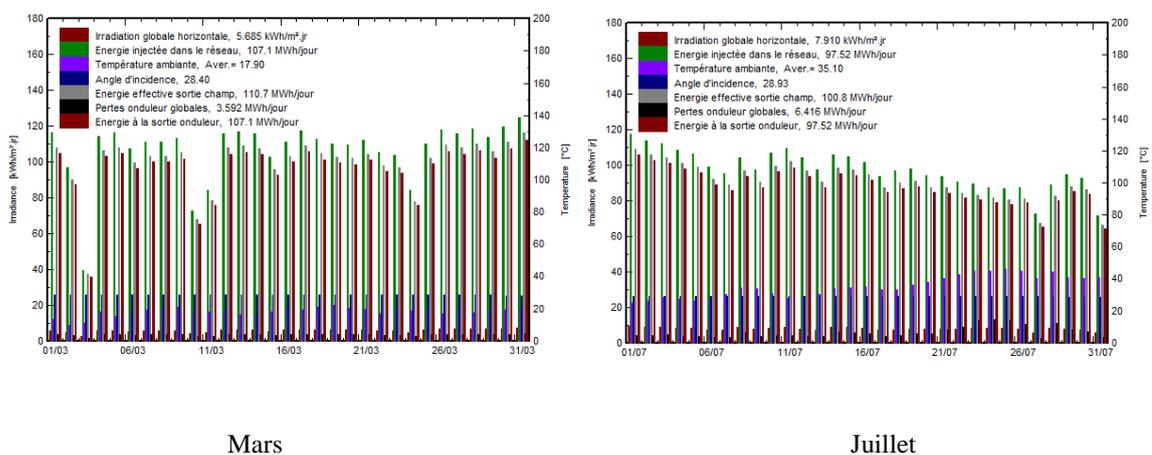


Figure III.10 Production globale du système injecté au réseau à BISKRA.

Alors qu'on peut noter dans le tableau la production annuelle à 3522.5584 MWh. A STAH RWAGHA (BESBES) aussi, on peut tirer du tableau que la production annuelle est de 456711031 kWh; l'optimum enregistré pour le mois de Mars à 43581.256 MWh à un rayonnement reçu de 180.7kWh/m<sup>2</sup> et une température abordable moins de 25°C (17.6°C), voir la figure III.11.

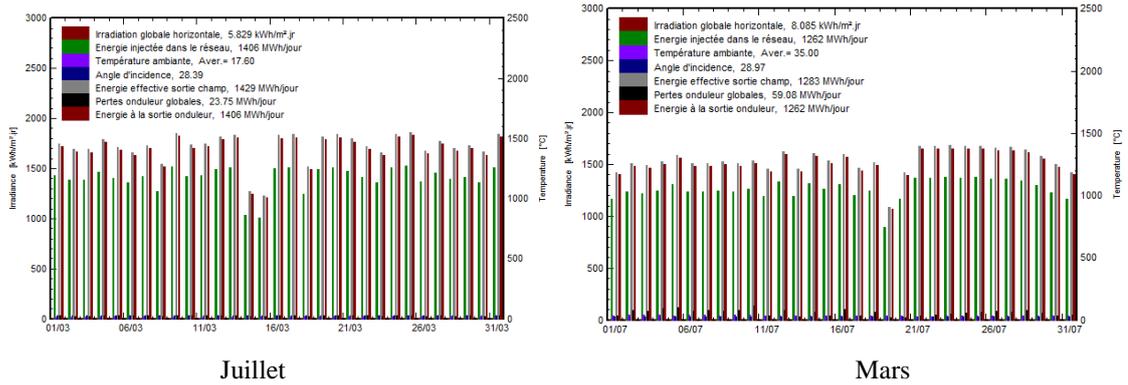


Figure III.11 production globale du système injecté au réseau à STAH RWAGHA(Besbes).

En faisant un tour à KHANGUET SIDI NAJI, dont le système développe une production annuelle égale à 222956025KWh, le mois de Mars nous épaté aussi avec une valeur de 20656814kWh produite suite à une valeur très négligée de rayonnement solaire 171.6kWh/m<sup>2</sup> et une température de 17.8°C( Figure III.12).

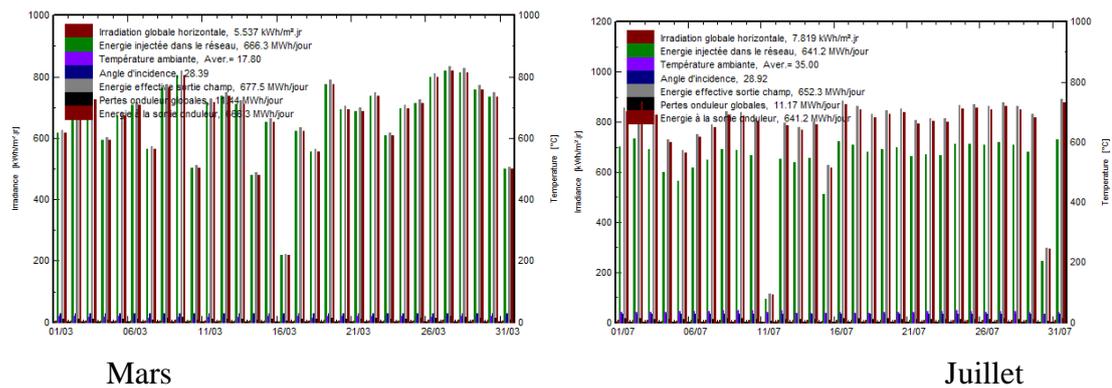


Figure III.12 Production globale du système injecté au réseau à K.S.N

Donc tous les sites produisent leur maximum pendant le mois de Mars correspondant à un rayonnement négligé reçu pendant ce mois et des températures inférieures à 25°C.

### III.9.1 Energie injectée dans le réseau (valeurs horaires maximales)

PVSYST version 6.61 peut nous donner des tableaux qui nous révèlent l'énergie horaire maximale injectée au réseau de chaque mois et on conclura l'énergie max injectée chaque année. Après simulation on a trouvé que pour Biskra l'énergie max injectée vaut 17 MW à midi du mois de MARS. Pour Stah Rwagha l'énergie injectée au réseau atteindra 208 MW en mois d'Avril à midi et à Novembre à 11 heures du matin et.pour ce qui est du site de Khanguet Sidi Naji la valeur maximale 206 MW est atteinte en mois de Mars de 11h jusqu' à 13 h du matin. A Elghrouss l'énergie injectée au réseau atteint sa valeur maximale en mois de Décembre à midi de 253 MW.

Tableau III.2 valeurs horaires maximales de l'Energie injectée dans le réseau

Hourly maximum values for E_Grid [MW]																								
	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Janvier	0	0	0	0	0	0	0	0	7	12	15	16	16	16	15	12	8	4	0	0	0	0	0	0
Février	0	0	0	0	0	0	0	2	7	12	14	16	16	16	15	12	9	5	0	0	0	0	0	0
Mars	0	0	0	0	0	0	0	4	9	13	15	16	17	16	15	12	9	4	0	0	0	0	0	0
Avril	0	0	0	0	0	0	1	4	9	12	15	16	16	16	14	12	8	4	1	0	0	0	0	0
Mai	0	0	0	0	0	0	1	4	8	11	13	15	15	14	13	11	8	4	1	0	0	0	0	0
Juin	0	0	0	0	0	0	1	4	8	11	13	14	14	14	13	11	8	4	1	0	0	0	0	0
Juillet	0	0	0	0	0	0	1	4	8	11	13	14	14	14	13	11	8	4	1	0	0	0	0	0
Août	0	0	0	0	0	0	1	4	8	11	13	15	15	14	13	11	8	4	1	0	0	0	0	0
Septembre	0	0	0	0	0	0	0	4	8	11	13	15	15	14	13	11	7	3	0	0	0	0	0	0
Octobre	0	0	0	0	0	0	0	5	9	12	14	15	16	15	13	11	7	3	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	0	0	0	0	0	0	4	9	12	15	16	16	15	13	10	7	1	0	0	0	0	0	0
Décembre	0	0	0	0	0	0	0	0	8	12	14	15	16	15	13	11	7	0	0	0	0	0	0	0
Année	0	0	0	0	0	0	1	5	9	13	15	16	17	16	15	12	9	5	1	0	0	0	0	0

**Biskra**

Hourly maximum values for E_Grid [MW]																								
	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Janvier	0	0	0	0	0	0	0	0	84	138	177	203	206	203	189	156	110	53	0	0	0	0	0	0
Février	0	0	0	0	0	0	0	19	78	137	175	201	207	201	186	161	122	65	0	0	0	0	0	0
Mars	0	0	0	0	0	0	0	37	94	145	177	195	200	195	181	155	115	61	7	0	0	0	0	0
Avril	0	0	0	0	0	0	8	45	102	154	186	203	208	200	182	154	111	56	12	0	0	0	0	0
Mai	0	0	0	0	0	0	12	46	98	142	171	181	182	174	161	138	100	52	16	0	0	0	0	0
Juin	0	0	0	0	0	0	14	41	88	130	154	164	167	161	149	128	93	53	18	3	0	0	0	0
Juillet	0	0	0	0	0	0	11	37	91	131	156	167	170	164	152	131	99	56	19	2	0	0	0	0
Août	0	0	0	0	0	0	7	38	96	141	166	173	168	162	152	132	100	55	16	0	0	0	0	0
Septembre	0	0	0	0	0	0	1	44	105	146	176	188	186	179	164	141	98	48	7	0	0	0	0	0
Octobre	0	0	0	0	0	0	0	50	109	150	182	199	197	190	174	139	96	39	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	0	0	0	0	0	0	49	109	160	183	208	199	192	172	137	90	23	0	0	0	0	0	0
Décembre	0	0	0	0	0	0	0	0	95	139	179	199	194	189	175	144	100	0	0	0	0	0	0	0
Année	0	0	0	0	0	0	14	50	109	160	186	208	208	203	189	161	122	65	19	3	0	0	0	0

**Stah Rwagha**

Hourly maximum values for E_Grid [MW]																								
	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Janvier	0	0	0	0	0	0	0	0	102	170	214	239	245	245	222	185	135	68	0	0	0	0	0	0
Février	0	0	0	0	0	0	0	23	102	168	217	235	247	238	226	190	135	72	0	0	0	0	0	0
Mars	0	0	0	0	0	0	0	42	115	177	216	242	250	241	221	192	139	73	9	0	0	0	0	0
Avril	0	0	0	0	0	0	8	56	123	181	221	241	248	241	223	183	131	66	13	0	0	0	0	0
Mai	0	0	0	0	0	0	16	58	122	172	204	223	228	219	200	169	120	63	19	1	0	0	0	0
Juin	0	0	0	0	0	0	17	60	127	180	215	236	240	232	213	177	126	68	23	4	0	0	0	0
Juillet	0	0	0	0	0	0	15	47	109	154	187	211	215	209	189	161	120	67	23	4	0	0	0	0
Août	0	0	0	0	0	0	9	47	111	164	201	223	225	224	207	180	130	73	21	1	0	0	0	0
Septembre	0	0	0	0	0	0	3	54	119	181	214	231	237	229	209	174	122	61	8	0	0	0	0	0
Octobre	0	0	0	0	0	0	0	62	135	180	221	237	240	231	207	177	112	46	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	0	0	0	0	0	0	46	127	183	220	240	246	234	203	163	107	24	0	0	0	0	0	0
Décembre	0	0	0	0	0	0	0	0	121	172	207	231	253	229	207	167	112	0	0	0	0	0	0	0
Année	0	0	0	0	0	0	17	62	135	183	221	242	253	245	226	192	139	73	23	4	0	0	0	0

**Elghrouss**

Hourly maximum values for E_Grid [MW]																								
	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Janvier	0	0	0	0	0	0	0	0	46	74	94	102	106	102	95	78	54	24	0	0	0	0	0	0
Février	0	0	0	0	0	0	0	11	47	75	93	105	106	105	99	81	58	29	0	0	0	0	0	0
Mars	0	0	0	0	0	0	0	24	56	81	97	106	106	106	98	81	59	29	2	0	0	0	0	0
Avril	0	0	0	0	0	0	5	30	58	81	96	105	106	104	95	79	56	27	5	0	0	0	0	0
Mai	0	0	0	0	0	0	8	29	57	76	88	98	98	93	85	70	52	27	8	0	0	0	0	0
Juin	0	0	0	0	0	0	8	30	56	75	87	93	95	91	83	71	51	29	9	1	0	0	0	0
Juillet	0	0	0	0	0	0	7	26	51	72	86	93	95	92	84	71	52	30	9	1	0	0	0	0
Août	0	0	0	0	0	0	5	25	51	74	88	95	97	94	86	73	54	30	8	0	0	0	0	0
Septembre	0	0	0	0	0	0	2	27	53	75	86	96	96	93	84	73	50	23	3	0	0	0	0	0
Octobre	0	0	0	0	0	0	0	29	59	79	93	99	102	97	87	69	45	17	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	0	0	0	0	0	0	27	58	80	98	101	101	97	85	66	42	4	0	0	0	0	0	0
Décembre	0	0	0	0	0	0	0	51	73	90	100	104	98	87	69	44	0	0	0	0	0	0	0	0
Année	0	0	0	0	0	0	8	30	59	81	98	106	106	106	99	81	59	30	9	1	0	0	0	0

**Khanguet Sidi Naji**

**III.10 Evaluation économique**

Le coût d'un système solaire photovoltaïque dépend de plusieurs facteurs. Une évaluation de système était étudiée suite aux résultats de simulation et étude de dimensionnement illustrés dans la figure III.13. En se basant sur le marché international du photovoltaïque, et sur le marché algérien. On s'est référencié sur les prix européens et sur les prix algériens pour trouver le prix global de

notre système qui sera différent pour chaque site, afin qu'on puisse évaluer le retour d'investissement pour chaque site suivant sa production.

D'après les résultats obtenus après l'évaluation économique de notre système raccordé au réseau pour les 04 sites, on remarque que l'investissement global net est différent pour chaque site; la valeur minimale de l'investissement net est celle de Biskra (102344482€ = 12161338962.736 DZD) et la valeur maximale est celle d' Elghrouss (1533430618€=182213727178.13DZD) , Stah Rwagha a la deuxième valeur (1141508554€=135642608011.4 DZD)et KHANGUET SIDI NAJI a la 3<sup>ème</sup> valeur d'investissement ( 613574664€=73086216232.90 DZD) ,avec 1 EUR= 118.8275 DZD (Taux de change mise à jour: 29/Apr/17 ). Ensuite, et suivant la même évaluation économique et en considérant les productions annuelles du système et le retour d'investissement sur 20 ans, on a déduit que le coût de l'énergie produite est le même pour Elghrouss et Biskra et égale à 0,23 /kWh. khanguet Sidi Naji a une valeur du prix de revient de KWH qui est égale à 0,22 € /kWh. Stah Rwagha a le minimum coût de l'énergie produite égale à 0.20 € /kWh.

<b>Résultats principaux</b>					
Production du système	<b>35100</b> MWh/an	Prod. normalisée	<b>4.81</b> kWh/kWc/jour	Investisse	<b>102344482</b> €
Productible	<b>1755</b> kWh/kWc/an	Pertes champ	<b>1.47</b> kWh/kWc/jour	Invest. spéc.	<b>5.12</b> €/Wc
Indice de performance	<b>0.747</b>	Pertes système	<b>0.16</b> kWh/kWc/jour	Coût de l'énergie	<b>0.23</b> €/kWh
<b>SITE DE BISKRA</b>					
<b>Résultats principaux</b>					
Production du système	<b>532012</b> MWh/an	Prod. normalisée	<b>4.86</b> kWh/kWc/jour	Investisse	<b>1533430618</b> €
Productible	<b>1773</b> kWh/kWc/an	Pertes champ	<b>1.39</b> kWh/kWc/jour	Invest. spéc.	<b>5.11</b> €/Wc
Indice de performance	<b>0.758</b>	Pertes système	<b>0.17</b> kWh/kWc/jour	Coût de l'énergie	<b>0.23</b> €/kWh
<b>SITE D'ELGHROUSS</b>					
<b>Résultats principaux</b>					
Production du système	<b>456711</b> MWh/an	Prod. normalisée	<b>5.01</b> kWh/kWc/jour	Investisse	<b>1141508554</b> €
Productible	<b>1827</b> kWh/kWc/an	Pertes champ	<b>1.46</b> kWh/kWc/jour	Invest. spéc.	<b>4.57</b> €/Wc
Indice de performance	<b>0.765</b>	Pertes système	<b>0.08</b> kWh/kWc/jour	Coût de l'énergie	<b>0.20</b> €/kWh
<b>SITE DE STAH RWAGHA (BESBES)</b>					
<b>Résultats principaux</b>					
Production du système	<b>222956</b> MWh/an	Prod. normalisée	<b>5.09</b> kWh/kWc/jour	Investisse	<b>613574664</b> €
Productible	<b>1858</b> kWh/kWc/an	Pertes champ	<b>1.15</b> kWh/kWc/jour	Invest. spéc.	<b>5.11</b> €/Wc
Indice de performance	<b>0.805</b>	Pertes système	<b>0.08</b> kWh/kWc/jour	Coût de l'énergie	<b>0.22</b> €/kWh
<b>SITE DE KHANGUET SIDI NAJI</b>					

Figure III.13 les résultats principaux du PVSYST pour les sites étudiés

PVSYST V5.52	MENADI FOUZIA		30/04/17	Page 1/2
<b>Système couplé au réseau: Evaluation économique</b>				
<b>Projet : BISKRA</b>				
<b>Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation</b>				
<b>Principaux paramètres système</b>	Type de système	<b>Couplé au réseau</b>		
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	YL250P-32b	Pnom	250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	80002	Pnom total	<b>20001 kWc</b>
Onduleur	Modèle	SG250K3	Pnom	250 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	69.0	Pnom total	<b>17250 kW ac</b>
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			
<b>Investissement</b>				
Modules PV (Pnom = 250 Wc)	80002 unités	214 € / unité	17120428 €	
Supports et intégration		850 € / module	68001700 €	
Onduleurs (Pnom = 250 kW ac)	69 unités	2380 € / unité	164220 €	
Construction, câblage, ...			720 €	
Moins-value substitution			-0 €	
<b>Investissement brut (sans taxes)</b>			<b>85287068 €</b>	
<b>Financement</b>				
Investissement brut (sans taxes)			85287068 €	
Taxes sur l'investissement (TVA)	Taux 20.0 %		17057414 €	
Investissement brut (TTC)			102344482 €	
Subventions			-0 €	
<b>Investissement net (TTC)</b>			<b>102344482 €</b>	
Annuités	( Emprunt 5.0 % sur 20 ans)		8212386 €/an	
Coût d'exploitation (maintenance, assurance, ...)			0 €/an	
<b>Coût annuel total</b>			<b>8212386 €/an</b>	
<b>Coût de l'énergie</b>				
Energie produite			35100 MWh / an	
Coût de l'énergie produite			0.23 € / kWh	

**BISKRA**



PVSYST V5.52	MENADI FOUZIA		30/04/17	Page 1/2
Système couplé au réseau: Evaluation économique				
<b>Projet :</b> KHANGUET SIDI NAJI				
<b>Variante de simulation :</b> KHANGUET SIDI NAJI				
<b>Principaux paramètres système</b>	Type de système	<b>Couplé au réseau</b>		
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	YL250P-32b	Pnom	250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	480000	Pnom total	<b>120000 kWc</b>
Onduleur	Modèle	Sunny Central 630CP	Pnom	630 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	169.0	Pnom total	<b>106470 kW ac</b>
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			
<b>Investissement</b>				
Modules PV (Pnom = 250 Wc)	480000 unités	214 € / unité	102720000 €	
Supports et intégration		850 € / module	408000000 €	
Onduleurs (Pnom = 630 kW ac)	169 unités	3500 € / unité	591500 €	
Construction, câblage, ...			720 €	
Moins-value substitution			-0 €	
<b>Investissement brut (sans taxes)</b>			<b>511312220 €</b>	
<b>Financement</b>				
Investissement brut (sans taxes)			511312220 €	
Taxes sur l'investissement (TVA)	Taux 20.0 %		102262444 €	
Investissement brut (TTC)			613574664 €	
Subventions			-0 €	
<b>Investissement net (TTC)</b>			<b>613574664 €</b>	
Annuités	( Emprunt 5.0 % sur 20 ans)		49234818 €/an	
Coût d'exploitation (maintenance, assurance, ...)			0 €/an	
<b>Coût annuel total</b>			<b>49234818 €/an</b>	
<b>Coût de l'énergie</b>				
Energie produite			222956 MWh / an	
Coût de l'énergie produite			0.22 € / kWh	

**KHANGUET SIDI NAJI**

PVSYST V5.52	MENADI FOUZIA		02/05/17	Page 1/2
<b>Système couplé au réseau: Evaluation économique</b>				
<b>Projet : Besbes (Stah Rwagha)</b>				
<b>Variante de simulation : STAH RWAGHA (BESBES)</b>				
<b>Principaux paramètres système</b>	Type de système	<b>Couplé au réseau</b>		
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	YL280P-35b	Pnom	280 Wc
Champ PV	Nombre de modules	892857	Pnom total	<b>250000 kWc</b>
Onduleur	Modèle	Sunny Central 630CP	Pnom	630 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	351.0	Pnom total	<b>221130 kW ac</b>
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			
<b>Investissement</b>				
Modules PV (Pnom = 280 Wc)	892857 unités	214 € / unité	191071398 €	
Supports et intégration		850 € / module	758928450 €	
Onduleurs (Pnom = 630 kW ac)	351 unités	3580 € / unité	1256580 €	
Construction, câblage, ...			700 €	
Moins-value substitution			-0 €	
<b>Investissement brut (sans taxes)</b>			<b>951257128 €</b>	
<b>Financement</b>				
Investissement brut (sans taxes)			951257128 €	
Taxes sur l'investissement (TVA)	Taux 20.0 %		190251426 €	
Investissement brut (TTC)			1141508554 €	
Subventions			-0 €	
<b>Investissement net (TTC)</b>			<b>1141508554 €</b>	
Annuités	( Emprunt 5.0 % sur 20 ans)		91597600 €/an	
Coût d'exploitation (maintenance, assurance, ...)			0 €/an	
<b>Coût annuel total</b>			<b>91597600 €/an</b>	
<b>Coût de l'énergie</b>				
Energie produite			456711 MWh / an	
Coût de l'énergie produite			0.20 € / kWh	

**STAH RWAGHA (BESBES)**

### III.10.1 Equilibre financier à long terme (Bilan Financier)

Dans le cadre de l'évaluation économique, l'investissement et les coûts annuels (y compris le remboursement de prêt) sont évalués en fonction du financement du système PV. Maintenant, pour un système connecté au réseau, l'électricité produite peut être soit consommée par le propriétaire, ou (plus probablement) vendue aux entreprises locales de distribution d'électricité. Dans les deux cas, l'électricité produite a une valeur financière à comparer aux coûts annuels afin d'évaluer la rentabilité du système.

Cette partie effectue un bilan annuel entre les coûts et les revenus, selon plusieurs dispositions de vente possibles.

### III.10.2 Tarif de rachat simple

Une procédure maintenant commune, en particulier dans plusieurs pays européens, est l'achat, par les Entreprises Locales de Distribution, de l'énergie totale produite. Le tarif de rachat est fixé par un contrat à long terme (généralement 20 ans), à un niveau déterminé au moment de la mise en service du système, et fixé pour toute la durée du contrat.

Par conséquent, la première (et la plus simple) option PVsyst est de définir un tarif d'achat sur une période contractuelle donnée. Il est également possible de définir une taxe annuelle de connexion, ainsi qu'une progressive diminution de la production du système (et aussi du tarif d'alimentation lui-même si nécessaire). Enfin, le tarif de rachat résiduel à la fin de la durée du contrat devrait être défini. Comme d'habitude la durée du contrat correspondra à la période de remboursement du prêt, le solde annuel après cette période (même tarif plus bas) augmentera considérablement jusqu'à la fin de vie du système.

### III.10.3 Les calculs du PVSYST

PVsyst montre le bilan annuel ainsi que le solde cumulé sur la durée de vie prévue du système PV, selon toutes ces stratégies. Elle montre également des détails sur une table annuelle.

Mais attention: ces soldes résultent des différences de grandes quantités, et de petites perturbations, soit sur la production réelle ou les coûts réels peuvent entraîner des écarts considérables de la rentabilité finale. Ceci est notamment le cas pour les variations de l'irradiance réelle annuelle, par rapport aux données utilisées dans la météo simulation. Les défaillances du système sur toute sa durée de vie peut également affecter de manière significative l'équilibre efficace.

Pour notre étude, l'analyse du bilan financier à long terme, nous a révélé que notre système est rentable dans les 04 sites ou un site de données météorologiques similaires, car on remarque qu'on peut vendre de l'énergie, et le gain est suffisant pour amortir notre investissement dépensé (le montant du projet).

Tous les sites ont rentré en gain parfait dès le premier jour de fonctionnement. Pour cette analyse, nous avons considéré les tarifs de vente en Algérie égal à 39.30 DA= 0.32 EURO. Notons que pour une évaluation Financière totale de chaque projet ,il faut ajouter Les coûts utilisés pour les travées.

PVSYST V5.52	MENADI FOUZIA	30/04/17	Page 2/2
--------------	---------------	----------	----------

Système couplé au réseau: Bilan financier à long terme

**Projet :** BISKRA  
**Variante de simulation :** Nouvelle variante de simulation

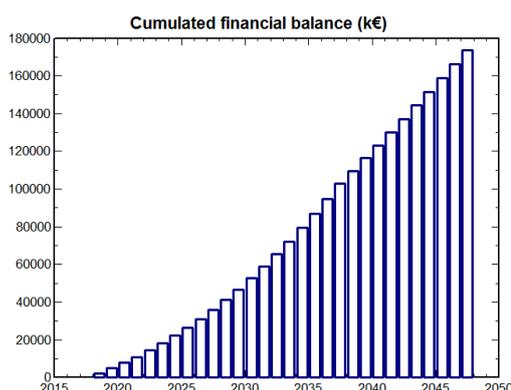
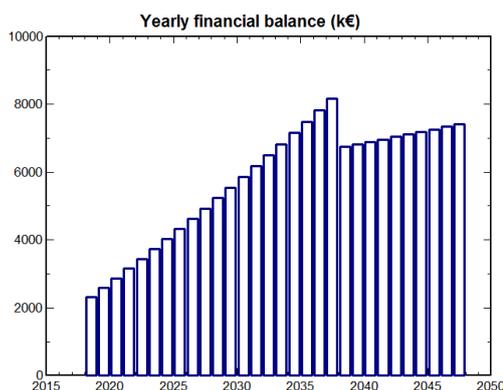
Principaux paramètres système		Type de système	Couplé au réseau	
Orientation plan capteurs		inclinaison	30°	azimut 0°
Modules PV		Modèle	YL250P-32b	Pnom 250 Wc
Champ PV		Nombre de modules	80002	Pnom total <b>20001 kWc</b>
Onduleur		Modèle	SG250K3	Pnom 250 kW ac
Batterie d'onduleurs		Nombre d'unités	69.0	Pnom total <b>17250 kW ac</b>
Besoins de l'utilisateur		Charge illimitée (réseau)		

**Electricity sale**

Feed-in Tariff **0.30 €/kWh** Warranty over **20 years**  
 Annual connexion tax 250 €

**Long term balance and Running conditions**

Annual sale tariff depreciation 1.2 % / year  
 Annual production reduction 1.4 % / year  
 Feed-in tariff Warranty over 20 years  
 Tariff reduction after contractual warranty **-50 %**  
 Loan duration (payment of annuities) 20 years



**Long term economic balance**

Year	Loan 5.0 %	Running costs	Sold energy	Yearly Balance	Cumul. Balance
2018	8212	0	10530	2318	2318
2019	8212	0	10805	2593	4911
2020	8212	0	11085	2872	7783
2021	8212	0	11367	3155	10938
2022	8212	0	11653	3441	14378
2023	8212	0	11943	3731	18109
2024	8212	0	12236	4024	22133
2025	8212	0	12533	4321	26454
2026	8212	0	12833	4621	31075
2027	8212	0	13137	4925	36000
2028	8212	0	13445	5232	41232
2029	8212	0	13756	5543	46775
2030	8212	0	14070	5858	52633
2031	8212	0	14388	6176	58808
2032	8212	0	14710	6497	65306
2033	8212	0	15035	6822	72128
2034	8212	0	15363	7151	79279
2035	8212	0	15695	7483	86762
2036	8212	0	16031	7819	94581
2037	8212	0	16370	8158	102739
2038	0	0	6739	6739	109478
2039	0	0	6813	6813	116290
2040	0	0	6886	6886	123177
2041	0	0	6960	6960	130137
2042	0	0	7034	7034	137171
2043	0	0	7108	7108	144279
2044	0	0	7181	7181	151460
2045	0	0	7255	7255	158715
2046	0	0	7329	7329	166044
2047	0	0	7402	7402	173446

**BISKRA**



PVSYST V5.52	MENADI FOUZIA	30/04/17	Page 2/2
--------------	---------------	----------	----------

Système couplé au réseau: Bilan financier à long terme

Projet : **KHANGUET SIDI NAJI**

Variante de simulation : **KHANGUET SIDI NAJI**

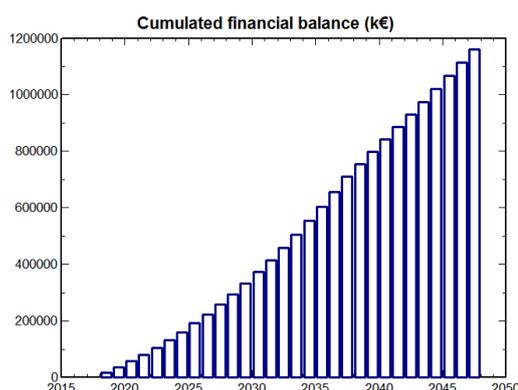
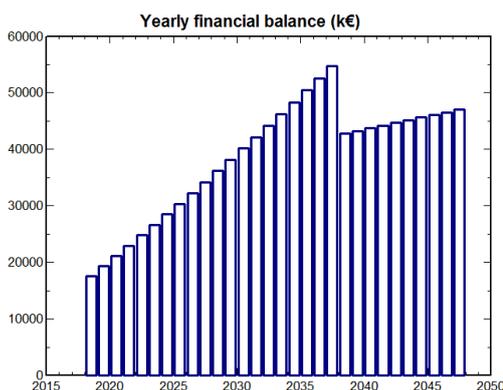
<b>Principaux paramètres système</b>	Type de système	<b>Couplé au réseau</b>	
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	YL250P-32b	Pnom 250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	480000	Pnom total <b>120000 kWc</b>
Onduleur	Modèle	Sunny Central 630CP	Pnom 630 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	169.0	Pnom total <b>106470 kW ac</b>
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		

**Electricity sale**

Feed-in Tariff **0.30 €/kWh**      Warranty over **20 years**  
 Annual connexion tax **250 €**

**Long term balance and Running conditions**

Annual sale tariff depreciation **1.2 % / year**  
 Annual production reduction **1.4 % / year**  
 Feed-in tariff Warranty over **20 years**  
 Tariff reduction after contractual warranty **-50 %**  
 Loan duration (payment of annuities) **20 years**



**Long term economic balance**

Year	Loan 5.0 %	Running costs	Sold energy	Yearly Balance	Cumul. Balance
2018	49235	0	66887	17652	17652
2019	49235	0	68637	19402	37054
2020	49235	0	70410	21175	58229
2021	49235	0	72205	22970	81199
2022	49235	0	74023	24788	105986
2023	49235	0	75863	26628	132614
2024	49235	0	77725	28491	161105
2025	49235	0	79611	30376	191481
2026	49235	0	81518	32283	223764
2027	49235	0	83448	34213	257977
2028	49235	0	85401	36166	294144
2029	49235	0	87376	38141	332285
2030	49235	0	89373	40139	372423
2031	49235	0	91393	42159	414582
2032	49235	0	93436	44201	458783
2033	49235	0	95501	46266	505049
2034	49235	0	97588	48353	553402
2035	49235	0	99698	50463	603865
2036	49235	0	101830	52596	656461
2037	49235	0	103985	54750	711211
2038	0	0	42807	42807	754018
2039	0	0	43276	43276	797294
2040	0	0	43744	43744	841038
2041	0	0	44212	44212	885249
2042	0	0	44680	44680	929930
2043	0	0	45148	45148	975078
2044	0	0	45617	45617	1020694
2045	0	0	46085	46085	1066779
2046	0	0	46553	46553	1113332
2047	0	0	47021	47021	1160353

**KHANGUET SIDI NAJ**

PVSYST V5.52	MENADI FOUZIA	02/05/17	Page 2/2
--------------	---------------	----------	----------

Système couplé au réseau: Bilan financier à long terme

**Projet :** Besbes (Stah Rwagha)  
**Variante de simulation :** STAH RWAGHA (BESBES)

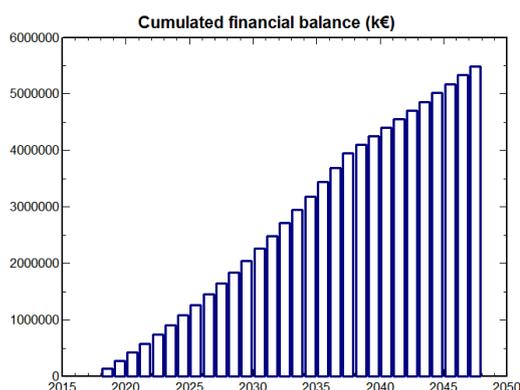
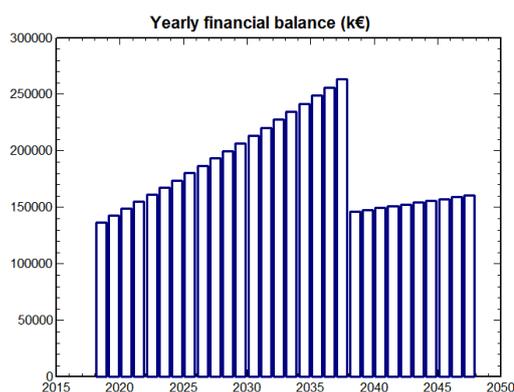
<b>Principaux paramètres système</b>	Type de système	<b>Couplé au réseau</b>	
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	YL280P-35b	Pnom 280 Wc
Champ PV	Nombre de modules	892857	Pnom total <b>250000 kWc</b>
Onduleur	Modèle	Sunny Central 630CP	Pnom 630 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	351.0	Pnom total <b>221130 kW ac</b>
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		

**Electricity sale**

Feed-in Tariff **0.50 €/kWh** Warranty over **20 years**  
 Annual connexion tax **250 €**

**Long term balance and Running conditions**

Annual sale tariff depreciation **1.2 % / year**  
 Annual production reduction **1.4 % / year**  
 Feed-in tariff Warranty over **20 years**  
 Tariff reduction after contractual warranty **-50 %**  
 Loan duration (payment of annuities) **20 years**



**Long term economic balance**

Year	Loan 5.0 %	Running costs	Sold energy	Yearly Balance	Cumul. Balance
2018	91598	0	228355	136758	136758
2019	91598	0	234331	142733	279491
2020	91598	0	240383	148786	428276
2021	91598	0	246512	154915	583191
2022	91598	0	252718	161120	744311
2023	91598	0	259001	167403	911714
2024	91598	0	265360	173762	1085476
2025	91598	0	271796	180198	1265675
2026	91598	0	278308	186711	1452385
2027	91598	0	284898	193300	1645686
2028	91598	0	291564	199966	1845652
2029	91598	0	298307	206709	2052361
2030	91598	0	305126	213529	2265890
2031	91598	0	312023	220425	2486315
2032	91598	0	318996	227398	2713714
2033	91598	0	326046	234448	2948162
2034	91598	0	333172	241575	3189736
2035	91598	0	340375	248778	3438514
2036	91598	0	347655	256058	3694572
2037	91598	0	355012	263415	3957987
2038	0	0	146147	146147	4104134
2039	0	0	147746	147746	4251880
2040	0	0	149344	149344	4401224
2041	0	0	150943	150943	4552166
2042	0	0	152541	152541	4704708
2043	0	0	154140	154140	4858847
2044	0	0	155738	155738	5014586
2045	0	0	157337	157337	5171922
2046	0	0	158935	158935	5330857
2047	0	0	160534	160534	5491391

**STAH RWAGHA (BESBES)**

### III.11 Utilisation de l'outil P50-P90 dans PVsyst (Probabilité)

L'évaluation de la prévision de Probabilité de Production P50 - P90 est une approche probabiliste pour l'interprétation des résultats de la simulation sur plusieurs années. Cela nécessite plusieurs paramètres supplémentaires, qui ne sont pas fournis par le processus de simulation, et doivent être spécifiés (pris en charge) par l'utilisateur. Cette approche suppose que sur plusieurs années de fonctionnement, la distribution des rendements annuels suivra une loi statistique, qui est supposée être la gaussienne de distribution (ou « normal »).

P50-P90 représentent de différents niveaux de rendement, dont la probabilité de la production d'une année donnée, est supérieure à cette valeur est de 50%, resp. 90%.

Le problème est maintenant d'établir les deux paramètres de cette distribution gaussienne, à savoir la valeur moyenne et la variance (appelée sigma).

Le résultat de la simulation est étroitement lié à l'entrée Météo utilisée pour la simulation (les données climatologiques qui englobent les rayonnements solaires et le profil des températures). Cela peut être de différentes sortes:

La démarche adoptée consiste pour chaque étape de l'étude à se placer aux caractéristiques moyennes les plus probables du site et de l'installation. Le productible calculé est alors celui qui présente la plus forte probabilité d'être obtenu ( le P50) ;Si les données sont représentatives d'une moyenne sur plusieurs années, le résultat doit être considéré comme une moyenne et correspond à P50 (valeur moyenne des Gaussiens) et cela correspond à nos cas (site de Biskra ,Stah Rwagha, Elghrouss et Khanguet sidi Naji ) voir figure III.14 .

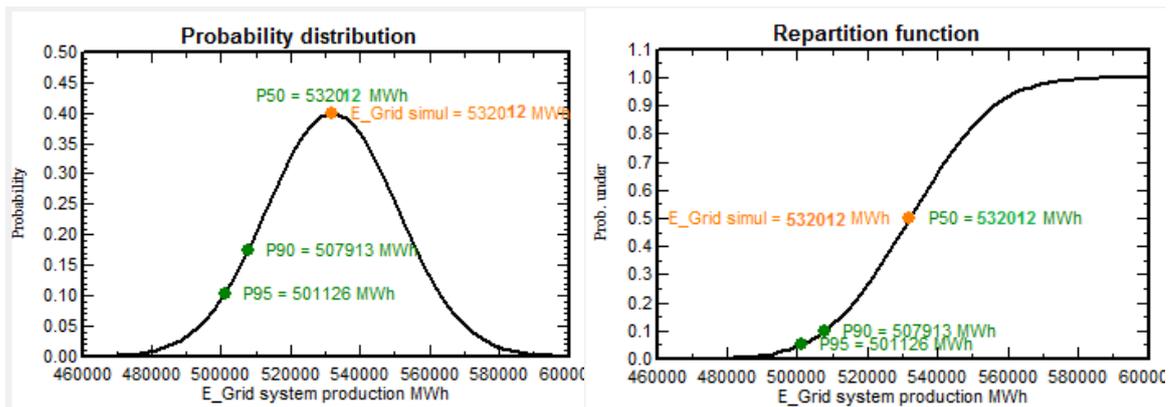
Cependant, PVsyst a l'opportunité de prendre en compte un changement climatique spécifié: cela déplacera la valeur moyenne P50 du gaussien par rapport au résultat de la simulation. Ceci est utile pour interpréter les simulations effectuées avec les anciennes données moyennes (Météonorm, PVGIS classique, etc.), qui sont connus pour être plus bas que le climat actuel.

Si les données sont pour une année spécifiée, celles-ci ne peuvent être considérées comme représentatives de la valeur P50. En l'absence d'informations supplémentaires, vous ne pouvez pas déterminer un indicateur P50-P90 fiable . Mais si vous avez des informations sur la moyenne habituelle du site, vous pouvez introduire une estimation de l'écart de cette année par rapport à la moyenne. Encore une fois, cela déplacera la valeur P50 par rapport au résultat de la simulation.

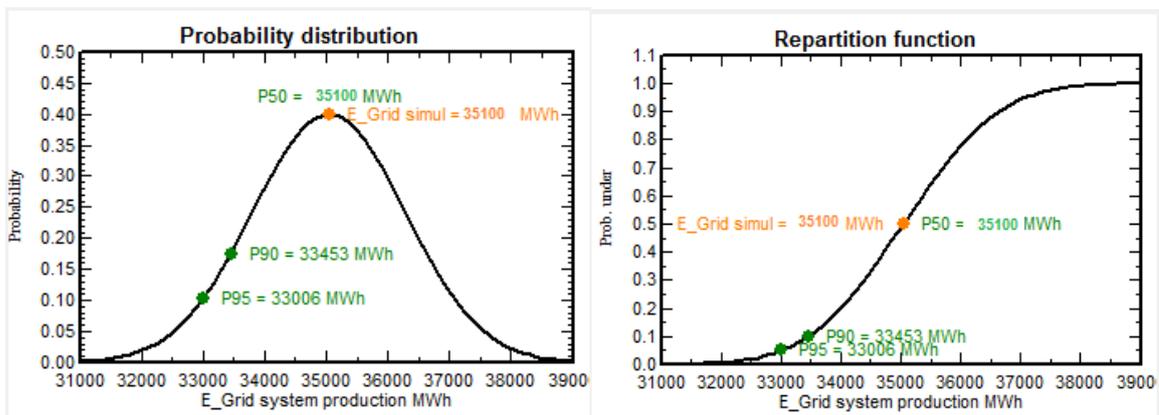
La variabilité annuelle (valeur sigma) sera dominée par la variabilité météo d'une année à l'autre. Cette information n'est pas communément disponible. Un rapport de Pierre Ineichen (2011)

donne certaines évaluations pour environ 30 sites dans le monde. PVsyst propose des valeurs par défaut en fonction de ces données.

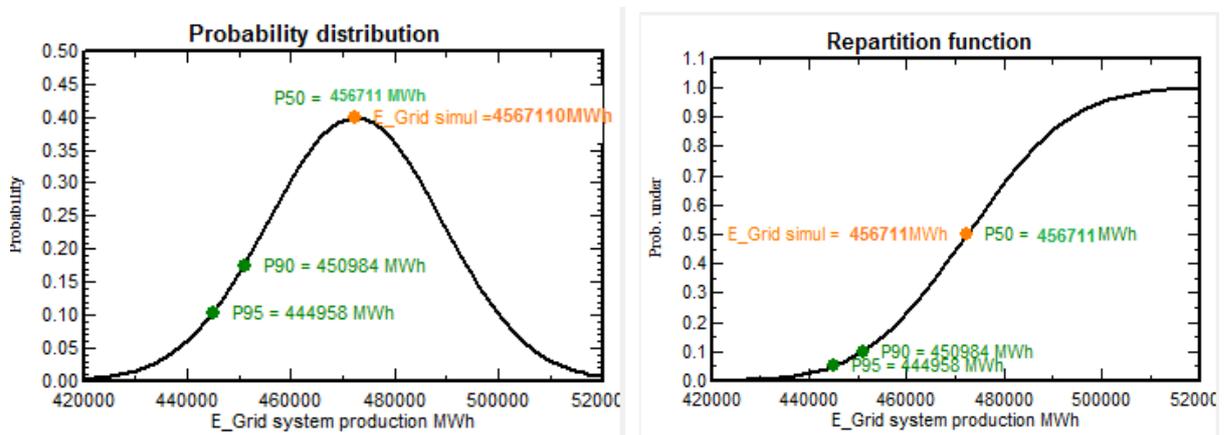
Le calcul de la production prévisionnelle de l'installation repose aussi sur les caractéristiques moyennes de production des équipements et d'une estimation de certains des paramètres de fonctionnement (l'encrassement des modules , efficacité de l'onduleur.....)



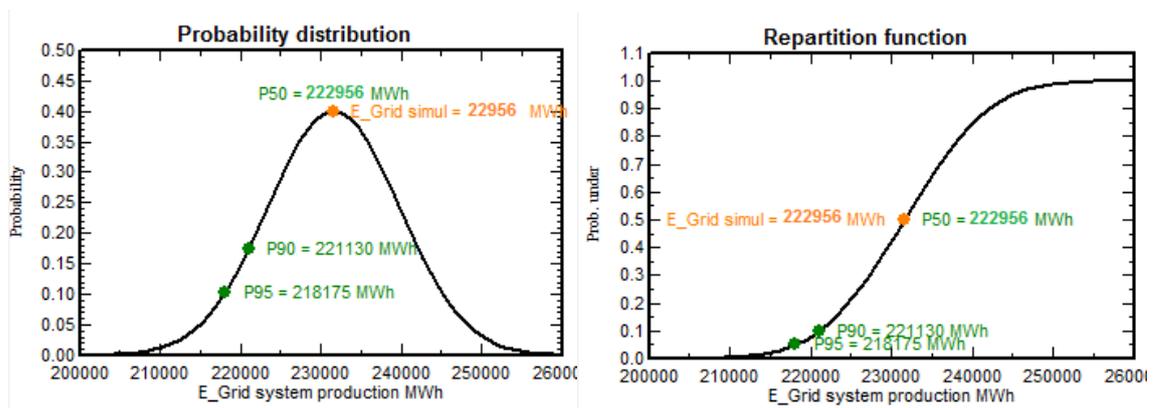
**ELGHROUSS**



**BISKRA**



**STAH RWAGHA (BESBES)**



**KHANGUET SIDI NAJI**

**Figure III.14 Production prévisionnelle de l'installation pour les 04 sites**

PVsys montre une représentation graphique de nos choix, soit comme une distribution gaussienne de probabilité pendant plusieurs années, soit comme fonction de répartition correspondante (l'intégrale du gaussien) **Figure III.14.**

Jouer avec les paramètres d'incertitude est très instructif sur la représentation du résultat de la simulation.

**III.12 Bilan de carbone**

L'outil Carbon Balance dans PVSYST permet d'estimer l'économie d'émissions de CO2 attendue pour l'installation PV. La base de ce calcul est appelée Émissions de cycle de vie (LCE), qui représentent les émissions de CO2 associées à un composant donné ou un montant énergétique. Ces valeurs comprennent le cycle de vie total d'un composant ou d'une quantité d'énergie, y compris la production, l'exploitation, la maintenance, l'élimination, etc.

Le raisonnement derrière l'outil de bilan carbone est que l'électricité produite par l'installation PV remplacera la même quantité d'électricité dans le réseau existant. Si l'empreinte carbone de l'installation photovoltaïque par kWh est inférieure à celle de la production électrique du réseau, il y aura une économie nette des émissions de dioxyde de carbone. Ainsi, le bilan carbone total pour une installation PV est la différence entre les émissions de CO2 produites et économisées, et cela dépend de quatre facteurs clés:

- E\_Grid : La production du système, ou le rendement énergétique, de l'installation PV pendant un an, calculé par la simulation PVsys.

(En outre, vous pouvez définir une dégradation annuelle, qui est fixée à 1% par défaut, ce qui représente une diminution annuelle du rendement énergétique dû au vieillissement des composants PV).

- Durée de vie du système: c'est la durée de vie de l'installation PV donnée en années. Il détermine, avec E\_Grid, la quantité totale d'énergie qui sera remplacée par l'installation PV.
- Grille LCE: Elle est donnée en gCO<sub>2</sub> / kWh et représente la quantité moyenne d'émissions de CO<sub>2</sub> par unité d'énergie pour l'électricité produite par le réseau.
- Système PV LCE: Il est donné en tCO<sub>2</sub> et représente la quantité totale d'émissions de CO<sub>2</sub> causée par la construction et l'exploitation de l'installation photovoltaïque.

La difficulté du calcul réside dans la recherche des valeurs appropriées pour le LCE des différentes contributions. Souvent, ces chiffres sont connus avec peu de précision. En outre, ils sont très spécifiques à certaines technologies ou méthodes de production. L'outil PVSyst proposera des valeurs pour les émissions de cycle de vie liées à l'électricité qui seront remplacées par l'installation PV (Grid LCE). Ces valeurs sont basées sur des données publiques provenant de plusieurs institutions.

Pour les émissions associées à la construction de l'installation photovoltaïque (System LCE), aucune valeur de ce type ne sera proposée pour l'instant. L'utilisateur de PVSyst devra obtenir ces valeurs soit directement auprès des fabricants ou des fournisseurs des différents composants.

L'E\_Grid System Production est tiré de la simulation de PVSyst du Variant actuel. Les valeurs du bilan carbone sont les résultats du calcul.

$$\text{EGRID X Système Life time X LCE GRID} - \text{LCE Système} = \text{Carbone Balance}$$

Le résultat nous donne 04 valeurs:

- L'économie totale des émissions de CO<sub>2</sub> en tonnes de CO<sub>2</sub> pendant la durée de vie prévue de l'installation photovoltaïque ( 30 ans ) voir figure III.14
- L'économie annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> dans tCO<sub>2</sub> / an ; pour Biskra (16873.390) K.S.N(112296.134),Stah Rwagha ( 217712.229)et enfin pour Elghrouss(256412.156).
- Les économies d'émissions de CO<sub>2</sub> par puissance installée, données en tCO<sub>2</sub> / kWp ;Biskra (25.309), K.S.N(28.074),Stah Rwagha ( 26.125)et enfin pour Elghrouss(25.641).

- L'économie annuelle des émissions de CO2 par puissance installée, donnée en tCO2 / kWp/an ; pour Biskra (0.844) K.S.N(0.936),Stah Rwagha ( 0.871)et enfin pour Elghrouss(0.855).

Les valeurs annuelles sont calculées en moyenne sur toute la durée de vie, en tenant compte de la dégradation annuelle.

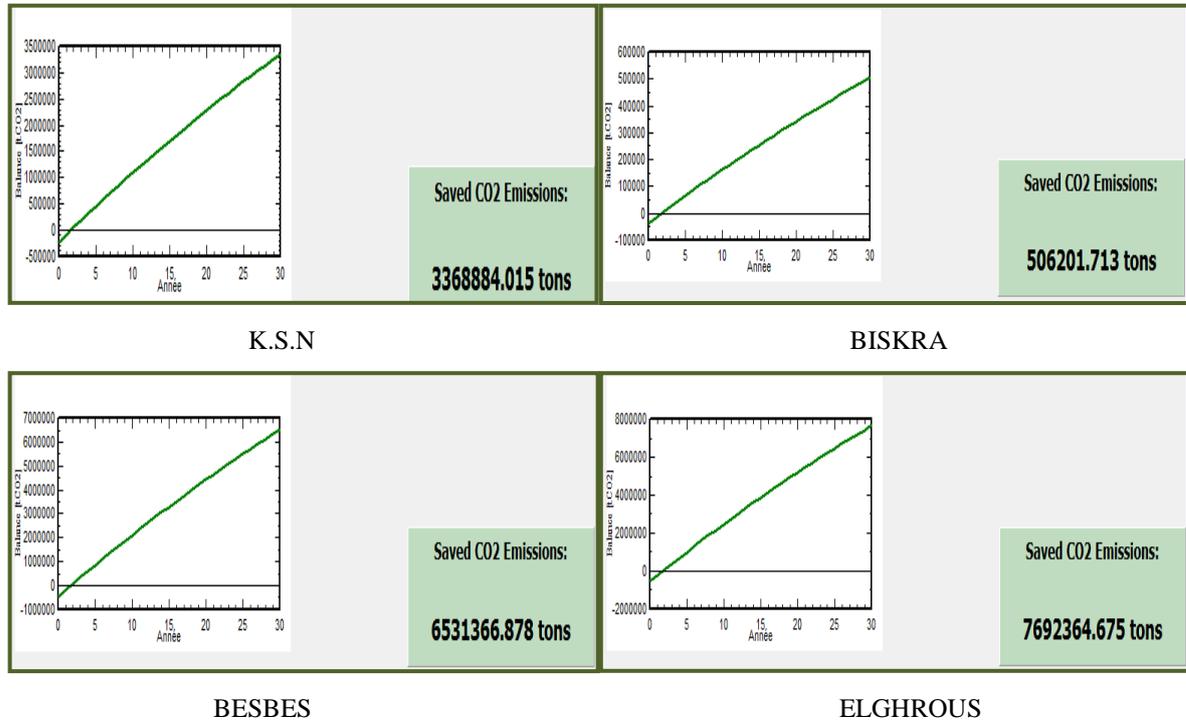


Figure III .15 L'économie totale des émissions de CO2

### III.13 Conclusion

Ce travail est une contribution à l'étude de conception de quatre (4) centrales photovoltaïques de différentes puissances interconnectées au réseau de distribution électrique haute tension.

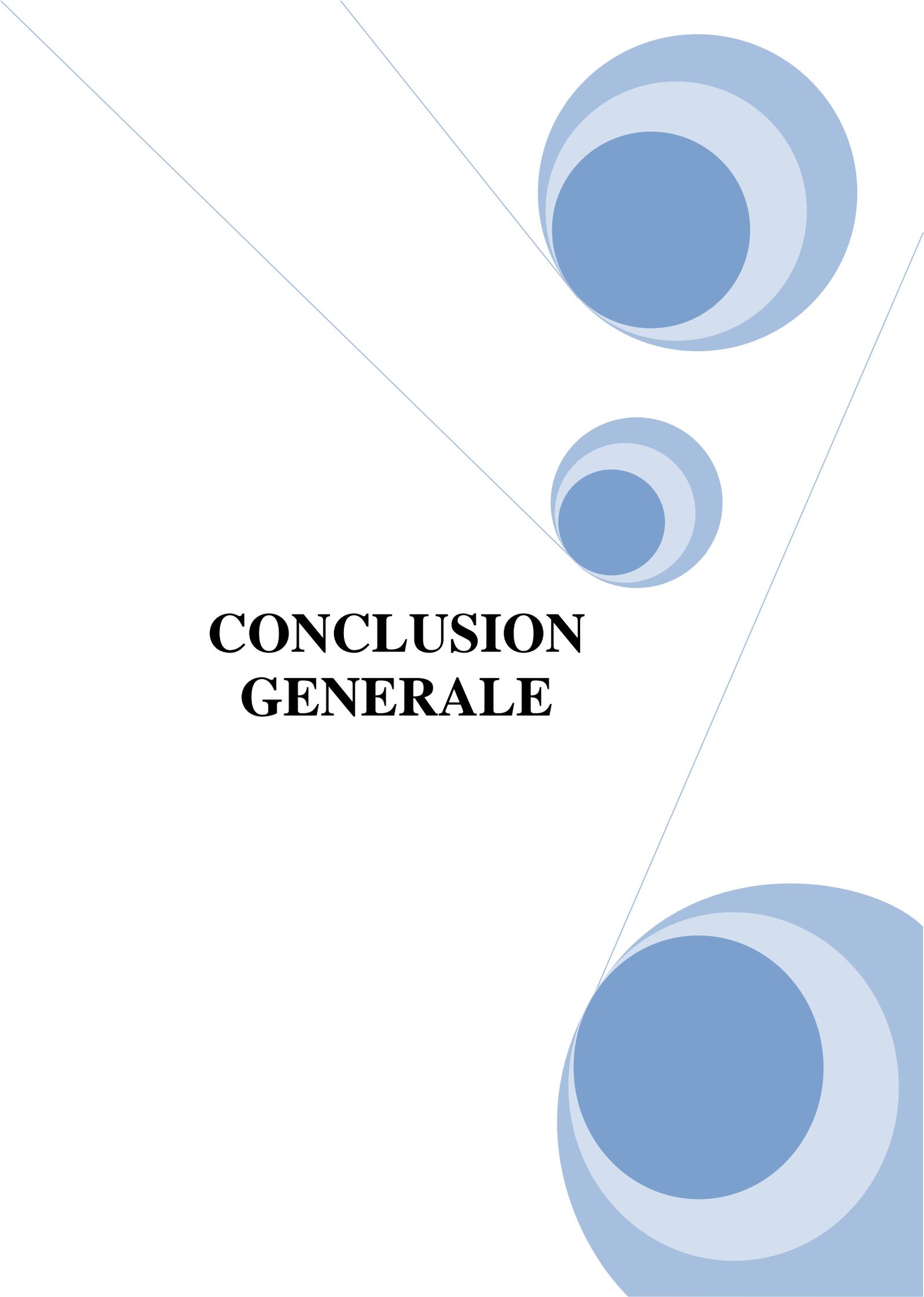
Un système raccordé au réseau, permettrait non seulement de réduire le coût de l'installation, en supprimant le coût des batteries, car le stockage ne sera plus nécessaire, mais permettrait en plus d'avoir une possibilité de revendre l'énergie excédentaire au réseau et ainsi faire des profits, ce qui amortirait le prix d'investissement initial.

Nous avons abouti au dimensionnement et à la simulation de nos centrales de puissances en choisissant la technologie des modules au silicium polycristallin. Il est intéressant de noter que Les panneaux polycristallins offrent un rendement surfacique légèrement moins élevé (à surface égale, un panneau mono peut produire plus qu'un panneau poly de 1% à 3% parfois moins pour les cellules Poly de qualité supérieure) mais une production plus régulière tout au long de l'année et ils

sont moins coûteux à l'achat .Leur procédé de fabrication consomme moins de ressources et ils disposent d'un meilleur rendement que les panneaux Mono en cas de températures élevées ; le panneau Monocristallin est souvent plus coûteux , consomme plus de ressources pour sa fabrication, chauffe plus en cas de températures élevées et par conséquent produit moins qu'un panneau Poly dans les régions chaudes .Nous avons constaté que l'installation de la centrale PV interconnectée au réseau est intéressante du point de vue énergétique, et du point de vue économique puisque le prix de l'électricité photovoltaïque a évolué très vite et a baissé avec les avancées technologiques diverses. Cela rend cette énergie de plus en plus intéressante pour le grand public et nous sommes maintenant près de la parité du réseau ,et cela peut changer notre manière de gérer l'énergie électrique.

Le développement du marché photovoltaïque nécessite de connaître parfaitement la production électrique de ces systèmes sur différents sites en particulier pour estimer sa rentabilité économique. Cette estimation précise ne peut se faire qu'en prenant en compte les effets d'ombrage qui ont des conséquences dramatiques sur la puissance électrique délivrée.

Nous avons étudié les différentes pertes du système PV et constaté que la contribution la plus importante est celle de l'onduleur, d'où l'importance de faire un bon choix de la technologie permettant la meilleure efficacité possible de ce composant.

The page features a decorative graphic consisting of three blue circles of varying sizes, each with a darker blue center and a lighter blue outer ring. These circles are arranged in a vertical line on the right side of the page. Two thin, light blue lines intersect at a point on the right side, forming a V-shape that frames the circles. The text 'CONCLUSION GENERALE' is centered on the left side of the page.

# **CONCLUSION GENERALE**

## Conclusion générale

L'utilisation des énergies renouvelables d'une manière générale pour la production d'électricité et de l'énergie sous toutes ses formes, devient de plus en plus une nécessité mondiale. En vue de satisfaire les besoins mondiaux qui ne cessent d'augmenter et surtout pour réduire la pollution de l'environnement par les gaz à effet de serre, ces énergies propres, sans bruit et non épuisables appelées énergies vertes semblent être la meilleure solution pour répondre aux nécessités du 21<sup>ème</sup> siècle.

Notre travail nous a permis de saisir le principe de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque raccordé au réseau. Aussi, il nous a permis d'avoir un aperçu sur le comportement des modules et des composants d'une centrale photovoltaïque injectée au réseau en fonction des conditions météorologiques de chaque site.

Nous avons choisi 4 sites de différentes données météorologiques : Biskra ,Khanguet Sidi Naji,Elghrouss et Stah Rwagha (BESBES) pour étudier le fonctionnement des centrales de puissance de 20 ,120,250 et 300kW .

Nous avons procédé à une simulation numérique en utilisant le logiciel PVSyst qui nous a permis de dimensionner nos centrales, aussi de suivre le fonctionnement des composants des générateurs en fonction des milieux extérieurs, en influençant la production et les pertes en donnant des valeurs d'efficacité énergétiques variables d'un site à l'autre.

les productions annuelles d'énergie aussi sont différentes:

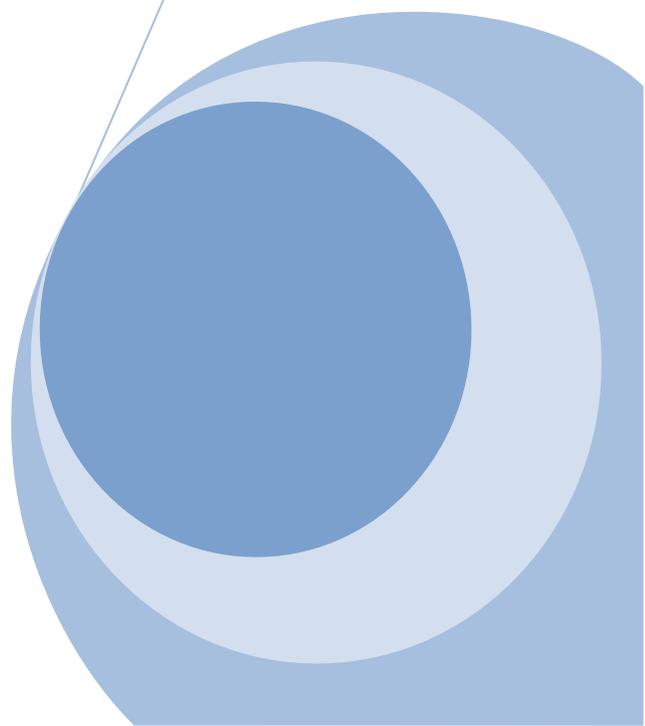
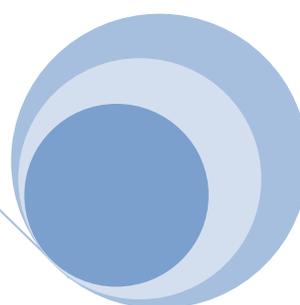
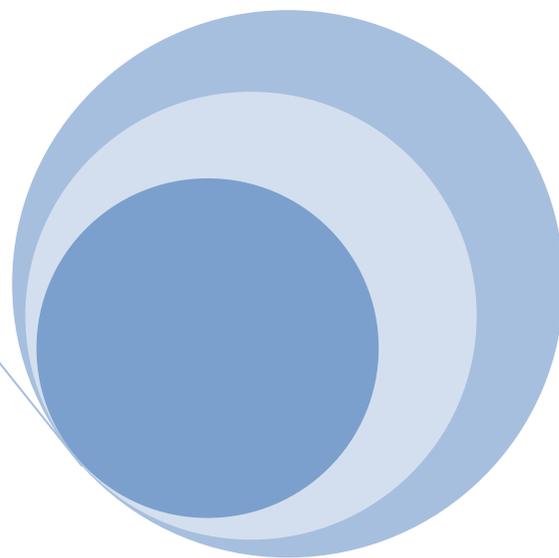
Biskra 35100 kWh, pour Khanguet Sidi Naji, 222956 kWh, Elghrouss 532033kWh, Stah Rwagha (BESBES) 458376 kWh .Quand au retour d'investissement, il est déterminé à partir du premier jour pour tout les sites . Nous constatons que nous sommes maintenant proches de la "parité réseau", c'est-à-dire que le coût du photovoltaïque devient du même ordre que le prix de vente de l'électricité.

Cela ne supprime pas forcément la nécessité de tarifs spéciaux de rachat, car l'opérateur n'est logiquement pas tenu de rétribuer l'électricité injectée dans le réseau à un prix supérieur ou égal au prix de vente. Il a aussi des coûts de distribution, qui vont devenir de plus en plus importants avec la multiplication des productions décentralisées. Mais cela signifie que nous aurons dorénavant avantage à consommer sur place l'énergie produite, ce qui peut changer la manière de voir et la gestion de l'utilisation de l'électricité C'est une des raisons pour laquelle notre ministère de l'Energie a choisi ces sites et elle va réaliser ces centrales prochainement.

Enfin, ce travail est un prolongement des études réalisées sur l'intégration d'une chaîne de conversion photovoltaïque aux réseaux électriques et on espère une continuation dans plusieurs directions. D'après les résultats obtenus, il serait intéressant d'envisager la perspective et suggestion suivante :

- Etude de la chaîne de conversion photovoltaïque associée à des algorithmes basés sur l'intelligence artificielle (les réseaux de neurones, neuro-flou et les algorithmes génétiques).

# ANNEXES



**ANNEXES****Annexes A****Site de BISKRA**

PVSYST V5.52	MENADI FOUZIA		21/05/17	Page 1/3
<b>Système couplé au réseau: Paramètres de simulation</b>				
<b>Projet :</b>	<b>BISKRA</b>			
<b>Site géographique</b>	<b>Biskra</b>	<b>Pays</b>	<b>Algeria</b>	
<b>Situation</b>	Latitude	34.5°N	Longitude	5.4°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	90 m
	Albédo	0.20		
<b>Données météo :</b>	Biskra, Données horaires synthétiques			
<b>Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation</b>				
	Date de la simulation	29/04/17 à 23h21		
<b>Paramètres de simulation</b>				
<b>Orientation plan capteurs</b>	Inclinaison	30°	Azimut	0°
<b>Horizon</b>	Pas d'horizon			
<b>Ombrages proches</b>	Sans ombrages			
<b>Caractéristiques du champ de capteurs</b>				
<b>Module PV</b>	Si-poly	Modèle	<b>YL250P-32b</b>	
		Fabricant	Yingli Solar	
Nombre de modules PV		En série	17 modules	En parallèle
Nombre total de modules PV		Nbre modules	80002	Puissance unitaire
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	<b>20001 kWc</b>	Aux cond. de fonct.
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	491 V	I mpp
Surface totale		Surface modules	<b>143356 m<sup>2</sup></b>	Surface cellule
				128497 m <sup>2</sup>
<b>Onduleur</b>		Modèle	<b>SG250K3</b>	
		Fabricant	Sungrow	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	450-820 V	Puissance unitaire	250 kW AC
Batterie d'onduleurs	Nombre d'onduleurs	69 unités	Puissance totale	17250 kW AC
<b>Facteurs de perte du champ PV</b>				
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (vent)	0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
=> Tempér. de fonct. nominale (G=800 W/m <sup>2</sup> , Tamb=20°C, Vent=1m/s.)			NOCT	56 °C
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	0.23 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	1.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	2.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Paramètre bo	0.05
<b>Besoins de l'utilisateur :</b>	Charge illimitée (réseau)			

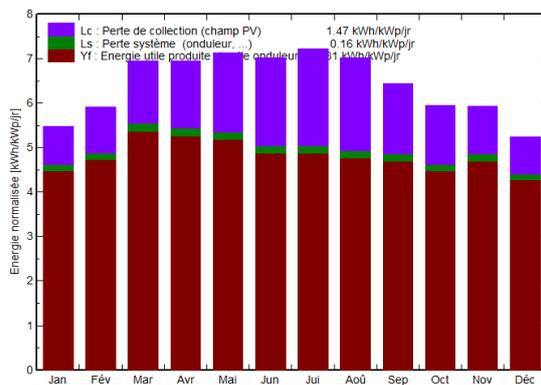
Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : **BISKRA**  
 Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

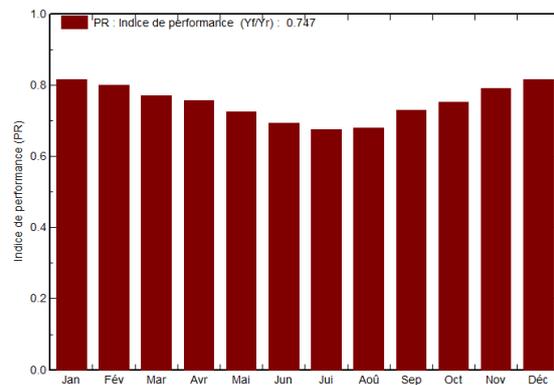
<b>Principaux paramètres système</b>	Type de système	<b>Couplé au réseau</b>	
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	YL250P-32b	Pnom 250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	80002	Pnom total <b>20001 kWc</b>
Onduleur	Modèle	SG250K3	Pnom 250 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	69.0	Pnom total <b>17250 kW ac</b>
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		

<b>Principaux résultats de la simulation</b>			
Production du système	<b>Energie produite</b>	<b>35100 MWh/an</b>	Productible 1755 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	74.7 %	
Investissement	Global avec taxes	102344482 €	Spécifique 5.12 €/Wp
Coût annuel	Annuités (Emprunt 5.0%, 20 ans)	8212386 €/an	Coût d'exploitation 0 €/an
Coût de l'énergie		<b>0.23 €/kWh</b>	

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 20001 kWc



Indice de performance (PR)



Nouvelle variante de simulation  
 Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	104.4	11.30	169.9	165.5	2867	2776	11.77	11.39
Février	117.9	13.40	165.5	161.4	2736	2649	11.53	11.16
Mars	176.2	17.90	215.6	209.8	3441	3329	11.13	10.77
Avril	199.8	21.20	208.6	202.6	3268	3161	10.93	10.57
Mai	234.8	27.00	221.0	214.3	3320	3211	10.48	10.14
Juin	235.0	31.50	210.7	203.9	3028	2928	10.02	9.69
Juillet	245.2	35.10	223.8	216.8	3124	3022	9.74	9.42
Août	218.7	34.20	217.7	211.2	3057	2958	9.80	9.48
Septembre	172.4	28.40	193.3	187.9	2912	2819	10.51	10.17
Octobre	140.3	24.00	184.2	179.3	2865	2772	10.85	10.50
Novembre	111.9	16.40	178.2	173.7	2913	2821	11.40	11.05
Décembre	94.6	12.30	162.4	158.2	2737	2652	11.76	11.39
Année	2051.2	22.78	2350.9	2284.6	36269	35100	10.76	10.42

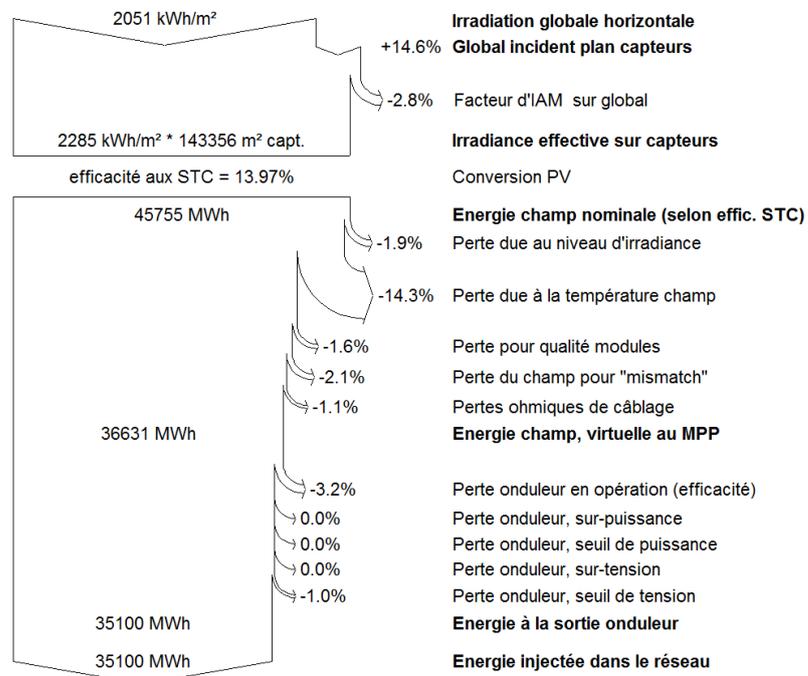
Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale EArray Energie effective sortie champ  
 T Amb Température ambiante E\_Grid Energie injectée dans le réseau  
 GlobInc Global incident plan capteurs EffArrR Effic. Eout champ / surf. brute  
 GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages EffSysR Effic. Eout système / surf. brute

Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

Projet : **BISKRA**  
 Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	Couplé au réseau	
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	YL250P-32b	Pnom 250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	80002	Pnom total <b>20001 kWc</b>
Onduleur	Modèle	SG250K3	Pnom 250 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	69.0	Pnom total <b>17250 kW ac</b>
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		

Diagramme des pertes sur l'année entière



## Annexes B

## Site de Stah Rwagha(BESBES)

PVSYST V5.52	MENADI FOUZIA		21/05/17	Page 1/3
<b>Système couplé au réseau: Paramètres de simulation</b>				
<b>Projet :</b>	<b>STAH RWAGHA(BESBES)</b>			
<b>Site géographique</b>	<b>BESBES (STAH RWAGHA)</b>	<b>Pays</b>	<b>Algeria</b>	
<b>Situation</b>	Latitude	34.2°N	Longitude	5.1°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	284 m
	Albédo	0.20		
<b>Données météo :</b>	<b>BESBES (STAH RWAGHA), Données horaires synthétiques</b>			
<b>Variante de simulation : STAH RWAGHA (BESBES)</b>				
	Date de la simulation	23/04/17 à 20h30		
<b>Paramètres de simulation</b>				
<b>Orientation plan capteurs</b>	Inclinaison	30°	Azimut	0°
<b>Horizon</b>	Pas d'horizon			
<b>Ombrages proches</b>	Sans ombrages			
<b>Caractéristiques du champ de capteurs</b>				
<b>Module PV</b>	Si-poly	Modèle	<b>YL280P-35b</b>	
		Fabricant	Yingli Solar	
Nombre de modules PV		En série	17 modules	En parallèle 52521 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	892857	Puissance unitaire 280 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	<b>250000 kWc</b>	Aux cond. de fonct. 222398 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	547 V	I mpp 406255 A
Surface totale		Surface modules	<b>1741339 m²</b>	Surface cellule 1564457 m²
<b>Onduleur</b>		Modèle	<b>Sunny Central 630CP</b>	
		Fabricant	SMA	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	500-820 V	Puissance unitaire	630 kW AC
Batterie d'onduleurs	Nombre d'onduleurs	351 unités	Puissance totale	221130 kW AC
<b>Facteurs de perte du champ PV</b>				
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
=> Tempér. de fonct. nominale (G=800 W/m², Tamb=20°C, Vent=1m/s.)			NOCT	56 °C
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	0.023 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	1.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	2.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Paramètre bo	0.05
<b>Besoins de l'utilisateur :</b>	Charge illimitée (réseau)			

Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : **STAH RWAGHA(BESBES)**

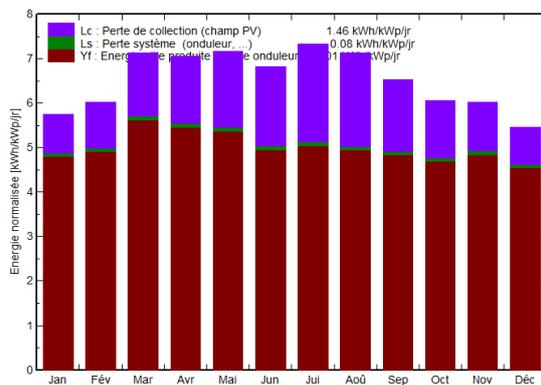
Variante de simulation : **STAH RWAGHA (BESBES)**

<b>Principaux paramètres système</b>	Type de système	<b>Couplé au réseau</b>	
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	YL280P-35b	Pnom 280 Wc
Champ PV	Nombre de modules	892857	Pnom total <b>250000 kWc</b>
Onduleur	Modèle	Sunny Central 630CP	Pnom 630 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	351.0	Pnom total <b>221130 kW ac</b>
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		

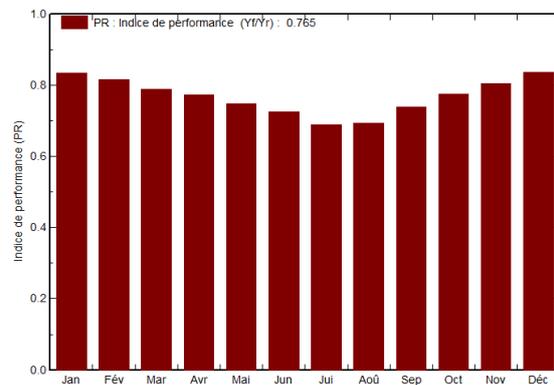
**Principaux résultats de la simulation**

Production du système	<b>Energie produite</b>	<b>456711 MWh/an</b>	Productible	1827 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	76.5 %		
Investissement	Global avec taxes	1141508554 €	Spécifique	4.57 €/Wp
Coût annuel	Annuités (Emprunt 5.0%, 20 ans)	91597600 €/an	Coût d'exploitation	0 €/an
Coût de l'énergie		<b>0.20 €/kWh</b>		

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 250000 kWc



Indice de performance (PR)



**STAH RWAGHA (BESBES)**  
Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	108.8	10.70	178.3	173.6	37832	37242	12.19	12.00
Février	120.2	13.00	168.5	164.4	34916	34366	11.90	11.71
Mars	180.7	17.60	220.8	215.0	44308	43581	11.52	11.33
Avril	202.7	21.00	211.7	205.5	41618	40929	11.29	11.10
Mai	237.3	26.70	222.2	215.5	42274	41597	10.93	10.75
Juin	229.7	31.10	204.9	198.1	37760	37128	10.58	10.41
Juillet	250.6	35.00	227.2	220.0	39782	39115	10.06	9.89
Août	222.5	34.00	221.1	214.7	38966	38331	10.12	9.95
Septembre	174.2	28.20	196.3	190.9	36868	36279	10.79	10.62
Octobre	143.4	23.70	188.1	183.1	37007	36438	11.30	11.12
Novembre	114.5	16.10	180.9	176.4	36945	36369	11.73	11.55
Décembre	97.5	12.00	169.0	164.8	35882	35336	12.19	12.00
Année	2082.1	22.48	2388.9	2321.8	464157	456711	11.16	10.98

Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale EArray Energie effective sortie champ  
 T Amb Température ambiante E\_Grid Energie injectée dans le réseau  
 GlobInc Global incident plan capteurs EffArrR Effic. Eout champ / surf. brute  
 GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages EffSysR Effic. Eout système / surf. brute

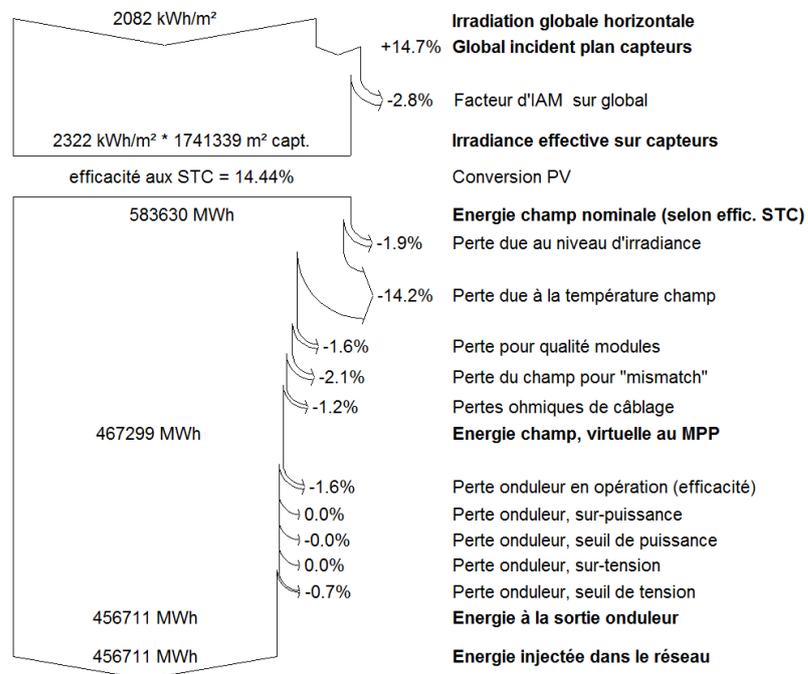
Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

Projet : **STHRWAGHA(BESBES)**

Variante de simulation : **STAH RWAGHA (BESBES)**

Principaux paramètres système	Type de système	Couplé au réseau	
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	YL280P-35b	Pnom 280 Wc
Champ PV	Nombre de modules	892857	Pnom total <b>250000 kWc</b>
Onduleur	Modèle	Sunny Central 630CP	Pnom 630 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	351.0	Pnom total <b>221130 kW ac</b>
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		

Diagramme des pertes sur l'année entière



## Annexes C

## Site d'Elghrouss

PVSYST V5.52	MENADI FOUZIA		21/05/17	Page 1/3
<b>Système couplé au réseau: Paramètres de simulation</b>				
<b>Projet :</b>	<b>Projet PV couplé au réseau à EL GHROUSS</b>			
<b>Site géographique</b>	<b>ELGHROUSS</b>		<b>Pays</b>	<b>Algeria</b>
<b>Situation</b>	Latitude	34.8°N	Longitude	5.1°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	290 m
	Albédo	0.20		
<b>Données météo :</b>	ELGHROUSS, Données horaires synthétiques			
<b>Variante de simulation : ELGHROUSS</b>				
	Date de la simulation	25/04/17 à 18h13		
<b>Paramètres de simulation</b>				
<b>Orientation plan capteurs</b>	Inclinaison	30°	Azimut	0°
<b>Horizon</b>	Pas d'horizon			
<b>Ombrages proches</b>	Sans ombrages			
<b>Caractéristiques du champ de capteurs</b>				
<b>Module PV</b>	Si-poly	Modèle	<b>YL250P-32b</b>	
		Fabricant	Yingli Solar	
Nombre de modules PV		En série	19 modules	En parallèle 63158 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	1200002	Puissance unitaire 250 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	<b>300001 kWc</b>	Aux cond. de fonct. 265826 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	549 V	I mpp 484070 A
Surface totale		Surface modules	<b>2150284 m²</b>	Surface cellule 1927414 m²
<b>Onduleur</b>				
		Modèle	<b>PowerGate PV-1000-265-CE2</b>	
		Fabricant	Satcon	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	420-850 V	Puissance unitaire	1000 kW AC
Batterie d'onduleurs	Nombre d'onduleurs	264 unités	Puissance totale	264000 kW AC
<b>Facteurs de perte du champ PV</b>				
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
=> Tempér. de fonct. nominale (G=800 W/m², Tamb=20°C, Vent=1m/s.)			NOCT	56 °C
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	0.019 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	1.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	2.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Paramètre bo	0.05
<b>Besoins de l'utilisateur :</b>	Charge illimitée (réseau)			

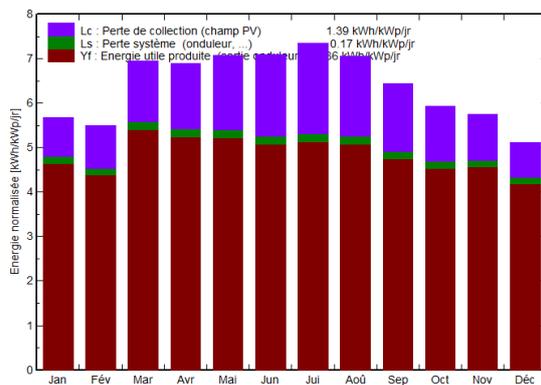
Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : **Projet PV couplé au réseau à EL GHROUSS**  
 Variante de simulation : **ELGHROUSS**

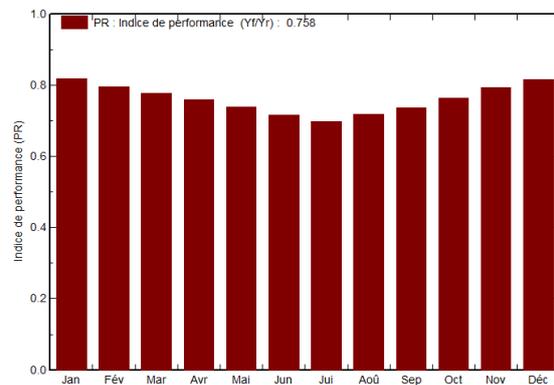
<b>Principaux paramètres système</b>	Type de système	<b>Couplé au réseau</b>	
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	YL250P-32b	Pnom 250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	1200002	Pnom total <b>300001 kWc</b>
Onduleur	Modèle	PowerGate PV-1000-265-CE20	Pnom 1000 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	264.0	Pnom total <b>264000 kW ac</b>
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		

<b>Principaux résultats de la simulation</b>			
Production du système	<b>Energie produite</b>	<b>532012 MWh/an</b>	Productible 1773 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	75.8 %	
Investissement	Global avec taxes	1533430618 €	Spécifique 5.11 €/Wp
Coût annuel	Annuités (Emprunt 5.0%, 20 ans)	123046440 €/an	Coût d'exploitation 0 €/an
Coût de l'énergie		<b>0.23 €/kWh</b>	

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 300001 kWc



Indice de performance (PR)



**ELGHROUSS**  
Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	105.9	10.10	176.1	171.4	44777	43247	11.83	11.42
Février	111.6	12.50	154.0	150.1	38141	36836	11.52	11.12
Mars	176.0	17.00	215.4	209.6	51984	50236	11.22	10.84
Avril	198.4	20.30	207.0	201.0	48857	47209	10.97	10.60
Mai	232.9	26.10	219.4	212.6	50331	48667	10.67	10.32
Juin	237.4	30.70	212.8	205.7	47311	45739	10.34	10.00
Juillet	250.4	34.60	228.1	221.0	49352	47728	10.06	9.73
Août	220.3	31.00	219.1	212.5	48899	47293	10.38	10.04
Septembre	171.2	27.60	193.5	188.2	44305	42833	10.65	10.30
Octobre	139.8	23.10	184.0	179.1	43643	42186	11.03	10.66
Novembre	108.9	15.40	172.5	168.2	42518	41088	11.46	11.08
Décembre	92.3	11.40	158.8	154.8	40326	38951	11.81	11.40
Année	2045.0	21.70	2340.7	2274.2	550445	532012	10.94	10.57

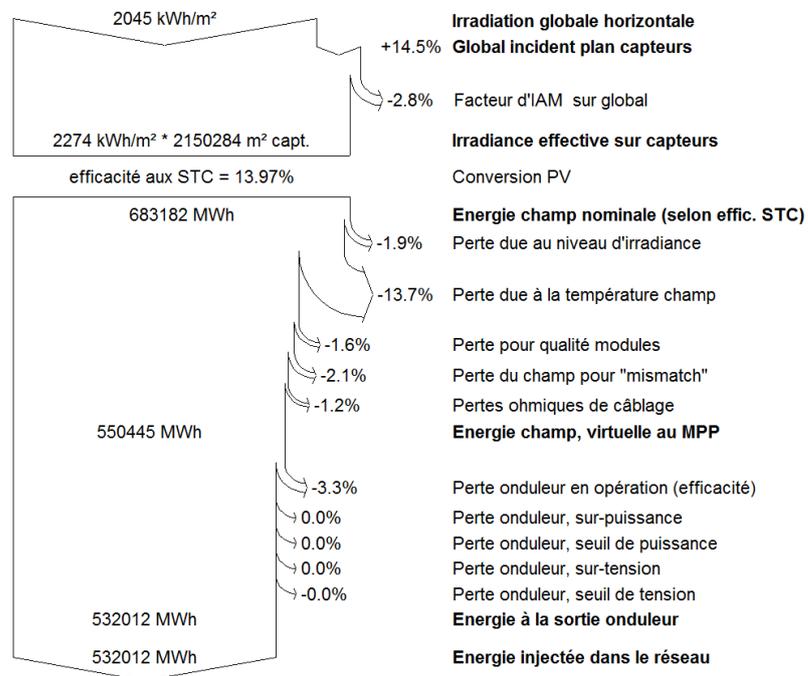
Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale EArray Energie effective sortie champ  
 T Amb Température ambiante E\_Grid Energie injectée dans le réseau  
 GlobInc Global incident plan capteurs EffArrR Effic. Eout champ / surf. brute  
 GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages EffSysR Effic. Eout système / surf. brute

Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

Projet : **Projet PV couplé au réseau à EL GHROUSS**  
 Variante de simulation : **ELGHROUSS**

Principaux paramètres système	Type de système	Couplé au réseau	
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	YL250P-32b	Pnom 250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	1200002	Pnom total <b>300001 kWc</b>
Onduleur	Modèle	PowerGate PV-1000-265-CE20m	1000 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	264.0	Pnom total <b>264000 kW ac</b>
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		

Diagramme des pertes sur l'année entière



**Annexes D****Site de Khanguet Sidi Naji**

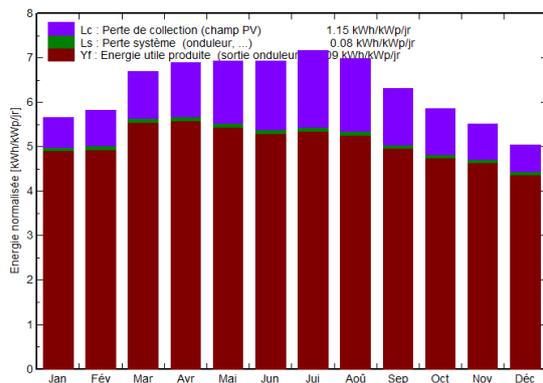
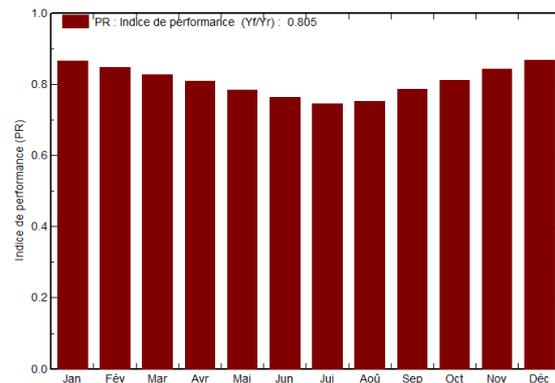
PVSYST V5.52	MENADI FOUZIA	21/05/17	Page 2/3
--------------	---------------	----------	----------

**Système couplé au réseau: Résultats principaux****Projet :** KHANGUET SIDI NAJI**Variante de simulation :** KHANGUET SIDI NAJI

Principaux paramètres système		Type de système	Couplé au réseau	
Orientation plan capteurs		inclinaison	30°	azimut 0°
Modules PV		Modèle	YL250P-32b	Pnom 250 Wc
Champ PV		Nombre de modules	480000	Pnom total <b>120000 kWc</b>
Onduleur		Modèle	Sunny Central 630CP	Pnom 630 kW ac
Batterie d'onduleurs		Nombre d'unités	169.0	Pnom total <b>106470 kW ac</b>
Besoins de l'utilisateur		Charge illimitée (réseau)		

**Principaux résultats de la simulation**

Production du système	<b>Energie produite</b>	<b>222956 MWh/an</b>	Productible	1858 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	80.5 %		
Investissement	Global avec taxes	613574664 €	Spécifique	5.11 €/Wp
Coût annuel	Annuités (Emprunt 5.0%, 20 ans)	49234818 €/an	Coût d'exploitation	0 €/an
Coût de l'énergie		<b>0.22 €/kWh</b>		

**Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 120000 kWc****Indice de performance (PR)****KHANGUET SIDI NAJI  
Bilans et résultats principaux**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	105.4	11.00	175.7	171.3	18569	18274	12.28	12.09
Février	115.9	13.30	162.9	158.7	16858	16590	12.03	11.84
Mars	171.6	17.80	207.7	202.2	21003	20657	11.76	11.56
Avril	197.2	21.10	207.0	201.1	20447	20096	11.48	11.28
Mai	229.1	26.80	214.8	208.0	20575	20244	11.14	10.96
Juin	230.4	31.20	208.0	201.1	19384	19067	10.83	10.66
Juillet	242.4	35.00	222.1	215.1	20221	19878	10.58	10.40
Août	217.0	34.10	216.7	210.3	19892	19558	10.67	10.49
Septembre	168.3	28.40	189.3	184.1	18175	17879	11.16	10.98
Octobre	138.5	23.90	181.7	176.7	17978	17698	11.51	11.33
Novembre	106.2	16.30	165.3	160.9	16990	16728	11.95	11.77
Décembre	91.7	12.20	156.4	152.4	16540	16287	12.30	12.11
Année	2013.7	22.65	2307.7	2242.0	226632	222956	11.42	11.23

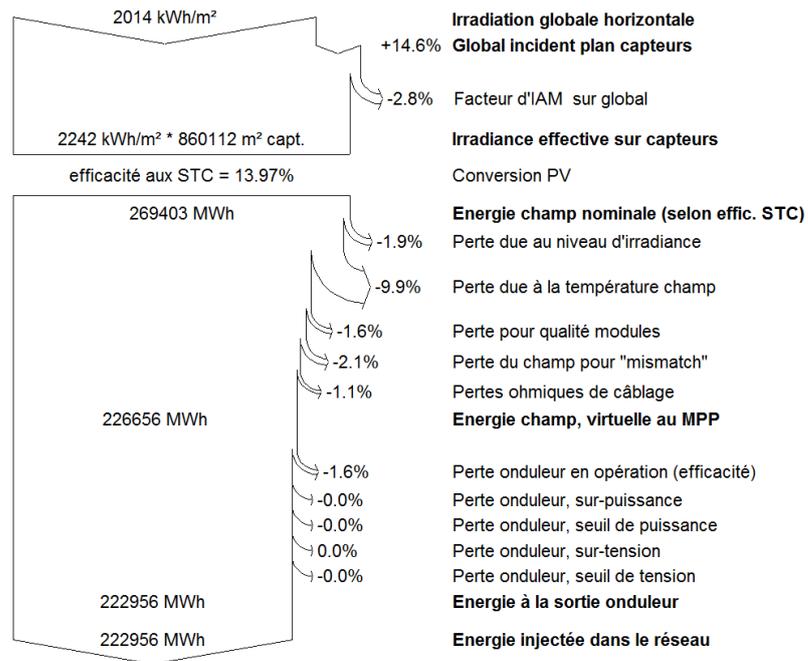
Légendes:	GlobHor	Irradiation globale horizontale	EArray	Energie effective sortie champ
	T Amb	Température ambiante	E_Grid	Energie injectée dans le réseau
	GlobInc	Global incident plan capteurs	EffArrR	Effic. Eout champ / surf. brute
	GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages	EffSysR	Effic. Eout système / surf. brute

Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

Projet : **KHANGUET SIDI NAJI**  
 Variante de simulation : **KHANGUET SIDI NAJI**

Principaux paramètres système		Type de système	Couplé au réseau	
Orientation plan capteurs		inclinaison	30°	azimut 0°
Modules PV		Modèle	YL250P-32b	Pnom 250 Wc
Champ PV		Nombre de modules	480000	Pnom total <b>120000 kWc</b>
Onduleur		Modèle	Sunny Central 630CP	Pnom 630 kW ac
Batterie d'onduleurs		Nombre d'unités	169.0	Pnom total <b>106470 kW ac</b>
Besoins de l'utilisateur		Charge illimitée (réseau)		

Diagramme des pertes sur l'année entière



## Annexe E

### • **La diode anti-retour/ diode By-pass**

Lorsqu'une cellule est ombrée, elle ne produit plus d'électricité. Du coup, les autres cellules, dans un élan de générosité, vont l'alimenter en énergie « pour combler » ce manque de production de la cellule ombrée. En réalité, la cellule ombrée passe de génératrice (génère de l'électricité) à réceptrice (reçoit de l'électricité). Ce que les cellules ne savent pas, c'est qu'en alimentant en énergie leur camarade ombrée, ils vont l'user prématurément jusqu'à ce qu'elle se détruise complètement et c'est très rapide. Les constructeurs placent donc des diodes By-pass.

Les diodes by-pass servent à court-circuiter un ensemble de cellules afin d'éviter la destruction de celle qui est ombrée.

### • **Le rayonnement solaire**

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1390000 km, soit environ 50 fois celui de la terre. Il est composé de 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus depuis que Langevin et Perrin, s'appuyant sur la théorie de la relativité d'Einstein, ont émis l'idée il y a une soixantaine d'années que c'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance, il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène – helium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions tonnes d'hélium; la réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celsius [7]. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement [7]. Sa lumière, à une vitesse de 300000 km/s, met environ 8 minutes pour parvenir à la terre, sa distribution spectrale de l'atmosphère présente un maximum pour une longueur d'onde d'environ 0.5  $\mu\text{m}$ ,

### • **Spectre du rayonnement**

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde  $\lambda$  : Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800° K. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom d'AM0. Sa distribution en énergie est répartie en

Ultraviolet UV  $0.20 < \lambda < 0.38 \mu\text{m}$  6.4%

Visible  $0.38 < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$  48.0%

Infrarouge IR  $0.78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$  45.6%

### • **La trajectoire du soleil**

Toute application solaire nécessite la connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre, caractérisé par sa latitude (positive pour l'hémisphère Nord) et sa longitude (définie par rapport au méridien de Greenwich, positivement vers l'Est) .

Le soleil décrit un cercle centre sur l'axe de rotation de la terre, déplacé à un angle  $\delta$  par rapport au plan parallèle à l'équateur.

Pour l'observateur terrestre, en considérant la déclinaison comme constante sur une journée, le soleil décrit un cercle autour de l'axe de rotation de la terre. Ce cercle est parallèle au plan de l'équateur, et sa hauteur apparente sur ce plan donné par la déclinaison.

Au cours de la journée, l'instant où le soleil passe par le méridien du lieu de l'observateur c'est-à-dire où il est au sud dans notre hémisphère est le midi « vrai ». Pour un instant quelconque, l'angle horaire AH est l'angle, projeté sur le plan de l'équateur, entre le soleil et le midi vrai, il vaut  $15^\circ$  par heure ( $360^\circ/24\text{h}$ ) .

la position du soleil est définie par deux angles : sa hauteur HS l'angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu, et son azimut AZ, l'angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'est (sens anti trigonométrique dans l'hémisphère Nord) .  
Le calcul de la position du soleil est fonction de la déclinaison (soit le jour de l'année), la latitude et l'angle horaire .

- **Rayonnement solaire sur un plan horizontal**

Traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire subit des modifications qualitatives. Le spectre du rayonnement au niveau sol n'est donc pas identique à celui du rayonnement extraterrestre. Abordant l'atmosphère, le rayon incident s'affaiblit suite à l'absorption partielle par les gaz atmosphériques, la vapeur d'eau et les aérosols aussi qu'à la diffusion moléculaire. On distingue trois composantes :

**a. Le rayonnement direct :**

Qu'est le rayonnement reçu directement du soleil. Sans diffusion par l'atmosphère, ces rayons sont parallèles entre eux, ils forment donc des ombres pouvant être concentrés par les miroirs.

**b. Le rayonnement diffus:**

Est le rayonnement provenant de toute la voûte céleste (air, nébulosité, aérosols). La diffusion est le phénomène qui repartit un faisceau parallèle en une multitude d'autres partants dans toutes les directions. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et sa réflexion par les nuages, molécules d'air et poussières.

Le rayonnement solaire diffus reçu au sol est lui-même décomposé en :

- Diffus provenant du ciel
- Diffus provenant du sol

Le nuage fait qu'une partie du rayonnement diffusé est renvoyée vers l'espace, c'est la réflexion diffuse, le reste est transmis jusqu'au sol, c'est la transmission diffuse.

Évidemment en cas de couverture totale du ciel par des nuages, le rayonnement direct est nul par le temps couvert. On admet que le rayonnement diffus est isotrope, c'est-à-dire que l'on reçoit un rayonnement identique dans toutes les directions de la voûte céleste. Par temps clair ou voilé, outre le ciel bleu relativement isotrope, on a une couronne plus brillante autour du soleil, composante appelée « Circum solaire ». Le diffus représente plus de 50% du rayonnement annuel disponible dans les régions tempérées contre 30 à 45% dans les pays ensoleillés et en montagnes, 15 à 20% est le taux de ce rayonnement lors des belles journées.

**c. Le rayonnement réfléchi :**

C'est ce qu'on appelle au même titre albédo, c'est la capacité d'une surface à réfléchir la lumière notamment celle du soleil (exprimé par un chiffre compris entre 0 et 1 ; (1 s'affecte à un corps qui réfléchit totalement la lumière reçue).

**d. Le rayonnement global :**

Est tout simplement la somme de ses diverses contributions

- **La masse d'air AM « Air Mass » :**

La part d'énergie reçue sur la surface de la terre dépend de l'épaisseur de l'atmosphère à traverser, celle-ci est caractérisée par le nombre de masse d'air AM. Le rayonnement qui atteint le niveau de la mer à midi dans le ciel clair est de  $1000[\text{W}/\text{m}^2]$  et est décrit en tant que rayonnement de la masse d'air "1" (ou AM1).

Puisque le soleil n'est au zénith que durant peu de temps, la masse d'air est donc plus grande en permanence et l'énergie disponible est donc inférieure à 1000[W/m<sup>2</sup>].

Les scientifiques ont donné un nom au spectre standard de la lumière du soleil sur la surface de la terre : AM1, 5G : rayonnement « global » incluant rayonnement direct et rayonnement diffus.

Où : AM1,5D : tient compte seulement du rayonnement direct.

Le nombre 1,5 indique que le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1,5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith (correspondant à une inclinaison du soleil de 45° par rapport au zénith).

- **L'éclairement(ou irradiance) :**

Est défini comme une puissance reçue par une surface. Il s'exprime en [W/m<sup>2</sup>]. La SI recommande d'utiliser E (ou E<sub>s</sub>) comme symbole, G est le plus communément utilisé dans la littérature.

- **L'irradiation (ou rayonnement) :**

Est l'énergie reçue par une surface. Elle s'exprime en [J.m<sup>-2</sup>]. L'ISES (International Solar Energy Society) recommande le symbole H. d'autres unités plus courantes sont le (Wh/m<sup>2</sup>) bien que ce dernier ne doit pas être utilisé puisque n'appartenant pas au système SI.

- **Ombre :**

Nous distinguons deux types d'ombrages :

- L'ombrage lointain qui correspond à la disparition du soleil derrière la ligne d'horizon.

On peut supposer qu'à un instant donné, il affecte tout le champ de capteurs à la fois (fonctionnement en « tout ou rien ») ;

- L'ombrage proche : les obstacles proches portent des ombrages seulement sur une partie du champ. Leur traitement nécessite de reconstruire la géométrie exacte du système et de son environnement en 3 dimensions.

En valeurs horaires, les ombrages lointains, ou effets d'horizon, sont relativement simples à traiter si on suppose que le diffus n'est pas trop affecté. Il suffit alors d'annuler la contribution du rayonnement direct lorsque le soleil passe sous l'horizon, tout en conservant celle du diffus isotrope et de l'albédo.

- **La transposition** est le calcul de l'irradiance incidente sur un plan incliné, à partir des données d'irradiation horizontale. PVsyst offre deux modèles de transposition:

**a.Le modèle de Hay :** un modèle classique et robuste qui donne de bons résultats même lorsque la connaissance de l'irradiation diffuse n'est pas parfaite.

**b.Le modèle Perez :** est un modèle plus sophistiqué qui requiert de bonnes données horizontales (bien mesurées) .

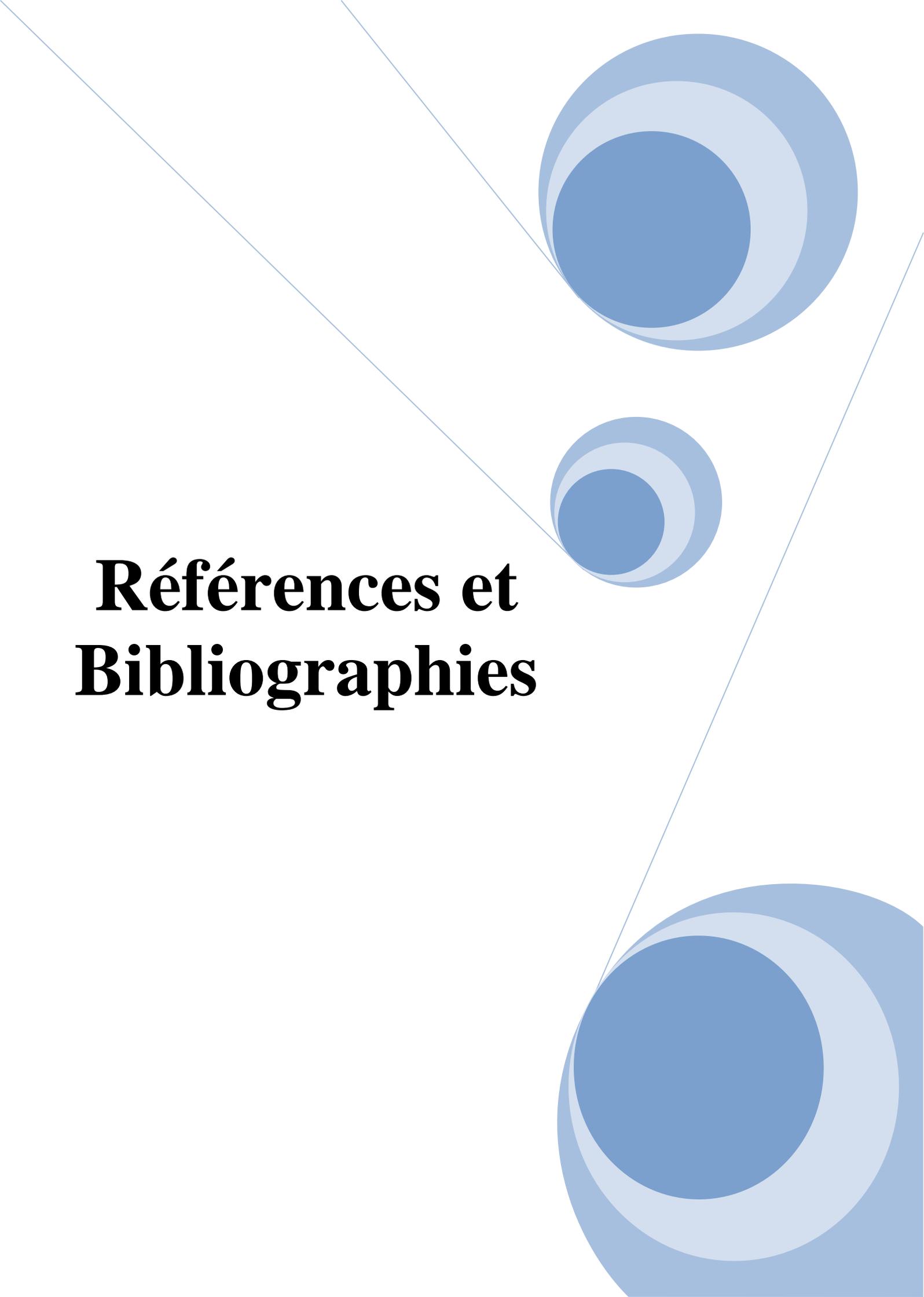
La transposition est calculée séparément pour chaque composant d'irradiance:

- Le composant du faisceau implique une transformation purement géométrique (effet cosinus), qui ne comporte aucune hypothèse physique.

- Les deux modèles diffèrent selon le traitement des composants diffus:

Dans le modèle de Hay, l'irradiance diffuse est divisée en une contribution isotrope, et une partie "circumsolar", qui est proportionnelle à la composante du faisceau. Grâce à la transposition, la partie isotrope est réduite en fonction de l'angle solide "vu" par le plan collecteur (c'est-à-dire la fraction  $(1 + \cos i) / 2$ , où  $i$  est l'angle d'inclinaison). La partie circumsolar est transposée

géométriquement en tant que composant de faisceau. La spécificité du modèle Hay est la détermination de la fraction circumsolar, qui est choisie comme l'indice de dégagement  $K_{tb}$  de la composante du faisceau. Le modèle Perez-Ineichen introduit la «bande de l'horizon» comme troisième composante diffuse. Il divise le ciel en secteurs et paramétrise les transformations de la bande circumsolar et de l'horizon selon les corrélations établies sur la base de données de plusieurs dizaines de sites de mesure répartis dans le monde entier. Le modèle Perez est proposé par défaut. Mais le modèle Perez donne habituellement des moyennes annuelles supérieures au modèle Hay, de l'ordre de 0% à 2% selon le climat et l'orientation du plan.

The page features a decorative graphic on the right side consisting of three blue circles of varying sizes, each with a lighter blue ring around its center. Two thin blue lines intersect at the top right, forming a triangular shape that frames the circles. The text is positioned to the left of these elements.

# **Références et Bibliographies**

### Références et Bibliographies

- [1] Les cours du docteur Mohamed Ahmed Saleh Abutaeb.
- [2] Les cours du docteur Oussama Chakroun
- [3] Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG)-Algérie. Programme indicatif des besoins en moyens de production de l'électricité.
- [4] Ministre de l'Energie et des Mines. Bilan énergétique national.
- [5] Multon B., Gergaud O. Robin G. et al. Consommation d'énergie et ressources énergétiques. Technique de l'ingénieur.
- [6] Smaïl Semaoui : Contribution à l'étude des systèmes photovoltaïques utilisés pour l'alimentation des maisons individuelles dans les zones du sud Algérien, Thèse de Doctorat en Sciences, Université Hadj Lakhdar Batna, Faculté de Technologie département d'Electrotechnique.
- [7] Gairaa K.Benkaciali S. Analysis of solar radiation measurements at Ghardaïa area, south Algeria. Energy Procedia,
- [8] Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE). Consommation Energétique Finale de l'Algérie.
- [9] Etude de l'intégration au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque ; Thèse pour l'obtention du titre de doctorat ; docteur Affif Benamour ; Ecole Nationale Polytechnique d'Oran.
- [10] Ministère de l'Energie et des Mines. Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.
- [11] Contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension ;Memoire De Magister de l'ingénieur Amara Karima Université Mouloud Mammeri De Tizi-Ouzou.
- [12] Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque mémoire De Magister département d'Electrotechnique Faculté de Technologie Université Ferhat Abbas-Sétif-de Aoufi Saliha.
- [13] Intégration du photovoltaïque au réseau électrique. Contraintes et enjeux Fractal 1.0
- [14] Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution .Thèse de Guillaume Rami.

- [15] A tool to optimize the layout of ground-based PV installations taking into account the economic boundary conditions Bruno Wittmer, André Mermoud PVsyst SA29th European Photovoltaic Solar Energy Conference – Amsterdam, Netherlands, 22-26 September 2014
- [16] Etude de Faisabilité de la Centrale Photovoltaïque de Ghardaïa de 20 MW et son injection sur le Réseau Moyenne Tension de Karima Bergheul
- [17] Inverseurs pour systèmes photovoltaïques raccordés au réseau [www.aros-solar.com](http://www.aros-solar.com)
- [18] Dimensionnement et simulation d'un système photovoltaïque pour alimenter un habitat dans la wilaya d'Ouargla Mémoire Master Académique de Matallah Soraya 2015.
- [19] Document d'application technique n°10]. Installations photovoltaïques
- [20] Systèmes photo voltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion Stéphane Vighetti
- [21] Etude et conception d'une mini-centrale photovoltaïque pour l'alimentation d'une partie de l'installation électrique de la présidence de la république du Bénin
- [22] Modélisation et contrôle d'un système photovoltaïque utilisant la technique d'espace d'état .Mémoire de Master de Baamara Abdelaziz et Soufi Adel Université Kasdi Merbah–Ouargla
- [23] Dimensionnement d'une centrale hybride photovoltaïque – éolienne - diesel  
T. Rekioua, M.T. Irid et Z. Roumila. Département d'Electrotechnique, Université de Bejaia, Algérie
- [24] Etude de faisabilité d'une centrale photovoltaïque de taille moyenne (0,5-1 mw), avec stockage rapport final rédacteur: l. selles
- [25] Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique .mémoire de Magister En Electrotechnique Option Réseaux Electriques de M. SLAMA Fateh
- [26] Accès au réseau basse-tension pour les installations photovoltaïques conditions techniques et contractuelles du raccordement edf gdf services accès au réseau de distribution
- [27] Au sujet de la politique d'efficacité énergétique en Algérie : approche systémique pour un développement durable cas de : programme éco-bat de mlle bouamama wahiba.  
UNIVERSITE ABOU-BAKR BELKAID - TLEMCEN
- [28] Les transformations dans le secteur de l'Électricité et de la distribution du Gaz .CREG Janvier 2014 .
- [29] Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque de AOUI Saliha /2014

- [30] Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque A. Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mahmoud et I. Youm Centre de Recherche Appliquée aux Energies Renouvelables 'CRAER', Université de Nouakchott, Mauritanie Laboratoire des Semi-conducteurs et d'Energie Solaire, 'LASES', Faculté des Sciences et Techniques, Université Cheikh Anta Diop, Dakar, Sénégal  
Centre d'Etudes et de Recherches sur les Energies Renouvelables 'CERER',
- [31] Conference and Exhibition Indonesia - New, Renewable Energy and Energy Conservation (The 3rd Indo-EBTKE ConEx 2014) Techno-Economic Simulation of a Grid-Connected PV System Design as Specifically Applied to Residential in Surabaya, Indonesia
- [32] Couplage Onduleurs Photovoltaïques et Réseau, aspects contrôle/commande et rejet de perturbations .Thèse pour obtenir le grade de Docteur de l'Université de Grenoble Spécialité : Génie Electrique Présentée par Thi Minh Chau LE.
- [33] Optimisation de la production de l'électricité renouvelable pour site isolé .THESE Pour l'obtention du grade de Docteur de l'Université de Reims Champagne-Ardenne .Spécialité : Automatique Présentée et soutenue par Minh Huynh Quang
- [34] Optimisation de l'ensemble onduleur, moteur et pompe branché sur une génératrice photovoltaïque thèse Présentée pour l'obtention du diplôme de Docteur d' Etat  
Spécialité : Electronique Par Mohamed Arrouf
- [35] Etude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT. Mémoire Présenté par Kouadra Foued pour obtenir le diplôme de Magister En Electrotechnique OPTION Modélisation et Commande des Machines Electriques.
- [36] Etude comparative de simulation entre PVsyst3 et PSpice de la centrale photovoltaïque connectée au réseau du CDER A. Chouder . F. Cherfa . A. Hadj Arab, S. Silvestre et R. Oussaid Centre de Développement des Energies Renouvelables, Universidad politecnica de Cataluna, Campus Nort, Edifici C5, Gran Capita, s/n08034 Barcelone, Espagne Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumédiène
- [37] Installation Photovoltaïque de l'Ecole d'Aire : 9.5 kWc de modules amorphes - Analyse des données de fonctionnement, comparaisons avec le logiciel PVsyst Mermoud, André, Durot, Richard
- [38] Edf photovoltaïque raccordé au réseau.
- [39] Petits Systèmes Solaires Photovoltaïques Guide de maintenance pour les particuliers  
[www.bruxellesenvironnement.be](http://www.bruxellesenvironnement.be)

- [40] A tool to optimize the layout of ground-based pv installations taking into account the economic boundary conditions .Bruno Wittmer, André Mermoud Mémoire de Fin d'Étude en vue de l'obtention du diplôme de Master Académique . Domaine : Sciences et Technologie Filière: Génie Électrique Spécialité: Réseaux Électriques Thème Réalisé par: Houamed Abdelkamel Méda Idris Encadré par: Hariz Abdelkader Abdelhak Soutenu en Juin 2015
- [41] Application des Réseaux artificiels des Neurones pour contrôler la tension d'un système photovoltaïque connecté à un Réseau Local.
- [42] Conception et dimensionnement d'un système photovoltaïque couplé au réseau électrique de Ghardaïa .M.A. DERICHE .
- [43] P50/P90 Analysis for Solar Energy Systems Using the System Advisor Model Preprint A.Dobos and P. Gilman .National Renewable Energy Laboratory M. Kasberg Pariveda Solutions Presented at the 2012 World Renewable Energy Forum Denver, Colorado
- [44] Caractéristiques électriques des cellules et des panneaux photovoltaïques (Chapitre 7) Francis Domain, Hervé Boileau, Savoie Mont-Blanc, France
- [45] Etude, Pré dimensionnement et dimensionnement d'une Installation Solaire Autonome Alimentant un Poste (E/R).A.Guen-Bouazza.Institut d'électronique ,Laboratoire de physique des Matériaux,Université Abou Bakr –Belkaid,Tlemcen.
- [46] Etude conceptionnelle des systèmes photovoltaïques à double et triple jonction Mémoire de Magister présenté par Tebboub Bilal .Université Mouloud Maameri de Tizi Ouzou.
- [47] Programme indicatif des besoins en moyens de production d'électricité 2012-2021.
- [48] Programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz naturel 2014-2023.
- [49] Recherche et Développement :Onduleurs photovoltaïques connectés au réseau électrique par Hassaine Linda Maitre de recherche B.
- [50] Injection de l'électricité produite par les énergies renouvelables dans le réseau électrique.de Mr Mehdi Merad-Boudia. Université Abou Bakr Belkaid , Tlemcen.
- [51] Etude et Optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur SEPIC de SOFIANE ABADA. 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 Maitre ès Sciences ( M.Sc).
- [52] Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau Présenté par : Mechalikh Med Nadjib et Hamada Charaf Eddine. Mémoire Master Académique. Université Kasdi Merbah – Ouargla.

- [53] Programme Algérien de Développement des Energies Nouvelles et Renouvelables et de l'efficacité Energétique <https://portail.cder.dz/spip.php?rubrique44>
- [54] Techno-Economic Simulation of a Grid-Connected PV System Design as Specifically Applied to Residential in Surabaya, Indonesia Elieser Tarigan, Djuwaria, Fitri Dwi Kartikasari
- [55] An adequate required rate of return for grid-connected PV systems Borut Del Fabbro, Aljos̃a Valentinčič, Andrej F. Gubina a University of Ljubljana, Kongresni trg 12, 1000 Ljubljana, Slovenia.B. Academic Unit for Money and Finance, Faculty of Economics, University of Ljubljana, Kardeljeva plosčad 17, 1000 Ljubljana, Slovenia .C. Laboratory of Energy Policy, Faculty of Electrical Engineering, University of Ljubljana, Trz̃as̃ka 25, 1000 Ljubljana, Slovenia Received 6 October 2015; received in revised form 15 February 2016; accepted 2 March 2016 Communicated by: Associate Editor Mario A. Medina
- [56] Programme de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique en Algérie Janvier 2016
- [57] Pvsyst User's Manual PVSyst
- [58] Newsletter presse n°13(Edition électronique – Avril 2011)
- [59] Ministère de l'énergie, <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=potentiels>
- [60] Elwatan magazine