

UNIVERSITÉ CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR



**ECOLE DOCTORALE PHYSIQUE, CHIMIE, SCIENCE DE LA TERRE,
DE L'UNIVERS ET DE L'INGENIEUR**

FACULTÉ DES SCIENCES ET TECHNIQUES

Année : 2020 N° d'ordre : 147

THESE DE DOCTORAT

Spécialité : Energie, Solaire, Matériaux et Systèmes (SOLMATS)

Présenté par :

Ahmed YAHFDHOU

**Caractérisation, modélisation et fonctionnements d'une
centrale solaire connectée à un réseau de 33 kV**

Soutenue publiquement le 29 Février 2020

JURY	Nom et Prénom	Grade	ETABLISSEMENT
Président	M. Moustapha DIENG	Professeur titulaire	UCAD/FST
Rapporteur	M. Bassirou BA	Professeur titulaire	UCAD/FST
Rapporteur	M. Aoulmi ZOUBIR	Maître de conférences	IM/UT
Examinateur	M. Cheikh SENE	Professeur titulaire	UCAD/FST
Examinateur	M. Ahmed Mohamed YAHYA	Maître Assistant	UNA/FST
Co-directeur	M. Abdel Kader MAHMOUD	Professeur titulaire	UNA/FST
Directeur de Thèse	M. Issakha YOUM	Professeur titulaire	UCAD/FST

Remerciements

Cette thèse a été réalisée à l'Université de Cheikh Anta DIOP de Dakar, en liaison avec le Laboratoire de Recherche Appliquée Aux Énergies Renouvelables (LRAER) du Département de physique de l'Université Al Asriya de Nouakchott. Je tiens également à mentionner l'implication du CERER de l'UCAD de Dakar dans mes travaux. Toutes ces institutions sont des acteurs majeurs dans le projet global de recherche en énergies renouvelables au Sahel et ont eu impact particulier sur mes études.

Plus précisément et tout d'abord, je souhaite adresser un très grand merci à mon directeur de thèse, le professeur Issakha Youm de l'UCAD de Dakar et à mon co-directeur, le professeur Abdel Kader ould Mahmoud, titulaire de l'UNAA de Nouakchott, pour m'avoir accueilli respectivement au CERER de l'UCAD et au LRAER de l'UNAA, durant les années de préparation de ma thèse. Je les remercie aussi pour la grande confiance qu'ils m'ont accordée, durant mes travaux et pour leur disponibilité, malgré leurs nombreuses occupations. Sur cette lancée, je ne peux que remercier chaleureusement les membres de l'Ecole doctorale et ceux du Département de physique de l'UCAD de Dakar, pour leur aide très précieuse dans l'analyse de mes problématiques et la réussite de mes études.

Je suis très honoré que le Professeur Bassirou Ba de la Faculté de Sciences et Techniques de l'UCAD et que le Professeur Aoulmi ZOUBER de l'Université de Larbi Tebessa aient accepté la charge de juger ces travaux. Je les remercie chaleureusement pour leur dévouement.

Je suis très sensible à l'honneur que m'a fait Monsieur le professeur Moustapha DIENG de la faculté de sciences et techniques de l'UCAD, en acceptant de participer à ce jury en tant que président. Je lui exprime toute ma reconnaissance pour l'intérêt porté à ce travail.

Nous remercions également les professeurs Cheikh SENE, Ahmed Mohamed YAHYA de la Faculté de Sciences et Techniques de l'UCAD et l'Université Al Asriya de Nouakchott d'avoir accepté de participer à mon jury comme examinateurs.

Je voudrais porter un merci particulier aux professeurs Babacar Mbow, Cheikh Mbow, Bassirou BA, Cheikh SENE et Joseph SARR, sans oublier, mes collègues, membres du LRAER et du LASES, pour leurs apports à la présente production.

Je voudrais aussi remercier les membres de l'équipe titulaire du LRAER, les professeurs Ndongo Mamoudou, et Mohamed Lemine Fagel, sans oublier les docteurs Sriya mint Moustapha (ENES) et Boudy Bilal (ESP). Je ne pouvais parler du LRAER, sans évoquer le souvenir de Diagana Aliou, rappelé à Dieu en 2017, pendant le mois béni du Ramadan. Je souhaite paix à son âme et que la terre lui soit légère, avec beaucoup de courage pour les membres de sa famille.

Je compte des amis, dans le groupe des doctorants du LRAER, notamment Dr Hakim Menou, Soumeya Bouh, Ismail Ramdane, Dr Ethmane Isselem Arbih et El Mamy, toujours présents à m'encourager dans les moments difficiles.

A toutes les personnes appartenant ou non à la famille du LASES, qui ont contribué de près ou de loin, directement ou indirectement à l'aboutissement de ce travail, trouvez ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

Pardon, enfin, à ceux et celles que j'aurais pu oublier de citer ici. Qu'ils soient, en tout cas, assurés de mon éternelle reconnaissance.

Caractérisation, modélisation et fonctionnements d'une centrale solaire connectée à un réseau de 33 kV

Résumé :

La production d'électricité par centrale solaire est de grand intérêt au Sahel. Ces systèmes sont en mesure d'injecter, dans le réseau, des puissances importantes, comme celle de 15 MW de la centrale Cheikh Zayed. Le travail ici présenté s'inscrit dans une telle recherche sur les énergies renouvelables et rapporte un ensemble de réalisations en vue d'interconnecter ladite centrale 15 MW photovoltaïque au réseau électrique de Nouakchott. Plus concrètement, cette étude concerne la modélisation, l'optimisation et la simulation d'une chaîne de conversion solaire connectée à un réseau 33 kV bouclé. Elle espère améliorer la connaissance des processus techniques de la consommation électrique. Son cheminement vise la maîtrise de la technologie photovoltaïque, par caractérisation et modélisation mathématique du comportement physique de ses matériaux. Une étude de simulation par Matlab a été, par la suite, réalisée, pour une meilleure connaissance des composantes technologiques, avec implication de chaque maillon de chaîne de la centrale. L'extraction des paramètres des panneaux solaires a été effectuée par une méthode itérative, basée sur la Méthode de Newton Raphson (MNR). L'optimisation du système photovoltaïque a été réalisée par la méthode de Perturbation et Observation (P&O), pour conduire à un fonctionnement optimal du système. Une étude a été engagée, de surcroît, pour stabiliser la tension au niveau de chacun des cinq bus ; particulièrement celui où se trouve la centrale solaire. Pour conclure aux résultats recherchés, le calcul d'indices de performances a été effectué sur la base des analyses de flux de charge, à l'aide des méthodes NR et GS sous Matlab. Au final et concrètement, les contributions de cette recherche se situent à plusieurs niveaux. En plus des propositions de circuits électriques, modèles mathématiques et autres simulations sur ordinateur, plusieurs mises en œuvre pratiques – à savoir l'étude et l'analyse de la chaîne de conversion solaire, la production de la centrale solaire et le problème de la répartition des charges, importante pour l'optimisation des systèmes électriques – ont été rigoureusement notifiées, à partir des données relevées sur un système existant (système énergétique de Nouakchott).

Mots clés : Centrale solaire connectée au réseau, modélisation, chaîne de conversion, méthode numérique.

Characterization, modulization and operation of a solar power plant connected to a 33 kV

Abstract:

The production of electricity through solar power plants is of a great interest for the Sahel. These systems can inject into the network important powers such as that of the 15 MW power plant of Sheikh Zayed. The present work is part of a research activity on renewable energies and this thesis is the result of a set of achievements for the interconnection of the 15 MW photovoltaic power plant to Nouakchott electricity grid. More concretely, this research work concerns the modeling, optimization and simulation of a solar conversion chain connected to a 33 KV looped network. It is meant to improve the knowledge on the power consumption. Its path aims at mastering the photovoltaic technology through mathematical characterization and modeling path of the physical behavior of these materials. A simulation research by MATLAB which was carried out for a better knowledge of the technological components with the involvement of each node of the chain of the solar power station. Indeed, the extraction of solar panel parameters was performed by an iterative method based on the Newton Raphson Method (NRM). Then, the optimization of the photovoltaic system was realized by the method of disturbance and observation (P & O) to lead to an optimal operation of the system. In addition, a voluntary study was initiated to stabilize the voltage at each of the five buses and particularly the one where the solar power station is located. To conclude to the results that are sought, performance index computation was performed on the basis of load flow analyzes that are performed using NR and GS under MATLAB. In concrete terms, the contributions of this research work are at several levels. There have been, in addition to the proposals of electrical circuits and mathematical models, not to mention the computer simulations, several practical implementations, namely the study and analysis of the solar conversion chain, the production of the solar power plant, the problem of distribution of loads that is considered important for the optimization of electrical systems, have been rigorously notified from the data sets on an existing system (energy system of Nouakchott).

Key words: Solar power station connected to the network, modeling, conversion chain, numerical method.

Liste des Figures

Figure 1. 1: l'évolution de la consommation mondiale d'énergie primaire répartie.....	11
Figure 1. 2: évolution de la consommation mondiale d'énergies non fossiles.....	11
Figure 1. 3 : évolutions de la consommation mondiale en énergies en 1990.....	12
Figure 1. 4: évolutions de la consommation mondiale en énergies en 2017.....	12
Figure 1. 5: Répartitions des consommations d'énergie par pays.....	13
Figure 1. 6: Système diesel de production d'électricité [10].....	18
Figure 1.7:Types des cellules photovoltaïques [14].....	19
Figure 1.8 :Coupe de principe d'un barrage hydroélectrique.....	22
Figure 1.9: Carte du potentiel éolien du littoral mauritanien (Source MPEM).....	23
Figure 1.10: (a) Eolienne à axe verticale et (b) Eolienne à axe horizontal [18].....	24
Figure 1.11:Classification des systèmes de stockage par le Diagramme de Ragone[14]	25
Figure 1.12:Exemple structure photovoltaïque connecté au réseau de distribution.....	26
Figure 1.13: Exemple structure d'un générateur avec stockage en cascade.....	26
Figure 1.14:Exemple Configuration d'un SH à deux bus (CC et AC).....	27
Figure 1.15: Addition d'interconnexions entre les strings.....	27
Figure 1.16: Topologie hacheurs modulaires parallèles.....	28
Figure 1.17: Topologie hacheurs modulaires séries.....	29
Figure 1.18:configuration d'un système PV connecté au réseau avec un onduleur et un transformateur.....	30
Figure 1.19: configuration d'un système PV connecté au réseau avec plusieurs onduleurs et plusieurs transformateurs.....	31
Figure 2. 1: Chaine de conversion (GPV- Onduleur-Transformateur – Réseau)	36
Figure 2. 2: Modèle à 1 diode du GPV [1,2,3]:	36
Figure 2. 3: Modèle à 2 diode du GPV [1,2,3]	37
Figure 2. 4: le circuit équivalent simplifié d'une cellule PV.....	37
Figure 2. 5: Transformateur (centrale 15 MW solaire).	46
Figure 2. 6: Schéma unifilaire simplifié du réseau d'alimentation de Nouakchott [6]	51
Figure 2. 7: Algorithme et Organigramme de la méthode NR [38].	64
Figure 2. 8: Algorithme et Organigramme de la méthode de Gauss-Seidel [38].	65
Figure 3. 1: Radiation (a) et température(b) journalière à Nouakchott	70
Figure 3. 2 : Radiation et température journalière sur plan inclinée à Nouakchott.....	71
Figure 3. 3: Radiation et température hebdomadaire sur plan inclinée à Nouakchott.....	71

Figure 3. 4: Radiation et température annuelle sur plan inclinée à Nouakchott.....	72
Figure 3. 5 : Estimation d'énergie journalière sur plan inclinée à Nouakchott en juin.....	72
Figure 3. 6: Estimation d'énergie journalière sur plan inclinée à Nouakchott en janvier ...	73
Figure 3. 7: Estimation d'énergie journalière sur plan inclinée à Nouakchott en décembre.	
.....	73
Figure 3. 8: Simulation I-V des modèles MM et MC à 2 diodes avec DV=0.02V	74
Figure 3. 9: Simulation P-V des modèles MM et MC à 2 diodes avec DV=0.02V et	
DP=0.23W.....	74
Figure 3. 10: Simulation I-V des modèles MM et MC pour différentes valeurs de $Rs= [0,$	
0.23 et $0.46]$ Ohm.....	75
Figure 3. 11: Simulation P-V des modèles MM et MC pour différentes valeurs de $Rs= [0,$	
0.23 et $0.46]$ Ohm.....	75
Figure 3. 12 : Simulation I-V des modèles MM et MC pour différentes valeurs de $Rsh [50,$	
$100, 150$ Ohm].....	76
Figure 3. 13: Simulation P-V des modèles MM et MC pour différentes valeurs de $Rsh [50,$	
$100, 150$ Ohm].....	76
Figure 3. 14: Simulation I-V des modèles MM et MC pour un groupement de panneaux	
avec DV=0.2V	77
Figure 3. 15: Simulation P-V des modèles MM et MC pour un groupement de panneaux	
avec DP=3W.....	77
Figure 3. 16: Simulation I-V des modèles MM et MC pour différents ensoleillements,	78
Figure 3. 17: Simulation P-V des modèles MM et MC pour différents ensoleillements	78
Figure 3. 18: Simulation I-V des modèles MM et MC pour différents températures Temp=	
$[25, 50, 75$ C°]	79
Figure 3. 19: Simulation P-V des modèles MM et MC pour différents températures	80
Figure 3. 20: panneau 75 w : dépendance à l'irradiation solaire des caractéristiques I-V et P-	
V d'un générateur PV.....	82
Figure 3. 21: Effet de la température sur les courbes I-V et P-V.	83
Figure 3. 22: Effet de la résistance série à température et irradiance constantes	83
Figure 3. 23 (a, b, c, d, e,i, f,h j, k, l, m) : Simulation I(V) et P(V) du modèle à une diode	
des différents panneaux de la centrale 15 MW	86
Figure 3. 24: Caractéristiques I(V) et P(V) des différents panneaux (centrale 15 MW).....	86

Figure 3. 25: caractéristique I(V) et P(V) du string connecté au convertisseur 1 : 3panneaux en série et 624 panneaux en parallèles.	87
Figure 3. 26: Rendement du convertisseur SMA 500CP avec la variation de tension de fonctionnement	88
Figure 3. 27: Rendement du convertisseur SMA 760CP avec la variation de tension de fonctionnement	89
Figure 3. 28: Rendement du transformateur de 1600KVA avec FP en retard	90
Figure 3. 29: Rendement du transformateur de 1600KVA avec FP en avance.....	91
Figure 3. 30: Rendement du transformateur de 500KVA avec FP en retard	92
Figure 4. 1 : Diagramme de l'algorithme basé sur la méthode de Newton Raphson.	98
Figure 4. 2 : Plateforme de laboratoire expérimental de recherche appliquée sur les énergies renouvelables, (a) diapositives d'essais et de diagnostic du module PV, (b) thermomètre équipé de la sonde PT-100, (c) pyranomètre, (d) acquisition de données et (e) installation du générateur photovoltaïque au laboratoire.	99
Figure 4. 3: Ajustement des courbes I-V (a) et P-V (b) pour différentes variations de Rs et Rsh (modèle à une seule diode) dans les conditions de test standard (STC).	100
Figure 4. 4: Ajustement des courbes I-V (a) et P-V (b) pour différentes variations de Rs et Rsh (modèle à deux diodes) dans les conditions de test standard (STC).	101
Figure 4. 5: Profils d'ensoleillement (a) et de température (b) enregistrés pendant trois jours au centre de recherche appliqué aux énergies renouvelables.	102
Figure 4. 6: Comparaison de la courbe V-I en utilisant les paramètres identifiés par NRM (ligne continue) et les données expérimentales (points) pour ATERSA (diode unique). ..	103
Figure 4. 7: Comparaison de la courbe V-P en utilisant les paramètres identifiés par M NR (ligne continue) et les données expérimentales (points) pour ATERSA (diode unique). ..	103
Figure 4. 8: Comparaison de la courbe V-I en utilisant les paramètres identifiés par MNR (ligne continue) et les données expérimentales (points) pour ATERSA (deux diodes)....	104
Figure 4. 9: Comparaison de la courbe V-P en utilisant les paramètres identifiés par MNR (ligne continue) et les données expérimentales (points) pour ATERSA (deux diodes)....	104
Figure 4. 10: Comparaison entre la puissance simulée et la puissance relevée expérimentale (a) pendant trois jours dans le cas d'un modèle à une seule diode, (b) erreur relative.	105
Figure 4. 11: Comparaison entre la puissance simulée et la puissance relevée expérimentale (a) pendant trois jours dans le cas d'un modèle à deux diodes, (b) erreur relative.....	105
Figure 4. 12: Diagramme typique du commande MPPT.....	107

Figure 4. 13: Caractéristique Ppv (Vpv) d'un panneau photovoltaïque.....	108
Figure 4. 14: Diagramme de l'algorithme de Perturbe & Observe (P&O).	109
Figure 4. 15: Courbe I-V et VMPP et IMPP calculés et la réponse de la commande MPPT.	110
Figure 4. 16: Courbe P-V et point de puissance maximale calculé (MPP).	110
Figure 4. 17: Comparaison de la puissance maximale théorique et de la puissance maximale (P & O).	111
Figure 4. 18: L'efficacité du point de puissance maximale (P & O).....	111
Figure 4. 19: modules PV à base de monocristallin et poly cristallin	112
Figure 4. 20: Module silicium amorphe (A-Si) à gauche et module silicium micro amorphe (μ -Si) à droite	112
Figure 4. 21: Site d'implantation de la centrale solaire, source Somelec	114
Figure 4. 22: Schémas unifilaire de la centrale solaire de 15MW, source Somelec	115
Figure 4. 23 : Caractéristiques (I-V) des panneaux photovoltaïques (quatre types)	117
Figure 4. 24: Caractéristiques (P-V) des panneaux photovoltaïques (quatre types)	118
Figure 4. 25: Simulation et validation de production en kWh de la centrale avec plusieurs technologies durant une année.....	121
Figure 4. 26: Erreurs relatives entre l'énergie réelle de la centrale et les autres centrales virtuelles durant une année.....	122
Figure 5. 1: Schéma unifilaire simplifié du réseau d'alimentation de Nouakchott.....	128
Figure 5. 2: (ensemble de courbes) : Influence de la puissance active de la charge sur la tension.....	129
Figure 5. 3: Diagramme des Dispositifs FACTS.....	138
Figure 5. 4: Schémas du principe de STATCOM	141
Figure 5. 5: Courbe de connexion du statcom dans les bus.....	143
Figure 5. 6: Courbe de connexion du statcom dans le bus 5	144
Figure 5. 7 : Courbe de connexion du statcom dans le bus 3	145
Figure 5. 8 : Courbe de connexion du statcom dans le bus 3	145

Liste des Tableaux

Tableau I. 1 : Des exemples du parc thermique en Mauritanie [11].....	18
Tableau I. 2 : Les centrales hydroélectriques de l'OMVS [(Source MPEM)]	22
Tableau II. 1 : Taux de pertes des composantes du système.	45
Tableau II. 2: données des câbles de la Figure 2.6.....	51
Tableau II. 3: Données des générateurs, des charges et les tensions initiales et leurs phases.	52
Tableau II. 4: Données des impédances des câbles en per unit (pu)	53
Tableau II. 5: Données des puissances des charges en per unit.....	53
Tableau II. 6: matrice d'admittance des bus en pu (YBus)	54
Tableau II. 7 : Résultats de la répartition des charges pour la méthode de Gauss-Seidel	62
Tableau II. 8 : Résultats des répartitions des charges pour la méthode NR	63
Tableau IV. 1: Paramètres de simulation par méthode itérative.....	100
Tableau IV. 2: Erreur relative de la puissance pour les deux modèles.....	106
Tableau IV. 3: Données de constructeur pour les panneaux de la centrale, Source Masdar	113
Tableau IV. 4: Données techniques des panneaux de plusieurs technologies utilisées dans le marché mauritanien, source LRAER	116
Tableau IV. 5: Dimensionnement de la centrale solaire 15 MW en fonction de type des panneaux existants, localement.	119
Tableau V. 1 : Comparaison de Vbus en fonction du nombre de bus pour N.R et de G.S.....	134
Tableau V. 2: Résultats de la répartition des erreurs sur le nombre de bus.....	135
Tableau V. 3: Comparaison entre la méthode N.R et G.S.....	135
Tableau V. 4: Système FACTS en fonction de la vitesse de réponse, de la tension et des couts....	139
Tableau V. 5: Système FACTS en fonction des problèmes et du type de la technologie	140
Tableau V. 6: Données du réseau de Nouakchott.....	143
Tableau V. 7: Statcom est connecté dans les bus 5	144
Tableau V. 8: Statcom est connecté dans les bus 3	144
Tableau V. 9: Paramètres du statcom connecté dans le bus 3.	144
Tableau V. 10: Statcom est connecté dans les bus 3&5.	145
Tableau V. 11: Paramètres du statcom connecté dans le bus 3&5.	145

Table des matières

<i>Remerciements</i>	<i>i</i>
<i>Résumé</i> :	<i>ii</i>
<i>Liste des Figures</i>	<i>iii</i>
<i>Liste des Tableaux</i>	<i>vii</i>
<i>Table des matières</i>	<i>viii</i>
<i>Abréviations</i>	<i>xii</i>
<i>Liste des symboles & nomenclature</i> :.....	<i>xiv</i>
<i>Introduction générale</i>	2
<i>Chapitre 1 : état de l'art sur les énergies renouvelables</i>	9
1.1 <i>Introduction</i>	10
1.2 <i>Répartition de la consommation mondiale d'énergie</i>	10
1.3. <i>Ressources des énergies renouvelables</i>	14
1.3.1 <i>Centrale énergie renouvelable autonomes</i>	15
1.3.2 <i>Systèmes énergies renouvelables connectée au réseau</i>	16
1.4 <i>Composants des sources de production</i> :	17
1.4.1. <i>Systèmes thermiques de production d'électricité</i>	17
1.4.2 <i>Systèmes renouvelables de production d'électricité</i>	18
1.4.2.1 <i>Systèmes photovoltaïques solaires</i> :	18
1.4.2.2 <i>Systèmes solaire thermique</i> :	20
1.4.2.2 <i>Système hydroélectrique</i>	21
1.4.2.3 <i>Système éolien</i>	23
1.4.2.4 <i>Moyens de stockage pour les systèmes énergie renouvelables</i>	24
1.4.3 <i>Architectures électriques des systèmes hybrides</i>	25
1.4.4 <i>Systèmes Photovoltaïques Connectés au Réseau</i>	29
1.5 <i>Conclusion</i>	32
<i>Chapitre 2 : Modélisation de la chaîne de conversion électrique de la centrale solaire et du réseau électrique de Nouakchott</i>	34
2.1. <i>Introduction</i>	35
2.2. <i>Modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque</i>	35
2.2.1. <i>Modèles électriques d'un générateur photovoltaïque (GPV)</i>	36
2.2.1.1. <i>Modèle idéal d'une cellule PV</i>	37
2.2.1.2. <i>modèle a une diode</i>	38
2.2.2 <i>Modelé mathématiques pour la centrale solaire</i>	43

2.2.3 Modélisation du rendement d'un onduleur	44
2.2.4 Modélisation du transformateur.....	45
2.2.4.1 Modélisation par rendement.....	46
2.3 Modélisation du réseau électrique	48
2.3.1 Structure du système de la boucle de 33 kV de Nouakchott	50
2.3.1.1 Données des câbles	51
2.3.1.2 Données des générateurs et des charges électriques	52
2.3.1.3 Données des impédances calculées pour les câbles en per unit.....	53
2.3.1.4 Données des charges des secteurs en per unit	53
2.3.1.5 Résultats de calcul de la matrice d'admittances en per unit.....	54
2.3.2 Modèle numérique	54
2.3.2.1 Méthode de Gauss-Seidel (GS).....	56
2.3.2.2 Méthode de Newton- Raphson (NR)	58
2.3.2.2 Modèles mathématiques pour la répartition des charges	60
2.3.3 Résultats de répartition des charges et des méthodes NR et GS	62
2.4 Conclusion.....	66
<i>Chapitre 3 :Simulations de la chaîne de conversion électrique de la centrale solaire.</i>	69
3.1 Introduction	70
3.2 Données mesurées de la radiation solaire	70
3.3 Simulation pour choix du modèle mathématique (MM et MC)	74
3.3.1 Influence de Rs et Rsh.....	74
a) Influence de la Résistance Rs	74
b) Influence de la Résistance Rsh : modèles MM et MC	75
3.3.2 Simulation du groupement du GPV.....	76
3.4 Simulations de la chaîne de conversion photovoltaïque	82
3.4.1 Simulation par Matlab des caractéristiques des panneaux.....	82
3.4.2 Simulation pour un panneau photovoltaïque de la centrale 15 MW solaire.....	84
3.4.2 Simulation du convertisseur	87
3.4.3 Simulation du transformateur.....	89
3.5 Conclusion.....	92
<i>Chapitre 4 : Simulations et optimisation de la centrale solaire</i>	95
4.1 Introduction	96
4.2 Modèles des panneaux photovoltaïques et méthodes d'extraction.....	97
4.2.1 Méthode itérative d'extraction des paramètres PV.....	97
4.2.2 Dispositif expérimental.....	98
4.2.3 Caractéristiques en fonction de l'ajustement des Rs et Rsh de deux modèles.....	99

4.2.4 <i>Coubes d'ensoleillement $G(t)$ et de température $T(t)$, en temps réel, pour des jours ensoleillés et jours nuageux</i>	101
4.2.5 <i>Validations des résultats de simulations</i>	102
4.3 <i>Algorithme P & O MPPT pour le suivi de la puissance maximale de la centrale</i>	107
4.3.1 <i>Recherche du point de puissance maximale (PPM)</i>	108
4.4 <i>Simulation de la centrale solaire.....</i>	112
4.4.1 <i>Présentation de la centrale Solaire (Nouakchott)</i>	112
4.4.2 <i>Caractérisation des panneaux & simulations</i>	115
4.4.4 <i>Simulation de production des différentes centrales (réelle et virtuelles)</i>	120
4.5 <i>Conclusion.....</i>	122
<i>Chapitre 5 :Simulations et optimisation du réseaux électrique</i>	125
5.1 <i>Introduction</i>	126
5.2 <i>Effet du banc des capacités au niveau des cinq bus</i>	130
5.3 <i>Analyse des courbes</i>	130
5.4 <i>Introduction des systèmes FACTS pour stabiliser le réseau interconnecté avec la centrale solaire</i> 136	
5.4.1 <i>Classification des systèmes FACTS.....</i>	137
5.4 <i>Conclusion & recommandations</i>	146
<i>Conclusion générale.....</i>	150
<i>Bibliographie.....</i>	151
<i>ANNEXE 1 : détermination des paramètres d'un générateur photovoltaïque</i>	158
<i>ANNEXE 2 : Données du réseau électrique et modélisations</i>	160
<i>Annexes 3 : résultats des simulations réalisées.....</i>	165
<i>Liste des publications</i>	168

Notation

Abréviations

ADER	Agence de Développement de l'Electrification Rurale
Ah	Ampère heur
ARM	Autorité de Régulation Multisectorielle
BP	Compagnie britannique de pétrole (British Petroleum)
BT	Basse Tension
CA	Courant alternatif
CC	Courant Continu
CL	Collectivités Locales
CO2	Le dioxyde de carbone
DFC	Contrôleur dynamique de flux de puissances
ER	Erreur relative
FACTS	Système de transmission flexible en courant alternatif (Flexible Alternating Current Transmission System)
FP	Facteur de puissance
GD	Générateur Diesel
GPV	Générateur photovoltaïque
GS	Gauss Seidel
GTO	Le thyristor à extinction par la gâchette (Gate turn-off thyristor)
GWh	Gigawatt-heure
HFO	Hydrofluoroléfine
Hz	Hertz
IGBT	Le transistor bipolaire à grille isolée (Insulated Gate Bipolar Transistors)
IGCT	Le thyristor intégré à commutation de grille (Insulated Gate Commutated Thyristors)
IPFC	Contrôleur de flux de puissance unifié (Unified power flow controller)
J-B	Jeu de Barre
KV	Kilovolt
KWh	Kilo Watt-heure
LRAER	Laboratoire de recherches appliquées aux énergies renouvelable
MC	Modèle de Cenerg
MHA	Ministère de l'Hydraulique et de l'Assainissement
MM	Modèle de Madison

MNR	Méthode de Newton Raphson
MPEM	Ministère du Pétrole de l'Energie et des Mines
MPPT	Un suivi du point maximal de puissance (Maximum Power Point Tracking)
Mt	Million de tonnes
MT	Moyenne Tension
Mtep	Million de tonne équivalent pétrole
MVAr	Mega Volt Amps (reactive)
MW	Méga Watt
NR	Newton Raphson
OMVS	L'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal
P&O	Perturbation et observation
PPM	Point de Puissance Maximale
PU	Per Unit
PV	Photovoltaïque
SH	Système Hybride
SNIM	Société Nationale Industrielle et Minière de Mauritanie
SOMELEC	Société Mauritanienne d'Electricité
SSSC	Compensateur série synchrone statique (Static Synchronous Series Compensator)
STATCOM	Un compensateur synchrone statique (Static synchronous compensator)
TCR	Un réacteur à thyristors avec une réactance (Thyristor Controlled Reactor)
TSC	Un contacteur à thyristors avec une capacité (Thyristor Switched Capacitor)
UE	L'Union européenne
UPFC	Contrôleur de flux universel de flux de puissance
USA	Les États-Unis
V	Volt
VAR	Volt Amps (reactive)
Wc	Watt crête

Liste des symboles & nomenclature:

α_{MPPT}	Rendement MPPT	%
A	Facteur d'idéalité	
Cos φ	Coefficient de puissance	
G	Ensoleillement reçu par la cellule photovoltaïque	W/m ²
GREF	Ensoleillement aux Conditions de Test Standard	W/m ²
I	Courant	A
I ₀	Courant de saturation de la diode	A
I _{0,REF}	Courant de saturation inverse à la température TREF	A
IBus	Vecteur du courant injecté dans le bus	A
I _{cc}	Courant de court-circuit	A
I _m	Courant max	A
I _{ph}	Photo courant	A
I _{PH,REF}	Photo courant aux Conditions de Test Standard	A
J	Matrice jacobienne	
K	Constante de Boltzmann	J/K
MP	Modules en parallèles	
MS	Modules en séries	
Noct	Température normale de fonctionnement	K
P	Puissance	W
P ₀ & K	Coefficients	
P _{act}	Puissance réelle produite	W
P _B	Puissance de base	W
P _{cc}	Puissance de court-circuit	W
P _{entr}	Puissance d'entrée	W
P _{in}	Puissance incidente	W
P _{max}	Puissance maximale	W
P _n	Puissance nominale	kWc
P _u	Puissance utile	W
P _v	Puissance à vide	W
q	Charge de l'électron	Coulomb
RS	Résistance série	Ω
RSH	Résistance shunt	Ω

SN	Puissance apparente	kVA
β	Coefficient de charge	
β_{max}	Valeur maximale de β	
T	Température	K
Tamb	Température ambiante	K
TREF	Température aux Conditions de Test Standard	°C
UB	Tension de base	Per unit
V	Tension	V
VBus	Vecteur de tension au bus	Per unit
Vm	Tension max	V
VOC	Tension au circuit ouvert	V
\bar{V}_R	Vecteur de tension	V
Vt	Tension thermique	V
Y	Admittance	Siemens (S)
YBus	Admittance du bus	Siemens (S)
ZB	Impédance de base	Ω
$\alpha_1 \alpha_2 \alpha_3 \alpha_4$	Paramètres	
α_5		
η	Rendement	%
α	Coefficient de température du courant court-circuit	

Introduction générale

Introduction générale

Au plan africain, la question de l'approvisionnement en énergie électrique devient chaque jour plus préoccupante. Le constat unanimement partagé est simple : déjà difficile dans les zones rurales démunies, la situation ne pourra qu'empirer avec l'augmentation de la population, dans les années à venir, si des solutions ne sont pas trouvées. Le formidable essor démographique que va en effet connaître le monde rural en Afrique, dans les vingt-cinq prochaines années, va nécessairement s'accompagner d'une explosion de la demande en énergie électrique.

C'est dans cette optique que se situe le problème de la production en quête de solutions fiables, via des systèmes d'origine renouvelable, couplés aux réseaux existants de distribution ou décentralisés (autonomes). Mais, si elles présentent un intérêt incontestable, à divers points de vue, l'intégration, dans les réseaux existants, de sources d'énergies renouvelables et, d'une manière plus générale, la production décentralisée impliquent le respect de contraintes techniques précises, pour assurer, aux citoyens et aux entreprises, une alimentation en énergie électrique fiable et de qualité. Dans les réseaux de distribution qui n'ont pas été conçus, à l'origine, pour accueillir toute une diversité de sources, les difficultés à résoudre dépendent du taux de pénétration de la production décentralisée.

Citons déjà quelques données du problème :

- Influence sur le dimensionnement des postes haute tension et basse tension. Il faut s'assurer qu'aucun ouvrage (transformateurs, lignes) ne passe en surcharge, du fait de la production décentralisée;
- Influence sur la protection des réseaux de distribution. Le fonctionnement correct du système exige qu'à la moindre alerte de défaut sur un départ moyen tension (MT), le distributeur puisse éliminer l'erreur, pour assurer la sécurité, par ouverture du disjoncteur. La présence d'une production décentralisée peut fortement perturber la sélectivité et la sensibilité du plan de protection du réseau de distribution ;
- Maintenance des équipements relatifs aux courants de court-circuit, à titre de protection, permettant de contrôler la contribution des productions décentralisées à l'augmentation du courant de court-circuit ;
- Nécessité d'une protection de découplage, en cas de défaut sur la ligne à laquelle est raccordée une installation de production décentralisée : cette dernière doit impérativement se découpler, automatiquement et rapidement, pour ne pas maintenir le défaut sous tension ;

- Influence sur le plan de tension, en présence d'une production décentralisée dans le réseau de distribution, et sur la commande des dispositifs de réglage, influence plus ou moins importante selon le mode de raccordement et les conditions de fonctionnement ;
- Impacts sur les réseaux de transport, en accord avec le caractère de la production photovoltaïque qui peut provoquer d'importants transits susceptibles de compromettre dangereusement la stabilité du réseau.

Toutes ces influences positionnent le problème de l'insertion de la production d'électricité à caractère d'énergie renouvelable injectée aux réseaux de distributions ou au réseau de transport. Notre travail s'est concentré sur l'injection de la puissance d'une centrale solaire photovoltaïque dans un réseau électrique existant, en tenant compte de toutes les influences objectivement pertinentes.

Problématique

Pour mieux résoudre les problèmes attendus de raccordement d'une centrale solaire, nous nous sommes proposés de modéliser sa chaîne de conversion et solutionner la problématique pas à pas et comme suit :

- La première problématique se situe au niveau du panneau solaire lui-même. Considérant qu'un panneau solaire présente des rendements relativement faibles (de l'ordre de 10%), cette phase est d'une extrême importance. La puissance disponible n'est complètement extraite que si un algorithme approprié est utilisé et divers autres dispositifs pris en charge. A ce niveau, bien connaître cet ensemble et optimiser son rendement sont essentiels ;
- La seconde problématique est liée à la sortie en courant continu du panneau solaire. L'installation d'un onduleur permet de convertir le continu en alternatif, avec l'objectif de donner la puissance appropriée au point de raccordement du réseau de distribution ;
- La troisième et dernière est la synchronisation de l'onduleur avec le réseau. Cela impose des algorithmes sûrs et insensibles aux bruits.

Concrètement, notre travail s'est construit à partir d'une centrale solaire de 15 MW, sur un site réel : celle de Cheikh Zayed de Nouakchott. Appuyée sur les apports du CERER et du LRAER, l'étude des paramètres du système d'application et leur simulation ont mis en évidence les impacts de cette technique de production d'électricité dans l'environnement de Nouakchott (Mauritanie).

Les questions de recherche

Il a été posé, en amont, plusieurs questions de recherche. Citons, notamment, celle liée au développement d'une thématique réputée importante par les chercheurs en énergies renouvelables : l'interconnexion des centrales solaires avec les réseaux nationaux d'électricité ; celle relative aux modèles mathématiques touchant au comportement de la centrale solaire Cheikh Zayed ; et, d'une manière additionnelle, celle spécifique au comportement d'une centrale solaire connectée au réseau, dans les sévères conditions climatiques mauritanienes. C'est plus particulièrement à cette question que notre thèse tente de répondre, en proposant une formule de prédition la plus adéquate possible, pour la production électrique instantanée d'une centrale solaire de telle importance, en tel environnement. Notons, ici, que la centrale solaire Cheikh Zayed se trouve à trois kilomètres du littoral océanique, dans des conditions climatiques caractérisées par la chaleur, l'humidité, la salinité et les dépôts de poussières presque quotidiens. Ces conditions sévères du Sahel n'ont, à ce jour, aucun modèle fiable permettant de prédire la production électrique instantané des centrales solaires.

Cheikh Zayed est la première d'envergure (15 MW). Elle a été installée par un projet de promotion de l'énergie solaire photovoltaïque, sur la route de Nouadhibou, au Nord de Nouakchott. Elle est riche de différents équipements caractérisant ce type d'installation. Ses panneaux photovoltaïques sont de technologie amorphe. Un élément important dans la recherche du plus adéquat modèle mathématique pour l'analyse des performances des panneaux photovoltaïques, dans ces conditions de fonctionnement encore mal connues.

Suivant la méthodologie projetée, la caractérisation des équipements de chaque partie de la chaîne de conversion doit permettre d'élucider ses propriétés physiques, via une modélisation par rendement qui tienne compte des diverses pertes variantes et celles du système. On n'oubliera pas, en outre, de mener des simulations adéquates, à l'aide du logiciel Matlab, pour faire ressortir les avantages et les inconvénients des performances de la centrale. Avec cette ambition finale de dégager une compréhension optimale du système dans son environnement réel.

Objectifs et originalité de la thèse

L'objectif de ce mémoire est de modéliser et de simuler une centrale solaire photovoltaïque raccordée au réseau, dans les conditions climatiques sévères du littoral mauritanien, via le logiciel Matlab, à partir du panneau photovoltaïque 75 Wc d'Atersa, à titre de référence, puis les différents panneaux existants sur le site réel, jusqu'au dispositif de raccordement au réseau électrique. Ce travail est doublé d'une étude du réseau, pour en faire ressortir sa capacité à

accepter l'injection de puissance de la centrale solaire et les faiblesses actuelles des différents nœuds de fonctionnement, avant de proposer, au final, des solutions adéquates à l'insertion du mixte énergétique.

Fractionnons plus précisément ces objectifs :

- Étude de la bibliographie sur les systèmes photovoltaïques, les onduleurs, les transformateurs et les réseaux électriques ;
- Répertoire de modèles mathématiques les plus variés et les plus utilisés en électrotechnique ;
- Simulations à travers le logiciel Matlab des équipements de la chaîne de conversion photovoltaïque ;
- Étude de l'influence de l'insertion de la source photovoltaïque connectée au réseau national de Nouakchott, en vue de stabiliser la tension consécutive des bus.

En introduisant et appuyant, dans chaque partie de la modélisation, des simulations validées expérimentalement, on espère donner, à ce travail, une valeur ajoutée enrichissant la recherche en ce domaine.

Structure de la thèse

Nous avons distingué cinq chapitres, encadrés d'une introduction générale et d'une conclusion générale.

- Le chapitre 1 propose une synthèse bibliographique du domaine étudié et de celui de la recherche des données, tant au niveau de la centrale solaire qu'à celui des types de logiciels de simulation. On y explicitera la problématique de la recherche, les objectifs et la méthodologie suivie tout au long de l'ouvrage ;
- Le chapitre 2 donne une description du système photovoltaïque installé sur la route de Nouadhibou, au Nord de Nouakchott. On y relèvera, notamment, son caractère pilote – c'est la première centrale solaire de cette envergure en Mauritanie – dans les difficiles conditions environnementales du littoral Nord.
- Le chapitre 3 aborde les modèles mathématiques (modélisations). Une première partie est consacrée à la modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque. Sa seconde traite de la modélisation du réseau de Nouakchott et les écoulements de puissance provenant des diverses sources de production électrique, dont la chaîne de conversion photovoltaïque. Le chapitre décrit les options de modèles électriques et des mathématiques les plus appropriés pour étudier la centrale solaire connectée au réseau,

ainsi que le réseau de Nouakchott. Cette modélisation concerne particulièrement les panneaux photovoltaïques, le convertisseur et le transformateur d'injection dans le réseau, puis les différentes composantes du réseau lui-même. On fera connaissance, en suivant, avec la simulation de la chaîne de conversion de la centrale solaire, grâce au modèle mathématique retenu après comparaison : c'est un modèle à une diode (MM).

- Le chapitre 4 réunit les résultats et discussions, en présentant l'étude théorique et celle de simulation de la centrale solaire. Les simulations qui suivent seront toujours présentées sous environnement Matlab, en utilisant et discutant les différents niveaux de langage de programmation, en accord avec les objectifs de notre travail. Puis seront avancées les simulations discutées des caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ du string connecté au convertisseur 1, ainsi que celles des autres composantes, avec un appui de discussion, pour l'onduleur, des plages de tensions autour des valeurs ($243 \text{ V} < 270 \text{ V} < 310 \text{ V}$). Dans la logique de la chaîne de conversion solaire, il a aussi simulé et discuté le transformateur de la centrale solaire, en fonction du coefficient de charge pour une centrale connectée au réseau. Sans oublier l'optimisation discutée du système photovoltaïque, par la méthode de perturbation et observation (P&O) qui conduit à un fonctionnement optimal du système, par recherche du point de puissance maximale. Il est important de noter qu'en cette partie du chapitre 4, on s'est appliqué à définir le type de panneau solaire le mieux adapté à la zone du littoral, grâce à une étude comparative des performances des panneaux solaires photovoltaïques : monocristallins, polycristallins et amorphes ; dans les conditions météorologiques de la Mauritanie. Etude validée par comparaison avec la puissance obtenue, en temps réel, sur le site de production.
- Le chapitre 5 présente une étude du réseau, suite au raccordement de la centrale solaire au réseau électrique de Nouakchott dans laquelle, il est précisé :
 - Une analyse de flux de charge du réseau électrique à travers les méthodes de NR (Newton Raphson et GS (Gauss Seidel),
 - L'analyse des écoulements des puissances actives et réactives dans le câble 33 KV,
 - Les indices de performance, ainsi que la tension au niveau de chaque bus.

Il est donné une méthodologique complète à caractère technique depuis la caractérisation, la modélisation d'une centrale solaire connectée à un réseau 33 kV.

- Et enfin, une conclusion générale viendra clôturer la thèse.

Chapitre 1

État de l'art sur les énergies renouvelables

Chapitre 1 : état de l'art sur les énergies renouvelables

1.1 <i>Introduction</i>	10
1.2 <i>Répartition de la consommation mondiale d'énergie</i>	10
1.3. <i>Ressources des énergies renouvelables</i>	13
1.3.1Centrale énergie renouvelable autonomes.....	15
1.3.2Systèmes énergies renouvelables connectée au réseau.....	16
1.4Composants des sources de production :.....	17
1.4.1.Systèmes thermiques de production d'électricité	17
1.4.2Systèmes renouvelables de production d'électricité.....	18
1.4.2.1Systèmes photovoltaïques solaires :	18
1.4.2.2Systèmes solaire thermique :	20
1.4.2.2Système hydroélectrique	21
1.4.2.3Système éolien.....	22
1.4.2.4Moyens de stockage pour les systèmes énergie renouvelables	24
1.4.3 Architectures électriques des systèmes hybrides.....	25
1.4.4Systèmes Photovoltaïques Connectés au Réseau	28
1.5 <i>Conclusion</i>	31

1.1 Introduction

La demande mondiale en énergie demeure en forte croissance et a peu de chances de diminuer, à moyen terme, compte-tenu du développement souhaitable et nécessaire des pays les moins riches. Les deux plus sensibles exigences concernent l'électricité, dans les mégapoles, et les carburants, pour les transports. Actuellement, les combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon) fournissent 90 % de l'énergie primaire, tandis que les hydrocarbures (pétrole et gaz) sont considérés en énergies de bouclage, permettant de répondre à tout niveau de la demande. Or le lien, entre la consommation d'énergies fossiles depuis un siècle et demi et le changement climatique, est maintenant tenu pour hautement probable. De plus, les réserves de pétrole et de gaz, aussi importantes soient-elles, restent limitées.

La moitié des réserves prouvées de pétrole et le tiers de celles de gaz seront déjà consommés en 2020. Les réserves de gaz permettront à peine d'atteindre 2050, celles du pétrole seront insuffisantes. Seul, le charbon, au demeurant le plus gros émetteur de CO₂ et de polluants, offre des réserves pour plusieurs siècles.

1.2 Répartition de la consommation mondiale d'énergie

La figure ci-dessous illustre l'évolution de la consommation mondiale d'énergie primaire répartie entre les différentes énergies, avec, superposée, la courbe des émissions énergétiques de CO₂, à échelle adaptée. Les unités sont le million de tonne équivalent pétrole (Mtep) et le million de tonnes (Mt) de CO₂ [1].

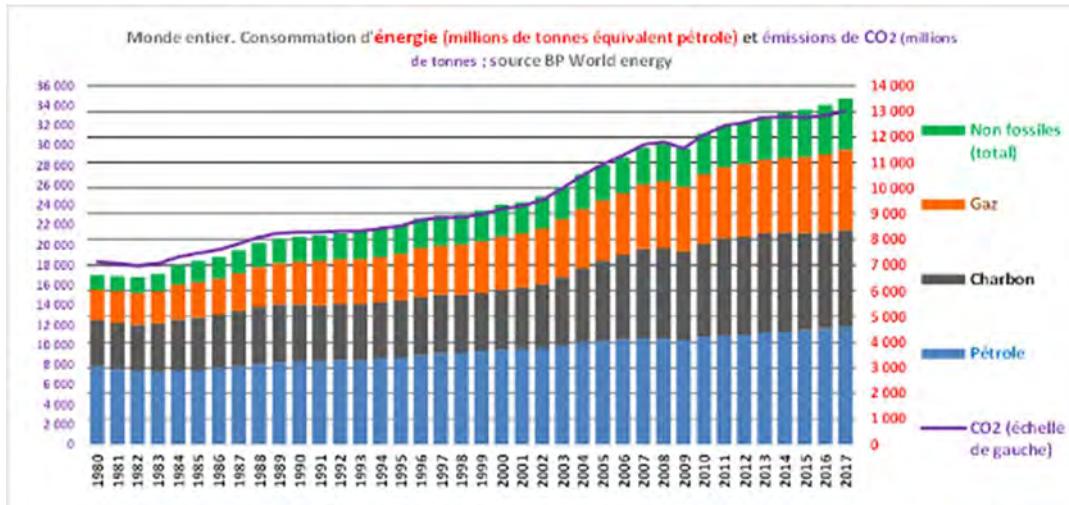


Figure 1. 1: l'évolution de la consommation mondiale d'énergie primaire répartie.

Les émissions de CO2 sont calculées par BP, à partir des consommations d'énergies fossiles déclarées par les pays. Comme ces énergies sont très prépondérantes dans le « mix énergétique », il y a quasi-coïncidence entre la courbe des émissions de CO2 et le total de la consommation d'énergie (aux échelles près, évidemment). Toutefois un décrochement est observable, à partir de 2013, en raison du recours accru aux nouvelles énergies non-fossiles, notamment les énergies intermittentes éolienne et solaire. En complément, voici le détail de l'évolution des énergies non-fossiles (donc réputées non-émettrices de CO2), utilisées, en quasi-totalité, pour produire de l'électricité (voir figure 1.2).

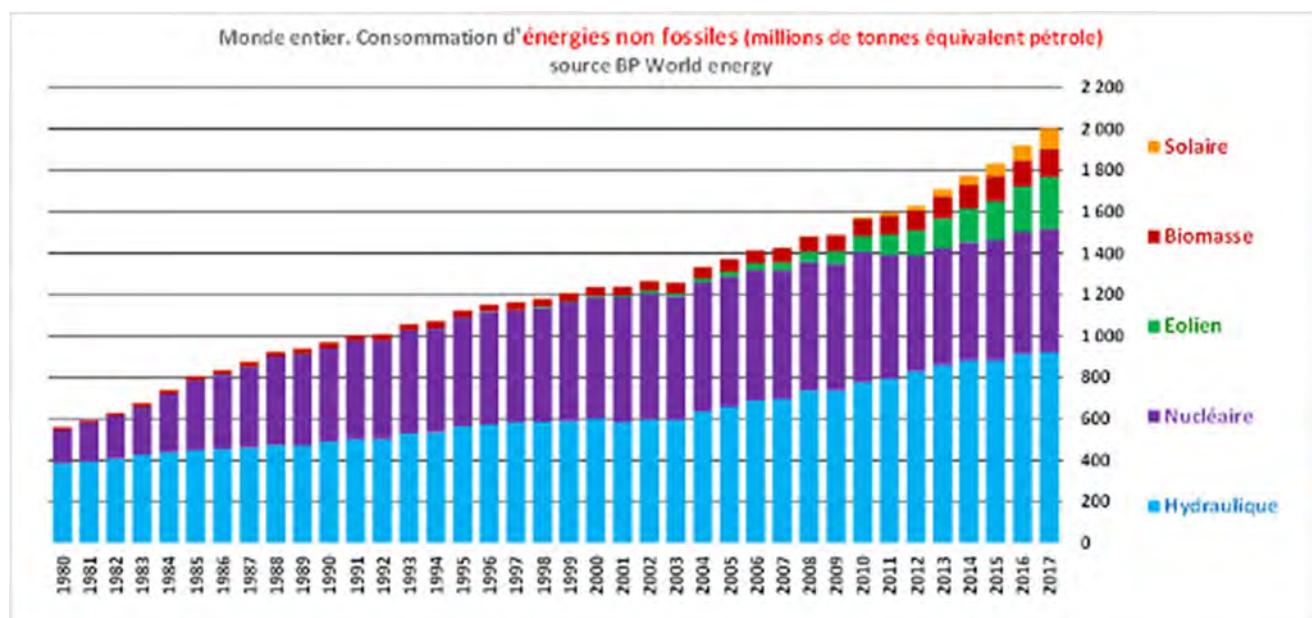


Figure 1. 2: évolution de la consommation mondiale d'énergies non fossiles.

La répartition entre les différentes énergies s'est progressivement modifiée au fil des années. L'année 1990 étant habituellement citée en référence (figure 1.3), il est intéressant de comparer la répartition des énergies de 1990 avec celle de 2017. Pendant ces vingt-sept années, la consommation d'énergie est passée de 8 100 Mtep à 13 500 Mtep, soit une multiplication par 1,66.

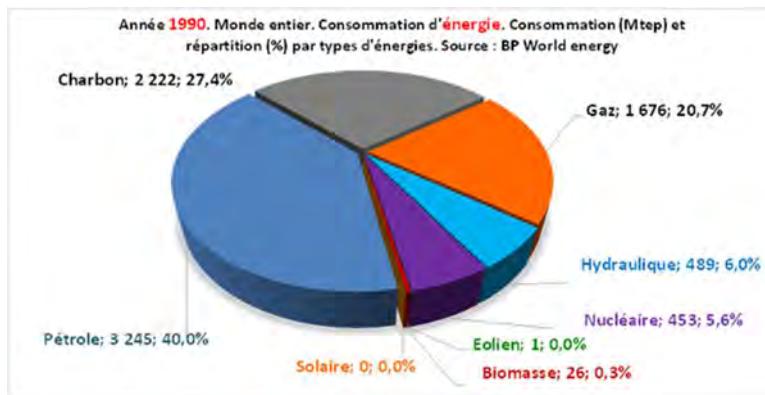


Figure 1. 3 : évolutions de la consommation mondiale en énergies en 1990.

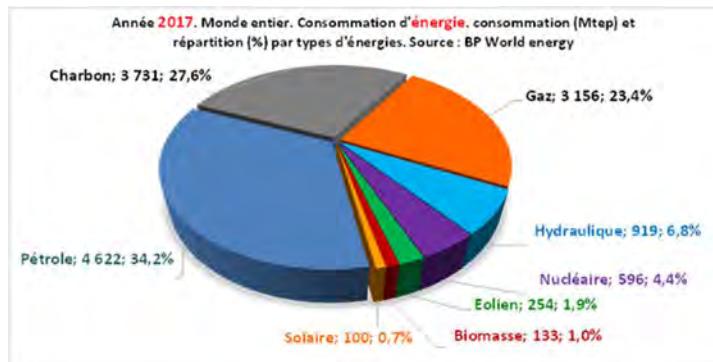


Figure 1. 4: évolutions de la consommation mondiale en énergies en 2017.

L'augmentation importante de la consommation n'a pas entraîné de bouleversement dans la répartition entre les types d'énergies. La différence entre ces deux graphiques ne saute pas aux yeux : le charbon a conservé sa part de marché et l'ensemble pétrole-gaz n'a perdu que 3 points (de 61% à 58%). Tout se passe comme si les énergies intermittentes avaient surtout grignoté la part de l'hydraulique et du nucléaire. Dans le même temps, les émissions de CO₂ sont passées de 21,3 à 33,4 millions de tonnes, soit une multiplication par 1,57 ; un peu moins, donc, que la consommation d'énergie. Relevons, à ce sujet, deux ratios utiles, concernant les émissions de CO₂ (chiffres pour 2017) :

- CO₂/consommation d'énergie fossile (toutes confondues avec la répartition actuelle) : # 2,9 tonnes/tep.
- CO₂/consommation d'énergie totale : # 2,5 tonnes/tep, en légère diminution tendancielle (on avait # 2,6 en 1990).

En 2017, les énergies fossiles représentent 85,2% du total (les agro-carburants, soient 0,6%, sont comptés dans la rubrique pétrole), les énergies non-fossiles classiques (nucléaire, hydraulique, biomasse) 12,2%, et les énergies intermittentes 2,6% (dont 1,9% pour l'éolien et 0,7% pour le solaire).

Répartition de la consommation d'énergie entre les régions du monde.

La figure ci-dessous (figure 1.5) illustre l'évolution, entre 1990 et 2017, de la répartition de la consommation entre les principaux pays ou grandes régions (les pays restants se trouvent essentiellement en Europe hors UE et en Asie du Sud-est). On constate notamment que la Chine, les USA et l'Union européenne totalisent, en 1990 comme en 2017, environ la moitié de la consommation mondiale ; mais la répartition entre ces trois entités a été bouleversée : la Chine occupe désormais le premier rang, avec le quart de la consommation mondiale. L'Inde est encore très loin derrière.

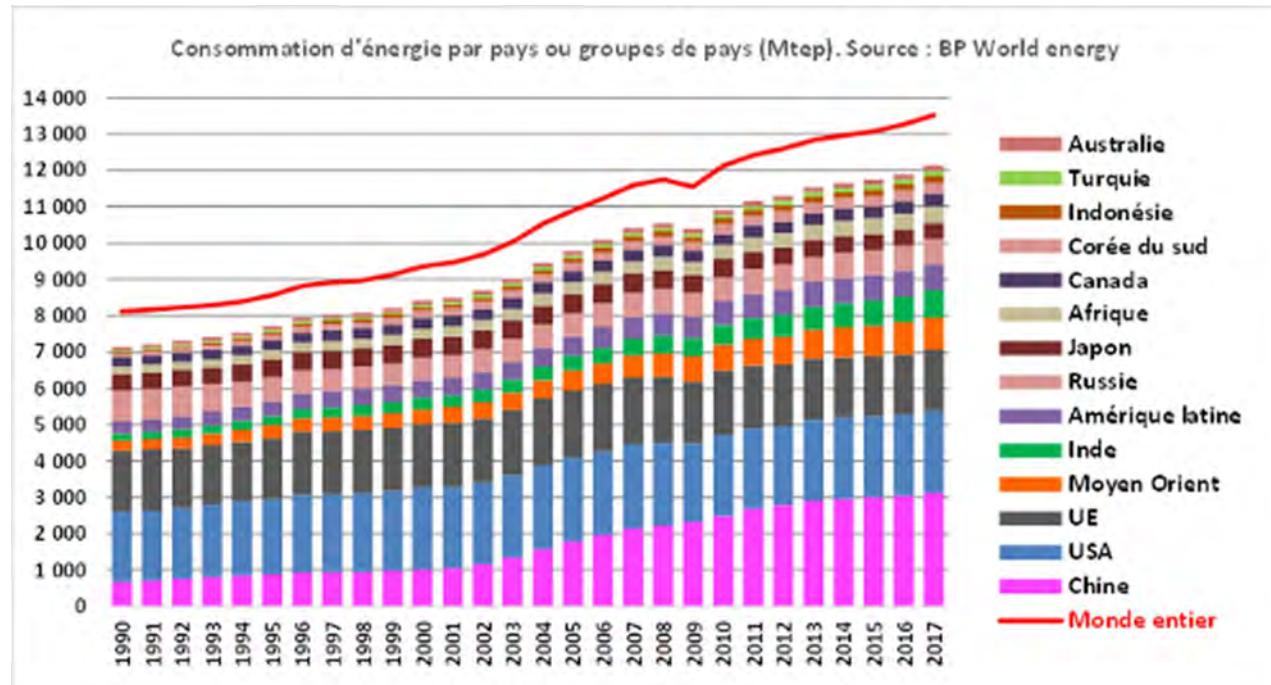


Figure 1. 5: Répartitions des consommations d'énergie par pays.

1.3. Ressources des énergies renouvelables

Le soleil, le vent, les chutes d'eau et la biomasse sont autant de ressources naturelles utilisables pour générer de l'énergie électrique, grâce aux différentes technologies qu'on peut regrouper par filières économiques, en fonction de la ressource considérée. Disponibles en quantité supérieure aux besoins énergétiques actuels de l'humanité, les ressources d'énergie renouvelable n'augmentent pas la quantité de gaz à effet de serre de l'atmosphère lors de leur exploitation. Elles présentent, par ailleurs, une chance, pour plus d'un milliard d'habitants en régions isolées, d'accéder à l'électricité. Ces atouts, alliés à des filières de plus en plus performantes, plaident pour un puissant développement des énergies renouvelables.

Dites « propres », elles constituent une alternative crédible aux énergies fossiles sur plusieurs points :

- Propres, elles respectent l'environnement et ne dégagent pas de gaz à effet de serre ni de déchets toxiques.
- Elles sont, comme leur nom l'indique, « inépuisables ».
- Elles permettent une production décentralisée, finement adaptée aux besoins locaux.

Citons, ici, six d'entre elles : l'éolien, le solaire thermique et photovoltaïque, la biomasse, la géothermie et l'hydraulique.

Cette description de l'évolution de la consommation mondiale d'énergie primaire, de la consommation mondiale d'énergie non-fossile et de la répartition des consommations d'énergie par pays, doit être reliée aux applications concrètes des énergies renouvelables ; tout particulièrement dans le cas de la Mauritanie. Ce pays affiche, depuis quelques années, de véritables ambitions en matière pétrolière et entend en augmenter sa production. La politique nationale en matière d'énergie affirme le rôle de l'Etat, dans l'élaboration des stratégies économiques et le contrôle de leur mise en œuvre, tout en se désengageant des fonctions opérationnelles. Elle contribue à établir un cadre incitatif, pour encourager l'émergence d'entreprises privées, en ce qui concerne la fabrication, l'installation et la gestion des moyens de production d'électricité. Voici les principaux acteurs du secteur :

- Ministère du Pétrole de l'Energie et des Mines (MPEM),
- Société Mauritanienne d'Electricité (SOMELEC),
- Ministère de l'Hydraulique et de l'Assainissement (MHA),
- Agence de Développement de l'Electrification Rurale (ADER),
- Autorité de Régulation Multisectorielle (ARM),

- Collectivités Locales (CL),
- Entreprises privées.

Pour pallier à l'impact négatif du prix des énergies fossiles et les tensions au niveau de leur approvisionnement, il est proposé, dans ce travail, une centrale solaire (pilote) de 15 MW. Cet équipement entre bien dans la politique des structures d'Etat citées tantôt. Aussi paraît-il utile, pour en aborder la thématique, de présenter, dès le début de chapitre, les techniques existantes dans la littérature. On prendra toujours en compte les sources d'énergie renouvelable (éolienne, photovoltaïque ou petite centrale hydroélectrique) qui peuvent constituer un complément ou une alternative aux centrales diesel.

1.3.1 Centrale énergie renouvelable autonomes

Les systèmes autonomes liés à une source énergie renouvelable sont le plus souvent utilisés, dans les sites isolés, en secours d'un groupe électrogène. Voici quelques exemples de telles centrales autonomes en Mauritanie (Source MPEM, rapport 2012) :

- **Centrale électrique solaire photovoltaïque – diesel de 115 kWc, avec en réseau de 23 Km (MT et BT)**

Financement : 425 846 263 UM, Etat Mauritanien

Construction: Anthea (France) / Tout Electrique (France)

Emplacement: Hodh El Gharbi

- **Centrale électrique de Chami d'une puissance de 1 MW PV & éolien avec 250 kW diesel**

Financement : 549 435 935 UM / Etat Mauritanien

Construction : COMACA SA (Mauritanie) / EIGRA

Emplacement : Dakhlet-Nouadhibou

- **Centrale électrique de Birette (60 kWc Solaire, 40 kW thermique) avec un réseau (MT&BT)**

Financement : 150.000.000 UM / Etat Mauritanien

Technologie : Monocristallin

Emplacement : Trarza

Dans les configurations récemment citées dans la littérature, la solution couramment employée consiste à associer des groupes électrogènes, souvent diesel, à des sources d'énergies supplémentaires (solaires, éoliennes et autres). Cette solution réduit le nombre de démarrage du

groupe électrogène. Pour assurer les transitions, des batteries électrochimiques, voire des accumulateurs inertiels, peuvent également être associés, via un convertisseur électronique [5]. Les éléments constitutifs du système sont, de plus en plus souvent, reliés entre eux, par l'intermédiaire d'un bus continu, en particulier dans le cas des systèmes à vitesse variable. Les systèmes autonomes de petite puissance, en site isolé, utilisent le bus continu. Celui-ci peut être utilisé directement ou par l'intermédiaire d'un convertisseur CC-CC, pour le chargement des batteries, mais ne convient pas aux charges qui nécessitent du courant alternatif. Dans ce cas, on a besoin d'un onduleur pour convertir le courant continu en courant alternatif [5,8].

1.3.2 Systèmes énergies renouvelables connectée au réseau

Lorsque le système le permet, des énergies renouvelables connectées au réseau sont utilisées dans des zones à proximité du réseau électrique. Il est vrai qu'on fait généralement allusion aux systèmes de génération d'énergie électrique utilisant plusieurs types de sources, avec option de réseau. En Mauritanie, il est possible de rencontrer quelques exemples de tels systèmes (Source MPEM, rapport 2012).

➤ **Centrale solaire sur toiture du MPEM de 40 kWc, connectée au réseau**

Financement : 178.000 €, Etat Mauritanien

Construction : Photalia (France) GIE Actif (Mauritanie)

Technologie : Monocristallin

Emplacement : Toit Ministère du Pétrole de l'Energie et des Mines

➤ **Centrale éolienne Nouakchott 30 MW, connecté au réseau**

Production annuelle : 122 Gwh

Financement : 37M€ FADES, 6 M€ Etat

Construction : Elecnor (Espagne)

➤ **Centrale Eolienne Boulenouar 100 MW, connecté au réseau**

Financement : FADES et Etat

Construction : en cours

Emplacement : Boulnoir-Dakhlet Nouadhibou

➤ **Centrale 6 MW Thermique (HFO/DO) + 3 MWc Solaire de Nema et d'Adel Bagrou connecté au réseau**

Financement : Etat RIM pour les études, coût prévisionnel 68 M\$ USD.

L'existence de centrales à caractère énergie renouvelable connectées au réseau permet de :

- Diminuer le prix de l'exploitation pour les entreprises locales ;

- Constituer complément ou alternative aux groupes électrogènes diesel ;
- Obtenir une production électrique continue ;
- Économiser du carburant, la diminution du coût couvrant, au minimum, l'investissement réalisé pour la partie énergie renouvelable et les autres composants auxiliaires du système.

1.4 Composants des sources de production :

La répartition des consommations d'énergie par pays présentée plus haut est inéluctablement liée au mode de production par pays. Voici les systèmes les plus connus et les plus fréquemment utilisés, en Afrique, notamment en Mauritanie :

- **Thermique** : L'électricité est produite à partir de sources d'énergies fossiles, c'est-à-dire des éléments contenus dans le sous-sol de la Terre : charbon, fioul (issu du pétrole) et gaz ;
- **Renouvelable** : L'électricité est produite à partir de sources d'énergies renouvelables, c'est-à-dire que la nature produit en permanence : eau, vent, soleil, chaleur du sous-sol, matière organique (bois, déchets, etc.)

1.4.1. Systèmes thermiques de production d'électricité

Les groupes électrogènes sont généralement utilisés dans des situations où l'interruption de l'alimentation électrique entraîne des conséquences graves ou des pertes financières : hôpitaux, industrie, notamment agro-alimentaire, aéroports, centres informatiques, pompiers, etc. [9]. Donnons, ici, un aperçu sur les groupes électrogènes et leurs accessoires :

Groupe électrogène et ses accessoires : Un groupe électrogène est un dispositif autonome capable de produire de l'électricité. La plupart des groupes sont constitués d'un moteur thermique qui actionne un alternateur. Leur taille et leurs poids peuvent varier de quelques kilogrammes à plusieurs dizaines de tonnes. La puissance d'un groupe électrogène s'exprime en VA, kVA ou mVA, selon la puissance. Les unités les plus puissantes sont mues par des turbines à gaz ou de gros moteurs diesel [9].

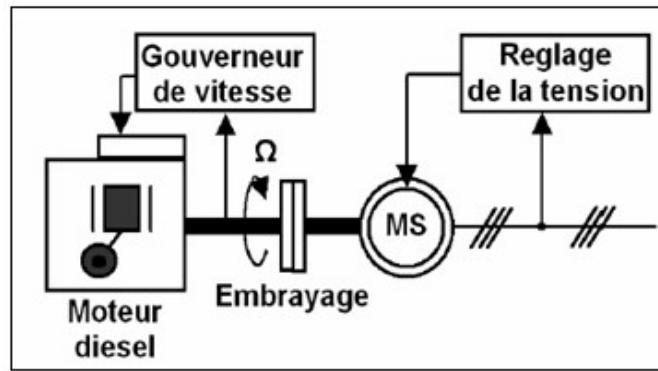


Figure 1. 6: Système diesel de production d'électricité [10].

Il faut rappeler que la production électrique produite sur le territoire de la Mauritanie provient essentiellement de deux structures : la SOMELEC et la SNIM. Cette production est exclusivement d'origine thermique diesel [10].

Tableau I. 1 : Des exemples du parc thermique en Mauritanie [10]

Arafat 1 réhabilité	Fuel lourd (HFO)	39	2014
Arafat 2		8.75	2011
Wharf		36	2011
Nouadhibou		22	2013
Total Fuel lourd	105.75		
Duale 1	Mixte HFO/Gaz	120	2015
Duale 2		54	2018
Total Mixte	174		
Total Gaz	Cycle combiné Gaz	180	

1.4.2 Systèmes renouvelables de production d'électricité

1.4.2.1 Systèmes photovoltaïques solaires :

Contrairement aux sources d'énergies non renouvelables, l'énergie solaire est gratuite, à la portée de tous et ne produit aucune émission. Les panneaux photovoltaïques n'ont pas de pièces mobiles et exigent peu d'entretien.

Emplacement du système photovoltaïque : Les panneaux photovoltaïques doivent avoir une bonne exposition au Sud, pendant les heures d'ensoleillement maximal, soit de 10 à 15 h. Ils donnent les meilleurs résultats lorsqu'ils sont perpendiculaires aux rayons du soleil, c'est-à-dire inclinés à un angle égal à la latitude du site.

Les systèmes photovoltaïques fixes peuvent être montés sur le sol ou sur n'importe quel toit bien ouvert au Sud. Les panneaux contiennent des semi-conducteurs, comme le silicium, qui

convertissent directement le rayonnement solaire en électricité. Ils sont de divers types et voici les plus fréquemment utilisés :

- ❖ La cellule cristalline (mono ou poly) : c'est une technologie éprouvée et robuste (espérance de vie : 30 ans), dont le rendement est de l'ordre de 13 %. Ces cellules sont adaptées à des puissances variant entre quelques centaines de watts à quelques dizaines de kilowatts. Elles représentaient, en l'an 2000, près de 80 % de la production mondiale (cellules monocristallines, cellules polycristallines et amorphes) [12].
- ❖ La cellule monocristalline : c'est celle qui s'approche le plus du modèle théorique, elle est effectivement composée d'un seul cristal, divisé en deux couches. Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie. Plus onéreux, il est cependant plus efficace que la cellule polycristalline [13],

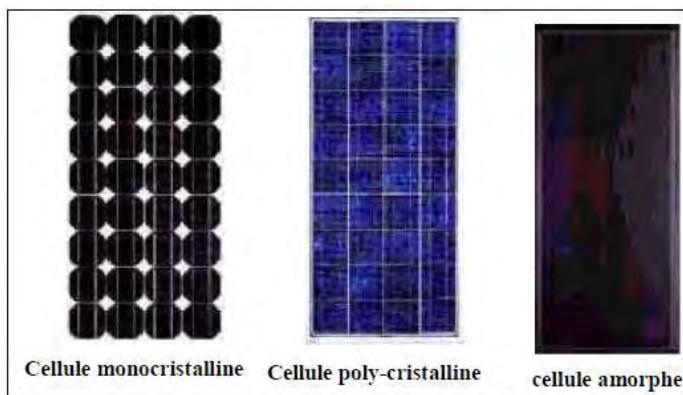


Figure 1. 7: Types des cellules photovoltaïques [14].

- ❖ La cellule polycristalline : grâce à son haut potentiel en gain de productivité, elle s'est rapidement imposée et représentait 49 % de l'ensemble de la production mondiale en 2000. Les avantages de ces cellules, par rapport au silicium monocristallin, résident en ce qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent deux à trois fois moins d'énergie pour leur fabrication. Leur rendement varie de 13% à 20% en labo [13],
- ❖ La cellule amorphe : ses coûts de fabrication sont sensiblement meilleur marché que ceux du silicium cristallin. Les cellules amorphes sont utilisées partout où une alternative économique est recherchée, ou, quand très peu d'électricité est nécessaire (par exemple, alimentation des montres, calculatrices, luminaires de secours, etc.). Elles sont également souvent utilisées là où un fort échauffement des modules est prévisible. Cependant, le rendement est plus de deux fois inférieur à celui du silicium cristallin [13].

Avantages et inconvénients d'une installation photovoltaïque

Avantages :

- Elle n'exige presque aucun entretien ;
- Fonctionne de façon rentable dans les régions éloignées et dans de nombreuses applications résidentielles et commerciales ;
- Flexible, elle peut être élargie à n'importe quel moment pour répondre aux besoins en électricité ;
- Autonomie accrue – fonctionnement indépendant du réseau ou système de secours lors des pannes de secteur ;
- Production d'électricité décentralisée.

Inconvénients :

- Elle ne convient pas aux utilisations à forte consommation d'énergie, comme le chauffage. Si l'on veut utiliser l'énergie du soleil à cette fin, il vaut mieux recourir à d'autres solutions, comme le chauffe-eau solaire qui accumule de la chaleur beaucoup plus efficacement.
- Les systèmes raccordés au réseau sont rarement de technologie PV. Étant donné que ces systèmes peuvent être coûteux, le choix d'un système photovoltaïque dépend souvent d'une décision personnelle, axée sur le style de vie, tout comme pour le type de maison ou de voiture. Beaucoup d'appareils proposés par le marché fonctionnent en 220-230 V alternatif. Or l'énergie issue du générateur PV est unidirectionnel et de faible voltage (<30V) et doit donc être transformée par un onduleur.

En conclusion, les systèmes solaires montrent une parfaite harmonie avec l'environnement, notamment en Afrique et, en particulier, en Mauritanie où l'ensoleillement propose une moyenne de 6 kWh/m²/j.

1.4.2.2 Systèmes solaire thermique :

Le principe consiste à capter le rayonnement solaire et à le stocker, dans le cas d'un système passif (vêranda, serre, façade vitrée, etc.) ou, s'il s'agit de système actif, à redistribuer cette énergie par le biais d'un fluide caloporteur : eau, liquide antigel ou air, même. L'énergie solaire thermique trouve de nombreuses applications : production d'eau chaude, chauffage des maisons, séchage des récoltes, réfrigération par absorption pour les bâtiments, production de très haute température.

Le solaire thermodynamique est une des valorisations du rayonnement solaire direct. Cette technologie consiste à concentrer le rayonnement solaire pour chauffer un fluide à haute

température et produire ainsi de l'électricité ou alimenter en énergie des procédés industriels. Les centrales solaires thermodynamiques recouvrent une grande variété de systèmes, tant au niveau de la concentration du rayonnement que du choix du fluide caloporteur ou du mode de stockage.

Il est nécessaire de concentrer le rayonnement solaire, via des miroirs réflecteurs, pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement peut être concentré sur un récepteur, linéaire ou ponctuel, qui absorbe l'énergie réfléchie par le miroir et la transfère au fluide thermodynamique.

L'énergie thermique provenant du rayonnement solaire collecté est convertie grâce à un fluide caloporteur puis un fluide thermodynamique. En certains cas, le fluide caloporteur est utilisé directement comme fluide thermodynamique. Le choix du fluide détermine la température maximale admissible, oriente le choix de la technologie et des matériaux du récepteur et conditionne la possibilité et la commodité du stockage.

Un atout majeur de certaines technologies solaires thermodynamiques est leur capacité de stockage qui permet aux centrales de fonctionner en continu. En effet, lorsque l'ensoleillement est supérieur aux capacités de la turbine, la chaleur en surplus est dirigée vers un stockage thermique qui se remplit au cours de la journée. La chaleur emmagasinée permet ainsi de continuer à produire en cas de passage nuageux et à la tombée de la nuit. Plusieurs procédés de stockage peuvent être utilisés : sel fondu, béton, matériaux à changement de phase, etc.

Plusieurs systèmes de génération d'électricité sont envisageables : turbine solarisée à gaz, cycle de Rankine vapeur, moteur Stirling, cycle de Rankine organique, etc. Le choix d'un système est conditionné par le type de fluide, la technique de captage et de stockage envisagés. Les cycles de Rankine vapeur sont, en l'état actuel des technologies, les plus largement déployés.

1.4.2.2 Système hydroélectrique

Les centrales hydrauliques transforment l'énergie cinétique d'un flux d'eau en énergie électrique par l'intermédiaire d'une ou plusieurs turbines hydrauliques, couplées à des générateurs électriques (figure 1.8).

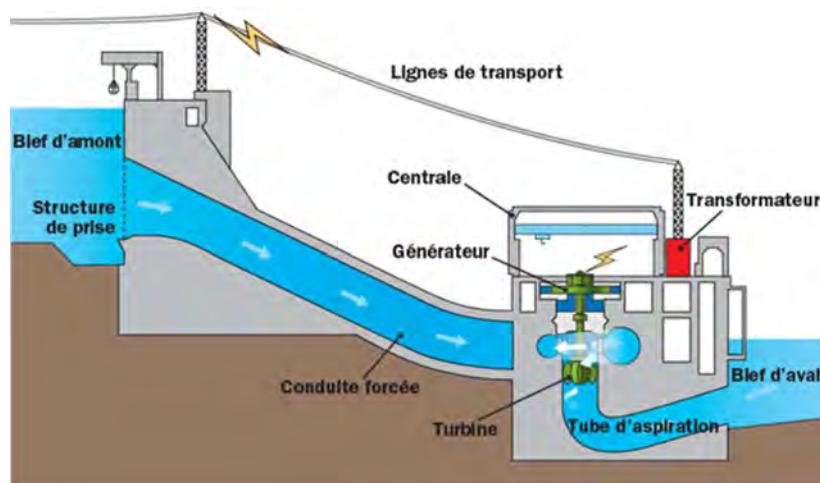


Figure 1. 8: Coupe de principe d'un barrage hydroélectrique.

Tableau I. 2 : Les centrales hydroélectriques de l'OMVS [(Source MPEM)]

Centrale Hydroélectrique	Puissance Disponible Totale (MW)	Clé de répartition De la Mauritanie (%)	Puissance Disponible Pour la Mauritanie en (MW)	Mise en service	Productible Total (GWh/an)	Productible Pour la Mauritanie (GWh/an)
Manantali	200	15	30	2002	806	121
Felou	60	30	18	Fin2013	350	105
Gouina	140	25	35	2016	565	141
Gourbassi	25	25	6,25	2017	104	26
Bouréya	161	25	40,25	2021	717	179
Koukoutamba	281	25	70,25	2023	858	215
Badoumbé	70	25	17,5	2025	410	103
Total	937		217,25		3810	890

Ces différents projets permettront de générer, à moyen terme, 826 MW supplémentaires d'hydroélectricité. Avec ces réalisations et les projets en cours (Manantali 2), le réseau interconnecté de transport et de distribution d'énergie de l'OMVS sera presque triplé. La politique énergétique commune élaborée par l'OMVS devrait contribuer à résorber le déficit énergétique de ses pays membres et permettre, à l'organisation, d'exporter de l'énergie dans la sous-région.

1.4.2.3 Système éolien

L'énergie cinétique du vent est convertie en énergie électrique, grâce aux turbines aérogénératerices. Les deux types de générateurs principalement utilisés sont synchrones ou asynchrones. C'est en fonction de l'un ou l'autre de ces types que le raccordement au réseau se fait, soit directement, soit via des interfaces d'électronique de puissance. Dans les sites isolés et en tenant compte de l'intermittence de l'énergie éolienne, les turbines sont normalement associées à un système de stockage d'énergie et/ou moteur diesel. Il existe également deux possibilités d'installation des parcs éoliens connectés au réseau : éolien en mer (offshore) et éolien sur terre (on-shore). La puissance d'un parc éolien peut varier de quelques mégawatts à quelques centaines de mégawatts.

Les coûts d'investissement sont relativement élevés, surtout pour l'offshore. Bien qu'il existe des turbines à axe vertical (Darius, Savonius, etc.), les machines à axes horizontal dominent très largement le marché des petites puissances (de quelques dizaines de watts, à quelques mW). Les turbines sont bipales ou, plus souvent, tripales. Les petites éoliennes peuvent être à axe vertical ou axe horizontal (figure 1.10).

Pour la Mauritanie, le potentiel éolien est important sur le littoral, comme l'indique la carte suivante [18]. La bonne capacité du gisement éolien (figure I.9) est un des trois paramètres préalables à la faisabilité d'un projet éolien.

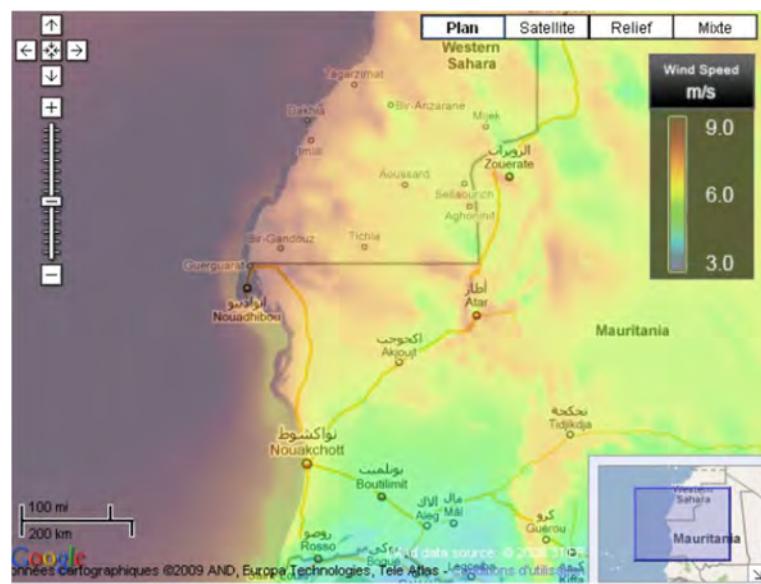


Figure 1. 9: Carte du potentiel éolien du littoral mauritanien (Source MPEM)

Le vent constitue le « combustible » conduisant à la production d'électricité et c'est donc lui qui assure ou non la viabilité économique d'un projet. Les estimations du gisement de vent sur Nouadhibou sont intéressantes. Les études et cartographies existantes le montrent bien. La

ressource éolienne est manifestement conséquente, avec une vitesse de vent proche de 9 m/s à 50 m de hauteur (figure 1.9). Avec un tel gisement, l'éolien serait assurément compétitif en tant que moyen de production. Plusieurs parcs avec éolienne à axe horizontal ont vu le jour, comme celui de 30 mW, au Sud de Nouakchott, ou bien celui hybride avec le PV et le diesel de Nouamghar, ou, encore en projet, celui de 100 MW à Boulenouar [18]. Cette technologie a donc un potentiel d'utilisation favorable sur le littoral atlantique (exemples de type d'éolienne, figure 1.10).



Figure 1. 10: types des éoliennes (a) Eolienne à axe verticale et (b) Eolienne à axe horizontal [18]

Mais, si l'énergie primaire est gratuite et petit l'impact environnemental, les éoliennes posent quand même, en certaines régions, quelques problèmes, liés au bruit de basse fréquence, désagréable pour les personnes habitant à proximité et aux impacts sur les troupeaux et les

1.4.2.4 Moyens de stockage pour les systèmes énergie renouvelables

En Mauritanie, les systèmes de stockage sont encore limités aux batteries, alors qu'il existe de nombreux autres moyens de stockage de l'électricité. La figure (1.6) décrit, par diagramme de Ragone, les performances énergie-puissance massique des technologies les plus utilisées. En règle générale, pour les applications renouvelables, ce sont les batteries et les super-capacités qui sont les plus fréquentes. Les deux solutions peuvent d'ailleurs être utilisées simultanément.

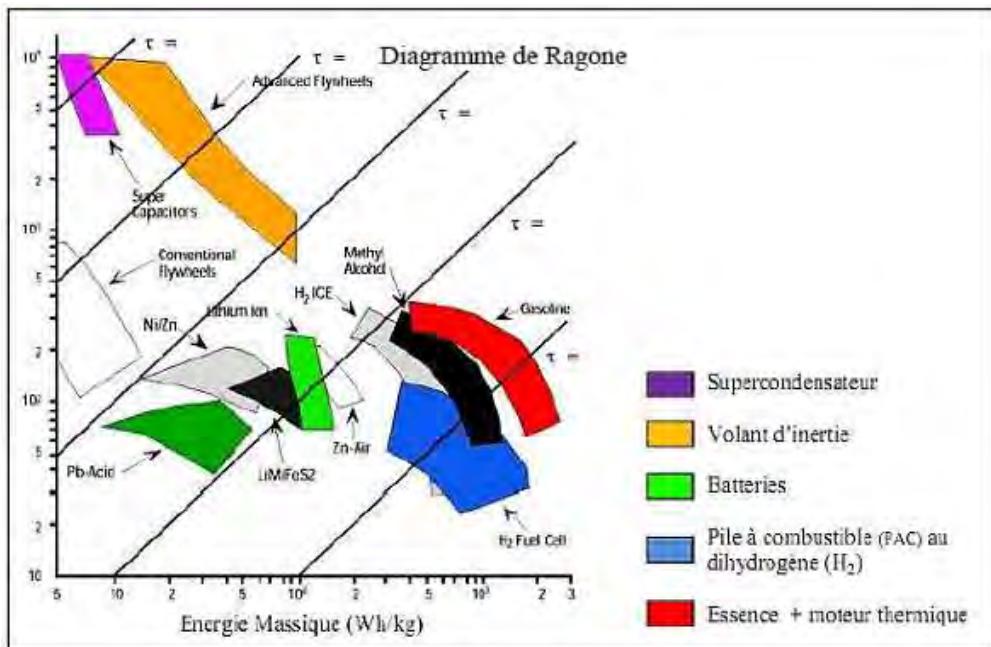


Figure 1. 11:Classification des systèmes de stockage par le Diagramme de Ragone[14]

D'un côté, les batteries (partie couleur verte dans la figure 1.6) confèrent une forte densité énergétique à faible densité de puissance, ce qui permet de satisfaire les régimes stationnaires de fonctionnement. D'un autre côté, les supercondensateurs (partie couleur violette dans la figure 1.6) dont la puissance massique est importante (faible densité énergétique) sont plutôt destinées à satisfaire les régimes transitoires de fonctionnement.

1.4.3 Architectures électriques des systèmes hybrides

En plus d'un ou plusieurs générateurs diesels (GD) et d'au moins une source d'énergie renouvelable, un SH peut aussi incorporer un système de distribution à courant alternatif (CA), un système de distribution à courant continu (CC), un système de stockage, des convertisseurs, des charges, des charges de délestage et une option de gestion des charges ou un système de supervision.

a. Configuration PV connecté au réseau

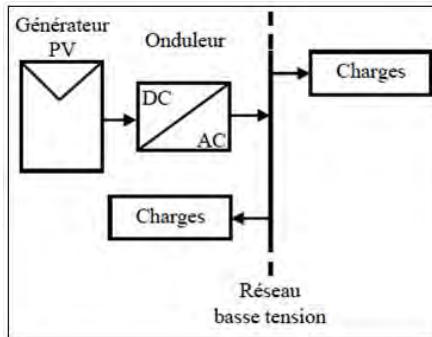


Figure 1. 12: Exemple structure photovoltaïque connecté au réseau de distribution.

b. Configuration d'un générateur PV en cascade

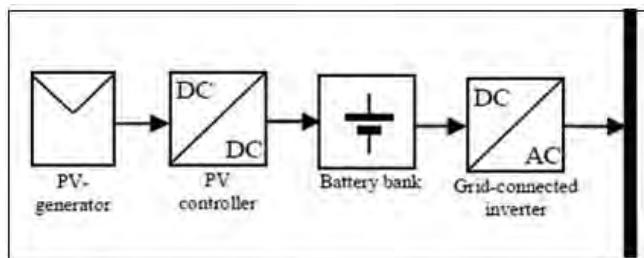


Figure 1. 13: Exemple structure d'un générateur avec stockage en cascade.

c. Configuration d'un SH à deux bus (CC et AC)

La puissance délivrée par les SH peut varier de quelques watts, pour des applications domestiques jusqu'à quelques mégawatts (MW), pour des systèmes destinés à l'électrification de sites isolés. Pour les SH en-dessous de 100kW de puissance, la connexion mixte, bus CA et bus CC, avec batterie de stockage, est très répandue. Le champ d'application des SH est très large dans une plage de 50 kW à 250 kW [20].

On a présenté cette configuration dans la figure (1.14). Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides classiques contiennent deux bus : les charges à CC et les batteries ; un bus à CA pour les générateurs à CA et le système de distribution.

Enumérons-en les atouts et inconvénients [14] :

Avantages :

- Le GD (Groupe Diesel) et l'onduleur peuvent fonctionner en autonomie ou en parallèle. Quand le niveau de charge est bas, l'un ou l'autre peut générer le nécessaire d'énergie. Cependant, les deux sources peuvent fonctionner en parallèle, pendant les pics de charge [19].
- Possibilité de réduire la puissance nominale du GD et de l'onduleur, sans affecter la capacité du système à alimenter les pics de charge [19].

Inconvénients :

La réalisation de ce système est relativement compliquée, à cause du fonctionnement parallèle de l'onduleur qui doit être capable de fonctionner alternativement en mode autonome et non-autonome, en synchronisant les tensions en entrée avec celles en sortie du GD [19].

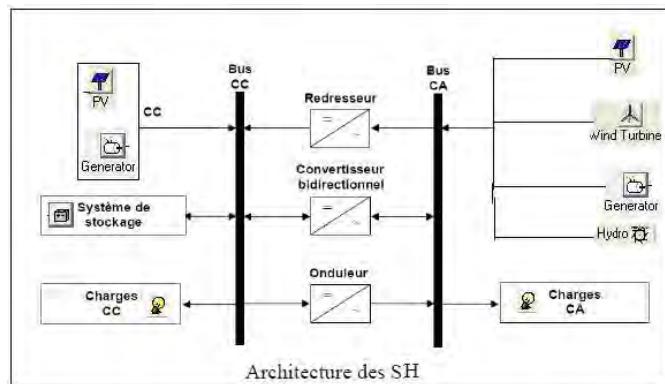


Figure 1. 14: Exemple Configuration d'un SH à deux bus (CC et AC)

L'interconnexion, entre les deux bus, peut être réalisée par électronique de puissance : onduleurs/redresseurs ou convertisseurs bidirectionnels. A part la charge principale, un système hybride peut contenir aussi des charges auxiliaires (charge différée, charge optionnelle, charge de délestage) pour réaliser l'équilibre énergétique [18].

d. Associations de panneaux photovoltaïques

Les schémas suivants qui proposent d'additionner, à la connexion série-parallèle classique :

- Une connexion avec convertisseurs DC/DC : Cette configuration est souvent associée à une production à grande échelle, de type central. Elle est souvent employée pour la disposition en onduleur central et en onduleur "strings" chaque "string" à son propre onduleur ; intégrés aux panneaux et les onduleurs sont installés après un étage de conversion DC/DC.

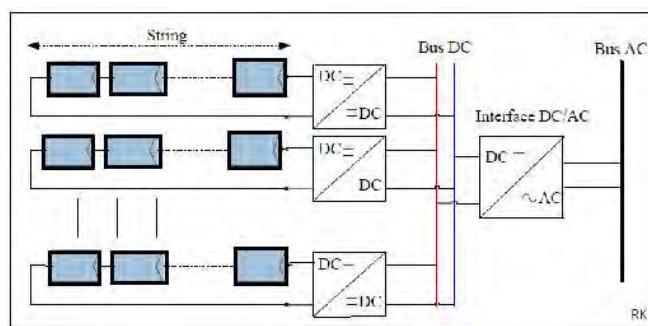


Figure 1. 1: Addition d'interconnexions entre les strings.

- Une connexion avec hacheur modulaire parallèle : La structure à hacheur parallèle, figure (I.16), est une solution avantageuse pour l'optimisation de la production et la surveillance des panneaux photovoltaïques. Le diagnostic de la gestion de puissance permet d'exploiter au mieux l'ensemble des panneaux du générateur solaire et de détecter tout défaut. Face à cette problématique, un étage d'élévation intermédiaire ou l'utilisation de hacheurs isolés sont souvent utilisés, pour assurer un fonctionnement correct de l'interface DC/AC.

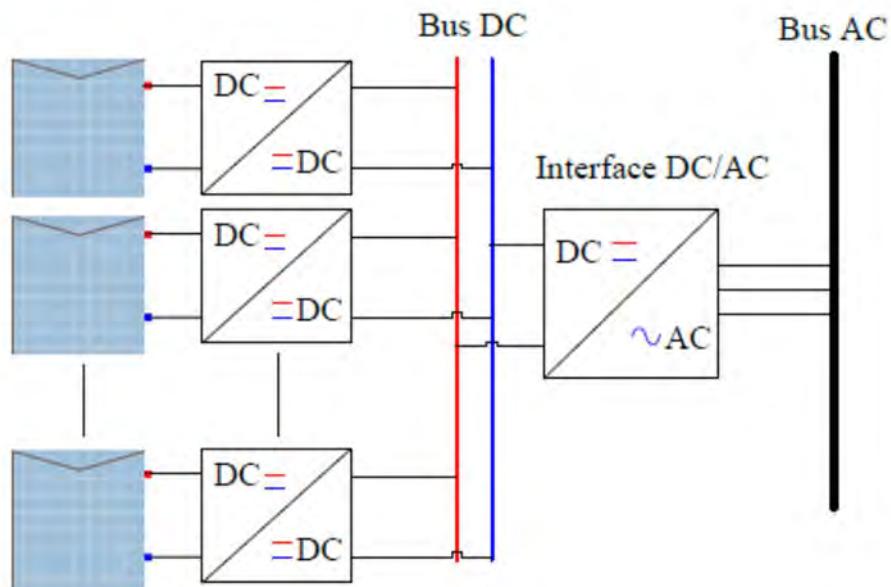


Figure 1. 2: Topologie hacheurs modulaires parallèles.

Cependant, le rapport des tensions, entre l'entrée d'un panneau et celui du bus continu ; pénalise cette solution. En effet, la tension aux bornes d'un panneau est souvent < 50 V et la tension nécessaire au bus DC est de 400 V, pour assurer un bus AC capable d'atteindre des tensions efficaces de 140 V.

- Une connexion avec hacheur modulaire série : une amélioration de la configuration précédente consiste à connecter en série les hacheurs, figure (1.17). Cette solution permet de garder l'avantage d'une bonne gestion de la puissance et d'atteindre le niveau de tension requis pour un fonctionnement correct de l'interface DC/AC.

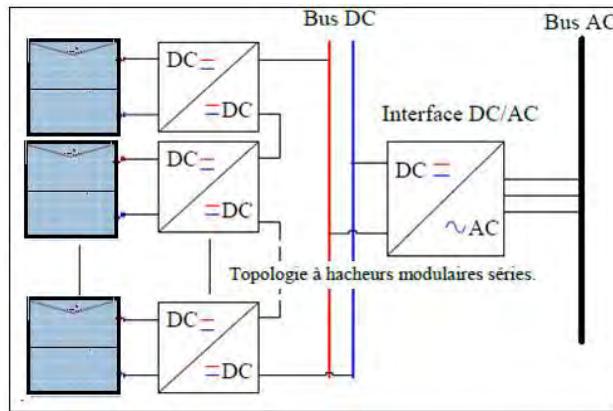


Figure 1. 3: Topologie hacheurs modulaires séries.

Ainsi, le rapport d'élévation de chaque hacheur est d'autant diminué que le nombre de hacheurs en série est augmenté et permet ainsi d'élever le rendement global [7,22]. Cependant, cette structure reste fragile, notamment en cas de différences importantes d'éclairement ou de température sur la surface des panneaux. Elle se traduit le plus souvent par une dégradation des performances du générateur [6,7].

1.4.4 Systèmes Photovoltaïques Connectés au Réseau

Plusieurs projets de démonstrations connectés aux réseaux étudient certainement cette possibilité. Déjà viables du point de vue économique, l'usage des photovoltaïques dans la génération d'énergie de grande échelle est d'autant plus recommandé au vu des effets environnementaux défavorables des sources conventionnelles d'énergie. Les installations photovoltaïques peuvent être raccordées au réseau, ce qui représente, en outre, une économie importante en investissement et en fonctionnement. Elles utilisent le réseau comme un stock et transforment la totalité de l'électricité produite en courant alternatif de 220 V ou 380V.

Les systèmes connectés au réseau sont aujourd'hui d'autant plus pris au sérieux, pour compléter, en plusieurs pays industrialisés [8, 10], la génération conventionnelle d'énergie, que le photovoltaïque est la seule filière qui peut être installée n'importe où. On distingue deux types d'installations connectées au réseau [2, 3, 28, 29,30] :

- Installation centralisée : génération de la puissance photovoltaïque à grande échelle, centralisée dans des stations de puissance photovoltaïque :
- Installation décentralisée : forme alternative de génération de puissance distribuée, en unités situées directement au lieu d'établissement du consommateur.

De jour, les installations photovoltaïques couplées au réseau injectent de l'énergie dans le réseau, à travers le convertisseur. De nuit, le propriétaire de l'installation peut "récupérer" cette énergie, dans le cas des installations décentralisées, et travaillent en cas de charges de pic avec

le réseau, dans le cas des installations centralisées. Comme la consommation électrique diurne est importante, cette manière de procéder est très raisonnable [31].

Eléments constitutifs d'une installation connectée au réseau

Elle est constituée de trois éléments essentiels [32] :

- Les panneaux photovoltaïques,
- Un onduleur synchrone qui rende le courant compatible avec les caractéristiques du réseau. C'est "l'interface" entre l'installation et la compagnie d'électricité,
- Un compteur d'énergie (en fait, en général, deux compteurs dans le cas des installations décentralisées),
- Accessoires divers.

Aux extrémités d'un réseau, la qualité de la puissance se détériore lorsque la demande en électricité augmente. Une centrale photovoltaïque placée en bout de ligne permet de redresser la tension et d'améliorer la puissance.

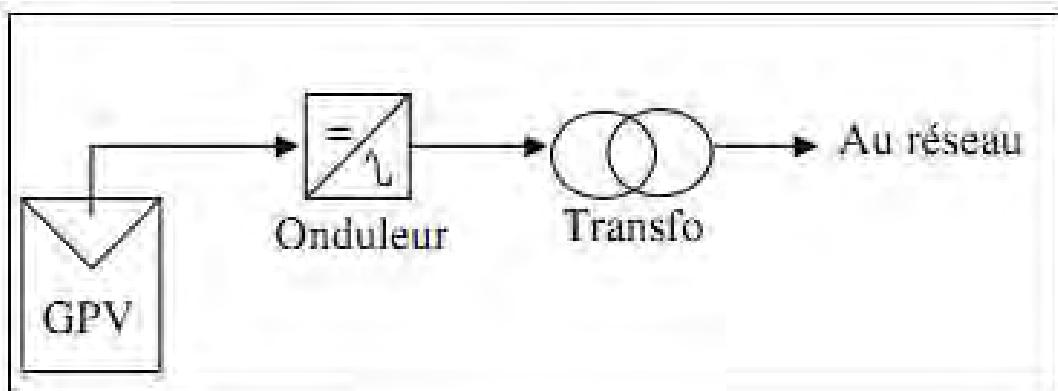


Figure 1. 4: configuration d'un système PV connecté au réseau avec un onduleur et un transformateur.

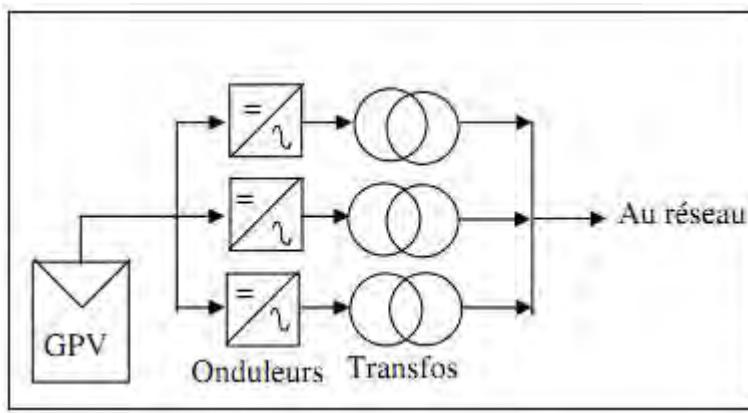


Figure 1. 5: configuration d'un système PV connecté au réseau avec plusieurs onduleurs et plusieurs transformateurs.

Quantité d'électricité produite

La production annuelle d'électricité d'un toit solaire peut être calculée avec une marge d'erreur inférieure à 10%. Elle dépend :

- De l'ensoleillement annuel du site, qui peut être évalué aussi précisément, pour presque tous les sites en Europe et, même, dans le monde entier ;
- D'un facteur de correction, calculé à partir de l'écart d'orientation par rapport au Sud, de l'inclinaison des panneaux par rapport à l'horizontale et des ombrages éventuels relevés sur le site.

Donnée en Wc ou kWc, la puissance-crête d'un toit solaire mesure la puissance théorique maximale que ce toit peut produire, dans les conditions standards d'ensoleillement.

Avantages et inconvénients des systèmes connectés au réseau

Avantages :

- Pas besoin de stockage d'énergie et élimination, donc, du maillon le plus problématique (et le plus cher...) d'une installation autonome. C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie ;
- Pas de gaspillage – tout excédent est livré au réseau – c'est particulièrement intéressant, pour un particulier, en cas d'absence du domicile, pendant le week-end ou les vacances, alors que les modules continuent à travailler. On évite ainsi les pertes d'énergie associées au stockage en batterie, notamment lorsque celle-ci est complètement chargée [5] ;
- Aucune obligation de calculer méticuleusement ses besoins en électricité et de prévoir des niveaux de demande exceptionnellement élevés, aussi rares soient-ils [10] ;
- Chacun peut commencer petit et agrandir par la suite, sans problèmes de dimensionnement compliqués [1] ;
- Chacun peut satisfaire à une partie ou à la totalité de ses besoins [10].

C'est donc vraiment la voie royale qui permettra, au photovoltaïque, de faire sa percée dans nos vies... mais :

Inconvénients

- la consommation risque de redevenir relativement « invisible » et l'on pourrait retomber dans le piège de la consommation irréfléchie [10].
- les contraintes électriques imposées par les sociétés d'électricité peuvent être rigoureuses et les onduleurs synchrones doivent répondre aux exigences techniques des compagnies de production et de transport d'énergie. Par exemple, il faut un mécanisme de coupure automatique du courant au réseau, dans l'éventualité d'une panne, pour éliminer tout risque à ceux travaillant à la réparer [11].

Reste le plus important : la question du prix consenti pour les kWh livrés au réseau... Il est difficile de dire combien de temps faudra-t-il pour atteindre un niveau où le kWh photovoltaïque sera compétitif avec le kWh conventionnel issu de combustibles fossiles (pétrole, gaz ou charbon) ou fissile (nucléaire). Il est évident que ce choix n'est aujourd'hui économiquement viable qu'avec un soutien significatif de fonds publics : c'est d'ailleurs ce qu'il se passe, dans la plupart des pays européens.

1.5 Conclusion

Dans ce chapitre, il a été décrit le contexte de l'évolution de la consommation mondiale d'énergie primaire et d'énergies non-fossiles ; la répartition des consommations d'énergie par pays ; puis les applications des énergies renouvelables en Mauritanie. On a présenté les systèmes existants en production d'énergie renouvelable (énergies photovoltaïque, hydraulique, éolienne et stockage en configurations hybrides) ; le fonctionnement des panneaux, pour convertir l'énergie solaire en énergie électrique ; la technologie solaire en vis-à-vis de la technologie éolienne qui dispose de plusieurs types de turbines. Mais, ce chapitre a plus été axé sur les configurations multi-sources réputées efficaces, donnant une autre dimension à la production d'électricité. Elles réduisent l'utilisation des groupes électrogènes dans tous les pays du Tiers-Monde. Les pays développés utilisent, par contre, beaucoup les types fabriqués dont le coût est beaucoup moindre.

On peut aussi tirer, de cette étude de l'état de l'art, deux constats :

- L'engouement, pour les filières énergies renouvelables et systèmes hybrides de production d'électricité, découle, tout particulièrement, des multiples orientations internationales, notamment européennes, et de celle décrétée en Mauritanie, via les établissements de tutelle ;
- L'utilisation des groupes diesel constitue une charge importante sur le budget de l'Etat, en termes de devises.

Chapitre 2 :

Modélisation de la chaîne de conversion électrique de la centrale solaire et du réseau électrique de Nouakchott.

Chapitre 2 : Modélisation de la chaîne de conversion électrique de la centrale solaire et du réseau électrique de Nouakchott

2.1. <i>Introduction</i>	35
2.2. <i>Modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque</i>	35
2.2.1. <i>Modèles électriques d'un générateur photovoltaïque (GPV)</i>	36
2.2.1.1. <i>Modèle idéal d'une cellule PV</i>	37
2.2.1.2. <i>modèle à une diode</i>	38
2.2.2 <i>Modèle mathématiques pour la centrale solaire</i>	43
2.2.3 <i>Modélisation du rendement d'un onduleur</i>	44
2.2.4 <i>Modélisation du transformateur</i>	46
2.2.4.1 <i>Modélisation par rendement</i>	47
2.3 <i>Modélisation du réseau électrique</i>	49
2.3.1 <i>Structure du système de la boucle de 33 KV de Nouakchott</i>	50
2.3.1.1 <i>Données des câbles</i>	52
2.3.1.2 <i>Données des générateurs et des charges électriques</i>	53
2.3.1.3 <i>Données des impédances calculées pour les câbles en per unit</i>	54
2.3.1.4 <i>Données des charges des secteurs en per unit</i>	54
2.3.1.5 <i>Résultats de calcul de la matrice d'admittances en per unit</i>	55
2.3.2 <i>Modèle numérique</i>	55
a. <i>Système d'équations pour déterminer les tensions au niveau des bus</i>	55
2.3.2.1 <i>Méthode de Gauss-Seidel (GS)</i>	57
2.3.2.2 <i>Méthode de Newton- Raphson (NR)</i>	59
2.3.2.2 <i>Modèles mathématiques pour la répartition des charges</i>	61
2.3.3 <i>Résultats de répartition des charges et des méthodes NR et GS</i>	63
2.4 <i>Conclusion</i>	67

2.1. Introduction

Dans sa première partie, ce second chapitre est consacré à la modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque. Dans sa seconde, il traite de la modélisation du réseau de Nouakchott et des écoulements de puissance provenant des sources de production électrique, dont la chaîne de conversion photovoltaïque. Le chapitre présente ainsi le choix des modèles électriques et mathématiques les plus appropriés pour étudier la centrale solaire connectée au réseau, ainsi que le réseau de Nouakchott. La modélisation aborde, plus particulièrement, les cas des panneaux photovoltaïques, du convertisseur et du transformateur d'injection dans le réseau, avant de considérer les autres composantes du réseau.

2.2. Modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque

Les cellules solaires sont généralement associées en série et en parallèle, puis encapsulées sous verre, pour obtenir un module photovoltaïque. Un générateur PV est constitué de modules interconnectés de manière à former une unité produisant une puissance continue élevée, compatible avec le matériel électrique usuel. Les modules PV sont habituellement branchés en série-parallèle pour augmenter la tension et l'intensité à la sortie du générateur. Les modules interconnectés sont montés sur des supports métalliques et inclinés suivant un angle adapté à la latitude du lieu, formant un ensemble souvent désigné par « champ de modules ».

Aussi faut-il, pour développer un circuit équivalent précis relatif à une cellule PV, comprendre la configuration physique des éléments de la cellule et les caractéristiques électriques de chaque élément. C'est dans cette logique que divers modèles électriques ont été proposés, pour représenter la cellule photovoltaïque.

Tout système photovoltaïque peut s'analyser en trois parties :

- Production d'énergie ;
- Contrôle de l'énergie ;
- Évacuation de l'énergie.

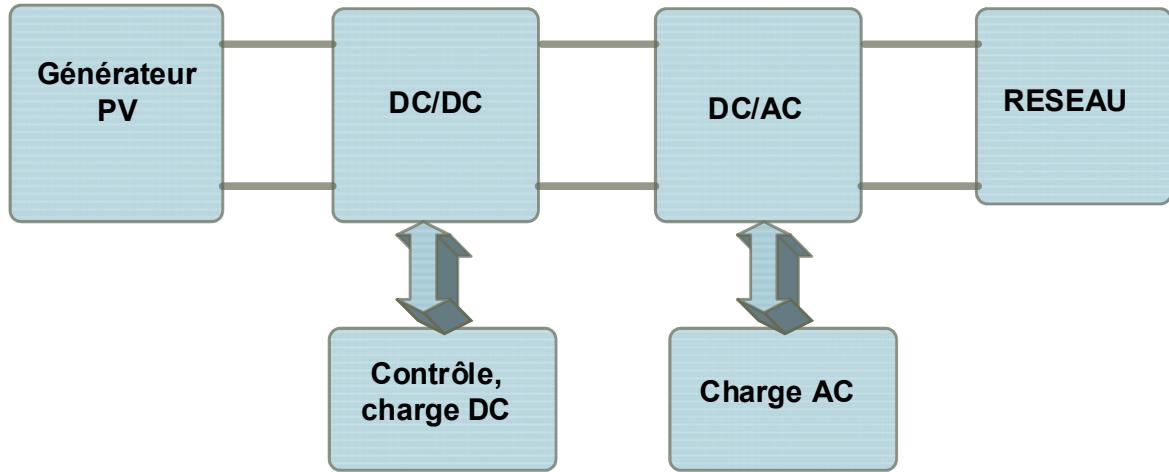


Figure 2. 1: Chaine de conversion (GPV- Onduleur-Transformateur – Réseau)

2.2.1. Modèles électriques d'un générateur photovoltaïque (GPV)

La littérature [43, 44, 45, 46] propose aussi, en parallèle, plusieurs modèles électriques pour le GPV (figure 2.2 et figure 2.3). Aussi appelés « circuits équivalents des GPV », ils reproduisent le comportement de la cellule à l'aide de composants électroniques. Les circuits proposés dans cette partie sont ceux les plus fréquemment utilisés, dans la littérature, pour modéliser les cellules cristallines constituées d'une jonction p-n. Ce sont des circuits à une et deux diodes. Les pertes par recombinaison sont proportionnelles à la concentration des porteurs et, par conséquent, au photo-courant. C'est pourquoi, dans la littérature, il est rajouté, au modèle électrique, une à deux diodes, pour prendre en compte ces pertes dans la couche i, proportionnelles à l'intensité lumineuse [37, 45]. Dans ce contexte, le modèle à une diode du GPV (figure 2.2) et celui à deux (figure 2.3) qui sont proposés dans ce chapitre [43, 44, 45], sont considérés parmi les plus précis. D'autres modèles encore plus précis sont proposés par d'autres auteurs [37, 34, 38, 40].

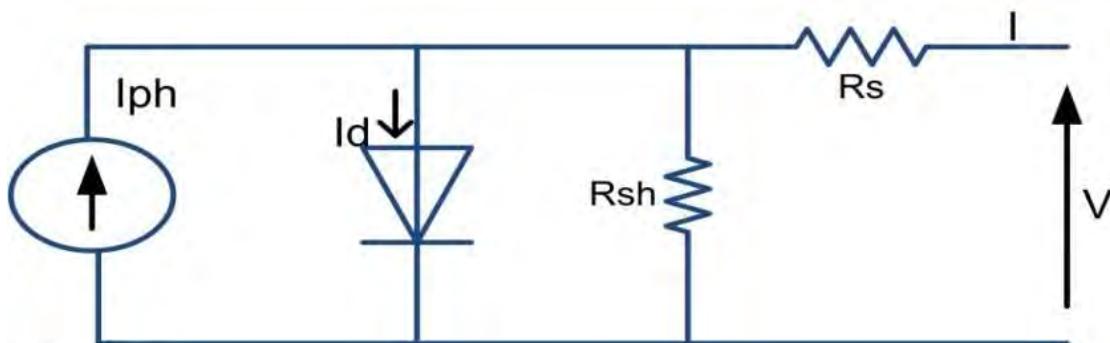


Figure 2. 2: Modèle à 1 diode du GPV [1,2,3]:

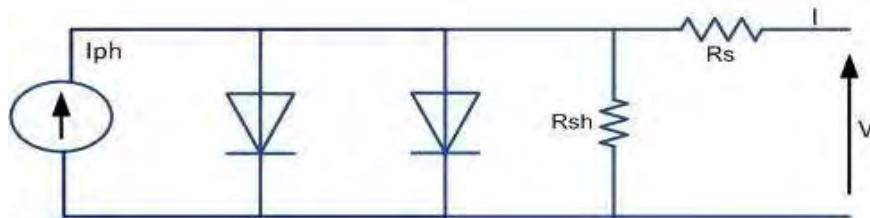


Figure 2.3: Modèle à 2 diodes du GPV [1,2,3]

La résistance-série est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts, face avant et arrière. La résistance parallèle rend compte des effets tels que le courant de fuite par les bords de la cellule. Elle est réduite, du fait de la pénétration des impuretés métalliques dans la jonction (surtout si cette pénétration est profonde). Ce circuit peut être utilisé aussi bien pour une cellule élémentaire que pour un module ou un panneau constitué de plusieurs modules [33, 34, 35, 36].

2.2.1.1. Modèle idéal d'une cellule PV

Le circuit équivalent simplifié d'une cellule solaire se compose d'une diode et d'une source de courant reliée en parallèle (fig. 2.4). La source produit la photo-courant I_{ph} directement proportionnelle à l'irradiation solaire G . Les paramètres le plus souvent employés, pour caractériser une cellule PV, sont le courant de court-circuit et sa tension de circuit ouvert, généralement fournis par le fabricant.

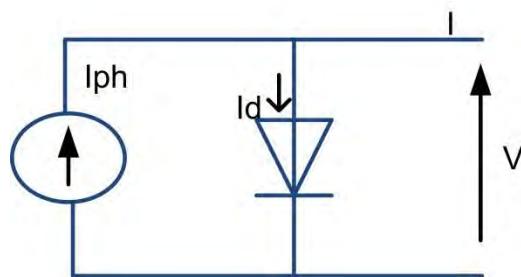


Figure 2.4: le circuit équivalent simplifié d'une cellule PV.

L'équation $I_{pv} \cdot V_{pv}$ est présentée par cette formule :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (2.1)$$

$$I_d = I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V_{pv})}{AKT_j} - 1 \right) \right] \quad (2.2)$$

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V_{pv})}{AKT_j} - 1 \right) \right] \quad (2.3)$$

- I_{ph} est le photo courant est égal au courant de court-circuit I_{cc} .
- I_0 est le courant de saturation de la diode.

2.2.1.2. modèle à une diode

Le modèle mathématique connu sous le nom de « modèle à une diode » est généralement retenu comme le modèle le plus adapté pour modéliser une cellule PV en fonctionnement normal. Cette cellule photovoltaïque est caractérisée par son schéma équivalent (figure 2.2), composé d'une source de courant électrique modélisant la conversion du flux lumineux en énergie électrique ; et une diode modélisant la jonction de la cellule. Pour tenir compte des phénomènes physiques au niveau de la cellule, le modèle est complété par deux résistances séries R_s et shunt R_{sh} , comme le montre le schéma électrique équivalent. La résistance série est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts, face avant et arrière. La résistance shunt (résistance de fuites) provient des pertes par recombinaisons, essentiellement dues à l'épaisseur ; elle est réduite, en raison de pénétration d'impuretés métalliques dans la jonction (surtout si elle est profonde).

Ce modèle peut être exprimé par l'équation suivante où I et V représentent, respectivement, le courant et la tension d'une cellule PV [49, 50, 57, 56].

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V+R_s I}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

C'est une équation non linéaire à deux inconnues (I et V) et cinq paramètres. Ces paramètres sont :

- I_{ph} : Photo-courant, courant équivalent proportionnel à l'ensoleillement reçu par la cellule.
- I_0 : Courant de saturation inverse de la diode.
- $V_t = A.K.T/Q$: Tension thermique de la diode. Elle dépend de température de la cellule T tandis que A, K et Q sont respectivement le facteur d'idéalité de diode (1 à 2), la constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K) et la charge de l'électron ($1,602 \cdot 10^{-19}$ C).
- R_s : Résistance série de la cellule.
- R_{sh} : Résistance shunt de la cellule.

Le courant I_{ph} d'une cellule photovoltaïque varie en fonction de sa température, l'ensoleillement qu'elle reçoit et le coefficient de température du courant court-circuit. En faisant référence au courant I_{ph_REF} mesuré à la condition de test standard ($G_{REF} = 1000$ W/m²

et $T_{REF}=25^{\circ}\text{C}$), le courant I_{PH} pour un ensoleillement et une température donnée peut être calculé par l'expression suivante :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{REF}} [I_{PH,REF} + \alpha(T - T_{REF})] \quad (2.5)$$

Avec :

- G : Ensoleillement reçu par la cellule photovoltaïque [W/m^2].
- α : Coefficient de température du courant court-circuit en [$\text{A/}^{\circ}\text{C}$] ou en [% / $^{\circ}\text{C}$].
- G_{REF} : Ensoleillement à la Condition de Test Standard [1000W/m^2].
- T_{REF} : Température à la Condition de Test Standard [25°C].
- $I_{PH,REF}$: Photo courant à la Condition de Test Standard. Il est pratiquement égal au courant de court-circuit à la Condition de Test Standard $I_{CC,REF}$.

La valeur du courant de court-circuit à la condition de test standard $I_{CC,REF}$ et le coefficient de température α sont généralement donnés par les fabricants du module photovoltaïque. En ce qui concerne la valeur de la température de la cellule, elle est parfois indisponible. Pourtant, on peut très bien estimer la température d'une cellule à partir de la température ambiante et de l'ensoleillement qu'elle reçoit par l'expression suivante :

$$T = T_{amb} + \left[\frac{N_{oct}-20}{800} \right] G \quad (2.6)$$

Avec :

- T : Température de la cellule photovoltaïque [$^{\circ}\text{C}$].
- T_{amb} : Température ambiante [$^{\circ}\text{C}$].
- N_{oct} : Température normale de fonctionnement de la cellule (Normal operating Cell Temperature). Sa valeur est généralement fournie par le fabricant.

Le courant de saturation inverse de la diode dépend de la température et de la largeur de bande d'énergie du matériel de la cellule photovoltaïque. L'expression du courant de saturation inverse est très compliquée et certains paramètres physiques ne sont pas disponibles. Mais on peut le calculer, en faisant référence au courant de saturation inverse à une température de référence donnée. Le rapport de ces deux courants est donné dans l'expression suivante :

$$I_0 = I_{0,REF} \left(\frac{T}{T_{REF}} \right)^{3/A} \exp \left[\frac{qE_g}{AK} \left(\frac{1}{T_{REF}} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (2.7)$$

Avec :

- I_0 : courant de saturation inverse à la température T .

- $I_{0,REF}$: courant de saturation inverse à la température T_{REF} . On choisit, généralement, la condition de test standard comme référence.

On peut approximativement calculer la variation de tension, en supposant que R_{SH} est égale à l'infini et R_S égale à 0, dans l'équation (2.4) qui s'écrit, pour un courant nul, de la manière suivante :

$$0 = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V}{V_t}\right) - 1 \right] \quad (2.8)$$

A partir de cette équation, on peut déduire l'expression du courant $I_{0,REF}$, en fonction de la tension de circuit ouvert V_{OC} et du courant de court-circuit I_{CC} de la cellule PV. On obtiendra alors la résistance série (R_S) calculée à partir de la dérivation partielle de l'équation suivante :

$$I_{0,REF} = \frac{I_{CC,REF}}{\exp\left(\frac{qV_{OC}}{AKT_{REF}}\right) - 1} \quad (2.9)$$

La résistance série (R_S) est calculé à partir de la dérivation partielle de l'équation suivante [1, 19] :

$$I = I_{CC} - I_0 \left[\exp^{q\left(\frac{V+IR_S}{AKT}\right)} - 1 \right] \quad (2.10)$$

$$R_S = -\frac{dV}{dI} - \frac{AKT/q}{I_0 \exp\left(\frac{q(V+IR_S)}{AKT}\right)} \quad (2.11)$$

Au circuit ouvert ($V=V_{OC}$ et $I=0$) la valeur de la résistance série sera :

$$R_S = -\frac{dV}{dI(V_{OC})} - \frac{AKT/q}{I_0 \exp\left(\frac{qV_{OC}}{AKT}\right)} \quad (2.12)$$

L'équation 2.4 est une équation implicite en I et V qui peut être résolue grâce à la méthode de Newton-Raphson [33, 54, 55]. Cette méthode consiste à linéariser les équations $f(x) = 0$, en faisant un développement en série de Taylor, au voisinage de x_0 , x_0 représentant la valeur initiale approchée. Le système linéaire ainsi obtenu est résolu par itérations.

Le développement s'écrit :

$$f(x) = f(x_0) + (x - x_0)f'(x_0) + \frac{(x - x_0)^2}{2!}f''(x_0) + \dots \quad (2.13)$$

Si la valeur initiale est proche de la valeur exacte, alors on peut arrêter le développement au second terme et négliger tous les autres termes. On obtient alors :

$$X_{n+1} = X_n - \frac{f(X_n)}{f'(X_n)} \quad (2.14)$$

Tel que f' est le dérivé de la fonction $f(x)=0$, X_n est la valeur actuelle et X_{n+1} est la prochaine valeur obtenue par itération. On fait plusieurs itérations et on s'arrête lorsqu'on atteint le critère de convergence c'est-à-dire lorsque les deux valeurs sont très proches.

2.2.1.3. Modèles mathématiques MM et MC.

On cherche à mettre en évidence, à travers la modélisation électrique des générateurs photovoltaïques, les principaux avantages suivants : facilité d'utilisation par la maîtrise des circuits équivalents des générateurs photovoltaïques électriques équivalents ; meilleure vulgarisation des propriétés du générateur photovoltaïque et meilleure compréhension des phénomènes complexes qui se produisent dans les générateurs photovoltaïques. Si la littérature propose plusieurs modèles électriques pour le GPV, elle propose, également, en parallèle, plusieurs modèles mathématiques, comme le Modèle de Madison (MM) [35, 36, 44] ou le Modèle de Cenerg (MC) [35, 36, 44] qui nous intéresse particulièrement dans le cadre de notre travail. En somme, il est toujours considéré mathématiquement difficile de déterminer les paramètres du modèle à une diode et le modèle à double diode, en raison du terme exponentiel de l'équation de la jonction (PN) de la diode. Dans le cas de l'extraction des paramètres proposée plus loin, il est important de noter que les équations 2.15 et 2.24 sont non-linéaires et des programmes sont alors proposés, pour ajuster au mieux les paramètres, afin que les courbes modélisées correspondent aux valeurs expérimentales. Dès ces paramètres connus, il est par la suite possible de reproduire, à l'aide du circuit équivalent (figure 2.2 et figure 2.3), le comportement d'un panneau. Il ne reste plus qu'à faire varier I_{ph} . Il faut noter que ce n'est pas le cas pour les panneaux au silicium amorphe pour lesquels il faut ajouter un ou plusieurs termes, si l'on souhaite modéliser leur comportement correctement (ce qui n'est pas le cas dans cette étude).

a) Modèles mathématiques MM [42, 43, 44 et 45].

- Modèle à une diode :

$$I = I_{PV} - I_D - \frac{(V + IR_S)}{R_P} \quad (2.15)$$

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_S}{aV_T} \right) - 1 \right] - \frac{(V + IR_S)}{R_P} \quad (2.16)$$

- Modèle à deux diodes :

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[\exp \left(\frac{V + IR_S}{a_1 V_{t1}} \right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp \left(\frac{V + IR_S}{a_2 V_{t2}} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + IR_S}{R_{sh}} \right) \quad (2.17)$$

$$I_{s1} = I_{s2} = I_s = \frac{I_{ph,ref} + \alpha(T - T_{ref})}{\exp[(V_{oc,ref} + \beta(T - T_{ref})) / \{(a_1 + a_2)/p\}V_t] - 1} \quad (2.18)$$

La résistance shunt peut exprimer par cette relation :

$$R_{sh} = \frac{V_m + I_m R_s}{I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V_m + I_m R_s}{V_t}\right) + \left(\frac{V_m + I_m R_s}{(p-1)V_t}\right) - 2 \right] - \frac{P_{max}}{V_m}} \quad (2.19)$$

Où V_m et I_m représentent respectivement la tension et le courant aux point de puissance maximale du module, P_{max} la puissance maximale délivré par le module ; données généralement fournies par le constructeur.

b) Modèle mathématique MC [42, 43, 44 et 45]

- Modèle à une diode :

Le photo-courant, I_{ph} est directement dépendant de l'ensoleillement et de la température des panneaux et peut se mettre sous la forme :

$$I_{ph} = \alpha_1 \cdot E_s \cdot [1 + \alpha_2 \cdot (E_s - E_{ref}) + \alpha_3 \cdot (T_j - T_{jref})] \quad (2.20)$$

$$I_G = \alpha_1 \cdot E_s \cdot [1 + \alpha_2 \cdot (E_s - E_{ref}) + \alpha_3 \cdot (T_j - T_{jref})] - \alpha_4 \cdot T_j^3 \cdot \exp\left(-\frac{E_G}{k \cdot T_j}\right) \cdot \left[\exp\left(\frac{q}{k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j} (V_G + R_s \cdot I_G)\right) - 1 \right] - \left(\frac{V_G}{R_s}\right) \quad (2.21)$$

- Modèle à deux diodes :

Les courants de saturation sont :

$$I_{sat1} = \alpha_4 \cdot T_j^3 \cdot \exp\left(-\frac{E_G}{k \cdot T_j}\right) \quad (2.22)$$

$$I_{sat2} = \alpha_5 \cdot T_j^3 \cdot \exp\left(-\frac{E_G}{2k \cdot T_j}\right) \quad (2.23)$$

Nous écrivons l'équation finale comme suit :

$$\begin{aligned}
 I_G = & \alpha_1 \cdot E_s \cdot [1 + \alpha_2 \cdot (E_s - E_{ref}) + \alpha_3 \cdot (T_j - T_{jref})] \\
 & - \alpha_4 \cdot T_j^3 \cdot \exp\left(-\frac{E_G}{k \cdot T_j}\right) \cdot \left[\exp\left(\frac{q}{k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j} (V_G + R_s \cdot I_G)\right) - 1 \right] \\
 & - \alpha_5 \cdot T_j^3 \cdot \exp\left(-\frac{E_G}{2k \cdot T_j}\right) \cdot \left[\exp\left(\frac{q}{2k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j} (V_G + R_s \cdot I_G)\right) - 1 \right] - \left(\frac{V_G}{R_s}\right)
 \end{aligned} \tag{2.24}$$

Les huit paramètres $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4, \alpha_5, A, R_s$ et R_{sh} sont à déterminer.

2.2.2 Modèle mathématique pour la centrale solaire

A partir du modèle à une diode proposé, une méthodologie a été développée, pour déterminer l'équation de la caractéristique relative à un champ de modules pour la centrale solaire formé par la mise en série de M_s modules et de M_p modules en parallèles. Extrapolée de celle d'un générateur photovoltaïque, elle est donnée par [42, 43, 54 et 40] sous la forme :

$$I_G = I_{cc} \cdot M_p \cdot \left[\alpha - \beta \cdot \left(\exp^{\frac{y}{M_p} \left(M_s(V - V_{cc}) + \frac{M_s \cdot R_s \cdot I}{M_p} \right)} \right) \right] - \left(\frac{M_s \cdot V + \frac{M_s \cdot R_s \cdot I}{M_p}}{\frac{R_{sh} \cdot M_s}{M_p}} \right) \tag{2.25}$$

En introduisant l'équation $P = I \cdot V$ dans l'équation 2.25 :

On obtient l'équation de puissance donnée en 2.26 [40, 41, 47] :

$$P = \left(I_{cc} \cdot M_p \cdot \left[\alpha - \beta \cdot \left(\exp^{\frac{y}{M_p} \left(M_s(V - V_{cc}) + \frac{M_s \cdot R_s \cdot I}{M_p} \right)} \right) \right] - \left(\frac{M_s \cdot V + \frac{M_s \cdot R_s \cdot I}{M_p}}{\frac{R_{sh} \cdot M_s}{M_p}} \right) \right) \cdot v \tag{2.26}$$

D'une part, cette puissance est nulle en circuit ouvert. Elle passe par un maximum quand on parcourt la caractéristique P-V. D'autre part, la puissance incidente P_{in} sur le générateur photovoltaïque est égale au produit de l'éclairement et de la surface totale du champ photovoltaïque.

Ce qui permet d'écrire le rendement du générateur photovoltaïque sous forme [44 et 45] :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{I_{max} \cdot V_{max}}{A \cdot G_a} \tag{2.27}$$

2.2.3 Modélisation du rendement d'un onduleur

La modélisation du rendement de l'onduleur consiste, tout d'abord, à évaluer la puissance qui transite par lui, engendrant des pertes. Il sera donc question de donner un modèle mathématique précis, pour estimer les pertes de puissance, afin de valider les modèles retenus. En accord avec ce qui a été dit, l'expression du rendement donnée, en général, dans le cours de l'électrotechnique, est de la forme :

- $\eta = \frac{P_u}{P_{entr}}$, comme le rapport entre P_u (puissance utile) ou puissance donnée à la charge, et P_{entr} ($P_{entr} = P_u + \Delta P$), soit la puissance d'entrée depuis le système photovoltaïque.
- $P^* = \frac{p_u}{p_n}$ Puissance par unité, avec la puissance nominale de l'onduleur est donnée sous forme p_n
- $\eta = \frac{P_u}{P_u + \Delta P}$,

Différence entre la puissance utile et la puissance de la charge qui définit les pertes dans les différents nœuds du système : $P_u - P_c = \Delta P$ (pertes de conversion, de filtrage, des câbles etc.). Les pertes ΔP peuvent être justement explicitées dans l'expression du rendement. L'objectif que nous proposons est de quantifier la part des pertes de chaque composant dans le rendement. Par conséquent, les pertes seront rapportées à la puissance utile, définissant ainsi le taux de pertes. Ainsi, en majorant le complément à 1 du rendement à travers l'expression,

$$\eta = \frac{p^*}{p^* + \frac{\Delta P}{P_n}}, \text{ avec } \frac{\Delta P}{P_n} = P_0 + KP^2$$

- Alors le rendement s'écrit : $\eta = \frac{p^*}{p^* + P_0 + KP^2}$

- Il faudra rajouter P_0 et K , coefficients calculés à partir des données fournies par le constructeur comme suit :

$$P_0 = \frac{1}{99} \left(\frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9 \right) \text{ et } K = \left(\frac{1}{\eta_{100}} \right) - P_0 - 1$$

Il faut rappeler que η_{100} et η_{10} sont respectivement les rendements, fournis par le constructeur [15], pour 100 et 10 % décharge par rapport à la puissance nominale.

On remarque ainsi que le rendement de l'onduleur dépend de la charge, c'est-à-dire de la puissance utile (P_u), en courant alternatif, ou puissance donnée au circuit extérieur, c'est-à-dire la puissance de la charge. Cette dépendance du rendement de la puissance de la charge de l'onduleur ($\eta = \frac{P_u}{P_u + \Delta P}$) a été utilisée pour pouvoir donner une analyse en régime stable du

fonctionnement du système hybride. C'est pourquoi il est important de noter, pour ces expressions mathématiques, que les pertes électriques $\Delta P/P_n$ ont été exprimées avec une précision satisfaisante, par une composante constante, indépendante de la charge sous forme de P_0 (%), et une autre dépendante de la charge sous forme de KP^2 .

Le taux de pertes présente une grandeur relative, exprimée en pourcentage. Il est aussi important de noter que le taux de perte est sensiblement égal aux points de rendement « perdus ». C'est-à-dire qu'un taux de pertes proche de 2 % correspond à un rendement d'environ 98,1 – 97,7 % (SMA 1600 kVA-TL).

Le taux de perte prend différentes formes suivant les composants du système (voir tableau ci-dessus) :

Les pertes et le taux de pertes estimés de chacun de ces composants sont récapitulés

Tableau II. 1 : Taux de pertes des composantes du système.

Composants		Pertes (W)	Taux de pertes (%)
Onduleur		3460	1,44
Filtre de sortie	L_S	3289	1,37
	C_S	103	0,05
Redresseur		2886	1,20
Filtre d'entrée	L_E	2444	1,02
	C_E	51	0,02
	L_{IN}	190	0,08
Contacteurs statiques CS_2		1000	0,47
Ventilateurs		690	0,29
Bus continu	C_{DC}	270	0,11
	R_{DC}	266	0,11
Commandes rapprochées		150	0,06
Cartes de commande		150	0,06
Équilibrage		100	0,04
Contacteurs	Q_1	74	0,03
	Q_2	95	0,04
	K_1	225	0,09
Autres (Câbles, CEM, etc.)		710	0,33

2.2.4 Modélisation du transformateur

Types transformateurs :

- Les transformateurs 33kV sont fournis par CELME,
- Unités spéciales personnalisées conçues pour fonctionner avec des onduleurs SMA,
- Deux types de transformateurs 33kV :
 1. 1600 kVA Double enroulement élévateur 342V / 33kV pour deux onduleurs SMA SC

2. 500 kVA Enroulement simple jusqu'à 270V / 33kV pour un onduleur SMA SC 500 CP.

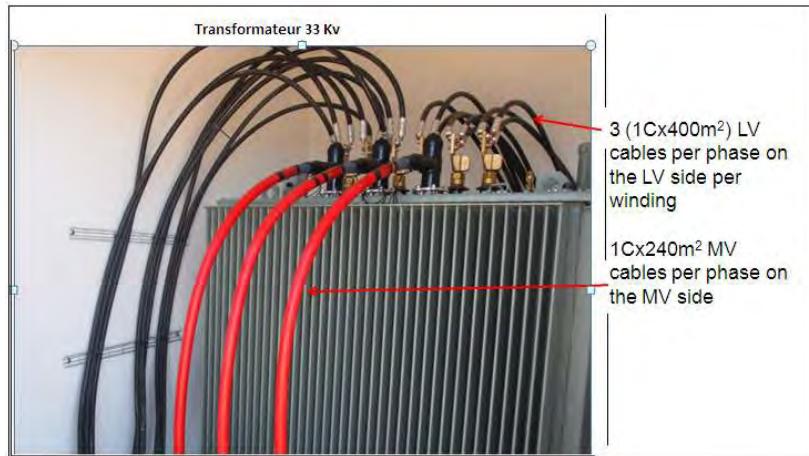


Figure 2. 5: Transformateur (centrale 15 MW solaire).

2.2.4.1 Modélisation par rendement

Les transformateurs de distribution (élévateurs) constituent un élément essentiel de la centrale solaire électrique. Ils sont utilisés pour changer une tension nominale du primaire : 33kV ; et une tension du secondaire : 2x360 V. Voici les deux types des transformateurs présents dans la centrale 15 MW solaire.

Transfo type 1 :

- Puissance primaire : 1600 KVA
- Puissance du secondaire : 2x800 KVA
- Tension nominale du primaire : 33KV
- Tension du secondaire : 2x360 V
- Courant du primaire : 27.99 A
- Courant du secondaire : 2x 1283 A

Transfo type 2 :

- Puissance primaire : 500 KVA
- Puissance du secondaire : 500 KVA
- Tension nominale du primaire : 33KV

- Tension du secondaire : 770 V
- Courant du primaire : 8,75 A
- Courant du secondaire : 1000 A

Les pertes des transformateurs comprennent principalement deux types de pertes :

- Les pertes à vide (P_V), appelées aussi pertes fer ;
- Les pertes dues au court-circuits (P_{CC}), auxquelles s'ajoutent les pertes supplémentaires.

Ceci veut dire que le rendement d'un transformateur dépend inversement des pertes de fer et des pertes cuivre.

L'équation de rendement d'un transformateur en fonction de sa charge est la suivante :

$$\eta = \frac{\beta \cdot S_N \cos \phi_2}{\beta \cdot S_N \cos \phi_2 + P_V \cdot \beta^2 \cdot P_{CC}} \quad (2.28)$$

Elle montre les pertes à vide, les pertes dues à la charge et le rendement en fonction de la charge du transformateur. Le rendement peut avoir un facteur de charge de 40 %. Quelle que soit la puissance du transformateur, il existe toujours un maximum, entre le rendement et le facteur de charge. Le coefficient de charge peut prendre les valeurs de 40-50 % et 75% de la charge nominale.

$\beta = 0,50 ; 0,75$ et 1

S_N = Puissance apparente en KVA

$\cos \phi_2$: coefficient de puissance

P_V = puissance à vide en KVA

P_{CC} = puissance de court-circuit en KVA

β_{max} est donné par cette expression :

$$\beta_{max} = \sqrt{\frac{2 \cdot P_V}{P_{CC}}}$$

Il est souhaitable que le transformateur soit exploité à une charge raisonnable, comprise entre 50 et 75 % de sa charge nominale, mais cela dépend aussi d'autres paramètres ($\cos \phi_2$, température ambiante, cycle de charge, etc.). Si la charge est supérieure à 75 %, il faut reconstruire la puissance du transformateur et envisager l'augmentation. À l'inverse, si la charge est inférieure à 40 %, il faut envisager une réduction de la puissance du transformateur.

Résultat :

Il est important de souligner que la production d'électricité dans le réseau de Nouakchott connaît un rendement énergétique bas, de l'ordre de 30%, à cause des déperditions de production et de

transport. Le calcul de rendement des équipements proposé par la modélisation de la chaîne de conversion permet d'optimiser l'utilisation des équipements et tendre ainsi vers un meilleur rendement. Pour calculer celui-ci, le maîtriser et l'optimiser, tout au long de la chaîne de conversion, il est important de modéliser et proposer un rendement par équipement. Il est aussi important d'optimiser la chaîne de conversion, à travers des modèles mathématiques fiables, pour pouvoir en chiffrer le rendement global. Cette partie de modélisation a permis d'améliorer les connaissances de la chaîne de conversion photovoltaïque, en particulier, et du réseau électrique, en général. En se consacrant à la recherche et au développement de modèles, pour chaque composante de la chaîne de conversion photovoltaïque raccordée au réseau électrique, cette partie de notre travail permet de proposer une solution technologique novatrice, en termes d'amélioration du rendement de la chaîne de conversion, avec une forte volonté d'intégration de l'ensemble des constituants de la chaîne de conversion solaire.

2.3 Modélisation du réseau électrique

Dans la littérature [26, 27, 30, 29], il existe plusieurs méthodes numériques pour calculer les répartitions des charges et le flux énergétique dans les réseaux électriques. Ces méthodes de calcul sont utilisées comme aide de décision pour les ingénieurs. Citons particulièrement les méthodes itératives, dont fait partie celle de Newton-Raphson (NR), pour calculer les écoulements de puissance, et celle de Gauss-Seidel (GS), utilisée pour le calcul des charges. Grâce à ces méthodes, il est en outre possible de déterminer les valeurs des tensions sur les différents jeux de barres (J-B) (bus) et les pertes de puissance dans les réseaux électriques. Plus encore, ces valeurs (tensions et pertes de puissance) sont considérées comme des indicateurs importants, pour l'analyse de la qualité de la tension et celles des perturbations aux différents niveaux des jeux de barres (bus).

Il est ici important de noter l'objectif fixé : présenter les bases des mécanismes de ces méthodes itératives pour de petits réseaux généralement faiblement maillés, c'est-à-dire possédant très peu de points de connexion entre les différentes lignes qui les composent. Un type de réseau fréquent en Afrique subsaharienne. C'est pourquoi en proposons-nous l'étude, à travers la formulation d'un modèle mathématique approprié, la spécification d'un certain nombre de variables et de contraintes dans les bus du système et, enfin, la résolution numérique du système. Le modèle proposé pour le système électrique génère des équations algébriques qu'il est appelé à résoudre, via les algorithmes de résolution. De la même façon, il est possible d'appliquer ces méthodes numériques (méthode de Gauss-Seidel et méthode Newton-Raphson), pour avoir une

idée du nombre d'itérations qu'ils génèrent, en comparaison avec le nombre de nœuds (bus) ; puis injecter des batteries de condensateurs capables de fournir ou d'absorber la puissance réactive et obtenir, ainsi, un meilleur profil de tension. Puis il est proposé une comparaison en fonction du calcul du débit de puissance et en la référence dans le temps de convergence, à la recherche de la méthode la mieux adapté et la plus efficace, pour les réseaux des pays du Sahel, ordinairement nantis d'un petit nombre de nœuds (bus).

Les réseaux électriques assurent l'acheminement de l'énergie électrique entre la production et la consommation, pour une puissance demandée, sous une tension et une fréquence de qualité, suivant les normes techniques internationales. La chute de tension dans le réseau est plafonnée à 5%, seuil de dimensionnement de celui-ci. Pour le réseau en question, Il est effectivement donné une série de charges à alimenter, à partir des générateurs des centrales électriques de Nouakchott. Ceux sont dispersés aux quatre coins cardinaux et sont reliés entre eux par un réseau de liaison fermée. Il faut donc calculer, à partir des capacités connues de production des différents générateurs, l'état électrique complet du réseau ; c'est-à-dire, les tensions et les puissances au niveau des bus. Il faut aussi tenir compte du fait que la fréquence varie, en permanence mais très légèrement, en fonction des charges électriques et des événements affectant parfois la production. Les écarts de fréquence sont mesurés en millième de hertz.

Les systèmes de régulation des centrales les corrigent généralement. En cas de basse fréquence, la réduction doit rester dans la limite inférieure à 49,5 Hz du régime normal [61, 63]. En cas de haute fréquence, entre 50,5 et 51 Hz. Le gestionnaire du réseau public de distribution prend des dispositions pour corriger les anomalies. Dans ce contexte, les changements de tension ou de fréquence, aussi minimes soient-ils, causent toutes sortes de perturbations qui peuvent affecter la stabilité du réseau et conduire au délestage. Nous allons donc chercher à augmenter la consommation dans les bus du réseau, pour influencer positivement sur la fréquence, en déterminant la limite du fonctionnement, dès que le déséquilibre entre la production et la consommation est établi [64,60].

Dans ce cas il faut noter que, si la puissance appelée par la charge varie avec la tension et la fréquence qui règnent au droit de cette charge, elle ne subit, dans notre analyse, que des changements minimes, permettant de supposer sa constance. Ce qui veut dire que le changement de fréquence n'est pas l'objectif visé par cette étude, ce sera peut-être celui d'une prochaine. Nous discuterons, ici, du raccordement des condensateurs sur chaque barre des consommateurs importants, permettant ainsi d'étudier son influence sur le réseau et, en particulier, sur la barre en question. Il est donc question de repérer les événements qui peuvent

avoir un impact néfaste sur la qualité de l'énergie électrique d'un petit réseau, en se focalisant, en partie, sur le paramètre tension du réseau de Nouakchott. Le calcul se fera à travers les méthodes numériques de Gauss-Seidel (GS) et Newton-Raphson (NR).

2.3.1 Structure du système de la boucle de 33 kV de Nouakchott

L'étude du fonctionnement du réseau se ramène à celle de son comportement en sa composante directe, ce qui conduit à la représenter sous une forme unifilaire (figure 2.6). La représentation unifilaire ci-dessous présentée donne l'essentiel des informations sur la configuration des lignes (1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-1 et 2-4), la puissance de production des centrales électriques (Nord, Sud, Ouest-Sud et Ouest), et la représentation des charges de consommations au niveau des bus (1, 2, 3, 4 et 5). Le réseau est constitué de six lignes de transport, quatre générateurs et cinq charges, au niveau des jeux de barres (bus) n° 1, 2, 3, 4 et 5 de la figure (2.6). Les puissances actives et réactives générées sont respectivement données en MW et MVAR. Le niveau de tension de chaque (bus) jeu de barres i , en per unit. C'est ce schéma simplifié qui doit permettre l'étude des flux de charge (répartitions des charges). Il est constitué de cinq (05) bus pour les charges et les générateurs. Ces bus sont classés par (bus) jeux de barres comme suit :

- bus de référence : c'est un bus de la barre du générateur où le module de la tension $|v|$ et la phase de tension (δ) sont tous deux spécifiés. Les puissances (P, Q) sont inconnues et doivent être calculées en dernier. Le bus de la barre de référence est choisi entre ceux du système de génération détenteurs de la plus importante puissance active. Il est pris comme référence pour les angles de tension.
- bus de la barre de contrôle : ce bus est connecté à un générateur délivrant une puissance active P sous une tension constante V, contrôlée par un régulateur automatique de tension (AVR). Donc P et V sont spécifiés, alors que Q est à calculer.
- bus de la barre de charge : Ce bus alimente une charge caractérisée par sa puissance active P et réactive Q. Donc, P et Q sont spécifiés, alors que V est à calculer.

On a proposé le bus Nord, en bus de référence (1). Notons qu'un bus est numéroté (i) et qu'il est connecté à n autres bus, comme ceux représentées sur la figure (2.6). Il faut aussi noter qu'au bus considéré comme un nœud (i), la puissance des générateurs est injectée, alors que la puissance des charges des secteurs de la ville est sortante du nœud. L'analyse statique d'un système électrique interconnecté pendant son fonctionnement demande son extrapolation vers la théorie d'équations de flux de puissance. Les considérations suivantes sont également retenues : l'analyse part du principe que le réseau est équilibré et qu'il peut être représenté par

un système monophasé, sans oublier que les équations de réseau peuvent être formulées sous la méthode des nœuds-tensions et présentées sous forme matricielle.

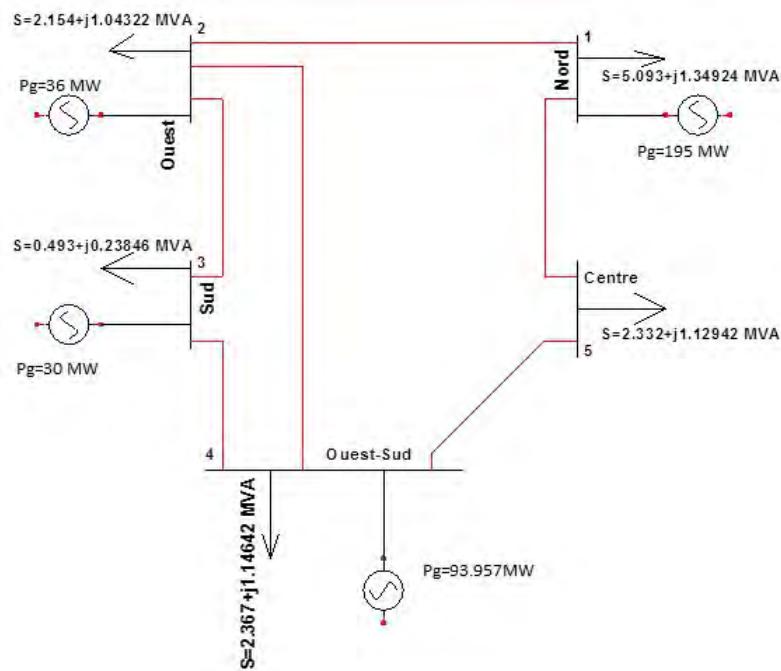


Figure 2. 6: Schéma unifilaire simplifié du réseau d'alimentation de Nouakchott [6]

Sur la figure 2.6, les connexions du système sont décrites en utilisant les numéros attribués à chaque bus. Ces numéros précisent les terminaux des lignes de transmission. Les deux principales considérations que nous allons aborder, dans la suite de ce travail, concernent le développement d'une formulation, avec description mathématique du problème ; et, deuxièmement, l'application d'une méthode numérique pour sa résolution, à travers un programme informatique réalisé sur Matlab.

2.3.1.1 Données des câbles

Sont repérées, dans le tableau 2.2, les tensions au niveau de chaque bus, les résistances actives, les réactances de lignes, ainsi que les longueurs correspondantes pour chaque ligne.

Tableau II. 2: données des câbles de la Figure 2.6

	i	j	R (Ω)	X (Ω)	U(KV)	I(km)
câble	1	2	0.027	0.037	33	13.98
câble	2	3	0.17	0.2325	33	8.72
câble	3	4	0.11	0.15	33	5.66

câble	4	5	0.472	0.644	33	24.15
câble	5	1	0.162	0.221	33	8.299
câble	2	4	0.127	0.173	33	6.51

2.3.1.2 Données des générateurs et des charges électriques

Il est aussi proposé, dans le tableau 2.3, les puissances actives des générateurs et des charges des secteurs de Nouakchott (Tevragh, Warf, Arafat, Teyarett, Dar-Naïm, Toujounine, Wad-Nagha et Riyadh), ainsi que les tensions initiales et leur phase, sans oublier la répartition des charges par bus. Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les générateurs sont modélisés comme des injecteurs de courant. En état stationnaire, un générateur est généralement contrôlé de sorte que la puissance active P (MW) injectée au bus de la barre et la tension aux bornes du générateur soient maintenues constantes. La puissance active du générateur est déterminée par le contrôle de la turbine dans les limites de la capacité du système turbine-générateur. La tension V (KV) est principalement déterminée par l'injection de la puissance réactive au bus de la barre de production.

Tableau II. 3: Données des générateurs, des charges et les tensions initiales et leurs phases.

Bus no.	Tension du bus		Puissance des générateurs		Puissances des charges	
	Tension (pu)	Angle (deg)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	P (MVAR)
1	1	0	195	-	5.093	1.34926
2	1	0	36	-	2.154	1.04322
3	1	0	30	-	0.493	0.23846
4	1	0	93.957	-	2.367	1.14642
5	1	0	0	-	2.332	1.12942

a. Système per unit (PU)

L'utilisation d'un système de grandeurs réduites (per unit) permet de modéliser ce réseau par un circuit composé d'éléments linéaires provenant de l'association des divers schémas équivalents des éléments de liaison.

b. Grandeur de bases

Les données de la puissance, de la tension et de l'impédance de base sont comme suit :

$$S_B = 100 \text{ MVA}, U_B = 33 \text{ KV}, Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} = \frac{33^2}{100} = 10.89 \Omega$$

Les grandeurs de base de l'impédance, de l'admittance, de la puissance active, de la puissance réactive et de la puissance apparente sont calculées en per unit, à partir de diverses expressions mathématiques.

$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_B}, \quad Y_{pu} = \frac{1}{Z_{pu}}, \quad P_{Lpu} = \frac{P_L}{S_B}, \quad Q_{Lpu} = \frac{Q_L}{S_B}, \quad S_{Gpu} = \frac{P_G}{S_B}$$

2.3.1.3 Données des impédances calculées pour les câbles en per unit

Une ligne électrique ou un câble électrique se trouve entre deux nœuds (bus) i et j et sera donc représenté, comprenant R_{ij} et X_{ij} . Il est proposé dans le tableau 2.4, les données calculées pour les résistances et les réactances des câbles en per unit.

Tableau II. 4: Données des impédances des câbles en per unit (pu) de la Fig 2.6

Câbles	i	k	R (pu)	X(pu)
1	1	2	0.00247	0.00339
2	2	3	0.0156	0.0202
3	3	4	0.01010	0.01377
4	4	5	0.04334	0.05913
5	5	1	0.01487	0.0202
6	2	3	0.01166	0.01588

2.3.1.4 Données des charges des secteurs en per unit

La consommation d'énergie électrique est le fait de tous les secteurs économiques de Nouakchott. En particulier, l'industrie, les services, les ménages, les diverses zones de pompage où des moteurs asynchrones puisent de l'eau, sans oublier, bien sûr, les climatiseurs, lors des périodes de chaleur. Il est aussi proposé, dans le tableau 4, les puissances actives et réactives des charges en per unit.

Tableau II. 5: Données des puissances des charges en per unit.

N° bus	Zone	P _L (pu)	Q _L (pu)
1	Nord	0.05093	0.0134

2	Ouest	0.0125	0.0104
3	Sud	0.00493	0.0023
4	Sud-Ouest	0.0236	0.0114
5	Centre	0.0233	0.01129

2.3.1.5 Résultats de calcul de la matrice d'admittances en per unit

Une ligne électrique entre les bus nœuds i et k peut être représentée par une admittance en parallèle, avec G et B représentant respectivement la conductance totale et la susceptance. Pour résoudre le problème de la répartition des charges, le point de départ sera le calcul de la matrice des admittances du circuit, plutôt qu'avec les impédances (figure 2.6). Cette approche facilite le calcul de la répartition des charges [6].

Tableau II. 6: matrice d'admittance des bus en pu (YBus)

Bus	1	2	3	4	5
1	$165.73-j35.81$	$-144.14+j98.2$	0	0	$-21.587+j37.609$
2	$-144.14+j198.2$	$199.94-j273.55$	$-24+j32$	$-31.79+j43.35$	0
3	0	$-24+j32$	$61.175-j80.32$	$-37.17+j48.32$	0
4	0	$-31.79+j43.35$	$\square 37.17+j48.32$	$77.034-j102.75$	$-8.0675+j11.069$
5	$-21.587+j37.6$	0	0	$-8.0675+j11.07$	$29.655-j48.678$

2.3.2 Modèle numérique

Notons, d'emblée, que les éléments intervenant dans la répartition des charges sont généralement ceux connectés aux bus. Ils subissent des forts courants : générateurs de puissance (machine synchrone), charges électriques, lignes ou câbles de transport, transformateurs de puissances et compensateurs statiques. Rappelons en outre que l'objectif de ce projet est de développer une programmation dans MATLAB software pour calculer le flux de charge, calcul qui facilitera l'analyse du système électrique.

Dans cette optique, pour représenter ce type de réseau électrique similaire à celui de la figure 2.6 et qui contient l'ensemble de ces composants déjà modélisés dans les tableaux 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 et 2.5, des modélisations ont été réalisées, établissant les équations du système qui régissent le comportement du réseau électrique. Les modèles utilisés dans cette partie, pour résoudre la répartition des charges, sont principalement basés sur les méthodes numériques de GS et NR,

sans oublier la matrice jacobienne. C'est suivant cette stratégie qu'on pourra étudier le temps de convergence des deux méthodes GS et NR.

a. Système d'équations pour déterminer les tensions au niveau des bus

Le courant du bus est :

$$I_{Bus} = Y_{Bus} V_{Bus} \quad (2.28)$$

Avec I_{Bus} le vecteur du courant injecté dans le bus ; Y_{Bus} , admittance du bus et V_{Bus} vecteur de tension au bus.

Soit le courant injecté dans le bus sous forme :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad i = 1,2, \dots, n \text{ et } i \neq s \quad (2.29)$$

Avec P_i et Q_i , puissances active et réactive au bus jeu de barre ;

n : est le nombre de bus jeu de barre dans le réseau.

s : est le bus jeu de barre de référence

Si l'on choisit la terre comme bus de référence, on écrit alors les $(n-1)$ équations simultanées sous la forme :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} (I_i - \sum_{k=1, k \neq i}^n Y_{ik} V_k) \quad i = 1,2, \dots, n \text{ et } i \neq s \quad (2.30)$$

Les équations (2.28) et (2.30) peuvent être combinées pour obtenir l'équation suivante :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{(P_i - jQ_i)}{V_i^*} - \sum_{k=1, k \neq i}^n Y_{ik} V_k \right) \quad i = 1,2, \dots, n \text{ et } i \neq s \quad (2.31)$$

Choisissons le bus 2 J-B2, comme bus jeu de barre de référence dans le système de la Fig.2.6 si dessus et posons :

$$\frac{1}{Y_{ii}} = L_i, \quad (P_i - jQ_i)L_i = KL_i \text{ et } Y_{ik}L_i = YL_{ik}$$

Alors (2.31) devient :

$$V_i = \frac{KL_i}{V_i^*} - \sum_{k=1, k \neq i}^n YL_{ik} V_k \quad i = 1,2, \dots, n \text{ et } i \neq s \quad (2.32)$$

D'après l'équation (2.32) si dessus on aura pour k-itération le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} V_1^{r+1} = KL_1 - Y_{12}V_2 - YL_{15}V^r \\ V_2 = \text{Valeur } \rightarrow \text{spécifiée et fixe} \\ V_3^{(r+1)} = KL_3 - YL_{32}V_2 - YL_{34}V_4^r - YL_{45}V_5^r \\ V_4^{(r+1)} = KL_4 - YL_{42}V_2 - YL_{43}V_3^{(r+1)} - YL_{45}V_5^r \\ V_5^{(r+1)} = KL_5 - YL_{51}V_1^{(r+1)} - YL_{54}V_4^{(r+1)} - YL_{45}V_5^r \end{cases} \quad (2.33)$$

2.3.2.1 Méthode de Gauss-Seidel (GS)

Les équations du système (2.33) de tensions aux bus J-B peuvent être résolues par la méthode itérative de GS. Dans cette méthode, la nouvelle tension $V_i^{(r+1)}$ calculée remplace, immédiatement V_i^r , et est employée dans la solution des équations suivantes du même système. Les équations des courants aux bus sont utilisées par la méthode de relaxation, pour solutionner le problème de transfert de charges. L'équation (2.29) nous donne le courant du bus i :

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + LL + Y_{ii}V_i + LL + Y_{in}V_n \quad (2.34)$$

Cette équation peut être écrite sous la forme :

$$Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + LL + Y_{ii}V_i + LL + Y_{in}V_n - I_i = R_i \quad (2.34)$$

R_i est le résiduel, et représente l'erreur de courant au J-B résultant, lors de la solution de la tension estimée. Pour écrire le système sur la base de la figure 2.6, il faut tenir compte que, dans le système d'équations, le bus 2 de référence est exclu, car la tension V_2 est spécifiée et fixée. Alors les équations suivantes de la méthode de relaxation sont alors données :

$$\begin{cases} Y_{11}V_1^r + Y_{12}V_2 + Y_{15}V_5^r - I_1^r = R_1^r \\ Y_{31}V_1^r + Y_{32}V_2 + Y_{33}V_3^r - I_3^r = R_3^r \\ Y_{41}V_1^r + Y_{42}V_2 + Y_{44}V_4^r + Y_{45}V_5^r - I_4^r = R_4^r \\ Y_{51}V_1^r + Y_{54}V_4^r + Y_{55}V_5^r - I_5^r = R_5^r \end{cases} \quad (2.35)$$

Avec, l'estimation des tensions des bus comme suit :

$$V_1^{[0]}, V_2, V_3^{[0]}, V_4^{[0]}, V_5^{[0]} \quad (2.36)$$

Les courants des bus sont calculés à partir de l'équation (2.30) et les résiduels à partir de l'équation (2.35). Ainsi, la chute de tension est obtenue pour le bus qui présente un résiduel maximum. Il est sous-entendu que, si le courant au bus i restent constants, le résiduel devrait tendre à zéro, grâce à la chute de tension.

$$\Delta V_i^{(r+1)} = -\frac{R_i^r}{Y_{ii}} \quad (2.37)$$

Voici alors l'estimation améliorée de la tension au bus i :

$$V_i^{(r+1)} = V_i^r + \Delta V_i^r \quad (2.38)$$

On peut réduire le nombre d'itérations et le temps de convergence, en introduisant, dans l'équation (2.38), un coefficient appelé « facteur d'accélération », noté « α », entre 1 et 2.

Par expérience, on a choisi $\alpha=1.6$ et (2.38) devient alors :

$$V_i^{(r+1)} = V_i^r + \alpha \Delta V_i^r \quad (2.39)$$

Et le nouveau courant :

$$I_i^{(r+1)} = \frac{(P_i - jQ_i)}{\left(V_i^{(r+1)}\right)^*} \quad (2.40)$$

Comme il y a variation du courant, le résiduel actuel au bus i prennent la forme :

$$R_i^{(r+1)} = I_i^r - I_i^{(r+1)} \quad (2.41)$$

En utilisant la tension $V_i^{(k+1)}$, les nouveaux résiduels pour les bus jeux de barres autres que le bus J-B de i et le bus J-B de référence, sont calculés via :

$$R_k^{(r+1)} = R_k^r + Y_{ki} \Delta V_i^r \quad \left\{ \begin{array}{l} k = 1, 2, \dots, n \\ k \neq i, k \neq s \end{array} \right. \quad (2.42)$$

Ce processus est répété, à chaque fois qu'on fait une correction de la tension correspondant à un résiduel, jusqu'à ce que les résiduels soient inférieurs ou égaux à la tolérance spécifiée ou acceptée.

Méthode de GS, utilisant z_{bus}

Choisissons un ensemble des tensions initiales des bus J-B, les courants des bus J-B sont calculés à partir :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - Y_i V_i \quad i = 1, 2, \dots, n \text{ et } i \neq s \quad (2.43)$$

Où les connexions en parallèles sont considérées comme des sources de courant.

Les nouvelles estimations des tensions sont obtenues à partir de :

$$\bar{V}_{Bus} = Z_{Bus} \bar{I}_{Bus} + \bar{V}_R \quad (2.44)$$

où \bar{V}_R est un vecteur des tensions dont toutes les composantes sont égales à la tension du bus de référence. Ce qui conduit à dire que les nouvelles tensions seront estimées à travers l'équation (2.43). C'est ainsi qu'est donné le courant calculé au bus. Ce processus sera aussi répété jusqu'à ce que toutes les tensions soient comprises dans l'intervalle de tolérance acceptée. Cette technique de résolution du problème de transfert de puissance utilise la méthode itérative de Gauss, à partir du dernier calcul. L'appliquons de cette méthode sur le réseau de la figure 2.6, permet d'écrire l'équation (2.44) comme suit :

$$V_i^{(r+1)} = V_2 + \sum_{k=1, k \neq 2}^n Z_{ik} I_k^r \quad k = 1, 3, 4, 5 \quad (2.45)$$

Avec

$$I_k^r = \frac{P_k - jQ_k}{(V_k^r)^*} - Y_k V_k^r \quad (2.46)$$

Les équations aux bus J-B sont résolues l'une après l'autre. Alors la forme des équations pour ce système est donnée comme suit :

$$V_i^{(r+1)} = V_2 + \sum_{k=1, k \neq 2}^{i-1} Z_{ik} I_k^{(r+1)} + \sum_{k=i, k \neq 2}^5 Z_{ik} I_k^r \quad i = 1, 3, 4, 5 \quad (2.47)$$

Avec

$$I_k^{(r+1)} = \frac{P_k - jQ_k}{(V_k^{(r+1)})^*} - Y_k V_k^{(r+1)} \quad (2.48)$$

2.3.2.2 Méthode de Newton- Raphson (NR)

Le problème de transfert de puissance peut être aussi résolu par la méthode NR, en utilisant l'ensemble des équations non-linéaires exprimant les puissances spécifiées réelles ou actives, correspondant, en termes de tension, aux bus (J-B). Mais l'intérêt de cette méthode est surtout de pouvoir remplacer le système d'équations non-linéaires par un système linéaire [6, 31].

La puissance au bus J-B est :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (2.49)$$

Et nous obtiendrons :

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \quad (2.50)$$

En coordonnées polaires (2.50) peut s'écrire

$$\begin{cases} V_i = |V_i|e^{\delta_i} \\ Y_{ik} = |Y_{ik}|e^{ik} \end{cases} \quad (2.51)$$

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| e^{j[\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}]} \\ i = 1, \dots, n \quad (2.52)$$

Alors :

$$\begin{cases} P_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \\ Q_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \sin(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \end{cases} \quad (2.53)$$

Le problème de transfert de puissance peut être résolu par la méthode de Newton Raphson en coordonnées polaires ou rectangulaires. Cette formulation nous donne un ensemble d'équations simultanées non linéaires. La puissance réelle P_i et la puissance réactive Q_i sont connues et les tensions sont inconnues pour tous les bus sauf le bus de référence ou la tension est spécifiée et fixée. Ainsi il y a deux (2n) équations à résoudre pour trouver la solution de transfert de charges.

La méthode NR exige que les équations non-linéaires soient formées d'expressions liant les puissances et les composantes de la tension (2.53). Les formules font intervenir les dérivées partielles des relations (2.53) sous la forme de la matrice Jacobienne. Cette matrice permet de calculer les incrémentations des inconnues à chaque itération. On considère que la convergence est atteinte lorsque ces incrémentations (ou une fonction plus ou moins complexe de ceux-ci) deviennent inférieures à une valeur, relativement faible, arbitrairement fixée. Les estimations initiales concernent les tensions et phases inconnues et le système considéré est celui, discuté plus haut, permettant leur détermination. Ces équations permettent de calculer des erreurs par rapport aux valeurs P_i et Q_i spécifiées et la méthode, pour déterminer les moyens de les traduire en corrections sur les inconnues. Les matrices d'admittances sont généralement fortement éparcues. Les programmes de calcul en tiennent généralement compte pour limiter le temps de calculs. Si nous appliquons la méthode de N-R en considérant que le bus jeu de référence est le bus 1, les équations de puissance de notre système deviennent [38, 65] :

$$\left\{
 \begin{aligned}
 P_1 &= P_{G1} - P_{D1} = Y_{11}V_1^2 \cos(\gamma_{11}) + Y_{12}V_2V_1 \cos(\delta_2 - \delta_1 + \gamma_{12}) = F_{1p} = 0 \\
 P_2 &= P_{G2} - P_{D2} = Y_{21}V_2V_1 \cos(\delta_1 - \delta_2 + \gamma_{21}) + Y_{22}V_2^2 \cos(\gamma_{22}) + Y_{23}V_2V_3 \cos(\delta_3 - \delta_2 + \gamma_{23}) + \\
 &+ Y_{24}V_4V_2 \cos(\delta_4 - \delta_2 + \gamma_{24}) = F_{2p} \\
 P_3 &= P_{G3} - P_{D3} = Y_{32}V_2V_3 \cos(\delta_2 - \delta_3 + \gamma_{32}) + Y_{33}V_3^2 \cos(\gamma_{33}) + Y_{34}V_3V_4 \cos(\delta_4 - \delta_3 + \gamma_{34}) = F_{3p} \\
 P_4 &= P_{G4} - P_{D4} = Y_{42}V_4V_2 \cos(\delta_2 - \delta_4 + \gamma_{42}) + Y_{43}V_4V_3 \cos(\delta_3 - \delta_4 + \gamma_{43}) + Y_{44}V_4^2 \cos(\gamma_{44}) + \\
 &+ Y_{45}V_4V_5 \cos(\delta_5 - \delta_4 + \gamma_{45}) = F_{4p} \\
 P_5 &= P_{G5} - P_{D5} = Y_{51}V_5V_1 \cos(\delta_1 - \delta_5 + \gamma_{51}) + Y_{54}V_5V_4 \cos(\delta_4 - \delta_5 + \gamma_{54}) + Y_{55}V_5^2 \cos(\gamma_{55}) = F_{5p} \\
 Q_1 &= Q_{G1} - Q_{D1} = Y_{11}V_1^2 \sin(\gamma_{11}) + Y_{12}V_1V_2 \sin(\delta_2 - \delta_1 - \gamma_{12}) = F_{1q} \\
 Q_2 &= Q_{G2} - Q_{D2} = Y_{21}V_2V_1 \sin(\delta_1 - \delta_2 + \gamma_{21}) + Y_{22}V_2^2 \sin(\gamma_{22}) + Y_{23}V_2V_3 \sin(\delta_3 - \delta_2 + \gamma_{23}) + \\
 &+ Y_{24}V_4V_2 \sin(\delta_4 - \delta_2 + \gamma_{24}) = F_{2q} \\
 Q_3 &= Q_{G3} - Q_{D3} = Y_{32}V_3V_2 \sin(\delta_2 - \delta_3 + \gamma_{32}) + Y_{33}V_3^2 \sin(\gamma_{33}) + Y_{34}V_3V_4 \sin(\delta_4 - \delta_3 + \gamma_{34}) = F_{3q} \\
 Q_4 &= Q_{G4} - Q_{D4} = Y_{42}V_4V_2 \sin(\delta_2 - \delta_4 + \gamma_{42}) + Y_{43}V_4V_3 \sin(\delta_3 - \delta_4 + \gamma_{43}) + Y_{44}V_4^2 \sin(\gamma_{44}) = F_{4q} \\
 Q_5 &= Q_{G5} - Q_{D5} = Y_{51}V_5V_1 \sin(\delta_1 - \delta_5 + \gamma_{51}) + Y_{54}V_5V_4 \sin(\delta_4 - \delta_5 + \gamma_{54}) + Y_{55}V_5^2 \sin(\gamma_{55}) = F_{5q}
 \end{aligned}
 \right. \quad (2.54)$$

2.3.2.2 Modèles mathématiques pour la répartition des charges

La résolution du problème de la répartition des charges est une tâche fondamentale dans la détermination des valeurs du module et de la phase de la tension en chaque bus du réseau, pour des conditions de fonctionnement données. Ceci permet aussi de calculer les puissances transitées générées et leurs pertes. La démarche suivante détermine la répartition des charges dans le réseau de la figure 1. En général, l'expression de puissance peut être étendue sur la série de Taylor.

Avec les valeurs initiales comme suit [38, 65] :

$$\left\{
 \begin{aligned}
 P_i &= F_{ip}^{[0]} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_2} \right)^{[0]} \Delta \delta_2^{[0]} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n} \right)^{[0]} \Delta \delta_n^{[0]} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_2|} \right)^{[0]} \Delta V_2^{[0]} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_n|} \right)^{[0]} \Delta V_n^{[0]} \\
 Q_i &= F_{iq}^{[0]} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_2} \right)^{[0]} \Delta \delta_2^{[0]} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n} \right)^{[0]} \Delta \delta_n^{[0]} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_2|} \right)^{[0]} \Delta V_2^{[0]} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_n|} \right)^{[0]} \Delta V_n^{[0]}
 \end{aligned}
 \right. \quad (2.55)$$

Par la suite nous définissons les puissances de l'équilibre :

$$\left\{
 \begin{aligned}
 \Delta P_i &= P_i - F_{ip}^{[0]} \\
 \Delta Q_i &= Q_i - F_{iq}^{[0]}
 \end{aligned}
 \right. \quad (2.56)$$

La combinaison des deux équations (2.55) et (2.56) nous donnent :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta P_n^{[0]} \\ \Delta Q_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta Q_n^{[0]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{2p}^{[0]}}{\partial \delta_2} \dots \frac{\partial F_{2p}^{[0]}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{2p}^{[0]}}{\partial |V_2|} \dots \frac{\partial F_{2p}^{[0]}}{\partial |V_n|} \\ \dots & \dots \\ \frac{\partial F_{np}^{[0]}}{\partial \delta_2} \dots \frac{\partial F_{np}^{[0]}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{np}^{[0]}}{\partial |V_2|} \dots \frac{\partial F_{np}^{[0]}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial F_{2q}^{[0]}}{\partial \delta_2} \dots \frac{\partial F_{2q}^{[0]}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{2q}^{[0]}}{\partial |V_2|} \dots \frac{\partial F_{2q}^{[0]}}{\partial |V_n|} \\ \dots & \dots \\ \frac{\partial F_{nq}^{[0]}}{\partial \delta_2} \dots \frac{\partial F_{nq}^{[0]}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{nq}^{[0]}}{\partial |V_2|} \dots \frac{\partial F_{nq}^{[0]}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta \delta_n^{[0]} \\ \Delta V_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta V_n^{[0]} \end{bmatrix} \quad (2.57)$$

Où le premier bus est le bus de référence. On peut spécifier (2.57) pour notre système (figure 2.6). Si l'on sépare chacun des éléments, à partir de cette formule (2.57), on trouve ainsi la matrice jacobienne (J) :

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_2} \dots \frac{\partial F_{5p}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial F_{2p}}{\partial |V_2|} \dots \frac{\partial F_{5p}}{\partial |V_2|} \\ \vdots \dots \vdots & \vdots \dots \vdots \\ \frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_5} \dots \frac{\partial F_{5p}}{\partial \delta_5} & \frac{\partial F_{2p}}{\partial |V_5|} \dots \frac{\partial F_{5p}}{\partial |V_5|} \\ \frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_2} \dots \frac{\partial F_{5q}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial F_{2q}}{\partial |V_2|} \dots \frac{\partial F_{5q}}{\partial |V_2|} \\ \vdots \dots \vdots & \vdots \dots \vdots \\ \frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_5} \dots \frac{\partial F_{5q}}{\partial \delta_5} & \frac{\partial F_{2q}}{\partial |V_5|} \dots \frac{\partial F_{5q}}{\partial |V_5|} \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

Variations des puissances d'équilibre :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{[0]} = P_{G2} - P_{D2} - F_{2p}^{[0]} \\ \dots \dots \dots \dots \dots \\ \Delta P_5^{[0]} = P_{G5} - P_{D5} - F_{5p}^{[0]} \\ \Delta Q_2^{[0]} = Q_{G2} - Q_{D2} - F_{2q}^{[0]} \\ \dots \dots \dots \dots \dots \\ \Delta Q_5^{[0]} = Q_{G5} - Q_{D5} - F_{5q}^{[0]} \end{bmatrix} \quad (2.59)$$

Variations de tension

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta \delta_5^{[0]} \\ \Delta V_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta V_5^{[0]} \end{bmatrix} = [J^{[0]}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta P_5^{[0]} \\ \Delta Q_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta Q_5^{[0]} \end{bmatrix} \quad (2.59)$$

Nouvelles valeurs de tensions :

$$\begin{bmatrix} \delta_2^{[1]} \\ \dots \\ \delta_5^{[1]} \\ |V_2^{[1]}| \\ \dots \\ |V_5^{[1]}| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_2^{[0]} \\ \dots \\ \delta_5^{[0]} \\ |V_2^{[0]}| \\ \dots \\ |V_5^{[0]}| \end{bmatrix} + [J^{[0]}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta P_5^{[0]} \\ \Delta Q_2^{[0]} \\ \dots \\ \Delta Q_5^{[0]} \end{bmatrix} \quad (2.60)$$

Pour (1+r) itération(s), les nouvelles valeurs de tensions sont calculées de la même façon que (2.60). Les calculs sont répétés jusqu'à ce que les valeurs de tension et phase aient atteint la convergence. On le vérifie par un programme réalisé sur le logiciel Matlab.

2.3.3 Résultats de répartition des charges et des méthodes NR et GS

L'application des méthodes numériques assistées par ordinateur, via Matlab, pour rechercher les performances du système électrique, est d'actualité. En outre, les différentes analyses des systèmes d'alimentation électrique, comme l'analyse de flux de charge (équations non-linéaires), constituent une base pour les études de stabilité, à partir des équations différentielles qui régissent le fonctionnement des réseaux électriques. En accord avec l'objectif visé, il faut noter que deux méthodes de solution – NR et GS – sont retenues pour cette étude. C'est grâce à elles qu'on a déterminé, de manière différente, les puissances actives et réactives, les indices de performance, ainsi que la tension au niveau de chaque bus, importante partie de l'analyse. Pour arriver aux résultats recherchés, le calcul d'indices de performances a été effectué sur la base des analyses de flux de charge (voir les résultats dans les tableaux 2.6 et 2.7), réalisées à l'aide de NR et de GS sous Matlab. Il faut aussi rappeler que les bus sont de type P et Q. Cela signifie qu'il sera déterminé (n-1) tensions complexes pour des bus complexes. La programmation a été conduite de façon à la faciliter, par rapport à l'ordre aléatoire.

Tableau II. 7 : Résultats de la répartition des charges pour la méthode de Gauss-Seidel

N° bus	Zone	Erreurs bus	P _{delta} (pu)	Q _{delta} (pu)	Q _{del} (pu)	Q _{gen} (pu)	Vbus (pu)	AngleVbus	Q _{max}
1	Nord	-6,38E-09	1,899	0,9142	0,0137	0,928	1.03	-0.0032	Inf.
2	Ouest	-2,42E-05	0,338	5,6035	0,0104	5,6140	1.04	0	Inf.
3	Sud	-2,72E-05	0,299	-2,0143	0,0023	2,0120	1	0	Inf.

4	Sud-Ouest	3,86E-09	0,915	0,4436	0,0114	0,455	1.012	-0.0037	Inf.
5	Centre	1,64E-07	0,023	-1,1767	0,0112	1,1655	1	0	Inf.

Elapsed time is :0.05 seconds

Algorithmes des méthodes NR et GS

Les deux figures ci-dessus présentent la conception graphique des algorithmes des méthodes NR et GS. Elles sont réalisées dans une logique de facilitation de la programmation et de l'analyse de la résolution par étapes, pour les méthodes NR et GS. Ils permettent d'entamer l'exécution de la simulation des programmes développés dans Matlab pour les systèmes électriques.

Tableau II. 8 : Résultats des répartitions des charges pour la méthode NR

Iteration	N°	Type	Bus	V _{bus} (pu)	deltaAng.V _{bus}	AngleV _{bus}	delta Q	
							(deg.)	(pu)
4	1	1	1		-1.0159*10 ⁻⁸	0		-1.2003
	2	2	1		-1.7907*10 ⁻⁸	0.0075		0.0127
	3	2	1		-2.0297*10 ⁻⁸	0.0250		0.2132
	4	2	1		-1.5978*10 ⁻⁸	0.0239		0.8954
	5	3	1.032		-1.7114*10 ⁻⁸	0.0148		-0.0000

Elapsed time is 0.23 seconds

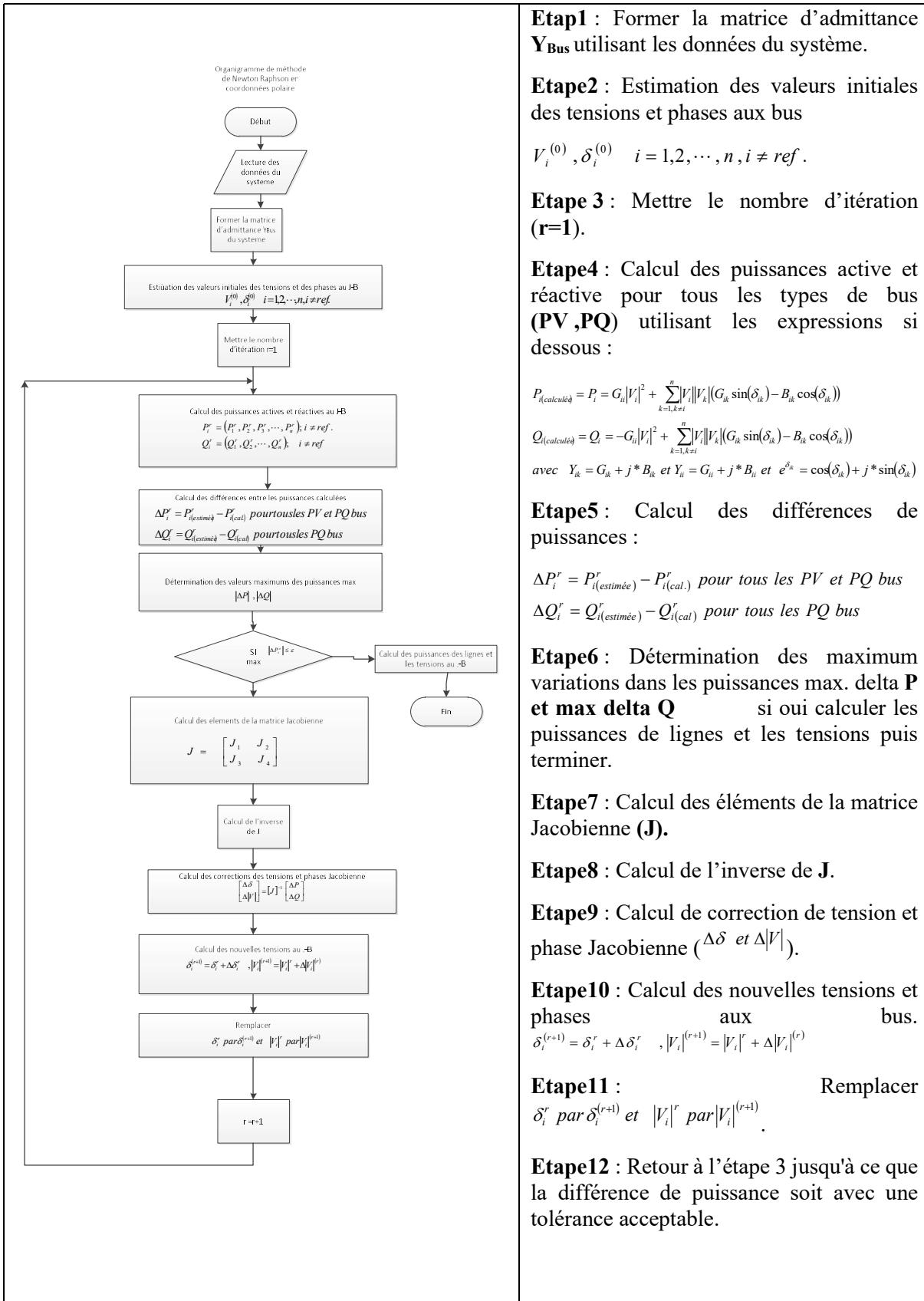


Figure 2. 7: Algorithme et Organigramme de la méthode NR [38].

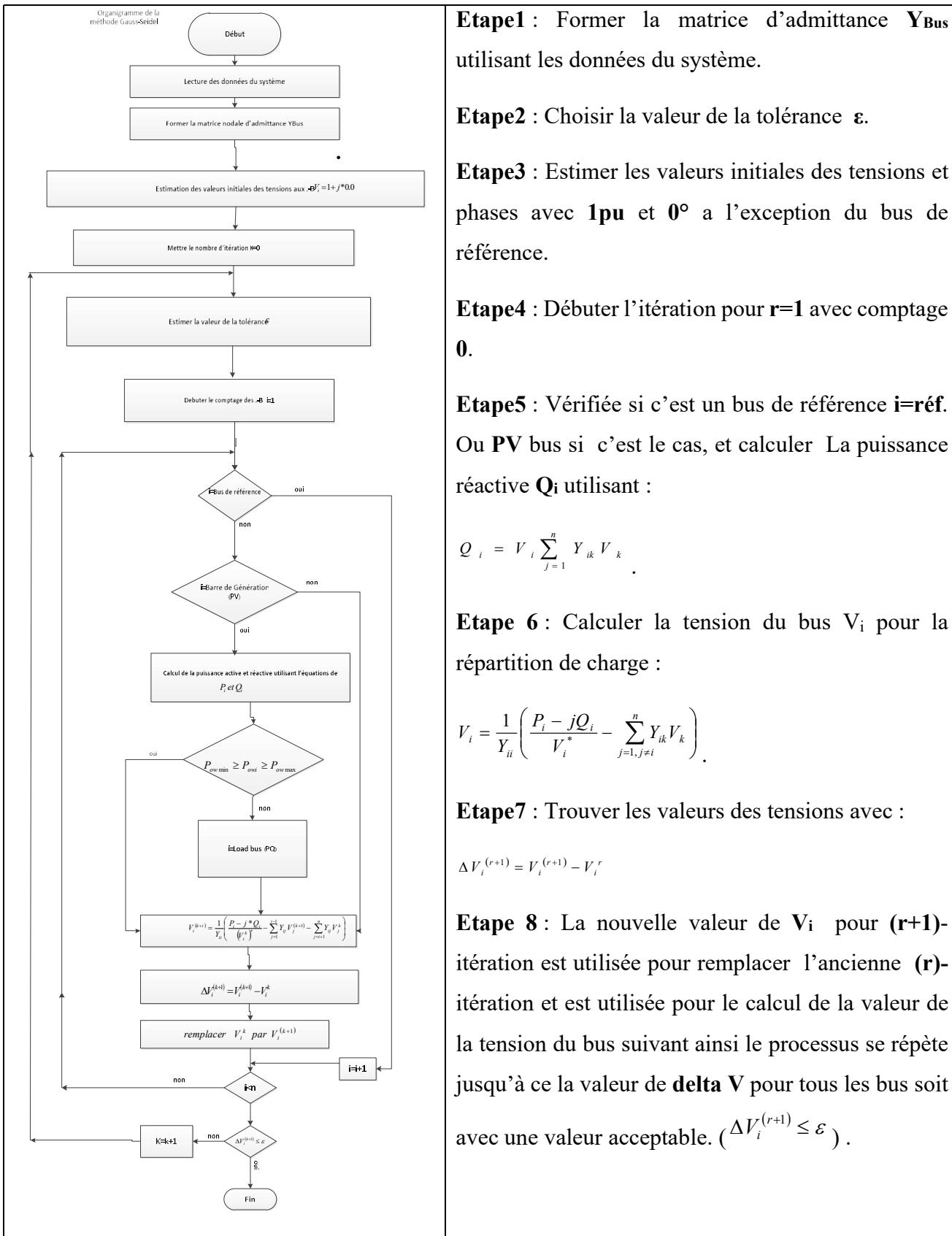


Figure 2. 8: Algorithme et Organigramme de la méthode de Gauss-Seidel [38].

Résultats obtenus

La modernisation des réseaux électriques inclut la modélisation des différentes composantes des équipements, visant à faciliter la gestion de ceux-là, chaque composante ayant un impact différent sur les objectifs environnementaux, la fiabilité des réseaux électriques et le coût de l'électricité. Le développement de tels réseaux devrait ainsi permettre un meilleur ajustement de la production et de la consommation. Pour arriver à modéliser correctement le réseau, on a proposé les deux méthodes (NR et GS) les plus utilisées dans le calcul numérique d'optimisation des réseaux. Il a été aussi déterminé, de manière différente, les puissances active et réactive et leurs indices de performance, ainsi que la tension au niveau de chaque bus, partie importante de l'analyse. Pour arriver aux résultats recherchés, le calcul des indices de performance a été effectué sur la base des analyses de flux de charge, à l'aide de NR et GS, sous Matlab. On a aussi rappelé que les bus étant de type P et Q, il sera déterminé (n-1) tensions complexes pour des bus complexes. La programmation a été conduite de façon à la faciliter, par rapport à l'ordre aléatoire.

2.4 Conclusion

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons cherché à améliorer la connaissance sur la consommation électrique, en proposant des modèles mathématiques pour chaque composante de la chaîne de conversion photovoltaïque raccordée au réseau électrique. Développés pour faire ressortir le rendement du système, ces modèles permettent d'apporter une solution technologique novatrice, en termes d'amélioration du rendement de la chaîne de conversion, avec une forte volonté d'intégration de l'ensemble des constituants de la chaîne de conversion solaire.

La seconde partie était dédiée à l'étude du réseau, suite au raccordement de la centrale solaire au réseau électrique de Nouakchott. On y a développé différentes analyses des systèmes d'alimentation électrique, comme celle de flux de charge (équations non-linéaires), qui constituent une base des équations différentielles régissant le fonctionnement des réseaux électriques. Deux méthodes – NR et GS – ont été retenues à cette fin, permettant de déterminer, de manière différente, les puissances active et réactive, les indices de performance, ainsi que la tension au niveau de chaque bus, importante partie de l'analyse. Pour arriver aux résultats recherchés, le calcul d'indices de performances a été effectué sur la base des analyses de flux de charge (voir les résultats dans les tableaux 2.6 et 2.7), réalisées à l'aide de NR et de GS sous Matlab. Il faut aussi rappeler que les bus sont de type P et Q. Cela signifie qu'il sera déterminé (n-1) tensions complexes pour des bus complexes. La programmation a été conduite de façon à la faciliter, par rapport à l'ordre aléatoire.

Chapitre 3 :

Simulations de la chaîne de

conversion électrique de la

centrale solaire

Chapitre 3 :Simulations de la chaîne de conversion électrique de la centrale solaire.

3.1Introduction.....	70
3.2 Données mesurées de la radiation solaire	70
3.3 Simulation pour choix du modèle mathématique (MM et MC)	74
3.3.1Influence de R_s et R_{sh}	74
a)Influence de la Résistance R_s	74
b)Influence de la Résistance R_{sh} : modèles MM et MC	75
3.3.2Simulation du groupement du GPV.....	76
3.4 Simulations de la chaîne de conversion photovoltaïque	82
3.4.1Simulation par Matlab des caractéristiques des panneaux.....	82
3.4.2Simulation pour un panneau photovoltaïque de la centrale 15 MW solaire.....	84
3.4.2Simulation du convertisseur	87
3.4.3Simulation du transformateur	90
3.5Conclusion.....	92

3.1 Introduction

L'énergie solaire est largement utilisée pour l'alimentation des sites isolés, elle offre une grande sécurité d'utilisation, elle est propre [67,69]. Le générateur photovoltaïque est un convertisseur direct pour transformer la lumière en énergie électrique et permet de produire de l'électricité, directement à partir d'une ressource renouvelable et largement disponible [68,70]. Le champ d'utilisation des systèmes photovoltaïques est large, avec beaucoup de configurations autonomes et reliées au réseau de distribution [71,72,75]; les applications de l'énergie solaire incluent pompage de l'eau, réfrigération, climatisation, sources lumineuses, véhicules électriques, centrales photovoltaïques, systèmes hybrides, utilisation militaire et spatiale.

Certaines applications sont d'ores et déjà rentables, notamment pour les usages isolés de faible ou très faible puissance. Le générateur photovoltaïque figure aujourd'hui parmi les options techniques pour l'électrification rurale décentralisée, ce qui lui ouvre des perspectives considérables dans les pays en voie de développement où une partie de la population rurale n'a pas accès aux réseaux électriques [76,77,84].

3.2 Données mesurées de la radiation solaire

Les simulations sont proposées par étapes, suivant la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau. Nous avons commencé par la source d'énergie de notre système : l'ensoleillement. A cet égard, il était important d'apporter un soin particulier à l'examen des profils d'ensoleillement et de la température ambiante. Un profil journalier a été ainsi obtenu, par extrapolation de données mesurées au site expérimental du Centre de Recherche Appliquée aux Energies Renouvelables [73,74], puisque la centrale Cheikh Zayed est également située à Nouakchott.

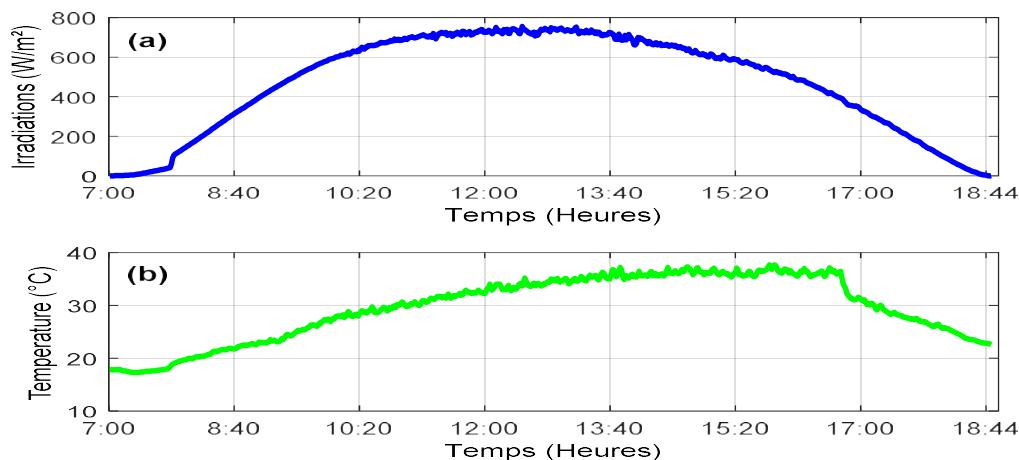


Figure 3. 1: Radiation (a) et température(b) journalière à Nouakchott

Dans cette partie les résultats des simulations (Figure 3.1 : radiation (a) et température (b)), il a été observé que la radiation traduit les phénomènes physiques dans la forme et la compréhension du sens exact qui régit le fonctionnement des GPV rapporté dans la littérature.

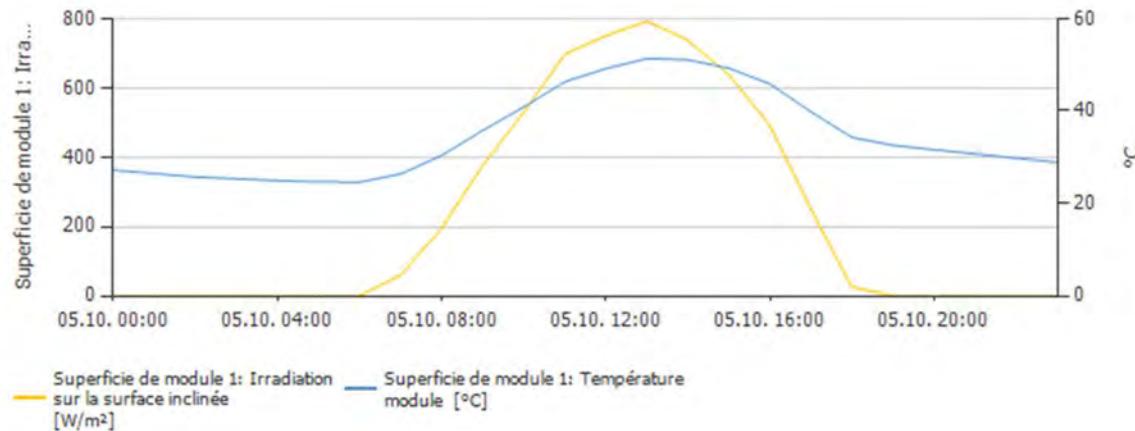


Figure 3. 2 : Radiation et température journalière sur plan incliné à Nouakchott.

Par ailleurs, il fallait vérifier le comportement des données sur site, à travers la figure 3.3 (Radiation et température hebdomadaire sur plan incliné). La simulation pour plusieurs jours s'est révélée répétition de la simulation journalière (Figure 3.2 : radiation et température). Ces simulations rapportent une radiation et une température se suivant dans la même tonalité de comportement physique décrit pour ce type de données.

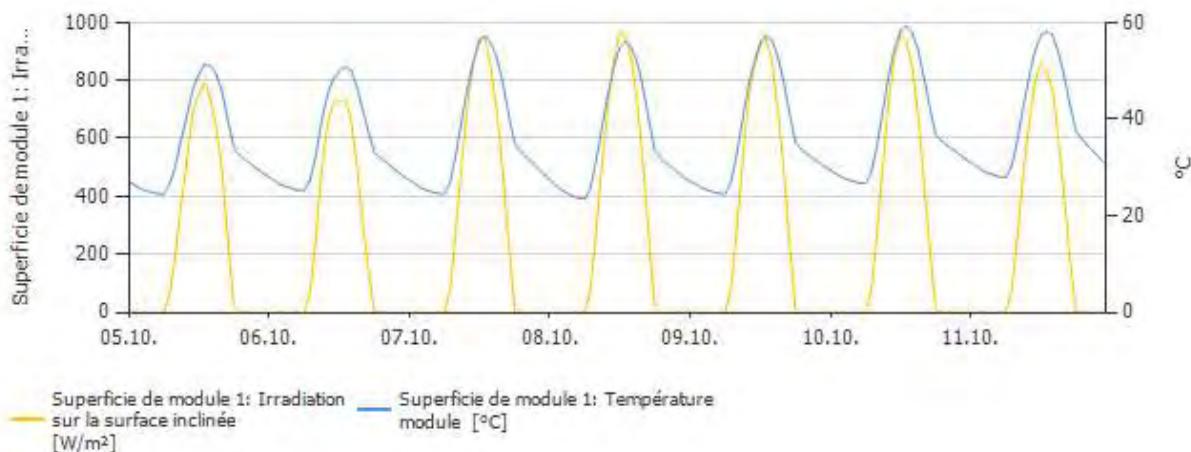


Figure 3. 3: Radiation et température hebdomadaire sur plan incliné à Nouakchott.

La figure 3.4 montre que les radiation et température annuelle sur plan incliné à Nouakchott approchent, en moyenne, un maximum de radiation de plus de 800 W/m² et une température de plus de 45°C.

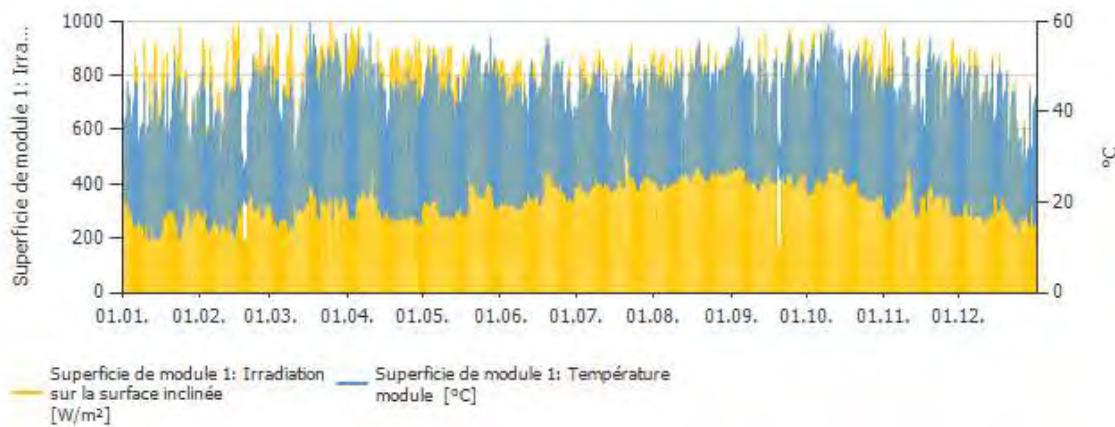


Figure 3. 4: Radiation et température annuelle sur plan incliné à Nouakchott.

Ainsi, pour le rayonnement solaire global reçue par un capteur incliné par rapport à un plan horizontal est composée de trois rayonnements (Globale, direct et diffus) pour les figures 3.5, 3.6 et 3.7 (énergie journalière en juin, énergie journalière en janvier et énergie journalière en décembre).

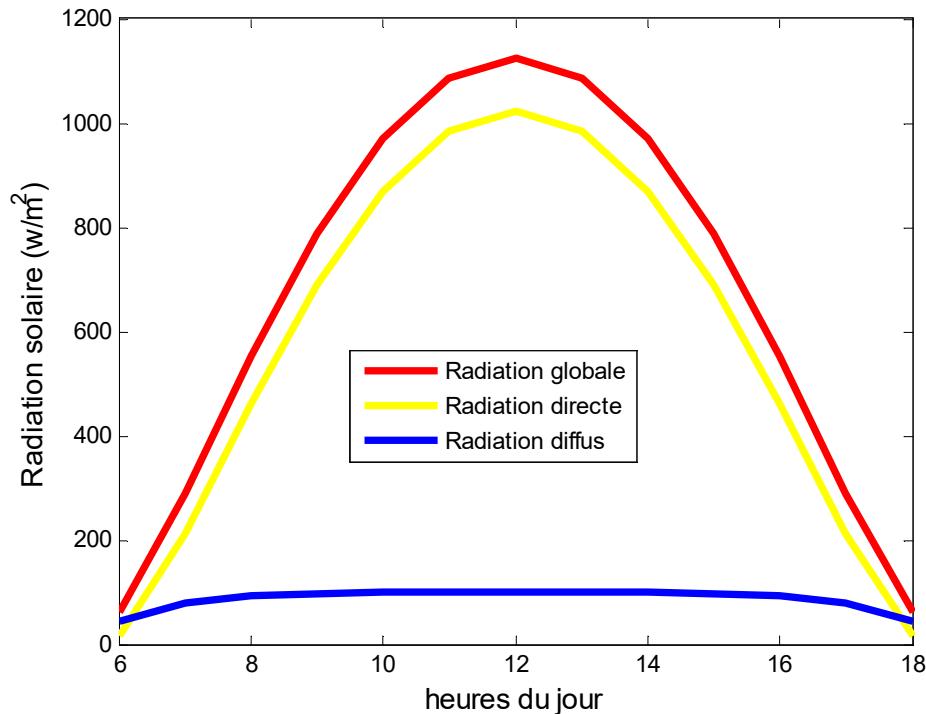


Figure 3. 5 : Estimation d'énergie journalière sur plan incliné à Nouakchott en juin.

Le rayonnement solaire global reçu, par un capteur incliné par rapport au plan horizontal, se décompose en trois : global, direct et diffus [86,87]; tel que présentés dans les figures 3.5, 3.6 et 3.7 (énergie journalière en Juin, énergie journalière en Janvier et énergie journalière en Décembre).

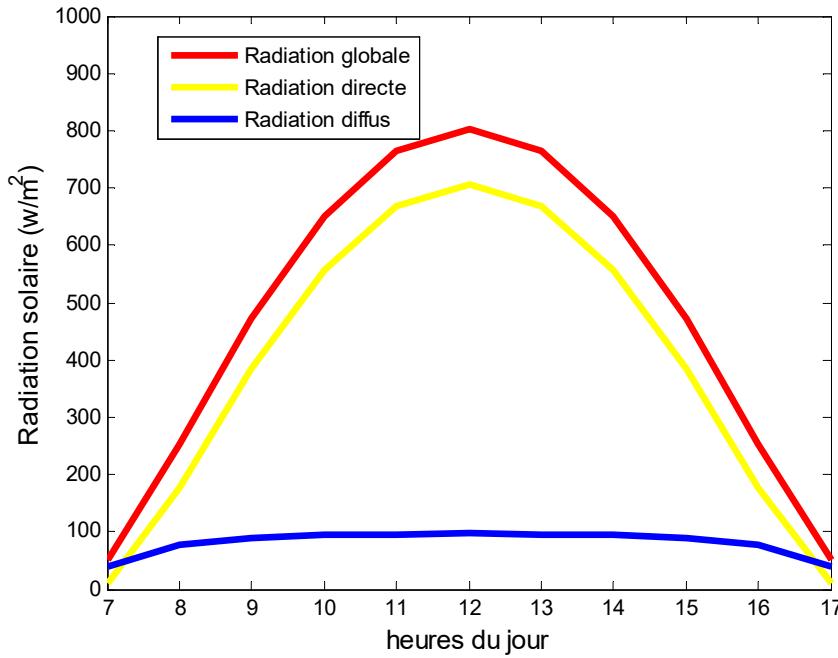


Figure 3. 6: Estimation d'énergie journalière sur plan incliné à Nouakchott en janvier.

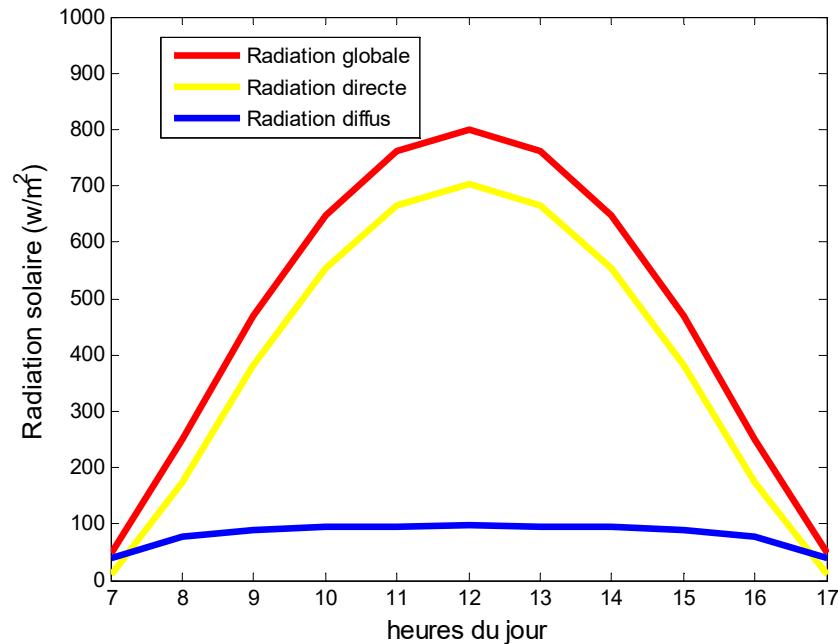


Figure 3. 7: Estimation d'énergie journalière sur plan incliné à Nouakchott en décembre.

Ces rayonnements (global, direct et diffus) varient aléatoirement en fonction de la hauteur du soleil, l'angle d'incidence et l'état de visibilité de l'atmosphère. Le calcul du rayonnement est très compliqué, on utilise des méthodes approchées.

3.3 Simulation pour choix du modèle mathématique (MM et MC)

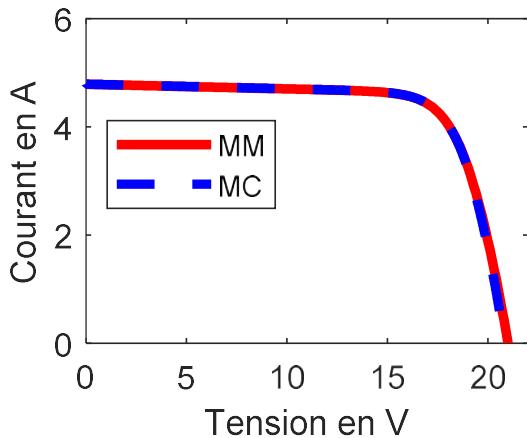


Figure 3.8: Simulation I-V des modèles MM et MC à 2 diodes avec $DV=0.02V$

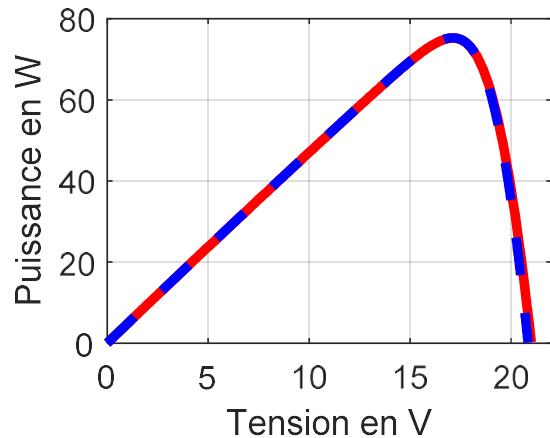


Figure 3.9: Simulation P-V des modèles MM et MC à 2 diodes avec $DV=0.02V$ et $DP=0.23W$.

La figure 3.8, I(V) compare les courbes de deux modèles (MM-rouge et MC-bleu) et révèle une différence de tension de 0,02 V. Le premier modèle (MM-rouge) est suivi de près par le second (MC-bleu) [85].

Pour la figure 3.9, P(V) : En ce qui concerne les courbes P(V) ci-dessus, on distingue une différence de puissance de l'ordre de 0,23W entre les deux modèles (MM-rouge et MC-bleu). La différence de comportement est très minime, le premier modèle (MM-rouge) est suivi de près par le second (MC-bleu) [85,35].

3.3.1 Influence de R_s et R_{sh}

Le panneau photovoltaïque en condition d'utilisation ne peut pas être considéré comme une diode idéale et comporte des résistances parasites, en série (R_s) et en parallèle (R_{sh}). Ces deux types de résistances ont pour effet de diminuer le facteur de forme et, par conséquent, la puissance délivrée par la cellule.

a) Influence de la Résistance R_s

Résistance-série (R_s) : Elle est principalement due à la résistance en volume du semi-conducteur, aux contacts métalliques et interconnections, au transport des porteurs à travers la couche diffusante, aux résistances de contact avec les contacts métalliques des électrodes. Elle agit, de manière peu prononcée (voir figure 8, pour les deux modèles MM et MC), sur le courant de court-circuit et peut être déterminée à partir de la courbe I-V, en calculant la dérivée de celle-ci aux alentours de V_{oc} . Plus R_s est faible, meilleur est le panneau. La résistance (R_s) est déterminée, en pratique, par le courant produit, en fonction de la longueur d'onde du rayonnement incident.

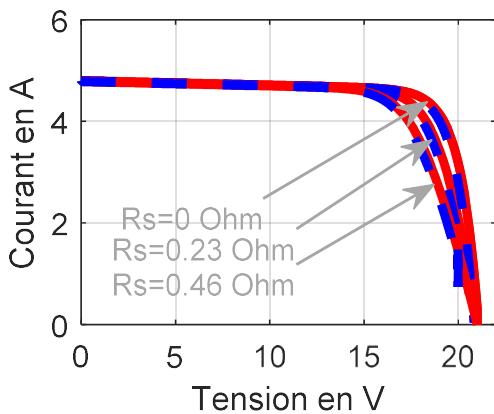


Figure 3.10: Simulation I-V des modèles MM et MC pour différentes valeurs de $Rs = [0, 0.23 \text{ et } 0.46] \text{ Ohm}$

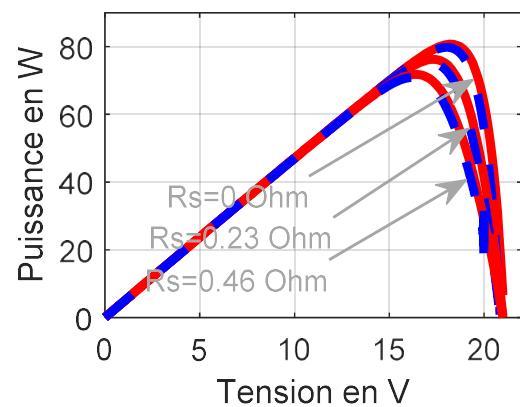


Figure 3.11: Simulation P-V des modèles MM et MC pour différentes valeurs de $Rs = [0, 0.23 \text{ et } 0.46] \text{ Ohm}$

Pour $I(V)$, voir la figure 3.10 : la résistance-série agit sur la pente de la caractéristique, dans la zone où la cellule se comporte comme un générateur de tension, et lorsqu'elle est élevée, Rs diminue la valeur de courant de court-circuit. Les performances d'une cellule photovoltaïque sont donc d'autant plus dégradées que Rs est grande. Nous remarquons que la résistance-série est variée, dans un des modèles et le deuxième suit exactement cette tendance. L'harmonie est parfaite entre les simulations de nos deux modèles, les deux courbes (MM-bleu et MC-rouge) sont superposées.

Pour $P(V)$, voir la figure 3.11 : dès que la résistance-série varie, dans un des modèles, le deuxième suit. La comparaison, entre les courbes du modèle (MM-bleu) et celle du modèle (MC-rouge), ne donne pas de différence appréciable, même sous variation de la valeur de Rs . Un faible changement au niveau $P(V)$, est remarqué, à droite de la caractéristique et nous constatons une très bonne corrélation, entre le résultat de simulation et les données expérimentaux délivrées par le constructeur. En conclusion de cette partie, la différence entre le modèle MM et MC n'est pas quantifiable, vu la superposition de leurs courbes. On peut donc avancer que les deux modèles arrivent aux mêmes résultats, dans cette configuration [85,35].

b) Influence de la Résistance R_{sh} : modèles MM et MC

Résistance-parallèle (R_{sh}) : Elle est due aux impuretés proches de la jonction et au fait que la jonction p-n (ou p-i-n, pour le cas silicium traité dans ce travail) n'est pas idéale, y causant des courants de fuite. Elle agit de manière peu prononcée (voir les figure 3.12) sur la tension en circuit-ouvert et peut être déterminée à partir de la courbe $I-V$, en calculant la dérivée de celle-ci aux alentours de I_{sc} . Plus R_{sh} est forte, meilleure est la cellule.

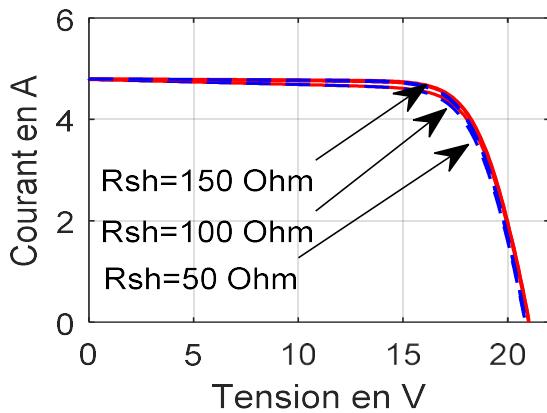


Figure 3.12 : Simulation I-V des modèles MM et MC pour différentes valeurs de R_{sh} [50, 100, 150 Ohm]

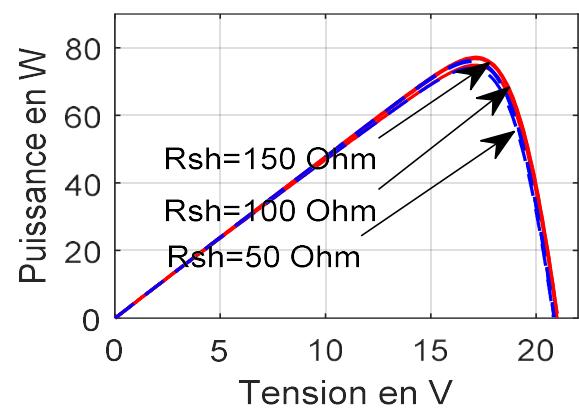


Figure 3.13: Simulation P-V des modèles MM et MC pour différentes valeurs de R_{sh} [50, 100, 150 Ohm]

Pour I(V), figure 3.12 : la comparaison, entre les courbes données par les modèles MM et MC, permet de constater que, dès que la résistance-shunt varie, dans un des modèles, le second suit. Aucune différence notable n'est enregistrée entre les courbes. Les deux modèles donnent quasiment le même résultat. L'effet de la résistance-série est très faible et ne se fait remarquer que pour une valeur de la résistance-parallèle.

Pour P-V, figure 3.13 : en ce cas, la variation de R_{sh} entraîne une variation de courbes très faible, mais identique pour les deux modèles. Leurs courbes se superposent [85].

3.3.2 Simulation du groupement du GPV

Le système GPV est composé de plusieurs panneaux, associés en série et/ou parallèle et disposés en rangées. Cet assemblage de panneaux se fait suivant les technologies et peut entraîner des pertes supplémentaires à celles déjà évoquées précédemment, au sein de la cellule (pertes optiques et électriques) [81,82,83]. La caractéristique I-V et P-V de l'association des panneaux est homothétique de la courbe I-V classique d'un panneau de base. En conséquence, tout ce qui a été dit pour un panneau, dans les simulations précédentes, reste valable pour un ensemble de panneaux photovoltaïques. La puissance maximale délivrée par un panneau dans ces conditions est dite puissance-crête, exprimée en watts-crête (W_c ou W_p) et translaté à un groupement de panneau. Ainsi, les simulations réalisées, au LRAER, ont retenu les constantes suivantes : $G=1000W/m^2$ et $T=298.2 K$, pour les deux modèles (MM et MC) et pour un groupement de panneaux. Avec $N_s = 4$ (nombre de panneaux en série) et $N_p = 4$ (nombres de panneaux en parallèle).

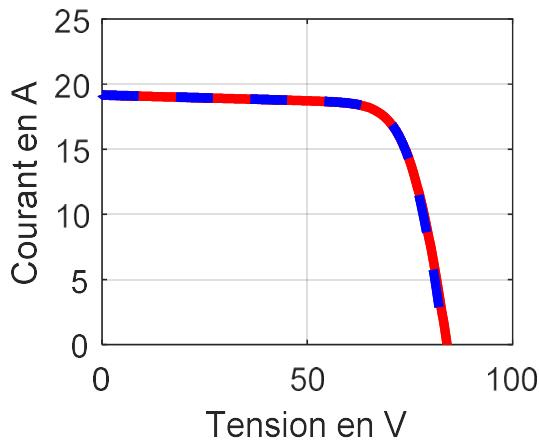


Figure 3. 14: Simulation I-V des modèles MM et MC pour un groupement de panneaux avec $DV=0.2V$

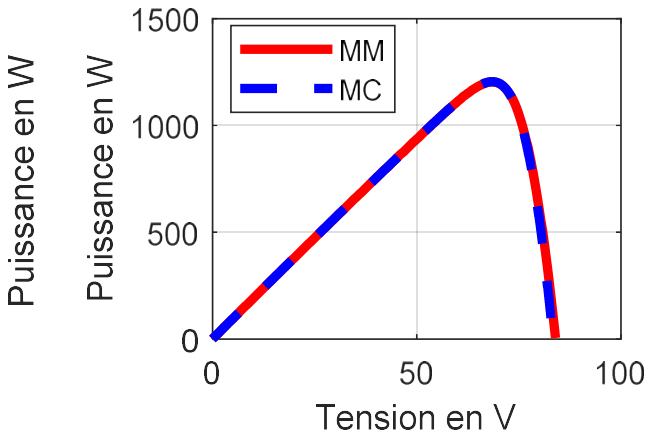


Figure 3. 15: Simulation P-V des modèles MM et MC pour un groupement de panneaux avec $DP=3W$

Dans la figure 3.14, $I(V)$, Nous notons, pour les courbes des deux modèles à une diode (MM-rouge et MC-bleu) une différence de tension de $0,2V$. Cette valeur a été trouvée dans le modèle simulé pour un panneau. MM-rouge est suivi de près par MC-bleu, dans le cas du groupement.

Pour la figure 3.15, $P(V)$: Les courbes, $P(V)$ ci-dessus, accusent une différence de puissance de l'ordre de $3W$, pour les deux modèles à une diode (MM-rouge et MC-bleu). La différence de comportement est très minime. Le premier modèle (MM-rouge) est suivi de près par le deuxième modèle (MC-bleu).

- **Modèle à une diode du GPV : Influence de l'ensoleillement.**

Il faut noter avant tout, que pour les panneaux cristallins proposés en ce cas, il suffit de faire varier l'éclairement pour reproduire le comportement du panneau. Les résultats de simulation des caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ du GPV sont réalisées pour visualiser l'influence de l'ensoleillement, en fixant la température ambiante ($T = 25^{\circ}C$) et en faisant varier l'ensoleillement dans une gamme suffisante [78, 79, 80].

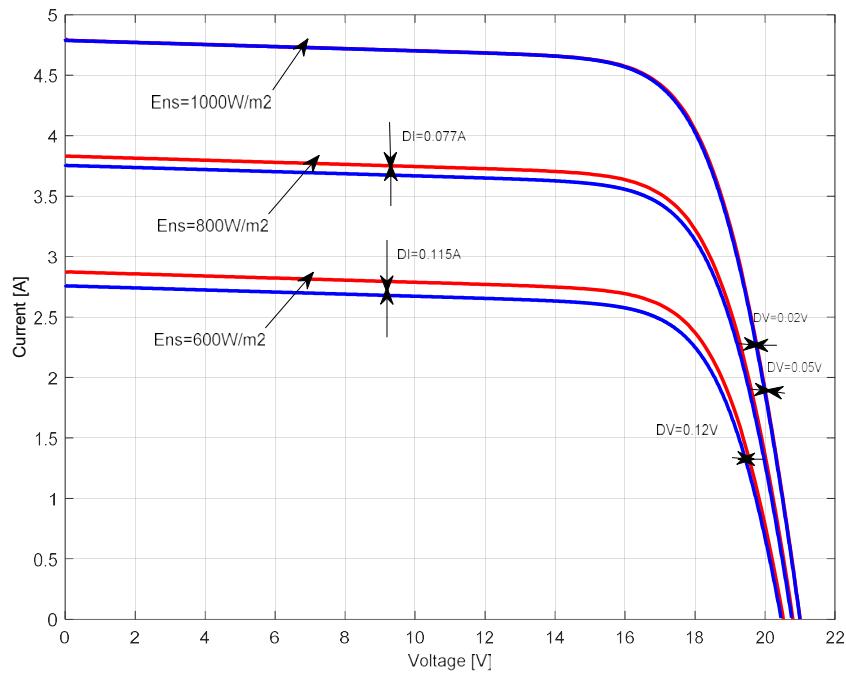


Figure 3. 16: Simulation I-V des modèles MM et MC pour différents ensoleillements,

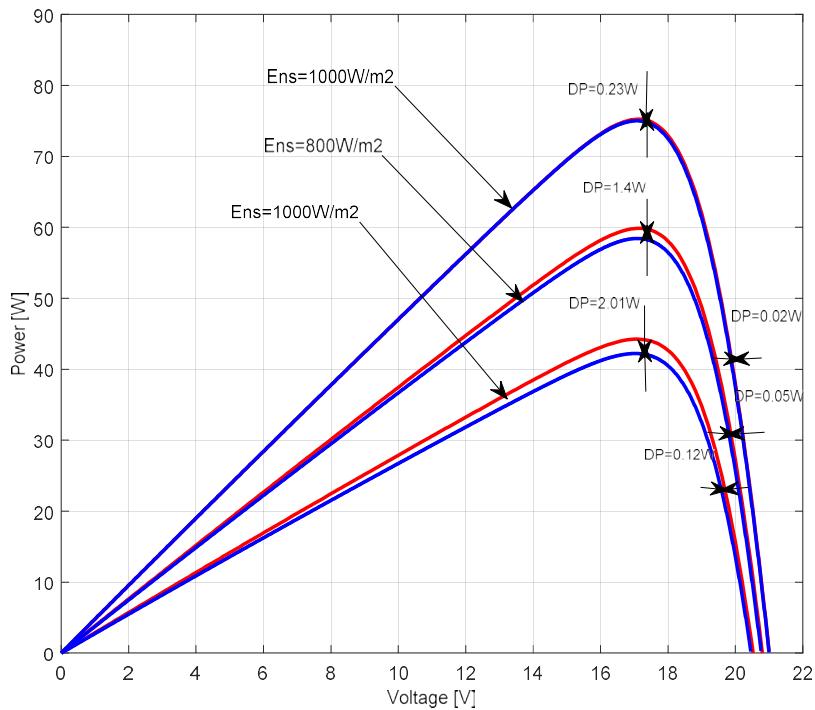


Figure 3. 17: Simulation P-V des modèles MM et MC pour différents ensoleillements

En partant du bas vers le haut, nous notons (figure 3.16), les variations suivantes de courbes, entre deux modèles à une diode (MM-rouge et MC-bleu) : Pour un ensoleillement de 600 W/m², différence de courant de 0,115 A avec tension de 0,120 V ; pour un ensoleillement de 800 W/m², différence de courant de 0,077 A avec tension de 0,050 V. Et un ensoleillement de 1000 W/m², différence de courant de 0,001 A avec une tension de 0,020 V.

Pour la figure 3.16, on constate d'abord que l'augmentation du flux lumineux fait accroître le courant de court-circuit (I_{sc}), ainsi que la tension à circuit ouvert (V_{oc}). La deuxième constatation, tirée de la figure (3.16), montre qu'à $G=1000 \text{ w/m}^2$ d'ensoleillement, nous obtenons un courant $I_{sc} = 4.8 \text{ A}$; alors qu'à $G=800 \text{ w/m}^2$, $I_{sc} = 3.8 \text{ A}$. On voit ainsi que le courant subit une variation importante, quand l'ensoleillement augmente. Ce qui implique que le courant de court-circuit augmente aussi. Par contre, la tension ne varie que légèrement, ce qui permet d'avancer que plus on monte en valeur de courant, plus la différence entre nos modèles diminue, en courant et en tension. En effet, La différence de comportement est très minime entre ces deux modèles et peut même être nulle, si l'on augmente en ensoleillement.

Pour la figure 3.17, la courbe (figure 3.17) montre que la puissance délivrée par un générateur PV (module Atersa 75) dépend de l'irradiation qu'il reçoit. Plus l'ensoleillement est important, plus la puissance générée par le panneau augmente [73, 74].

Ainsi, pour les deux modèles à une diode (MM-rouge et MC-bleu) voici ce que révèlent les deux premières courbes (figure 3.17), en partant du bas vers le haut : à $G = 600 \text{ W/m}^2$, différence de puissance de 2,01 W et 0,12 V de tension ; à $G = 800 \text{ W/m}^2$, différence de puissance de 1,4 W et 0,05 V de tension. Et à $G = 1000 \text{ W/m}^2$, différence de puissance de 0,23 W et 0,020 V de tension. Dans la figure 3.23, nous constatons que l'augmentation du flux lumineux fait accroître la tension du circuit. Cette tendance est traduite directement à la puissance délivrée par le générateur PV.

- **Modèle à une diode (MM et MC) : Influence de la température sur $I(V)$ et $P(V)$**

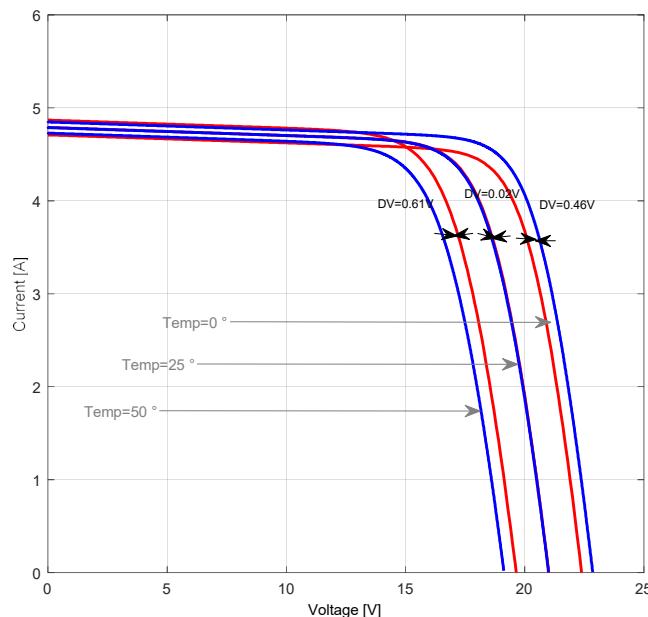


Figure 3. 18: Simulation I-V des modèles MM et MC pour différentes températures Temp= [25, 50, 75 °C]

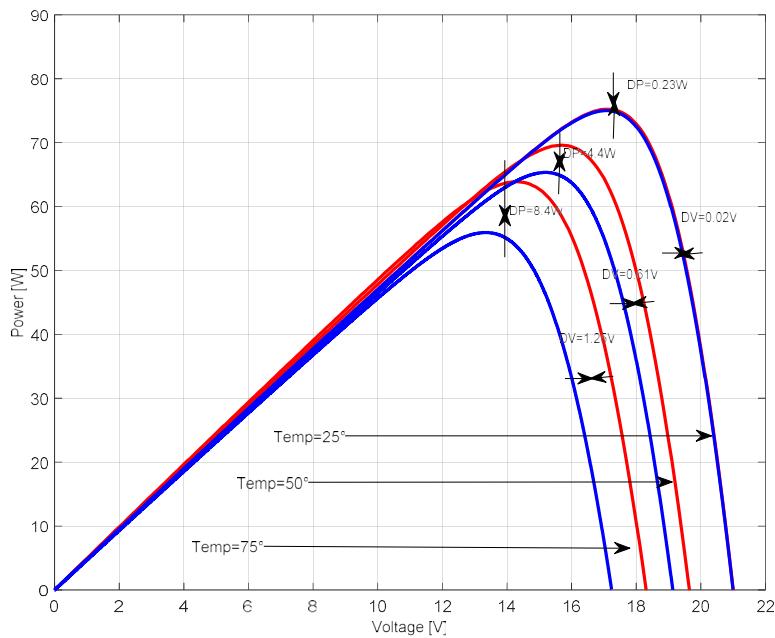


Figure 3. 19: Simulation P-V des modèles MM et MC pour différents températures

Avant toute discussion, retenons les valeurs constantes : $T = 298.2\text{K}$ et $G=1000\text{W/m}^2$; en remarquant que ces conditions ne sont jamais atteintes au LRAER. L'effet de la température sur le panneau varie en fonction de l'éclairement, de la température ambiante, de la vitesse du vent et tous ces paramètres changent en fonction du site choisi pour l'installation des modules. De plus, les coefficients liés à la température diffèrent en fonction des matériaux utilisés pour la fabrication du module. Dans notre exemple, la puissance du module du GPV proposé est en silicium.

Pour les deux modèles à une diode (MM-rouge et MC-bleu) voici ce que révèlent les deux premières courbes (figure 3.18), en partant du bas vers le haut : à $T = 25^\circ\text{C}$, différence de courant presque nulle, et différence de tension de 0, 020 V ; à $T = 50^\circ\text{C}$, différence de courant presque nulle et différence de tension de 0, 61 V ; à $T = 75^\circ\text{C}$, différence de courant presque nulle et différence de tension de 1,25 V. Si, dans la figure 16, on constate que l'augmentation de la température agit sur la tension à circuit ouvert (Voc), sans amorcer de changement notable sur le courant, pour les deux modèles, par contre la courbe de la figure 3.19 montre que la puissance délivrée par le générateur PV (module Atersa 75) dépend de la température qu'il reçoit. La puissance diminue quand la température augmente, pour les deux modèles. La seconde constatation (figure 3.18) nous révèle qu'à $T = 25^\circ\text{C}$, les deux courbes enregistrent, pour les deux modèles, un minimum de différences. En ce cas particulier, les deux modèles ont presque le même comportement. Cette température (25°C) est donc la plus adéquate pour le module.

En ce qui concerne la figure 3.19 et toujours pour les deux modèles à une diode (MM-rouge et MC-bleu) voici ce que révèlent les deux premières courbes : à $T = 50^\circ\text{C}$, différence de tension de 0, 61 V et 4,4W de puissance ; à $T = 0^\circ\text{C}$, différence de tension de 1,25 V et 8,4 W de puissance ; à $T = 25^\circ\text{C}$,

différence de tension de 0,02 V et 0,2 W de puissance de 0,2W. En ce cas particulier, les deux modèles ont presque le même comportement. Cette température (25 °C) est donc la plus adéquate pour le module.

Conclusion

Les différences dans les résultats, entre les modèles numériques comparés en ce travail, sont minimes et leurs performances presque identiques. Les courbes des deux modèles (MM et MC) se suivent et prennent la forme dictée par les phénomènes physiques des matériaux du GPV. Les différences enregistrées, au niveau des simulations qui font appel à la variation de R_s , de l'ensoleillement et de la température, sont acceptables et n'influent pas fortement sur l'analyse physique des systèmes étudiés. Ces différences sont expliquées par le fait que les modules photovoltaïques sont fortement influencés par la résistance R_s et les conditions climatiques, particulièrement l'irradiation solaire et la température du module. Nous avons d'ailleurs réalisé des simulations pour deux circuits de modèles à une et deux diodes. Les différences enregistrées entre ces deux circuits ne sont pas ressenties, et n'ont pas été influentes sur les résultats. C'est pourquoi avons-nous poursuivi la suite de la simulation avec le seul modèle à une diode. Son principal intérêt réside dans sa simplicité et sa facilité de mise en œuvre, à partir des caractéristiques techniques données par le constructeur d'Atersa 75 (LRAER).

3.4 Simulations de la chaîne de conversion photovoltaïque

Dans cette partie, nous présentons la simulation à travers le modèle mathématique retenu en 3.3, soit le modèle mathématique générateur PV et de la chaîne de conversion photovoltaïque déjà présenté au chapitre 2. C'est sous environnement Matlab que ces modèles sont présentés dans les différents niveaux de langage de programmation utilisés ci-dessus, afin de conduire les différentes simulations en accord avec les objectifs de notre travail [73].

3.4.1 Simulation par Matlab des caractéristiques des panneaux

3.4.1.1 Dépendance à l'irradiation solaire des caractéristiques I-V et P-V

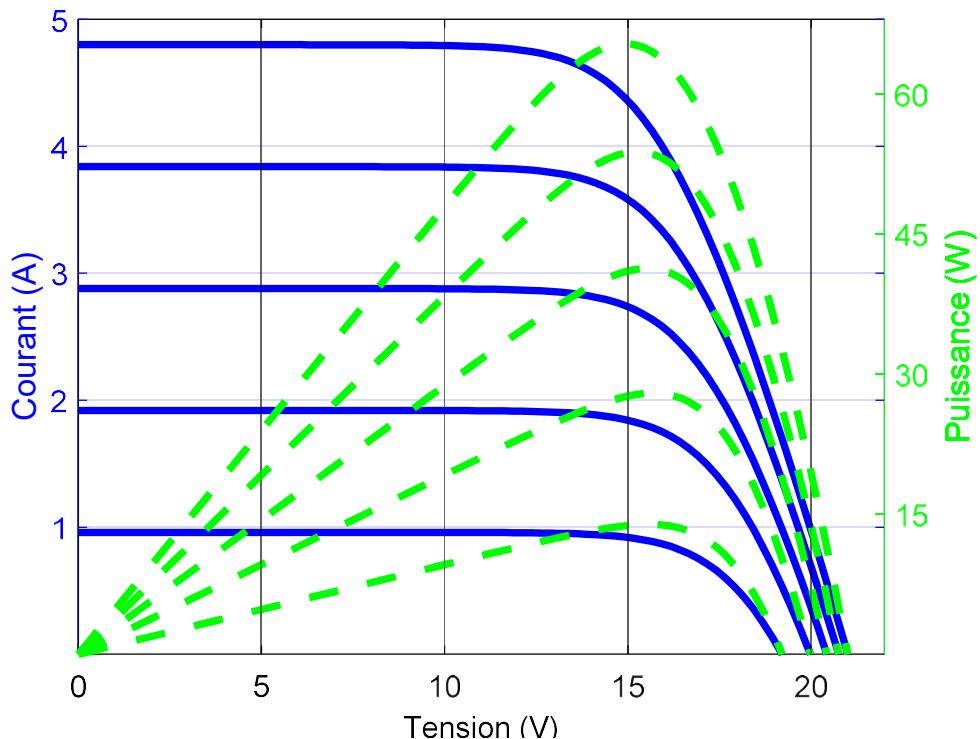


Figure 3. 20: panneau 75 w : dépendance à l'irradiation solaire des caractéristiques I-V et P-V d'un générateur PV.

Le schéma (3.20) prouve que la tension de circuit ouvert augmente logarithmiquement avec l'irradiation ambiante, alors que le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'irradiation ambiante

3.4.1.2 Effet de la température et résistances sur les courbes I-V et P-V

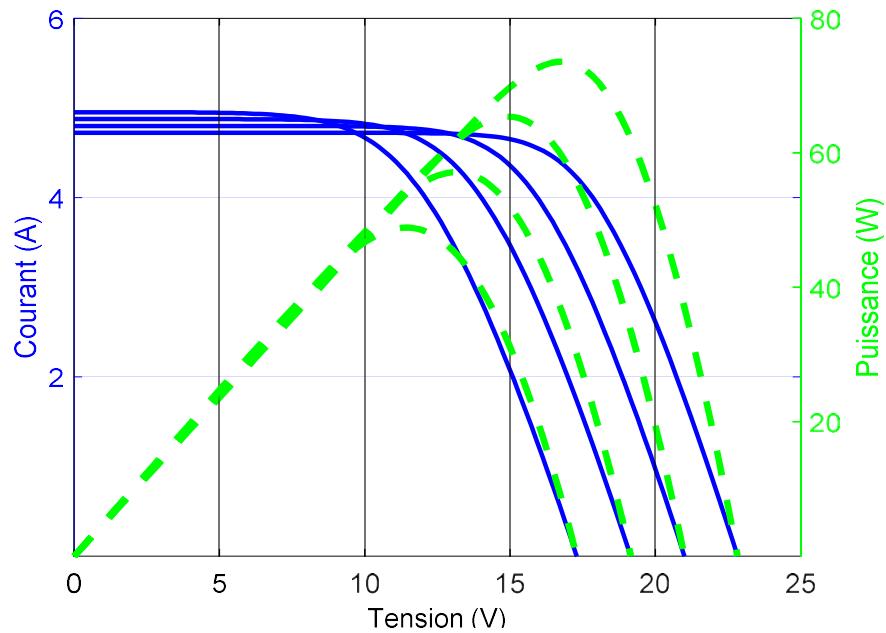


Figure 3. 21: Effet de la température sur les courbes I-V et P-V.

L'influence de la température des cellules sur les caractéristiques I(V) est illustrée dans le schéma (3.21) en variant la température entre 0 et 75 avec un pas de 25. L'effet de la température est traduit par une diminution linéaire de la tension de circuit ouvert et une légère augmentation du courant de court-circuit. La résistance série (Rs) du module photovoltaïque a un grand impact sur la pente de la courbe I(V), près de la tension de circuit ouvert (Voc), selon les résultats de simulation présentés par la figure (3.22) en variant la résistance série entre 0 et 30.

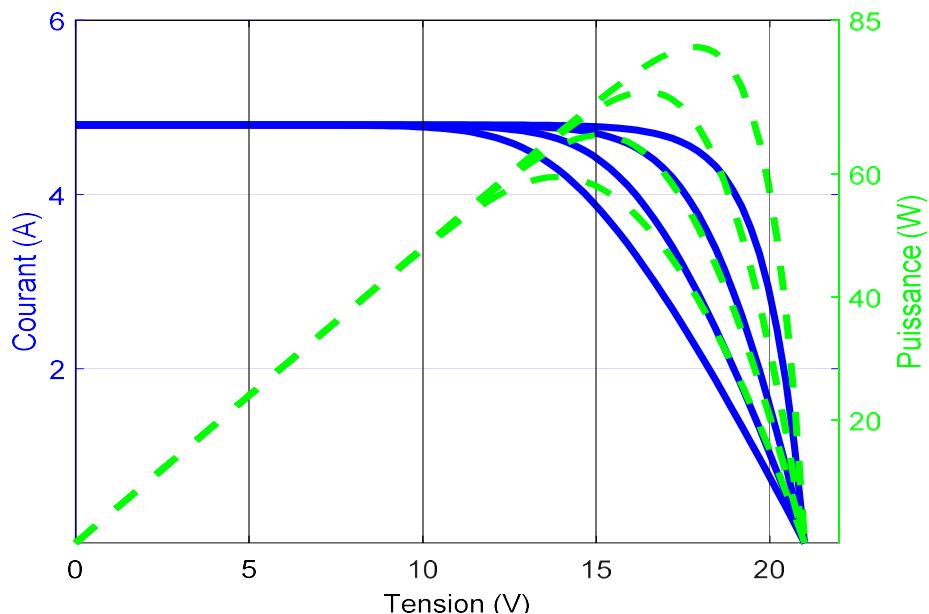


Figure 3. 22: Effet de la résistance série à température et irradiance constantes

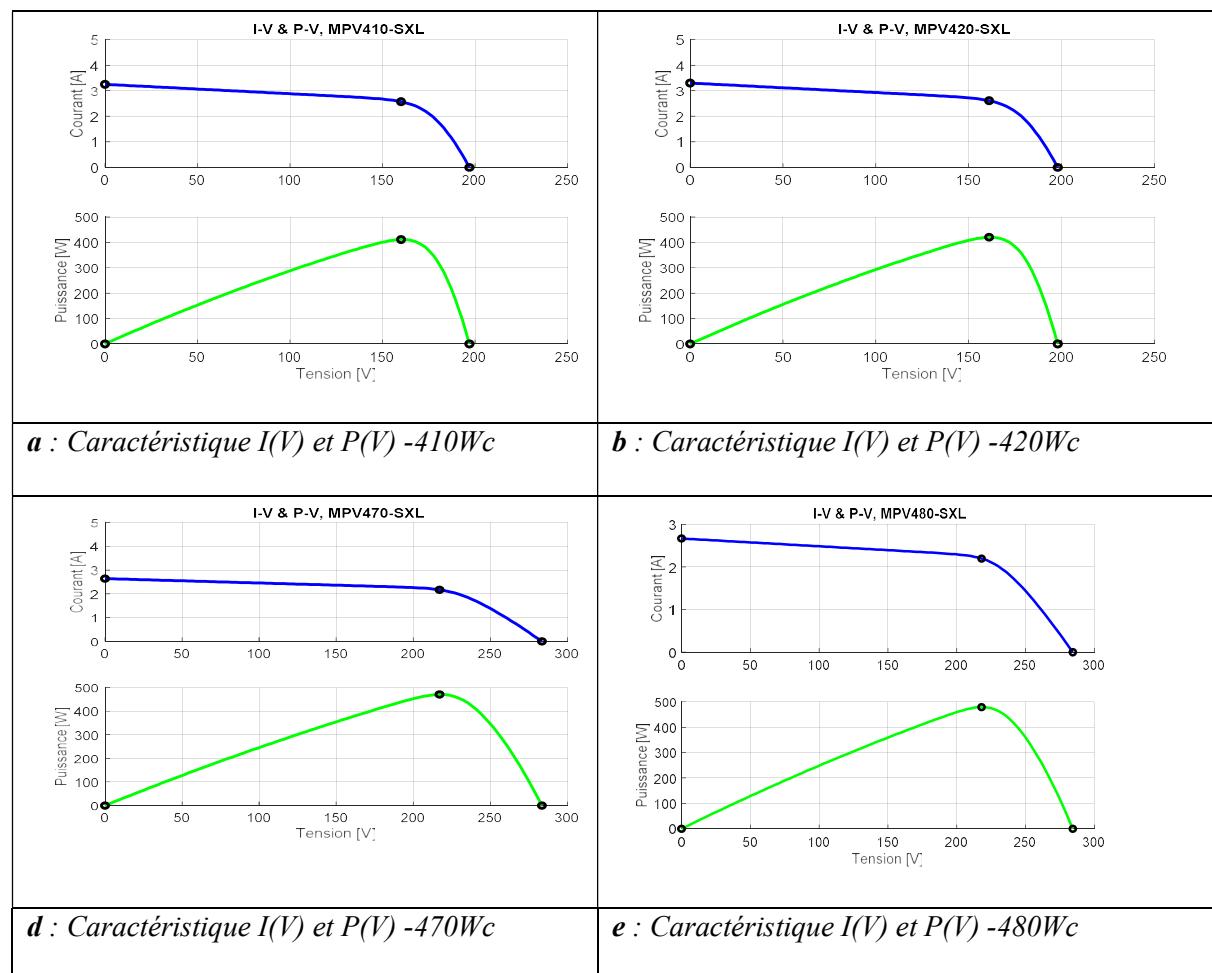
Dans le cadre de ce modèle, la résistance shunt a été estimée très élevée dans la réalité. Ce qui nous a permis de ne pas la considérer en cette partie de notre travail.

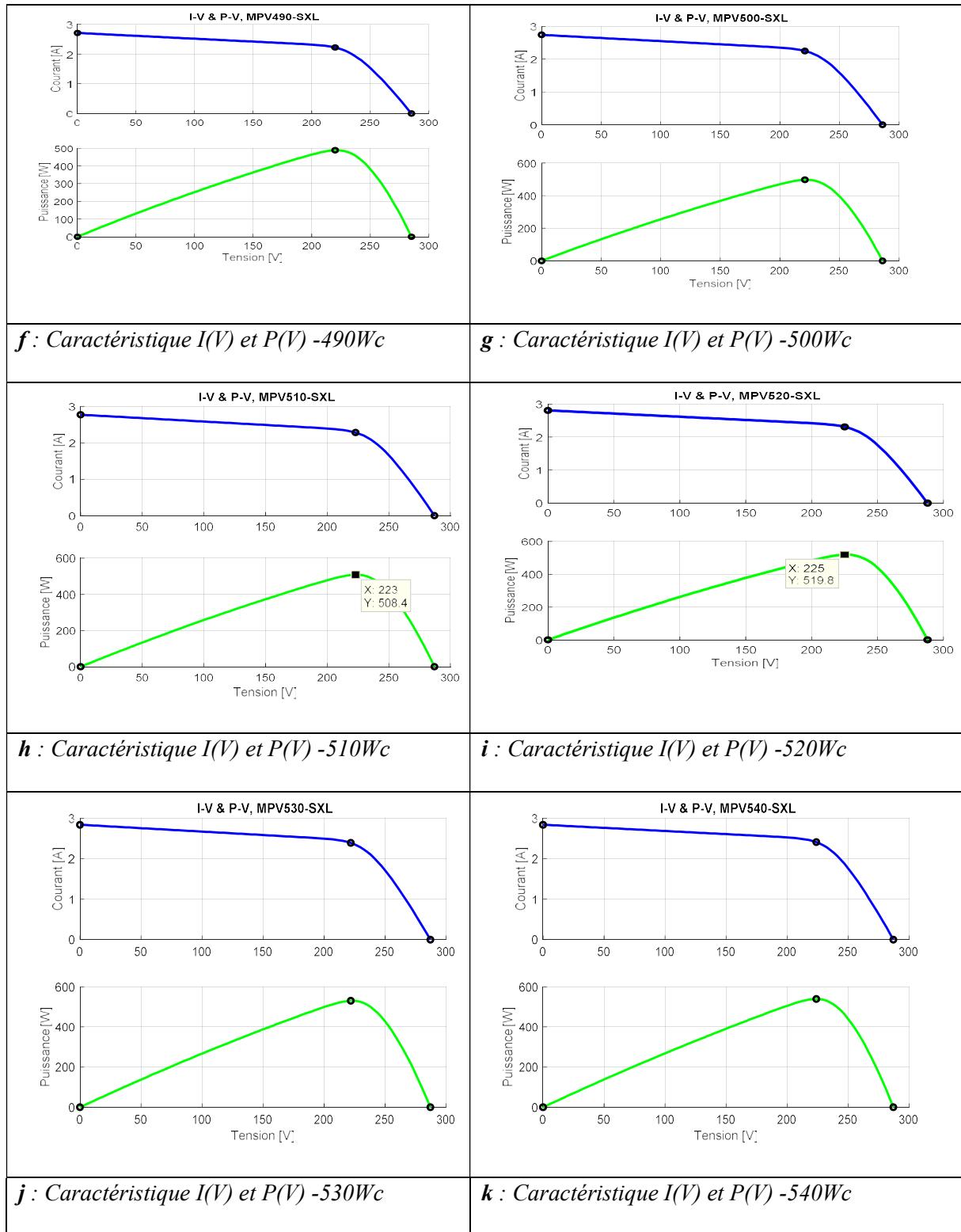
3.4.2 Simulation pour un panneau photovoltaïque de la centrale 15 MW solaire

Il est donné, dans cette partie, le principe de la conversion photovoltaïque et les caractéristiques électriques des simulations à prendre en compte pour les paramètres de la chaîne de conversion. Ces simulations sont illustrées à partir des modèles mathématiques et des mesures effectuées sur site.

- **Pour le panneau photovoltaïque I(V) et P(V) de la centrale 15 MW : modèle à 1 diode (G=1000W/m², T=298.2 K) :**

Conformément au modèle à 1 diode (G=1000W/m², T=298.2 K), ces simulations sont données dans la figure 3.11 à travers les courbes (a, b, c, d, e, i, f, h j, k, l, m) présentant les caractéristiques I(V) et P(V). Ces simulations sont données pour les différents panneaux évoluant dans la centrale photovoltaïque de 15 mW. Elles permettent de caractériser la cellule ou le panneau et de comparer, en même temps, les performances entre les panneaux utilisés, suivant l'influence des différents paramètres climatiques et autres sur les caractéristiques I(V), P(V) abordées.





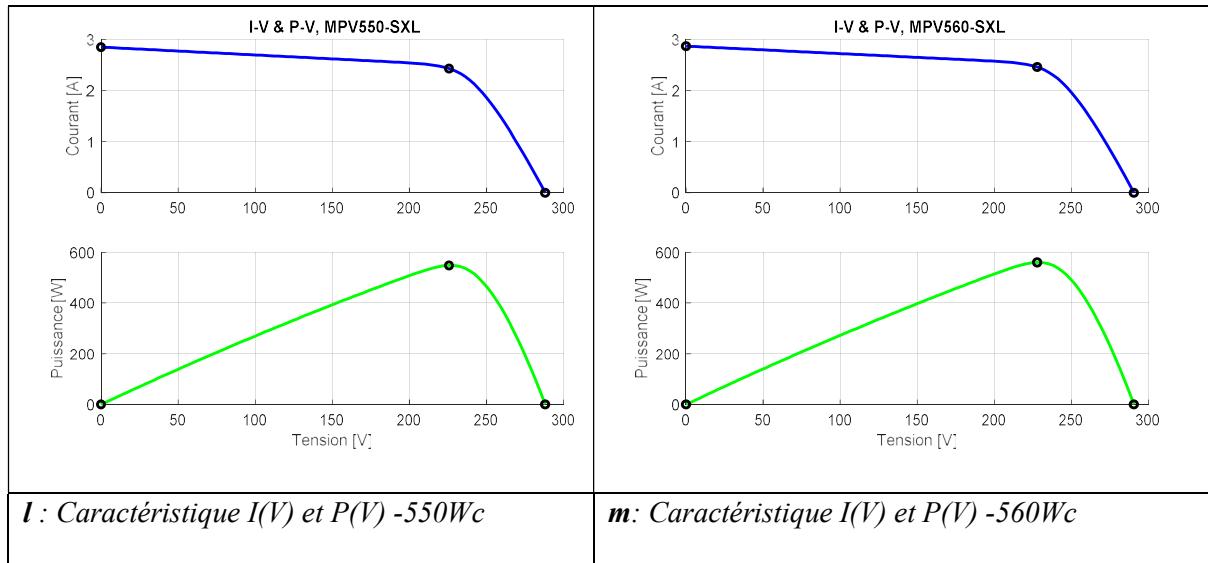


Figure 3. 23 (a, b, c, d, e, f, g, h, i, l, m) : Simulation $I(V)$ et $P(V)$ du modèle à une diode des différents panneaux de la centrale 15 MW

- **Caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ des différents panneaux (centrale 15)**

Il est important de noter pour cette partie (figure 3.24) que les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ des différents panneaux (centrale 15 mW) n'enregistrent pas de différences importantes (V_{co} proche de 285 V et I court-circuit proche de 2,75 A). Seul le panneau (410 et 420) signale une tension de grande différence pour le circuit ouvert (197 V) et le court-circuit (3,25 A).

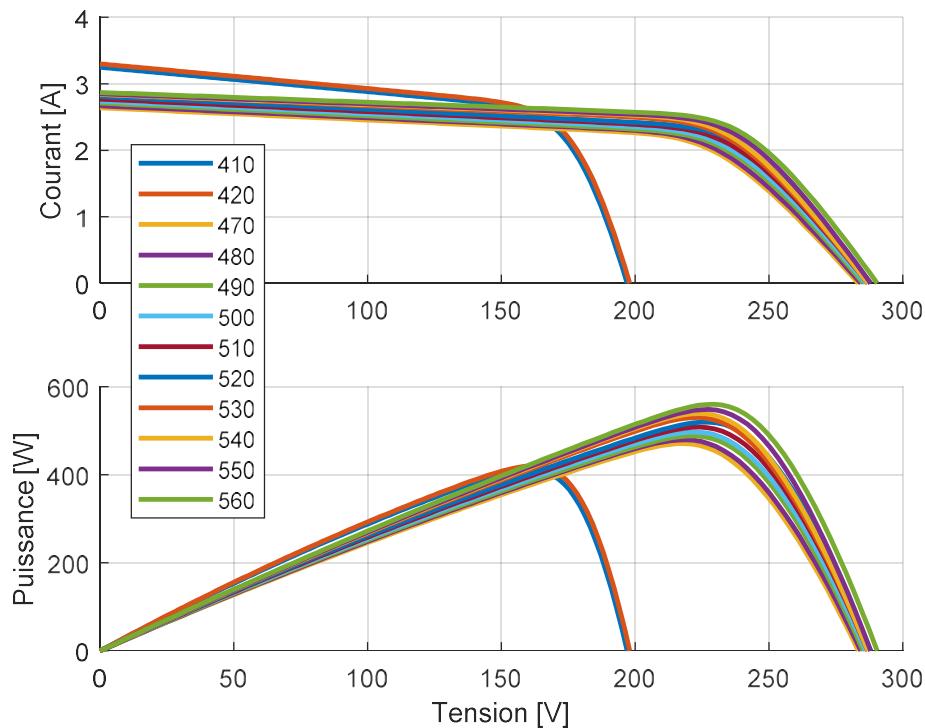


Figure 3. 24: Caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ des différents panneaux (centrale 15 MW)

En conclusion, ce qui est intéressant, dans la centrale et que nous avons voulu marquer ici, est la présence d'une multitude de panneaux réalisés en groupement, suivant leur caractéristique spécifique. En leur groupement d'origine, ils travaillent, dans cette configuration, en ensemble pour fournir de l'énergie électrique au réseau.

- **Caractéristique I(V) et P(V) du string connecté au convertisseur 1**

La section de la centrale solaire 15 mW proposée dans ce travail est de 1872 panneaux photovoltaïques. Le modèle électrique retenu pour ce type de panneaux MPV510_SXL est celui à une diode. Ce système photovoltaïque est connecté au convertisseur (1) et donne une puissance maximale de 952 kWc (voir la figure 3.25 : caractéristique I(V) et P(V) du string connecté au convertisseur 1).

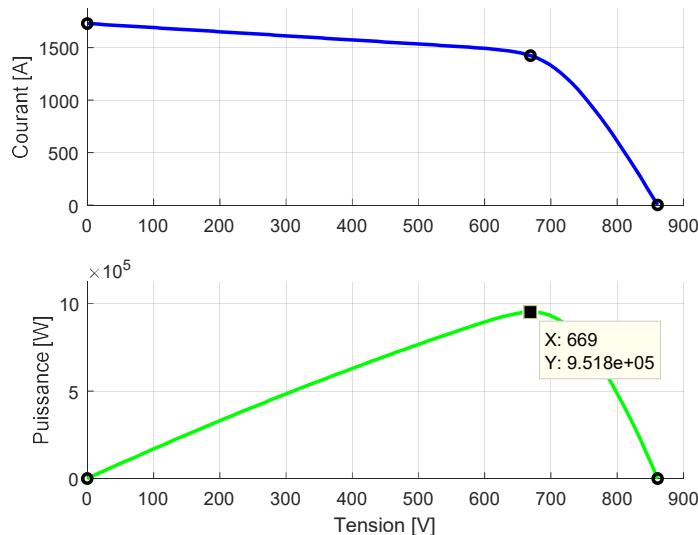


Figure 3. 25: caractéristique I(V) et P(V) du string connecté au convertisseur 1 : 3panneaux en série et 624 panneaux en parallèles.

Il est possible de dire, au final, que les données de production approchent les données théoriques de puissance définis pour la centrale 15 mW (voir caractéristique P(V) proposée ci-dessus).

3.4.2 Simulation du convertisseur

Première réaction à vue sur le Sunny Central, retenons qu'il a un rôle dans la centrale de 15 mW, celui d'un onduleur transformant le courant continu produit par la centrale solaire en un courant alternatif utilisable sur le réseau. Ce type d'onduleur est aussi proposé pour son option « Q at Night ». En cette position, l'onduleur peut fournir une puissance réactive permettant de stabiliser le réseau électrique de Nouakchott en mode de non-injection, la nuit, par exemple. Cette fonction est indépendante du mode d'injection normal. Quand l'état de fonctionnement « Q at Night » est activé, seul un soutien dynamique limité du réseau est disponible. Il faut aussi noter, par ailleurs, la présence, dans la centrale, d'un

transformateur de moyenne tension externe, installé en aval, qui alimente le réseau électrique public avec le courant alternatif produit (voir le schéma de la chaîne de conversion de la centrale solaire présenté aux 1^{er} et 2^{ème} chapitres). Dans le cas de la centrale solaire 15 mW, il est installé une unité de protection hermétique également raccordée à l'onduleur. Elle est située au niveau du transformateur moyenne tension. Son rôle est d'éteindre immédiatement l'onduleur si une erreur survient au niveau du transformateur moyenne tension. L'onduleur est équipé de deux bornes, avec une plage de serrage comprise entre 0,08 mm et 4 mm, pour le raccordement de la surveillance du transformateur. L'utilisation du dispositif de surveillance du transformateur nécessite la mise à disposition d'une tension d'alimentation externe de 230 V ~. Le choix de ce type d'onduleur vise à réaliser une multitude de fonctions directes et indirectes. L'onduleur de la centrale solaire est proposé, dans notre cas, comme une configuration en vue d'une utilisation en intérieur. La simulation est réalisée pour les deux types d'onduleurs (SMA 500CP et SMA 760CP) présents dans la centrale et permet d'obtenir la courbe du rendement, pour chacun de ces deux onduleurs, avec la variation de tension de fonctionnement.

- Rendement du convertisseur SMA 500CP avec la variation de tension de fonctionnement

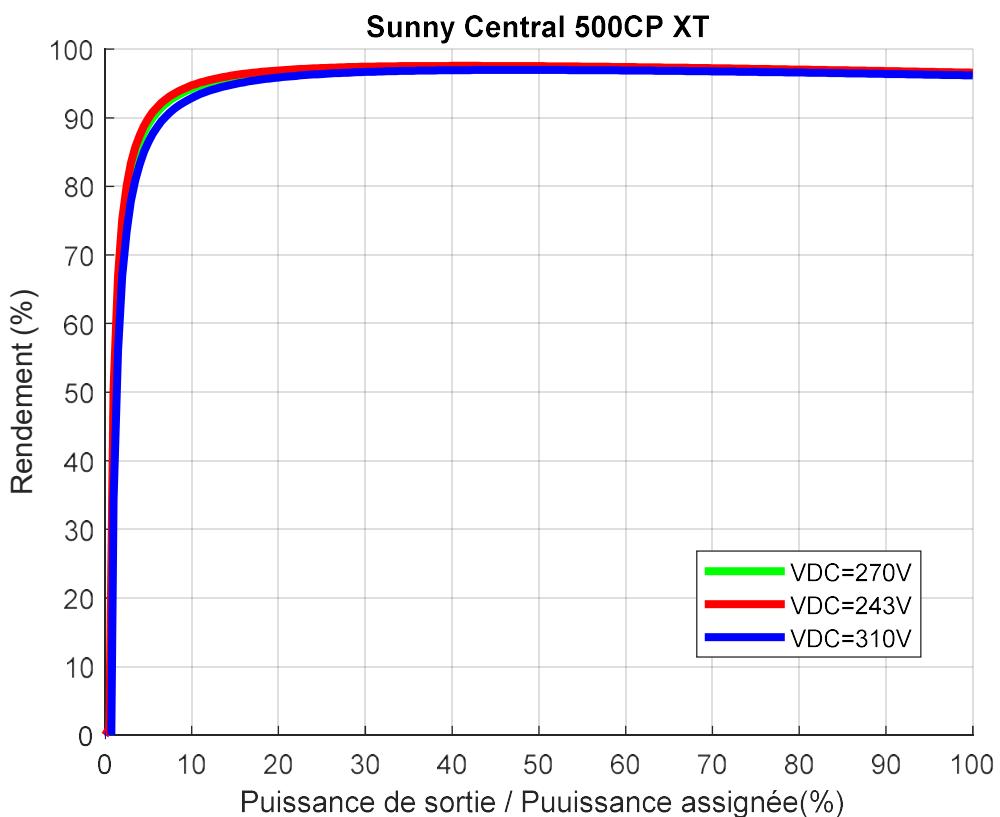


Figure 3. 26: Rendement du convertisseur SMA 500CP avec la variation de tension de fonctionnement

Le meilleur rendement est obtenu lorsque $VDC \simeq 243$ V (courbe rouge). Cette tension est la plus petite (243 V < 270 V < 310 V). Il est possible d'expliquer ce phénomène par les pertes magnétiques dans

l'inductance L et dans le transformateur. Elles sont annulées et l'ondulation du courant de sortie I est minimum. Dans les deux cas autres cas (vert et bleu : $VDC \approx 270V$ et $VDC \approx 310V$), on remarque une augmentation des pertes, surtout pour $VDC \approx 310V$ (tension la plus élevée de toutes). L'onduleur doit générer plus de pertes par commutation lorsque VDC augmente. Mais pour $VDC \approx 243V$ (la plus petite des trois tensions), il a inversé la situation, en enregistrant des pertes minimales. Il apparaît ainsi clairement que la source de courant contrôlée est adaptée aux applications où les tensions d'entrée et de sortie sont similaires. Dans les conditions les plus défavorables, le convertisseur génère la puissance indiquée, moyennant 5 % de pertes de puissance non transférée à la charge.

- **Rendement du convertisseur SMA 760CP avec la variation de tension de fonctionnement**

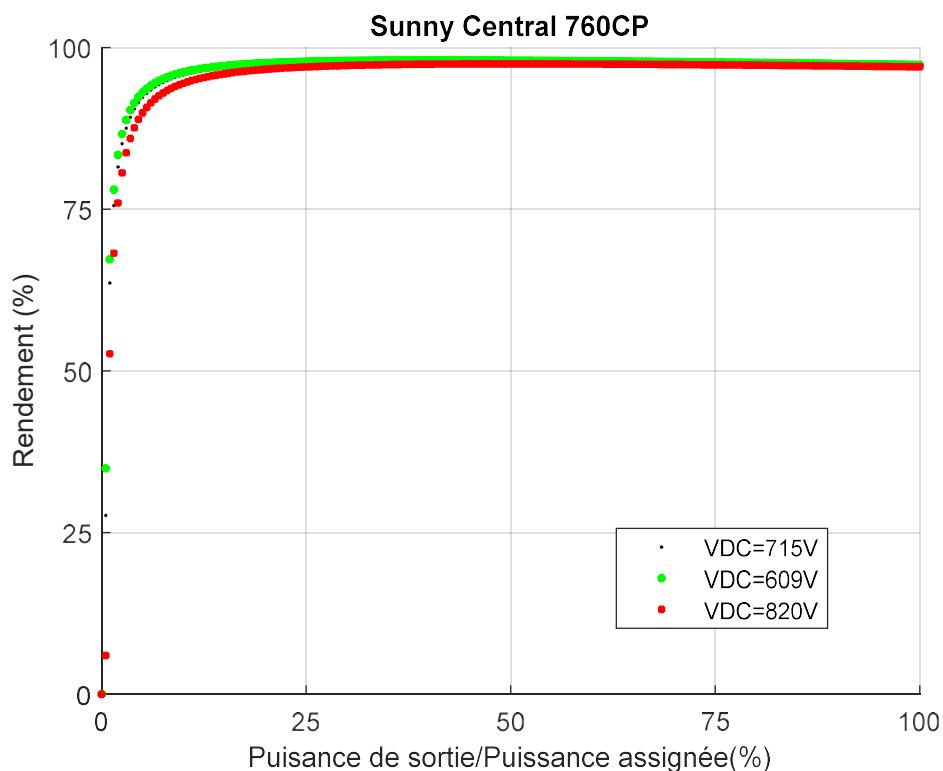


Figure 3. 27: Rendement du convertisseur SMA 760CP avec la variation de tension de fonctionnement

Le meilleur rendement est obtenu lorsque $VDC \approx 609V$ (courbe verte). Cette tension est la plus petite des trois situations analysées. En ce cas, le phénomène enregistré est similaire au cas précédent. Pour les deux autres cas (noir et rouge : $VDC \approx 715V$ et $VDC \approx 820V$), on remarque une augmentation des pertes, surtout pour $VDC \approx 820V$ (tension la plus élevée de toutes).

3.4.3 Simulation du transformateur

Rappelons que l'équation fournie au chapitre 2 a été établie grâce aux mesures données par la méthode indirecte (essai à vide puis essai en court-circuit). Remarquons, en outre, que lorsque

le transformateur débite dans une charge, une chute de tension interne apparaît, due à la résistance et à la réactance, et elle est d'autant plus importante que le circuit est inductif ; il peut y avoir surtension aux bornes des récepteurs, lorsque le circuit est trop capacitif (en cas de surcompensation, par exemple).

Dans ce contexte, le rendement d'un transformateur est excellent : de l'ordre de 98% et donc maximum quand les pertes joule = pertes fer. Le rendement d'un transformateur dépend de l'intensité et du facteur de puissance de la charge. Seul le rapport de puissances actives traduit ce rendement. L'essai à vide donne les pertes fer et l'essai en court-circuit les pertes joule. Numériquement, le rendement est très élevé pour un transformateur industriel ($\eta > 95\%$). Il dépend de V_2 , I_2 et ϕ_2 .

a) **Transformateur de 1600KVA**

• **Facteur de puissance des transformateurs en retard, du transformateur de 1600KVA :**

En ce cas selfique, le circuit est décalé d'un angle ϕ , de telle sorte que le courant est en arrière de la tension (avec FP en arrière). S'en suit, alternativement, apparition d'un champ magnétique utilisant de l'énergie puis élimination de ce champ, avec restitution de l'énergie. La self consomme de l'énergie réactive, exprimée en (VAR). En théorie, il n'y a pas toujours des pertes, mais une petite consommation d'énergie active. Le rendement en ce cas est obtenu pour une valeur ($\eta = 94,7\%$ (retard)). Le **récepteur est dit selfique**, dans le cas de cette position pour le transformateur de la centrale solaire 15 mW.

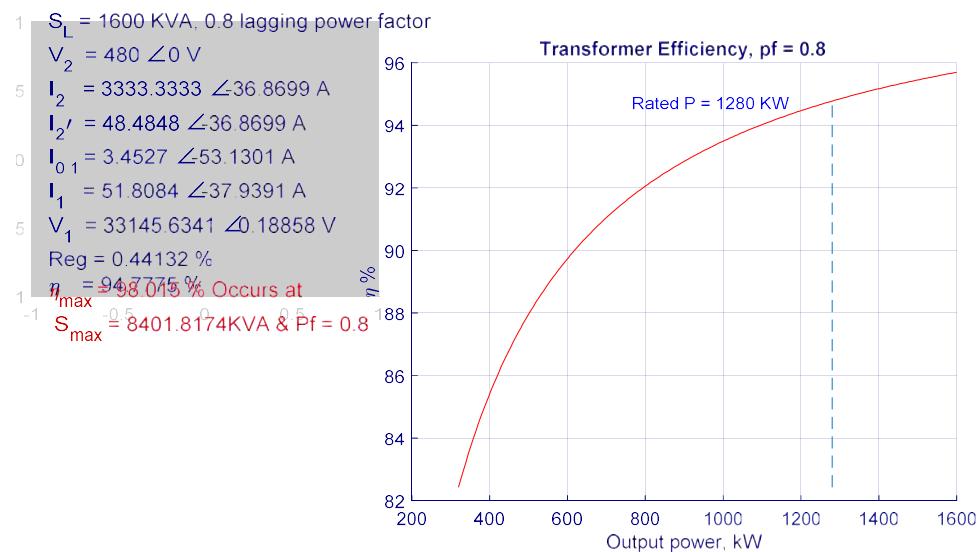


Figure 3. 28: Rendement du transformateur de 1600KVA avec FP en retard

• **Facteur de puissance des transformateurs en avance, du transformateur de 1600KVA :**

En ce cas capacitif du circuit, le courant est décalé d'un angle φ , de telle sorte que le courant est en avant de la tension (avec FP en avance). En réalité, le circuit du transformateur qui régit ce phénomène consomme une partie de l'énergie réactive, exprimée en (VAR). Le rendement en ce cas est obtenu pour une valeur ($\eta = 99,7\%$ (avance) $> 94,7$ (retard)) et le **récepteur est dit capacitif**.

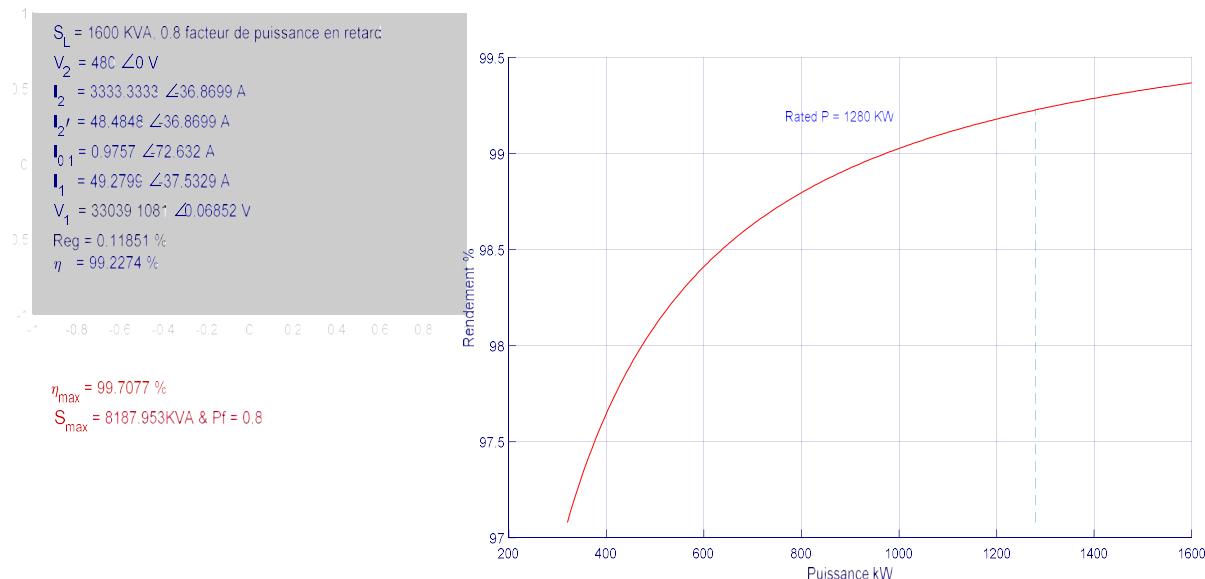


Figure 3. 29: Rendement du transformateur de 1600kVA avec FP en avance.

b) Transformateur de 500kVA

Facteur de puissance des transformateurs en retard, pour le transformateur de 500kVA :

En ce cas selfique du circuit, comme en celui étudié pour le 500 kVA, la self consomme de l'énergie réactive, exprimée en (VAR). Le rendement, en ce cas, est obtenu pour une valeur ($\eta = 99,7\%$ (retard)), plus important que dans le cas précédent. C'est dire qu'avec un transformateur de moindre puissance, la réaction du rendement est plus importante pour le transformateur de la centrale solaire 15 MW.

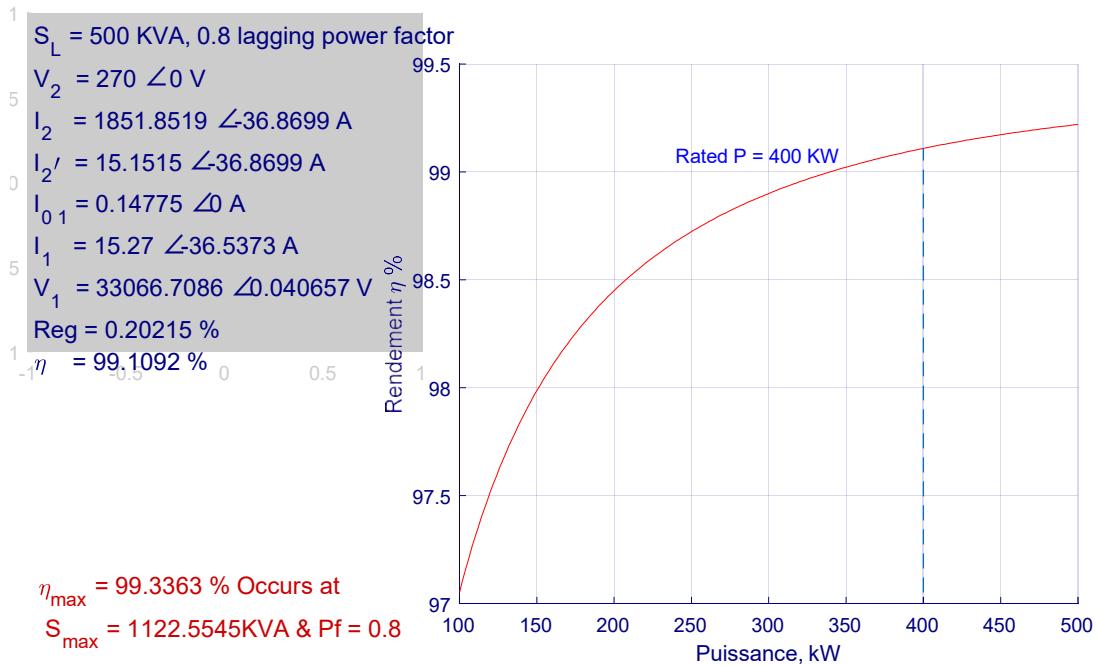


Figure 3. 30: Rendement du transformateur de 500KVA avec FP en retard

Pour conclure cette partie, il faut donner une analyse des courbes (3.28 à 3.30) de simulations pour le transformateur. Il y est constaté que le rendement croît dans les deux cas (circuit selfique, circuit capacitif).

Ces graphiques montrent également que lorsque la charge augmente, la puissance fournie augmente également, jusqu'à atteindre un point d'efficacité maximale. Ces graphiques montrent aussi que l'efficacité maximale de transformateur est supérieure à 95%. Nous concluons que les performances du transformateur données par la méthode indirecte sont plus proches de la réalité. Il est également possible d'avancer que ce travail sur le transformateur a permis la caractérisation du transformateur de la centrale solaire 15 mW. L'étude a été réalisée virtuellement sous Matlab. Les résultats obtenus constatent la concordance des caractéristiques avec celles obtenues avec les modèles théoriques. Le modèle réalisé est donc assez fiable et précis. Le logiciel Matlab est un bon moyen d'étude du fonctionnement des transformateurs triphasés, dans les conditions de fonctionnement voulues.

3.5 Conclusion

Ce chapitre débutait en proposant différents modèles numériques pour deux circuits de modèles à une diode et deux diodes, comparés depuis le chapitre 2. On y a mis en évidence que les différences, entre modèles simulés (MM et MC), sont minimes et leurs performances presque identiques. Les courbes des deux modèles (MM et MC) se suivent et prennent la forme dictée par les phénomènes physiques des matériaux du GPV.

Puis on a entrepris la simulation de la chaîne de conversion de la centrale solaire, à l'aide du modèle mathématique retenu après comparaison : MM à une diode (voir, au chapitre 2, modélisation mathématique du générateur PV et de la chaîne de conversion photovoltaïque). Simulation toujours présentée sous environnement Matlab, utilisant les différents niveaux de langage de programmation, en accord avec les objectifs de ce travail, il s'en est suivie les simulations :

- Des caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ du string connecté au convertisseur 1. Il s'agit de la section de la centrale solaire 15 mW mettant en jeu 1872 panneaux MPV510_SXL. Il donne une puissance maximale de 952 kWc pour le string connecté au convertisseur 1.
- De l'onduleur, mettant en relief son meilleur rendement sous $VDC \approx 243$ V, la plus petite des trois analysées (243 V $<$ 270 V $<$ 310 V).
- Et, dans la logique de la chaîne de conversion solaire, de la caractérisation du transformateur de la centrale solaire 15 mW. L'analyse des courbes produites par ces simulations a permis de faire ressortir que le rendement du transformateur croît dans les deux cas de circuits (selfique et capacitif).

Réalisée virtuellement sous Matlab, l'étude a constaté la concordance des caractéristiques avec celles obtenues avec les modèles théoriques. Le modèle réalisé est donc assez fiable et précis. Le logiciel Matlab est un bon moyen d'étude du fonctionnement des transformateurs triphasés, dans les conditions de fonctionnement voulues.

Chapitre 4 :

Simulations et optimisation de la centrale solaire

Chapitre 4 : Simulations et optimisation de la centrale solaire

4.1	Introduction	96
4.2	Modèles des panneaux photovoltaïques et méthodes d'extraction	97
4.2.1	Méthode itérative d'extraction des paramètres PV	97
4.2.2	<i>Dispositif expérimental</i>	98
4.2.3	<i>Caractéristiques en fonction de l'ajustement des Rs et Rsh de deux modèles</i>	100
4.2.4	<i>Coubes d'ensoleillement $G(t)$ et de température $T(t)$, en temps réel, pour des jours ensoleillés et jours nuageux</i>	102
4.2.5	<i>Validations des résultats de simulations</i>	103
4.3	Algorithme P & O MPPT pour le suivi de la puissance maximale de la centrale	107
4.3.1	Recherche du point de puissance maximale (PPM)	107
4.4	Simulation de la centrale solaire	112
4.4.1	Présentation de la centrale Solaire	112
4.4.2	Caractérisation des panneaux & simulations	115
4.4.3	Résultats de dimensionnement	118
4.4.4	Simulation de production des différentes centrales (réelle et virtuelles)	119
4.5	Conclusion	122

4.1 Introduction

La demande sur l'énergie électrique n'a cessé d'augmenter, ces dernières années, ainsi que les contraintes liées à sa production [88] : pollution et réchauffement climatique global [89], notamment ; orientant les recherches vers le développement de sources d'énergie renouvelables. Les chercheurs ont gagné en connaissances sur le rayonnement solaire et sa répartition sur la surface de la Terre. En ce contexte, les GPV offrent une solution très concurrentielle, pour la production d'électricité [90] et ils semblent bien s'imposer en moyens de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. Un tel système se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants adaptant l'électricité produite par les modules aux spécifications techniques des récepteurs. Aussi les efforts des chercheurs se sont-ils focalisés sur la résolution du problème de modélisation des panneaux solaires. Nous devons acquérir une connaissance précise des paramètres d'un GPV, essentiellement ceux intervenant dans sa conception, le contrôle de sa qualité et l'évaluation de sa mise en œuvre. Ces paramètres sont souvent déterminés à partir de données expérimentales et pour des conditions climatologiques bien déterminées [91,92]. Le comportement d'un module est habituellement décrit par sa caractéristique courant-tension (I-V) dont l'allure dépend considérablement des valeurs de divers paramètres, comme le courant de saturation, la photo-courant, la résistance-série, le shunt, la tension thermique ou le facteur d'idéalité [97,98].

Une expérimentation d'un système hybride de moyenne puissance a été mise au point, à Nouakchott, sur le site de la Faculté des Sciences et Techniques de Mauritanie (FSTM). Pour assurer la production et économiser le diesel, un système de génération photovoltaïque a été envisagé. Dans le présent travail, le GPV est représenté par un circuit équivalent dont les paramètres sont calculés pour réaliser la caractéristique $I = f(V)$. Pour approcher le modèle réel, nous proposons des simulations à valider à partir des données enregistrées sur le système-pilote installé à l'FSTM.

Par la suite, nous avons proposé des caractéristiques d'ensoleillement, en temps réel, pour mettre en évidence les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. Nous développerons, dans un premier temps, le modèle à une diode, pour tenir compte des phénomènes physiques, avec l'objectif d'une meilleure représentation du comportement électrique du GPV par rapport au modèle idéal. Avant d'étudier, dans un second temps et pour un examen plus précis, le modèle à deux diodes. Mais l'inclusion d'une diode supplémentaire augmente les paramètres de l'étude et rend difficile le processus d'extraction de leur valeur. Le raisonnement est appuyé par l'utilisation des modèles mathématique de résolution numérique, comme celui de Newton Raphson, pour prévoir le comportement du générateur photovoltaïque en condition de fonctionnement réel, en Mauritanie. La méthode d'identification des paramètres suit la démarche itérative, à l'aide du logiciel Matlab. La technique peut s'avérer intéressante

pour le développement des connaissances sur l'identification d'une multiplicité de paramètres. Nous sommes arrivés, ainsi, à montrer qu'elle propose des résultats utilisables pour des applications en temps réel.

On implémentera ensuite les modèles mathématiques obtenus sous Matlab, pour prévoir une simulation prenant en compte la commande MPPT. La commande MPPT permettra de se situer, à tout moment de l'ensoleillement, la puissance maximale de notre système PV. L'efficacité de cet algorithme (P&O) muni d'une commande MPPT sera ainsi prouvée, en accord avec les conditions climatiques de Nouakchott. Afin de simuler, au mieux, les centrales virtuelles par rapport à la centrale réelle de référence (Centrale Cheikh Zayed de 15 mW), on donnera, dans la partie suivante, les caractéristiques des modules photovoltaïques les plus utilisés sur le marché mauritanien. C'est à partir de ces informations qu'on dimensionnera plusieurs variantes virtuelles de la centrale solaire 15 mW, en accord avec les conditions climatiques de Nouakchott. Le chapitre sera conclu par la simulation et la validation de la production en kWh de la centrale, sur une année, avec les technologies des modules photovoltaïques choisis pour les centrales virtuelles en comparaison de la centrale réelle de référence.

4.2 Modèles des panneaux photovoltaïques et méthodes d'extraction

Le panneau solaire est la principale source d'énergie de l'ensemble du système PV. C'est un ensemble de cellules photovoltaïques associées en série et en parallèle, avec des ports de protections supplémentaires. Pour procéder à son analyse, l'idée de base sera fondée sur l'étude de la cellule photovoltaïque, le noyau dur du convertisseur de la lumière en électricité. Plusieurs modèles de cellules photovoltaïques sont proposés dans la littérature [99,100,101]. Parmi ces modèles mathématiques, les modèles à une et deux diodes sont généralement retenus comme les plus adaptés pour modéliser une cellule PV en fonctionnement normal (voir annexe 1).

4.2.1 Méthode itérative d'extraction des paramètres PV

Dans ce chapitre, on utilise la méthode de Newton Raphson, pour déterminer les paramètres des deux modèles et pour résoudre les équations 1 et 2 (annexe 1), qui sont des fonctions non-linéaires. Cette méthode est décrite par l'expression [102] :

$$X_{n+1} = X_n - \frac{f(X_n)}{f'(X_n)}$$

Tel que f' est la dérivée de la fonction $f(x)=0$; x_n la valeur actuelle et x_{n+1} la valeur immédiatement suivante. L'algorithme basé sur les méthodes de Newton Raphson, pour les déterminations des paramètres photovoltaïques, est présenté par la figure (4.1) suivante :

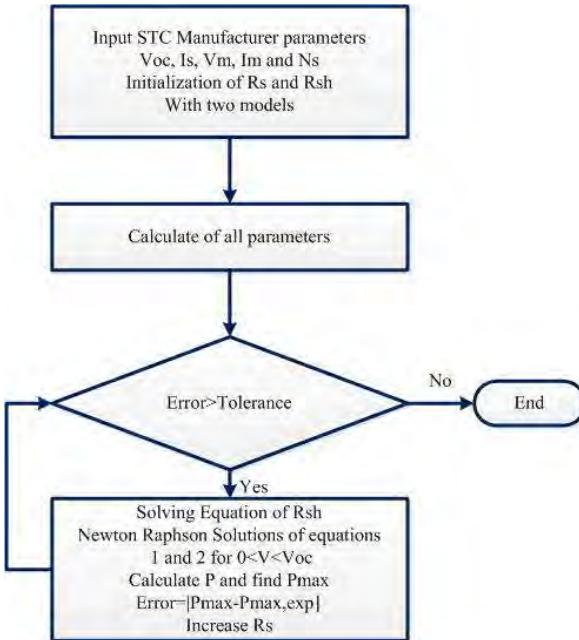


Figure 4. 1 : Diagramme de l'algorithme basé sur la méthode de Newton Raphson.

On propose, dans cette section, la technique de méthode itérative améliorée, pour identifier les paramètres de module PV. L'efficacité de la méthode d'identification de paramètres NRM-BASÉE améliorée est vérifiée, en identifiant les données expérimentales de module PV sous irradiance différente et des conditions de température. Les comparaisons avec l'algorithme d'optimisation pour l'identification sont aussi présentées pour les données expérimentales produites en utilisant les modèles de module PV. Cet algorithme est programmé et mis en œuvre dans l'environnement Matlab pour identifier les paramètres de module PV utilisant les deux modèles du module photovoltaïque. Les paramètres identifiés par cette mise en œuvre de l'algorithme sont présentés à la table (4.1).

4.2.2 Dispositif expérimental

Le dispositif expérimental est composé d'un système hybride (figure 4.2) de production d'électricité (photovoltaïque, diesel) de puissance 5,2 kW, couplé à une unité de dessalement d'eaux saumâtres (osmose inverse) et d'autres équipements. Le système en question a plusieurs possibilités de fonctionnement : solaire-diesel, éolien-diesel, éolien-solaire-diesel, etc. ; mais toujours connecté au système de stockage. La variante adoptée pour cette expérience est : un générateur photovoltaïque composé de 16 panneaux ATERSA (AP-7105 /AP-75), délivrant une puissance de 1.2 kW ; un système de stockage électrochimique composé de 24 batteries de 1200 Ah ; un groupe diesel de 4 kW assurant l'alimentation de secours ; une unité d'enregistrement des données climatologiques et des paramètres du système [107].

Pour mesurer l'ensoleillement et la température, le LRAER dispose de deux capteurs : un thermomètre-sonde PT-100 à 4 fils, pour mesure la température ambiante Fig.4.2 (b) ; et un pyra-nomètre de type CMP3, pour mesurer le rayonnement incident dans un plan horizontal Fig.4.2 (c).

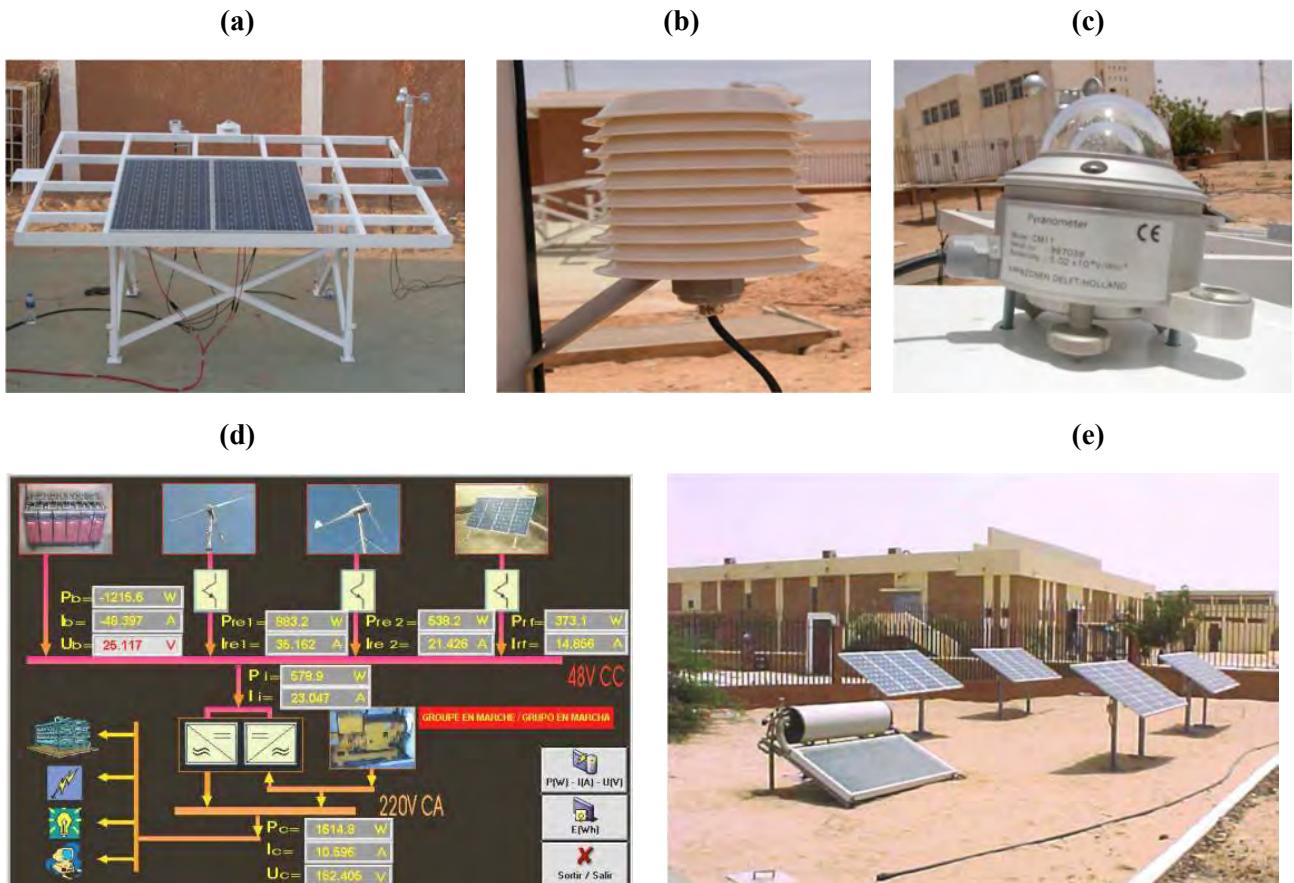


Figure 4.2 Plateforme de laboratoire expérimental de recherche appliquée sur les énergies renouvelables, (a) diapositives d'essais et de diagnostic du module PV, (b) thermomètre équipé de la sonde PT-100, (c) pyranomètre, (d) acquisition de données et (e) installation du générateur photovoltaïque au laboratoire.

4.2.3 Caractéristiques en fonction de l'ajustement des R_s et R_{sh} de deux modèles

L'intérêt que nous portons aux caractéristiques globales du GPV, peut se résumer comme suit :

- Dans un premier cas, illustré par les figures (4.3 et 4.4), nous essayons de faire ressortir l'influence de la résistivité des matériaux. Elles sont liées aux pertes ohmiques et des fuites de courant, exprimées en fonction de R_s et R_{sh} , dans l'objectif d'une meilleure représentation du comportement électrique du GPV. La recherche du modèle le plus proche du comportement réel du GPV, doit tenir aussi compte du mécanisme de transfert des charges à l'intérieur de la cellule, que la diode supplémentaire permet de reproduire. Nous pouvons lire les effets chimiques de recombinaison des électrons à travers la présence des diodes. Les modèles à diode unique sont justifiés par l'hypothèse que la perte de recombinaison dans la région d'appauvrissement est absente. Mais, dans le GPV

réel, la recombinaison représente une perte considérable, qui ne peut être adéquatement modélisés en utilisant une seule diode. L'examen de cette perte demande donc un modèle plus précis, le modèle à deux diodes. Toutefois, l'inclusion de la diode supplémentaire entraîne une difficulté au niveau de la modélisation, car le nombre de paramètres à chercher s'élève à sept. Avec, une fois de plus, une difficulté supplémentaire pour l'estimation des valeurs de tous les paramètres du modèle [107].

Tableau IV. 1: Paramètres de simulation par méthode itérative.

Paramètres	Modèle à une diode	Modèle à 2 diodes
I_{ph}	4.81	4.8
I_{s1}	$9.965 \cdot 10^{-10}$	$6.620 \cdot 10^{-10}$
I_{s2}	-	$6.620 \cdot 10^{-10}$
R_s	0.28	0.27
R_{sh}	115.9	112.42
a_1	1.02	1
a_2	-	1.2

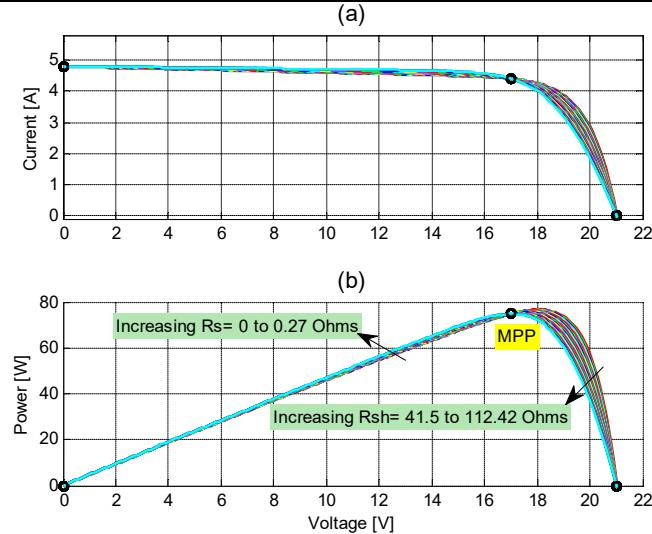


Figure 4. 3: Ajustement des courbes I-V (a) et P-V (b) pour différentes variations de R_s et R_{sh} (modèle à une seule diode) dans les conditions de test standard (STC).

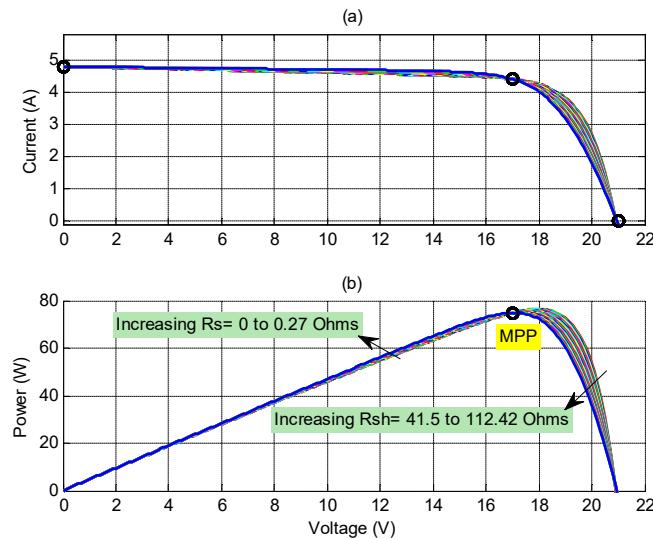


Figure 4.4: Ajustement des courbes I-V (a) et P-V (b) pour différentes variations de R_s et R_{sh} (modèle à deux diodes) dans les conditions de test standard (STC).

Les figures 4.3 et 4.4 montrent les courbes I-V et P-V du module photovoltaïque ATERSA ajusté avec le NRM. Les courbes sont exactement validées par les données expérimentales aux trois points remarquables fournis par la fiche technique : courant de court-circuit, puissance maximale et tension de circuit ouvert. La table (4.1) présente les paramètres expérimentaux du tableau obtenu à partir de la fiche technique. Cette méthode constate une variation simultanée de la paire (R_s , R_{sh}). Cela garantit l'égalité entre la puissance modélisée et celle expérimentée : $(P_{max}, m) = P_{max}$, $e = V_m * I_m$, au (V_m, I_m) le point de la courbe d'I-V. La puissance maximale calculée par le modèle (P_{max}, m) est égale à la puissance expérimentale maximale de la fiche technique (P_{max}, e) au MPP.

4.2.4 Coubes d'ensoleillement $G(t)$ et de température $T(t)$, en temps réel, pour des jours ensoleillés et jours nuageux

- Dans un second temps, illustré par les figures (4.5, 4.10 et 4.11), nous observons ces caractéristiques de fonctionnement en temps réel variant en fonction de l'éclairement (pendant les jours sans nuage), les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement (journées avec nuage). Le moindre ombrage, aussi faible soit-il, entraîne directement une diminution du courant solaire produit par le GPV. La connaissance accrue des phénomènes physiques qui régissent le fonctionnement du GPV nous permet d'améliorer ces installations. Comme nous venons de le dire, tout affaiblissement de l'éclairement entraîne l'affaiblissement de la production mais peut avoir d'autres conséquences sur le comportement du générateur, jusqu'à cette limite où son comportement s'inverse. En étudiant les caractéristiques de fonctionnement en temps réel variant en fonction de

l'éclairement (pendant les jours sans nuage), les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement (journées avec nuage) on détermine cette limite et suit l'efficacité de la diode anti-retour de courant installée, par les constructeurs, pour protéger le GPV. Les mesures réalisées sur le GPV (ATERSA -AP-7105 /AP-75), donnent ainsi à mieux appréhender l'influence de l'éclairement et la température sur la production et cette amélioration des connaissances permet d'éviter le délestage, la gestion des périodes d'ensoleillement réduit s'organise à partir d'un groupe électrogène de secours ou du système de stockage [107].

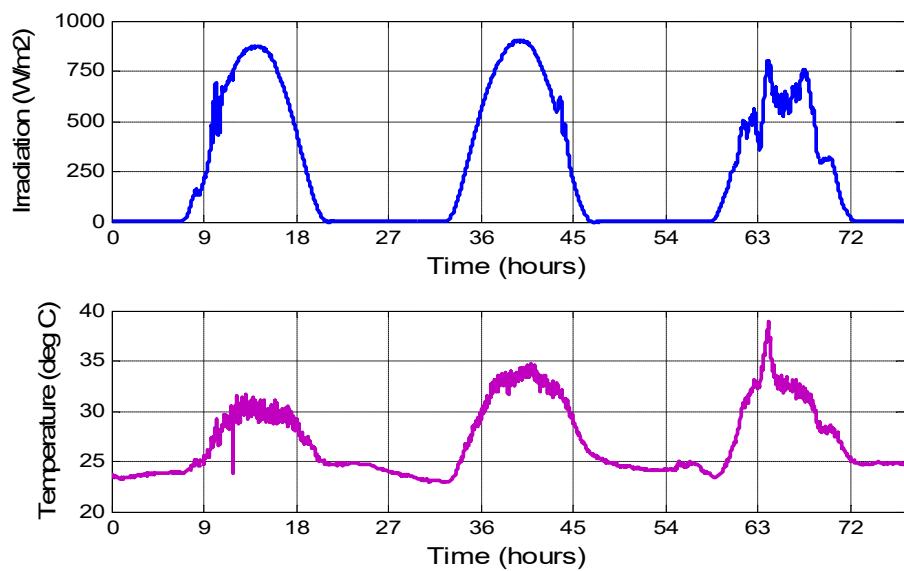


Figure 4. 5: Profils d'ensoleillement (a) et de température (b) enregistrés pendant trois jours au centre de recherche appliquée aux énergies renouvelables.

4.2.5 Validations des résultats de simulations

- a) Validations des caractéristiques $V(I)$ et $V(p)$, pour les deux modèles par le donnés du constructeur

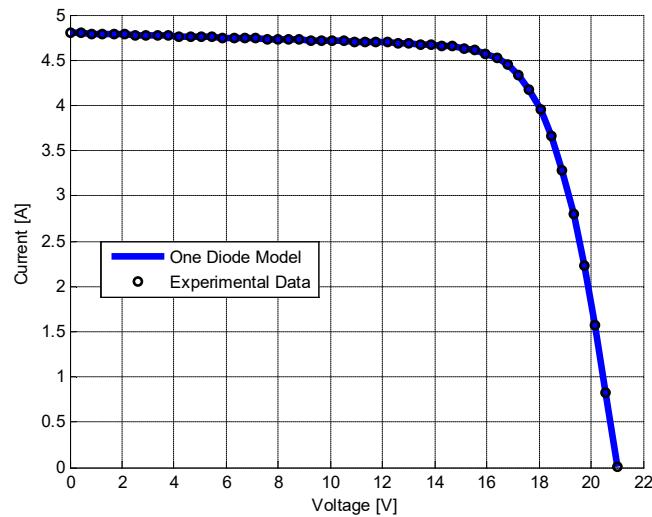


Figure 4. 6: Comparaison de la courbe V-I en utilisant les paramètres identifiés par NRM (ligne continue) et les données expérimentales (points) pour ATERSA (diode unique).

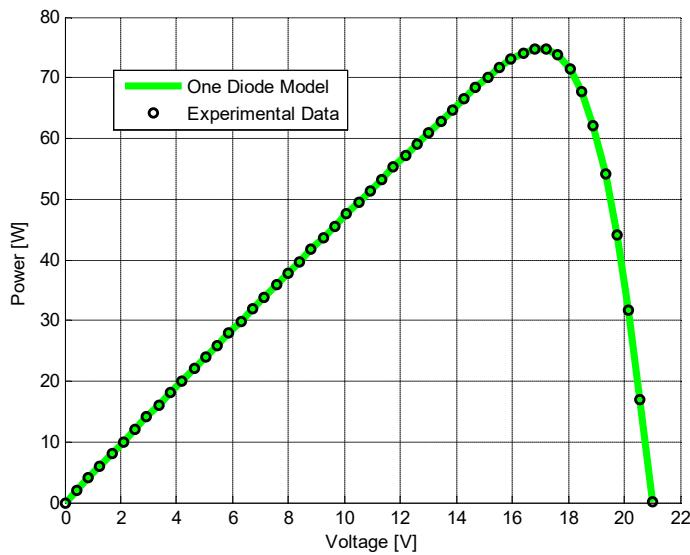


Figure 4. 7: Comparaison de la courbe V-P en utilisant les paramètres identifiés par M NR (ligne continue) et les données expérimentales (points) pour ATERSA (diode unique).

Les figures 4.6 et 4.7 représentent le V-I et les courbes de V-P pour le modèle à une diode, dans les conditions standard de test : $G = 1000 \text{ W/m}^2$, $T = 298.2 \text{ K}$. Basé sur ces courbes, les spécifications nécessaires ont été calculées et présentées (Table 3.1).

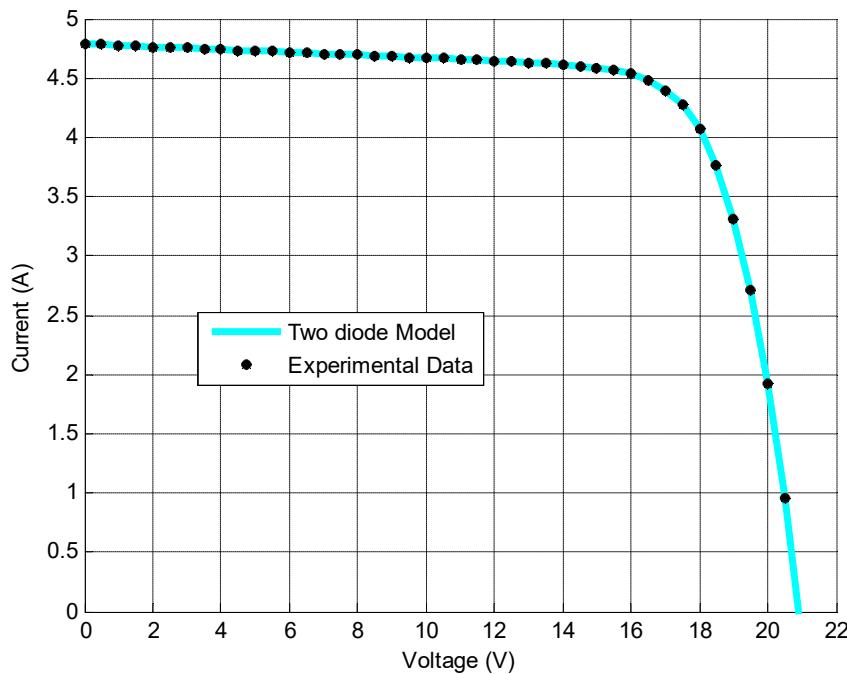


Figure 4.8: Comparaison de la courbe V-I en utilisant les paramètres identifiés par MNR (ligne continue) et les données expérimentales (points) pour ATERSA (deux diodes).

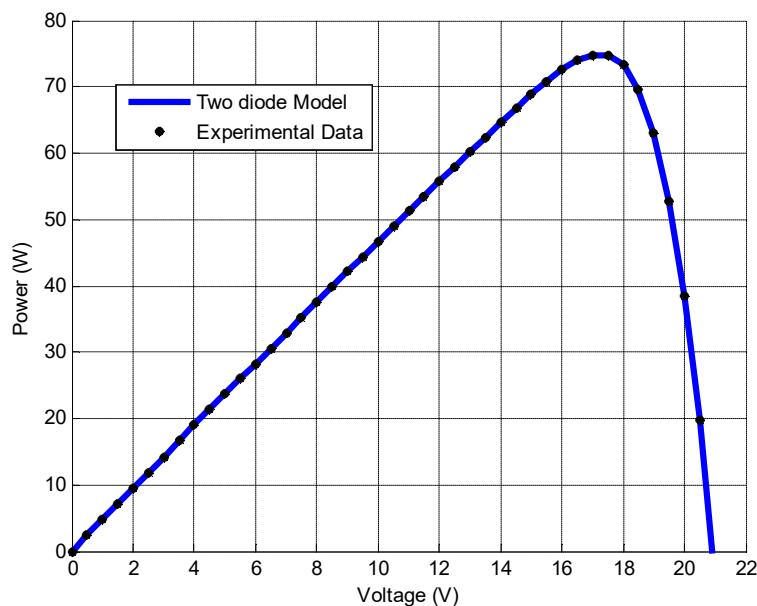


Figure 4.9: Comparaison de la courbe V-P en utilisant les paramètres identifiés par MNR (ligne continue) et les données expérimentales (points) pour ATERSA (deux diodes).

Les figures 4.8 et 4.9, présentent les courbes V-I et des de V-P pour le modèle à deux diodes, selon les conditions standard de test. Nous constatons une très bonne corrélation entre le résultat de simulation et les données expérimentales fournies par le constructeur.

b) Validations des modèles par les données expérimentales réels du GPV pour le site

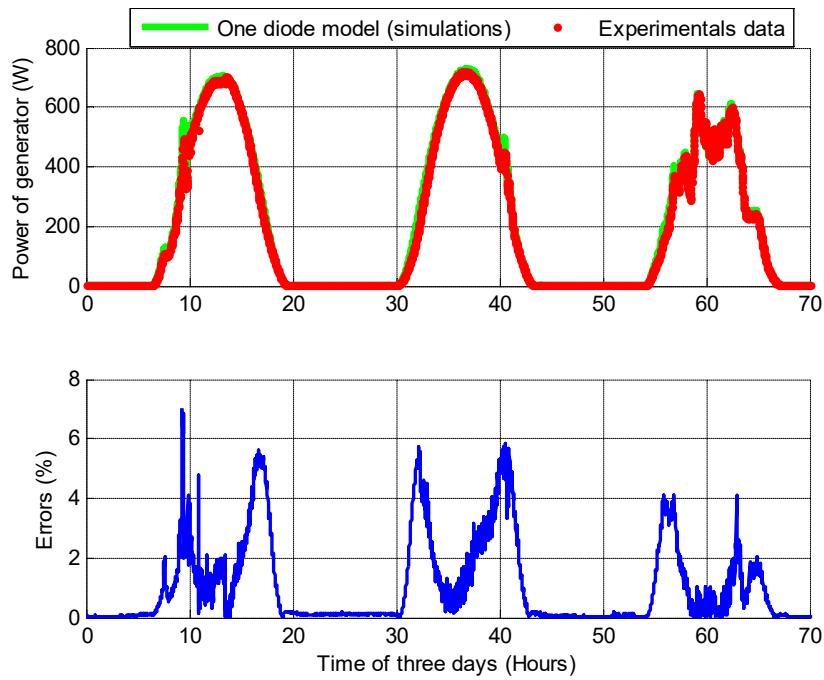


Figure 4. 10: Comparaison entre la puissance simulée et la puissance relevée expérimentale (a) pendant trois jours dans le cas d'un modèle à une seule diode, (b) erreur relative.

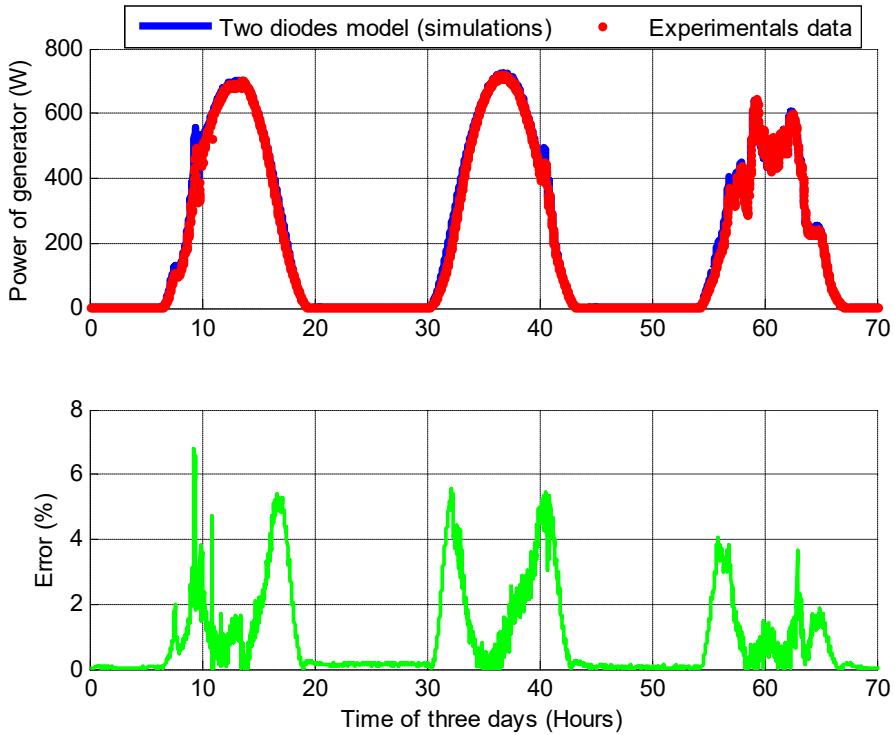


Figure 4. 11: Comparaison entre la puissance simulée et la puissance relevée expérimentale (a) pendant trois jours dans le cas d'un modèle à deux diodes, (b) erreur relative.

Tableau IV. 2: Erreur relative de la puissance pour les deux modèles

Modeles	Erreur relative maximal (%)			Moyenne ER (%)
	Premier jour	Dexieme jour	Troisieme jour	
Modele a une diode	7.014	7.014	4.089	1.0260
Modele a deux diodes	6.818	5.574	4.037	0.9264

La figure 4.5, représente le profil d'ensoleillement et la température relevée, pendant trois jours du mois d'Août, au Centre de recherche appliquée aux énergies renouvelables. Nous avons utilisé ces données météorologiques pour valider les modèles basés sur l'extraction de cinq et sept paramètres du générateur photovoltaïque, avant de simuler la puissance délivrée par le système PV, durant les jours de test.

Les données météorologiques signalent une perturbation remarquable au troisième jour, due au passage de nuages. L'irradiation maximale, enregistrée vers 11h15, ne dépasse 800,3 W/m², alors qu'elle était, au premier jour de l'expérience, de l'ordre de 880 et dépassait, au second, légèrement 900.

La variation de la température durant ces trois jours connaît son pic, au troisième jour vers 11h 30, de l'ordre de 39°C. Au 1^{er} et second, elle n'a pas dépassé 32 et 35°C.

Les résultats présentés à la figure 4.10 comparent la puissance estimée du modèle à une diode et celle expérimentée de notre générateur composé de 16 panneaux identiques, ainsi que l'erreur relative, entre les puissances simulées et réelles, pendant les trois jours de test au CRAER. Ces résultats nous montrent une très bonne corrélation entre les valeurs simulées et les relevés expérimentaux obtenus par système d'acquisition de données, durant le test. L'erreur relative calculée nous apprend que la puissance simulée par notre modèle est très proche de la puissance réelle délivrée par le système PV, malgré les fluctuations remarquables des conditions météorologiques du site.

La figure 4.11 compare la puissance obtenue par le modèle à deux diodes et la puissance réelle (ou expérimentale) du GPV, durant trois jours de test, ainsi que la variation d'erreur relative entre ces puissances. D'après le tableau 4.2 rapportant l'erreur relative de puissance générée par les deux modèles, on constate que le modèle à deux diodes est le plus adapté pour prédire le comportement du système photovoltaïque.

4.3 Algorithme P & O MPPT pour le suivi de la puissance maximale de la centrale

La demande sur l'énergie électrique n'a cessé d'augmenter, ces dernières années, ainsi que les contraintes liées à sa production : pollution et réchauffement climatique global, notamment ; orientant les recherches vers le développement de sources d'énergie renouvelables. Dans ce contexte, les systèmes photovoltaïques (PV) offrent une solution très concurrentielle. Pour surmonter le problème de rendement des panneaux solaires et obtenir un rendement maximum, il est nécessaire d'optimiser la conception de toutes les parties du système PV. En outre, il est nécessaire d'optimiser les convertisseurs (Continu/Continu) DC/DC [110], employés en interfaces entre le générateur PV et la charge (figure 4.12), afin d'extraire le maximum de puissance et faire ainsi fonctionner le générateur GPV à son point de puissance maximum (MPP), à l'aide d'un contrôleur MPPT (Maximum Power Point Tracking) [108], et obtenir, en conséquence, un courant électrique maximum, sous variation de la charge et des conditions atmosphériques (luminosité et température) [107].

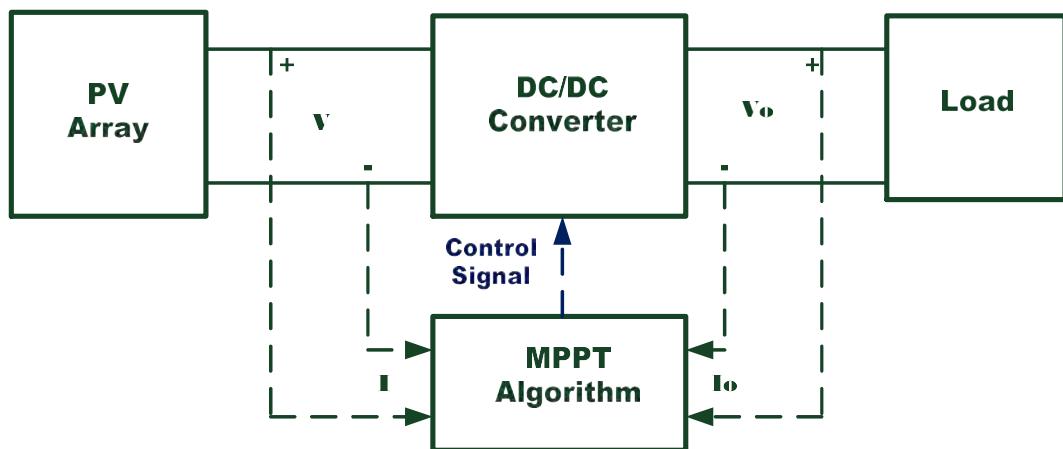


Figure 4. 12: Diagramme typique du commande MPPT.

Plusieurs algorithmes ont été proposés, dans la littérature, pour extraire le maximum de puissance des installations PV. L'algorithme le plus simple et le plus rapide, au regard du temps de calcul, est l'algorithme P&O (Perturb & Observe) basé sur la perturbation du courant de référence permettant de visualiser la direction de progression de la puissance[109]. Après avoir modélisé le champ PV et connecté celui-ci au convertisseur boost, on a proposé une simulation, en implémentant les modèles mathématiques obtenus dans Matlab pour la prévoir en considération de la commande MPPT. Celle-ci permet de se situer, à tout moment de l'ensoleillement, la puissance maximale de notre système PV. Quelles que soient les conditions météorologiques (température et l'éclairement), la commande du convertisseur place ainsi le système à son de fonctionnement maximum (V_{mpp} , I_{mpp}). L'adaptation d'impédance est souvent sous forme d'un convertisseur DC–DC, comme représenté sur la figure 4.12.

4.3.1 Recherche du point de puissance maximale (PPM)

La recherche du point de fonctionnement optimal par des techniques d'optimisation est cruciale pour les systèmes photovoltaïques mais complexe, car la caractéristique des cellules dépend fortement de divers facteurs, notamment l'ensoleillement et la température ambiante. Ces dernières années, plusieurs dispositifs et méthodes ont été développés pour y aider [79, 80, 81].

La méthode Perturbe & Observe (P&O) est une des plus utilisées [82, 83]. Itérative, elle permet d'obtenir le Point de Puissance Maximal (PPM). Le principe des commandes MPPT de type P&O consiste à perturber la tension du générateur V_{pv} d'une faible amplitude, autour de sa valeur initiale, et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{pv} qui en résulte. Comme l'illustre la figure (4.13), on peut en déduire que, lorsqu'une incrémentation positive de la tension V_{pv} engendre un accroissement de la puissance P_{pv} , le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM. A contrario, toute décroissance de puissance révèle que le système a déjà dépassé le PPM [84].

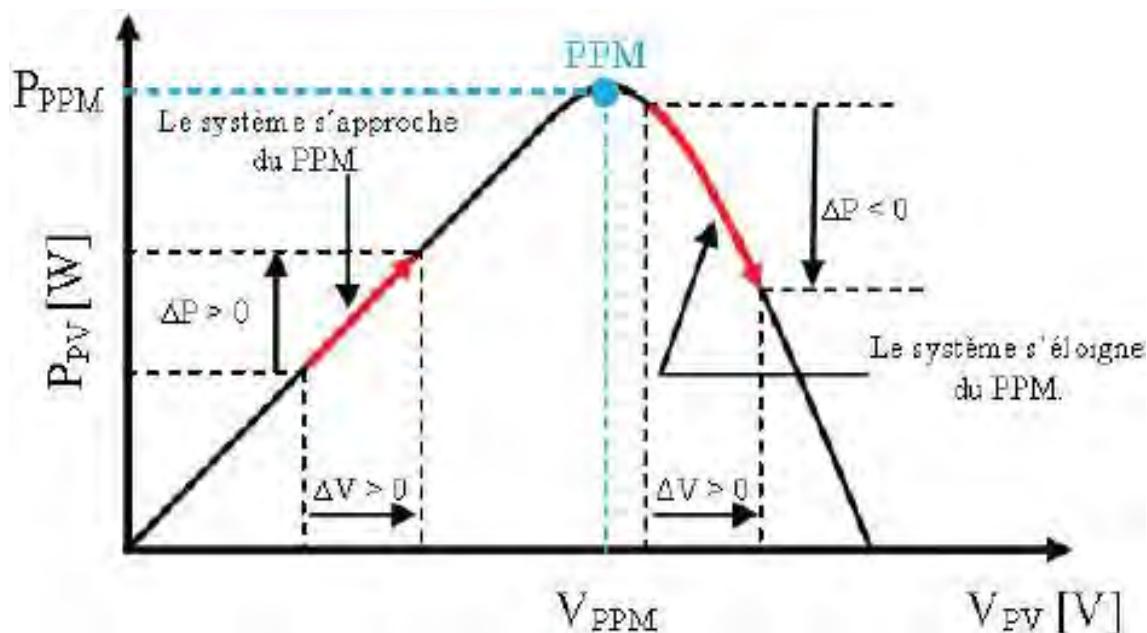


Figure 4. 13: Caractéristique P_{pv} (V_{pv}) d'un panneau photovoltaïque.

L'algorithme associé à une commande MPPT de type P&O est présenté par la figure (4.14).

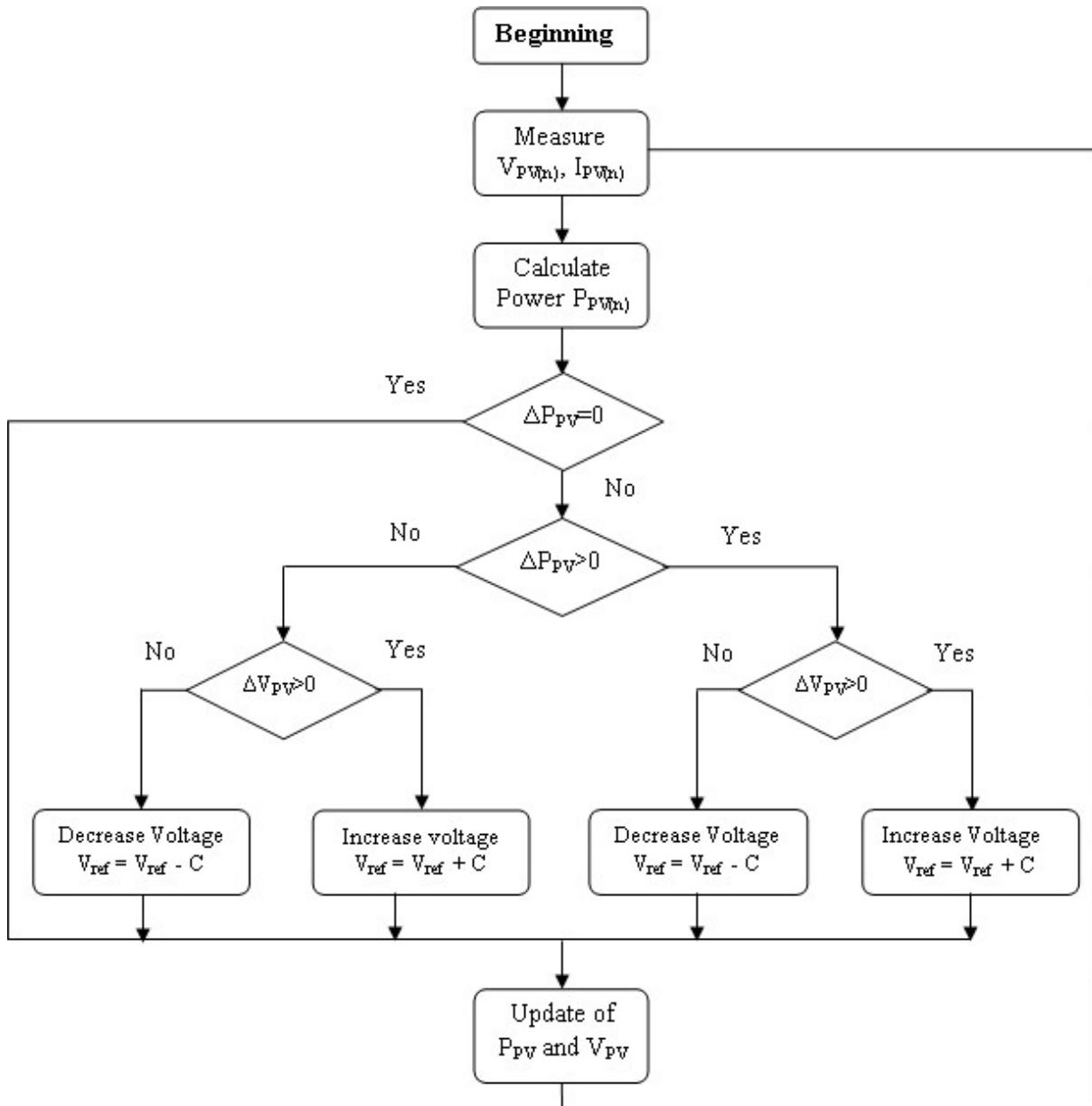


Figure 4. 14: Diagramme de l'algorithme de Perturbe & Observe (P&O).

Les méthodes de puissance se basent sur des algorithmes de recherche itérative, pour trouver le point de fonctionnement idéal du panneau, afin que la puissance générée soit maximale sans interruption de fonctionnement du système. La puissance extraite du panneau est calculée à partir des mesures de courant I et de tension V du panneau et la multiplication de ces deux grandeurs : $P = V \times I$.

L'efficacité d'un algorithme de commande MPPT se juge, non seulement, à sa capacité de suivre le maximum de puissance fourni par le système photovoltaïque mais, aussi, à sa robustesse en conditions climatiques perturbées.

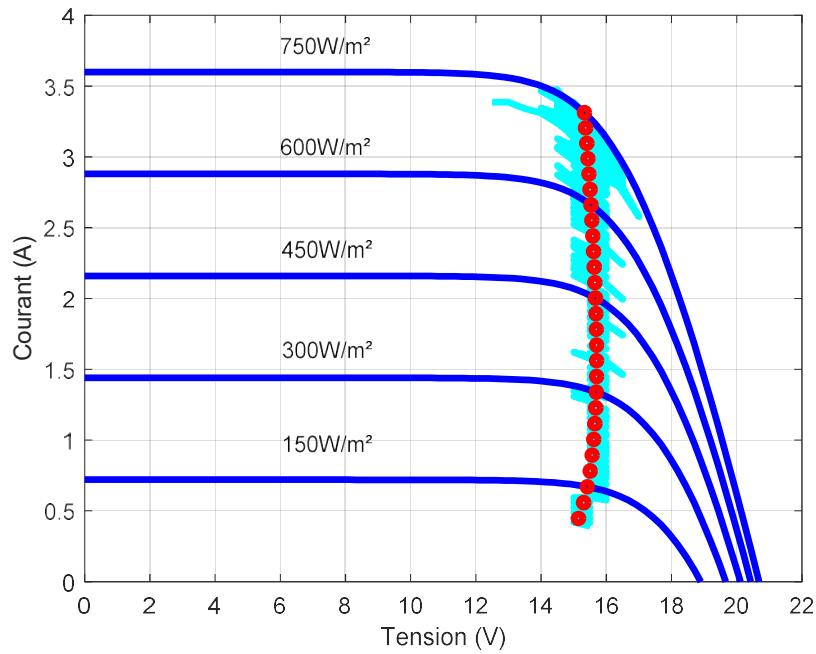


Figure 4. 15: Courbe I-V et VMPP et IMPP calculés et la réponse de la commande MPPT.

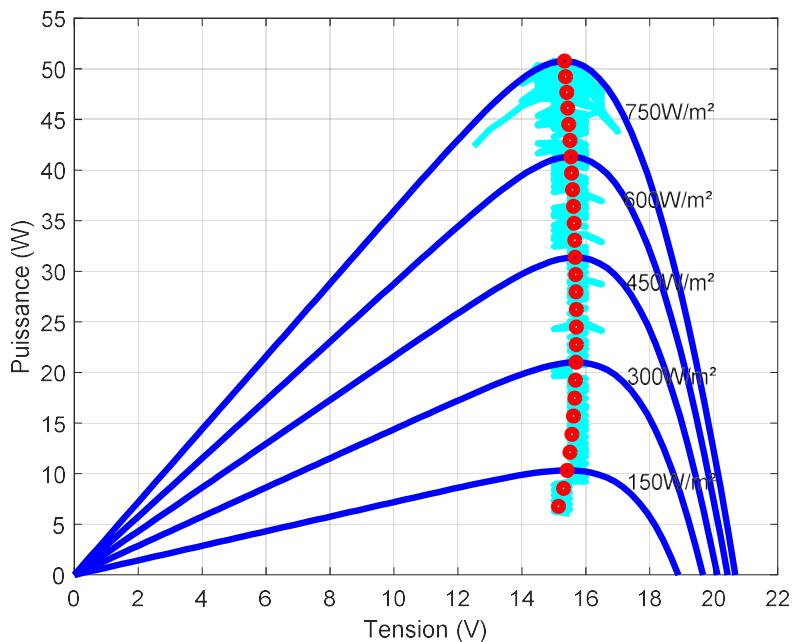


Figure 4. 16: Courbe P-V et point de puissance maximale calculé (MPP).

Les figures (4.15 et 4.16) présentent l'évolution de l'algorithme P&O dans les conditions méthodologiques de notre site. Nous constatons que l'algorithme suit le PPM permettant de faire fonctionner le générateur photovoltaïque à sa puissance maximale et d'assurer la couverture de la charge alimentée.

Nous remarquons aussi des oscillations, autour du PPM, due aux perturbations des conditions météorologiques, particulièrement l'irradiation solaire journalière. L'efficacité de l'algorithme (P&O) muni d'une commande MPPT est exprimée par [84] :

$$\alpha_{MPPT} = \frac{\int_0^t P_{act}(t)dt}{\int_0^t P_{max}(t)dt}$$

Pact est la puissance réelle produite par le GPV, sous la commande de poursuite du point de puissance maximal (MPPT). Pmax est la puissance maximale théorique pouvant être produite par le générateur photovoltaïque sous une température et un ensoleillement indiqué.

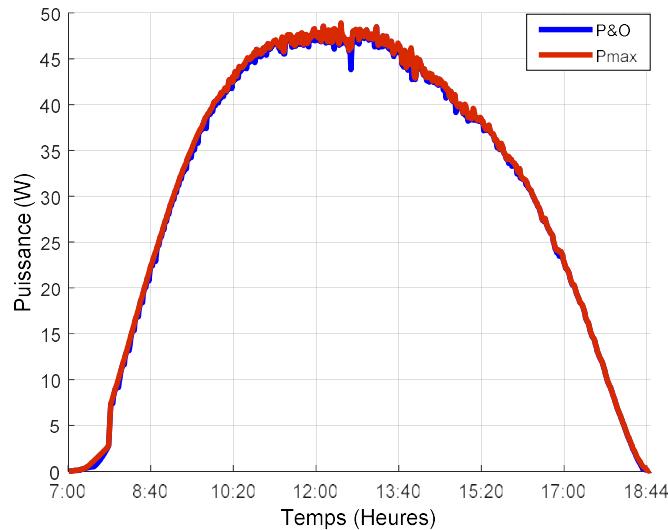


Figure 4. 17: Comparaison de la puissance maximale théorique et de la puissance maximale (P & O).

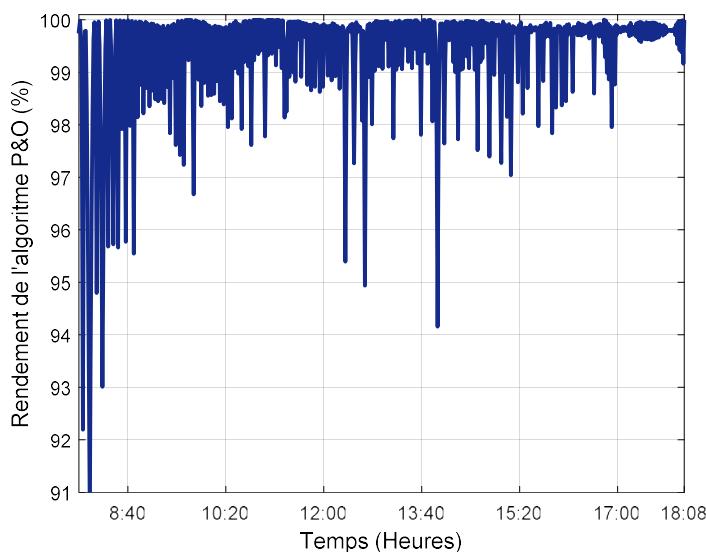


Figure 4. 18: L'efficacité du point de puissance maximale (P & O).

La figure (4.17) compare la puissance obtenue par la méthode P&O et la puissance maximale délivrée par le générateur photovoltaïque dans les conditions météorologiques du site. Le PPM calculé par la méthode proposée est extrêmement précis, comme en témoigne la superposition exacte de deux courbes de puissance. Grâce à cette méthode, nous atteignons un rendement moyen (η_{MPPT}) de 99,5%.

4.4 Simulation de la centrale solaire

Après avoir choisi, vérifié et validé les modèles mathématiques qui sont tirés de la littérature à travers les données expérimentales enregistrées au LRAER à Nouakchott. Il est proposé de passer à la simulation des modules photovoltaïques qui vont servir par la suite à simuler la centrale solaire de Nouakchott.

4.4.1 Présentation de la centrale Solaire (Nouakchott)

- Les modules PV à base de Silicium Cristallin Panneau photovoltaïque

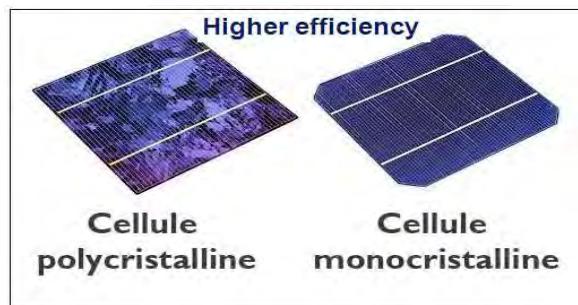


Figure 4. 19: modules PV à base de monocristallin et poly cristallin

- Deux types de panneaux à base de couche mince :

Le silicium amorphe (a-Si) est la forme non-cristalline du silicium utilisé pour les cellules solaires et les couches minces. Le silicium amorphe (a-Si) est utilisé pour les appareils qui nécessitent très peu d'énergie. La technologie de module de silicium micro morphe combine deux types différents de silicium amorphe.

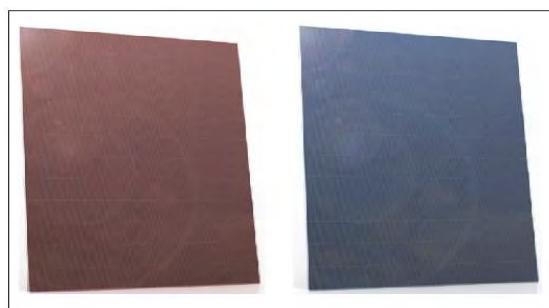


Figure 4. 20: Module silicium amorphe (A-Si) à gauche et module silicium micro amorphe (μ-Si) à droite

Les types de panneaux photovoltaïques proposés sous forme (1, 2, 3 et 4) correspondent respectivement au monocristallin, polycristallin, monocristallin-75W et amorphe. Ce sont les principaux types de panneaux solaires disponibles sur le marché mauritanien. Ils se subdivisent en deux groupes distincts :

- Les panneaux solaires en silicium cristallin : très répandus, ils se distinguent en monocristallins et polycristallins. Un panneau solaire monocristallin est composé d'un même cristal, offrant un rendement très efficace, de l'ordre de 14 à 18%. Mais, difficile à produire, il est très coûteux. De la même famille que les panneaux monocristallins, les polycristallins sont constitués de nombreux cristaux. Généralement moins efficaces que les panneaux monocristallins, avec un rendement de l'ordre de 10 à 12% en moyenne, ils se rattrapent grâce à un prix plus avantageux.
- Les panneaux solaires amorphes : plus souple que le silicium cristallin, le silicium amorphe est généralement utilisé comme une membrane solaire, et donc plus facile à poser que des panneaux classiques, grâce à sa souplesse. Sa facilité et sa légèreté ont néanmoins leur faiblesse : le rendement n'atteint généralement que 8%, ce qui reste très moyen. Mais ils sont généralement moins coûteux à poser. Notons que ce panneau amorphe n'occupe, à ce jour, qu'une faible part du marché photovoltaïque.

Des informations techniques sur ces panneaux sont proposées dans les fiches techniques des modules GPV, avec un exemple des données en référence (tableau 4.3), aux conditions nominales (STC) de la température et du rayonnement solaire (1000 W/m² et 25 °C).

Tableau IV. 3: Données de constructeur pour les panneaux de la centrale, Source Masdar

Rating (a-Si) Wp	I _{MPP}	I _{SC}	V _{OC}	V _{MPP}
410	2.57	3.25	197.0	160.0
420	2.61	3.30	198.0	161.0
Rating (μ -Si) Wp	I _{MPP}	I _{SC}	V _{OC}	V _{MPP}
470	2.17	2.64	283.4	217.0
480	2.20	2.67	284.3	218.0
490	2.22	2.71	285.2	220.0
500	2.23	2.81	290.0	225.3
510	2.24	2.84	292.0	227.7
520	2.37	2.81	283.5	219.8
530	2.39	2.83	285.2	221.8
540	2.41	2.84	287.0	223.8
550	2.43	2.85	288.7	225.7
560	2.46	2.87	290.4	227.7

En complément de sa présentation au chapitre 1, soulignons que la centrale solaire Cheikh Zayed, située sur le littoral Nord de la Mauritanie, est composée de dix-sept sections distinctes et autonomes entre elles. Chaque section produit indépendamment de l'énergie électrique et intègre un champ photovoltaïque spécifique dont tous les modules sont connectés à des coffrets de regroupement raccordés aux onduleurs DC/AC.

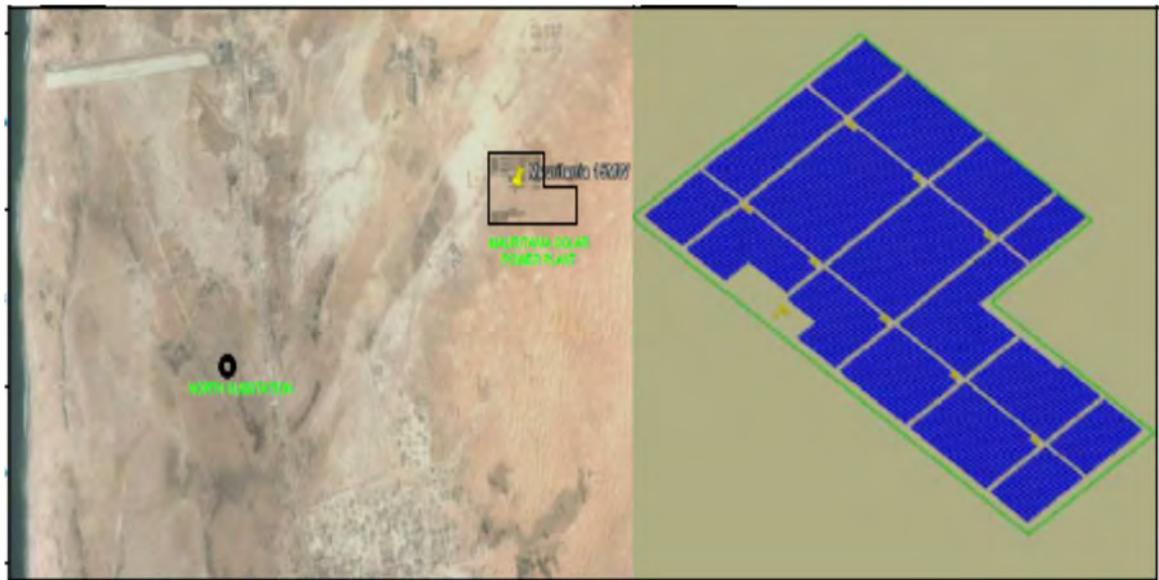


Figure 4. 21: Site d'implantation de la centrale solaire, source Somelec

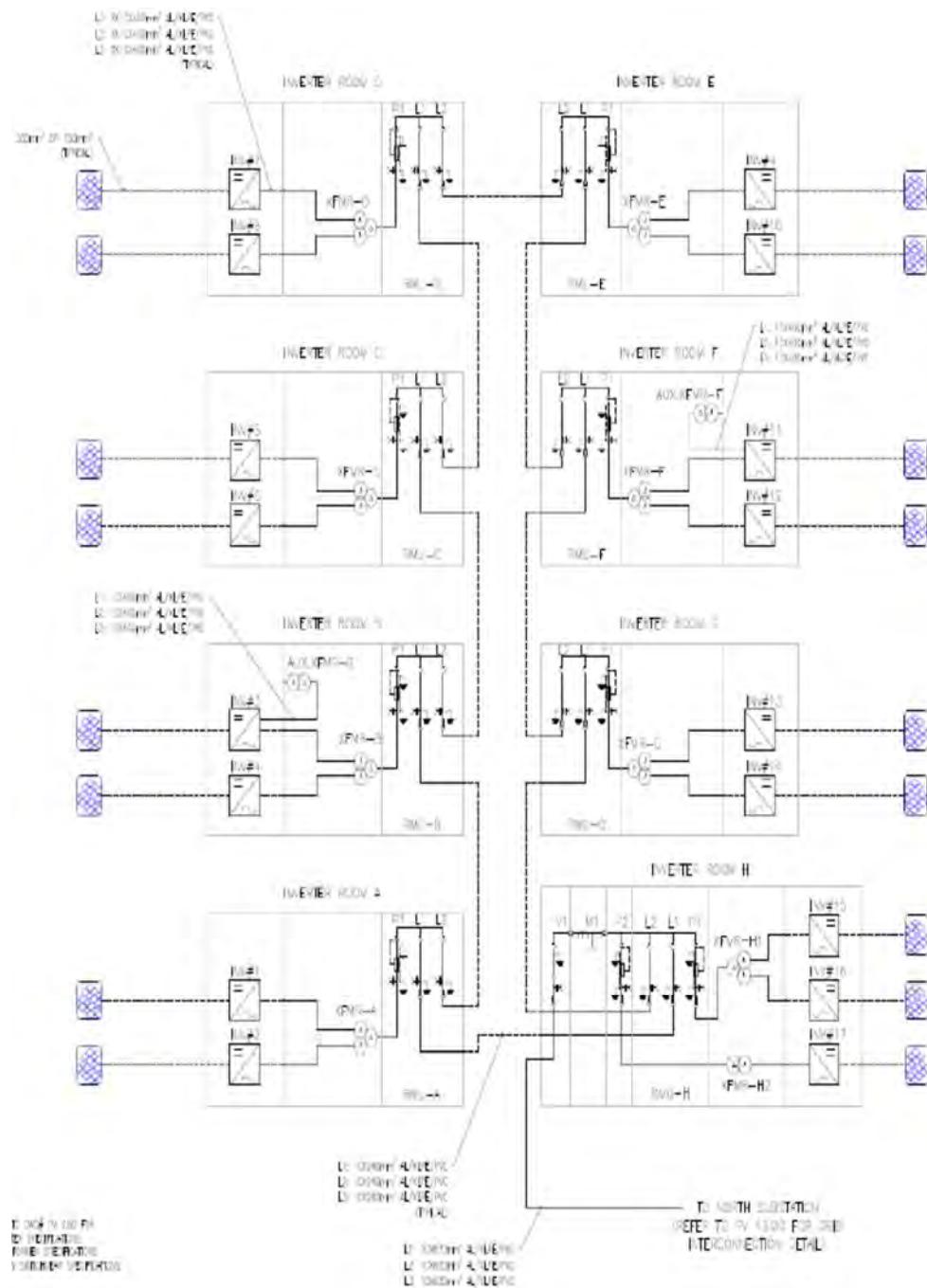


Figure 4. 22: Schémas unifilaire de la centrale solaire de 15MW, source Somelec

4.4.2 Caractérisation des panneaux & simulations

Dans cette partie, il sera d'abord donné le tableau 4.4 présentant les caractéristiques des modules photovoltaïques les plus utilisés dans le marché solaire en Mauritanie. On les a enregistrées sous type 1, 2, 3, 4 et 5, pour une spécification 1000 W/m^2 et 25°C AM 1.5. Puis nous donnerons un dimensionnement de plusieurs variantes virtuelles de la centrale solaire 15

MW en fonction des types des panneaux, à partir du tableau : Données techniques des panneaux de plusieurs technologies.

Tableau IV. 4: Données techniques des panneaux de plusieurs technologies utilisées dans le marché mauritanien, source LRAER

TYPES	Type 1 : MICRO-AMORPHE 510	Type 2 : AMORHE 420	Type 3 : MONO CRISTALLIN 420	Type 4 : POLY CRISTALLIN 400	Type 5: POLY CRISTALLIN Atersa 75, LRAER
Tension MPP (V)	223	161	49.53	49.44	17
Courant MPP (A)	2.28	2.61	8.48	8.09	4.4
Tension à vide (V)	287	198	60.55	60.40	21
Courant de court-circuit (A)	2.77	3.30	9	8.59	4.8
Puissance nominal (W)	510	420	420	400	75

Rappelons, d'emblée, que les panneaux proposés sont ceux les plus diffusés sur les marchés de l'Etat mauritanien pour des centrales solaires de grande puissance. C'est une motivation importante de notre intérêt particulier à étudier les différences entre ces types de panneaux.

Le panneau photovoltaïque de type 1 (micro-amorphe) enregistre une tension de circuit ouvert de 287 V et de MPP de 223 V, avec un faible courant de court-circuit de 2.77 A. Ce même panneau photovoltaïque développe une puissance nominale de 510 W. Le panneau photovoltaïque de type 2 (amorphe) peut donner 420 W, soit à peu près moins de six fois la puissance du type 5 (75 W), avec une tension de circuit ouvert de 198 V et MPP de 161 V, sans oublier son courant de court-circuit de 3,30 A (faible). Le panneau de type 3 (monocristallin) développe, quant à lui, une tension du circuit ouvert de 60,55 V, plus petite que celle des panneaux 1 et 2, et un courant de circuit ouvert de 9 A, plus important que pour les deux autres panneaux 1 et 2. De type polycristallin, le panneau 4 qui suit, avec une puissance de 420 W, développe des tensions de 60,40 V (circuit ouvert) et 49,44 V (MPP).

Constatons, pour conclure, que les deux premiers panneaux photovoltaïques de type micro-amorphe et amorphe (1 et 2) ont tendance à entretenir des tensions de circuit ouvert et MPP très élevées, par rapport aux deux autres (3 et 4). Par contre, la tendance est inversée, pour les courants de court-circuit. Les deux premiers panneaux photovoltaïques de type micro-amorphe et amorphe (1 et 2) proposent de faibles courants de court-circuit par rapport aux panneaux photovoltaïques (3 et 4).

a. Caractéristiques (I-V) des modules photovoltaïques

Les modèles mathématiques ont été programmés et simulés sur Matlab, établissant les courbes suivantes. La figure 4.23 montre que la caractéristique (I-V) dépend du type de panneau photovoltaïque en courant et en tension. Les caractéristiques les plus proches sont celles du module type 1 et 2 (micro-amorphe et amorphe : bleu et vert clair) ; les caractéristiques de type 3 et 4 (mono et poly-cristallin) sont respectivement représentées par les courbes rouge foncé et rouge.

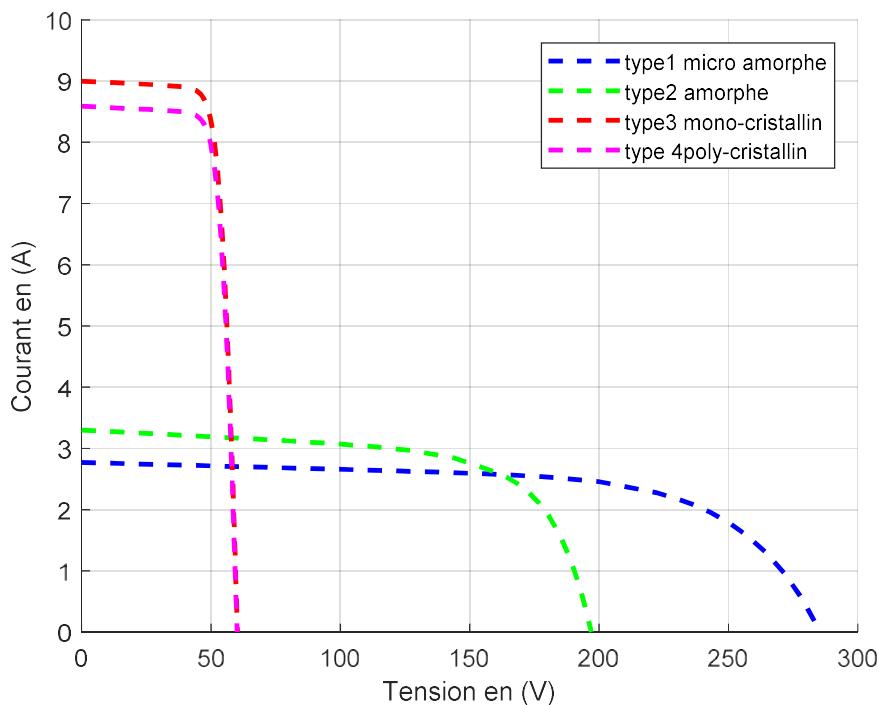


Figure 4. 23 : Caractéristiques (I-V) des panneaux photovoltaïques (quatre types)

Les deux modules (3 et 4) présentent une légère différence de courant : 9 A pour le type 3 (monocristallin) et proche de 8,56 A pour le type 4 (polycristallin). La tension (type 1 et 2 : micro-amorphe – amorphe) enregistre une valeur de 287 V pour le micro-amorphe et 198 V pour l'amorphe. Pour les types 3 et 4, la valeur est de 60,55 V (monocristallin), et 60,40 V (polycristallin).

b. Caractéristiques (P-V) des panneaux photovoltaïques

Dans la figure 4, les simulations des courbes (P-V) reproduisent les mêmes caractéristiques pour un panneau. Celles du module type 1 et 2 (micro-amorphe : bleu ; amorphe : vert clair), développent, respectivement, une puissance proche de 510 et 410 W. Soit une différence de l'ordre de 100 W. Les caractéristiques du type (3 et 4), mono et polycristallin, respectivement de couleur rouge foncé et rouge, développent, elles, une légère différence de 20 W.

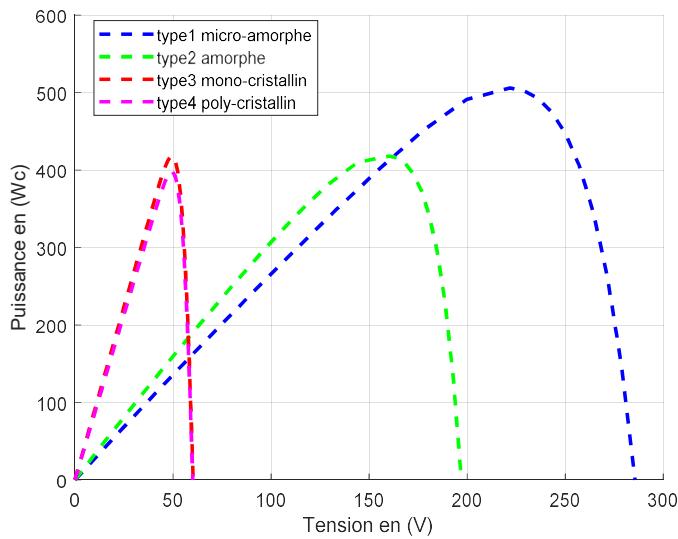


Figure 4. 24: Caractéristiques (P-V) des panneaux photovoltaïques (quatre types)

On remarque donc que toutes les caractéristiques respectent les phénomènes physiques enregistrés dans [1, 2, 3, 4 et 5]. La figure 4.23 montre, pour les deux premiers panneaux photovoltaïques de type micro-amorphe et amorphe (1 et 2), une tendance à des tensions de circuit ouvert et MPP très élevées, par rapport aux deux autres (3 et 4), et une tendance inverse, en ce qui concerne les courants de court-circuit. Les deux premiers panneaux photovoltaïques de type micro-amorphe et amorphe (1 et 2) ont des courants de court-circuit faibles, par rapport aux panneaux photovoltaïques (3 et 4). D'autre part, les figures 4.24 et les simulations des courbes (P-V) présentent, pour les modules de type 1 et 2 (micro-amorphe : bleu, 510 W ; amorphe : vert clair, 410 W), une différence de 100 W. Celles des types (3 et 4), mono et polycristallin, respectivement de couleur rouge foncé et rouge, développent une légère différence de 20 W.

4.4.3 Résultats de dimensionnement

Dans cette seconde partie, on propose un dimensionnement de plusieurs variantes virtuelles de la centrale solaire 15 MW, en fonction des types des panneaux existants localement, à partir du tableau 4.4. Dans le cadre de ce travail, la structure d'évacuation de l'énergie électrique, du convertisseur au transformateur, et la barre flexible d'évacuation du réseau 33 kV restent inchangées. On observera les changements opérés, en chaque type de panneaux, et leur conséquence sur la structure de la centrale solaire. Avec ceux observés, au niveau des strings et de la structure en avant de chaque convertisseur, on obtiendra alors une vision globale de la centrale solaire. Le tableau 4.5 traduit les résultats délivrés par calcul.

Tableau IV. 5: Dimensionnement de la centrale solaire 15 MW en fonction de type des panneaux existants, localement.

Type de panneau	Centrale 1 (virtuelle) : MICRO-AMORPHE 510	Centrale 2 (virtuelle) : AMORHE 420	Centrale 3 (virtuelle) : MONO CRISTALLIN 420	Centrale 4 (virtuelle) : POLY CRISTALLIN 400	Centrale 5 (réelle) :panneaux Combinés en micro-amorphe et amorphe Cheikh Zayed	Centrale 6 (virtuelle) : ATERSA 75 LRAER
Nombre des panneaux	29 412	35714	35714	37500	29826	200 000
Nbrs convertisseurs	17	17	17	17	17	17
La puissance totale connectée au convertisseur	882 KW	882 KW	882 KW	882 KW	882 KW	882 KW
Branche en parallèle	588	525	150	158	588 ou 525	318
String : nombre de panneaux PV en série	3	4	14	14	Voir le cas : 3 &4 selon mico ou amorphe	37
Nombre des panneaux PV connectés à un convertisseur	1764	2100	2100	2205	<u>1764 ou 2100</u>	11760

Pour dimensionner la composante solaire en comparaison avec la centrale réelle exécutée sur le site, il est important de tenir compte des conditions citées plus haut. Pour les équipements restés inchangés :

- 17 convertisseurs pour les six centrales solaires ;
- Puissance constante des convertisseurs pour les six centrales solaires.

Pour les équipements qui subiront un changement en nombre, lors des calculs :

- nombre des panneaux photovoltaïques de chaque centrale ;
- nombre de branches constituant les panneaux photovoltaïques en parallèle ;
- nombre de panneaux photovoltaïques en série constituant un String ;
- nombre des panneaux photovoltaïques connectés à un convertisseur.

Pour la centrale 1, le nombre de panneaux est 29 412. C'est le plus petit effectif des centrales qui sont proposées. L'explication se trouve dans le fait que le panneau photovoltaïque de type 1 (micro-amorphe) développe la plus grande puissance nominale de 510 W, entre les différents panneaux étudiés.

Voici l'ordre de grandeur, entre les six centrales, en termes de nombre de panneaux photovoltaïques :

- Centrale C1-virtuelle, 29 412 panneaux photovoltaïques de type micro-amorphe, puissance 510 W ;
- Centrale C2-virtuelle, 35 714 panneaux photovoltaïques de type amorphe, puissance 420 W ;
- Centrale C3-virtuelle, 35 714 panneaux photovoltaïques monocristallins, puissance 420 W ;
- Centrale C4-virtuelle, 37 500 panneaux photovoltaïques polycristallins, puissance 400 W ;
- Centrale C5-référence (réelle), 29 826 panneaux photovoltaïques combinés entre micro-amorphes et amorphes ;
- Centrale C6- virtuelle, 200 000 panneaux photovoltaïques polycristallins ATERSA, puissance 75 W.

Après cette analyse, il est possible de dire que le nombre de panneaux photovoltaïque d'une centrale solaire est dicté par plusieurs conditions :

- Il dépend, en premier lieu, de la puissance développée par le panneau photovoltaïque ;
- En second lieu, de la tension aux bornes du panneau photovoltaïque ;
- Et de la configuration appliquée au niveau de la centrale solaire.

En conclusion, il est possible de dire que tension et puissance seront les vecteurs directeurs pour la détermination du nombre de panneaux photovoltaïques, en chaque centrale solaire (nombre de panneaux en série et nombre de panneaux en parallèle). En fin, il est donc aussi important de choisir la meilleure technologie de panneaux photovoltaïques, afin de minimiser leur nombre et maximiser la production.

4.4.4 Simulation de production des différentes centrales (réelle et virtuelles)

La figure ci-dessous présente la production d'énergie annuelle, en kWh, des différentes centrales solaires : les données sont proches de l'échelle de la production de la centrale de référence C5 (réelle). On cherche à vérifier si les centrales solaires virtuelles proposées faisaient ressortir des performances différentes. C'est l'objet de la comparaison entre les cinq types de centrale solaire à l'échelle de la centrale 15 mW de Cheikh Zayed. La courbe de production de la centrale 5 (réelle) est représentée en trait rouge. Rappelons que les panneaux photovoltaïques de cette centrale sont combinés en micro-amorphes et amorphes.

La figure 4.27 présente la simulation et la validation de production en kWh des centrales durant une année :

- On remarque, d'emblée, que la production en kWh ou en kW des différentes centrales solaires virtuelles est proche de la puissance développée par la centrale de référence dite réelle,
- La production en kWh, tout au long de l'année, est dominée par la centrale (C3) en monocristallin, suivie de la (C4) en polycristallin. La centrale (C1) en micro-amorphe arrive en troisième position, suivi de près par celle de référence (C5), combinée en micro-amorphe et amorphe, et, en bas de l'échelle, la centrale solaire (C2) en amorphe.

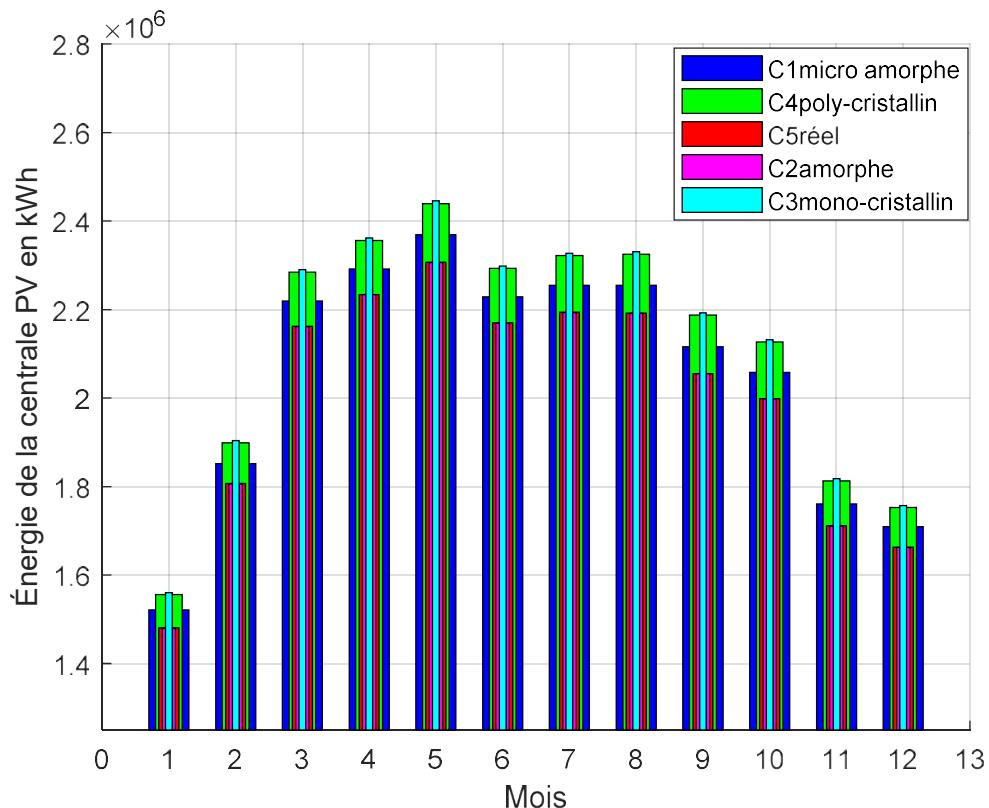


Figure 4. 25: Simulation et validation de production en kWh de la centrale avec plusieurs technologies durant une année.

Pour conclure cette partie, après lecture des informations de la figure 4.27, notons que la production des centrales en monocristallin et polycristallin est la plus forte proposée par les technologies disponibles sur le sol mauritanien. Mais les autres technologies offrent des prix concurrentiels.

Toujours dans ce cadre de validation des résultats, la figure 4.28 rapporte le calcul des erreurs relatives, entre l'énergie réelle de la centrale de référence et les autres centrales virtuelles, durant une année de production.

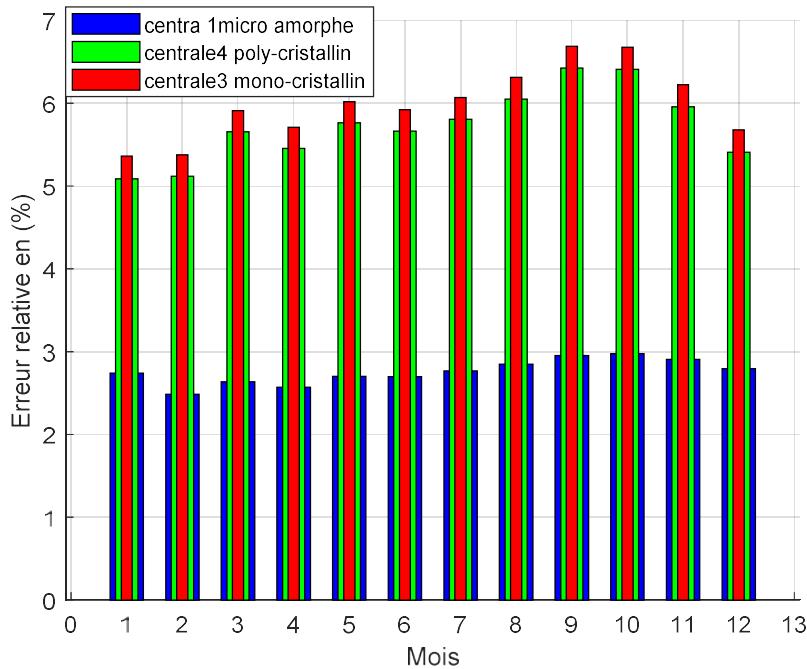


Figure 4. 26: Erreurs relatives entre l'énergie réelle de la centrale et les autres centrales virtuelles durant une année

La figure 4.28 rapporte des erreurs relatives tout au long de l'année oscillant entre 5 et 7%. Elles nous paraissent acceptables et autorisent la validation des résultats de simulation.

4.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons tout d'abord extrait les cinq et sept et paramètres d'un module PV solaire, en utilisant une méthode itérative basée sur celle de Newton Raphson (NR). La faisabilité de NR a été validée par simulation (I-V et P-V) et par les données expérimentales obtenues sur le site. Il a été prouvé que la méthode proposée est précise et converge rapidement à la solution. On a également calculée l'erreur relative absolue moyenne, entre la puissance évaluée et les mesures : moins de 1.1 %, pour les paramètres du modèle à une diode et moins de 1 % pour ceux du modèle à deux diodes.

Dans un second temps, nous nous sommes attachés à optimiser, avec succès, le système photovoltaïque, par la méthode de perturbation et observation (P&O). La méthode a également donné le point de puissance maximal indiquant la stabilité et la robustesse du système. Le système PV est donc en mesure de fournir une puissance maximale afin de faire face à la demande du consommateur.

Dans un troisième temps, nous avons cherché à repérer le type de panneaux solaires le mieux adapté au fonctionnement de la centrale 15 MW en sa situation littorale. Nous avons développé, à cette fin, une étude comparative des caractéristiques et performances des panneaux solaires photovoltaïques les plus utilisés sur le marché mauritanien. Les cinq retenus ont été enregistrés sous les références 1, 2, 3, 4 et 5, pour une spécification 1000 W/m², 25°C AM 1.5. Il a été,

ensuite, dégagé plusieurs variantes virtuelles de la centrale solaire 15 mW en fonction de type des panneaux. Grâce à cette méthode, on a établi que les panneaux photovoltaïques de type micro-amorphe et amorphe (1 et 2) ont tendance à développer des tensions de circuit ouvert et MPP très élevées par rapport aux autres types de panneaux photovoltaïques. Pour les courants de court-circuit, la tendance est inversée. Les panneaux photovoltaïques de type micro-amorphe et amorphe donnent des courants de court-circuit faibles, par rapport aux autres panneaux photovoltaïques.

Puis nous avons proposé un dimensionnement de plusieurs variantes virtuelles de la centrale solaire 15 mW en fonction des types des panneaux existants localement. Parmi les résultats obtenus, on a prouvé que la tension et la puissance sont déterminantes pour déterminer le nombre (en série et en parallèle) de panneaux photovoltaïques en chaque centrale solaire. En outre, il ne faut pas perdre de vue l'importance de choisir la bonne technologie de panneaux, afin de minimiser leur nombre et maximiser la production d'électricité.

Il est enfin important de noter la production des centrales en monocristallin et polycristallin est la plus forte proposée par les technologies disponibles sur le sol mauritanien. Mais les autres technologies offrent des prix concurrentiels. Tous ces travaux ont été accompagnés par un calcul des erreurs relatives entre les données de simulation et les données réelles. Ces erreurs ont été jugées acceptables.

Chapitre 5 :

Simulations et optimisation

du réseau électrique

Chapitre 5 :Simulations et optimisation du réseaux électrique

<i>5.1Introduction</i>	126
<i>5.2Effet du banc des capacités au niveau des cinq bus</i>	130
<i>5.3Analyse des courbes</i>	130
<i>5.4Introduction des systèmes FACTS pour stabiliser le réseau interconnecté avec la centrale solaire</i>	136
5.4.1	Classification des systèmes FACTS
5.4Conclusion & recommandations.....	137
5.4Conclusion & recommandations.....	146

5.1 Introduction

Le raccordement des systèmes PV au réseau de distribution peut avoir quelques impacts sur les réseaux électriques, en particulier le réseau 33 kV : changement des flux de puissance, influx sur la tension, la protection, la qualité de l'énergie ou la planification du réseau... A l'inverse, les caractéristiques, le fonctionnement et les perturbations sur les réseaux de distribution peuvent influencer le fonctionnement des systèmes PV.

Il faut aussi noter qu'un fort déséquilibre production/consommation peut causer une instabilité du réseau. On a donc recherché, dans cette partie de travail, des solutions innovantes, adaptatives et généralisées, pour stabiliser le réseau interconnecté avec la centrale solaire de 15 mW. Des applications et des méthodes numériques assistées par ordinateur ont été déployées pour stabiliser le réseau 33 kV. Les méthodes numériques permettent aussi d'analyser des flux de charge, base des études de stabilité. Nous en avons retenu deux : les méthodes NR et GS. Grace à elles, on a pu déterminer :

- Les puissances actives et réactives et leurs indices de performance ;
- La tension au niveau de chaque bus.

Pour le premier point, le calcul d'indices de performances a été effectué sur la base des analyses des flux de charge, à l'aide de NR et de GS, sous Matlab. Le second entre dans les objectifs fixés de déterminer la situation actuelle du système électrique de Nouakchott et une procédure idoine pour l'améliorer et en éliminer les défauts. On s'y est employé en comparant les deux méthodes numériques les plus utilisées en ce type de problématique : NR et GS. Des options techniques sont proposées, une fois connus les bus, les valeurs de l'énergie réactive et l'éventuelle nécessité d'améliorer la tension. Soulignons-le : si l'amélioration du système est jugée nécessaire, elle induit une recherche des solutions techniques les plus adaptées en des cas similaires. Il sera aussi nécessaire d'énumérer, dans le cas du réseau de Nouakchott, l'ensemble des techniques réalisables par les décideurs, dans le domaine de l'énergie électrique.

Rappelons, ici que l'énergie électrique est essentiellement distribuée, aux utilisateurs, sous forme de puissance active et réactive, par le système électrique connecté à la centrale solaire. L'énergie consommée est composée d'une puissance active, transformée en chaleur ou mouvement ; et d'une puissance réactive, transformée par les actionneurs électriques (machines électriques) pour produire leurs propres champs électromagnétiques. On voit ainsi l'importance, pour répondre à toutes ces questions, de faire ressortir, dans un premier temps,

l'influence de la puissance active sur le système énergétique connecté à la centrale solaire de Nouakchott ; puis celle de l'énergie réactive.

Augmentons progressivement la puissance active aux niveaux des bus, pour deux valeurs constantes : 0kVAr et 500kVAr. Les contraintes principales relèvent principalement des zones Tevragh Zeïn, Warf, Arafat, Teyarett, Dar-Naïm, Toujounine, Wade-Naga et Riyadh de la ville de Nouakchott. Elles dépendent de la dynamique d'expansion spatiale et des types d'infrastructures y associées mais sont aussi reliées au niveau du sol par rapport à celui de la mer, comme en témoignent le développement au Nord et les récents Ribat El Bahr, cimenteries, entreprises, sites pour l'Université et aéroport Oum Tounsi. Ces nouvelles infrastructures et, conséquemment, les longueurs de câbles qui les alimentent, sont probablement les causes principales des chutes de tension, ces cinq dernières années, au niveau du bus 1. Ce phénomène sera accentué si le réseau cherche à se connecter à la zone minière (Tasiast et SNIM) du Nord. Il est aussi important de noter que cette zone est marquée par la présence de deux nouvelles centrales électriques, solaire Cheikh Zayed (15 MW) et Dual fuel (180 MW). Le phénomène se répète au Sud, « naturelle » zone industrielle, en raison de la présence du port autonome de Nouakchott : extension de la ville vers de nouvelles surfaces de dépôts portuaires, les pompes d'Aftout Saheli, avec la construction de deux nouvelles centrales, une éolienne de 30 mW ; au Sud et un diesel de 36 MW, au Sud-ouest. Le réseau doit aussi suivre un important développement urbain, à l'Est où il est projeté de construire une nouvelle centrale solaire de 30 mW. L'ensemble des bus est raccordé aux zones résidentielles, entreprises et industries. Cette dynamique de développement de la ville oblige à une extension du réseau intégrant les centrales à caractère d'énergies renouvelables. Sans cette nécessaire harmonisation, les positionnements des bus actuels seront sources de chutes de tension et d'instabilité du réseau, avec, pour conséquence, délestages et black-out.

Centrale solaire dans une structure d'une boucle de 33 KV de Nouakchott

Dans la figure 5.1, les connexions du système sont décrites en utilisant des numéros attribués à chaque bus. Ces numéros précisent les terminaux des lignes de transmission. Les deux principales considérations que nous allons aborder dans la suite de ce travail concernent le développement d'une formulation, avec une description mathématique du problème ; et l'application, en suivant, des méthodes numériques NR et GS, pour sa résolution, à travers un programme informatique réalisé sur Matlab.

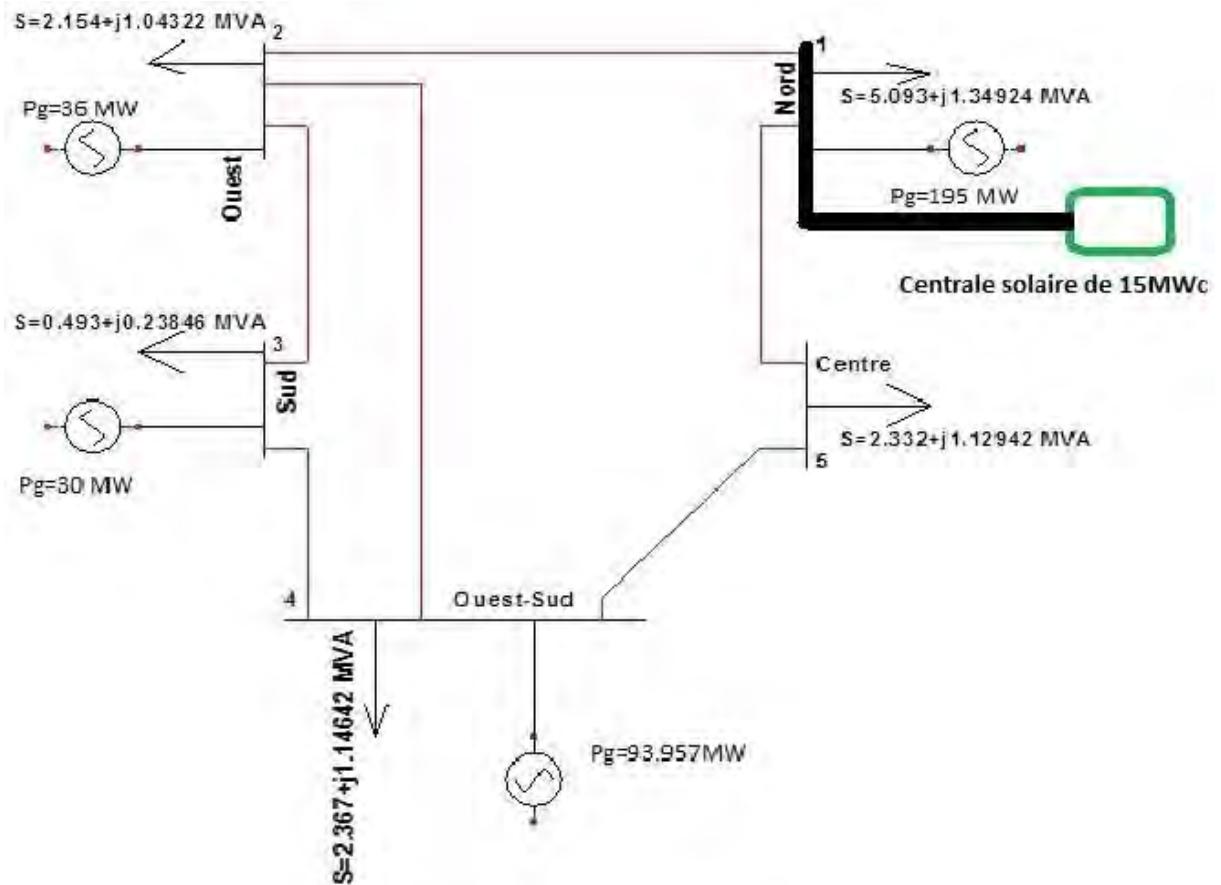


Figure 5. 1: Schéma unifilaire simplifié du réseau d'alimentation de Nouakchott

Pour pallier aux chutes de tension existantes et à venir, causées par la présence de générateurs à caractère énergies renouvelables (notamment solaires), on a d'abord simulé une augmentation de la charge de puissance en accord avec l'extension de la ville et le raccordement de nouvelles puissances. Ainsi, la transcription de ce développement de Nouakchott par augmentation progressive de la charge réputée active connectée aux bus suit l'expression $U = f(P)$. Cette charge active est choisie pour approcher, de la manière la plus correcte possible, le développement de la ville en récoltant les données récoltées sur ces charges. Les chutes de tension en ces bus varient de la façon décrite sur chacune des figures suivantes. Les résultats obtenus confirment bien la théorie selon laquelle la présence de systèmes de production à énergie renouvelable (solaire), accompagnée d'une augmentation de la puissance active au niveau d'un bus, a pour effet de produire des chutes de tension en ces bus. Il faut également savoir qu'une chute de tension en un bus peut entraîner celle des bus voisins. Et, si cette chute est excessive pour la tension, elle peut occasionner une instabilité du réseau et provoquer un black-out local ou plus général.

L'augmentation progressive de la puissance active aux bus existants dans le système énergétique de Nouakchott est réalisée sur les données des charges actuelles en chaque bus, pour deux valeurs du banc de capacités (0 kVAr et 500 kVAr). La chute de tension-limite recherchée pour le système énergétique de Nouakchott est de + ou - 5 % et elle est obtenue différemment pour chaque bus. Les résultats de l'augmentation progressive de la puissance active aux niveaux des bus pour deux valeurs constantes (0 kVAr et 500 kVAr) sont illustrés sur la figure 5.2 (ensemble de courbes) ci-dessous :

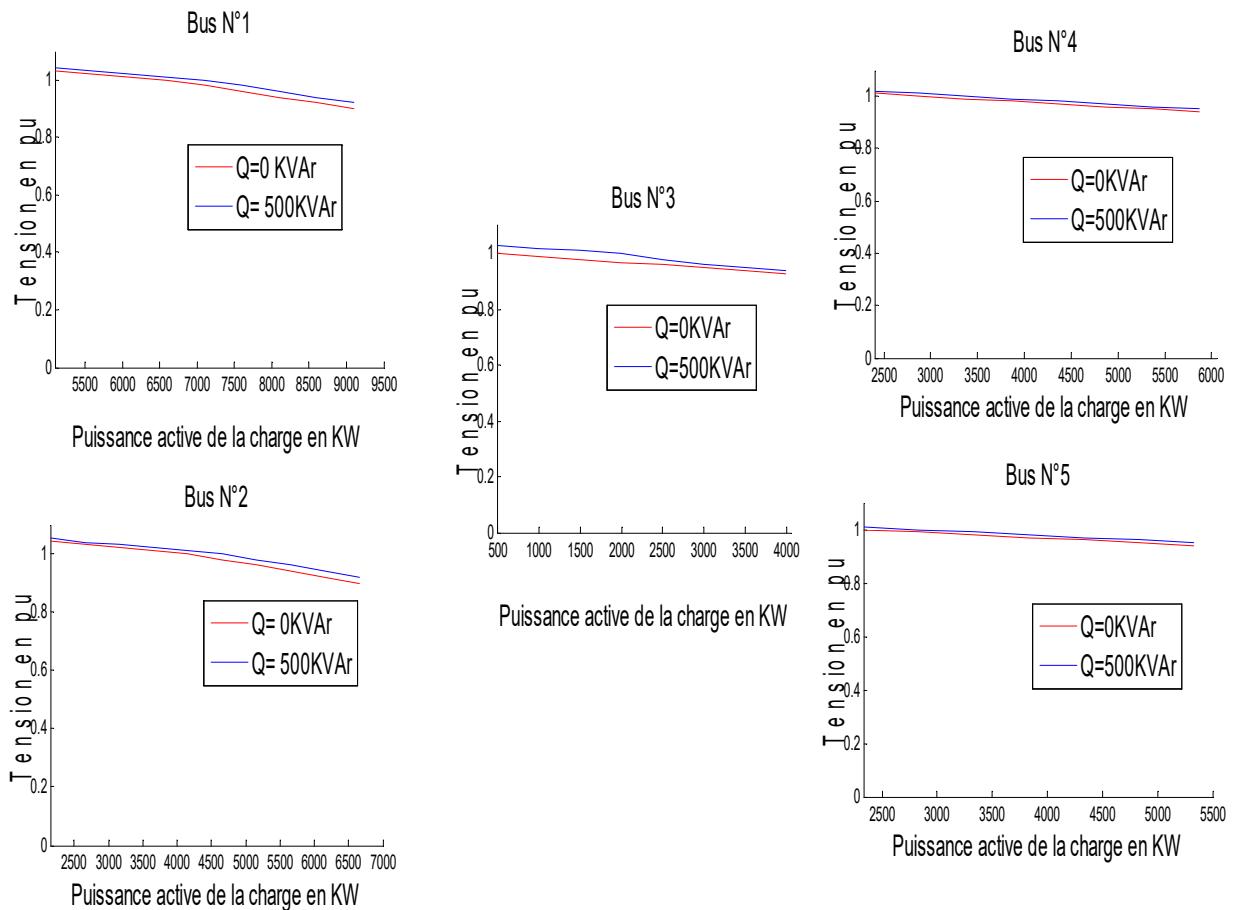


Figure 5. 2: (ensemble de courbes) : Influence de la puissance active de la charge sur la tension

L'apparition de fortes puissances entraîne un effondrement de la tension, pour un réseau de petite taille comme le nôtre. On note que les variations de la puissance active transitive influencent fortement le déphasage et le module de la tension.

5.2 Effet du banc des capacités au niveau des cinq bus

On a remarqué, sur la figure 5.2, dans la partie simulation, les chutes de tension induites pour différentes courbes, suite à l'augmentation de la puissance active de la charge. Il apparaît donc important de proposer, dans un premier temps, une méthodologie construite sur la base d'un modèle mathématique (5.1) établissant la relation entre Q et U . L'édit modèle mathématique est programmé à travers Matlab, pour réaliser les figures ci-dessus montrant l'amélioration des chutes de tension au niveau de chaque bus. Dans un second temps, on améliore la valeur de la tension, à travers une augmentation de l'énergie réactive, afin de la faire rentrer dans les limites + ou - 5%. Cette action est expliquée par le fait que l'utilisateur ne bénéficie que de l'apport énergétique de la puissance active, alors que la puissance réactive ne peut pas être éliminée mais doit être compensée par des dispositifs appropriés. Pour procéder à la compensation de l'énergie réactive, il a été fourni une énergie réactive, à la place du réseau de distribution, par l'installation d'une batterie de condensateurs, source d'énergie réactive de puissance Q_c . On doit donc produire de l'énergie réactive au plus près possible des charges, pour éviter qu'elle ne soit appelée sur le réseau.

Voici le modèle mathématique proposé :

$$Q = (U.* (33.^2).* C.* W) \quad (5.1)$$

Q est la puissance réactive en MVAr ; U , la tension en per unit ; $U_B=33$ kV, la tension de base ; C , la capacité en microfarad ; $W=314$ rad/sec, la pulsation.

Programmé à travers Matlab, le modèle mathématique ci-dessus a permis de réaliser la figure 5.3 (ensemble de courbes) correspondant aux bus 1 (centrale solaire), 2, 3, 4 et 5. L'ensemble des bus ont une tension oscillante entre une valeur proche de 1 (pu), en moyenne, et une valeur inférieure à cette donnée.

5.3 Analyse des courbes

Voici le constat dressé, pour les bus, par l'analyse des courbes :

- Bus 1 (centrale solaire) : chute de tension de 0.7 pu, correspondant à une variation depuis la valeur de 1400 kVAR à 2000 KVAR,
- Bus 2, 3, 4 et 5 : chute de tension de 0,9, respectivement pour des valeurs de l'énergie réactive de 1600 kVar (bus 2), 500 kVar (bus 3), 1700 kVar (bus 4) et 1500 kVar (bus 5).

Évidemment, les chutes de tension les plus importantes sont enregistrées au bus 1. Elles atteignent le point 0,9 pu avec une puissance réactive variable selon les bus (voir l'énergie réactive pour chacun d'eux). Les dispositifs pour améliorer la tension qui a dépassé les limites admissibles pour ce type de système se sont avérés réalisables et montrent bien une différence, au fur et mesure que les valeurs montent : de 1400 kVar à 2000, pour le bus 1 (centrale solaire) ; de 1100 à 1600 kVar, pour le bus 2 ; de 250 à 500 kVar, pour le bus 3 ; de 1200 à 1700 kVar, pour le bus 4 ; de 1150 à 1500 kVar, pour le bus 5. En conclusion, c'est le bus 1 (centrale solaire) qui subit les chutes de tension les plus importantes hors de la norme acceptable : + ou - 5% de la tension nominale (33 kV).

6.2 Effet du banc des capacités au niveau des cinq bus

Aussi est-il nécessaire, pour les raisons citées tantôt, de produire de l'énergie réactive au plus près possible des charges, afin de garantir son implication dans la procédure d'amélioration de la tension des bus. Cette procédure a pour objectif de relever la tension et, automatiquement, le facteur de puissance ($\cos \phi$). La méthode proposée, en ce cas, est généralement appliquée lorsque la puissance réactive doit elle-même s'adapter aux besoins de la consommation d'énergie réactive de l'installation. On procède, en ce cas, par une augmentation de la puissance des charges inductives, à travers les valeurs de la puissance réactive des bancs de capacités, et nous obtenons la figure 5.2. La théorie est bien en accord avec les résultats obtenus avec le logiciel Matlab, au niveau des bus, pour la figure 5.2. Suite à l'injection de la puissance réactive pour soutenir la tension, il apparaît ainsi, au niveau des bus et pour des charges fortement inductives, une réaction d'amélioration de la tension. Cette puissance doit pouvoir être régulée pour des injections importantes (50 kVar). L'équivalent, en pratique, de cette action est de recourir à des systèmes faisant intervenir des TCR (Thyristor Controlled Reactor), des TSC (Thyristor Switched Capacitor) et bien d'autres encore. En effet, il est important de noter qu'une charge est fluctuante et qu'il ne faut pas transformer le problème local en surtension, en cas déconnexion de la charge. Les résultats de simulation sont donnés comme suit :

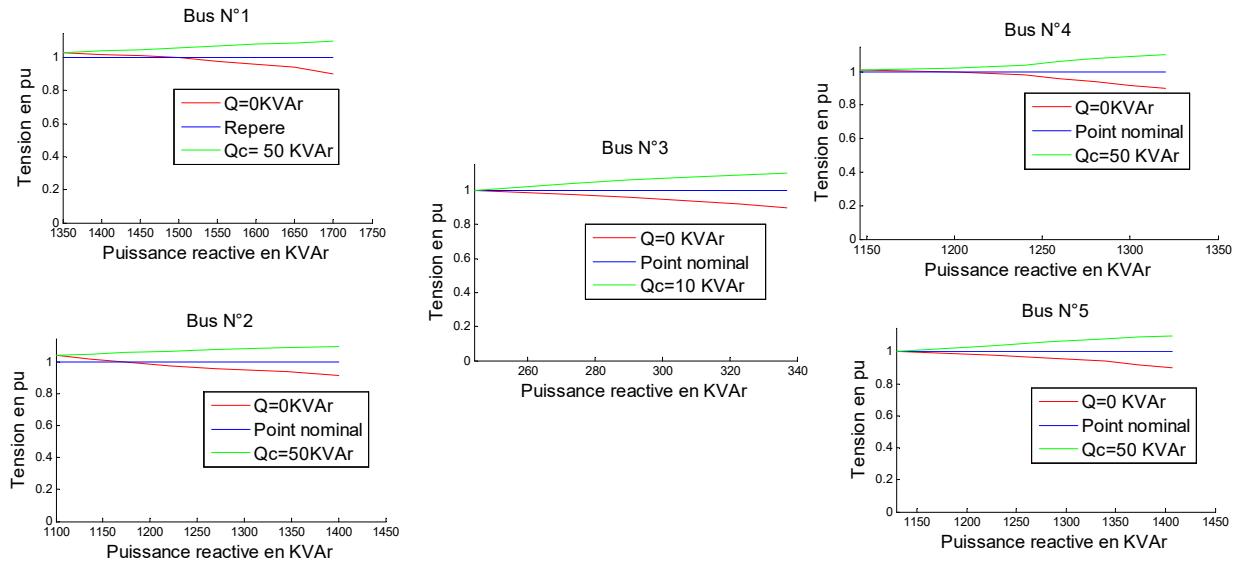


Figure 5.3 : (ensemble de courbes) : Influence du banc de capacité sur les tensions des cinq bus.

La figure 5.2 (ensemble de courbes) décrivant l'influence du banc de capacités sur les tensions des cinq bus, révèle, pour 0 kVar (repère), un décalage de la tension nominale d'1 pu. Ce décalage atteint les limites inférieures de 8% (voir les courbes en rouge). Au fur et à mesure que l'énergie réactive est injectée en augmentation, il est d'autre part constaté une amélioration de la courbe de tension, pour les différents bus (courbe en vert). La puissance réactive demandée, pour cette amélioration, varie d'un bus à un autre. Dans tous les cas, il est retenu deux valeurs (10 et 50 kVar) où l'on enregistre une amélioration par rapport à la tension de départ de 8%. Ce phénomène est expliqué par le fait que le réseau MT (33 kV) développe, au niveau de chaque bus, des longueurs différentes, source des différentes chutes de tension.

Analyse des courbes

L'analyse plus approfondie des courbes a permis de dresser les constats suivants :

- bus 1 (centrale solaire) : chute de tension de 0.7 pu, correspondant à une variation de valeur de l'énergie réactive de 1400 à 2000 kVar ;
- bus 2, 3, 4 et 5 : chutes de tension proches de 0,8 pu impliquant différentes variations de valeur de l'énergie réactive : 1600 kVar (bus 2) ; 500 kVar (bus 3) ; 1700 kVar (bus 4) et 1500 kVar (bus 5) ; pour obtenir une amélioration.

Evidemment, les chutes de tension les plus importantes sont enregistrées au bus 1. L'action réalisée pour ce type de système, montre bien une différence au fur et mesure que les valeurs croissent : de 1400 à 2000 kVar pour le bus 1 ; de 1100 à 1600 kVar pour le bus 2 ; de 250 à 500 kVar pour le bus 3 ; de 1200 à 1700 kVar pour le bus 4 ; de 1150 à 1500 kVar pour le

bus 5. La remarque la plus importante à tirer de ces résultats est qu'il est possible d'installer des dispositifs pour améliorer la tension lorsqu'elle a dépassé les limites admissibles (+ ou - 5% de la tension nominale). En conclusion, il peut être dit que les résultats des calculs, pour améliorer la tension U , ont été obtenus à travers le modèle mathématique proposé sous programmation Matlab. Ils ont permis de réaliser la figure 5.2 relative aux six bus du réseau. Ceux-ci entretiennent tous une tension oscillant autour d'un début de tension proche de 1 (pu), dite « tension d'amélioration au point du bus ». Les figures montrent bien que les tensions augmentent effectivement jusqu'à aboutir au redressement escompté. L'énergie réactive a varié en augmentation de la valeur proche de 1, au début, et proche de 1.6 MVar, en fin de processus. L'action menée pour améliorer la tension a abouti au résultat attendu.

Courbe de comparaison de V_{bus} en fonction du nombre de bus

L'importance du système des bus est qu'ils sont habituellement associés à quatre grandeurs : la puissance réelle, la puissance réactive, l'amplitude de la tension et l'angle de phase. On les désigne à partir d'un bus de base, les suivants sont considérés comme des points de génération ou de charge. Leur nombre, en notre cas d'étude, est cinq.

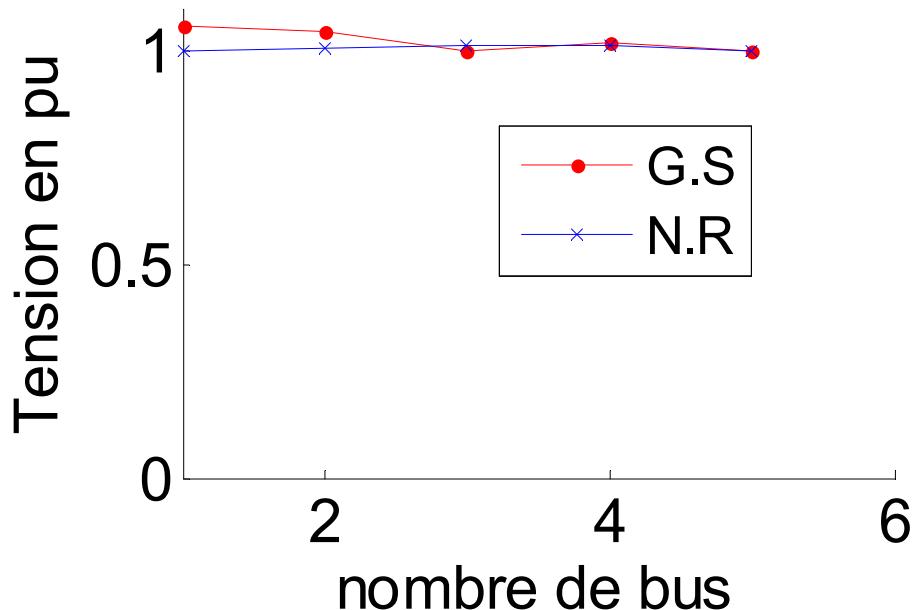


Figure 5.4 : Comparaison de V_{Bus} en fonction de nombre de bus.

Dans le tableau suivant, réunissant les évaluations tirées des deux méthodes NR et GS, on remarque qu'elles donnent quasiment les mêmes résultats pour un réseau nanti de peu de bus.

Il est aussi constaté que NR tend vers GS. Les deux méthodes ont quasiment les mêmes degrés de convergence.

Tableau V. 1 : Comparaison de Vbus en fonction du nombre de bus pour N.R et de G.S

Parameters	Nombre de Bus				
	1	2	3	4	5
NR-U 2 (pu)	1	1	1	1	1.03
GS-U 1 (pu)	1.03	1.045	1	1.012	1

Le calcul des erreurs sur la tension de chaque bus, selon GS et NR, sont présentés dans le tableau suivant. GS présente une caractéristique de convergence linéaire moins exprimée que NR, ceci peut être expliqué par une convergence quadratique. La méthode GS demande donc plus d'itérations que NR, pour obtenir une solution convergente. En GS, le nombre d'itérations augmente directement à mesure que la taille du système augmente. Dans le cas d'un système de petite taille, ce phénomène est très peu exprimé. Le nombre d'itérations est, par contre, relativement constant, pour NR et GS, car en de tels systèmes de petite taille, les deux méthodes se valent et développent quasiment le même nombre d'itérations : environ cinq ; pour atteindre à la convergence. Rappelons en outre que les variations sont représentées graphiquement, dans la figure ci-dessous. En général, une tolérance de tension de 0,0001 pu suffit à obtenir une précision acceptable.

Courbe de comparaison des erreurs en fonction du nombre de bus

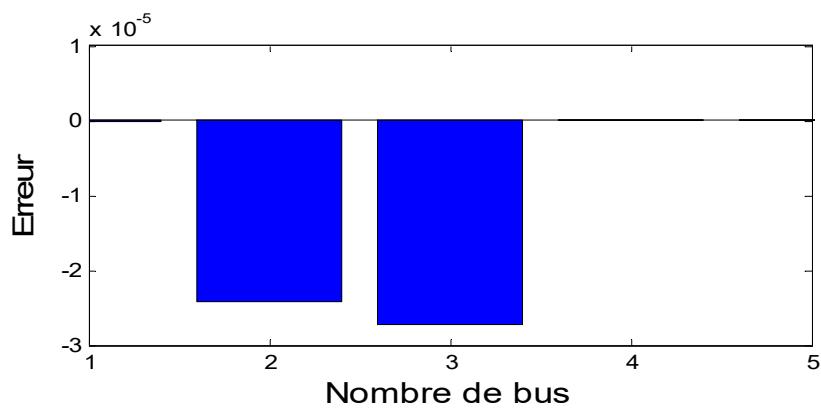


Figure 5.5 : répartition des erreurs en fonction de bus

Tableau V. 2: Résultats de la répartition des erreurs sur le nombre de bus.

N° bus	Zone	Erreurs bus
1	Nord	-6,38E-09
2	Ouest	-2,42E-05
3	Sud	-2,72E-05
4	Sud-Ouest	3,86E-09
5	Centre	1,64E-07

La comparaison entre les deux méthodes permet de faire ressortir les observations décrites au tableau 5.2 ci-dessus. Pour NR, la caractéristique de convergence est jugée précise par noeud. Dans notre cas et pour des raisons liées au système électrique (petite taille), il faut noter que cette convergence est liée au caractère de convergence quadratique et se révèle de plus en plus précise, lorsque les valeurs initiales sont proches de la solution.

Pour GS, la convergence est sensiblement proche de NR, en raison du faible nombre de bus du réseau. Avec un nombre plus élevé de bus, la méthode GS nécessiterait probablement plus d'itérations pour obtenir une précision convergeant à NR.

Tableau V. 3: Comparaison entre la méthode N.R et G.S

N°	Comparaison entre la méthode N.R et G.S	Éléments de comparaison	Observations
1	N.R et G.S	Nombre d'itérations	Nombre d'itération est plus grand pour G-S de (12) par rapport à (4) chez N-R
2	N.R et G.S	Temps de convergence	Temps de convergence est plus petit pour G-S de 0.05 secondes par rapport 0.22secondes N-R
3	N.R et G.S	Préférence de la méthode de résolution	Préférence de la méthode de résolution avec les coordonnées polaires pour N-R et forme rectangulaire pour G-S.
4	N.R et G.S	Autres éléments de précision	Autres aspects de précision avec les larges systèmes plus importants pour N-R que pour G-S.
5	N.R et G.S	Indiffèrent avec le choix du bus de référence	Indiffèrent avec le choix pour N-R et pour G-S choix critique
6	N.R et G.S	Complexe par la matrice Jacobienne	N-R Complexé par la matrice Jacobienne alors qu'avec G-S la résolution est plus simple

Disons, pour conclure, que le tableau 5.3 permet de faire ressortir les avantages et les inconvénients des deux méthodes numériques. Leurs différences ne sont pas grandes, pour le calcul des petits systèmes électriques d'Afrique sahélienne. Les deux méthodes NR et GS peuvent donc s'avérer efficaces et intéressantes, pour la résolution des systèmes d'équations et les deux résolutions convergentes à égalité, si les points initiaux sont bien choisis au départ, dans les petits systèmes électriques.

5.4 Introduction des systèmes FACTS pour stabiliser le réseau interconnecté avec la centrale solaire

Le souci d'une bonne gestion du réseau électrique ne consiste pas seulement à faire en sorte que les transits de puissance soient inférieurs aux capacités de transport du réseau, mais, aussi, à trouver des solutions pour stabiliser tout réseau interconnecté avec une centrale solaire. Il faut également surveiller plusieurs paramètres techniques, dont le niveau de tension qui doit rester dans une plage autorisée, en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles. Or la tension peut se retrouver localement dégradée ; par exemple, les jours nuageux (faible production solaire) ou de forte consommation, les transits à travers les lignes du réseau sont alors importants, ce qui provoque une chute de tension dans les lignes. Dans ce contexte, l'objectif de notre travail n'est pas seulement de trouver mais, aussi, de maintenir un profil de tension entre 0.95 et 1.05 pu, pour le réseau électrique de Nouakchott, par modélisation et analyse des résultats de simulation sous Matlab. La modélisation vise également à maintenir ce profil de tension dans les limites normées pour le gestionnaire du réseau connecté à des sources renouvelables. Soulignons un autre objectif : proposer une méthodologie de gestion et de contrôle des transits de puissance, afin d'exploiter le réseau électrique au mieux, de manière la plus efficace et sûre possible. Le système FACTS est un moyen à cette fin. Les dispositifs FACTS proposés dans la littérature [111,112, 113,114] peuvent être aussi bien utilisés pour le contrôle de la puissance active que pour celui de la puissance réactive ou de la tension. Plusieurs types de FACTS existent actuellement et le choix du dispositif approprié dépend en grande partie des objectifs à atteindre.

La méthodologie suit les cinq étapes suivantes :

- En un, donner un schéma de principe du réseau de la boucle 33 kV de NKC (Nouakchott), avec ses différents paramètres, calcul de la matrice des admittances du système électrique et les résultats de Load flow, par la méthode Newton Raphson ;

- En deux, classer les dispositifs FACTS, en fonction de leurs avantages et inconvénients ; des facteurs du choix du STATCOM et de ses caractéristiques découlant des résultats de Load flow ;
- En trois, réaliser un modèle numérique pour la solution retenue et la résoudre par la méthode NR, sous l'environnement Matlab, en forme de simulations accompagnées de discussions ;
- En quatre, proposer une conduite à tenir pour le contrôle des puissances réactives et des tensions sur un réseau de transport électrique ;
- En cinq, donner une conclusion sur les résultats du travail.

Soulignons encore, en cette fin d'introduction, que l'insertion des systèmes FACTS vise à présenter un réseau d'énergie électrique stable, capable, en régime permanent, de fournir la puissance qu'exigent les consommateurs, tout en maintenant constantes et proches de leur valeur nominale, la fréquence et la tension, donc la vitesse de rotation des alternateurs, et l'amplitude de la tension des différentes barres du réseau.

5.4.1 Classification des systèmes FACTS

Cette partie est dédiée à l'étude des systèmes FACTS qui sont nombreux dans les réseaux électriques. Les plus répandus dans les réseaux électriques sont les bancs de capacités séries (commutées mécaniquement ou par thyristors), les SVC, qui combinent capacité et inductance en parallèle à la ligne, les transformateurs déphaseurs, les STATCOM et SSSC qui sont des sources de tension placées respectivement en parallèle et en série à la ligne. Il faut noter que les circuits électriques qui sont admis sont sous forme de compensation en série, en parallèle (shunt) ou en hybride. Ils sont principalement constitués de capacités et d'inductances pour générer la puissance réactives, ainsi que d'électronique de puissance ou de disjoncteurs pour interrompre et rétablir le courant au travers des premiers éléments[115,116, 117,118].

a) Diagramme de classification des systèmes FACTS

Cette partie est dédiée à l'étude des systèmes FACTS, nombreux dans les réseaux électriques. Les plus répandus sont les bancs de capacités-séries (commutées mécaniquement ou par thyristors) ; les SVC, combinant capaciter et inductance en parallèle à la ligne ; les transformateurs déphaseurs ; les STATCOM et SSSC, sources de tension placées respectivement en parallèle et en série à la ligne. Il faut noter que les circuits électriques admis sont sous forme de compensation en série, en parallèle (shunt) ou en hybride. Ils sont principalement constitués de capacités et d'inductances pour générer la puissance réactives,

ainsi que d'électroniques de puissance ou de disjoncteurs, pour interrompre et rétablir le courant au travers des premiers éléments[119,120, 121,122].

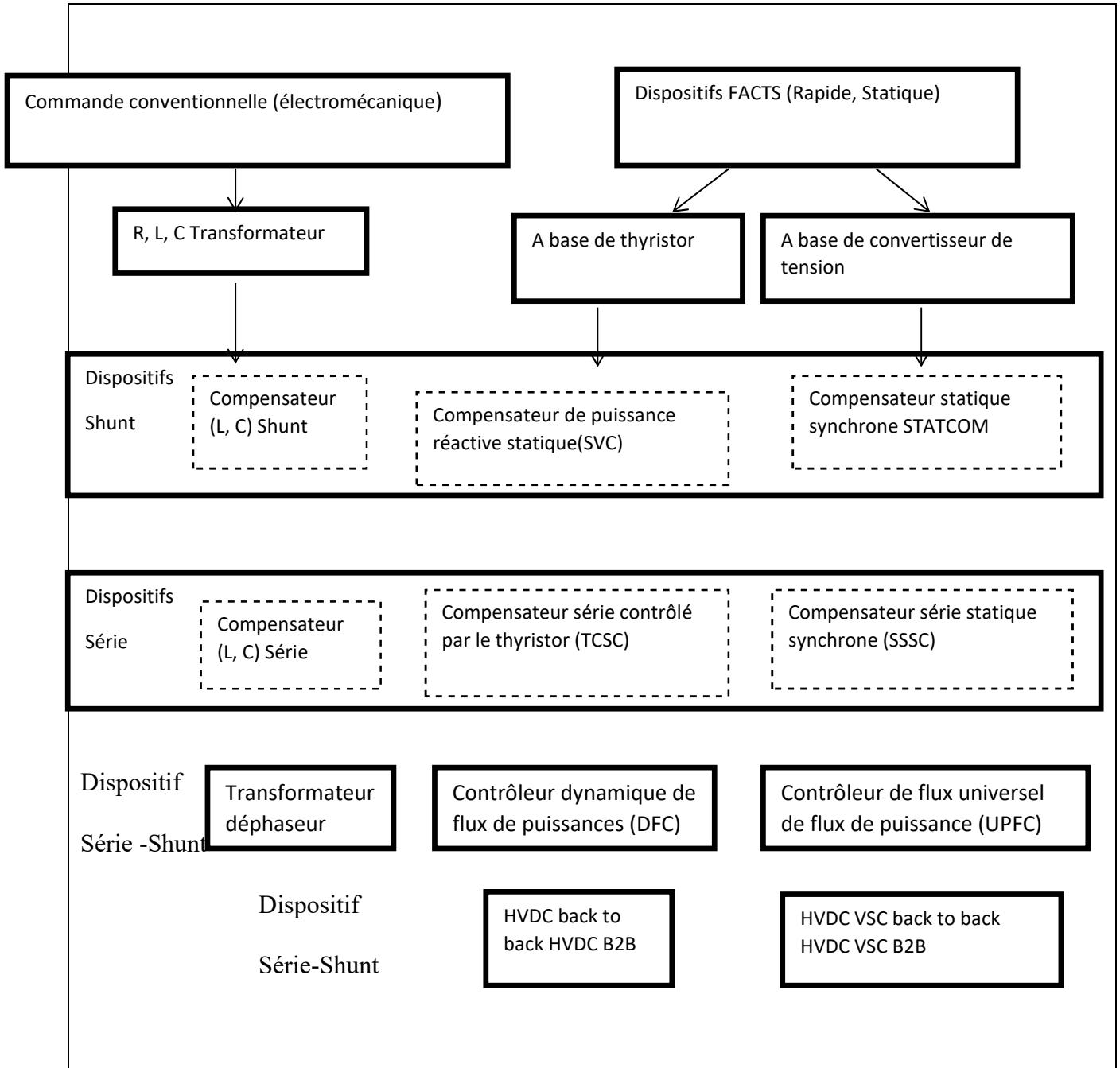


Figure 5. 3: Diagramme des Dispositifs FACTS

Intéressons-nous à la colonne de droite et, en particulier, aux dispositifs FACTS (Rapide, Statique) à base de thyristor ou de convertisseur de tension. Une sous-classification en deux branches apparaît [123,124, 125,126]:

- à droite, les compensateurs de puissance réactive statique (SVC) et les compensateurs statiques synchrones STATCOM. Ces derniers groupes sont à la base des dispositifs compensateurs-série contrôlés par le thyristor (TCSC) et compensateurs-série statiques

synchrone (SSSC). Ils sont aussi à la base de la formation des dispositifs série-shunt de type contrôleur dynamique de flux de puissances (DFC) et contrôleur de flux universel de flux de puissance (UPFC).

- à gauche, la technologie à commande conventionnelle (électromécanique) à base R, L, C (transformateur). Ces systèmes verseront, par la suite, sur les dispositifs de type shunt : compensateur (L, C) ; et série : compensateur (L, C) ; sans oublier les dispositifs série-shunt (transformateur déphaseur).

En conclusion de ce libellé, signalons l'intérêt de première importance pour la branche de droite dont les technologies sont considérées les plus avancées dans les domaines des FACTS, les convertisseurs de sources de tension à base de commande électronique : interrupteurs statiques sophistiqués IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistors) ou bien les IGCT (Insulated Gate Commutated Thyristors), comme le STATCOM, le SSSC ou l'UPFC. Un intérêt dicté principalement par le dispositif électronique utilisé comme interrupteur, dans les deux cas, avec une grande simplicité de commande et de faibles pertes par conduction. Ces avantages sur le système mécanique ont permis de rendre les systèmes FACTS plus fiables [127,128, 129,130], plus économiques et, donc, plus avantageux à utiliser (voir tableau 5.4 et 5.5).

Tableau V. 4: Système FACTS en fonction de la vitesse de réponse, de la tension et des couts

Type d'équipement	Vitesse de réponse	Support de tension		Couts	
		Capacité	Disponibilité		
Générateur	Rapide	excellent	bas	Difficile de séparer	élevé
Compensateur synchrone	Rapide	excellent	bas	30-35\$	élevé
Batterie de condensateur		Faible dépend de U^2	élevé	8-10\$	Très faible

Compensateur statique	Rapide	Faible dépend de U^2	élevé	45-50\$	Modéré
STATCOM	Rapide	Faible dépend de U	élevé	50-55\$	Modéré
Génération distribuée	Rapide	Faible dépend de U	bas	Difficile de séparer	élevé

Tableau V. 5: Système FACTS en fonction des problèmes et du type de la technologie

Les problèmes	Les systèmes FACTS					
	Shunt		Série		Hybride	
	SVC	STATCO	SSS	TCS	IPFC	UPF
Le contrôle de la tension (état statique)	++	++	++	+	+	+
Le contrôle de la tension (état dynamique)	++	++	++	+	+	+
La stabilité statique	++	++	-	-	-	+
La stabilité dynamique	++	++	-	-	-	+
Amortissement de l'oscillation de puissance	++	++	++	++	+	++
La stabilité transitoire	+	++	-	++	+	++
L'écoulement de puissance (état statique)	+	+	++	++	++	++
Limitation du courant de défaut	-	-	-	-	+	+

++ : Très bien

+ : Suffisant

- : Non approprié

5.4.2 Modèle numérique de STATCOM

5.4.2.1 Description du Statcom

Le compensateur synchrone statique (STATCOM) est un dispositif de dérivation de la famille FACTS [131,132, 133,134], utilisant l'électronique de puissance à commutation forcée (GTO, IGBT ou IGCT), pour contrôler le flux de puissance et améliorer la stabilité transitoire sur les réseaux électriques. Le STATCOM régule la tension à son terminal, en contrôlant la quantité de puissance réactive injectée ou absorbée par le système d'alimentation. Le rôle du STATCOM est d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau. Pour ce faire, l'onduleur est couplé au réseau, par l'intermédiaire d'une inductance, en général celle de fuite du transformateur de couplage. L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur V_{sh} , en phase avec la tension du réseau V (Fig 5.6).

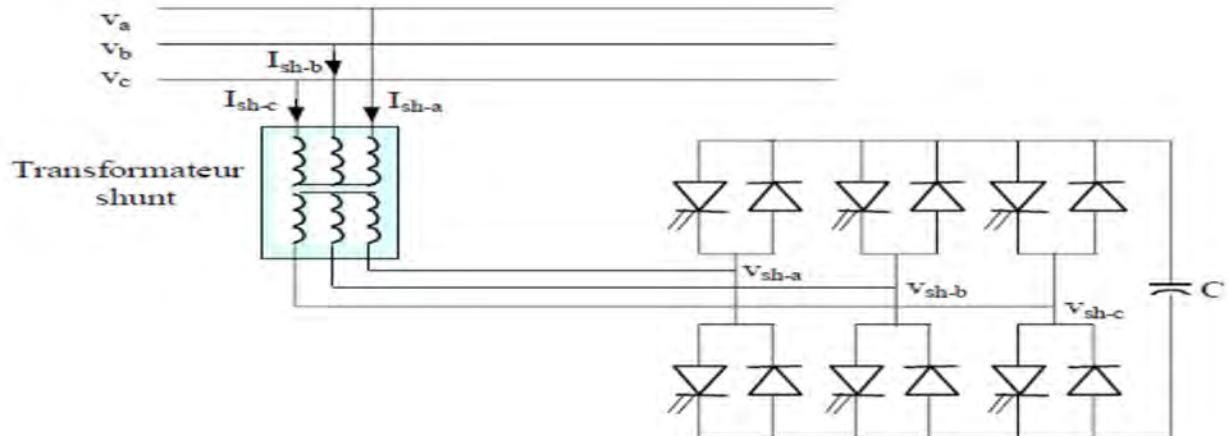


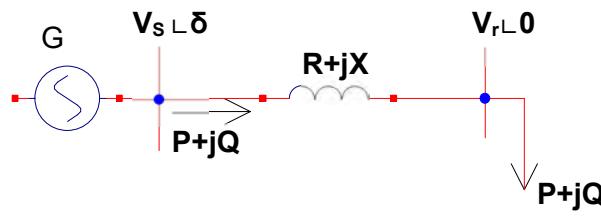
Figure 5. 4: Schémas du principe de STATCOM

5.4.2.2 Avantages techniques d'un STATCOM sur un SVC sont:

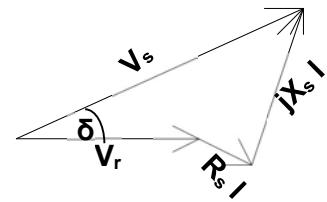
- Injection de puissance réactive ($V_s < V_{HT}$) ;
- Absorption de puissance réactive ($V_s > V_{HT}$) ;
- Equilibrage dynamique des charges (lorsque la charge triphasée de la ligne est déséquilibrée) ;
- Stabilisation dynamique de la tension au point de raccordement ;
- Atténuation des oscillations de puissance ;
- Réponse plus rapide ;
- Moins d'espace nécessaire car les composants passifs volumineux (comme les réacteurs) sont éliminés ;

- Interface possible avec des sources d'alimentation réelles : batterie, piles à combustible ou SMES (stockage d'énergie magnétique supraconducteur). Un STATCOM a des performances supérieures en basse tension car le courant réactif peut être maintenu constant (Dans un SVC, le courant réactif capacitif chute linéairement avec la tension à la limite (capacitive susceptance)).
- Pas de problème harmonique, a contrario du SVC.
- Temps de réponse et largeur de bande de la boucle de régulation de tension fermée significativement meilleurs.

Les limites actuelles des réseaux de transport de l'électricité peuvent être repoussées par l'ajout de nouvelles capacités de transport et/ou production. Cependant, les exploitants de réseaux cherchent des moyens pour utiliser plus efficacement les lignes de transport existantes. Examinons à cet égard le cas d'une ligne inductive alimentant la charge (P, Q).



(a)-Schéma monophasé d'une ligne tensions



(b)-Diagramme vectoriel des tensions

Les expressions de puissances active et réactive sont données respectivement par :

$$P_r = \frac{|V_s||V_r|}{X} \sin \delta$$

$$Q_r = \frac{|V_s||V_r|}{X} \cos \delta - \frac{V_r^2}{X}$$

$$I = \frac{V_s}{X} \sin \delta \quad , \quad V_r = V_s \cos \delta$$

Avec V_s , tension du générateur ; V_r , tension d'arrivée ; X , impédance de ligne ($X > R$) ; δ , angle de phase de de transport.

Il est important de déduire, de ces expressions, les paramètres à actionner pour contrôler l'écoulement de puissance : l'amplitude de la tension aux extrémités des lignes, l'angle de phase entre ses deux tensions et la réactance de la ligne de transmission

Le transit des puissances active et réactive dans cet élément produit des chutes de tensions données par :

Quant au réglage du plan de tension, il est assuré par des compensateurs de puissance réactive placés en différents points du réseau. Pour les détails de la modélisation du STATCOM (voir annexe 2)

5.4.3 Résultats de simulations et discussions

Dans les tableaux ci-dessous, on propose quatre options possibles, pour la connexion du STATCOM aux différents bus et leur impact sur le système : l'option 1 présente une connexion aux quatre bus (1, 2, 3 et 5) ; l'option 2, uniquement au bus 5 ; l'option 3, uniquement au bus 3 ; et l'option 4 aux deux bus 3 et 5. Ces différentes options visent à trouver la meilleure solution de connexion pour le STATCOM, en termes de paramètres électriques du réseau.

Tableau V. 6: Données du réseau de Nouakchott.

N° Bus	Type Bus	V _{bus} (pu)	Angle V _{bus} (deg.)	Delta P (pu)	Delta Q (pu)
1	1	1	0	1.72	1.095
2	2	1	0.7945	1.41	0.9994
3	2	1	1.4741	-0.0068	-0.0011
4	2	1.01	1.5802	-0.0024	1.1172
5	3	1	0.3705	0.2389	0.3238

Le profil de la tension, avant et après installation du STATCOM, est représenté sur la figure 5.7. On voit que le module de la tension a augmenté, au bus 4, à 1.01pu, tandis qu'il a diminué, au bus 5, à 1pu, les autres bus restants fixes à 1pu.

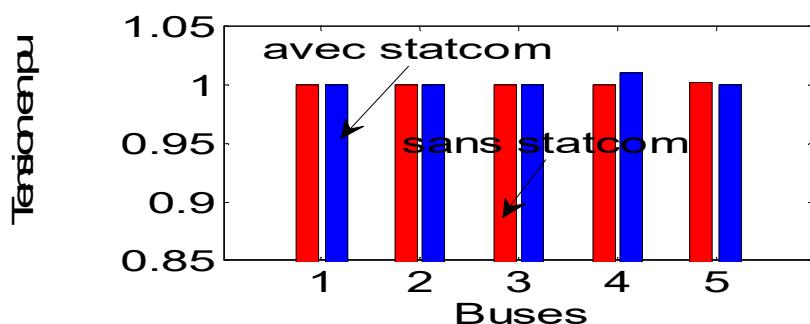


Figure 5. 5: Courbe de connexion du statcom dans les bus.

Cette option ne satisfait pas tous les bus, puisque le bus 4 dépasse de 0,01 pu le paramètre nominal de la tension.

Tableau V. 7: Statcom est connecté dans les bus 5

Bus	Type	V _{bus} (pu)	AngleV _{bus} (deg.)
1	1	1.02	0
2	2	1.023	0.2150
3	2	1.03	0.6080
4	2	1.03	0.7171
5	3	1	0.8859

Pour la figure 5.8, le profil de la tension, avant et après installation du STATCOM montre que le module de la tension a augmenté, aux bus 1,2,3 et 4, à des valeurs respectivement proches de 1.02, 1.023, 1.03 et 1.03 pu, tandis qu'il a diminué à 1pu, au bus 5.

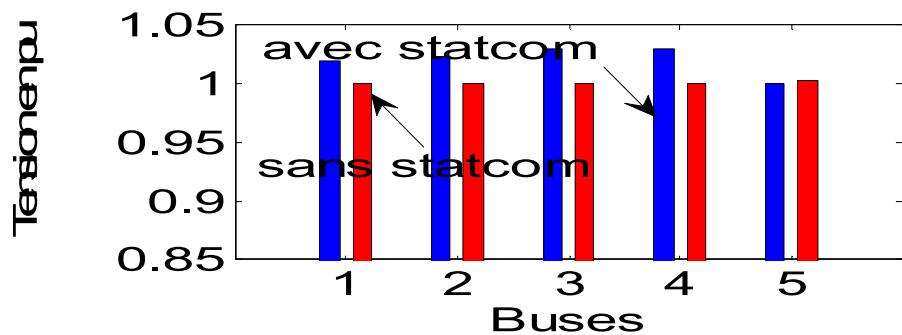


Figure 5. 6: Courbe de connexion du statcom dans le bus 5.

Tableau V. 8: Statcom est connecté dans les bus 3

Bus	Type	V _{bus} (pu)	AngleV _{bus} (deg.)
1	1	1.01	0
2	2	1.002	0.2824
3	2	1	1.0898
4	2	1.01	0.7796
5	3	1.001	0.1855

Tableau V. 9: Paramètres du statcom connecté dans le bus 3.

Bus	V _{sh} (pu)	Angle(Degré)	Q _{sh} (pu)
3	0.8776	1.7909	1.2235

Le profil de la tension avant et après installation du STATCOM est représenté sur la figure 5.9. Le module de la tension a augmenté aux bus 1, 2, 4 et 5, respectivement de 1.01, 1.002, 1.01 et 1.001 pu, tandis qu'il a diminué à 1pu, au bus 3.

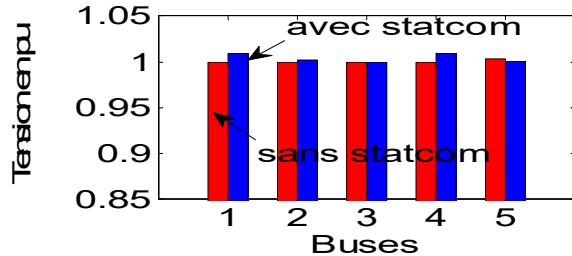


Figure 5. 7 : Courbe de connexion du statcom dans le bus 3

Tableau V. 10: Statcom est connecté dans les bus 3&5.

Bus	Type	V _{bus} (pu)	AngleV _{bus} (deg.)
1	1	1	0
2	2	1.002	0.2820
3	2	1	1.0931
4	2	1.01	0.7792
5	3	1	0.2452

Tableau V. 11: Paramètres du statcom connecté dans le bus 3&5.

Bus	V _{sh} (pu)	Angle(Degré)	Q _{sh} (pu)
3	0.8770	1.7975	1.2290
5	0.9886	0.3103	0.1137

Pour la figure 5.10, le profil de la tension avant et après installation du STATCOM montre que le module de la tension a augmenté dans les bus 2 et 4, respectivement à 1.002 et 1.01 pu. Les valeurs sont restées quasiment inchangées, à 1pu, pour les bus 1 et 3 ; alors que celle du bus 5 a diminué pour atteindre 1 pu.

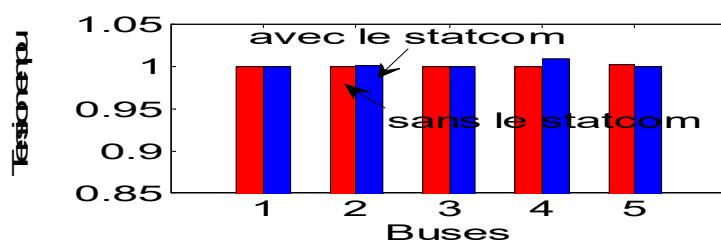


Figure 5. 8 : Courbe de connexion du statcom dans le bus 3

5.4 Conclusion & recommandations

L'étude et l'analyse du problème de répartition des charges sont très importantes pour la planification future des systèmes électriques, à partir des données définies sur un système existant (système énergétique de Nouakchott). La résolution du problème peut être obtenue par l'application des deux méthodes numériques GS et NR programmables sur Matlab. Les principales informations obtenues par cette étude sont l'amplitude des tensions et phases de chaque bus et les puissances active et réactive en chaque ligne. Les résultats nous conduiront à analyser les niveaux de tension et la puissance réactive de chaque bus, deux paramètres jouant un rôle primordial dans la stabilité du système. On a présenté quelques courbes d'influence de l'augmentation de la puissance réactive (au-delà des limites) à la recherche des phénomènes perturbateurs (creux, surtensions, etc.) du réseau électrique. Ces phénomènes de perturbations sont connus dans la littérature et dépendent de la durée de temps, transitoire, dudit phénomène. Il faut aussi tirer les conclusions suivantes sur les écarts de puissances actives au niveau des bus :

- Si les écarts de puissance réactive, au niveau des bus de génération, ne sont pas donnés, les lignes et les colonnes correspondant à ces bus doivent être éliminées ;
- Si la puissance réactive générée au niveau d'un bus dépasse sa limite inférieure ou supérieure, ce bus sera considéré comme un bus de charge avec $Q_g = Q_{\min}$ ou $Q_g = Q_{\max}$ et le module de la tension $|V|$ devient une inconnue à calculer.

Il peut être aussi dit que la modélisation réalisée a pour base les éléments de puissance constitutifs du réseau de transport et leur modélisation entre directement dans le calcul de l'écoulement de puissance. Le problème de cet écoulement peut être donc résolu par la technique des deux modèles numériques GN et MR qui convergent avec une même vitesse, constatée par un nombre équivalent d'itérations (4 à 5), pour les larges et courts systèmes. Un des problèmes découlant de notre discussion – le plus important dans l'industrie de l'électricité et qui peut être sujet d'un autre travail – est celui de la réduction, au maximum, du coût de la production de l'énergie électrique générée par l'ensemble des centrales interconnectées. Ce problème ne peut être résolu par l'écoulement de puissance mais par l'optimisation de celui-ci et cela n'a pas été étudié ici.

En ce qui concerne la comparaison des deux méthodes NR et SG, on a remarqué, en ce qui concerne NR, que les caractéristiques de convergence sont bonnes, pour des raisons liées à la

petite taille du système électrique considéré. Ceci est aussi expliqué par le caractère quadratique de la convergence, si les valeurs initiales sont bien choisies. La méthode GS présente, par contre, une convergence sensiblement proche de NR, ce qui s'explique par la taille du système. Pour GS, c'est connu, le nombre d'itérations augmente directement à mesure que la taille du système augmente.

L'importance de ce travail est surtout d'avoir fait ressortir la nécessité d'adopter, pour tous les bus du système, une option technique compensant l'énergie réactive au niveau de chacun. L'une des premières options qui nous vient à l'esprit passe nécessairement par l'utilisation de condensateurs shunt statiques qui peuvent être montés au voisinage des bus à déficit d'énergie réactive. Ces derniers fourniront ainsi une puissance réactive inférieure à celle demandée.

La seconde option propose l'installation de condensateurs statiques shunt pour fournir plus d'énergie réactive que celle demandée au niveau du bus. Une troisième option consisterait à installer des compensateurs réglables inductifs et/ou capacitifs ; par exemple, des transformateurs à gradins..

En pratique, il existe des moyens plus économiques et plus simples dont l'effet est connu sous l'expression « surexcitation des alternateurs synchrones existants au sein du système de production ». D'autres moyens sont probablement mis en pratique mais ils n'ont pas fait l'objet de cette partie. En tous les cas, le choix de ces systèmes de génération peut être diligenté de manière à réaliser, pour les bus des centrales les plus proches, des points de demande en énergie réactive.

Disons, ici, que l'option adéquate dépend du problème à l'origine de l'instabilité et de l'objectif à atteindre. Dans le cas, par exemple, où les chutes de tension ne sont pas à la source de l'instabilité, mais où l'opérateur cherche à réduire les pertes actives, pour des raisons économiques, la première option peut être une solution adéquate. L'injection d'une énergie réactive en chaque bus permettra de constater si vraiment l'instabilité est liée à la défaillance du réseau et que ce dernier ne peut pas répondre à la consommation d'énergie réactive. Dans le cas où seule la tenue de toutes les tensions dans des limites étroites est importante, on choisira entre la seconde ou la troisième option.

Notons enfin qu'en d'autres cas, la surexcitation des alternateurs synchrones existants peut solutionner le problème de l'instabilité du réseau.

L'expression du réglage du plan de tension, assuré par des compensateurs de puissance réactive placés en différents points du réseau, a été donnée sous forme du modèle mathématique de la chute de tension. Le diagramme des différents dispositifs FACTS les a ordonnés en fonction de la vitesse de leur réponse, de la tension et de leurs coûts, sans oublier les problèmes

spécifiques liés à leur type de technologie. On en a conclu que l'option optimale réside dans la technologie du STATCOM (voir diagramme des dispositifs FACTS, tableaux 5.8 et 5.9).

La simulation du STATCOM sous Matlab en utilisant la méthode NR, a permis d'analyser quatre options de positionnement aux bus du réseau électrique. L'étude de ces quatre cas visait à déterminer le meilleur profil de la tension, correspondant aussi aux valeurs minimales de pertes dans les lignes. On y a prouvé que le STATCOM est réellement une bonne solution, pour le réseau étudié, car il répond à la problématique des variations de charge et de fréquence. L'option optimale retenue est l'option 1. Le profil de la tension dans tous les bus y a été en effet maintenu à 1 pu (voir le tableau 10 de l'option 1). En outre, les pertes y sont minimales. Par exemple, les pertes actives et réactives mesurées par la méthode NR sans STATCOM, sont supérieures à celles relevées lorsque le STATCOM est présent au bus 5, passant de 1.0032 pu à 1 pu, après l'insertion du STATCOM (tableau 10 de l'option 1). L'objectif de proposer un dispositif FACTS capable d'améliorer la qualité de la tension au niveau des bus du réseau étudié est ainsi atteint par l'option 1.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le travail ci-présent participe à la recherche sur les énergies renouvelables et cette thèse est le résultat d'un ensemble de réalisations, en vue d'interconnecter un système photovoltaïque au réseau électrique de Nouakchott. Plus concrètement, les travaux présentés concernent la modélisation, l'optimisation et la simulation d'une chaîne de conversion solaire connectée à un réseau 33 kV bouclé. Le cheminement choisi requérait maîtrise et implication des composantes suivantes :

- Un travail bibliographique pour faire valoir le domaine étudié et la recherche des données, tant au niveau de la centrale solaire qu'à celui des types de logiciels de simulation ;
- Des modèles mathématiques pour chaque composante de la chaîne de conversion photovoltaïque raccordée au réseau électrique. On a décrit la procédure du choix des modèles électriques et mathématiques les plus appropriés, pour étudier la centrale solaire connectée au réseau de Nouakchott et le réseau lui-même. La modélisation s'est particulièrement penchée sur les panneaux photovoltaïques, le convertisseur et le transformateur d'injection dans le réseau dont on a aussi modélisé les différentes composantes ;
- Une étude des onduleurs et des transformateurs, à travers des modèles mathématiques complexes visant au rendement de ceux-là, en intégrant leur principe de fonctionnement (en particulier, les diverses pertes de puissance en cette partie de la chaîne de conversion) ;
- Une étude théorique et une étude de simulation de la centrale solaire. L'extraction des paramètres de ses panneaux photovoltaïques, en utilisant une méthode itérative basée sur la Méthode de Newton Raphson (MNR), a d'abord permis de démontrer et valider la faisabilité de ladite méthode. C'est avec son appui qu'on a pu optimaliser le système photovoltaïque, par la méthode de perturbation et observation (P&O), à la recherche de point de puissance maximale. Il est également important de noter que ce travail visait à repérer le type de panneaux solaires le mieux adapté à la zone du littoral. On a réalisé, à cette fin, une étude comparative des panneaux monocristallins, polycristallins et amorphes, dans les conditions météorologiques de la Mauritanie ;

- Une étude du réseau, suite au raccordement de la centrale solaire au réseau électrique de Nouakchott. Les méthodes retenues pour cette étude sont celle de NR et GS. Grâce à elles, on a déterminé, de manières différentes, les puissances actives et réactives, les indices de performance, et la tension au niveau de chaque bus, partie importante de l'analyse. Pour arriver aux résultats recherchés, on a d'abord calculé les indices de performances sur la base des analyses de flux de, à l'aide de NR et de GS sous Matlab. Il faut aussi rappeler que les bus, avec une importance particulière au bus 1 (bus de la centrale solaire), sont des bus de type P et Q. Cela signifie qu'il serait déterminé $(n-1)$ tensions complexes pour (n) bus complexes. La programmation a été conduite de façon à la faciliter, par rapport à l'ordre aléatoire. Plusieurs options ont été étudiées : la première à travers l'installation des condensateurs statiques shunt, pour fournir plus d'énergie réactive que celle qui demandée au niveau du bus ; la seconde liée à l'installation de compensateurs réglables inductifs et/ou capacitifs, (par exemple des transformateurs à gradins). Il a été noté qu'on peut rencontrer, en pratique, des moyens plus économiques et plus simples, connues sous l'appellation « surexcitation des alternateurs synchrones existants au sein du système de production ».

Un autre objectif a été atteint dans ce travail, en prouvant que les dispositifs FACTS sont les meilleurs pour améliorer la qualité de la tension, au niveau des bus de la centrale solaire, et plus généralement, de tout bus ayant à subir des variations de tension.

C'est à plusieurs niveaux que se situent les contributions concrètes de ce travail de recherche. En plus des propositions de circuits électriques, modèles mathématiques et autres simulations sur ordinateur, plusieurs mises en œuvre pratique ont été conduites : l'étude et l'analyse de la chaîne de conversion solaire, celles de la production de la centrale solaire et le problème de la répartition des charges, importante pour l'optimisation des systèmes électriques à partir des données définies par un système existant (système énergétique de Nouakchott, en l'occurrence).

Bibliographie

- [1]. Ibrahim Hussein. (2010). *Étude et conception d'un générateur hybride d'électricité de type éolien-diesel avec élément de stockage d'air comprimé*. Thèse de doctorat, Université du Québec à Chicoutimi.
- [2]. Secteur d'électricité en Mauritanie, Ministère du Pétrole de l'Energie et des Mines
- [3]. LE CONCEPT DE CENTRALE HYBRIDE GAGNE DU TERRAIN DANS LE MONDE <https://lenergeek.com/2018/02/08/centrale-hybride-developpement-cameroun-monde/> (19 /02 /2017)
- [4]. Bernard Tissot, Quel avenir pour les combustibles fossiles Bernard Tissot http://sfp.in2p3.fr/Debat/debat_energie/E2PHY/tissot.pdf 04/05 /2017).
- [5]. Opez, Miguel. (2008). CONTRIBUTION A L'OPTIMISATION D'UN SYSTEME DE CONVERSION EOLIEN POUR UNE UNITE DE PRODUCTION ISOLEE.
- [6]. Baghdaai Fazia, " Modélisation et Simulation des Performances d'une installation hybride de conversion d'énergies renouvelables", Mémoire de Magister de l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2011.
- [7]. R. Cardenas, R. Pena, G. Asher, I Clare, "Control strategies for enhanced power smoothing in wind energy systems using a flywheel driven by a vector-controlled induction machine", IEEE Transactions on industry electronics, Volume 48,Page(s) : 625-635, 2001.
- [8]. Association canadienne de l'énergie éolienne", <http://www.smallwindenergy.ca> (04/06 /2017).
- [9]. J. T. Bialasiewicz, E. Muljadi, S. Drouilhet, G. Nix "Modular Simulation of a Hybrid Power System with Diesel and Wind Turbine Generation" Windpower, Bakersfield, CA April 27-May 1, 1998.
- [10]. Mauritanie, Ministère du Pétrole de l'Energie et des Mines Note sur le secteur d'électricité-2015.
- [11]. BELGHITRI, HOUDA (2010), MODELISATION, SIMULATION ET OPTIMISATION D'UN SYSTEME HYBRIDE EOLIEN-PHOTOVOLTAIQUE, thèse.
- [12]. Ahmed, Idda & Slimani, Mohamed El Amine & Bentouba, Said & Youcef, Hammaoui. (2017). Différentes Configurations du Système PV pour l'Alimentation Sans Interruption (ASI): Application au Relais GSM. Journal of Advanced Research in Science and Technology. 4. 574-582.
- [13]. M NASSER - 2011, Le contexte de la petite hydroélectricité en Europe et en France, Thèse de doctorat présentée en décembre 2008, Université de Lille
- [14]. R. W. Wies et A. N. Agrawal, "Integration of Wind-Turbine Generators (WTGs) into Hybrid Distributed Generation Systems in Extreme Northern Climates, " Proceedings of the 2003 International Yukon Wind Energy Conference: Cold Climate Opportunities, 2003.
- [15]. Mauritanie, Ministère du Pétrole de l'Energie et des Mines Note sur le secteur d'électricité-2015.
- [16]. <https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89olienne>. (03/02/2018).
- [17]. Source MPEM, Plan directeur de production et transport, 2012
- [18]. BRIHMAT Fouzia, « Etude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale Hybride PV/Eolien », thèse déc. magister, Université Mouloud Mammeri de Tizi- Ouzou, Electrotechnique, 2011.
- [19]. ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE ET SON STOCKAGE ASPROM-Paris,24-25 novembre 2010 <http://www.asprom.com/photo/Duval.pdf> (10/04 /2018).
- [20]. Grégoire Léna (IED), « Mini-réseaux hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale », rapport AEI-PVPS T9-13:2013 CLUB-ER, no, pp12-13 , Juillet 2013.
- [21]. Projet de centrales hybrides sur le littoral, Apaus Mauritanie.
- [22]. Catalogue général 2016 - Energie Mobile, www.energiemobile.com.
- [23]. Aleo Solar | S79 HE 295-305W | Fiche Technique Panneau Solaire.
- [24]. Catalogue général, Onduleur photovoltaïque 150 kW Satcon PowerGate Plus, www.satcon.com. (22/04 /2018).
- [25]. Batterie 2V OPZV A600 SONNENSCHEIN, www.batterie-solaire.com (02 /05 /2018).

- [26]. Catalogue général, Régulateur solaire MORNINGSTAR TRISTAR 60A 12V 24V 48V, www.solaris-store.com (06/05 /2018).
- [27]. Auer, Gottfried. (2015). Photovoltaic Solar Energy Conversion. Book.
- [28]. Goetzberger, A. & Hoffmann, V.U.. (2005). Photovoltaic Solar Energy Generation. Fraunhofer ISE.
- [29]. Ayad, M. Y. et al., "Voltage regulated hybrid DC power source using supercapacitors as energy storage device", Elsevier, energy Conversion and Management, vol.
- [30]. H. S. Kim, N. Okada and K. takigawa "Advanced grid-connected system with functions to suppress disturbance by PV output variation and customer load change" Solar Energy Materials and Solar cells 67 (2001) pp: 560-569.
- [31]. Bettina Culver "Grid-connected photovoltaic plants in Vienna" Renewable Energy, Vol. 7, No. 2, (1996) pp: 153-163.
- [32]. M. Ohnishi and A. Takeoka "Advanced photovoltaic Technologies and Residential Applications" Renewable Energy, Vol. 6, No. 3 (1995) pp: 275-282.
- [33]. Yahfdhou, A. Mahmoud, I. Youm, Modeling and optimization of photovoltaic generator with Matlab/Simulink, International Journal of I Tech and E Engineering 3(4), pp. 108-111, 2013.
- [34]. Yahfdhou, Menou, M.M., Yahya, A.M., Eida, Ne.D., Mahmoud, A.K. and Youm, I. (2016) Valuation and Determination of Seven and Five Parameters of Photovoltaic Generator by Iterative Method. Smart Grid and Renewable Energy, 7, 247-260. <http://dx.doi.org/10.4236/sgre.2016.79019>
- [35]. M. M. Menou, A. Yahfdhou, A. K. Mahmoud, I. Youm, " Comparison between the different numerical models and determination of parameters characteristics of photovoltaic module of LRAER «, IPASJ INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING (IJEE), Volume 5, Issue 6, June 2017, pp. 026-042, ISSN 2321-600X.
- [36]. MM Menou, A. Yahfdhou, AK Mahmoud, AM Yahya, et I. Youm « Numerical modeling and determination of parameters characteristic of a photovoltaic module LRAER (FST Nouakchott).» International Journal of Sciences physiques 11, non. 24 (2016): 326-335. DOI: [10.5897 / IJPS2016.4551](http://dx.doi.org/10.5897/IJPS2016.4551)
- [37]. M. M. Mahmoud, A. Yahfdhou, O.H. Lemrabott, Chighali Ehssein, Abdel Kader. Mahmoud, I. Youm, " Photovoltaic Pumping System for Application to Sites in Mauritania " International Journal of Innovative Technology and Exploring Engineering (IJITEE) ISSN: 2278-3075, Volume-6 Issue-5, October 2016
- [38]. Ethman, M. Maaroufi, A.K. Mahmoud, A. Yahfdhou, and I. YOUNM, " Load Flow Study and Reactive Power Optimization in Nouakchott Power Grid «, IPASJ INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING (IJEE), Volume 5, Issue 6, June 2017, pp. 009-025.
- [39]. B. Ramdhane, D. Ndiaye, M. M. Menou, A. K. Mahmoud, A. M. Yahya, and A. Yahfdhou, "Optimization of electrical production of a hybrid system (solar, diesel and storage) pilot using HOMER in Biret, Southern Coast of Mauritania." International Journal of Physical Sciences 12, no. 18 (2017): 211-223. DOI:[10.5897/IJPS2017.4632](http://dx.doi.org/10.5897/IJPS2017.4632)
- [40]. M. Yahya, I. Youm, A. Kader, Behavior and performance of a photovoltaic generator in real time, International Journal of the Physical Science 6(18), pp. 4361-4367, 2011.
- [41]. Askarzadeh, A. Razazadeh, "Extraction of maximum power point in solar cells using bird mating optimizer-based parameters identification approach", Solar Energy 90, pp. 123-133, 2013.
- [42]. R.Khazzar, M.Zereg 'Comparaison entre les différents modèles électriques et détermination des paramètres de la caractéristique I-V d'un module photovoltaïque', Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°3 (2010) 379 – 388.

- [43]. King D. L., Kratochvil J. A. and Boyson W. E: 'Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurement methods, difficulties, and results'; 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, California, 1997.
- [44]. King D. L., Kratochvil J. A., Boyson W. E., and Bower W. I: 'Field experience with a new performance characterization procedure for photovoltaic arrays'; 2nd World conference on photovoltaic solar energy conversion, Vienna, Austria, 1998.
- [45]. Dumbs C : 'Développement d'outils pour l'analyse des systèmes hybrides photovoltaïques diesel' : Ecole des Mines de Paris, 1999.
- [46]. D.L. King, J.A. Kratochvil, W.E. Boyson, and W.I. Bower, Sandia National Laboratories. 'Field experience with a new performance characterization procedure for photovoltaic arrays'
- [47]. Olivier Gergaud, Bernard Multon, Hamid Ben Ahmed. Analysis and Experimental Validation of Various Photovoltaic System Models. ELECTRIMACS, Aug 2002, MONTREAL, Canada.6p., 2002.
- [48]. Townsend T. U: 'A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, 1989.
- [49]. D. Bonkoungou, Z. Koalaga, D. Njomo, Modeling and simulation of photovoltaic module considerin single-diode equivalent circuit model in Matlab, International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering 3(3), pp. 493-502, 2013.
- [50]. Basim Alsayid Modeling and Simulation of Photovoltaic Cell/Module/Array with Two-Diode Model International Journal of Computer Technology and Electronics Engineering (IJCTEE) Volume 1, Issue 3, June 2012
- [51]. M. R. Alrashidi, M. F. Alhajri, K.M. El-naggar, A. K. Al-othman, A new estimation approach for determining the I-V characteristics of solar cells, Solar Energy 85, pp. 1543-1550, 2011.
- [52]. Zadeh and A. Rezazadeh, Artificial bee swarm optimization algorithm for parameters identifications of solar cell modules, Applied Energy 102, 943-949, 2013/
- [53]. K. Ishaque, Z. Salam, H. Thateri, Simple, fast and accurate two diode model for photovoltaic. modules. Solar Energy Materials & solar Cells 95, 586-594, 2011.
- [54]. Belhadj R, Benouaz, Cheknane A et Bekkouche SMA Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°2 (2010) 257 – 264_257 ; Estimation de la puissance maximale produite par un générateur photovoltaïque.
- [55]. Chenni R, Makhlof M, Kerbache T and Bouzid A, 'A Detailed Modelling Method for Photovoltaic Cells', Energy, Vol. 32, N°9, pp. 1724 – 1730, 2007.
- [56]. EL Ouariachi M, Mrabti T, Tidhaf B, Kassmi K (2009b). "Regulation of the electric power provided by the panels of the photovoltaic systems", Int. J. Phys. Sci., 4 (5): 294-309.
- [57]. Vilalva MG, Gazoli JR, and Filho ER, —Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol.24, No. 5, pp. 1198-1208, May 2009.
- [58]. Zhou W, Yang H, Fang Z (2007). "A novel model for photovoltaic array performance prediction". Appl. Ener., 84 : 1187-1198.
- [59]. Jagpreet Singh 'Comparison of Newton-Raphson and Gauss-Seidel Load Flow Solution Techniques in Distributed Transmission and Generation Electricity Networks'. Electrical Engg, Punjab.
- [60]. Arshdeep Kaur Kailay 'Identification of Best Load Flow Calculation Method for IEEE-30 BUS System Using MATLAB'. Department of Electrical Engineering. Guru Nanak Dev Engineering College, Ludhiana, India.
- [61]. P. S. Bhowmik. 'Power Perturbation Method for Power Flow Analysis '. Department of Electrical Engineering, National Institute of Technology, Durgapur, West Bengal, India.

- [62]. Dharanmit . ‘Load Flow Analysis on IEEE 30 bus System’. Department of Electrical Engineering, BIT Sindri, Dhanbad, Jharkhand, India, 828123.
- [63]. Lau, Mark A . and Kuruganty , Sastry (2008)’ Spreadsheets Implementations for Solving Power-Flow Problems’, Spreadsheets in Education (eJSIE): V ol. 3: Iss. 1, Article 3. Available at: <http://epublications.bond.edu.au/ejsie/vol3/iss1/3>. (21/06 /2018).
- [64]. S. Houndedako , Tometin D. DAÏ , A Vianou. ‘Méthode optimale de calcul des courants de court-circuit dans un réseau de distribution électrique ‘. Laboratoire d’Electrotechnique, de Télécommunication et d’Informatique Appliquée (LETIA) Ecole Polytechnique d’Abomey-Calavi, Université d’Abomey-Calavi, Cotonou, Bénin.
- [65]. Oguefui U. C. and Madueme T. C . ‘A Power Flow Analysis of the Nigerian 330 KV Electric Power System’. Department of Electrical Engineering University of Nigeria, Nsukka .
- [66]. R.Khazzar, M.Zereg ‘Comparaison entre les différents modèles électriques et détermination des paramètres de la caractéristique I-V d’un module photovoltaïque’, Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°3 (2010) 379 – 388
- [67]. King D. L., Kratochvil J. A. and Boyson W. E: 'Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurement methods, difficulties, and results'; 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, California, 1997.
- [68]. King D. L., Kratochvil J. A., Boyson W. E., and Bower W. I: 'Field experience with a new performance characterization procedure for photovoltaic arrays'; 2nd World conference on photovoltaic solar energy conversion, Vienna, Austria, 1998.
- [69]. Dumbs C : 'Développement d'outils pour l'analyse des systèmes hybrides photovoltaïques diesel' : Ecole des Mines de Paris, 1999
- [70]. D.L. King, J.A. Kratochvil, W.E. Boyson, and W.I. Bower, Sandia National Laboratories. 'Field experience with a new performance characterization procedurefor photovoltaic arrays'
- [71]. Olivier Gergaud, Bernard Multon, Hamid Ben Ahmed. Analysis and Experimental Validation of Various Photovoltaic System Models. ELECTRIMACS, Aug 2002, MONTREAL, Canada.6p., 2002.
- [72]. Townsend T. U: 'A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison,1989.
- [73]. A. Yahdhou, A. Mahmoud, I. Youm, Modeling and optimization of photovoltaic generator withMatlab/Simulink, International Journal of I Tech and E Engineering 3(4), pp. 108-111, 2013.
- [74]. M. Yahya, I. Youm, A. Kader, Behavior and performance of a photovoltaic generator in real time, International Journal of the Physical Science 6(18), pp. 4361-4367, 2011.
- [75]. D. Bonkoungou, Z. Koalaga, D. Njomo, Modeling and simulation of photovoltaic module considerin single-diode equivalent circuit model in Matlab, International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering 3(3), pp. 493-502, 2013.
- [76]. BasimAlsayidModeling and Simulation of Photovoltaic Cell/Module/Array with Two-Diode Model International Journal of Computer Technology and Electronics Engineering (IJCTEE) Volume 1, Issue 3, June 2012
- [77]. M. R. Alrashidi, M. F. Alhajri, K.M. El-naggar, A. K. Al-othman, A new estimation approach for determining the I-V characteristics of solar cells, Solar Energy 85, pp. 1543-1550, 2011.
- [78]. Zadeh and A. Rezazadeh, Artificial bee swarm optimization algorithm for parameters identifications of solar cell modules, Applied Energy 102, 943-949, 2013/
- [79]. K. Ishaque, Z. Salam, H. Thateri, Simple, fast and accurate two diode model for photovoltaic. modules. Solar Energy Materials & solar Cells 95, 586-594, 2011.
- [80]. Belhadj R, Benouaz, Cheknane A et Bekkouche SMA Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°2 (2010) 257 – 264_257 ; Estimation de la puissance maximale produite par un générateur photovoltaïque.
- [81]. ChenniR,Makhlof M, Kerbache T and Bouzid A, ‘A Detailed Modelling Method for Photovoltaic Cells’, Energy, Vol. 32, N°9, pp. 1724 – 1730, 2007.
- [82]. EL Ouariachi M, Mrabti T, Tidhaf B, Kassmi K (2009b). “Regulation of the electric power provided by the panels of the photovoltaic systems”, Int. J. Phys. Sci., 4 (5): 294-309.

- [83]. Vilalva MG, Gazoli JR, and Filho ER, —Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol.24, No. 5, pp. 1198-1208, May 2009.
- [84]. Zhou W, Yang H, Fang Z (2007). “A novel model for photovoltaic array performance prediction”. *Appl. Ener.*, 84 : 1187-1198.
- [85]. Menou M, Yahevdhou A, Mahmoud AK, Yahya A, Iyoum I, numerical modeling and determination of parameters characteristic of a photovoltaic module LRAER, *International journal of physical sciences*, 2016.
- [86]. Yettou, Fatiha & Ali, Malek & Haddadi, Mourad & Gama, Amor. (2009). Etude comparative de deux modèles de calcul du rayonnement solaire par ciel clair en Algérie. *Revue des Energies Renouvelables CDER*. 12.
- [87]. Zheng, Caidan & Wu, Peihao & Costanzo, Vincenzo & Wang, Yuchen & Yang, Xiaokun. (2017). Establishment and Verification of Solar Radiation Calculation Model of Glass Daylighting Roof in Hot Summer and Warm Winter Zone in China. *Procedia Engineering*. 205. 2903-2909. 10.1016/j.proeng.2017.10.089.
- [88]. Askarzadeh, A. Razazadeh, Extraction of maximum power point in solar cells using bird mating optimizer-based parameters identification approach, *Solar Energy* 90, pp. 123-133, 2013.
- [89]. M. R. Alrashidi, M. F. Alhajri, K.M. El-naggar, A. K. Al-othman, A new estimation approach for determining the I-V characteristics of solar cells, *Solar Energy* 85, pp. 1543-1550, 2011.
- [90]. M. Seifi, A. B. Chesoh, N. I. Abdwahab, M.KB. Hasan, A comparative study of PV models in Matlab/Simulink, *Word Academy of Science, Engineering and Technology* 74, pp. 108-113, 2013.
- [91]. A. N. Celik, N. Acikgoz, Modeling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four and five parameter models, *Applied Energy* 84, 1-5, 2007.
- [92]. A. A. Zadeh and A. Rezazadeh, Artificial bee swarm optimization algorithm for parameters identifications of solar cell modules, *Applied Energy* 102, 943-949, 2013/
- [93]. L. Sandrolini, M. Artioli, U. Reggiani, Numerical method for extraction of photovoltaic modules double-diode model parameters through cluster analysis, *Applied Energy* 87, 442-451, 2010.
- [94]. F. Dakichi, B. Ouakarfi, A. Fakkari, N. Belbounaguia, Parameters identification of solar cell model using Levenberg-Marquardt algorithm combined with simulated annealing, *Solar energy* 110, 781-788, 2014.
- [95]. D. Bonkoungou, Z. Koalaga, D. Njomo, Modeling and simulation of photovoltaic module considering single-diode equivalent circuit model in Matlab, *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering* 3(3), pp. 493-502, 2013.
- [96]. A.Yahfdhou, A.Mahmoud, I.Youm, Modeling and optimization of photovoltaic generator with Matlab/Simulink, *International Journal of I Tech and E Engineering* 3(4), pp. 108-111, 2013.
- [97]. M. Yahya, I. Youm, A. Kader, Behavior and performance of a photovoltaic generator in real time, *International Journal of the Physical Science* 6(18), pp. 4361-4367, 2011.
- [98]. Ishaque K, Salam Z, Syafaruddin. A comprehensive MATLAB Simulink PV system simulator with partial shading capability based on two-diode model. *Sol Energy* 2011; 85:2217–27.
- [99]. K. Ishaque, Z. Salam, H. Thateri, Simple, fast and accurate two diode model for photovoltaic modules. *Solar Energy Materials & solar Cells* 95, 586-594, 2011.
- [100]. D. Bonkoungou, Z. Koalaga, D. Njomo, Modeling and simulation of photovoltaic module considering single-diode equivalent circuit model in Matlab. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering* 3(3), pp. 493-502, 2013.
- [101]. Salas, E. Olias, A. Barrado, A. Lazaro, “Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems”, *Solar Energy Material & solar cells* 90, pp.1555-1578, 2006.
- [102]. T. Papaioannou, A. Purvins, “Mathematical and graphical approach for maximum power point modeling”, *Applied Energy* 91, pp. 59-66, 2012.

- [103]. B. Amrouche, A. Guessoum, M. Belhamel, "A simple behavioral model for solar module electric characteristics based on the first order system step response for MPPT study and comparison" *Applied Energy* 91, pp. 395-404, 2012.
- [104]. N. Femia, G. petrone, G. Spagnulo, M. Vitelli, "Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method", *IEEE Transactions on power Electronics* 20, pp. 963-973, 2005.
- [105]. S.Lal, R.Dhtash, S.Sinha, "Analysis different MPPT technique for photovoltaic system, *International Journal of Engineering and Innovative Technology* 06, pp. 1-3, 2012
- [106]. Yadav, S. Thirumaliah, G. Haritha, "Comparison of MPPT algorithms for dc-dc converters-based PV systems", *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, PP. 18-23, 2012.
- [107]. Yahfduou, A., Menou, M., Yahya, A., Eida, N., Mahmoud, A. and Youm, I. (2016) Valuation and Determination of Seven and Five Parameters of Photovoltaic Generator by Iterative Method. *Smart Grid and Renewable Energy*, 7, 247-260. doi: [10.4236/sgre.2016.79019](https://doi.org/10.4236/sgre.2016.79019).
- [108]. Rohitsaini, & Saini, Sumit & Saini, Manoj & Rani, Sheetal. (2018). COMPARATIVE STUDY OF VARIOUS MPPT TECHNIQUES.
- [109]. N. Femia, G. Petrone, G. Spagnulo and M. Vitelli, "A Technique for Improving P&O MPPT Performances of Double-Stage Grid-Connected Photovoltaic Systems," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 11, pp. 4473-4482, Nov. 2009. doi: [10.1109/TIE.2009.2029589](https://doi.org/10.1109/TIE.2009.2029589)
- [110]. J. Biela, M. Schweizer, S. Waffler and J. W. Kolar, "SiC versus Si—Evaluation of Potentials for Performance Improvement of Inverter and DC–DC Converter Systems by SiC Power Semiconductors," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 7, pp. 2872-2882, July 2011. doi: [10.1109/TIE.2010.207289](https://doi.org/10.1109/TIE.2010.207289)
- [111]. Jagpreet Singh 'Comparison of Newton-Raphson and Gauss-Seidel Load Flow Solution Techniques in Distributed Transmission and Generation Electricity Networks'. Electrical Engg Department BBSBEC Fatehgarh Sahib, Punjab.
- [112]. Arshdeep Kaur Kailay 'Identification of Best Load Flow Calculation Method for IEEE-30 BUS System Using MATLAB'. Department of Electrical Engineering .Guru Nanak Dev Engineering College, Ludhiana, India.
- [113]. P. S. Bhowmik. 'Power Perturbation Method for Power Flow Analysis'. Department of Electrical Engineering, National Institute of Technology, Durgapur, West Bengal, India. Emails: psbhowmik@gmail.com,
- [114]. Dharamjit . 'Load Flow Analysis on IEEE 30 bus System'. Department of Electrical Engineering, BIT Sindri, Dhanbad, Jharkhand, India, 828123.
- [115]. Lau, Mark A . and Kuruganty , Sastry (2008) Spreadsheet Implementations for Solving Power-Flow Problems, Spreadsheets in Education (eJSiE): V ol. 3: Iss. 1, Article 3. Available at: <http://epublications.bond.edu.au/ejsie/vol3/iss1/3>.
- [116]. S. HOUNDEDAKO , Tometin D. DAÏ , A VIANOU. 'Méthode optimale de calcul des courants de court-circuit dans un réseau de distribution électrique '. Laboratoire d'Electrotechnique, de Télécommunication et d'Informatique Appliquée (LETIA).
- [117]. Dr. H. V. Ramakrishna and Hafiz Kashif Khaleel. 'Effect of Acceleration Factor in Gauss Seidel Method On load Flow Studies '.Dean, Department of Computer Science and Engineering and Information Technology, DRMGR Educational and Research Institute University, Adayalampattu, Tamilnadu, India.
- [118]. F.Costa. 'Protocole d'identification des sources équivalentes de Mode Commun dans les convertisseurs statiques '
- [119]. A. J. Conejo 'LOAD FLOW '. Univ. Castilla – La Mancha.
- [120]. A. Moussi et A. Saadi "Etude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque" Courrier du Savoir – N°01, Novembre 2001, pp. 73-79.

- [121]. Daniel Guasch Murillo " Modélisation et Analyse des systèmes photovoltaïques ", thèse de doctorat soutenu à l'université polytechnique de Catalunya, Barcelone April 2003.
- [122]. N. Takehara, S. Kurokami "Power control apparatus and method and power generating system using them" Patent US5.654-883.1997.
- [123]. John J. Paserba, Fellow, IEEE, " How FACTS Controllers Benefit AC Transmission Systems ", Mitsubishi Electric Power Products, Inc., Warrendale, Pennsylvania, USA, Gannon University, pp. 1-8.
- [124]. A. Mekkaoui, M. Laouer et M. Younes, " Etude comparative des performances d'un Statcom et d'un SVC sur la stabilité d'un parc éolien connecté au réseau électrique ", Faculté de Technologie, LMMC Université Dr Moulay Tahar, B.P. 138, 20000 Saïda, Algérie, Faculté de Technologie, Université Djillali Liabes, 22000 Sidi Bel Abbes, Algérie (reçu le 12 Janvier 2014 – accepté le 29 Mars 2014) ,pp 1-13.
- [125]. CIRCUTOR, " Solutions pour la compensation d'énergie réactive en Moyenne Tension ", CIRCUTOR, SA - Vial Sant Jordi, s/n ,08232 Vila de cavalls (Barcelona) Espagne, Tel. (+34) 93 745 29 00- Fax: (+34) 93 745 29 14,central@circutor.com
- [126]. Amaranth Sanyal , Archita Ghosh , Raju Basak , Sourish Sanyal, Subhasree ,Chatterjee, Dipayan Biswas, " An Article on Flexible A.C Transmission System "International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET), Volume: 03 Issue: 05 | May-2016,pp 1-6.
- [127]. Brahim Gasbaoui, " Optimisation de l'énergie réactive dans un réseau d'énergie électrique", Université Bechar - Algérie, 2008, pp. 10-17, pp.57-66.
- [128]. Benalia Nadia, "Etude de la stabilité de tension par les systèmes multi –agents (SMA) ", Université Badji Mokhtar-Annaba, Faculté des sciences de l'ingénieur, Département– Electrotechnique,2011,pp. 49-59.
- [129]. Mohamed Boudiaf, "Influence des FACTS sur l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques ", Ecole doctorale de génie électrique, Faculté de génie électrique, Département – Electrotechnique, 2012-2013, pp.1-14, pp.27-29, pp.35-37, pp.45-55.
- [130]. Arshdeep Kaur Kailay, Dr. YS Brar, " FACTS based power system optimization by using Newton Raphson technique", Department of Electrical Engineering, Guru Nanak Dev. Engineering College, Ludhiana, Punjab, India, January 2016, International Journal of Emerging Research in Management & Technology ISSN: 2278-9359 (Volume-5, Issue-1).
- [131]. NOUI Isamu, "Réduction des pertes dans les réseaux électriques par la compensation série TCSC", Université Mohamed Khider Biskra, Faculté des Sciences et de la Technologie, Département de Génie Electrique, Juin 2012, pp. 1-85.
- [132]. Oyedoja, Kayode. Oyeniyi, "Modeling and simulation study of the use of static var compensator (SVC) for voltage control in Nigeria transmission network ", Department of Technical Education, Emmanuel Alayande College of Education, Oyo, Oyo state, Nigeria, International Journal of Engineering and Applied Sciences, Oct. 2014. Vol.5. No. 05
- [133]. I. A. E. Mahmoud, A. Yahfdhou, M. Maaroufi, I. Youm, A. K. Mahmoud and H. Menou, "An Optimized STATCOM for Higher Quality of the Power System," *2018 International Symposium on Advanced Electrical and Communication Technologies (ISAECT)*, Rabat, Morocco, 2018, pp. 1-5. doi: 10.1109/ISAECT.2018.8618814, <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8618814&isnumber=8618674>
- [134]. E. Mahmoud, A. K. Mahmoud, M. Maaroufi and A. Yahfdhou, "Performance of Statcom in a Power Grid," *2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, Rabat, Morocco, 2018, pp. 1-6. doi:10.1109/IRSEC.2018.8703024, <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8703024&isnumber=8702270>

ANNEXE 1 : détermination des paramètres d'un générateur photovoltaïque

A1.1 Modelé a une diode

Cette cellule photovoltaïque est caractérisée par son schéma équivalent (figure 1) qui se compose d'une source de courant électrique qui modélise la conversion du flux lumineux en énergie électrique, une diode modélise la jonction de la cellule. Pour tenir compte des phénomènes physiques au niveau de la cellule, le modèle est complété par deux résistances séries R_s et shunt R_{sh} comme le montre le schéma électrique équivalent. La résistance série est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière. La résistance shunt (résistance de fuites) provient des pertes par recombinaisons dues essentiellement à l'épaisseur ; elle est réduite à la suite de pénétration des impuretés métalliques dans la jonction (surtout si elle est profonde).

Le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque est représenté par la figure (1).

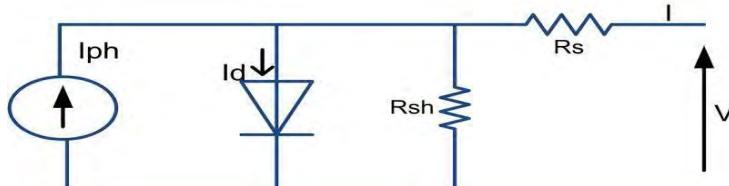


Figure 1: Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire, modèle à une diode.

Ce modèle peut être exprimé par l'équation suivante, dans laquelle I et V sont respectivement le courant et la tension d'une cellule PV [9].

$$I = I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{V+R_s I}{a V_t}} - 1 \right) - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (1)$$

C'est une équation non linéaire à deux inconnues (I et V) et cinq paramètres à déterminer. Ces paramètres sont :

- I_{ph} : Photo-courant, courant équivalent proportionnel à l'ensoleillement reçu par la cellule.
- I_s : Courant de saturation inverse de la diode.
- a : le facteur d'idéalité de diode.
- $V_t = N_s K T / Q$: Tension thermique de la diode. Elle dépend de température de la cellule T et Q sont respectivement le nombre de cellules en série, la constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$) et la charge de l'électron ($1.602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$).
- R_s : Résistance série de la cellule.
- R_{sh} : Résistance shunt de la cellule.

A1.2 Modelé a deux diodes

Nous avons, cette fois deux diodes pour présenter les phénomènes de polarisation de la jonction p-n. Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau. Le schéma du générateur photovoltaïque devient dans ce cas celui de la figure (2) :

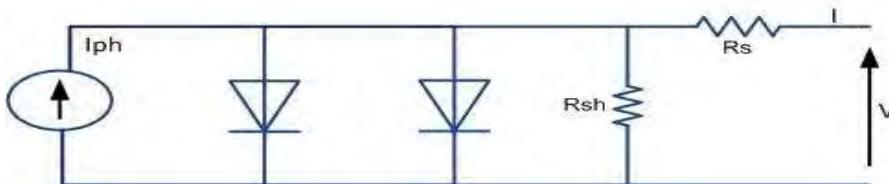


Figure 2: Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire, modèle à deux diodes.

Le caractéristique I-V du modèle à deux diodes est décrise par cette équation :

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[\exp \left(\frac{V+IR_s}{a_1 V_{t1}} \right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp \left(\frac{V+IR_s}{a_2 V_{t2}} \right) - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (2)$$

Avec : I_{s1} et I_{s2} sont les courants de saturations de la première diode et celle du seconde, V_{t1} et V_{t2} sont les tensions thermiques respectivement des diodes, a_1 et a_2 représentent les facteurs d'idéalités des diodes 1 et 2.

A1.3 déterminations des paramètres des deux modèles

a) Paramètres de modelé à une diode :

L'équation 1 est une équation implicite en I et V qui peut être résolue grâce à la méthode de Newton-Raphson ou analytiquement avec des approches, cette équation a cinq paramètres à déterminer sont I_{ph} , I_s , a , R_s et R_{sh} . Le courant IPH d'une cellule photovoltaïque varie en fonction de sa température, l'ensoleillement qu'elle reçoit et le coefficient de température du courant court-circuit. En faisant référence au courant IPH_REF mesuré à la condition

de test standard (GREF = 1000 W/m² et TREF=25oC), le courant IPH pour un ensoleillement et une température donnée peut être calculé par l'expression suivante :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{REF}} [I_{PH,REF} + \alpha(T - T_{REF})] \quad (3)$$

Avec :

- G : Ensoleillement reçu par la cellule photovoltaïque [W/m²].
- α : Coefficient de température du courant court-circuit en [A/oC] ou en [% / oC].
- GREF : Ensoleillement à la Condition de Test Standard [1000W/m²].
- TREF : Température à la Condition de Test Standard [25 oC].
- IPH,REF: Photo courant à la Condition de Test Standard. Il est pratiquement égal au courant de court-circuit à la Condition de Test Standard ICC,REF.

L'expression du courant de saturation inverse est donnée par :

$$I_s = \frac{I_{cc,ref} + \alpha(T - T_{ref})}{\exp[(V_{oc,ref} + \beta(T - T_{ref})/aV_t) - 1]} \quad (4)$$

Tel que $V_{oc,ref}$ le tension de circuit ouvert au condition de teste standard, β est le Coefficient de température en circuit ouvert et $I_{cc,ref}$ est le courant de court-circuit au condition de teste standard. Les constantes α et β sont fournies par le fabricant de la cellule photovoltaïque.

Les résistances série et parallèle sont initialisés par les équations suivantes

$$R_{s0} = - \left(\frac{dV}{dI} \right)_{V=V_{OC}} \quad (5)$$

$$R_{sh0} = - \left(\frac{dV}{dI} \right)_{I=I_{CC}} \quad (6)$$

b) Paramètres de modelé PV a deux diodes :

Ce modèle est modélisé mathématiquement par l'équation (2) qui c'exprime en fonction de sept paramètres inconnus. Dans ce travail on considère que les deux courant de saturation sont égaux pour faciliter le calcul de courant. Donc on peut écrire :

$$I_{s1} = I_{s2} = I_s = \frac{I_{ph,ref} + \alpha(T - T_{ref})}{\exp[(V_{oc,ref} + \beta(T - T_{ref})/(a_1 + a_2)/p)V_t] - 1} \quad (7)$$

Cette approche est introduite par [12] en posant $(a_1 + a_2)/p = 1$. La résistance shunt peut exprimer par cette relation :

$$R_{sh} = \frac{V_m + I_m R_s}{\left\{ I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{V_m + I_m R_s}{V_t} \right) + \left(\frac{V_m + I_m R_s}{(p-1)V_t} - 2 \right) \frac{P_{max}}{V_m} \right] \right\}} \quad (8)$$

V_m et I_m la tension et le courant aux point de puissance maximale du module, P_{max} est la puissance maximale délivré par le module, ces données généralement sont fournies par le constructeur voir (table 1). La valeur initiale de la résistance shunt est peut exprimer par cette formule :

$$R_{sh0} = \left(\frac{V_m}{I_{cc} - I_m} \right) - \left(\frac{V_{oc} - V_m}{I_m} \right) \quad (9)$$

Dans ce cas on peut choisir la valeur initiale de la résistance série égale à zéro en suite incrémenter leur valeur.

ANNEXE 2 : Données du réseau électrique et modélisations

Détermination des tensions au niveau des bus

D'abord posons le système d'équations pour déterminer les tensions au niveau des bus

L'équation du courant du bus sous forme :

$$I_{Bus} = Y_{Bus} V_{Bus} \quad (1)$$

Avec :

- I_{Bus} est le vecteur du courant injecté dans le bus,
- Y_{Bus} est l'admittance du bus et V_{Bus} est le vecteur de tension au bus.

Soit le courant injecté au niveau des bus i est:

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad i = 1, 2, \dots, n \text{ et } i \neq s \quad (2)$$

D'où P_i , Q_i sont les puissances active et réactive au bus

n : est le nombre de bus dans le réseau.

s : est le bus de référence

Il est choisi la terre comme bus de référence. Alors on écrit les $(n-1)$ équations simultanées sous forme :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} (I_i - \sum_{k=1, k \neq i}^n Y_{ik} V_k) \quad i = 1, 2, \dots, n \text{ et } i \neq s \quad (3)$$

Les équations (1) et (3) donnent l'équation suivante :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{k=1, k \neq i}^n Y_{ik} V_k \right) \quad i = 1, 2, \dots, n \text{ et } i \neq s \quad (4)$$

La puissance au bus est :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (5)$$

Nous obtiendrons :

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \quad (6)$$

En coordonnées polaires (6) peut s'écrire

$$V_i = |V_i| e^{\delta i}$$

$$Y_{ik} = |Y_{ik}| e^{j\delta_{ik}}$$

(7)

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| e^{j[\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}]} \quad i = 1, \dots, n \quad (25)$$

Alors, en développant l'expression (7), on obtient les expressions fondamentales des puissances active et réactive en chaque bus d'indice i sous la forme suivante :

$$P_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_i + \delta_{ik})$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \sin(\delta_k - \delta_i + \delta_{ik}) \quad (8)$$

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{k=1, k \neq i}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_i + \delta_{ik})$$

$$Q_i = |V_i|^2 B_{ii} + \sum_{k=1, k \neq i}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \sin(\delta_k - \delta_i + \delta_{ik})$$

Avec G_{ii} est la conductance du bus i , B_{ii} est la susceptance du bus i .

Étant donné que la tension aux bus doit être maintenue dans une certaine limite réglementaire spécifiée, la limite de contrainte liée à la tension au bus i est alors définie par l'équation suivante

$$V_{i(\min)} \leq V_i \leq V_{i(\max)}$$

D'où $V_{i(\min)}$ et $V_{i(\max)}$ sont les valeurs minimum et maximum des tensions du bus i .

Si nous considérons que P_i et Q_i donnent une mesure de la puissance active et réactive nette au bus i , alors ils peuvent être exprimés de manière équivalente par les équations (9) et (10). Les puissances active P_i et réactive Q_i du bus i peuvent être aussi exprimées de la manière suivante :

$$P_i = P_{gi} - P_{li} \quad (9)$$

$$Q_i = Q_{gi} - Q_{li} \quad (10)$$

D'où P_{gi} est la puissance active générée du bus i , P_{li} est la puissance demandée du bus i . Q_{gi} est la puissance réactive générée du bus i , Q_{li} est la puissance réactive demandée du bus i

La contrainte de la puissance réactive du bus i est donnée par l'équation suivante:

$$Q_{gi(\min)} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi(\max)} \quad (11)$$

Avec $Q_{gi(\min)}$ et $Q_{gi(\max)}$ sont les minimum et maximum les valeurs de la puissance réactive générée du bus i .

Si la contrainte définie par l'équation (11) n'est pas satisfaite, Q_{gi} ne se situe pas dans la limite, elle doit être réglée sa limite appropriée. Q_{gi} est réglé à $Q_{gi}(\max)$ si Q_{gi} est supérieur à $Q_{gi}(\max)$ et elle est réglé à $Q_{gi}(\min)$ si Q_{gi} est inférieur $Q_{gi}(\max)$ et la contrainte que la tension au bus i est fixée doit être relâchée [8]. En considérant une situation supplémentaire lorsque STATCOM est connecté en dérivation au bus i et il est traité comme source Var, les équations (13) et (14) peuvent être modifiées en tant qu'équations (12) et (13) respectivement :

$$P_i = P_{gi} + P_{STCi} - P_{li} \quad (12)$$

$$Q_i = Q_{gi} - Q_{STCi} - Q_{li} \quad (13)$$

Avec P_{STCi} est la puissance active du Statcom du bu i , Q_{STCi} est la puissance réactive du Statcom du bu i .

Les équations (12) et (13) représentent le cas où le STATCOM injecte Var dans le système au bus i ,et pour l'absorption des Var, les signes de P_{STCi} et Q_{STCi} deviennent inversés.

En raison de la non-linéarité des équations algébriques (10) et (11) décrivant le flux de puissance, leur solution est habituellement basée sur une technique itérative. Par conséquent, la méthode de solution adoptée dans ce travail pour les équations de flux de puissance (10) et (11) avec un STATCOM connecté au shunt au bus i est la méthode itérative Newton-Raphson et elle a été adoptée en raison de son taux de convergence et de précision plus rapide par rapport à d'autres méthodes de solution pour des équations de flux de puissance non linéaires telles que la méthode de Gauss-Seidel [6, 7].

III.2 Méthode de Newton Raphson (NR) :

Le problème de transfert de puissance peut être résolu par la méthode de Newton Raphson en coordonnées polaires ou rectangulaire. Cette formulation nous donne un ensemble d'équations simultanées non linéaires. La puissance active P_i et la

puissance réactive Q sont connues et les tensions sont inconnues pour tous les bus exceptée du bus de référence ou la tension est spécifiée et fixée. Ainsi ce sont deux $(2n)$ équations à résoudre pour trouver la solution de transfert de charges.

La méthode NR exige que les équations non -linéaires soient formées d'expressions liant les puissances et les composantes de la tension (8). Les formules font intervenir les dérivées partielles des relations (7) sous la forme de la matrice Jacobienne (Voir le modèle spécifique avec Statcom). Ces équations permettent de calculer des erreurs par rapport aux valeurs P_i et Q_i spécifiées. Les programmes de calcul en tiennent généralement compte pour limiter le temps de calculs. Si dessous nous un exemple général.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix}$$

Model mathématique des répartitions des puissances avec Statcom :

-Le circuit équivalent de Thevenin du fonctionnement en fréquence fondamentale du convertisseur de source de tension à commutation (STATCOM) et de son transformateur est représenté sur la Fig. 3.

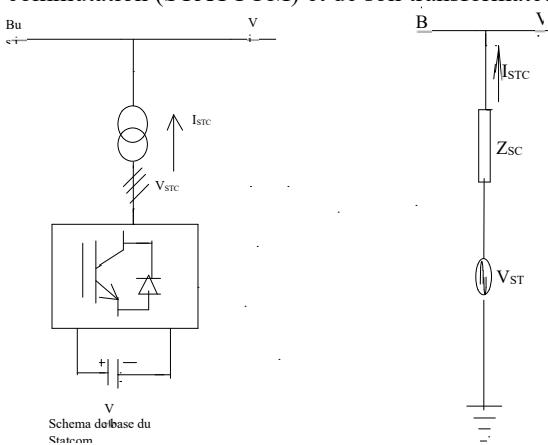


Figure si dessus : Circuit équivalent de Thevenin du Statcom: (a) Schéma de base (b) Schéma équivalent

A partir du schéma si dessus on peut écrire l'équation suivante :

$$V_{STC} = V_i + Z_{SC} I_{STC} \quad (18)$$

D'où V_{STC} -est la tension du Statcom, I_{STC} -est le courant du Statcom, Z_{SC} - est l'impédance du transformateur. Exprimant (18) en Norton équivalence nous obtenons l'équation (19):

$$I_{STC} = I_N + Y_{SC}V_i \quad (19)$$

$$\text{Avec } I_N = Y_{SC}V_{STC} \quad (20)$$

D'où I_N -est le courant de Norton, Y_{SC} -est l'admittance du court-circuit.

La tension qui lie la constraint du Statcom est donnée par (21):

$$V_{STC} \in [V_{STC(\min)}, V_{STC(\max)}] \quad (21)$$

Avec $V_{STC(\min)}$ et $V_{STC(\max)}$ -sont les tensions minimum et maximum du Statcom.

L'équation (19) est transformée en expression de puissance avec Statcom et la puissance injectée au en bus i par les équations (22) et (23) respectivement :

$$S_{STC} = V_{STC}I_{STC}^* = V_{STC}V_{STC}^*Y_{SC}^* - V_{STC}Y_{SC}^*V_i \quad (22)$$

$$S_i = V_iI_{STC}^* = V_iV_i^*Y_{SC}^* - V_iY_{SC}^*V_{STC} \quad (23)$$

Avec S_{STC} -est la puissance apparente injectée du Statcom, I_{STC}^* -est la conjugué complexe du courant de Statcom, V_{STC}^* -est la conjuguée complexe de la tension du Statcom, Y_{SC}^* est la conjuguée de l'admittance du court-circuit.

Les tensions du bus i et du Statcom en coordonnées rectangulaire sont exprimées par les équations (24) et (25) respectivement:

$$V_i = e_i + jf_i \quad (24)$$

$$V_{STC} = e_{STC} + jf_{STC} \quad (25)$$

Avec e_i -est la composante réelle de la tension du bus i , f_i -est la composante imaginaire du bus i , e_{STC} -est la composante réelle de la tension du Statcom, f_{STC} -est la composante imaginaire de la tension du Statcom .

Le module de la tension du Statcom et son angle sont exprimés par (26) et (27) respectivement:

$$|V_{STC}| = (e_{STC}^2 + f_{STC}^2)^{\frac{1}{2}} \quad (26)$$

$$\delta_{STC} = \tan^{-1} \left(\frac{f_{STC}}{e_{STC}} \right) \quad (27)$$

Avec $|V_{STC}|$ -est le module de la tension du Statcom, δ_{STC} - est l'angle de la tension du Statcom.

Les équations des composantes des puissances actives et réactives du Statcom et du bus i des expressions (22) au (25) sont transcris respectivement par les équations (28) au (31):

$$P_{STC} = G_{SC}\{(e_{STC}^2 + f_{STC}^2) - (e_{STC}e_i + f_{STC}f_i)\} + B_{SC}(e_{STC}f_i - e_{STC}f_i) \quad (28)$$

$$Q_{STC} = G_{SC}(e_{STC}f_i - f_{STC}e_i) + B_{SC}\{(e_{STC}e_i + f_{STC}f_i) - (e_{STC}^2 + f_{STC}^2)\} \quad (29)$$

$$P_i = G_{SC}\{(e_i^2 + f_i^2) - (e_i e_{STC} + f_i f_{STC})\} + B_{SC}(e_i f_{STC} - e_i f_{STC}) \quad (30)$$

$$Q_i = G_{SC}(e_i f_{STC} - f_i e_{STC}) + B_{SC}\{(e_i e_{STC} + f_i f_{STC}) - (e_i^2 + f_i^2)\} \quad (31)$$

D'où P_{STC} -est la puissance active du Statcom, Q_{STC} -est la puissance réactive du Statcom, G_{SC} -est la conductance du court-circuit, B_{SC} -est la susceptance du court-circuit.

La méthode de NR pour les équations linéarisées pour les équations des flux de puissances (10),(11),(16) et (17) obtenues en prenant en considération le model du Statcom connecté en dérivation au bus i est donné par l'équation (32) :

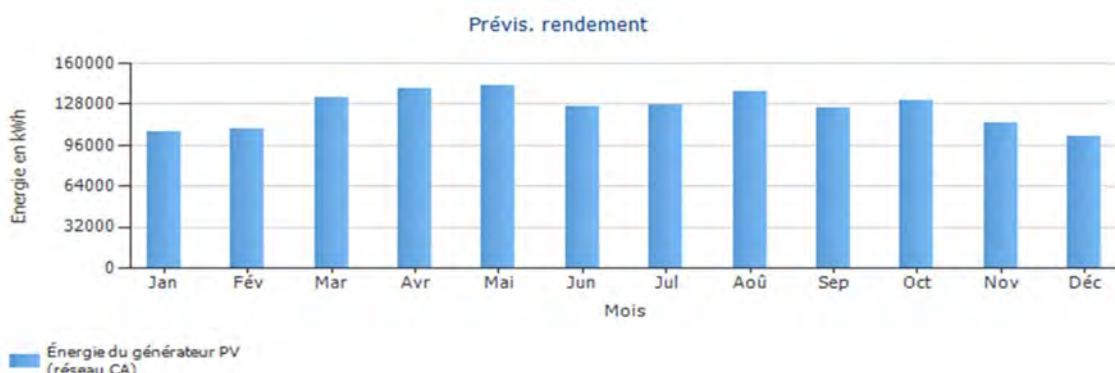
$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \\ \Delta P_{STC} \\ \Delta Q_{STC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial e_i} & \frac{\partial P_i}{\partial f_i} & \frac{\partial P_i}{\partial e_{STC}} & \frac{\partial P_i}{\partial f_{STC}} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial e_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial f_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial e_{STC}} & \frac{\partial Q_i}{\partial f_{STC}} \\ \frac{\partial P_{STC}}{\partial e_i} & \frac{\partial P_{STC}}{\partial f_i} & \frac{\partial P_{STC}}{\partial e_{STC}} & \frac{\partial P_{STC}}{\partial f_{STC}} \\ \frac{\partial Q_{STC}}{\partial e_i} & \frac{\partial Q_{STC}}{\partial f_i} & \frac{\partial Q_{STC}}{\partial e_{STC}} & \frac{\partial Q_{STC}}{\partial f_{STC}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e_i \\ \Delta f_i \\ \Delta e_{STC} \\ \Delta f_{STC} \end{bmatrix} \quad (32)$$

D'où les dérivées partielles de la matrice Jacobienne sont déterminées par l'expression (33) :

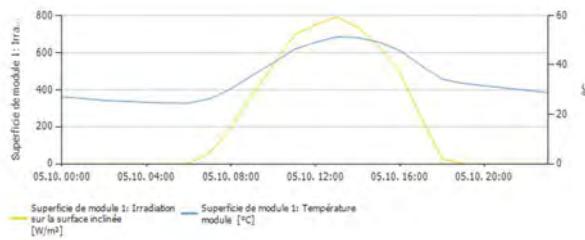
$$\left\{
 \begin{aligned}
 \frac{\partial P_i}{\partial e_i} &= G_{SC}(2e_i - e_{STC}) + B_{SC}f_{STC} \\
 \frac{\partial P_i}{\partial f_i} &= G_{SC}(2f_i - f_{STC}) - B_{SC}e_{STC} \\
 \frac{\partial P_i}{\partial e_{STC}} &= -G_{SC}e_i - B_{SC}f_i \\
 \frac{\partial P_i}{\partial f_{STC}} &= -G_{SC}f_i + B_{SC}e_i \\
 \frac{\partial Q_i}{\partial e_i} &= G_{SC}f_{STC} + B_{SC}(e_{STC} - 2e_i) \\
 \frac{\partial Q_i}{\partial f_i} &= G_{SC}e_{STC} + B_{SC}(f_{STC} - 2f_i) \\
 \frac{\partial Q_i}{\partial e_{STC}} &= -G_{SC}f_i + B_{SC}e_i \\
 \frac{\partial Q_i}{\partial f_i} &= G_{SC}e_i + B_{SC}f_{STC} \\
 \frac{\partial P_{STC}}{\partial e_i} &= -G_{SC}e_{STC} - B_{SC}f_{STC} \\
 \frac{\partial P_{STC}}{\partial f_{STC}} &= -G_{SC}f_{STC} + B_{STC}e_{STC} \\
 \frac{\partial Q_{STC}}{\partial e_i} &= -G_{SC}f_{STC} + B_{SC}e_{STC} \\
 \frac{\partial Q_{STC}}{\partial f_i} &= G_{SC}e_{STC} + B_{SC}f_{STC} \\
 \frac{\partial Q_{STC}}{\partial e_{STC}} &= G_{SC}f_i + B_{SC}(e_i - 2e_{STC}) \\
 \frac{\partial Q_{STC}}{\partial f_{STC}} &= -G_{SC}e_i + B_{SC}(f_i - 2f_{STC})
 \end{aligned}
 \right. \quad (33)$$

Annexes 3 : résultats des simulations réalisées**Annexes 3.1 : Données généraux obtenues par simulations**

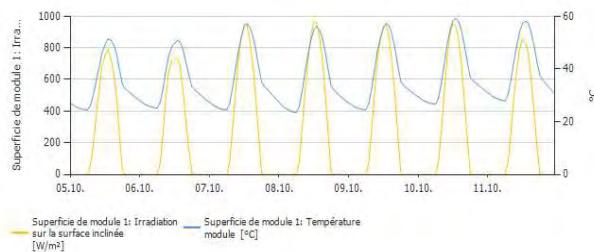
Rayonnement global horizontal)	1 978,5	kWh/m ²
Déviation du spectre standard	-19,78	kWh/m ² -1,00 %
Réflexion du sol (albedo)	6,67	kWh/m ² 0,34 %
Orientation et Inclinaison de la surface des modules	40,80	kWh/m ² 2,08 %
Ombrage	0,00	kWh/m ² 0,00 %
Réflexion à la surface supérieure du module	-81,05	kWh/m ² -4,04 %
Rayonnement total sur le module	1 925,1	kWh/m ²
	1 925,1	kWh/m ²
	x 5836,05	m ²
	= 11 234 982,6	kWh
Rayonnement PV total	11 234 982,6	kWh
Pollution	0,00	kWh 0,00 %
Conversion STC (efficacité nominale du module 15,41 %)	-9 503 215,91	kWh -84,59 %
Énergie PV nominale	1 731 766,7	kWh
Comportement en cas de faible luminosité	-16 175,25	kWh -0,93 %
Déférence par rapport à la température nominale du module	-139 302,61	kWh -8,12 %
Diodes	-7 881,44	kWh -0,50 %
Erreur de concordance (caractéristiques du fabricant)	-31 368,15	kWh -2,00 %
Erreur de concordance (raccordement/ombrage)	0,00	kWh 0,00 %
Énergie PV (CC) sans réduction de l'onduleur	1 537 039,2	kWh
Dépassement négatif de la tension d'amorce CC	-548,71	kWh -0,04 %
Réduction due à la plage de tensions MPP	-5,54	kWh 0,00 %
Réduction due au courant CC max.	0,00	kWh 0,00 %
Réduction due à la puissance CC max.	0,00	kWh 0,00 %
Réduction due à la puissance CA max./cos phi	-35,59	kWh 0,00 %
Accordement MPP	-495,71	kWh -0,03 %
Énergie PV (CC)	1 535 953,7	kWh
Énergie à l'entrée de l'onduleur	1 535 953,7	kWh
Déviation de la tension d'entrée et la tension nominale	0,00	kWh 0,00 %
Conversion CC/CA	-25 763,49	kWh -1,68 %
Consommation de veille (Onduleur)	-481,01	kWh -0,03 %
Pertes total de câblage	-15 106,76	kWh -1,00 %
Énergie PV (CA) déduction faite de la consommation en veille	1 494 602,4	kWh
Énergie revendue	1 495 088,3	kWh

Annexes 3.2 : Simulation de la production**a) Simulation de la production d'un string de la centrale 15 MW solaire**

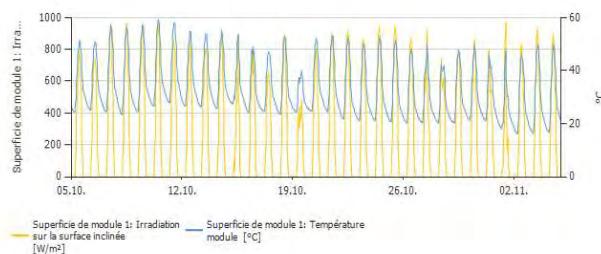
b) Simulation de l'ensoleillement et de la température au cours d'une journée



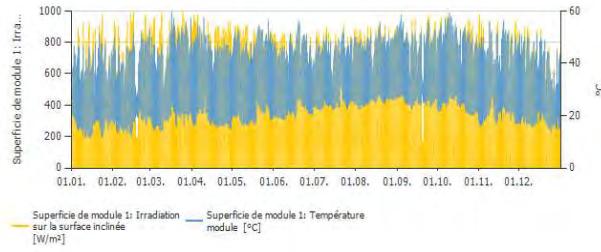
c) Simulation de l'ensoleillement et de la température pour une semaine



d) Simulation de l'ensoleillement et de la température au cours d'un mois



e) Simulation de l'ensoleillement et de la température au cours d'une année



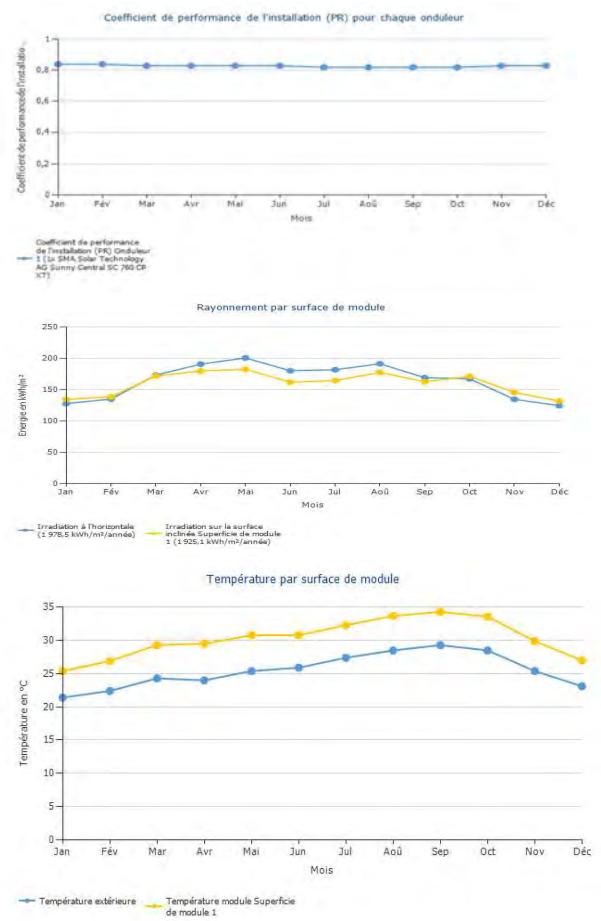
f) Simulation de la production en KWh au cours d'une année



g) : Simulation de la production au niveau de l'onduleur en KWh au cours d'une année



h) Simulation du coefficient de performance pour l'onduleur au cours d'une année



Publications

Liste des publications

REVUES INTERNATIONALES AVEC COMITE DE LECTURE

1. A Ethmane, A.K. Mahmoud, M. Maaroufi, **A. Yahfdhou**, " **Transient stability enhancement of statcom integration in power grid**", *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, Vol 16, No 2: November 2019.
<http://ijeeecs.iaescore.com/index.php/IJEECS/article/view/18292>
2. Mahmoud, M.E.M., Soukeyna, M., **A. YAHFDHOU**, Mahmoud, A.K. and Youm, I. (2019) **Sizing Method of a Storage System for Determining the Performance of a Photovoltaic Pumping System over the Sun**. *Smart Grid and Renewable Energy*, **10**, 17-28. Doi: [10.4236/sgre.2019.102002](https://doi.org/10.4236/sgre.2019.102002).
3. ETHMAN, M. MAAROUFI, A.K. MAHMOUD, **A. YAHFDHOU** " **Optimization for Electric Power Load Forecast** ". International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE) Vol. 8, No. 5, October 2018, pp. 3453~3462 ISSN: 2088-8708, DOI: [10.11591/ijece.v8i5.pp3453-3462](https://doi.org/10.11591/ijece.v8i5.pp3453-3462)
4. B. Ramdhane, D. Ndiaye, M. M. Menou, A. K. Mahmoud, A. M. Yahya, and **A. YAHFDHOU**, "Optimization of electrical production of a hybrid system (solar, diesel and storage) pilot using HOMER in Biret, Southern Coast of Mauritania." International Journal of Physical Sciences 12, no. 18 (2017) : 211-223. DOI:[10.5897/IJPS2017.4632](https://doi.org/10.5897/IJPS2017.4632)
5. M. M. MENOUI, **A. YAHFDHOU**, A. K. MAHMOUD, I. YOUM , " **Comparison between the different numerical models and determination of parameters characteristics of photovoltaic module of LRAER** " , IPASJ INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING (IIJEE) , Volume 5, Issue 6, June 2017 , pp. 026-042 , ISSN 2321-600X.
6. A. ETHMAN, M. MAAROUFI, A.K. MAHMOUD, **A. YAHFDHOU**, and I. YOUM, " **Load Flow Study and Reactive Power Optimization in Nouakchott Power Grid** «, IPASJ INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING (IIJEE), Volume 5, Issue 6, June 2017, pp. 009-025, ISSN 2321-600X.
7. MM Menou, **A. YAHFDHOU**, AK Mahmoud, AM Yahya, et I. Youm « **Numerical modeling and determination of parameters characteristic of a photovoltaic module LRAER (FST Nouakchott)**. » International Journal of Sciences physiques 11, non. 24 (2016): 326-335. DOI: [10.5897/IJPS2016.4551](https://doi.org/10.5897/IJPS2016.4551)
8. M.El Mamy. M. Mahmoud, **A. YAHFDHOU**, O.H. Lemrabott, Chighali Ehssein, Abdel Kader. Mahmoud, I. Youm, " **Photovoltaic Pumping System for Application to Sites in Mauritania** " International Journal of Innovative Technology and Exploring Engineering (IJITEE) ISSN: 2278-3075, Volume-6 Issue-5, October 2016
9. **A. YAHFDHOU**, Menou, M.M., Yahya, A.M., Eida, Ne.D., Mahmoud, A.K. and Youm, I. (2016) **Valuation and Determination of Seven and Five Parameters of Photovoltaic Generator by Iterative Method**. Smart Grid and Renewable Energy, **7**, 247-260. <http://dx.doi.org/10.4236/sgre.2016.79019>
10. **A. YAHFDHOU**, Mahmoud, A. and Youm, I. (2013) **Modeling and Optimization of Photovoltaic Generator with Matlab/Simulink**. International Journal of I Tech and E Engineering, **3**, 108-111.

CONFERENCES INTERNATIONALES AVEC COMITE DE LECTURE

- E. Mahmoud, **A. Yahfdhou**, M. Maaroufi, I. Youm, A. K. Mahmoud and H. Menou, " **An Optimized STATCOM for Higher Quality of the Power System**," 2018 International Symposium on Advanced Electrical and Communication Technologies (ISAECT), *Rabat, Morocco, 2018*, pp. 1-5.
Doi: 10.1109/ISAECT.2018.8618814
<https://ieeexplore.ieee.org/document/8618814/references#references>
- E. Mahmoud, A. K. Mahmoud, M. Maaroufi and **A. Yahfdhou**, " **Performance of Statcom in a Power Grid**," 2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), *Rabat, Morocco, 2018*, pp. 1-6.
Doi: 10.1109/IRSEC.2018.8703024
<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8703024&isnumber=8702270>
- M E Mohamed Mahmoud, Abdellahi BA, **A. YAHFDHOU**, C Ehssein, A. K. Mahmoud and I. Youm " **Modeling and Performance of the Photovoltaic pumping system** ", *international meeting on advanced technologies in energy and electrical engineering (IMAT3E), Fez, Morocco, November 22-23, 2018*.