

Université Assane Seck de Ziguinchor



U.F.R Sciences et Technologies

Département de physique

Mémoire de Master 2

Mention : Physiques et Applications

Spécialité : Physique de l'Atmosphère et de l'Océan

Etude et modélisation des performances de la centrale photovoltaïque de Mékhé en fonction des paramètres environnementaux

Présenté par Youssoupha Cissé

Sous la direction de Dr. Ababacar Ndiaye

Soutenu publiquement le 20 Avril 2019 devant le jury composé de :

Prénom et Nom	Grade	Qualité	Etablissement
Bamol Ali Sow	Maître de Conférences	Président de jury	UASZ
Joseph.Sambasene Diatta	Maître-Assistant	Rapporteur	UASZ
Samo Diatta	Maître-Assistant	Examineur	UASZ
Mamadou Lamine Mbaye	Assistant	Examineur	UASZ
Ababacar Ndiaye	Maître-Assistant	Encadrant	UASZ

Année académique 2017-2018

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

A mes parents.

Aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de l'amour Dont ils ne cessent de me combler. Que Dieu leur procure bonne santé et longue vie.

A ceux que j'aime et qui m'ont soutenu tout au long de ce projet : oncles, tantes, grands frères, petits frères, grandes sœurs, petites sœurs et surtout à ma préférée, ma femme, sans oublier mes grand-mères et mes beaux-parents que j'aime.

A toute la famille Diaw, Cissé, Thioye, Diop et mes amis.

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

Aux hommes de ma vie, mes exemples éternels, mes soutiens moraux et source de joie, d'inspiration et de bonheur, ceux qui se sont toujours sacrifiés pour me voir réussir, que Dieu leur donne une longue vie, la santé et les garde sur le bon chemin (chirat almustak-him), à vous mon père et mon oncle (oustaz).

Remerciements

Je remercie Dieu le tout puissant de m’ avoir donné la santé et la volonté d’ entamer et de terminer ce mémoire.

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce aux cours de plusieurs personnes à qui je voudrais témoigner toute ma reconnaissance.

J’ adresse toute ma gratitude au directeur de ce mémoire, Dr Ababacar Ndiaye, pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter ma réflexion.

Je remercie également les membres du jury avec, en sa tête le président d’ avoir accepté d’ évaluer ce travail.

Je remercie aussi tous les professeurs du département de physique et en particulier ceux intervenant dans ce dit Master de m’ avoir sélectionné et aussi de fournir les outils nécessaires à la réussite de mes études de Master. Je tiens à remercier spécialement Dr. Bamol Ali Sow, Dr. Moctar Camara, Dr. Ababacar Ndiaye Dr. Mamadou Lamine MBAYE, Dr. Samo DIATTA, Dr Diouma Kobor, , Dr Joseph Sambasene DIATTA, Dr Moustapha Thiame, Dr Lat Grand Ndiaye, Dr Ibrahima Sakho, Dr Modou TINE, Dr. Edouard Diouf, Dr. Abdou Karime Gueye Je remercie aussi les post-doctorants et doctorants Dr. Ibrahima Diba, Dr. Alioune B. Sarr, Dr. Moussa Touré, M. Issa Faye, M. Hamady Ngansou Sabaly, M. Moustapha Sow, M. Cheikh Waly Diédhiou, M. Youssouf Coly et M. Jules Basse pour l’ aide qu’ ils m’ ont apporté.

Je remercie également mes camarades du master SAO et PM (Sambalaye Diop, Mamadou Ndour, Pierre Malang Sadio, Lamine Konté, Birane Ndom, Sérigne Mbacké Coly, Arame Diéye, Khadidiatou Sy, Marie André Faye, Amadou Baro, Malick Mbengue, Idrissa Diédhiou, Youssouph Badji, Moussa Sabaly,) pour l’ aide précieuse qu’ ils m’ ont apporté.

Je voudrais exprimer ma reconnaissance envers les professeurs, docteurs, post-doctorants et collègues du laboratoire LPAOSF de Dakar qui m’ ont apporté leur support moral et intellectuel tout au long de ma démarche. Un grand merci à Dr. Siny Ndoye, Dr. Moussa Diakhaté et M. Cheikh Norayni Fall, ils ont grandement facilité mon travail.

Résumé

Cette étude est une contribution à la mise en place d'outils de prédiction de la production des installations photovoltaïques en tenant compte des conditions environnementales. Ainsi, la centrale photovoltaïque de 30 MWc de Mékhé est prise comme champ d'étude. La revue bibliographique a permis d'identifier différents modèles de prédiction dont certains dépendent exclusivement des paramètres électriques et d'autres, des paramètres environnementaux. Ces modèles permettent de déterminer la puissance maximale d'un générateur photovoltaïque en fonction de l'irradiation solaire, de la température ambiante et de quelques paramètres technologiques. Dans cette étude, huit modèles sont utilisés dont un modèle électrique en l'occurrence le modèle de Bishop.

Généralement, l'étude des performances se fait à l'échelle d'une cellule ou d'un module. Cependant, dans ce travail, l'évaluation de la performance des modèles est effectuée à l'échelle module en considérant deux modules sur deux sites différents (Dakar et Mékhé) puis à l'échelle d'une centrale (centrale de 30 MWc de Mékhé avec 92160 modules PV). Quatre ratios de prédiction (coefficient de performance, facteur de charge, rendement globale et le ratio de productivité) sont aussi utilisés pour évaluer les performances de la centrale.

Les résultats montrent que tous les modèles ne réagissent pas de la même manière quant aux variations des paramètres environnementaux et de la taille du champ PV. Ainsi, les résultats ont montré que le modèle de Cristofri est plus performant pour prédire la production de la centrale alors que celui de Marion donne les meilleurs résultats sur le site de Dakar sur un module.

Par ailleurs, cette centrale de 92160 modules présente un coefficient de performance élevé ($CP=75,96\%$) et un rendement global de $12,16\%$. Ces résultats montrent qu'il est nécessaire de disposer d'outils de prédiction et d'évaluation de la performance des installations photovoltaïques plus particulièrement des centrales.

Mots clés : Modèle, Prédiction, Centrale, Module, photovoltaïque, Mékhé

Abstract

This study is a contribution to the establishment of tools for predicting the production of photovoltaic installations taking into account environmental conditions. Thus, the photovoltaic center of 30 MWp is taken as a field of study. The literature review allowed identifying different prediction models, some of which depend exclusively on electrical parameters and others on environmental parameters. These models make it possible to determine the maximum power of a photovoltaic generator in terms of the solar irradiation, the ambient temperature and some technological parameters. In this study, eight models are used, one of which is the electric in this case the model of Bishop.

Generally, the study of achievements is done in the scale of a cell or a module. However, in this work, the evaluation of the performance of the models is carried out at the module scale by considering two modules on two different sites (Dakar and Mékhé) and then at the scale of a power station (30 MWp power plant in Mékhé with 92160 PV modules). Four ratios of prediction (coefficient of achievement, load factor, overall yield and the productivity ratio) are also used to evaluate the achievements of the power station.

This work is done under the Matlab environment and the Taylor diagram allowed us to evaluate the statistical characteristics of the models.

The results show that not all models respond in the same way to variations in environmental parameters and PV field size. Thus, the results showed that the Cristofri model is more efficient in predicting the production of the power station, while that of Marion gives the best results on the Dakar site on a module.

In addition, this 92160 modules power station has a high coefficient of performance ($CP = 75\%$) and an overall efficiency of 12.16%. These results show that it is necessary to have tools for predicting and evaluating the performance of photovoltaic installations, particularly power stations.

Keywords : power plant, prediction, model, module, Mékhé and photovoltaic

Table des matières

RESUME	III
ABSTRACT	IV
INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I : REVUE DE LA LITTERATURE SUR L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE	3
I.1. ENERGIE SOLAIRE	3
I.1.1 LE SOLEIL	3
I.1.2 LE SPECTRE ELECTROMAGNETISME :	3
I.1.3 LA TEMPERATURE	4
I.1.4 LE FLUX SOLAIRE	5
I.2. LES CELLULES SOLAIRES	5
I.2.1. EFFET PHOTOVOLTAÏQUE	5
I.2.2. LES SEMI-CONDUCTEURS	5
I.2.3. LES DIFFERENTS TYPES DE TECHNOLOGIES PHOTOVOLTAÏQUES	6
I.2.3.1. <i>La technologie de silicium</i>	7
I.2.3.2. <i>Les cellules de Tandem</i>	9
I.2.3.3. <i>Les cellules à base de Tellure de Cadmium</i>	9
I.2.3.4. <i>Les cellules à base d'alliage</i>	9
I.2.3.5. <i>Les cellules à colorant</i>	9
I.2.3.6. <i>Les cellules multi-jonction</i>	10
I.2.3.7. <i>Cellules organiques</i>	10
I.3. LE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE	10
I.3.1. <i>Les types d'assemblages</i>	11
I.3.2. <i>Les grandeurs caractéristiques</i>	12
I.3.2.1. <i>Le courant de court-circuit I_{cc}</i>	12
I.3.2.2. <i>Tension de circuit ouvert V_{co}</i>	12
I.3.2.3. <i>La puissance optimale P_{max}</i>	12
I.3.2.4. <i>Facteur de forme</i>	12
I.3.2.5. <i>Le rendement η</i>	13
CHAPITRE II : DONNEES ET METHODES	14
II.1 PRESENTATION DES ZONES ETUDES	14
II.1.1. Site de Dakar	14
II.1.2. Site de Mékhé	15
II.2 PRESENTATION ET TRAITEMENT DES DONNEES	17
II.3 PRESENTATION DES MODELES	18
II.4 ETUDE DE PERFORMANCE DES MODELES	23
II.5 ETUDE STATISTIQUE	23
II.6 PARAMETRES D'EVALUATION DE PERFORMANCE DE LA CENTRALE	25
CHAPITRE III : RESULTATS ET DISCUSSIONS	2625
III.1. PUISSANCE MAXIMALE EN FONCTION DES PARAMETRES ENVIRONNEMENTAUX	2625
III.1.1. PUISSANCE MAXIMALE EN FONCTION DE L'IRRADIATION SOLAIRE (G)	2625
III.1.1.1. Modèle de Bishop	2625
III.1.1.2. Modèles environnementaux	2726

III.1.2.	PUISSANCE MAXIMALE EN FONCTION DE LA TEMPERATURE (T)	<u>3130</u>
III.1.2.1.	Modèle de Bishop	<u>3130</u>
III.1.2.2.	Modèles environnementaux.....	<u>3234</u>
III.2.	MODELISATION DE LA PUISSANCE DES SITES	<u>3534</u>
III.2.1.	Puissance d'un module sur le site de Dakar	<u>3534</u>
III.2.2.	Puissance d'un module de la centrale	<u>3635</u>
III.2.3.	Puissance de la centrale de Mékhé.....	<u>3736</u>
III.3.	ETUDE STATISTIQUE	<u>3837</u>
III.3.1.	Diagramme de Taylor sur le site de Dakar.....	<u>3938</u>
III.3.2.	Diagramme de Taylor pour un module de Mékhé	<u>4039</u>
III.3.3.	Diagramme de Taylor de la centrale de Mékhé	<u>4241</u>
III.4.	DISCUSSION.....	<u>4342</u>
III.5.	ETUDE DE LA PERFORMANCE DE LA CENTRALE.....	<u>4544</u>
III.6.	LE TAUX D'EMISSION EVITE	<u>4544</u>
	CONCLUSION GENERALE	<u>4746</u>
	BIBLIOGRAPHIE	I
	WEBOGRAPHIE.....	II
	ANNEXE I : LES FIGURES.....	III
	ANNEXE II : LES SCRIPTS	VI

Liste des symboles

R_s	Ω	Résistance série
I_{cc}	A	Courant de court-circuit
V_{co}	V	Tension de circuit ouvert
P_{max}	W	Puissance maximale
$P_{m,ref}$	W	Puissance maximale de référence
V_{max}	V	Tension maximale
I_{max}	A	Courant maximal
T_a	$^{\circ}C$	Température ambiante
T_{ref}, T_o	$^{\circ}C$	Température des références dans les STC
G_o	W/m^2	L'irradiation de référence dans les STC
G	W/m^2	L'irradiation solaire
a, b, c, d		Constantes de Benchmark
η	%	Rendement instantané
η_c	%	Rendement de référence dans les STC
γ	$^{\circ}C$	Coefficient de température
γ_c	$^{\circ}C$	Coefficient de variation du rendement en fonction de la température
α_o	$A/^{\circ}C$	Coefficient du courant en fonction de la température
β_o	$V/^{\circ}C$	Coefficient de la tension en fonction de la température
$\mu_{p,max}$	$w/^{\circ}C$	Coefficient de puissance maximale en fonction de la température
N_h	h (heure)	Ratio de productivité
FC	%	Coefficient de performance
CP	%	Coefficient de performance
R_g	%	Rendement global
G_m	$kWh/m^2.mois$	Rayonnement solaire totale dans le plan des modules
S_m	m^2	Surface des modules

Liste des abréviations

Abréviation	Définition
mod1	Modèle de Bishop
mod2	Modèle de Benchmark
mod3	Modèle d'entrée/sortie
mod4	Modèle de Marion
mod5	Modèle de Cristofri
mod6	Kroposki
mod7	Jones-Underwood
mod8	Hatziargyriou
CD	Cycle Diurne
SENELEC	Société Nationale d'Electricité
E.S.P	Ecole Supérieur Polytechnique
\bar{x}	Moyenne arithmétique
σ_x	L'écart-type
Var	Variance
Cov	Covariance
r_{xy}	Coefficient de corrélation linéaire
RMSE	Erreur quadratique moyenne
STC	Condition de Test Standard
GPV	Générateur photovoltaïque
mpp	Point de puissance maximale
NOCT	Température nominale de fonctionnement de la cellule solaire
N ou Nm	Nombre de modules constituant le champ
ns	Nombre de cellules en série
np	Nombre de cellules en parallèles
k	Coefficient de bishop
n	Facteur d'idéalité
B	Atome de Bore
P	Atome de Phosphore
CdTe	Tellure de Cadmium
CIS	Sélénium de Cuivre Indium
a-Si	Silicium amorphe
a-Si/ μ_c -Si	Silicium amorphe et poly cristallin
PV	Photovoltaïque
A	Facteur de qualité de la diode
AM 1.5	Indice air masse
FF	Facteur de forme
Nm	Nombre de modules

Liste des figures

Figure 1: Spectre électromagnétisme	4
Figure 2: Principe de l'effet photovoltaïque	6
Figure 3: Parts de marché des différentes technologies photovoltaïques utilisées [21].....	7
Figure 4: Cellule de silicium (Si) amorphe	7
Figure 5: Cellule en Si monocristallin Figure 6: Cellule en Si poly-cristallin	8
Figure 7: Composition d'un champ PV [13].....	11
Figure 8: Caractéristiques résultantes d'un groupement de ns cellules en série [14].....	11
Figure 9: caractéristiques résultants des cellules en série-parallèles.....	12
Figure 10: Plateforme de mesure du site de Dakar.	15
Figure 11: Centrale et coffrets Senergy (vendeur) - SENELEC (acheteur).....	17
Figure 12: Effet de la température sur la puissance	<u>2625</u>
Figure 13: Puissance maximale en Fonction de l'irradiation, T=25°C.....	<u>2726</u>
Figure 14 : Puissance maximale en Fonction de l'irradiation, T=30°C.....	<u>2827</u>
Figure 15 : Puissance maximale en Fonction de l'irradiation, T=35°C.....	<u>2827</u>
Figure 16 : Puissance maximale en fonction de l'irradiation solaire, T=40°C	<u>2928</u>
Figure 17: Influence de la température sur la puissance maximale, G=1000W/m ²	<u>3029</u>
Figure 18: Effet du flux solaire sur la puissance, T=25°C	<u>3130</u>
Figure 19: Puissance maximale en fonction de la température, G=1000 W/m ²	<u>3231</u>
Figure 20: Puissance maximale en fonction de la température, G=700 W/m ²	<u>3231</u>
Figure 21 : Puissance maximale en fonction de la température, G=400 W/m ²	<u>3332</u>
Figure 22: Puissance maximale en fonction de la température, G=100 W/m ²	<u>3332</u>
Figure 23: Influence de l'irradiation sur la puissance maximale à T=25°C	<u>3433</u>
Figure 24: Puissance d'un module sur le site de Dakar	<u>3635</u>
Figure 25: Puissance d'un module sur le site de Mékhé	<u>3736</u>
Figure 26: Puissances de la centrale de Mékhé.....	<u>3837</u>
Figure 27: Diagramme de Taylor sur le site de Dakar.....	<u>3938</u>
Figure 28: Diagramme de Taylor d'un module de Mékhé	<u>4140</u>
Figure 29: Diagramme de Taylor de la centrale de Mékhé	<u>4241</u>
Figure 30: Les ratios de performance.....	<u>4544</u>

Liste des Tableaux

Tableau 1:Les caractéristiques technologiques du module -----	15
Tableau 2:Les caractéristiques techniques des modules de Mékhé -----	16
Tableau 3 : Paramètres du modèle -----	19
Tableau 4: Paramètres du modèle -----	21
Tableau 5: Paramètre du modèle (mod7) -----	22
Tableau 6:Puissance maximale à T=25, 30, 35, 40°C -----	<u>3029</u>
Tableau 7: Puissance maximale à G=1000, 700, 400 et 100 W/m ² -----	<u>3534</u>
Tableau 8 : Valeurs statistiques du site de Dakar -----	<u>4039</u>
Tableau 9: Valeurs statistiques d'un module du site de Mékhé-----	<u>4140</u>
Tableau 10 :Valeurs statistiques de la centrale de Mékhé -----	<u>4342</u>

Introduction Générale

Les services énergétiques, dans un cadre plus général, sont devenus indispensables pour toute activité humaine et peuvent se présenter sous différentes formes (cinétique, calorifique, magnétique, électrique, ...). L'énergie électrique qui est une de ces formes, représente l'ensemble des transformations qui aboutissent à la production de l'électricité. Elle résulte de la combinaison de deux sources d'énergies : une source de courant I qui donne de l'énergie cinétique aux électrons et une source de tension U leur donne de l'énergie électrostatique. Dans les 2 cas, cette énergie sera transformée par les composants du circuit. La puissance électrique instantanée est $P = U I$ donc pendant une durée Δt l'énergie fournie par le générateur est : $E = U I \Delta t$. Les services de cette énergie sont sans doute de plus en plus sollicités par tous les peuples quel que soit le niveau de développement et la position géographique. Cette demande s'accroît avec la croissance démographique et la forte industrialisation des pays en voie de développement. Alors le recours à des sources énergétiques beaucoup plus variées, durables est dès lors devenu nécessaire.

Jadis, l'énergie fossile était la principale source énergétique. Cependant, durant ces dernières années avec les nouvelles politiques, d'autres types d'énergies connues sous le nom d'énergies renouvelables sont développées. De nos jours, même si la grande partie de la production énergétique mondiale est toujours assurée par l'énergie fossile ses inconvénients se ressentent sur plusieurs plans. Ainsi, la consommation de ces énergies donne lieu à l'émission des gaz à effet de serre supplémentaire : on parle de l'effet de serre additionnel. Ceci provoque un réchauffement accru de l'atmosphère et dérègle alors le climat. De plus, ces ressources n'étant pas renouvelables à l'échelle humaine, une surexploitation causerait un préjudice aux générations futures donc pas durables. En outre, ces énergies fossiles se raréfient et leur prix ne cesse d'augmenter. Construire l'économie d'un pays en développement sur le charbon et le pétrole n'est pas soutenable économiquement et créera dans les décennies à venir plus de pauvreté encore [1].

Néanmoins, à côté de ces ressources, il existe d'autres formes de ressources presque inépuisables et répandues sur toute la planète terrestre. L'utilisation de ces énergies est une solution écologique pour la demande d'énergie mondiale et peut fournir des réductions significatives des émissions de carbone et de la pollution de l'environnement [1]. Il y a lieu de noter six grandes familles de ces énergies : solaire, éolienne, biomasse, géothermique, maritime, hydraulique.

L'énergie solaire a la particularité d'être plus répandue et très accessible. Grâce à celle-ci, il est possible de produire trois types d'énergies : l'énergie calorifique avec les installations solaires thermiques (chauffe-eau solaire ou climatiseur solaire), l'énergie solaire électrique avec les installations solaires photovoltaïques et le solaire à concentration thermodynamique [2]. Développée en première lieu dans le domaine satellitaire, le solaire photovoltaïque, s'est très tôt répandu dans plusieurs applications énergétiques : domestique, météorologique, automobile. Plus récemment, avec l'émergence des installations photovoltaïques connectées au réseau de distribution, le photovoltaïque a connu un développement important en tant que moyen de production d'électricité. Ainsi, on assiste à l'installation des centrales solaires de tailles très variées. En effet, la maîtrise de ces immenses installations exige une étude rigoureuse non seulement sur l'évolution de la puissance mais aussi sur tous les paramètres influents sur la production énergétique. C'est dans ce cadre que notre étude porte sur la modélisation des performances d'une centrale solaire connectée au réseau de distribution.

Cette étude a comme principal objectif, la modélisation de la production d'une centrale en fonction des paramètres environnementaux tels que la température et l'irradiation solaire. Pour y accéder, un choix sélectif est effectué sur les modèles tout en privilégiant ceux dépendant des paramètres environnementaux. Après cette partie primordiale, la puissance générée par les GPV en fonction de la température et de l'irradiation est simulée par les modèles. Cela permet de mettre en évidence l'impact de chaque grandeur sur la production photovoltaïque.

Après cette phase, ces modèles seront appliqués sur deux sites différents tout en considérant des modules de technologies différentes. Et enfin terminer par l'étude des performances de la centrale.

Ce document est composé de trois chapitres :

Le chapitre I se concentre sur une revue de la littérature sur l'énergie solaire photovoltaïque. C'est une étude documentaire sur les théories, principes et aussi des technologies qui ont permis la production de cette énergie.

Dans le chapitre II, on présente les données et la méthodologie adaptée. C'est-à-dire l'ensemble de la méthodologie et différentes données utilisées pour l'aboutissement de ce travail.

Enfin, le chapitre III est dédié aux résultats et discussions. Dans cette dernière partie on présente l'essentiel des résultats de l'étude et en même temps la discussion de ces résultats

Chapitre I : Revue de la littérature sur l'énergie solaire photovoltaïque

Ce chapitre est consacré à l'étude documentaire sur l'énergie solaire photovoltaïque. D'abord on procédera à l'étude des paramètres environnementaux, ensuite rappeler les théories de base de la production électrique des GPV et enfin citer quelques technologies de cette énergie.

I.1. Energie solaire

I.1.1 Le soleil

Le soleil est l'étoile centrale de notre système solaire de type naine jaune. Il représente la principale source de chaleur de la Terre. Sa position relative par rapport aux mouvements de la terre détermine la succession des jours et des saisons. Il émet un rayonnement de type électromagnétique. Ce rayonnement en traversant le vide intersidéral et les particules dans l'atmosphère confère à la voûte céleste une température apparente : le ciel que nous regardons depuis le point d'observation émet un rayonnement directement lié à cette température en suivant la loi de Stephan.

$$E = \sigma T^4 \quad (1.1)$$

$\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ Wm}^{-2}\text{k}^{-4}$: Constante de Stephan

T : température ambiante

Ainsi, à la surface, l'astre soleil a une température d'ordre 6000 K, d'après la loi de Wien ($\lambda_{max}(\mu\text{m}) = \frac{2898}{T(K)}$), il émet un rayonnement dont la raie centrale est d'environ $0,5 \mu\text{m}$ et le spectre lumineux s'étend de $0,15$ à $3 \mu\text{m}$.

Grâce à divers procédés, cette quantité d'énergie peut être transformée en une autre forme d'énergie utile pour l'activité humaine.

I.1.2 Le spectre électromagnétisme :

Le spectre électromagnétisme représente l'ensemble des rayons émis par le soleil, allant des ultraviolets à l'infrarouge en passant par le visible où il émet avec le maximum d'intensité.

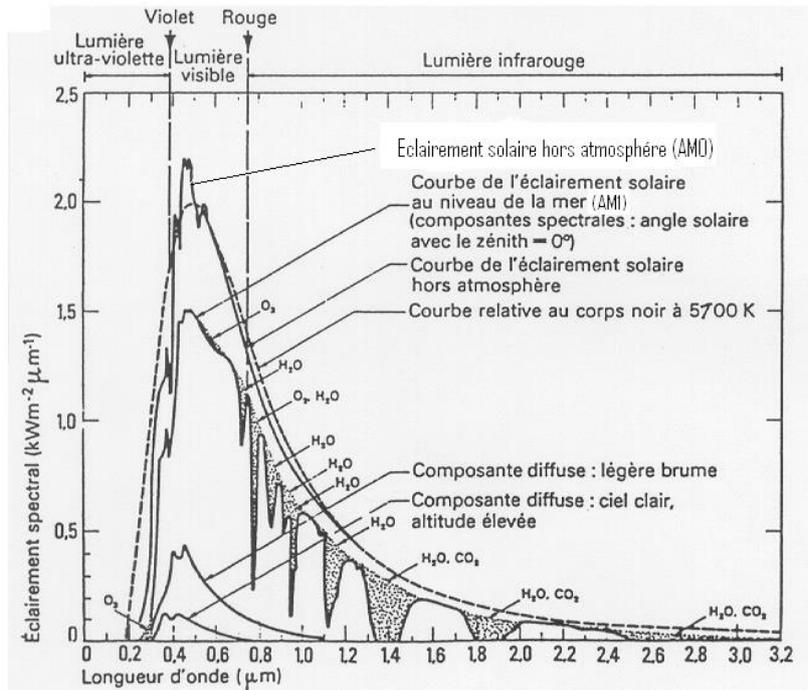


Figure 1: Spectre électromagnétique [3]

Cependant, tout n'est pas utile pour produire de l'électricité. Dans le cas du silicium :

Si l'énergie des photons est inférieure à 1,1 eV ($\lambda \approx 1,13 \mu\text{m}$, *moyen infrarouge*) les photons vont traverser le matériel sans être absorbés et vont passer sans générer de **photo-courant**. A l'opposé, si l'énergie des photons dépasse **3eV** ($\lambda \approx 0,414 \mu\text{m}$, *UV et* en deçà), l'absorption est élevée mais elle ne se fait qu'en surface et les photon-courants générés sont immédiatement recombinaisonnés et ne participent pas à un courant utile [4]. Donc c'est uniquement la partie visible, principalement absorbée par la vapeur d'eau lors de la traversée de l'atmosphère terrestre et aussi le proche infrarouge (0,414 à 1,13 μm) qui est le domaine solaire photovoltaïque.

I.1.3 La température

La température mesure une grandeur physique liée à la sensation de chaud et froid d'un corps par rapport à un autre corps. Par définition, une température est une mesure numérique d'une chaleur. La chaleur est la forme d'énergie qui se transfère ou se transmet d'un corps à l'autre, qui peut être à différentes températures. En thermodynamique, la chaleur signifie simplement : le transfert d'énergie. La température équivaut à la mesure de la chaleur d'un corps. Par conséquent, il ne s'agit que d'une mesure de l'énergie moléculaire alors que la chaleur est l'énergie du déplacement des molécules d'un élément.

Sur cette base, la chaleur est le facteur chargé d'augmenter ou de diminuer la température d'un corps.

I.1.4 Le flux solaire

Un faisceau lumineux est un déplacement de petits corps porteurs d'énergie ou photons, comme l'a décrit Einstein en 1905 pour expliquer l'effet photoélectrique de la lumière.

Depuis que l'équivalence onde-corpuscule est mise en évidence par Louis de Broglie en 1924, la lumière est décrite également comme une onde électromagnétique, comme les rayons X ou les ondes radiofréquences. Tout est une question de longueur d'onde ou de fréquence pour ces oscillations qui traversent l'espace et parfois la matière. Chaque photon porte une quantité d'énergie directement liée à sa longueur d'onde [5]. Suivant la valeur de cette énergie, on assiste à la production d'énergie dans les cellules solaires si celle-ci permet l'extraction des électrons du métal (semi-conducteur).

I.2. Les cellules solaires

Une cellule photovoltaïque ou photopile est un photorécepteur qui se présente sous la forme de plaques (souvent de silicium), fragiles de dimension très variées, pouvant aller de quelques millimètres carrés à plusieurs mètres carrés.

I.2.1. Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un phénomène propre à certains métaux appelés semi-conducteurs qui produisent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière. Cet effet voltaïque a été découvert pour la première fois en 1839 par le physicien Alexandre-Edmond Becquerel. Ceci est mis en évidence lorsque les "grains de lumière" (les photons) heurtent une surface mince de ces matériaux. Ils transfèrent leur énergie aux électrons de la matière. Ceux-ci se mettent alors en mouvement dans une direction particulière, créant ainsi un courant électrique qui est recueilli par des fils métalliques très infimes. Ce courant peut être ajouté à celui provenant d'autres dispositifs semblables de façon à atteindre la puissance désirée pour un usage donné [6].

Suivant cette même logique, en 1887, le physicien Hertz découvre qu'un rayonnement est susceptible d'arracher des électrons à un métal. L'effet photovoltaïque est donc l'émission d'électrons par la matière frappée par un rayonnement électromagnétique convenable.

I.2.2. Les semi-conducteurs

Un semi-conducteur est un cristal qui est isolant mais peut devenir facilement un conducteur en excitant ses électrons de valence (les électrons de la dernière couche) en chauffant le matériel, en l'éclairant ou en le soumettant une tension bien définie.

Il possède une petite bande interdite que les électrons peuvent franchir si on leur donne l'énergie nécessaire et suffisante. Donc la conductivité d'un semi-conducteur dépend intrinsèquement de cette bande interdite (énergie de passage).

En effet, la modification de cette bande se fait par injection des atomes bien choisis pour le rendre plus conducteur ou moins conducteur : c'est le dopage.

Pour constituer une cellule photovoltaïque il faut, à partir de ce matériau, constituer d'une jonction avec une couche supérieure présentant un excès d'électrons (zone dopée n) et une couche inférieure comportant un déficit d'électrons (zone dopée p) ou inversement (Figure 2) [7].

A l'occurrence, le silicium est dopé dans sa partie supérieure au **bore (B)** : c'est la couche P et dans sa partie inférieure au **phosphore (P)** : c'est la couche N

Au voisinage de cette *jonction P-N*, un champ électrique maintient la séparation des charges électriques. Lorsqu'un photon vient frapper la cellule, il arrache des électrons par *effet photoélectrique* et crée un pair *électron - trou*. L'électron a suffisamment d'énergie pour franchir la jonction et il est collecté du côté N. Un courant électrique est créé [8].

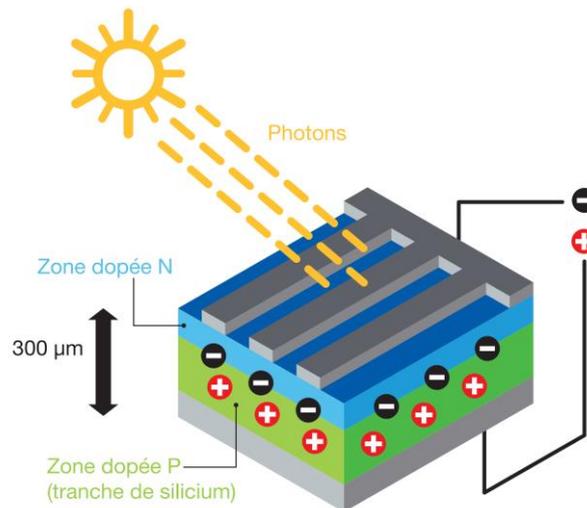


Figure 2: Principe de l'effet photovoltaïque [9]

I.2.3. Les différents types de technologies photovoltaïques

Dans la filière photovoltaïque, il existe de nombreuses technologies qui se distinguent soit par les matériaux employés soit par le principe de fabrication utilisé [10]. La filière silicium représente aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale de modules photovoltaïques (Figure 3) [10].

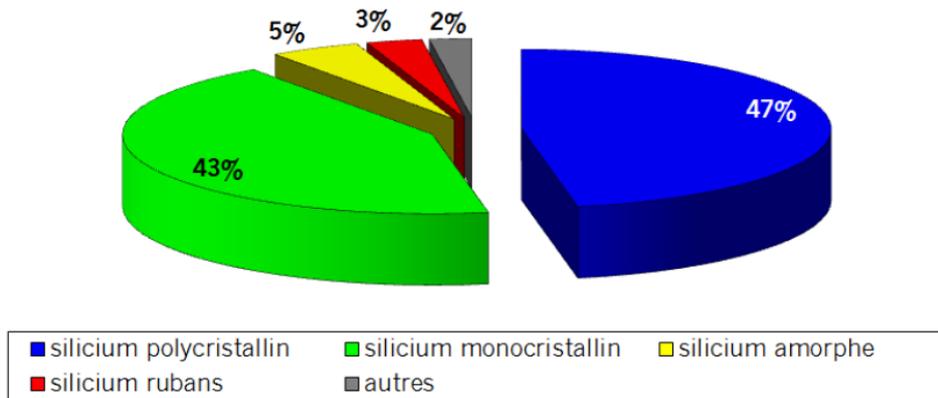


Figure 3:Parts de marché des différentes technologies photovoltaïques utilisées [10]

I.2.3.1. La technologie de silicium

Le silicium est un matériau extrêmement abondant, stable et non toxique. Cette filière est elle-même subdivisée en plusieurs technologies distinctes de par la nature du silicium employé et/ou sa méthode de fabrication.

Silicium amorphe : est obtenu par évaporation sous vide du silicium puis déposé sur une plaque de verre. Il est de couleur grise-noire (Figure 4) et il ne présente pas de structure cristalline apparente. Sa bande passante est comprise entre 0,414 et 0,75 μm centrée sur 0,5 μm et donc proche de la bande passante de l'œil humain correspondant au rayonnement visible et au rayonnement photo synthétiquement actif (PAR). Ce matériau a un maximum d'efficacité par temps couvert, le spectre lumineux dans ce cas étant essentiellement constitué de lumière bleue [4].

Son avantage :

- Fonctionne avec un éclairage faible ou diffus (même par temps couvert) ;
- Un peu moins chère que les autres technologies ;
- Intégration sur supports souples ou rigides.

Son inconvénient :

- Rendement faible en plein soleil, de 6% à 8% ;
- Nécessité de couvrir des surfaces plus importantes que lors de l'utilisation de silicium cristallin (ratio Wc/m^2 plus faible, environ 60 Wc/m^2) ;
- Performances qui diminuent avec le temps (environ 7%) [7].



Figure 4:Cellule de silicium (Si) amorphe [9]

Le silicium cristallin est obtenu par la fonte du silicium puis refroidi en bloc plus ou moins brutalement et découpé en tranches fines appelées wafers. Il est de couleur bleue (Figure 5 et Figure 6) avec deux aspects possibles :

- **Uniforme**, silicium monocristallin obtenu par refroidissement lent et contrôlé du silicium ;
- **non uniforme**, silicium poly-cristallin obtenu par refroidissement rapide du silicium.

Sa bande passante est comprise entre 0,414 et 1,13 μm , elle couvre le rayonnement visible mais aussi le proche infrarouge et donc la majeure partie de l'énergie de courte longueur d'onde arrivant au sol [4].

Ses avantages :

- Bon rendement, de 12% à 18% pour le monocristallin, par contre 11% à 15% pour le poly-cristallin.
- Bon ratio Wc/m^2 (environ 150 Wc/m^2), mais moins bon pour le poly-cristallin (environ 100 Wc/m^2). Ce qui permet un gain de place ;
- Nombre de fabricants élevé ;

Les inconvénients :

- Coût élevé ;
- Rendement faible sous un faible éclaircissement [7].



Figure 5: Cellule en Si monocristallin [9]



Figure 6: Cellule en Si poly-cristallin [9]

Ces cellules cristallines ne représentent qu'une seule jonction p-n et la limite théorique de rendement de ce type de cellule est de $\pm 27\%$. Les cellules les plus récentes s'approchent chaque année de plus en plus de cette limite.

Par opposition des cristallins, dans le cas de "couches minces", le semi-conducteur est directement déposé par vaporisation sur un matériau support (du verre par exemple). Le silicium amorphe (a-Si) (silicium non cristallisé de couleur gris foncé), le tellure de cadmium (CdTe),

le sélénium de cuivre indium (CIS) font notamment partie de cette génération. Ce sont des cellules de cette technologie que l'on retrouve dans les montres, calculatrices dites solaires !

I.2.3.2. Les cellules de Tandem

Pour améliorer les performances des cellules couche-mince, les cellules double et triple jonction ont été développées. Ces cellules de tandem sont fabriquées à base du silicium amorphe et polycristallin (a-Si/ μ c-Si). Les meilleurs rendements stabilisés en laboratoire sont de l'ordre de 12%. Les cellules tandem composées de l'association de deux cellules permettent d'absorber un plus large spectre lumineux et ainsi de produire plus d'énergie qu'une cellule simple jonction. La première couche en silicium amorphe absorbe une partie du spectre alors que l'autre partie qui la traverse est absorbée par la seconde couche en silicium microcristallin.

I.2.3.3. Les cellules à base de Tellure de Cadmium

Le tellure de cadmium (CdTe) est un semi-conducteur de la famille des II-VI. Son application dans les cellules photovoltaïques se situe dans les années 1960.

La filière CdTe présente des rendements de cellules record de 16.5% en laboratoire [3] et des modules commerciaux aux alentours de 10%.

L'inconvénient majeur actuel des cellules au tellure de cadmium repose sur la toxicité reconnue du cadmium bien que les risques environnementaux liés aux cellules ont été maîtrisés [3].

I.2.3.4. Les cellules à base d'alliage

L'alliage de Cuivre-indium/ Gallium-sélénium (CIGS) est un semi-conducteur utilisé principalement dans la fabrication des cellules photovoltaïques sous forme d'une couche mince polycristalline. Cette filière atteint un rendement de 16,5% en laboratoire et 10 à 12% dans les modules commerciaux.

A côté de ces cellules photovoltaïques de première génération et deuxième génération, il existe maintenant des cellules de la troisième génération qui sont des cellules à colorant, des cellules organiques et des cellules multi-jonctions à base d'association des matériaux III-V.

I.2.3.5. Les cellules à colorant

Les cellules à colorant sont inspirées par la photosynthèse, développées au début des années 1990 par l'équipe de Mivhael Crtzel. Elles sont composées d'un électrolyte, d'un colorant et d'un oxyde semi-conducteur inorganique (diode de titane : TiO_2).

Elles présentent des rendements maximaux de 12% en laboratoire et de 3 à 5% dans des modules commerciaux.

Avantages:

- Le coût de production est faible

Limites :

- Utilisation de nanoparticules (TiO₂) dangereuses pour la santé
- L'électrolyte de la cellule à colorant est instable
- Rendement faible

I.2.3.6. Les cellules multi-jonction

En 1978, A. K. Ghosh et *al.* ont présenté une cellule photovoltaïque organique ayant un rendement de 0,7% [11]. La cellule formée par la superposition d'un film de phthalocyanine de cuivre (CuPc) et de pérylène-3,4,9,10-tétracarboxylic bisbenzimidazole (PTCBI), publiée par C. W. Tang en 1986, a permis d'obtenir un rendement de 1% et un facteur de forme de 0,65. Ces deux matériaux possèdent des électronégativités différentes.

I.2.3.7. Cellules organiques

Ces cellules sont composées de type donneur (CuPc) et de type accepteur (PTCBI). Actuellement, on peut envisager d'atteindre des rendements de 6,7% en modifiant la configuration des cellules [12].

Ainsi, nous notons les avantages et les limites des cellules organiques :

Avantages :

- Légèreté et flexibilité
- Coefficient d'absorption importante
- Moins cher

Limites :

- Durée de vie courte
- Rendement faible

I.3. Le module photovoltaïque

A l'image des atomes pour la matière, les cellules photovoltaïques représentent élément de base pour la production d'énergie photovoltaïque. L'association de ces cellules permet d'obtenir un module. La combinaison de ces dernières aboutit à un champ PV puis à une centrale. Comme le montre la Figure 7 :

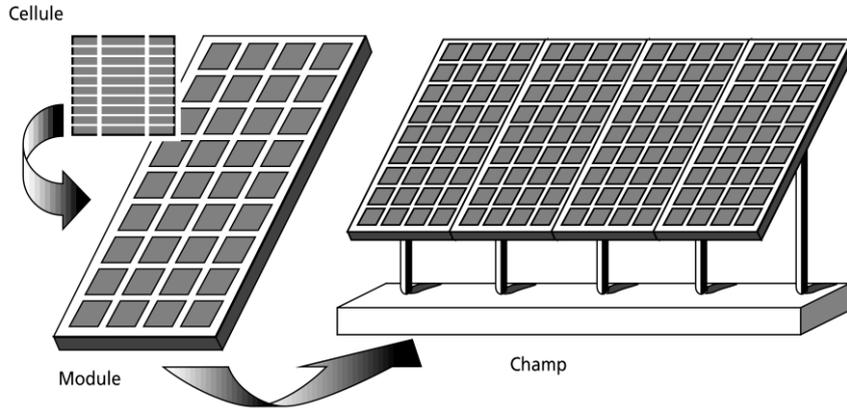


Figure 7: Composition d'un champ PV [9]

Toutefois, l'association de ces cellules et/ou des modules obéit aux règles de l'intensité, de la tension mais aussi de la puissance escomptée.

I.3.1. Les types d'assemblages

Il est possible de relier des cellules (et des modules) en série pour augmenter la tension (Figure 8), en parallèle pour augmenter le courant (Figure 10) et en série-parallèle pour augmenter les deux paramètres simultanément. Dans tous les cas, la puissance électrique augmente avec le nombre de cellules qui sont généralement identiques pour faciliter les processus industriels et optimiser le rendement des capteurs [5].

Le câblage série-parallèle est utilisé pour obtenir un générateur aux caractéristiques souhaitées.

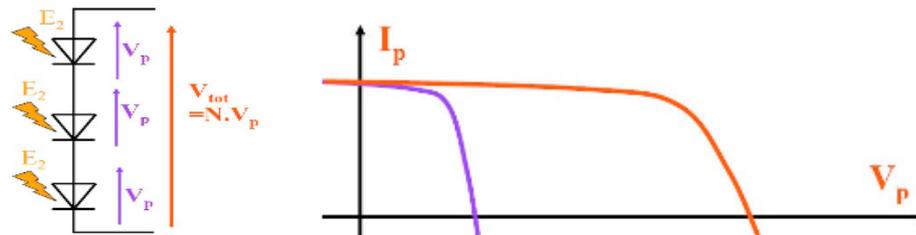


Figure 8: Caractéristiques résultantes d'un groupement de ns cellules en série [5]

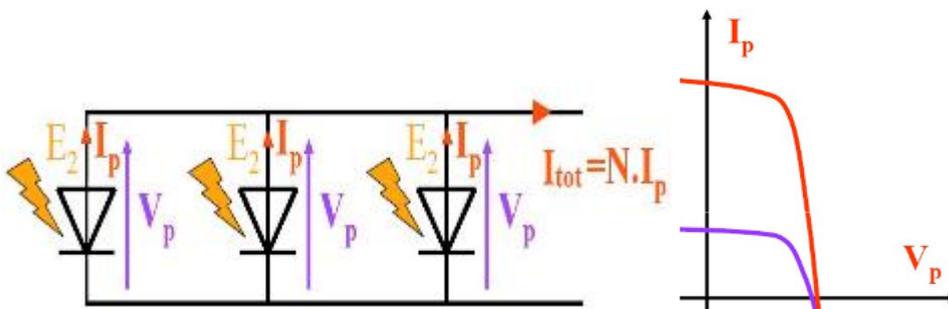


Figure 9: Caractéristiques résultants d'un groupement de ns cellules en parallèle [5]

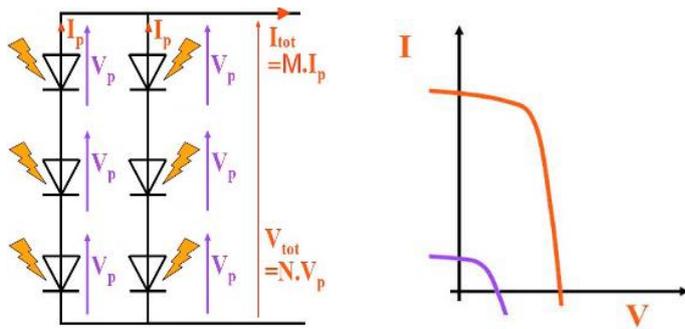


Figure 10: caractéristiques résultantes des cellules en série-parallèles [5]

I.3.2. Les grandeurs caractéristiques

I.3.2.1. Le courant de court-circuit I_{cc}

Le courant de court-circuit exprimé en ampère (A), est le courant qui circule dans la cellule sous éclairage et en court-circuitant les bornes de la cellule. Il croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule et il dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde, de la mobilité des porteurs de charges et de la température.

I.3.2.2. Tension de circuit ouvert V_{co}

La tension de circuit ouvert est la tension mesurée aux bornes des électrodes quand le circuit est ouvert, autrement dit quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend du type de cellule solaire (jonction PN), des matériaux de la couche active et de la nature des contacts de la couche active-électrode.

I.3.2.3. La puissance optimale P_{max}

La puissance optimale à la sortie de la cellule est la puissance crête fournie par une cellule dans les conditions standards c'est-à-dire sous éclairage de 1000 W/m^2 , à la température de 25°C et aux conditions spectrales AM1.5. Elle représente le coude de la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque à partir duquel le courant et la tension sont maximaux, noté respectivement le courant maximal I_{max} et la tension maximale V_{max}

I.3.2.4. Facteur de forme

Le facteur de forme est un paramètre important, utilisé à partir de la caractéristique courant-tension pour qualifier la qualité d'une cellule. Il est aussi nommé facteur de remplissage ou fill factor (FF). Il représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule (P_{max}) et la puissance formée par le produit $I_{cc} \cdot V_{co}$. L'augmentation de sa valeur implique sur celle de la puissance de sortie de la cellule. Il est défini par la relation suivante :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (I.2)$$

I.3.2.5. Le rendement η

Le rendement des cellules photovoltaïques désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente notée P_{in}

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{FF \cdot I_{cc} \cdot V_{co}}{P_{in}} \quad (I.3)$$

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert.

Dans ce chapitre, nous avons présenté, les principaux paramètres pour la production d'énergie photovoltaïque. Ces paramètres peuvent être scindés en deux grandes parties : ceux environnementaux (flux solaire G et la température T) et technologiques. On note que, selon la puissance désirée, les cellules peuvent être combinées en série (augmenter la tension), en parallèle (augmenter l'intensité) ou mixte. Ainsi, l'estimation de cette énergie dépendra du site, de la technologie et aussi de la taille.

Chapitre II : Données et méthodes

La production photovoltaïque dépend fortement des conditions environnementales du site. Cette ressource est devenue le domaine de prédilection de plusieurs chercheurs. Il existe différents types de modèles pour estimer la production d'un générateur photovoltaïque (G.PV) [3, 6, 11, 12, 13]. Ces modèles sont principalement répartis en deux grandes familles : les modèles électriques et les modèles à paramètres environnementaux communément appelés modèles mathématiques. Généralement le modèle électrique est représenté par le courant en fonction de la tension pour un éclairement et une température donnée [15]. Par contre pour ceux à paramètres environnementaux, la puissance générée évolue en fonction du flux solaire et de la température. Ce chapitre est consacré à la présentation des sites d'étude, des données et des modèles utilisés. Ensuite quelques techniques et outils utilisés pour évaluer les performances sont présentés.

II.1 Présentation des zones études

II.1.1. Site de Dakar

Installée depuis Avril 2012 au sein de l'École Supérieur Polytechnique (E.S.P.) de l'Université Cheikh Anta Diop de Dakar de coordonnées $13,84^\circ$ et $14,13^\circ$ de latitude Nord et $12,67^\circ$ de longitude. Cette plateforme de mesure est constituée de deux modules photovoltaïques monocristallins de puissance crête 30 Wc, de quatre capteurs de température, d'un thermo-hygromètre, d'un pyranomètre, de résistance shunt, d'une centrale d'acquisition et d'un ordinateur (Figure 11). Les modules sont inclinés d'un angle de 14° par rapport à l'horizontal. Ils sont maintenus à 1,5 mètre du sol.

La centrale d'acquisition est pilotée par le logiciel Agilent Benchlink Data Logger. L'ordinateur, sur lequel est installé le logiciel Benchlink Agilent Data Logger, est relié à la centrale d'acquisition pour permettre la collecte, le stockage et le traitement des données mesurées par la plateforme.

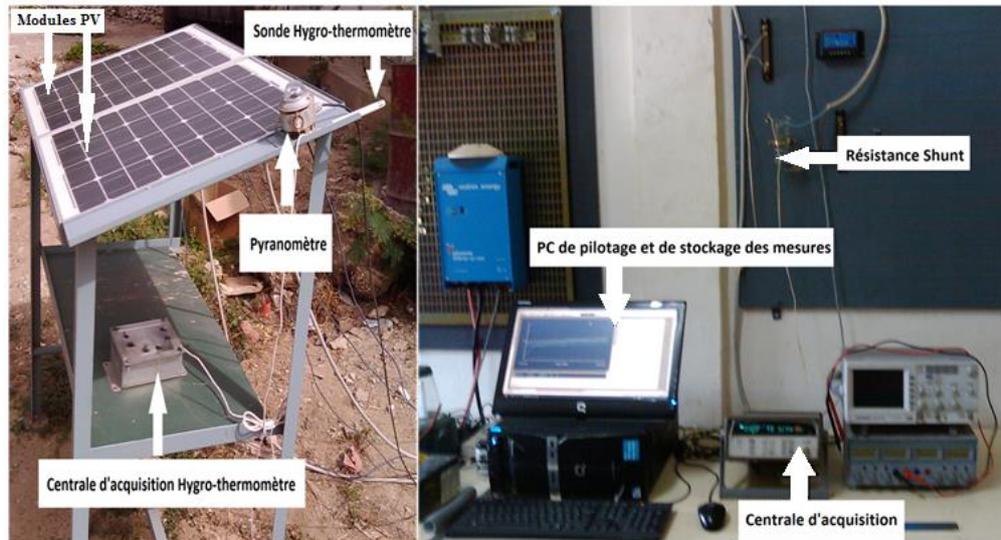


Figure 11: Plateforme de mesure du site de Dakar[10].

Cette installation présente pratiquement toutes les grandeurs nécessaires pour une bonne évaluation d'un site. Ainsi, les caractéristiques des modules sont résumées dans le tableau suivant (Tableau 1)

Tableau 1: Les caractéristiques technologiques du module

Paramètres	Valeurs	Unités
Puissance nominale ($P_{max, ref}$)	30	Watt
Courant nominal ($I_{max, ref}$)	1,85	Amp
Tension nominale ($V_{max, ref}$)	16,02	Volt
Courant de court-circuit (I_{cc})	2,24	Amp
Tension de circuit ouvert (V_{co})	22,5	Volt
Résistance série (R_s)	1,74	Ohm
Surface des cellules (S)	49	Cm^2
Nombre de cellules (N)	36	-
Facteur de forme (FF)	0,72	-

II.1.2. Site de Mékhé

Notre second site d'étude est la centrale de Santhiou Mékhé ou Mékhé. C'est une localité qui se trouve dans la région de Thiès (Sénégal).

Mékhé est situé au milieu de l'axe routier Dakar-Saint Louis et à 20 km de l'océan atlantique caractérisé par les coordonnées 14° 07' Nord, 16° 38' Ouest

Mise en service en Juin 2017, elle s'étend sur 64 ha et comprend 92160 modules de 320 Wc soit une capacité de 30 MWc.

Tous ces modules sont identiques et de technologie silicium poly-cristallin. Leurs caractéristiques sont résumées dans le Tableau 2

Tableau 2: Les caractéristiques techniques des modules de Mékhé

<u>Caractéristiques</u>	<u>Valeurs</u>
P_{m,ref} (Watt)	320
I_{sc} (A)	9
I_{mp} (A)	8,56
V_{oc} (V)	45,6
V_{mp}(v)	37,4
γ: coefficient de puissance en fonction de la température (%/K)	-0,4 %
α_0: coefficient du courant en fonction de température (%/K)	0,04 %
β_0: coefficient de la tension en fonction de température(V/K)	-0,137
η_c La puissance de référence (%)	16,48
S : la surface (m²)	1,956 x 0,993 x 0,041
NOCT (°C)	45

Contrairement aux systèmes isolés, cette centrale est directement liée au réseau local (SENELEC). Elle est composée de :

- 12 Inverter Transformer Station (ITS) : où la production des panneaux est envoyée avant d'aller au tableau de distribution et aux compteurs.
- Chaque ITS est constitué de 3 onduleurs de 680 kW recevant une $U_{DC}=800$ V.
- On a ainsi : 36 onduleurs (12ITS*3onduleurs/ITS) recevant chacun 2 strings (1string=1280 panneaux=8 branches en // et 20 panneaux en série), soient 2560 panneaux.

Ce qui permet la répartition des 92160 panneaux de 320 Wc en 72 rangées (strings) de 64 chaînes en parallèles de 20 panneaux en série.

Il y a une synchronisation entre la centrale ($U_{centrale}$) et le réseau ($U_{SENELEC}$) pour que la vente d'énergie puisse se faire.

La figure suivante présente quelques composantes de la centrale.



Figure12: Centrale et coffrets Senergy (vendeur) - SENELEC (acheteur).

En plus des panneaux elle comprend :

- 2 stations météorologiques ;
- Des parafoudres
- Des capteurs tels que : pyranomètre, pluviomètre, thermomètre;
- Un logiciel de gestion : Sun Xper/Solaire Direct Energie

II.2 Présentation et traitement des données

A l'image des stations météorologiques, nos sites d'étude permettent d'enregistrer en plus de la puissance électrique, plusieurs paramètres environnementaux (température, rayonnement solaire, humidité, ...). Cependant, seules la température et l'irradiation sont utilisées pour forcer les modèles et quelques paramètres techniques.

Pour le site de Dakar, les données brutes sont mesurées sur une période d'un an (2014). L'enregistrement se fait de manière continue (jour et nuit) par pas d'une minute.

Par contre pour la centrale de Mékhé, les données sont mensuelle (mois de septembre 2017) et l'enregistrement se fait pendant la journée de 06 h à 19 h 30 min par pas d'une minute.

Le traitement de ces valeurs est rendu possible grâce au progiciel très performant : Matlab. Il permet la lecture de plusieurs formats (de données et de fichiers) et intègre plusieurs boîtes à outils (toolbox). Nous avons calculé le cycle diurne (CD) du flux lumineux, de la température et de la puissance. Cette journée est obtenue en faisant la moyenne par pas de 30 min de toutes les heures correspondant à la même période (tous les 8h, 9h, 10h,...) de l'année et ou du mois. Cette partie de traitement est suivie de la modélisation. Elle consiste à intégrer soigneusement les paramètres environnementaux et technologiques dans chaque équation afin de simuler la puissance à la sortie de chaque modèle.

II.3 Présentation des modèles

II.3.1 Le modèle électrique

Le modèle de Bishop (mod1) est un modèle de prédiction qui se base principalement sur les paramètres électriques. Il permet d'obtenir les caractéristiques de la cellule et tient compte de l'effet d'ombrage.

Ce modèle dépend principalement des paramètres technologiques. Pour une valeur d'ensoleillement (G) et de la température ambiante (T_a) donnée, il permet de déterminer la production du G.P.V. en fonction de la tension ou de l'intensité. Ce modèle n'est pas explicitement lié aux paramètres environnementaux tels la température, l'irradiation et n'intègre pas l'humidité. Donc ce qui fait sa particularité avec les modèles à paramètres environnementaux. Ainsi, dans le cas de l'étude de l'impact des paramètres environnementaux, ce modèle est considéré comme référence.

La résolution de cette équation est faite de manière numérique en utilisant la méthode de Newton-Raphson. L'équation est donc sous la forme de $f(I,V)=0$. Ainsi, pour caractériser la cellule (module), le courant I peut être calculé par différentes valeurs de V . En choisissant le pas de discrétisation convenu, on fait varier la tension entre 0 et V_{oc} du module de référence.

Pour chaque valeur de la tension $V(k)$, le courant $I(k)$ correspondant est déterminé par itération. [9]

$$I(k + 1) = I(k) - \frac{f(I(k))}{f'(I(k))}$$

L'équation permettant la résolution mathématique est donnée par :

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{q(V+R_s I)}{A.n.k.T_c}\right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \left[1 + k \left(1 - \frac{V+R_s I}{V_b} \right)^{-nb} \right] \quad (II. 1)$$

$$I_{ph} = I_{sc} \left(\frac{G}{G_0} \right) (\mu(T_c - T_{ref}) + 1) \quad (II. 2)$$

$$I_s = I_{sref} \left(\frac{T_c}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left[\left(\frac{q.E_g}{A.K} \right) \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \quad (II. 3)$$

$$T_c = T_a + \left(\frac{T_{NOCT}-20}{800} \right) \quad (II. 4)$$

Tableau 3 : Paramètres du modèle

I_{ph}	courant produit pale photopile
I_{sref}	courant de saturation de référence
q	la charge de l'électron ($q= 1,602.10^{-19}$ C)
nb	coefficient de réglage de Bishop (0,1)
V_b	Tension de claquage de la cellule (-10 à -40 V)
n	Le facteur d'idéalité
k	coefficient de réglage de Bishop (3,4 à 4)
K	constante de Boltzmann ($K=1,38.10^{-23}$ [J/K])
R_s	résistance série
R_{sh}	Résistance parallèle
T_{ref}	Température de référence ($T_{ref}=25^{\circ}C$)
G	Le flux lumineux (W/m^2)
T_{NOCT}	condition de température Nominale de fonctionnement ($G=800W/m^2$, A.M 1.5, $T_a=20^{\circ}C$, vitesse du vent $>1m/s$)
T_c	température de cellule
A	Facteur de qualité de la diode
G_o	le flux de référence ($G_o=1000 W/m^2$)

II.3.2 Modèle à paramètres environnementaux

II.3.2.1 Modèle de Benchmark (mod2)

Ce modèle Benchmark est un modèle simple, linéaire avec seulement quatre constantes déterminer: **a, b, c, d**.

Il permet d'évaluer la puissance produite par un générateur PV en utilisant le flux lumineux et la température du module.

Ce modèle a été élaboré et validé expérimentalement par Lu Lin en 2004 [14].

Selon les mesures expérimentales de **Benchmark** sur un module (BP Solar 340), les constantes a, b, c, d sont respectivement 0.0002, 0.0004, 0.1007 et 0.1018 [14].

Par contre ces valeurs expérimentales de Benchmark ne permettent pas d'avoir la puissance nominale du module dans les S.T.C. (figure annexe). Ce qui nous mène à une ré-optimisation par les valeurs suivantes : $a=0.0002$; $b=0.0042$; $c=0.3228999$; $d=2.3009$, en vue de reproduire la puissance maximale dans les S.T.C. du module considéré (320 Wc).

Ce modèle bien qu'étant très simple ne permet pas en compte la différence entre les technologies des modules. En plus, il est presque statique quel que soit la taille d'installation car il est indépendant de la puissance de référence (P_{ref}), de la tension en circuit ouvert (V_{oc}), du courant de court-circuit (I_{sc}) et moins sur la surface. C'est donc un modèle de suivi de production.

L'équation mathématique est ainsi donnée par :

$$P_m = -(a \cdot G + b)T_c + c \cdot G + d \quad (II. 5)$$

Tableau 4: Paramètres du modèle

P_m	La puissance maximale produite (W)
G	L'irradiation solaire sur le plan incliné (W/m^2)
a, b, c, d	des constantes positives qui peuvent être obtenus expérimentalement
T_c	La température du module qui varie en fonction de l'éclairement et de la température ambiante.

II.3.2.2 Modèle de puissance entrée /sortie (mod3)

Contrairement à celui de **Benchmark**, ce modèle intègre pratiquement tous les paramètres pour une bonne évaluation de la production d'un G.P.V. Il se base en plus des paramètres environnementaux (G, T) sur les caractéristiques technologiques et aussi sur la taille de l'installation.

La puissance est calculée en deux temps à l'entrée P_e et à la sortie du champ PV :

La puissance à l'entrée P_e du champ est donnée par : [3]

$$P_e = S \cdot N \cdot G \quad (II. 6)$$

A la sortie du champ la puissance maximale $P_m = P_s$ est donnée par [3, 11]

$$P_m = \eta \cdot S \cdot N \cdot G \quad (II. 7)$$

$$\eta = \eta_r (1 - \gamma(T_c - T_o)) \quad (II. 8)$$

Tableau 5: Paramètres du modèle

η	Le rendement instantané
S	la surface du module solaire sur le plan incliné (m^2).
N	le nombre de modules constituant le champ PV
η_r	Le rendement de référence du module dans les conditions standards
γ	Le coefficient de la température ($^{\circ}C$) déterminée expérimentalement, il est défini comme étant la variation du rendement du module pour une variation de $1^{\circ}C$ de la température de la cellule. Ces valeurs varient entre 0.004 et 0.006($^{\circ}C$)

II.3.2.3 Modèle de Marion (mod4)

Ce modèle de Marion est linéaire, très simple et dépend d'un seul coefficient γ qui est le coefficient de la variation du rendement en fonction de la température. Ce coefficient supposé constante et sa valeur pour le Silicium est comprise sur l'intervalle (0.0035- 0.005)/°C.

Le calcul de puissance maximale est donné par l'équation suivante :

$$P_m = P_{m,ref} \left(\frac{G}{G_o} \right) (1 - \gamma(T_c - T_o)) \quad (II. 9)$$

Tableau 6: Paramètres du modèle

γ	Coefficient de la variation du rendement en fonction de la température
$P_{m,ref}$	Puissance de référence dans les S.T.C.
T_o :	La température de référence dans les S.T.C. (25°C)

II.3.2.4 Modèle de Cristofri (mod5)

Ce modèle prédit la puissance maximale produite par un module ou un ensemble de modules, tout en intégrant le rendement. Cette puissance est une fonction linéaire de la température mais logarithmique de l'irradiation.

L'équation de la puissance est donnée par :

$$P_m = S. G. \eta_r \left(1 - \gamma(T_c - T_o) + \gamma_c \log \left(\frac{G}{G_o} \right) \right) \quad (II.10)$$

Tableau 7: Paramètres du modèle

η_r	Le rendement de référence dans STC
T_c	La température de la jonction des cellules exprimée en °C
T_o	La température de référence prise égale à 25°C
γ_c :	Coefficient de correction par rapport à l'éclairement G ($\gamma_c=0.0053/^\circ\text{C}$ for c-Si:0.004-0.006/°C)
γ	Coefficient de variation du rendement en fonction de la température et sa valeur est comprise entre 0.004 à 0.006 (°C) pour le Silicium
S	la surface du module

II.3.2.5 Modèle de Kroposki (mod6)

Le modèle de Kroposki est un modèle empirique, caractérisé par une longue équation. Il se base sur les paramètres météorologiques du site et les paramètres technologiques du module. Ces derniers sont des grandeurs algébriques (γ et α_o positifs et β_0 négatif). Puisque du point de vu

mathématique la variation linéaire domine sur celle logarithmique, donc ce modèle est très influencé par la température. Ceci peut causer des puissances négatives même en pleine production ou une diminution de celle-ci pour de forte température. Puisque si $\beta_o(T_c - T_r) < -1$ alors $(1 + \beta_o(T_c - T_r)) < 0$ ce qui peut engendrer des puissances négatives.

La puissance est ainsi déterminée par :

$$P_m = P_{m,ref} \left(\frac{G}{G_o} \right) (1 + \alpha_o(T_c - T_r)) \left((1 + \beta_o(T_c - T_r))(1 + \gamma_c \log \left(\frac{G}{G_o} \right)) \right) \quad (II.11)$$

Tableau 8: Paramètres du modèle

α_o	Le coefficient de courant en fonction de la température (A/°C)
β_o	Le coefficient de la tension en fonction de la température (V/°C)
γ_c	Le coefficient de correction par rapport à l'éclairement G
T_c	Température de la cellule
G_o	Irradiation dans les STC
G	Irradiation solaire

II.3.2.6 Modèle de Jones et Underwood (mod7)

Proposé pour la première fois par Jones et Underwood en 2000, c'est un modèle logarithmique dont le calcul de la puissance maximale est donné par la formule suivante [14]:

$$P = FF \left(I_{cc} \left(\frac{G}{G_o} \right) \right) \left(V_{co} \frac{\log(k.G) T_o}{\log(K.G_o) T_c} \right) \quad (II. 12)$$

$$K \text{ est une constante donnée par la formule : } K = \frac{I_{cc}}{G_o} \quad (II. 13)$$

$$FF = \frac{P_{mp}}{V_{co} \cdot I_{cc}} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (II. 14)$$

Tableau 9: Paramètre du modèle (mod7)

I_{cc}	le courant de court-circuit (A)
V_{co}	la tension de circuit ouvert (V)
FF	facteur de forme
P_{mp}	Puissance maximale
V_{co}	Tension en circuit ouvert
I_{cc}	courant de court-circuit
V_{mp}	tension maximale
I_{mp}	courant maximale

II.3.2.7 Modèle de Hatziargyriou (mod8)

Contrairement au modèle Kroposki ce modèle est simple, linéaire et dépend de peu de constantes. Donc pour un site donné, la connaissance de la puissance référence permet directement d'évaluer la puissance.

La puissance maximale est donnée par l'équation suivante :

$$P_m = \left(\frac{G}{G_o}\right) (P_{m,ref} + \mu_{p,max}(T_c - T_o)) \quad (II. 15)$$

Tableau 10: Paramètres du modèle

T_c	Température de la cellule
G_o	Irradiation dans les STC
G	Irradiation solaire
$\mu_{p,max}$	Le coefficient de puissance maximale en fonction de la température
$P_{m,ref}$	La puissance de référence dans les STC

II.4 Etude de performance des modèles

Ces modèles cités ci-dessus intègrent uniquement deux paramètres environnementaux. On procédera à étudier l'impact de ces grandeurs sur chaque modèle en considérant le modèle de Bishop comme modèle de référence. Ceci permet de déceler la relation qui existe entre la puissance générée et ces paramètres environnementaux, mais aussi le degré de performance des modèles. Après cette étape de présélection, les modèles à paramètres environnementaux seront utilisés pour prédire la puissance produite sur les deux sites d'étude.

Pout le site de Dakar l'étude porte sur un seul module, alors que pour le site de Mékhé, elle porte sur un module de la centrale avant d'être généralisée pour la centrale (ensemble des modules).

Ainsi, grâce à une étude statistique, l'étude comparative des modèles est effectuée.

II.5 Etude statistique

Les outils statistiques utilisés sont :

- La moyenne : Elle peut être sensible aux fluctuations d'échantillonnage et aux valeurs extrêmes. Pour une variable X comportant n éléments, elle est peu robuste et est donnée par :

$$\bar{X} = \sum_{i=1}^n \frac{X_i}{n} \quad (II. 16)$$

Elle permet de déterminer la valeur commune des éléments de la variable utilisée.

- **L'écart-type** : il caractérise la dispersion c'est-à-dire l'écart par rapport à la moyenne. Il est déterminé par la formule suivante :

$$\sigma_X = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}}{n} = \sqrt{\text{Var}(X)} \quad (\text{II. 17})$$

Avec Var (X) la variance

- **La covariance** : elle mesure la tendance des deux variables (X, Y) à être simultanément au-dessus ou en dessous de leurs espérances respectives alors elle modélise une liaison monotone. Elle permet de rendre compte du sens de la liaison et plus sa valeur est élevée (en valeur absolue), plus la liaison est forte.

Son expression est donnée par ;

$$\text{Cov}(X, Y) = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{n} \quad (\text{II. 18})$$

- **Le coefficient de corrélation linéaire simple** (r_{XY}), dit de Bravais-Pearson (ou de Pearson), est une normalisation de la covariance par le produit des écarts-type des variables.

$$r_{XY} = \frac{\text{Cov}(X, Y)}{\sqrt{V(X) \cdot V(Y)}} = \frac{\text{Cov}(X, Y)}{\sigma_X \sigma_Y} \quad (\text{II. 19})$$

Ainsi, avec le coefficient de corrélation seul, il n'est pas possible de déterminer si deux modèles ont la même amplitude de variation. Généralement, la RMSE est utilisée pour quantifier la différence entre deux grandeurs.

L'erreur quadratique moyenne (RMSE : **Root Mean Square Error**) mesure l'ampleur de l'erreur entre deux ensembles de données. En d'autres termes, elle compare une valeur prédite et une valeur observée ou connue.

Elle est également connue sous le nom de **déviati on quadratique moyenne** (E') donnée par :

$$E' = \sqrt{\sigma_m^2 + \sigma_r^2 - 2\sigma_r \sigma_m r} \quad \text{où } \sigma_r^2, \sigma_m^2 \text{ représentent respectivement les variances de référence et des modèles et } r \text{ coefficient de corrélation [21].}$$

Pour étudier ces paramètres statistiques, la fonction de Taylor est utilisée. C'est une fonction Matlab couplée avec un diagramme (Taylor Diagram) qui permet de visualiser la position de chaque modèle par rapport à la mesure en fonction de l'écart-type, du coefficient de corrélation et de l'erreur quadratique moyenne (RMSE).

En résumé cette démarche permet une bonne caractérisation du site mais aussi de montrer les performances et limites des modèles.

II.6 Paramètres d'évaluation de performance de la centrale

L'étude de performance est une étape importante pour la prise de décisions. Elle donne des informations sur la nature de la conception, de l'utilisation de cette énergie et permet aussi de déterminer l'impact positif de cette énergie sur l'environnement.

Les quatre ratios de suivi de performance pour un mois de fonctionnement sont :

- Le ratio de productivité $\mathbf{Nh} = \mathbf{Ea} / \mathbf{Pref}$ (exprimé en kWh/kW. mois), donc homogène à un nombre d'heures par mois : c'est donc aussi le « nombre d'heures par mois de fonctionnement équivalent à la puissance nominale du système PV ».
- Le « facteur de charge mensuel moyen » $\mathbf{FC} = \mathbf{Nh}/720$ exprimé généralement en % (720 étant le nombre d'heures dans le mois standard de 30 jours).
- Le coefficient de performance $\mathbf{CP} = \mathbf{Rg} / \mathbf{Rmstc} = \mathbf{Go} * \mathbf{Nh} / \mathbf{Gm}$, spécifique aux systèmes PV avec : \mathbf{Gm} (en kWh/m².mois de rayonnement solaire total dans le plan des modules),
- Le rendement de conversion global \mathbf{Rg} du système PV : $\mathbf{Rg} = \mathbf{Ea} / \mathbf{Esol}$, où $\mathbf{Esol} = \mathbf{Gm} * \mathbf{Sm} * \mathbf{Nm}$ est le rayonnement solaire total mensuel tombant sur tous les modules (cadres compris et en kWh/mois). Il est aussi spécifique des systèmes PV. \mathbf{Sm} : surface d'un module et \mathbf{Nm} : nombre de modules.

L'énergie solaire photovoltaïque est très aléatoire et dépend des paramètres environnementaux. Ces derniers varient d'une saison à l'autre et aussi à durant la même journée. Ainsi, l'obtention des données sur une longue période et sur les sites différents permet de mieux les caractériser. En plus, il est important de disposer d'outils de prédiction et de prise de décisions tels que les modèles. Une étude statistique permet d'évaluer la vilité de ces modèles.

Chapitre III : Résultats et Discussions

Après la présentation de ces modèles, des programmes en Matlab sont effectués de telle sorte que chaque modèle puisse délivrer la puissance maximale en fonction de la température du module et de l'irradiation solaire. L'étude comparative est aussi effectuée entre la puissance estimée par les modèles environnementaux et celle mesurée dans les sites d'étude.

La performance de modèles est évaluée en utilisant le diagramme de Taylor. Ainsi, on terminera ce chapitre par évaluer les performances de la centrale et l'étude de l'impact environnemental.

III.1. Puissance maximale en fonction des paramètres environnementaux

Pour évaluer ces modèles, les caractéristiques technologiques utilisées sont celles des modules installés dans la centrale de Mékhé.

III.1.1. Puissance maximale en fonction de l'irradiation solaire (G)

Dans cette partie on cherche à :

- Déterminer la relation existant entre l'irradiation et chaque modèle de prédiction
- Étudier la variation de la puissance maximale pour différentes valeurs de la température.

III.1.1.1. Modèle de Bishop

Pour ce modèle, la relation entre la puissance et la température est donnée par la figure suivante (Figure 13).

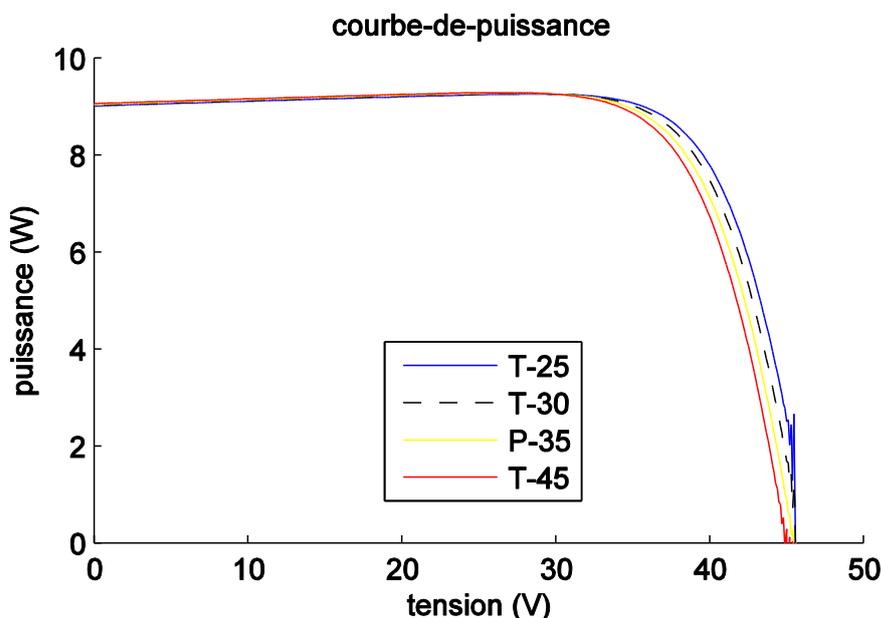


Figure 13: Effet de la température sur la puissance

Cette figure montre l'effet de la température sur la puissance. Il est constaté que la température varie faiblement en sens contraire avec la puissance. Donc une augmentation de la température se caractérise par une légère diminution de la puissance.

III.1.1.2. Modèles environnementaux

Contrairement au modèle de Bishop, pour ces modèles la variation de la puissance est intrinsèquement liée à l'évolution du flux lumineux et/ou de la température.

Lors de la présentation des modèles (II.3), il est constaté que tous ces modèles ne sont pas linéaires et particulièrement le Modèle de Kroposki (mod6), qui est très influencé par la température. Ceci permet la création d'un axe secondaire de la puissance qui concerne uniquement ce modèle.

Ainsi, les figures suivantes (Figure 14, Figure15, Figure 16 et Figure 17) représentent la variation de la puissance en fonction du rayonnement solaire pour des valeurs de températures données.

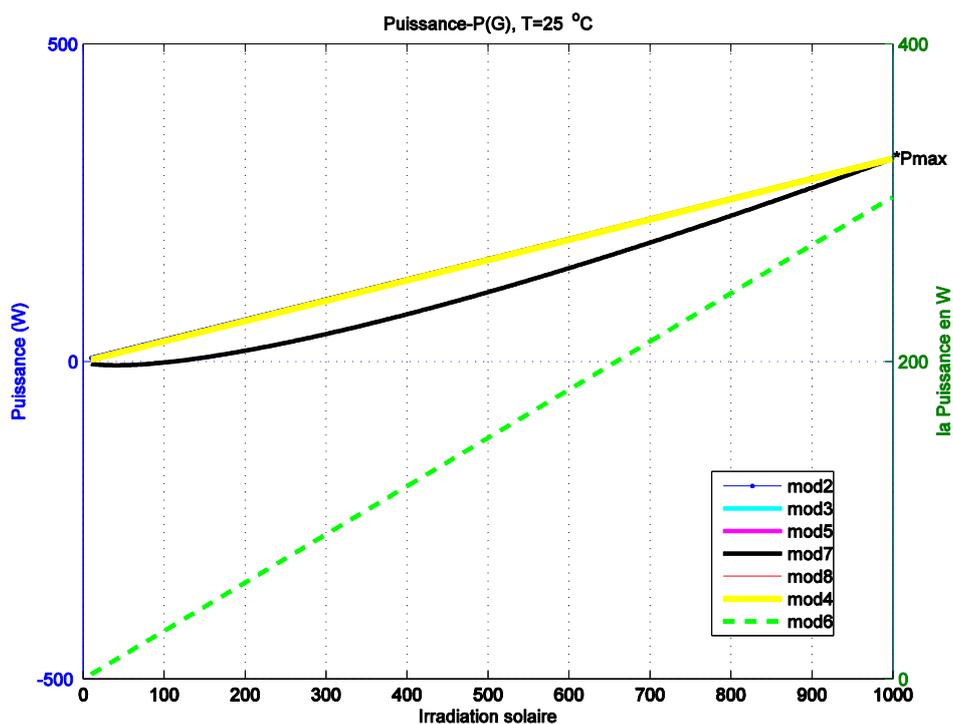


Figure 14: Puissance maximale en Fonction de l'irradiation, T=25°C

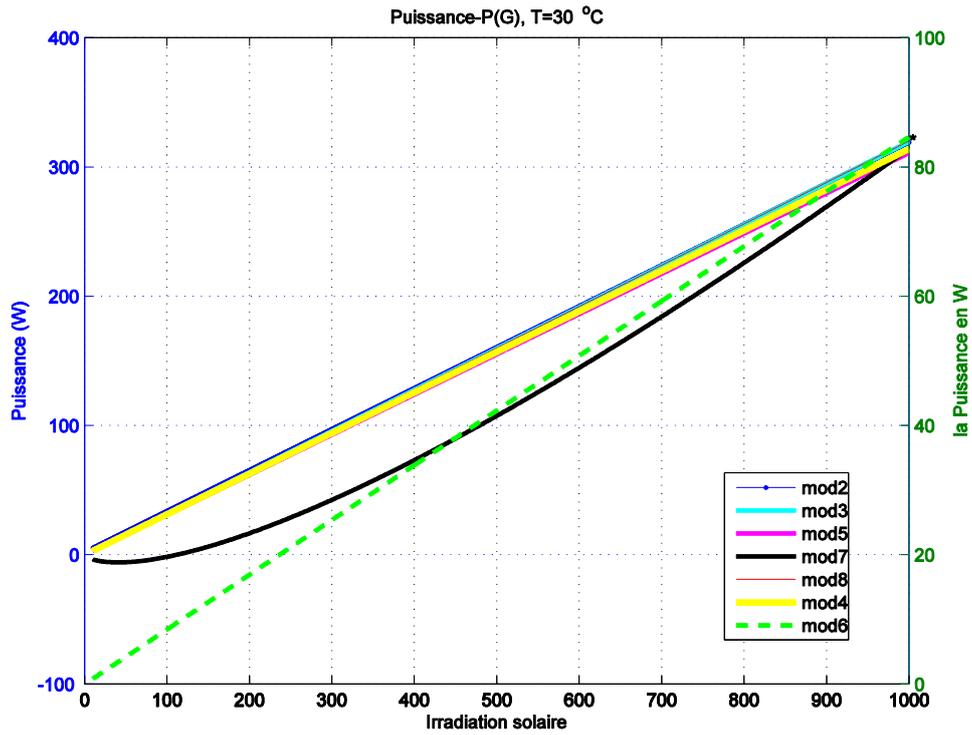


Figure15 : Puissance maximale en Fonction de l'irradiation, $T=30^{\circ}\text{C}$

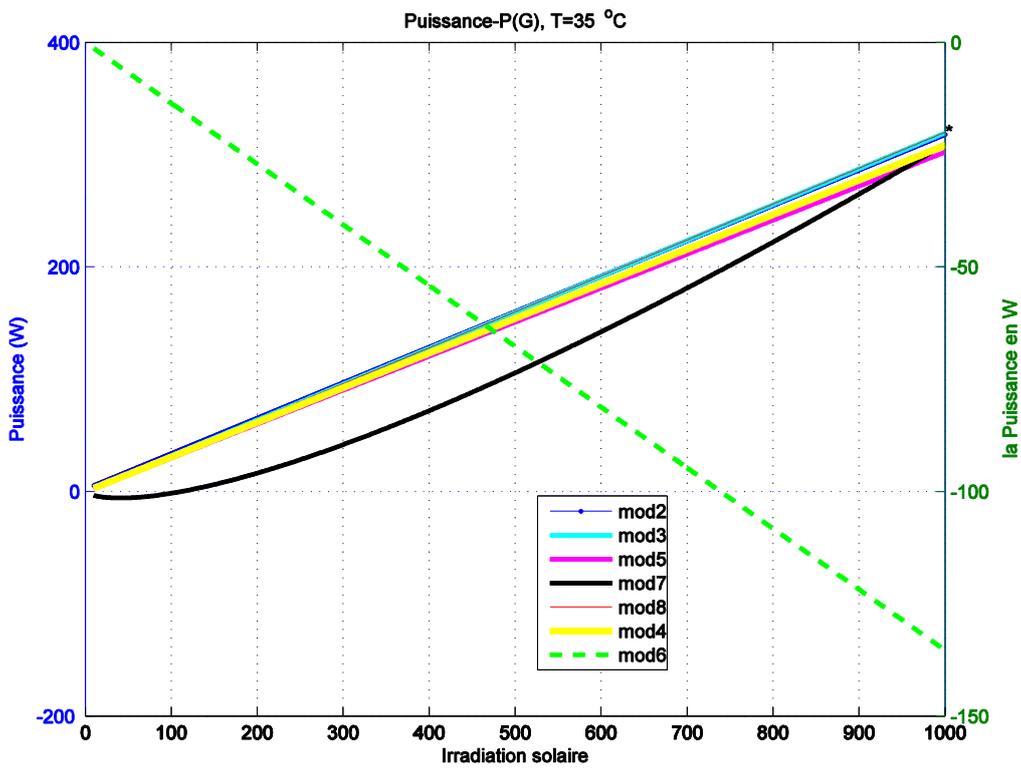


Figure 16 : Puissance maximale en Fonction de l'irradiation, $T=35^{\circ}\text{C}$

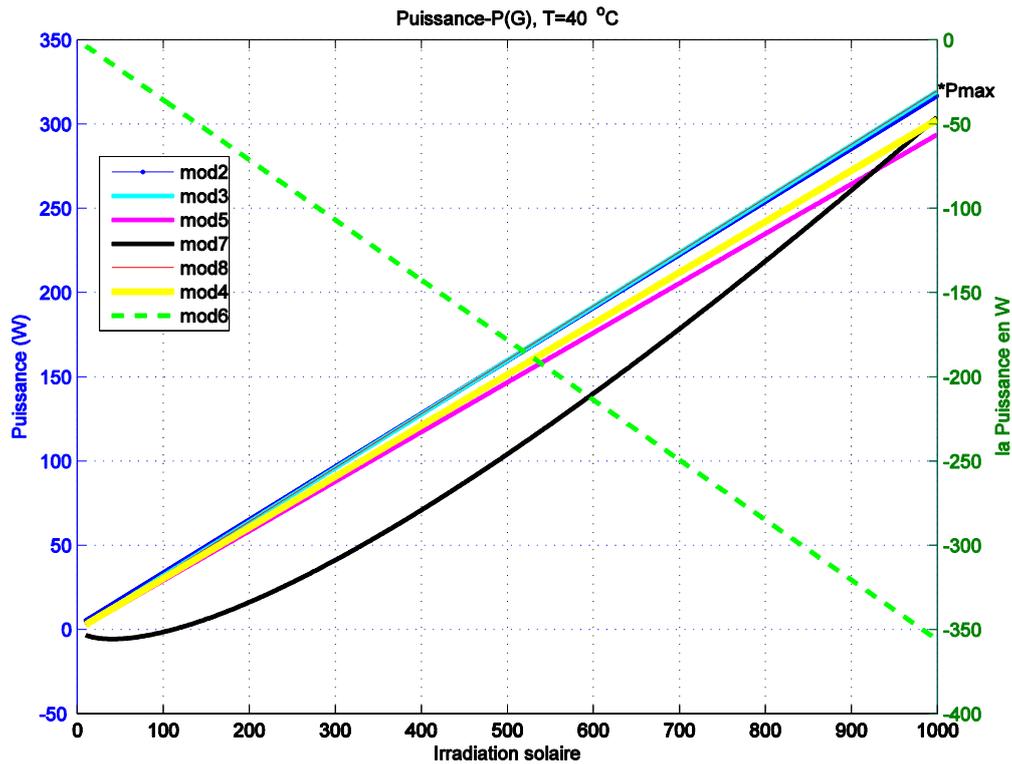


Figure 17 : Puissance maximale en fonction de l'irradiation solaire, T=40°C

Dans cette partie, quatre valeurs de la température (T=25, 30, 35, 40°C) sont utilisées pour calculer la puissance maximale en fonction de l'irradiation. A partir de ces figures, une relation linéaire est notée entre le rayonnement et la puissance simulée à l'exception du modèle **Jones et Underwood** (modèle 7). En plus, l'évolution de la puissance se fait de manière ascendante suivant le rayonnement, sauf pour le modèle de Kroposki (mod6) qui à partir de certaines valeurs de la température (T>=35) évolue vers le sens contraire.

Après l'étude de la relation existant entre la puissance et le rayonnement solaire, la puissance maximale par chaque modèle est représentée sur l'histogramme suivant (Figure 18). Ce qui illustre les pertes en puissance dû à l'augmentation de la température.

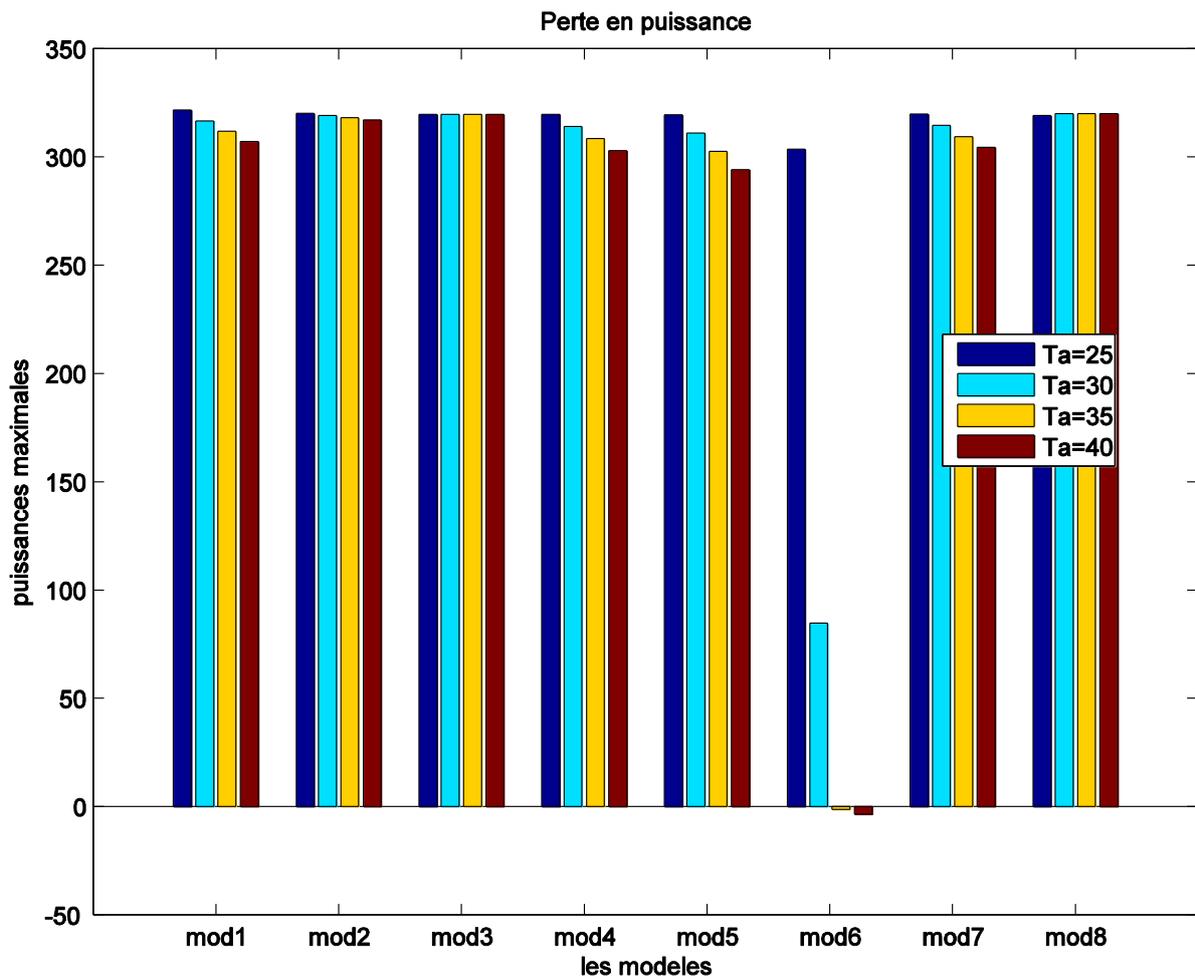


Figure 18: Influence de la température sur la puissance maximale, $G=1000W/m^2$

Cette figure illustre l'influence de la température sur la puissance maximale. Elle montre que la plupart des modèles restent stables quelle que soit la valeur de la température ($T_a = 25, 30, 35, 40$) à l'exception de celui de Kroposki.

A l'image du modèle de Bishop (mod1), la puissance générée par les modèles 4, 5, 7 diminue si la température augmente.

La valeur de la puissance maximale pour les différentes températures est donnée dans le tableau suivant (Tableau 11)

Tableau 11: Puissance maximale à $T=25, 30, 35, 40^\circ C$

Modèles	Mod1	Mod2	Mod3	Mod4	Mod5	Mod6	Mod7	Mod8
T=25°C	321,51	320,08	319,61	319,58	319,46	303,54	319,74	319,99
T=30°C	316,67	319,06	319,61	313,98	310,97	84,60	314,47	319,97
T=35°C	311,87	318,05	319,61	308,38	302,4955	-1,35	309,37	319,95
T=40°C	307,10	317,03	319,61	302,78	294,01	-3,56	304,43	319,93

Ce tableau présente la puissance pour différentes températures. On constate que les modèles 3 et 8 négligent l'effet de la température là où le modèle Kroposki (mod6) donne des valeurs négatives (sans production) pour des températures supérieures à 35°C. Ces résultats montrent que ces trois modèles (3, 6, 8) de prédiction présentent des limites car avec le réchauffement climatique, la température ne cesse de croître.

III.1.2. Puissance maximale en fonction de la température (T)

Étant donné que les modèles que nous avons choisis dépendent principalement de deux paramètres G et T donc après, l'étude de la relation entre ceux-ci et le rayonnement, il serait aussi très utile d'évaluer celle existant avec la température.

III.1.2.1. Modèle de Bishop

En fixant la température à 25°C, la courbe suivante (Figure 19) donne la variation de la puissance en fonction de la tension pour différentes valeurs de l'irradiation : C'est donc une étude paramétrique sur l'irradiation solaire G.

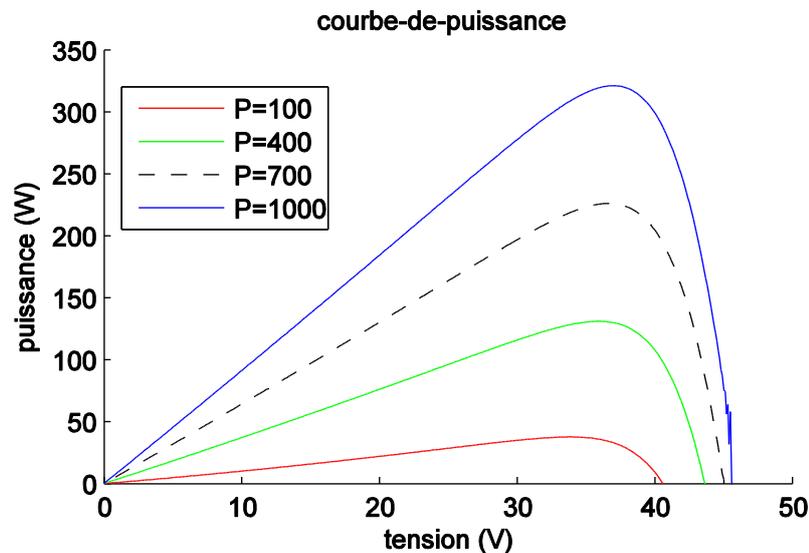


Figure 19: Effet du flux solaire sur la puissance, $T=25^{\circ}\text{C}$

On constate que la variation du rayonnement influence beaucoup la puissance maximale mais aussi la tension. Par exemple pour une irradiation égale à 1000W/m², la puissance P=321 W alors que P=140 W pour G= 400W/m². Ceci montre que pour ce modèle, la puissance produite varie dans le même sens que le rayonnement global. Ce qui est en accord avec la réalité puisque cette énergie dépend du rayonnement solaire.

III.1.2.2. Modèles environnementaux

Pour l'étude de cette partie, quatre valeurs du flux solaire (100, 400, 700 et 1000W/m²) sont utilisées. Ainsi, les figures suivantes Figure 20, Figure 21, Figure 22, Figure 23) montrent la relation entre la température et la puissance simulée et en même temps l'effet de l'irradiation solaire sur la température.

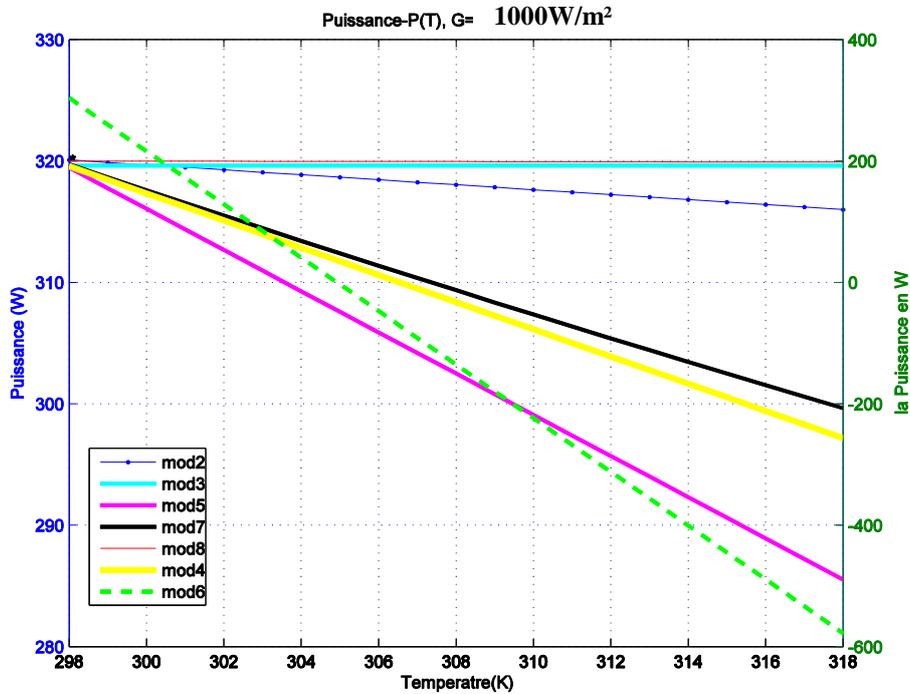


Figure 20: Puissance maximale en fonction de la température, $G=1000 \text{ W/m}^2$

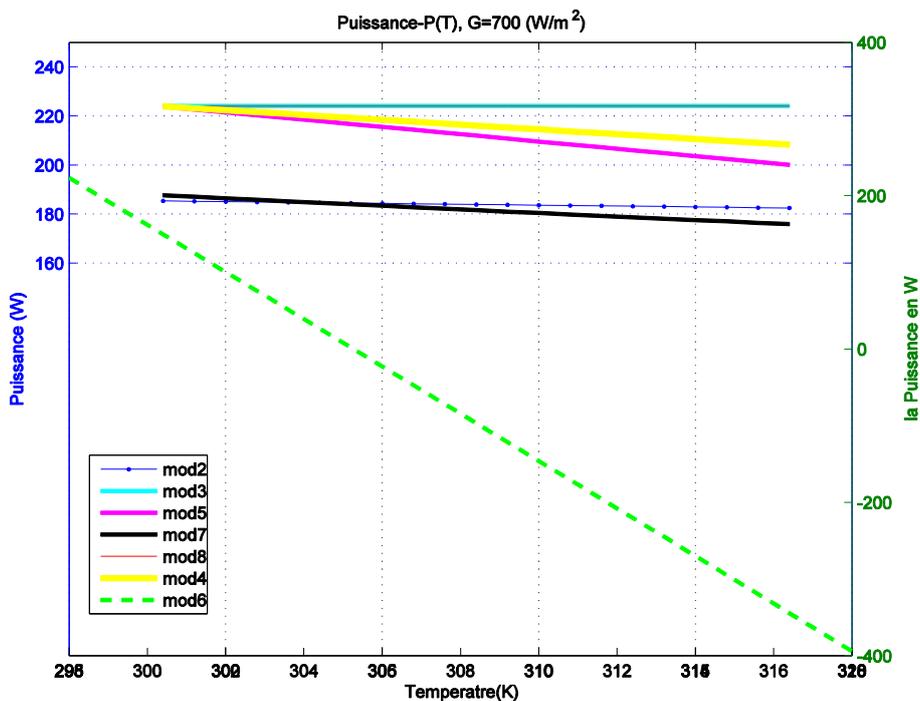


Figure 21: Puissance maximale en fonction de la température, $G=700 \text{ W/m}^2$

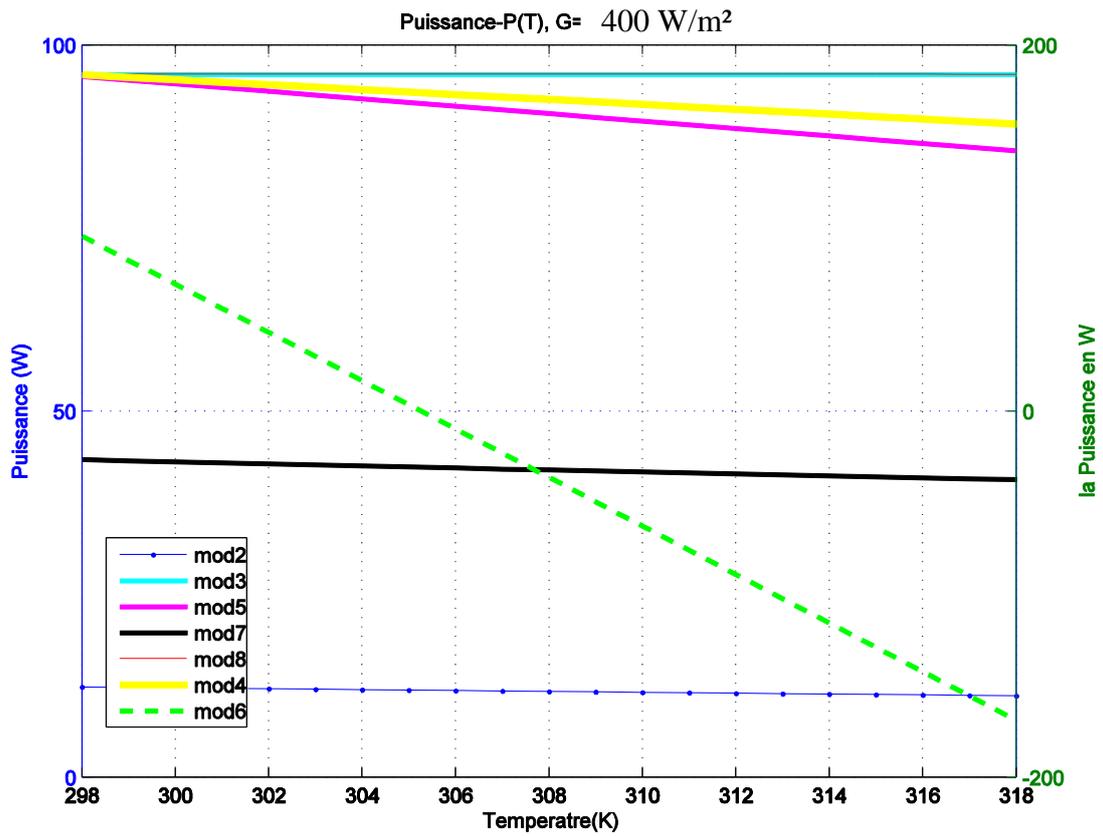


Figure 22 :Puissance maximale en fonction de la température, G=400 W/m²

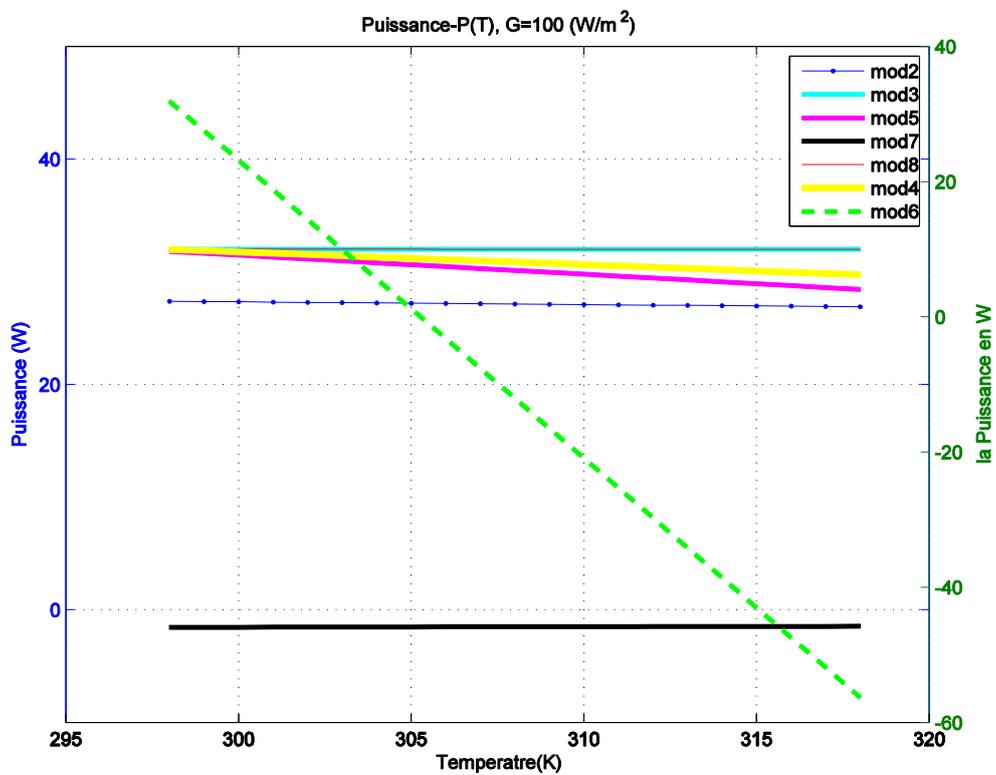


Figure 23: Puissance maximale en fonction de la température, G=100 W/m²

A l'image de l'irradiation, la puissance varie aussi linéairement avec la température, par contre la pente des courbes varie d'un modèle à l'autre. On note une forte décroissance pour le modèle de Kroposki (mod6), une décroissance plus ou moins faible pour les modèles de Cristofri (mod5), Jones et Underwood (mod7), Morion (mod4) et de Benchmark (mod2). Cependant, les modèles Hatziargyriou (mod8) et entrée/sortie (mod3) restent toujours constants.

Par ailleurs, la puissance décroît considérablement avec l'irradiation et surtout pour le modèle de Jones et Underwood qui donne des valeurs négatives pour un flux lumineux faible.

Comme dans le cas (III.1.2.2) les puissances maximales générées par chaque modèle pour une température de 25 °C et à différentes valeurs de l'irradiation sont donnés dans la figure suivante (Figure 24).

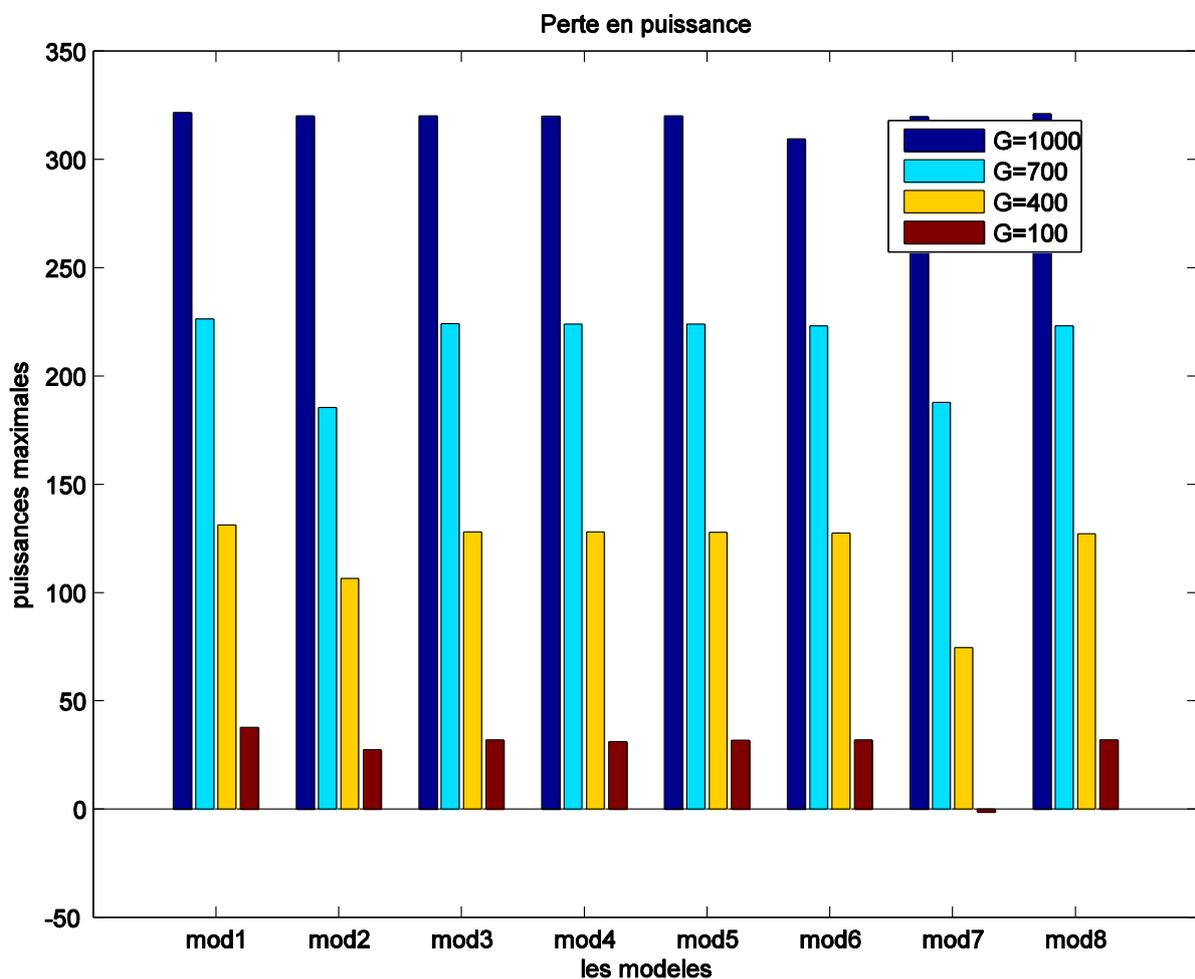


Figure 24: Influence de l'irradiation sur la puissance maximale à T=25°C

Cette figure montre une relation de proportionnalité entre le flux solaire et la puissance générée par les modèles. Dans ces conditions, à part le modèle de Jones et Underwood, qui décroît très

vite avec l'irradiation surtout pour les faibles valeurs de G. On constate que, les pics de puissances maximales des autres modèles se trouvent au même niveau que le modèle électrique. Ainsi, ces valeurs maximales sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 12: Puissance maximale à G=1000, 700, 400 et 100 W/m²

Modèles	Mod1	Mod2	Mod3	Mod4	Mod5	Mod6	Mod7	Mod8
G=1000W/m ²	321,51	320,08	319,61	319,58	319,46	303,54	319,74	319,99
G=700W/m ²	226,36	185,35	224,03	223,97	223,83	223,15	187,70	223,99
G=400W/m ²	131,10	106,36	128,02	127,86	127,74	127,53	74,64	127,99
G=100W/m ²	37,67	27,37	32,00	31,99	31,83	31,89	-1,43	32,00

Ici on constate qu'à l'exception du modèle Jones et Underwood, tous les autres modèles restent plus ou moins fidèles au modèle de référence : Ils convergent vers la solution exacte.

Cette partie des résultats montrent que le modèle 7 ne permet pas prédire la production pour de faible irradiation.

Cette étude préliminaire permet de mettre en évidence les limites de quelques modèles. En effet, les modèles 4, 6 et 8 ne traduisent pas l'effet de l'élévation de la température sur la puissance. En termes d'évaluation de la puissance, le modèle 7 ne simule pas la puissance du générateur pour de faibles rayonnements solaire. Par ailleurs, lors de la présentation des modèles (II.3), on a montré que le modèle 2 est statique car indépendant de la puissance à installer.

III.2. Modélisation de la puissance des sites

La plupart des études sur la performance des modèles se font à l'échelle module. Ainsi, dans cette étude, en plus de l'effet des paramètres environnementaux, la performance des modèles en fonction de la taille de l'installation est aussi évaluée.

III.2.1. Puissance d'un module sur le site de Dakar

Le site de Dakar représente notre premier site d'étude. Dans ce site nous avons de petits modules à base du silicium monocristallin.

La figure suivante (Figure 25) montre les différentes courbes de puissance de ce site.

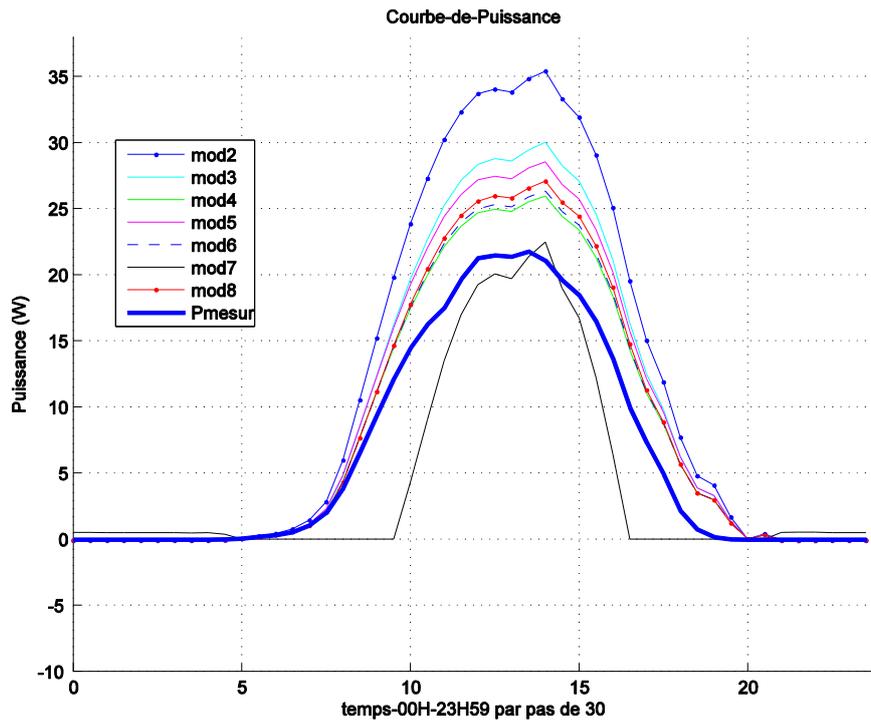


Figure 25: Puissance d'un module sur le site de Dakar

Cette figure montre que tous les modèles présentent la même allure, suivant les différentes périodes de la journée. Excepté du modèle de Jones et Underwood, tous les autres modèles surestiment la puissance réellement produite dans le site. Pour le modèle de Benchmark (mod2), les valeurs expérimentales de Benchmark sont conservées.

III.2.2. Puissance d'un module de la centrale

Les résultats présentés sur la figure (Figure 26) donnent les puissances simulées et celle mesurée par un module de la centrale de Mékhé.

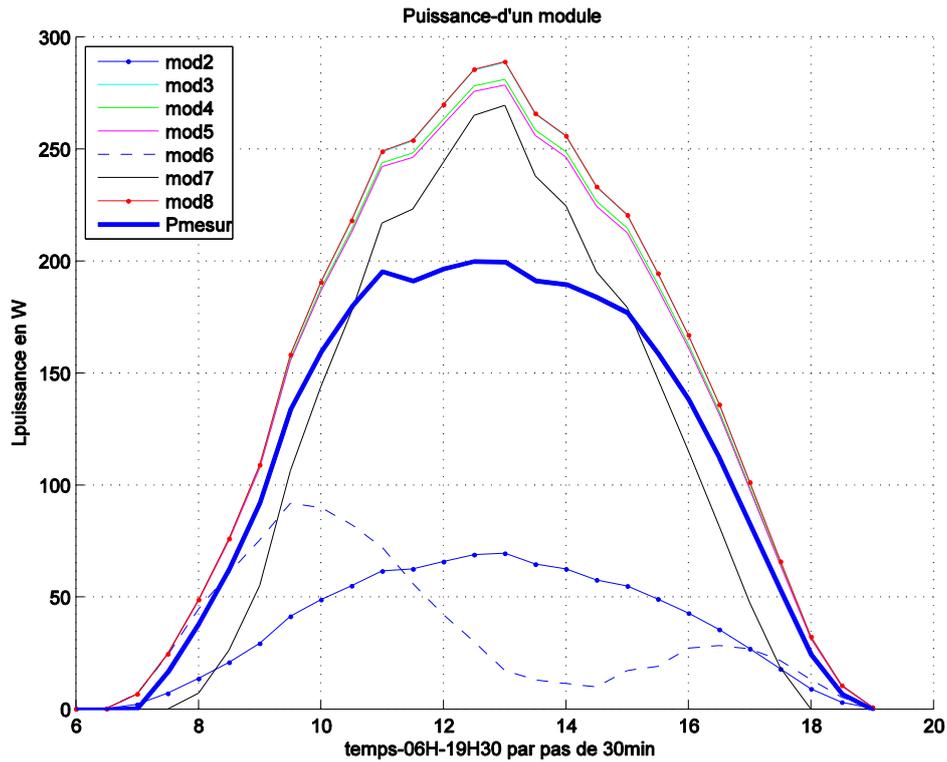


Figure 26: Puissance d'un module sur le site de Mékhé

On note que la plupart des modèles gardent le même profil que la puissance réelle avec des valeurs maximales vers 13h. Par contre le modèle de Benchmark (mod2) sous-estime la puissance alors que celui de Kroposki (mod6) présente une allure oscillatoire et le point maximal est décalé vers 10h. Ainsi, on peut noter que la puissance de sortie des modèles reste corrélée avec la mesure avec des maxima correspondant à mi-journée où l'irradiation et la température sont maximales. Cependant, quant au modèle 6, à cause de son facteur $\beta_o(T_c - T_r)$ il est sensible à de forte température, car ce coefficient β_o (coefficient de la tension en fonction de la température) est négatif, alors que cette différence de température devient positive à certaines valeurs de la température. Par conséquent, le produit $\beta_o(T_c - T_r)$ devient négative et dépasse l'unité dès que la température est supérieure à 35°C ($(1 + \beta_o(T_c - T_r)) < 0$). Ceci se traduit par une diminution de la puissance à des températures élevées (11 h à 15 h).

III.2.3. Puissance de la centrale de Mékhé

Il est noté dans la figure (Figure 27) que le modèle de Benchmark sous-estime la puissance et n'intègre pas les paramètres liés à la taille de l'installation. Afin de mieux visualiser la puissance générée par ce modèle, un deuxième axe des puissances est créé. Les courbes de puissance de la centrale sont représentées dans la figure suivante (Figure 27).

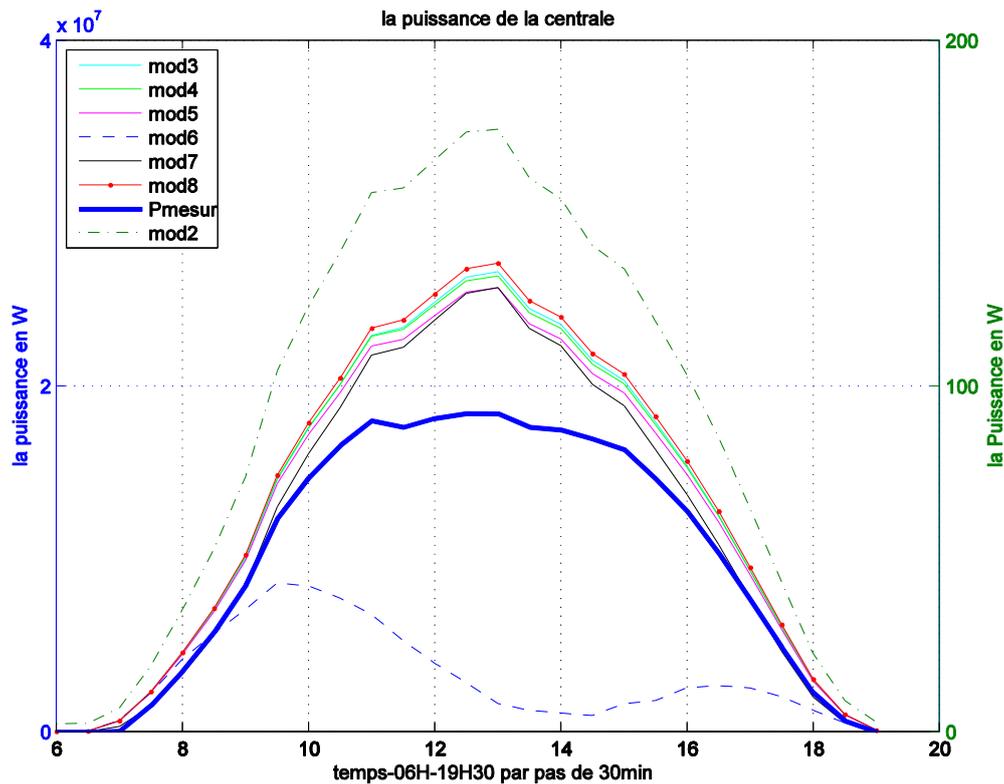


Figure 27: Puissances de la centrale de Mékhé

Pour la centrale on retrouve presque les mêmes configurations que sur un module.

D'une manière générale on constate que la plupart des modèles (3, 4, 5, 7, 8) ont un comportement identique pour un module et pour un ensemble de modules. Cependant, ils surévaluent la puissance réelle produite par le champ PV.

Cette partie basée sur l'étude des performances de modèles en fonction de la taille du module (30 Wc et 320 Wc) et d'un ensemble de modules (centrale) montre que les modèles 2 et 6 restent moins performants pour les grandes installations.

III.3. Etude statistique

Pour évaluer statistiquement la performance des modèles, le diagramme de Taylor est utilisé. C'est un diagramme conçu pour indiquer graphiquement lequel (lesquels) de plusieurs modèles d'un système est (sont) plus réaliste(s). Il permet de quantifier le degré de correspondance entre le comportement modélisé et observé en termes de trois paramètres statistiques : le coefficient de corrélation de Pearson, l'erreur quadratique moyenne et l'écart-type.

Sur ce diagramme le coefficient de corrélation, la différence de racine moyenne (RMS) entre les deux champs, ainsi que le rapport entre des écarts types (modèles et observations), sont tous indiqués par un seul point sur un graphique bidimensionnel (2D) [18]. Ensemble, ces statistiques fournissent un résumé rapide du degré de correspondance de modèle, permettant de déterminer avec quelle précision un modèle simule le système naturel.

Toutefois, les comparaisons entre différents types de données dépendent de l'échelle des nombres utilisés.

L'effet de chaque erreur sur RMS est proportionnel à la taille de l'erreur au carré (σ^2). Ainsi, les erreurs les plus importantes ont un effet disproportionné sur la valeur de RMS. Par conséquent, RMS est sensible aux valeurs aberrantes et à l'échelle des valeurs [19].

Ainsi, le calcul de ces paramètres est effectué dans le site de Dakar puis celui de Mékhé (module et centrale).

III.3.1. Diagramme de Taylor sur le site de Dakar

Après l'évaluation de la puissance du site (site de Dakar), le diagramme suivant (Figure 28) fournit la position relative de chaque modèle par rapport à l'observation.

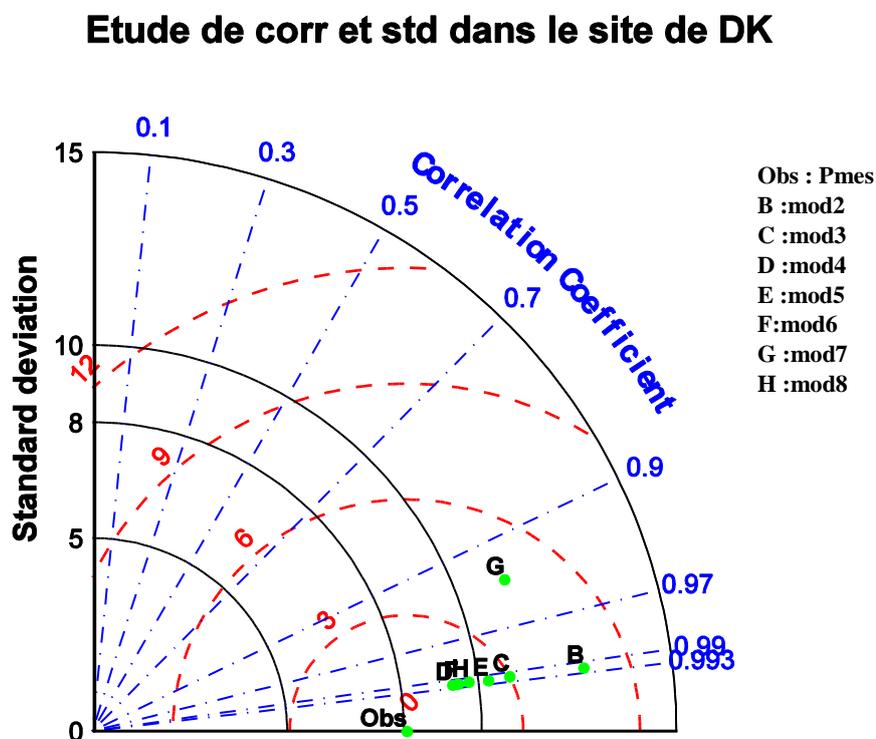


Figure 28: Diagramme de Taylor sur le site de Dakar

D'après ce diagramme, on note que les modèles 2, 3, 4, 5, 6, 8 présentent une forte corrélation. En plus de la corrélation, les modèles 4, 5, 6, 8 sont moins dispersés (faible SDT) et présentent une faible déviation quadratique moyenne (RMSE).

Ces valeurs sont résumées dans le tableau (Tableau 13)

Tableau 13 : Valeurs statistiques du site de Dakar

Module de Dakar								
Paramètres	Pme- sure	Mod2	Mod3	Mod4	Mod5	Mod6	Mod7	Mod8
Pmax	21,78	35,39	30,00	25,94	28,53	26,33	22,47	27,06
STD	8,06	12,71	10,79	9,32	10,24	9,46	11,28	9,73
COV	65,08	101,70	101,70	74,52	81,96	75,68	85,321	77,88
r	1	0,9916	0,9913	0,9916	0,9917	0,9915	0,9373	0,9913
RMSE	0	4,83	2,99	1,68	2,47	1,80	4,66	2,03

Ces résultats montrent que les modèles 4 et 6 présentent de faibles erreurs et ont une puissance plus proche de la mesure. Pour ce qui est du modèle 5, malgré l'erreur (2,47), il reste le plus corrélé.

III.3.2. Diagramme de Taylor pour un module de Mékhé

Les mêmes méthodes de calcul sont utilisées pour le module de la centrale, ce qui permet d'aboutir au résultat de la figure suivante (Figure 29).

Etude de corr et std dans le cas d'un module de Mekhe

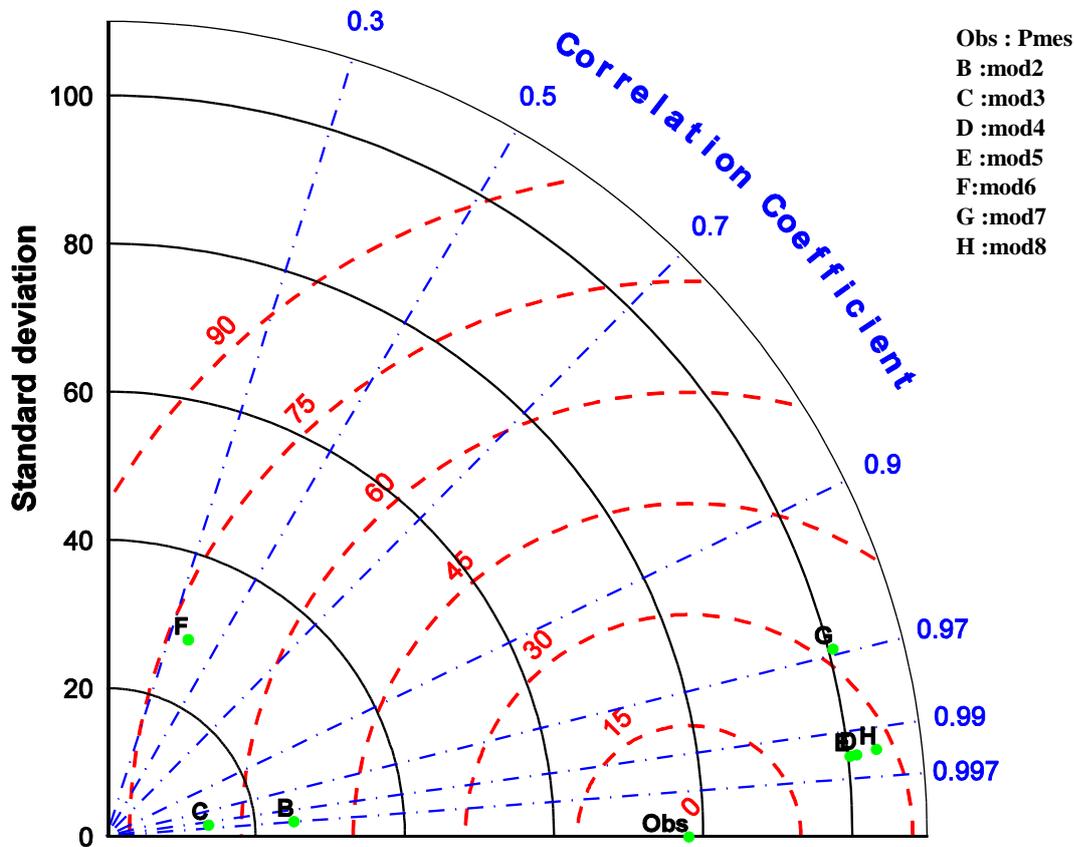


Figure 29: Diagramme de Taylor d'un module de Mékhé

A l'exception du modèle 6, une forte corrélation est notée pour tous les autres modèles. Malgré cette corrélation, on note une dispersion des valeurs mais aussi des erreurs plus ou moins remarquable pour modèles (2, 3, 6, 7). Le Tableau 14 donne les valeurs statistiques des modèles ainsi que les données mesurées dans le site de Mékhé.

Tableau 14: Valeurs statistiques d'un module du site de Mékhé

Un module de Mékhé								
Paramètres	Pmesure	Mod2	Mod3	Mod4	Mod5	Mod6	Mod7	Mod8
Pmax	199,93	69,44	288,61	281,02	278,46	91,71	269,46	288,94
STD	78,00	25,11	103,70	101,06	100,18	28,72	100,55	103,81
COV(10 ⁴)	0,60	0,19	0,80	0,78	0,77	0,08	0,75	0,80
r	1	0,9967	0,9935	0,9941	0,9941	0,3784	0,9677	0,9935
RMSE	00	53,00	63,40	25,08	24,17	72,20	31,86	27,77

Dans ce tableau, il est constaté que les modèles 4 et 5 présentent à la fois une forte corrélation et une faible erreur quadratique moyenne. Sur ce même tableau, on constate que le modèle 7 a une puissance plus proche de la mesure, une similarité entre les modèles 3 et 8 sauf au niveau

de la RMSE. Quant au modèle 8, son écart-type reste élevé mais avec une erreur plus ou moins importante.

III.3.3. Diagramme de Taylor de la centrale de Mékhé

Pour la centrale il est bon de se rappeler de l'ordre de grandeur des valeurs (Mégawatt), car à part le coefficient de corrélation les autres paramètres statistiques sont sensibles à l'échelle. Les grandes valeurs de RMSE et l'écart-type dépendent de l'échelle des valeurs. Ainsi pour la centrale son diagramme est donné par la figure (Figure 30).

Diagramme de Taylor sur la centrale

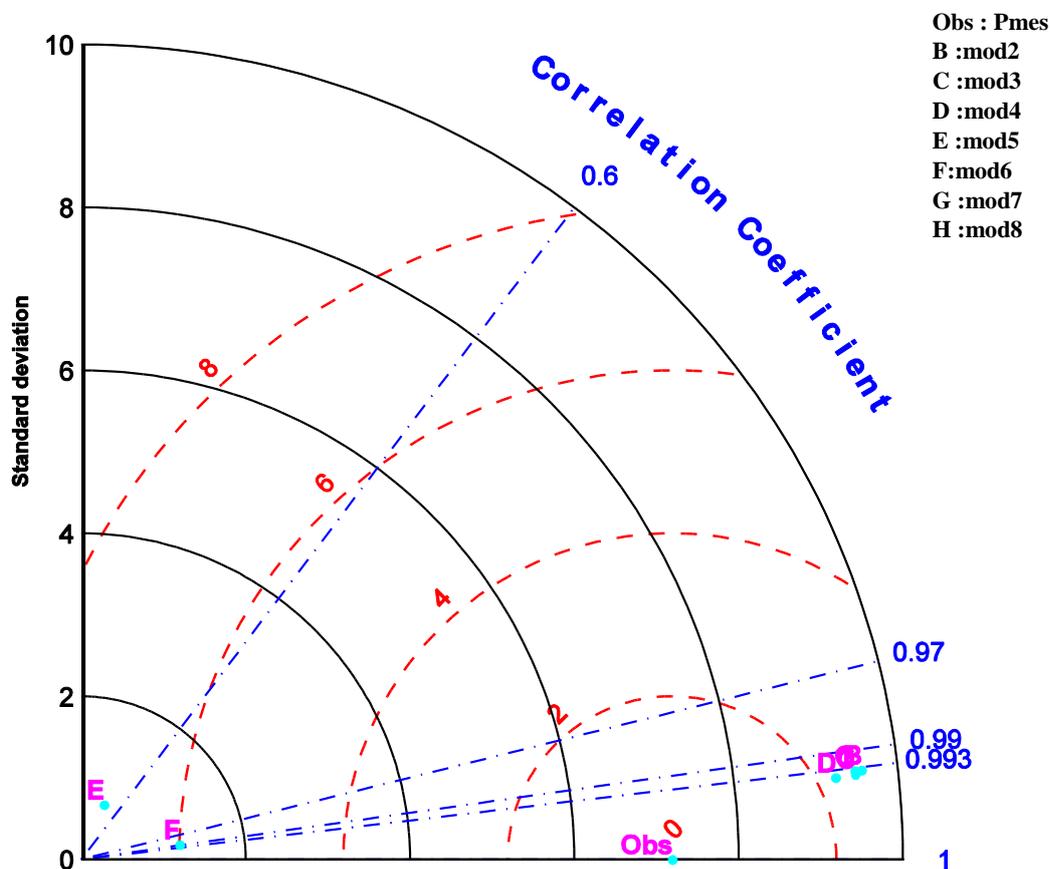


Figure 30: Diagramme de Taylor de la centrale de Mékhé

Comme le cas du module, les modèles 2, 6 et 7 sont presque inappropriés pour prédire la puissance de la centrale car étant très éloignés de la puissance mesurée.

Tableau 15 : Valeurs statistiques de la centrale de Mékhé

Centrale de Mékhé								
Paramètres	Pmesure	Mod2	Mod3	Mod4	Mod5	Mod6	Mod7	Mod8
Pmax	1.84	1.74*10 ⁻⁴	2.66	2.63	2.56	0.85	2.57	2.71
STD	7.19	0.0001	9.56	9.47	9.23	0.72	1.20	9.47
COV	5,16	0,1*10 ⁻²	6,82	6,77	6,59	8,5	6,61	6,47
r	1	0.9953	0.9934	0.9939	0.9941	0.3785	0.9887	0.9934
RMSE	0	7.19	2.55	2.46	2.22	6.94	5.99	2.47

Du point de vue statistique, les modèles 3, 4, 5 et 8 donnent les meilleures performances avec une forte corrélation et des puissances maximales proches de la mesure.

D'après ces résultats statistiques, pour la plupart des modèles on note une forte corrélation entre les puissances réelles et celles simulées dans le cas d'un module et de la centrale. Nous remarquons aussi que les modèles 2 et 6 s'éloignent de plus en plus des mesures quand la taille du champ augmente.

III.4. Discussion

Ces résultats (III .1) montrent que pratiquement tous ces modèles mathématiques varient linéairement avec les grandeurs environnementales. Par contre le modèle 6 est très influencé par la température. Cette dépendance serait expliquée par son facteur logarithmique.

Des études menées dans ce domaine [3, 7, 8] montrent qu'une élévation de la température (de jonction) des cellules solaires provoque un important accroissement de leur courant à l'obscurité et facilite une légère augmentation de la création de paires électron-trou. Le courant du panneau solaire étant égal à la soustraction du photo-courant et du courant de diode à l'obscurité, il y a une légère augmentation du courant I_{cc} accompagnée d'une forte diminution de la tension V_{co} et donc un décalage du point P_{max} vers les puissances inférieures. Cela est visualisé sur la Figure 13 du modèle de Bishop qui se base sur le principe des diodes. Par contre les modèles 2, 3 et 8 (Figure 18) ne sont presque pas affectés par l'augmentation de la température donc ils peuvent surestimer la production surtout dans les pays chauds. Contrairement aux autres, le modèle 6 part à l'encontre de la théorie, car quelle que soit la valeur de la température [20°C 70°C], pour $G=1000W/m^2$, il doit avoir une production d'énergie.

Par ailleurs, une baisse de l'ensoleillement provoque une diminution de la création de paires électron-trou avec un courant à l'obscurité inchangée. Il y a une baisse du courant solaire I_{cc} proportionnelle à la variation de l'ensoleillement accompagnée d'une très légère diminution de la tension V_{co} et donc un décalage du point P_{max} du panneau solaire vers les puissances inférieures (Bishop). Nos résultats (Figure 24) montrent que tous ces modèles tendent à suivre

cette logique. Cependant, le modèle 2 et surtout le modèle 7 sont inadaptés aux faibles valeurs de G.

Les résultats de l'étude de la puissance maximale en fonction des paramètres environnementaux montrent que le modèle de Marion (mod4) et Cristofri (mod5) donnent des résultats plus plausibles, suivi des modèles 3 et 8.

L'étude effectuée par M. Beldahj et al. (2010), sur trois modèles montre que le modèle entrée/sortie (mod3) donne les meilleurs résultats.

Dans des conditions réelles, les modèles ne présentent pas les mêmes performances selon la taille du système.

Le modèle de Benchmark bien qu'étant très simple n'est pas explicitement lié aux dimensions du champ et à la technologie. Il est statique quel que soit la taille du champ et impose toujours d'être calibré. Pour le modèle 6 la performance diminue largement pour une grande installation. Ceci peut être expliqué par le fait que la puissance générée est un facteur de la puissance dans les STC (II.3.2.5), alors que cette puissance de référence est proportionnelle à la taille du système. Ce qui fait que les erreurs augmentent en fonction de la taille du champ PV. Le modèle de Jones et Underwood (mod7) même s'il reste toujours plus proche de la mesure, réduit considérablement les heures de production (Figure 25), car la production est nulle pour les faibles irradiations.

Ainsi, en considérant les différents profils de puissances, les modèles 5, 4, 3 et 8 surestiment toujours les mesures mais présentent une forte corrélation quel que soit la dimension de l'installation.

En résumé, l'étude de l'effet des paramètres environnementaux, conjuguée avec le calcul d'erreur montrent que les modèles 4 et 5 donnent les meilleurs résultats. Ces deux modèles intègrent le rendement des cellules mais ne permet pas une distinction de la technologie. Les résultats montrent aussi que sur le module monocristallin (site de Dakar), le modèle de Marion (mod4) donne les meilleurs résultats alors que pour les modules poly-cristallins (site de Mékhé) le modèle 5 s'impose d'avantage.

Puisque la centrale étudiée est composée uniquement des modules poly-cristallins alors le modèle de Cristofri (mod5) est retenu pour cette étude et il est aussi recommandé toute éventuelle étude.

III.5. Etude de la performance de la centrale

L'étude des performances fait intervenir quatre ratios (présentés dans II.6) appelés ratios de performances d'un système. Les valeurs trouvées en utilisant la production réelle de la centrale sont résumées dans le schéma suivant (Figure 31).

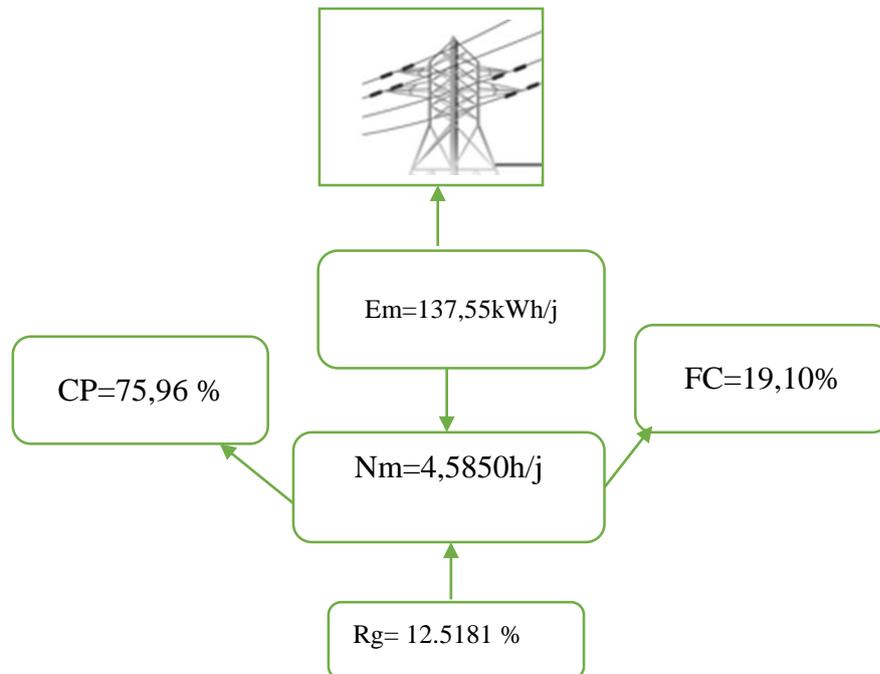


Figure 31: Les ratios de performance

Sur cette figure nous notons que l'énergie injectée en moyenne sur le réseau vaut 137,55 kWh/j. Soit un ratio de productivité de plus 4h 35 min par jour, c'est-à-dire le nombre d'heures correspondant à une puissance nominale. Le facteur de performance de 75,96%, conjugué avec un facteur de charge de 19,10% nous rassurent sur la nature de la conception. Ce qui permet d'avoir un rendement global satisfaisant ($Rg=12\%$).

III.6. Le taux d'émission évité

Le mix énergétique est l'une des solutions la plus répandue pour diminuer les émissions du CO₂ (dioxyde de carbone). C'est une mesure de lutte contre le changement climatique qui contribue à limiter l'effet de serre. Ainsi, la centrale photovoltaïque de Mékhé contribue fortement à limiter les émissions de CO₂ du pays en injectant en moyenne une quantité de 1375,5 kWh/j. soit une production de 502 MWh/an.

La quantité de dioxyde de carbone évitée (Q E) peut être évaluée par la formule suivante.

$$(Q E) = \text{facteur d'émission de CO}_2 \text{ en kg/kWh} \times \text{Energie produite en kWh/an}$$

Ce facteur d'émission de CO₂ indique la quantité de CO₂ émise par le kilowattheure produite par une source fossile. Il varie selon la technologie utilisée et le rendement des installations.

Au Sénégal ce facteur est évalué à 0,741kg.eq.C/kWh.

Ainsi, la quantité de CO₂ évitée par la centrale de Mékhé est égale à :

$$\mathbf{Q E= 372024,6 \text{ kg.eq.C/an}}$$

La prédiction de la puissance d'une installation photovoltaïque est une étape importante pour la réussite d'un projet. Les résultats de cette présente étude permettent de mettre en évidence l'effet des paramètres environnementaux, technologiques et de la taille sur les modèles de prédiction. Ce qui permet d'évaluer les performances des modèles. Ainsi, le modèle Marion (mod4) est plus adapté pour prédire la production d'un module, alors que le modèle de Cristofori (mod5) donne les meilleurs résultats pour la centrale. La centrale de Mékhé présente un rendement globale élevé ($R_g=12,51$) et un coefficient de performance de 75,96%.

Conclusion générale

Cette étude portant sur la modélisation et l'étude de la performance est surtout orientée sur les installations raccordées au réseau et de grande taille. Elle est effectuée dans deux sites, en utilisant des modules de technologies différentes.

Une revue de la littérature montre l'existence de deux grandes familles de modèles de prédiction: les modèles électriques et mathématiques (à paramètres environnementaux). Dans la première partie, on a comparé huit modèles de prédiction de la puissance produite par le (les) module(s) photovoltaïque(s), dont le premier est le modèle de Bishop. Ce dernier considéré comme référence dans cette partie, est le seul modèle électrique. Cette comparaison a été réalisée en utilisant le logiciel MATLAB. C'est un logiciel efficace et surtout fiable en matière de présentation des résultats et de résolution de modèles.

Ces résultats montrent que les performances d'un modèle de générateur photovoltaïque sont fortement influencées par les conditions climatiques, particulièrement l'irradiation solaire et la température du module. Cependant, ces deux paramètres n'ont pas les mêmes effets sur les modèles considérés. Par exemple, le modèle 6 est très influencé par la température alors que les modèles 4 et 8 restent presque statiques pour des variations de la température, alors que le modèle 7 est inefficace pour de faibles rayonnements.

La modélisation dans les conditions réelles met l'accent sur la taille de l'installation. Ces résultats montrent les limites de certains modèles et surtout le modèle de Benchmark. C'est ainsi que le modèle Cristofri (mod5) est retenu suivi de celui de Marion (mod4) grâce à une étude statistique.

L'utilisation de la puissance et de l'irradiation mesurée montre que cette installation de 30 GWc couvrant une superficie de 64 ha présente un coefficient de performance (CP) de 75,96% et un rendement général (Rg) de 12,52%. Ce qui montre que la valorisation de ce secteur pourrait substituer une grande partie de nos consommations en énergie fossile ainsi donc permettra de lutter positivement contre changements climatiques.

En perspective, l'utilisation de ces modèles dans d'autres conditions environnementaux très différentes permettrait de mieux évaluer leur performance. Ces modèles peuvent être améliorés en intégrant plus de paramètres environnementaux tels que l'humidité, l'impact des aérosols, ... Développer des modèles qui prennent en compte les différents aspects technologiques et météorologiques peut bien améliorer les performances de ces installations.

Bibliographie

- [1] Soria, B., Broquin, J., & Gerritsen, E. (2014). Etude des performances électriques annuelles de modules photovoltaïques bifaces. Cas particulier : modules bifaces intégrés en façade verticale. Thèse doctorat, Université Grenoble, pp 186.
- [2] Hafaiifa, A., & Mohammedi, K. (2016, Novembre). Analyse des Performances d'une installation photovoltaïque intégrée à un réseau électrique local du sud Algérien. Présentée au NCEE Bouira.
- [3] Kamelia H. (2012). Modélisation d'une cellule Photovoltaïque : Etude comparative. Mémoire de master, unuversité Mouloud mammeri de Dizi-ouzou, pp 106
- [4] Bonnefond, J., M. (2008). Les capteurs de rayonnement naturel. UR 1263, 37-58.
- [5] GHALEB F., BENDJBAR K., E. & HAOUARI S. (2016). *Lummière et cellules solaires*. Université d'Oran des Sciences et de la Technologie.
- [6] Yahya, A., Ould M. & Youm, I. (2008). Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque. Revue des énergies renouvelables vol. 11 n°3, 473 – 483.
- [9] Sedik, B., Djaber, B. (2015). Développement des modèles mathématiques d'un générateur photovoltaïque défectueux, Mémoire de Master, pp 86.
- [10] Ndiaye, A., Kébé, C. M.F., Charki, A., Sambou, V., Ndiaye, P. A.,(2015). Platform for investigating PV module degradation. Energy Procedia, Vol 75, 1370-1380.
- [11] Belhadj, M., Benouaz, T., Chekname, A. & Aekkouche, S. M. A. (2010). Estimation de la puissance maximale produite par un générateur photovoltaïque. n°13, 257-264.
- [12] Seminar, I., & Energies, R. (2012, octobre). Optimisation des modèles de puissance produite par un module photovoltaïque. Présentée au 2ème séminaire international sur les énergies nouvelles et renouvelables, Ghardaïa, Algérie.
- [13] Eddine, T.N., Slimane, G. (2015).Modélisation et Simulation d'un système Photovoltaïque. Mémoire de Master, Université Echahid Hama Lakhder d'El-Oued, pp 86
- [14] Zaoui, F. (2016). Utilisation des energies renouvelables influence de la temperature sur les performances du module PV. Thèse de doctorat. Université Mohamed Khider – Biskra en Algérie, PP 117.
- [15] Mladjao, M. A. M., Ikram, E. Mouen, A. & Ganaoui M. (2016). New Robust Energy Management Model for Interconnected Power Networks Using Petri Nets Approach. Smart Grid and Renewable Energy, 2016, 7, 46-65.
- [16] Benmoussa, W.C., Amara, S. & Zerga, A. (2007). Etude comparative des modèles de

caractéristique courant-tension d'une cellule solaire au silicium monocristallin. Revue des Energies Renouvelables ICRES-07 Tlemcen, 301 – 306.

[17] Semaoui, s., Arab, a., & bacha, s. (2018). Application des modèles mathématiques pour l'optimisation de l'énergie dans un système pv. vol. 30, pp. 1-14.

[18] Karl E. Taylor. (2001). Summarizing multiple aspects of model performance in a single diagram, Vol. 106, NO. D7, pp 7183-7192

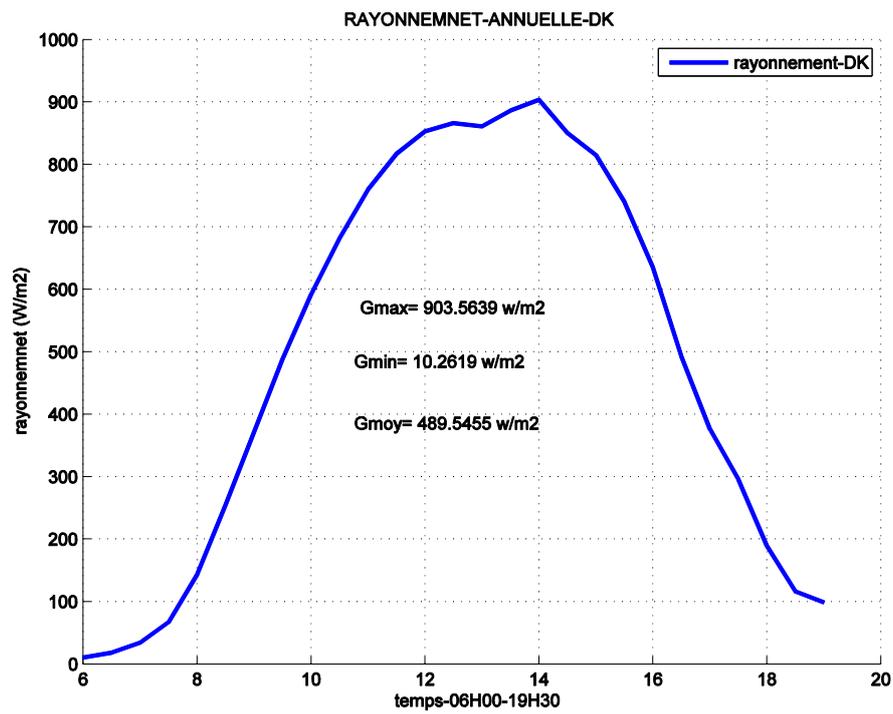
Webographie

[7]<http://energie-solaire-tpe.e-monsite.com/pages/les-avantages-de-cette-energie/a-inepuisable-et-propre.html> 26/03/2019 à 12h11

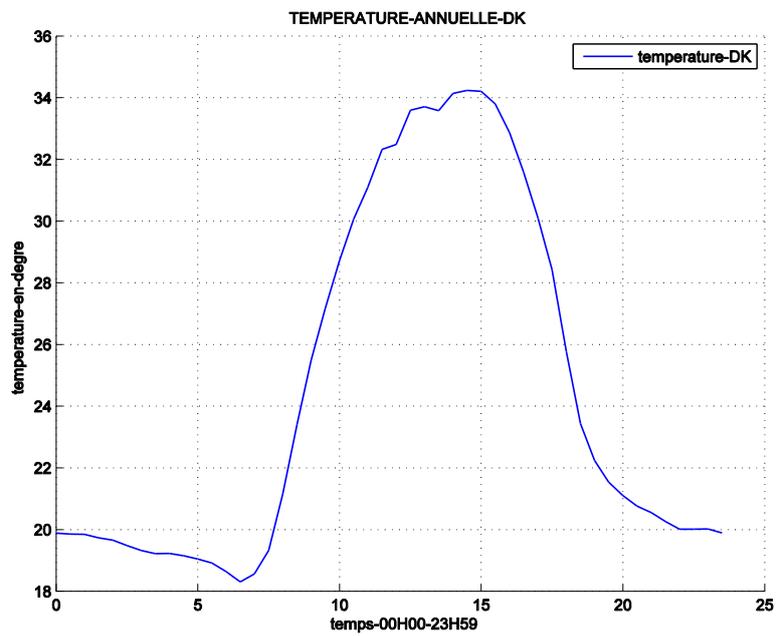
[8]<https://education.toutcomment.com/article/quelle-est-la-difference-entre-chaleur-et-temperature-6402.html> 28/03/2019 à 19h

[19]<https://gisgeography.com/root-mean-square-error-rmse-gis/> 04/04/2019 16h 02min

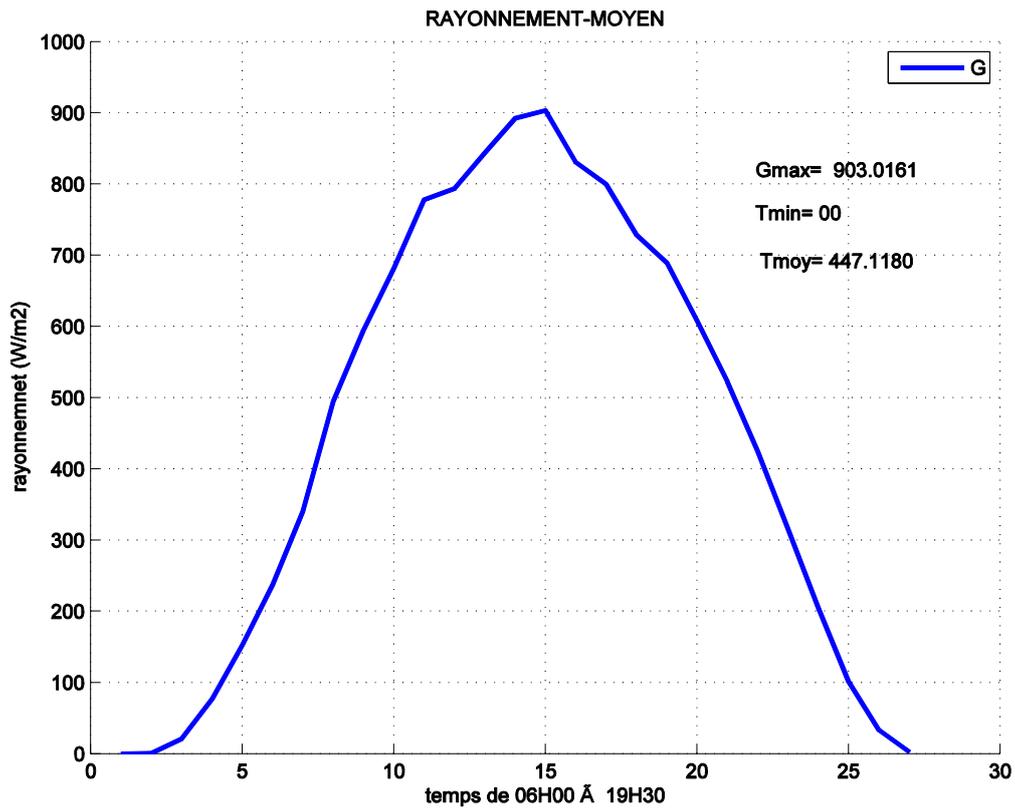
Annexe I : Les figures



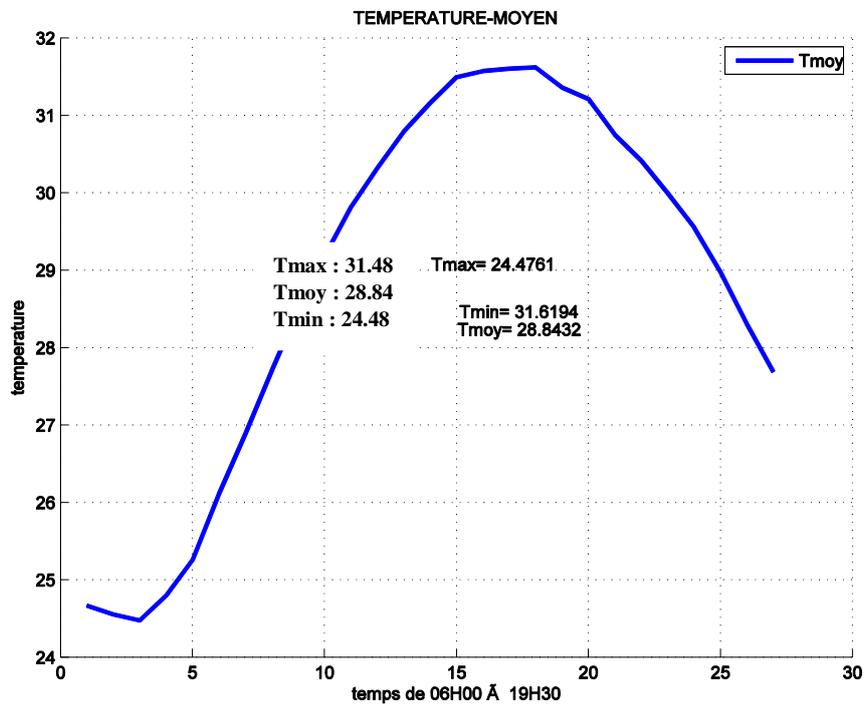
Rayonnement annuelle du site de Dakar 1



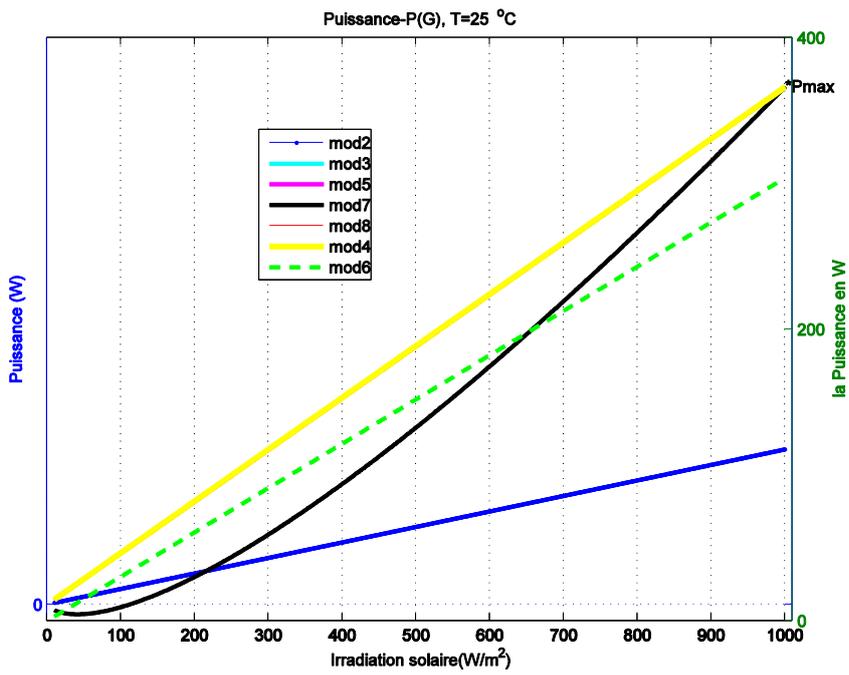
Température annuelle de DK 1



Irradiation sur le site de Mékhé 1



Température sur le site de Mékhé



Puissance maximale en fonction de l'irradiation avec les valeurs expérimentales de Benchmark

Annexe II : Les Scripts

```
clear all
close all
clc

% calcul de la moyenne
Mekhe=xlsread('/media/youssoupha/YC778644438/you/Donnees/Mekhe.xlsx');
%Mekhe=xlsread('/media/etudiant4/YC778644438/you/Donnees/Mekhe.xlsx');
P=Mekhe(:,10);
%T_1929mn_jrs = T_mn_jrs(1:810,:);
% P_1929mn_jrs = P_mn_jrs(1:810,:);
P_=reshape(P,811,30);%on extrait les donnees journalieres
PJ = P_(1:810,:);% elimination de la 30 ieme minute de tous les colonnes
Pmn=reshape(PJ,30,27,30);% on a maintenant des 27 valeurs de 30mn sur les 30j du mois
P_moy=squeeze(mean(Pmn));%on moyenne sur chaque 30mn par jours sur le mois en supprimant une dimention
P_mean=squeeze(mean(P_moy,2));% on moyenne sur les collones :soit la moyenne des 30mn/j
find(P_mean<0)
P_mean(1)=0; P_mean(2)=0; P_mean(27)=0;
P_mean_CD=P_mean
P_mean_CD=P_mean(P_mean<0)==0
P_mean_CD=P_mean;
H=[1:27];
Ta=Mekhe(:,11);
T_=reshape(Ta,811,30);%on extrait les donnees journalieres
TJ= T_(1:810,:);% elimination de la 30 ieme minute de tous les colonnes
Tmn=reshape(TJ,30,27,30);% on a maintenant des 27 valeurs de 30mn sur les 30j du mois
T_moy=squeeze(mean(Tmn));%on moyenne sur chaque 30mn par jours sur le mois en supprimant une dimention
T_mean_CD=squeeze(mean(T_moy,2));% on moyenne sur les collones : soit la moyenne des 3mn/j
H=[1:27];
G=Mekhe(:,12);
G_=reshape(G,811,30);%on extrait les donnees journalieres
GJ = G_(1:810,:);% elimination de la 30 ieme minute de tous les colonnes
Gmn=reshape(GJ,30,27,30);% on a maintenant des 27 valeurs de 30mn sur les 30j du mois
G_moy=squeeze(mean(Gmn));%on moyenne sur chaque 30mn par jours sur le mois en supprimant une dimention
G_mean_CD=squeeze(mean(G_moy,2));% on moyenne sur les collones : soit la moyenne des 3mn/j
G_mean_CD(G_mean_CD==0)=0.0065
%B=[0:2:20];
plot(P_mean_CD )
%save('/media/etudiant4/YC778644438/you/Mekhe.mat','G_mean_CD','T_mean_CD','P_mean_CD')
save('/media/youssoupha/YC778644438/you/Mekhe.mat','G_mean_CD','T_mean_CD','P_mean_CD')
%a=linspace(0,27,111);
```

```

% figure
% hold on
return
%plotyy(a,T_mean_CD,a,G_mean_CD)
clear all
clc
%load('/media/lpaosf/YC778644438/you/verification.mat','G_mean_CD','T_mean_CD','P_mean_CD')
% load('/media/youssoupha/YC778644438/you/verification.mat','G_mean_CD','T_mean_CD')
% G = G_mean_CD;
% Ta= T_mean_CD+273;
% P=P_mean_CD/200;
%T= T_mean_CD;
Ta=25+273;
%for Ta=293:5:308
%Ta=(18:45)+273;
NOCT=45+273;
T=Ta+(NOCT-20)/800;
%caracteristiques techniques du PV (Renesla) de MÃ©khÃ©
Vocn=45.9;%tension Voc
kv=-0.123;%tempr=eraturer voltage constante
k1=0.0032;
Ns=74;%nombre cellules en series ?
q=1.602e-19;
k=1.38065e-23;
Iscn=9;
Tn=25+273;
%T=25+273;
%G=1000;
Gn=1000;
a=1.4;
Rs=0.221;
Rp=415.405;
Eg=1.12;
nb=0.1;
vb=-10; % tension de claquage de la cellule ( -10 Ã 0-0)
p=3.4; %coeff de réglage de Bishop (3.4 Ã 4)
Vtn=Ns*(k*Tn/q);
Ion=Iscn/((exp(Vocn/(a*Vtn)))-1);
%for T=293:5:313
%T=Ta+(NOCT-20)/800

```

```

Io=Ion*((Tn/T)^3)*exp(((q*Eg/(a*k))*((1/Tn)-(1/T))));
Ipnv=Iscn;
for G=100:300:1000;
Ipnv=(Ipnv + kI*(T-Tn))*(G/Gn);
Vt=Ns*(k*T/q);
I=zeros(457,1);
I(1,1)=0;
i=1;
%V=0:0.1:32.9;
for V=45.6:-0.1:0;
    I_part=Io*(exp((V+(I(i,1)*Rs))/(Vt*a))-1) - ((V+(Rs*I(i,1)))/Rp)*(1 + p*(1-(V+ Rs*I(i,1))/vb)^(-nb));
    I(i+1) = Ipnv - I_part;
    %if I(i+1)>=0.001
        VI(i)=V;
        P(i)=V*I(i);
        i=i+1;
    % end
end
VI(i)=VI(i-1);
P(i)=P(i-1);
%end
VI=transpose(VI);
hold on
%plot(VI,I)
plot(VI,P)
%plot(I,P)
%set(gca,'color',[0 1 1])
% set(gca,'YTick',-10:50:400)
axis([0 50 0 350 ])
%axis([0 50 0 10 ])
xlabel('tension (V)')
ylabel('Puissance (W)')
% %set(gca,'XTicklabel',{'0','2','6','8','8.6','9','10'})
legend('P=100','P=400','P=700','P=1000','location','Best')
title('courbe-de-puissance')
%P_G=max(P)
end
return
%print -depsc2 -painters Puissance_I_P_T25_G.eps
%save('/media/youssoupha/YC778644438/you/script/modele.mat','P_Bi','G')

```

```

disp(max(P))
P(P==0)=1;
set(gca,'Y(TickLabel',{2','4','6','8'})
%load('/media/lpaosf/YC778644438/you/script/modele.mat','P_5','G')
% P1=linspace(1,length(P_5),458);
% E1=abs((P-P1)./P);
disp(max(E1))
return
save('/media/lpaosf/YC778644438/you/script/modele.mat','P_8','G')
les autres modèles
%Premiere Approche
clear all
clc
%load('/media/etudiant4/YC778644438/you/Dakar.mat','P_moy_an','G_moy_an','T_moy_an')
load('/media/youssoupha/YC778644438/you/Dakar.mat','P_moy_an','G_moy_an','T_moy_an')
% load('/media/lpaosf/YC778644438/you/Dakar.mat','P_moy_an','G_moy_an','T_moy_an')
G = G_moy_an;
Ta= T_moy_an+273;
T= T_moy_an;
P=P_moy_an;
NOCT=45+273;
Tc=Ta+(NOCT-20)/800;
Go=1000;
Pmax_ref=30;
T_r=25+273;
%Modele de Benchmark
syms a b c d %constantes de benchmark pour (BP solar 340)
% a=0.0002; % b=0.0004; % c=0.1007 ; % d= 0.1018;
a=0.0002; b=0.0004; c=0.1007 ; d= 0.1018;
NOCT=45+273;
P_2=-(a*G + b).*Tc + c.*G + d;
% ModÃ©le entrÃ©e/sortie 2ieme Approche
G = G_moy_an;
Ta= T_moy_an+273;
T= T_moy_an;
P=P_moy_an;
NOCT=45+273;
Tc=Ta+(NOCT-20)/800;
etha=0.17;% rendement de rÃ©fÃ©rence (0.17)
gamma=0.004002; %coefficient de correction(variation du rendement):0.004-0.006

```

```

Etha= etha*(1-gamma.*(Tc-Ta));
N=1; %nombre de modules
S=0.19565 ; %surface de la module(430x545x25mm)
% s=0.0049 ; %surface de la module(1956x993x25mm)
P_3=Etha*S*N.*G;
%plot(P_3)
Pmax_ref=30;
T_r=25+273;
%modele d'Osterwald/Marion
gamma=0.0045; %coefficient de variation du rendement /t (0.0035-0.005) 0,0035;% pour le silicium
% Calcul de la puissance
P_4=Pmax_ref.*(G./Go).*(1-gamma*(Tc-T_r));
% modele de cristofri
%Declaration des constantes
gamma=0.0053; %coefficient correcteur par rapport de l'Ã©clairement Â°C(0.004-0.006) =0.0053 for Si
NOCT=45+273; % en Â°C
Gamma=0.004; %coefficient de variation du rendement /Ã temp (Â°C)(0.004-0.006)
%S=0.2475 ; %la surface du module
S=0.19565 ; %surface de la module(430x545x25mm)
etha=0.17; %le rendement de reference
T_r=25+273; %temperature de refence
Go=1000;
Tc=Ta+((NOCT-20)/800); % en Â°C
%La puissance est donnÃ©e par
P_5=S*G*etha.*(1-gamma*(Tc-T_r) + gamma*log10(G/Go));
P5=real(P_5);
%Modele de KROPOSKI
T_r=25+273;
Go=1000;
dG=G-Go;
dT=(Tc-T_r);
alpha=0.00037; %coeff de la temperature Ã Icc
%bata=-0.137; %%coeff de la temperature Ã Voc
a=-0.0034; %%coeff de la temperature Ã Voc
gama=1./dG; %coeff de correction
Mu_pmax=0,0053; %coefficient correcteur par rapport de l'Ã©clairement Â°C(0.004-0.006) =0.0053 for Si
P_6=Pmax_ref.*(G./Go).*(1+alpha*dT).*(1+gama.*(log10(G./Go))).*(1+ a*(Tc-T_r));
P6=real(P_6);
%plot(P6)
%MÃ©thode de Jones et Underwood

```

```

T_r=25+273;
Imp=1.67;
Vmp=18;%onsstante
Vco=22.5;
Icc=2;
k=Icc/Go; %c
FF=(Imp*Vmp)/(Icc*Vco);% =Pmp/Vmp*Imp) facteur de forme
P_7=FF.*(Icc.*(G/Go)).*(Vco*((log10(k.*G))/(log10(k.*Go))).*T_r./Tc);
%plot(G,P_8)
P7=real(P_7);
P7(P7<0)=0;
P7=P7;
%return
%save('/media/youssoupha/YC778644438/you/script/modele.mat','P_JU','G')
%Modele de Hatziargyriou
%modele mÃ©tÃ©orologiquz=e dont l'Ã©quation empirique est;
%DÃ©claration fdes variables
Go=1000;
T_r=25+273;
Mu_Pmax=-0.0048;%coefficient de tem Ã Pmax
Pmax_re =30;
P_8=(G./Go).*(Pmax_re+Mu_Pmax.*(Tc-T_r));
hold on
grid on
%zoom on
%plotyy (x,Pmax,x,P_Me)
%Ta=Ta-273
x=0:0.5:23.5;
%t=linspace(6,20,27);
plot(x,P_2,'marker','.')%,'linewidth',2)
plot(x,P_3,'c')%,'k--')%,'linewidth',2)
plot(x,P_4,'g')
%plot(x,P_4)%,'k','linewidth',2)%,'linewidth',2)%,'linewidth',12);%linew
plot(x,P5,'m')%,'linewidth',2)
plot(x,P6,'--')%,'linewidth',2)

plot(x,P7,'k')%,'linewidth',2)
%
plot(x,P_8,'r','marker','.')%,'linewidth',2)
plot(x,P,'-', 'linewidth',2)

```

```

cov(P_8,P)
axis([0 24 -10 38]);
%set(gca,'XTick-
Label',{'00','1','2','3','4','5','6','7','8','9','10','11','12','13','14','15','16','17','18','19','20','21','22','23'})
%set(gca,'XTickLabel',{'00','2','4','6','8','10','12','13','15','17','19','21','23'})
xlabel(sprintf('temps-00H-23H59 par pas de 30'))
%xlabel('temps')
ylabel('Puissance (W)')
% %save('/media/lpaosf/YC778644438/you/Stat.mat','G','Ta','P','P_8','P7','P6','P5','P_4','P_3','P_2')
%save('/media/youssou-
pha/YC778644438/you/Stat.mat','G','T_moy_an','Ta','P','P_8','P7','P6','P5','P_4','P_3','P_2')
%save('/media/etu-
diant4/YC778644438/you/Stat.mat','G','T_moy_an','Ta','P','P_8','P7','P6','P5','P_4','P_3','P_2')
%x=[0 23];
% y=[320 320];
% %line(x,y)
% calcul d'erreur absolue
% E2=abs((P_2-P)./P_2);
% E3=abs((P_3-P)./P_3);
% E4=abs((P_4-P)./P_4);
% E5=abs((P5-P)./P5);
% E6=abs((P6-P)./P6);
% E7=abs((P7-P)./P7);
% E8=abs((P_8-P)./P_8);
% % E9=abs((P_9-P_7)./P_9);
% subplot(4,2,1), plot(E2,'marker','.')
% legend('mod2'); title('Err-relative'); ylabel('Erreur'); xlabel('temps');
% subplot(4,2,2)
% plot(E3,'c')
% legend('mod3'); title('Err-relative'); ylabel('Erreur'); xlabel('temps');
% subplot(4,2,3)
% plot(E4,'g')
% legend('mod4'); title('Err-relative'); ylabel('Erreur'); xlabel('temps');
% subplot(4,2,4)
% plot(E5,'m')
% legend('mod5'); title('Err-relative'); ylabel('Erreur'); xlabel('temps');
% subplot(4,2,5)
% plot(E6,'--')
% legend('mod6'); title('Err-relative'); ylabel('Erreur'); xlabel('temps');
% subplot(4,2,6)

```

```

% plot(E7,'k')
% legend('mod7'); title('Err-relative'); ylabel('Erreur'); xlabel('temps');
% subplot(4,2,[7 8])
% plot(E8,'r','marker','.')
% legend('mod8'); title('Err-relative'); ylabel('Erreur'); xlabel('temps');
legend('mod2','mod3','mod4','mod5','mod6','mod7','mod8','Pmesur','Location','Best');%mod9)%
% legend('mod2','mod3','mod4','mod5','mod6','mod7','mod8','Location','northwest')
title ('Courbe-de-Puissance')
% %title ('Calcul-d''erreur relative')
% %xlabel('Temperature(C)')
% %set(gca,'XTickLabel',{'00','7','9','10','11','12','13','14','15','16','17','18','23'})
% xlabel(sprintf('temps-00H-23H59 par pas de 30'))
% %xlabel('temps')
% ylabel('Puissance (W)')
% %axis([0 48 -10 60]);
% %text(1000,320, '.')
% % s=std(P_2,P_7)
% % %set(gca,'YTicklabel',{'0','100','300','320','400','700'})
Max=[max(P) max(P_2) max(P_3) max(P_4) max(P_5) max(P_6) max(P_7) max(P_8)] %max(P_7)
% return
% Max=[max(E2) max(E3) max(E4) max(P5) max(E6) max(E7) max(E8)]; % max(E9)
% Min=[min(E2) min(E3) min(E4) min(P5) min(E6) min(E7) min(E8)];
% % save('/media/lpaosf/YC778644438/you/Erreur.mat','Max','Min')
%print -depsc2 -painters erreur-relative-siteDK1.eps
%Etude statistique ans le site de Mekhe
clear all ; close all; clc;
% telechargement des donnees
load('/media/youssoupha/YC778644438/you/Stat_M.mat','G_mean_CD','T_mean_CD',...
'P_mean_CD','PM','PM_2','PM_3','PM_4','PM_5','PM_6','PM_7','PM_8')
%load('/media/etudiant4/YC778644438/you/Stat_M.mat','G_mean_CD','T_mean_CD',...
% 'P_mean_CD','PM','PM_2','PM_3','PM_4','PM_5','PM_6','PM_7','PM_8')
% calcul de coefficient de correlation
corrcoef(PM,PM_2);
corrcoef(PM,PM_3);
corrcoef(PM,PM_4);
corrcoef(PM,PM_5);
corrcoef(PM,PM_6);
corrcoef(PM,PM_7);
corrcoef(PM,PM_8);
COR=[corrcoef(PM,PM_2) corrcoef(PM,PM_3) corrcoef(PM,PM_4) corrcoef(PM,PM_5)...

```

```

    corrcoef(PM,PM_6) corrcoef(PM,PM_7) corrcoef(PM,PM_8)];
% calcul de covarriance
cov(PM,PM_8); cov(PM,PM_7); cov(PM,PM_6); cov(PM,PM_5); cov(PM,PM_4);
cov(PM,PM_3); cov(PM,PM_2);
COV=[cov(PM,PM_2) cov(PM,PM_2) cov(PM,PM_4) cov(PM,PM_5) ...
    cov(PM,PM_6) cov(PM,PM_7) cov(PM,PM_8)];
%calcul de stadard test deviation std
std(PM); std(PM_2);std(PM_3); std(PM_4); std(PM_5); std(PM_6);
std(PM_7); std(PM_8);
%STD=[std(PM) std(PM_2) std(PM_3) std(PM_4) std(PM_5)...
% std(PM_6) std(PM_7) std(PM_8)];
STD=[std(PM) std(PM_3) std(PM_4) std(PM_5)...
    std(PM_6) std(PM_7) std(PM_8)]
Var=[var(PM) var(PM_2) var(PM_3) var(PM_4) var(PM_5) var(PM_6) mean(PM_7) var(PM_8)];
Moy=[mean(PM) mean(PM_2) mean(PM_3) mean(PM_4) mean(PM_5) mean(PM_6) mean(PM_7)
mean(PM_8)];
return
%etude statistique
clear all
clc
%load('/media/etudiant4/YC778644438/you/Dakar.mat','P_moy_an','G_moy_an','T_moy_an')
load('/media/youssoupha/YC778644438/you/Dakar.mat','P_moy_an','G_moy_an','T_moy_an')
% %load('/media/youssoupha/YC778644438/you/verification.mat','G_mean_CD', 'T_mean_CD')
% load('/media/youssoupha/YC778644438/you/Stat.mat','G','Ta','P','P_8','P6')
%load('/media/lpaosf/YC778644438/you/Dakar.mat','P_moy_an','G_moy_an','T_moy_an')
%load('/media/youssoupha/YC778644438/you/verification.mat','G_mean_CD', 'T_mean_CD')
%load('/media/etudiant4/YC778644438/you/Stat.mat','G','Ta','P','P_8','P7','P6','P5','P_4','P_3','P_2')
load('/media/youssoupha/YC778644438/you/Stat.mat','G','Ta','P','P_8','P7','P6','P5','P_4','P_3','P_2')
%load('/media/lpaosf/YC778644438/you/Stat.mat','G','Ta','P','P_8','P6')
G = G_moy_an;
Ta= T_moy_an+273;
T= T_moy_an;
P=P_moy_an;
% calcul de coefficient de correlation
P_2=P_2(13:39);
P_3=P_3(13:39);
P_4=P_4(13:39);
P5=P5(13:39);
P6=P6(13:39);
P7=P7(13:39);

```

```

P_8=P_8(13:39);
P=P(13:39);
corrcoef(P,P_2);
corrcoef(P,P_3);
corrcoef(P,P_4);
corrcoef(P,P5);
corrcoef(P,P6);
corrcoef(P,P7);
corrcoef(P,P_8);
COR=[corrcoef(P,P_2) corrcoef(P,P_3) corrcoef(P,P_4) corrcoef(P,P5) ...
      corrcoef(P,P6) corrcoef(P,P7) corrcoef(P,P_8)];
% calcul de covarriance
cov(P,P_8); cov(P,P7); cov(P,P6); cov(P,P5); cov(P,P_4); cov(P,P_3); cov(P,P_2);
COV=[cov(P,P_2) cov(P,P_2) cov(P,P_4) cov(P,P5) cov(P,P6) cov(P,P7) cov(P,P_8)];
%calcul de stadard test deviation std
std(P); std(P_2);std(P_3); std(P_4); std(P5); std(P6); std(P7) ; std(P_8);
STD=[std(P) std(P_2) std(P_3) std(P_4) std(P5) std(P6) std(P7) std(P_8)]
Moy=[mean(P) mean(P_2) mean(P_3) mean(P_4) mean(P5) mean(P6) mean(P7) mean(P_8)];
Var=[var(P) var(P_2) var(P_3) var(P_4) var(P5) var(P6) mean(P7) var(P_8)];
%save('/media/youssoupha/YC778644438/you/script/stat.mat','COV','STD','COR','Moy')
%save('/media/etudiant4/YC778644438/you/script/stat.mat','COV','STD','COR','Moy')
return
hold on
plot(P_8);
plot(P)

```